

64  
28

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO



ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES

‘‘ A R A G O N ’’

# FALLA DE ORIGEN

TEORIA, APLICACION, SELECCION Y  
MANTENIMIENTO A LOS  
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

T E S I S

Que para obtener el Título de:

INGENIERO MECANICO ELECTRICO

P r e s e n t a :

ELIZABETH ROBLES PEREZ

Asesor: Ing. Raúl Carbajal Pinal

México, D. F.

1995



Universidad Nacional  
Autónoma de México



## **UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso**

### **DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AVENIDA DE  
MEXICO

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES  
ARAGÓN  
DIRECCION

ELIZABETH ROBLES PEREZ  
P R E S E N T E .

En contestación a su solicitud de fecha 16 de febrero del año en curso, relativa a la autorización que se le debe conceder para que el señor profesor, Ing. RAUL CARBAJAL PINAL pueda dirigirle el trabajo de Tesis denominado "TEORIA, APLICACION, SELECCION Y MANTENIMIENTO A LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE", con fundamento en el punto 6 y siguientes, del Reglamento para Exámenes Profesionales en esta Escuela, y toda vez que la documentación presentada por usted reúne los requisitos que establece el precitado Reglamento; me permito comunicarle que ha sido aprobada su solicitud.

Aprovecho la ocasión para reiterarle mi distinguida consideración.

ATENTAMENTE  
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"  
San Juan de Aragón, Mex., 22 de febrero de 1995  
EL DIRECTOR

  
M en I CLAUDIO C. MERRIFIELD CASTRO

c c p Unidad Académica.  
c c p Jefe de Carrera de Ingeniería Mecánica Eléctrica.  
c c p Asesor de Tesis.

CCMC'AIR'11a

**A DIOS:**

**Por todos los cuidados que me ha  
brindado y por haber permitido mi  
formación profesional.**

**A mis padres:**

**ALFONSO ROBLES SANCHEZ E INOCENCIA**

**PEREZ GARCIA**

**A quienes tanto quiero y por que**

**gracias a ellos hice posible mi**

**formación profesional.**

**A mis hermanos:**

**ADRIAN, PATY, BLANCA, EDUARDO,**

**YUL Y ANGEL.**

**Por que sé que ustedes comparten**

**con gran entusiasmo mis logros.**

**A mis cuñados:**

**LOURDES, MIGUEL, ALFREDO Y  
ALFONSO.**

**Por el deseo de compartir con  
ellos mis mejores momentos.**

**A mis sobrinos:**

**Como estímulo para el futuro.**

**AL ING. MARCOS JIMENEZ ACEVEDO**

**Quiero expresarle mi agradecimiento  
por todo el apoyo, cariño y  
comprensión y por sus deseos de que  
llegara este momento.**

**A LOS INGENIEROS:**

**RAUL CARBAJAL PINAL Y NARCISO  
ACEVEDO HERNANDEZ.**

**A quienes agradezco todo el apoyo  
brindado. Gracias por compartir sus  
conocimientos a estudiantes que como  
yo, tuvimos la fortuna de tenerlos como  
profesores.**



# INDICE

	Página
<b>CAPITULOS</b>	
<b>1. INTRODUCCION</b>	<b>1</b>
<b>2. FUNDAMENTOS TEORICOS</b>	<b>5</b>
• Ejemplo de aplicación.	20
• Ejemplo de aplicación	35
<b>3. COMPONENTES DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE</b>	<b>52</b>
3.1 Núcleo	52
3.2 Devanado secundario	59
3.3 Devanado primario	59
3.4 Aceite aislante	60
3.5 Accesorios	60
3.5.1 Membrana de hule sintético	
3.5.2 Explosores de protección	
3.5.3 Deshidratador de sílica gel	
3.5.4 Empaques de nitrilo	
<b>4. TIPOS DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE</b>	<b>63</b>
4.1 Tipo boquilla	63

4.2 Tipo devanado	65
4.3 Tipo ventana	66
4.4 Tipo abrazadera	66
4.5 Tipo dual o multi-relación	67
<b>5. APLICACIONES DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE</b>	<b>68</b>
* Ejemplo de aplicación	83
<b>6. SELECCION DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE</b>	<b>87</b>
* Ejemplo de aplicación	92
<b>7. PRUEBAS DE CAMPO</b>	<b>96</b>
7.1 Revisión de las conexiones y anclaje	98
7.2 Verificación del nivelado	101
7.3 Revisión de la membrana, nivel de aceite, explosores y sílica gel (en caso de tenerlo)	103
7.4 Revisión de las fugas de aceite aislante	111
7.5 Medición de la corriente de fuga antes y después de la limpieza de la porcelana	113
7.6 Medición de la resistencia de aislamiento	114
7.7 Medición del factor de disipación o de potencia	127
7.8 Medición de la relación de transformación	143
7.8.1 Prueba por el método de tensión	
7.8.2 Prueba por el método de corriente	
7.8.3 Prueba por el método del transformador patrón	
7.9 Medición de la saturación del núcleo	152

<b>8. PRUEBAS AL ACEITE AISLANTE</b>	<b>160</b>
<b>8.1 Pruebas de control de Laboratorio</b>	<b>160</b>
<b>8.2 Valores limite de las pruebas de control de Laboratorio</b>	<b>163</b>
<b>8.3 Pruebas de control de Laboratorio adicionales</b>	<b>164</b>
<b>8.4 Pruebas de control de campo</b>	<b>165</b>
<b>8.5 Periodicidad para realizar las pruebas de control</b>	<b>170</b>
<b>9. CONCLUSIONES</b>	<b>172</b>
<b>10. BIBLIOGRAFIA</b>	<b>173</b>

## 1. INTRODUCCION.

En los sistemas eléctricos de potencia, resulta de gran importancia el uso de los transformadores de medición, por la sencilla razón de que la energía que se maneja se presenta normalmente en corrientes y tensiones elevadas.

Los transformadores de medición están destinados a alimentar instrumentos de medida, contadores, réles y otros aparatos análogos.

Hay dos clases de transformadores de medición:

- Transformadores de corriente, en los cuales la corriente secundaria es, en las condiciones normales de uso, prácticamente proporcional a la corriente primaria y defasada con relación a la misma un ángulo próximo a cero, para un sentido apropiado a las conexiones.
- Transformadores de potencial, en los cuales la tensión secundaria es, en las condiciones normales de uso, prácticamente proporcional a la tensión primaria y defasada con relación a la misma un ángulo próximo a cero, para un sentido apropiado a las conexiones.

La función de los transformadores de medición es reducir a valores no peligrosos y normalizados, las características de tensión y corriente de una red eléctrica.

En la figura 1.1 vemos un esquema sencillo en el que aparecen un transformador de corriente (TC) y dos transformadores de potencial (TP), uno de los cuales

está conectado entre fases y el otro entre fase y tierra.

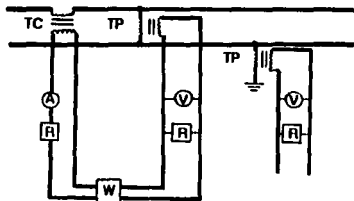


FIGURA 1.1

El objeto de esta tesis es reunir los fundamentos teóricos, los diversos tipos, las características de los componentes y las aplicaciones de los transformadores de corriente, que se utilizan en los sistemas de potencia; para transformar en valores apropiados las señales primarias (corrientes) en los circuitos de medición y protección, así como también se mencionan algunas pruebas de mantenimiento preventivo que se deben realizar en el sitio en que se encuentran instalados dichos transformadores.

Los transformadores de corriente cubren las siguientes finalidades:

- Aislar eléctricamente los circuitos de baja tensión del circuito principal y facilitar las mediciones de corrientes elevadas, permitiendo el empleo de instrumentos de medición de bajo alcance en los circuitos de alta tensión

(líneas de transmisión, cables subterráneos, bancos de transformadores, etc.).

- Obtener niveles de aislamiento y corrientes razonables para que los relevadores (diferencial, distancia, de sobrecorriente, tierra, etc.) e instrumentos de medición (ampérmetro, wáttmetro, vármetro, etc.) trabajen con una base común de 5 A a la frecuencia industrial (60 Hz).
- Lograr una buena protección para garantizar la seguridad del personal, de la instalación y equipos eléctricos, contra las corrientes y tensiones elevadas, que normalmente se tiene en los sistemas eléctricos.

Los transformadores se utilizan como sensores de las señales primarias, que a su vez las transforman en valores apropiados para los sistemas de medición y protección, para tales aplicaciones requiere de diferentes técnicas.

- La primera (medición) exige alta precisión en cuanto a la relación de transformación y ángulo de fase, durante las condiciones normales de operación (estado estable).
- La segunda (protección) requiere de una precisión razonable en cuanto a relación de transformación, durante las condiciones de cortocircuito (estado dinámico), cuando circula una corriente de 20 veces la corriente nominal como máximo.

Los transformadores de corriente que se utilizan en los sistemas de medición, deben estar diseñados de tal manera que se sature el núcleo, cuando circula una

corriente de cortocircuito, para no dañar los instrumentos de medición; mientras que los transformadores con aplicación de protección, no debe saturarse el núcleo para permitir que los relevadores de protección operen adecuadamente.

En la tabla 1.1 se resumen las diferencias fundamentales entre los transformadores de corriente para medición y para protección.

<b>TRANSFORMADORES DE CORRIENTE</b>	
<b>PARA MEDICION</b>	<b>PARA PROTECCION</b>
El núcleo debe saturarse en el límite de precisión designado para proteger a los instrumentos de medición.	Debe conservarse la precisión (10%) hasta un valor de corriente de cortocircuito de 20 veces la nominal.
La precisión designada debe conservarse hasta el 100% de la corriente nominal.	No se requiere buen comportamiento bajo las condiciones de estado estable.
La variación del error debe ser pequeño dentro de la gama de trabajo.	La variación del error debe conservarse hasta el límite de precisión.
No se requiere que se tenga respuesta a los transitorios (corriente de cortocircuito).	Debe tener buena respuesta a los transitorios (corriente de cortocircuito).

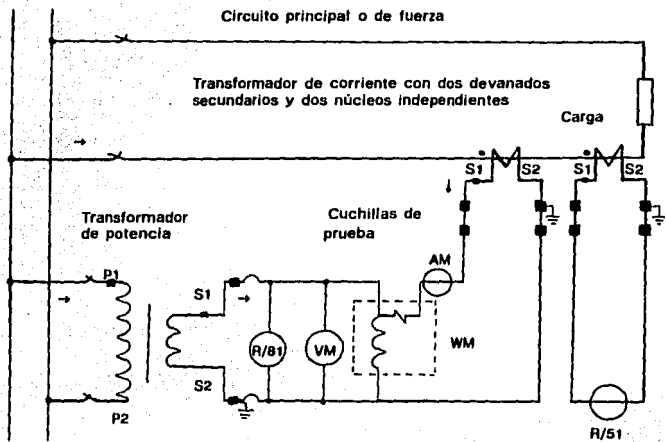
**TABLA 1.1** Diferencias fundamentales entre los transformadores de corriente, para medición y protección.

## 2. FUNDAMENTOS TEORICOS.

El principio de funcionamiento de los transformadores de corriente, tiene cierto parecido a los transformadores de distribución o de potencia de dos devanados, en el cual se tiene un par de devanados acoplados mutuamente, que están colocados alrededor del núcleo magnético y trabajan bajo el principio de inducción electromagnética, sin embargo, el diseño de los transformadores de corriente ha sido modificado para cumplir adecuadamente, la función de entregar desde el devanado secundario, una corriente que sea lo más exactamente posible a una fracción de la corriente primaria (dependiendo del valor de la relación de transformación  $a = N_p/N_s$  y ángulo de fase entre la corriente primaria y secundaria). Ambos tipos de transformadores difieren desde el punto de vista de operación, ya que en el transformador de distribución o de potencia la magnitud de la corriente primaria está determinada por la carga que se tiene concentrada en el devanado secundario, mientras que en el transformador de corriente la magnitud de la corriente primaria depende del circuito de alimentación principal o de fuerza; esto se debe a que el transformador de corriente está conectado en serie con el circuito principal y el transformador de distribución está conectado en paralelo con dicho circuito. En la figura 2.1 se muestran las conexiones de los transformadores de corriente y de potencial.

El transformador de corriente se diseña de tal manera que el ángulo de fase entre la corriente primaria y secundaria sea lo más pequeño posible; dicho ángulo se mide como el defasamiento que existe entre el vector invertido de corriente secundaria ( $-I_s$ ) con respecto al vector de la corriente primaria ( $I_p$ ).





WM - WATTMETRO MONOFASICO

VM - VOLTMETRO

AM - AMPERMETRO

R/B1 - RELEVADOR DE BAJA FRECUENCIA

R/51 - RELEVADOR DE SOBRECARGA

FIGURA 2.1 Conexiones de los transformadores de corriente (serie) y de potencial (paralelo).

El devanado primario del transformador de corriente se conecta en serie con el circuito donde se desea hacer la medición o protección, a esto se debe que dicho devanado funciona a una tensión de fase a tierra relativamente alta, pero en las dos terminales del primario (P1-P2), se presenta una diferencia de potencial muy baja; dicho primario se construye de una o varias espiras. Cuando se utiliza una sola espira en el devanado primario, es conveniente que pase por el centro del núcleo para lograr disminuir el flujo de dispersión y para el caso de varias espiras en el primario, también deben devanarse uniformemente alrededor del núcleo de forma toroidal (anillo). Las figuras 2.2a, 2.2b y 2.2c muestran núcleos de transformadores de corriente con diferente número de espiras primarias. La figura 2.3 muestra el funcionamiento de un transformador de corriente.

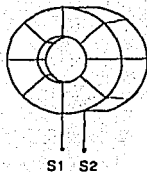


FIGURA 2.2a

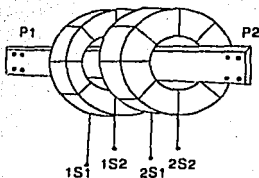


FIGURA 2.2b

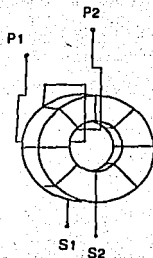


FIGURA 2.2c

FIGURA 2.2a Transformador de corriente sin primario incorporado.

FIGURA 2.2b Transformador de corriente con una espira primaria.

FIGURA 2.2c Transformador de corriente con varias espiras primarias.

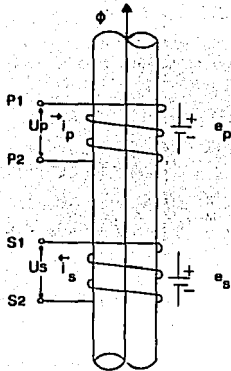


FIGURA 2.3 Funcionamiento de un transformador de corriente.

De acuerdo a la figura 2.3, el primario es alimentado por la tensión  $U_p$  absorbiendo la corriente  $i_p$ .

El secundario suministra a la carga exterior la corriente  $i_s$  con una tensión  $U_s$ .

Si los bornes secundarios están libres, el primario actúa como una autoinducción, sobre el núcleo de hierro, absorbiendo la corriente de excitación  $i_{p0}$ , que consta de una componente magnetizante  $i_{pU}$  y de una componente de pérdidas en la chapa (lámina)  $i_{pw}$ .

Si todo el flujo  $\phi$ , creado por el primario, es recogido por el secundario, podemos establecer:

$$e_p = N_p \frac{d\phi}{dt}$$

$$e_s = N_s \frac{d\phi}{dt}$$

Aplicando la ley de Ohm, y despreciando la resistencia del bobinado primario, resulta:

$$\left. \begin{array}{l} U_p - e_p = 0; \quad U_p = e_p = N_p \frac{d\phi}{dt} \\ U_s - e_s = 0; \quad U_s = e_s = N_s \frac{d\phi}{dt} \end{array} \right\} \frac{U_p}{U_s} = \frac{C_p}{C_s} = \frac{N_p}{N_s} = a$$

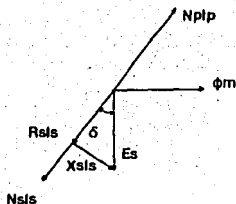
siendo  $a$  la relación de transformación.

Al conectar una carga a los bornes secundarios, aparece la corriente secundaria  $i_s$ , que origina un flujo en oposición al creado por  $i_p$ . Para mantener constante  $U_p$ , la intensidad primaria aumenta de valor, cumpliéndose:

$$\frac{N_p i_p - N_s i_s}{R} = \phi$$

y por lo tanto como  $F = \phi \cdot R = N_p \cdot i_{p0}$ , queda  $N_p \cdot i_p = N_s i_s + N_p i_{p0}$

Un transformador de corriente ideal resulta ser aquel en el que cualquier corriente primaria ( $i_p$ ) se reproduce como una corriente secundaria ( $i_s$ ), en forma fiel (exacta) tanto en relación de transformación como ángulo de fase. Además de una manera más amplia se dice, que dicho transformador de corriente resulta ser aquel en el que los amperes-vuelta del secundario, son exactamente iguales a los del primario y se encuentran defasados  $180^\circ$ . En la figura 2.4 se muestra el diagrama vectorial de un transformador de corriente ideal.



- Ns - No. de vueltas del devanado secundario
- Is - Corriente secundaria
- Np - No. de vueltas del devanado primario
- Ip - Corriente del primario
- $\phi_m$  - Flujo magnético mutuo
- Es - Fuerza electromotriz inducida en el devanado secundario

FIGURA 2.4 Diagrama vectorial de un transformador de corriente ideal.

Cuando circula una corriente en el devanado primario de un transformador de corriente ideal, se induce un flujo magnético mutuo " $\phi_m$ " en el núcleo y como se tiene un burden (carga externa secundaria en voltamperes o en ohms y factor de potencia) conectado en el secundario, dicho flujo presenta una magnitud tal que induce una fuerza electromotriz secundaria "Es" y como consecuencia hace posible la circulación de la corriente secundaria "Is", de tal forma que se cumple:

$$N_s I_s = N_p I_p$$

$$\frac{I_p}{I_s} = \frac{N_s}{N_p} = a$$

donde:

Np y Ns - Número de espiras del primario y secundario.

Ip e Is - Corriente del primario y secundario.

a - Relación de transformación.

El circuito secundario tiene una carga externa que incluye a los conductores, denominada "burden", el cual se expresa de preferencia en términos de impedancia de la carga "Zc" y de sus componentes "fc" y "Xc", de manera menos frecuente se ha llegado a utilizar en voltamperes ( $VA=Zc I^2s$ ) y factor de potencia ( $\cos \theta$ ). Así por ejemplo, un burden de  $0.8 \Omega$  significa  $0.8 \times 5^2 = 20 VA$ .

El burden disminuye conforme aumenta la corriente por el efecto de la saturación de los circuitos magnéticos de los relevadores y de otros aparatos en serie con ellos, por lo que un valor de burden sólo es válido, para una determinada corriente secundaria. En la tabla 2.1, se muestran las cargas secundarias externas (burdens) normalizadas para transformadores de corriente (5 amperes secundarios), de acuerdo a la norma ANSI/IEEE C57.13-1978.

Tipo de transformador de corriente	Carga secundaria externa (burden)	Resistencia ( $\Omega$ )	Inductancia (mH)	Impedancia ( $\Omega$ )	Voltamperes (a 5 A)	F.P
Medición	B-0.1	0.09	0.116	0.1	2.5	0.9
	B-0.2	0.18	0.232	0.2	5.0	0.9
	B-0.5	0.45	0.580	0.5	12.5	0.9
	B-0.9	0.81	1.04	0.9	22.5	0.9
	B-1.8	1.62	2.08	1.8	45.0	0.9
Protección	B-1	0.5	2.3	1.0	25	0.5
	B-2	1.0	4.6	2.0	50	0.5
	B-4	2.0	9.2	4.0	100	0.5
	B-8	4.0	18.4	8.0	200	0.5

TABLA 2.1 Cargas secundarias externas (burdens) normalizadas.

Por esta razón, no es recomendable extrapolar los valores de la carga externa (burden), para cierto tipo de transformador de corriente, sino que por el contrario se pueden utilizar cargas menores al valor nominal, obteniéndose con ésto ventajas desde el punto de vista de la precisión, tal como se muestra en la figura 2.5. En la figura 2.6, se muestra la relación entre la corriente primaria y secundaria, en un transformador de corriente con diferentes valores de carga externa.

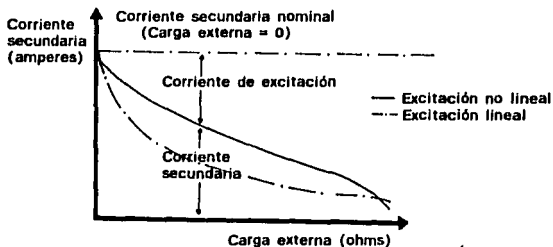


FIGURA 2.5 Relación entre la corriente secundaria y la carga externa (burden).

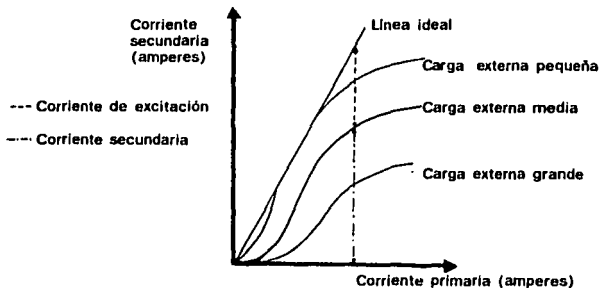


FIGURA 2.6 Relación entre la corriente primaria y secundaria, para diferentes valores de carga externa (burden).

La impedancia del circuito secundario se da por la expresión siguiente:

$$Z_s = (r_s + r_c) + j (X_s + X_c)$$

donde:

$r_s$  y  $X_s$  - Resistencia y reactancia inductiva del devanado secundario.

$r_c$  y  $X_c$  - Resistencia y reactancia de la carga y los cables de control (burden).

El factor de potencia del circuito secundario "cos  $\theta$ " se da en la forma siguiente:

$$\cos \theta = \frac{r_s + r_c}{Z_s}$$

La fuerza electromotriz inducida en el secundario "Es" del transformador de corriente se puede calcular por la expresión siguiente:

$$E_s = I_s Z_s = 4.44 N_s \cdot f \cdot B_m \cdot A \cdot K_e \text{ [Volts]}$$

donde:

$N_s$  - Número de vueltas del devanado secundario.

$f$  - Frecuencia Industrial en Hz (60 Hz).

$B_m$  - Densidad de flujo magnético máximo en Wb/m<sup>2</sup>.

$A$  - Area total de la sección transversal en m<sup>2</sup>.

$K_e$  - Factor de espacio del núcleo <1.0, siendo la relación entre el área efectiva y el área de las laminaciones con barniz aislante.

De acuerdo con la expresión de la fuerza electromotriz, para poder obtener una mayor tensión inducida en las terminales secundarias del transformador de corriente "Es", se logra incrementando la densidad de flujo magnético, esto origina un aumento en la corriente de excitación y como consecuencia un error



más grande para el mismo tipo de núcleo.

En la práctica el transformador de corriente real requiere de amperes-vuelta de excitación ( $N_e I_e$ ), para mantener el flujo magnético mutuo " $\phi_m$ ", independientemente de la buena calidad en la manufactura del núcleo magnético; a esto se debe que los amperes-vuelta del secundario ( $N_s I_s$ ) no son iguales a los amperes-vuelta del primario ( $N_p I_p$ ). Para reducir al mínimo la corriente de excitación (suma vectorial de la corriente de magnetización y la corriente activa del núcleo) y poder obtener una relación de transformación correcta y razonablemente constante, es necesario que el transformador de corriente se diseñe con un núcleo de óptimas propiedades magnéticas posibles y además que en operación se mantenga trabajando a una baja densidad de campo magnético " $B_m$ ".

En un transformador de corriente real, se cumple que los amperes-vuelta del primario menos los amperes-vuelta de excitación son iguales a los amperes-vuelta del secundario, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$I_p N_p - I_e N_e = I_s N_s$$

Si la carga del secundario es  $Z_s$ , se cumple:

$$I_s = \frac{U_s}{Z_s}, \text{ y por lo tanto}$$

$$I_p = I_s / a = U_s / a Z_s = U_p / a^2 Z_s$$

donde vemos que el efecto es similar a colocar una carga a<sup>2</sup>Zs en el primario.

En el transformador real, debemos tener en cuenta, además de la corriente de excitación  $I_{p0}$ , las resistencias  $R_p$  y  $R_s$  de los arrollamientos, y flujos de fuga  $\psi_p$  y  $\psi_s$ , según vemos en la figura 2.7.

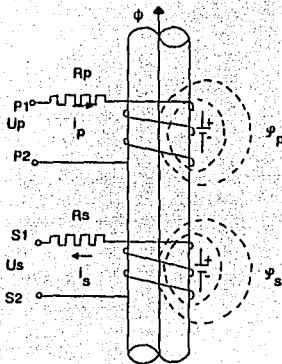


FIGURA 2.7

Teniendo en cuenta que,

$$N \cdot \psi = i \cdot L$$

las ecuaciones generales del transformador son:

$$U_p = N_p \frac{d\Phi}{dt} + R_p i_p + L_p \frac{di_p}{dt}$$

$$U_s = N_s \frac{d\Phi}{dt} - R_s i_s - L_s \frac{di_s}{dt}$$

$$N_p I_p = N_s I_s + N_p I_{po}$$

Y para magnitudes senoidales:

$$\bar{U}_p = N_p \bar{E} + R_p \bar{I}_p + jX_p \bar{I}_p$$

$$\bar{U}_s = N_s \bar{E} - R_s \bar{I}_s - jX_s \bar{I}_s$$

$$N_p \bar{I}_p = N_s \bar{I}_s + N_p \bar{I}_{po}$$

Donde E es la fuerza electromotriz inducida en una espira.

#### TRANSFORMADOR EQUIVALENTE.

Para el estudio de los transformadores de corriente, resulta interesante referirse al secundario, cuyos valores nominales varían poco en general.

Veamos la forma de reflejar en el secundario las magnitudes primarias.

$$N_p \bar{I}_p = N_s \bar{I}_s + N_p \bar{I}_{po}$$

dividiendo por  $N_s$ :

$$\frac{N_p}{N_s} \bar{I}_p = \bar{I}_s + \frac{N_p}{N_s} \bar{I}_{po}; a \bar{I}_p = \bar{I}_s + a \bar{I}_{po}$$

donde  $a \bar{I}_{po}$  es la corriente de excitación que absorbe el transformador, si se

aplica al secundario la tensión  $U_p/a$ .

En adelante, llamaremos  $\bar{I}_o$  a  $\bar{I}_{p0}$ .

Por tanto,

$$\bar{I}_p = \bar{I}_s + \bar{I}_o$$

Del mismo modo, de las ecuaciones para magnitudes senoidales:

$$\frac{\bar{U}_p}{a} = \frac{N_p \bar{E}}{a} + \frac{R_p \bar{I}_p}{a} + j \frac{X_p \bar{I}_p}{a}, \text{ de donde:}$$

$$\frac{\bar{U}_p}{a} = N_s \bar{E} + \frac{R_p}{a} (\bar{I}_s + \bar{I}_o) + j \frac{X_p}{a} (\bar{I}_s + \bar{I}_o)$$

Vemos que  $R_p/a^2$  y  $X_p/a^2$  son la resistencia y la reactancia del primario vistas desde el secundario.

Por tanto, haciendo:

$$\frac{\bar{U}_p}{a} = \bar{U}_p' \cdot \bar{I}_p' a = \bar{I}_p' \cdot \frac{R_p}{a^2} = R_p' \text{ y } \frac{X_p}{a^2} = X_p'$$

las ecuaciones para magnitudes senoidales se transforman en:

$$\bar{U}_p = N_s \bar{E} + (R_p' + jX_p') \bar{I}_p$$

$$\bar{U}_s = N_s \bar{E} - (R_s + jX_s) \bar{I}_s$$

$$\bar{I}_p = \bar{I}_s + \bar{I}_o$$

En la figura 2.8 se muestra el circuito equivalente de un transformador de corriente real.

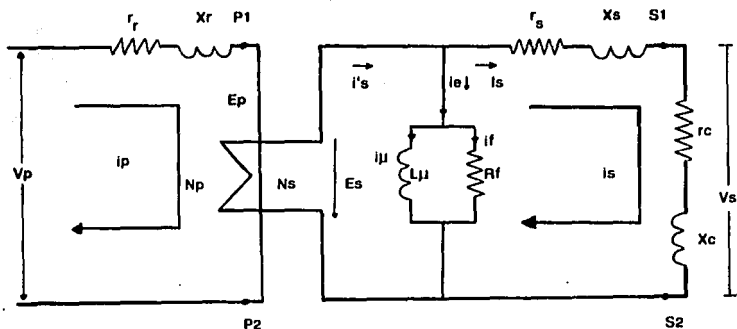


FIGURA 2.8 Circuito equivalente del transformador de corriente real.

donde:

P1 y P2 - Terminales del devanado primario del transformador de corriente.

S1 y S2 - Terminales del devanado secundario del transformador de corriente.

$r_r$  y  $X_r$  - Resistencia y reactancia de la red de alimentación.

$L_\mu$  - Inductancia de magnetización, que demanda una corriente de magnetización  $i_\mu$ .

$R_f$  - Resistencia equivalente a la pérdida en el núcleo, que demanda una corriente  $i_f$ .

$r_s$  y  $X_s$  - Resistencia y reactancia del devanado secundario.

$r_c$  y  $X_c$  - Resistencia y reactancia de la carga externa y los cables de control.

$i_p$  - Corriente primaria alimentada por la red.

$i_e$  - Corriente de excitación =  $i_\mu + i_f$

$i_s$  - Corriente secundaria real =  $i'_s - i_e$

$V_s$  - Caída de tensión en la carga (burden).

$E_s$  - Fuerza electromotriz inducida en el devanado secundario.

La corriente de excitación " $i_e$ " tiene un comportamiento no lineal, debido a que la inductancia de magnetización " $L_\mu$ " es no lineal (siendo  $i_\mu \ll i_f$ ), lo cual resulta obvio al observar la curva de saturación de los transformadores de corriente, sin embargo, en la práctica se trabaja en la parte en que se puede considerar como línea recta (lineal). En el transformador de corriente, la fuerza electromotriz inducida en el secundario " $E_s$ " presenta un valor pequeño, como consecuencia de que el flujo mutuo " $\phi_m$ " resulta ser pequeño y por consiguiente las corrientes de magnetización " $i_\mu$ " y corriente activa de fierro (por Eddy e histéresis) " $i_f$ " resultan ser pequeñas ( $< 1\%$  de  $i_p$ ). La corriente de excitación " $i_e$ " es pequeña, pero no resulta proporcional a " $E_s$ " ni forma un ángulo constante con " $E_s$ ", puesto que " $i_\mu$ " e " $i_f$ " no son proporcionales a la primera potencia de flujo mutuo " $\phi_m$ ". La magnitud de " $i_\mu$ " e " $i_f$ " dependen del grado de saturación del núcleo magnético. Los devanados se deben arreglar de tal manera, que se logre un flujo de dispersión mínimo, ya que cualquier aumento de flujo de dispersión va acompañado de un incremento del flujo mutuo " $\phi_m$ " y, por lo tanto, de ambas componentes de la corriente de excitación " $i_e$ ".

Cuando el transformador de corriente se encuentra en servicio, no debe abrirse el circuito secundario, ya que bajo estas condiciones la carga externa (burden) se hace igual a infinito (circuito abierto), entonces los amperes-vuelta que desmagnetizan el devanado secundario son iguales a cero ( $I_s N_s = 0$ ) y todos los amperes-vuelta del primario ( $I_p N_p$ ) sirven para la magnetización del núcleo

magnético; el flujo magnético mutuo " $\phi_m$ " crece y la fuerza electromotriz en el secundario puede alcanzar valores peligrosos (algunos cientos hasta miles de volts), tanto para el personal como para el transformador de corriente. Además, el aumento de flujo magnético provoca un brusco incremento de las pérdidas activas en el núcleo (proporcionales al cuadrado de la inducción magnética), originando calentamiento en el material magnético (núcleo).

#### ◇ EJEMPLO DE APLICACION.

Mostrar la ecuación de la fuerza electromotriz inducida en el secundario " $E_s$ " y calcular la tensión secundaria que presenta un transformador de corriente, de las características siguientes:

Relación de transformación =  $a = 800/5$

No. de espiras secundarias =  $N_s = 160$

Sección transversal =  $A = 40 \times 30 \text{ mm}^2 = 40 \times 30 \times 10^{-6} \text{ m}^2$

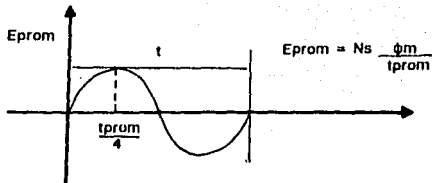
Densidad de campo magnético =  $B = 1.5 \text{ Tesla [Wb/m}^2]$

Factor de espacio =  $K_e = 0.96$

#### S O L U C I O N

La fuerza electromotriz promedio que se tiene en las terminales del secundario del transformador de corriente, se expresa por:

$$E_{prom} = N_s \frac{\phi_m}{t_{prom}}$$



$$E_{prom} = N_s \frac{\phi_m}{t_{prom}} = N_s \frac{\phi_m}{t/4}$$

Pero:  $t = 1/f$      $\frac{1}{4} = \frac{1}{4}f$

$$E_{prom} = N_s \frac{\phi_m}{\frac{1}{4f}} = 4f N_s \phi_m$$

Eeficaz = 1.11 Eprom

Eeficaz = 4.44f Ns  $\phi_m$  Ke = 4.44f Ns BA Ke

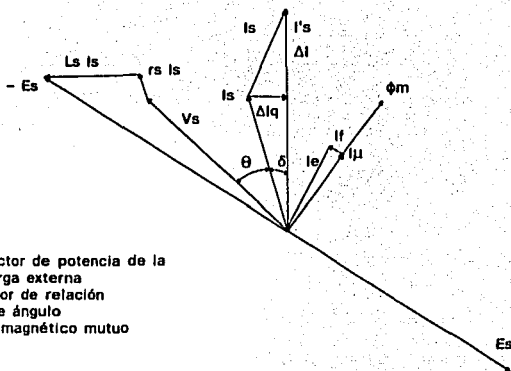
= 4.44 x 60 x 160 x 1.5 x 40 x 30 x 10<sup>-3</sup> x 0.98

= 73.6 Volts

De acuerdo a la norma ANSI/IEEE C57.13-1978 este transformador presenta una tensión en el secundario de 50 volts, ésto es, se satura muy rápido; siendo de utilidad para fines de medición.

En la figura 2.9, se muestra el diagrama vectorial de un transformador de corriente, siendo válido para una onda sinusoidal y para parte lineal de la curva de saturación.





$\cos \theta$  - Factor de potencia de la carga externa  
 $\Delta I_q$  - Error de relación  
 $\delta$  - Error de ángulo  
 $\phi_m$  - Flujo magnético mutuo

FIGURA 2.9 Diagrama vectorial de un transformador de corriente real

Los transformadores de corriente se caracterizan por tener tres tipos de errores, siendo:

- Error de relación
- Error de ángulo
- Error compuesto

El error de relación se expresa en la forma siguiente:

$$\xi_r = \Delta I_q = \frac{\Delta I}{I_s} \times 100 = \frac{a I_s - I_p}{I_p} \times 100 (\%)$$

El error de ángulo se calcula de la manera siguiente:

$$\delta = \frac{\Delta I_q}{I_s} \times 100 \text{ (centi-radianes)}$$

donde:

$$1 \text{ centi-radián} = 0.5729^\circ = 34.3774'$$

$$1 \text{ grado} = 1.7453 \text{ centi-radianes}$$

Para los transformadores de corriente de protección tanto en la norma IEC 185 como en la norma ANSI/IEEE C 57.13, consideran el error compuesto, que toma en cuenta la presencia de armónicas en la corriente de excitación, que aparece en el devanado primario. El error compuesto en forma general se expresa como un porcentaje de los valores eficaz (rms) de la corriente primaria, como sigue:

$$\xi_c = \frac{100}{I_p} \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T (a_T I_s - I_p)^2 dt}$$

donde:

$I_p$  - Valor eficaz de la corriente primaria

$T$  - Tiempo de duración de un ciclo

$a_T$  - Relación de transformación

$I_s$  - Valor instantáneo de la corriente secundaria

$I_p$  - Valor instantáneo de la corriente primaria

Desde el punto de vista práctico el error compuesto " $\xi_c$ " se obtiene en la forma siguiente:

$$\xi_c = \sqrt{\xi_r^2\% + \delta^2\%} \quad |\%|$$

donde:

$\xi_r\%$  - Error de relación en por ciento

$\delta\%$  - Error de ángulo en centi-radianes

El ángulo de defasamiento " $\delta$ " entre la corriente secundaria real " $i_s$ " y la corriente secundaria teórica " $i'_s$ " generalmente presenta un valor pequeño menor de  $3^\circ$  (para un ángulo de  $10^\circ$  el error que se presenta es de 0.5%).

Para un transformador de corriente de protección, generalmente es innecesario determinar el error de ángulo, esto se debe a que el burden (carga externa) normalmente tiene un factor de potencia muy atrasado y resulta que " $i_s$ " está prácticamente a  $180^\circ$  con " $i_e$ " y no tiene efecto considerable en la precisión, por lo que respecta al ángulo y además los relevadores toleran errores angulares. Los relevadores de sobrecarga normal no les afecta en su operación el error de ángulo, mientras que los relevadores de sobrecarga direccional son un poco sensibles a los errores de ángulo. Para los relevadores diferenciales tiene importancia el error compuesto. De todas maneras en el campo, solamente es posible medir el error de relación y cuando éste presenta un valor aceptable de acuerdo a las normas, se toma como criterio para diagnosticar el transformador de corriente, despreciando el error de ángulo.

En un transformador de corriente de medición no se le da mucha importancia al error de ángulo cuando se miden solamente magnitudes de corriente, sin embargo, para la medición de potencia, energía, etc., el error de ángulo llega a tener gran influencia en los resultados; de todas maneras para este tipo de

transformadores se obtiene tanto el error de ángulo como el de relación.

Para disminuir el error de ángulo (disminución de la corriente de excitación) el diseñador utiliza como núcleos materiales de baja reluctancia y los calcula de tal manera que trabaje a una baja densidad de campo magnético "Bm"; mientras que para poder disminuir el error de relación utiliza dos calibres diferentes de alambre de cobre, estando el calibre más delgado en las últimas espiras.

La fórmula siguiente, ilustra los diversos factores que intervienen en el error de un transformador de corriente:

$$e(\%) = 450000 \frac{LZ_t}{N_s^2 S \mu}$$

donde:

L - Longitud media del circuito magnético [cm]

Z<sub>t</sub> - Impedancia total del secundario (interior más carga) [Ω]

N<sub>s</sub> - No. de espiras de la bobina secundaria

S - Sección del núcleo magnético [cm<sup>2</sup>]

$\mu = \frac{B}{H}$  - Permeabilidad de la lámina magnética [Gauss/AV/cm]

Llegamos por tanto a lo siguiente:

1) Bajo el punto de vista de las láminas:

En la figura 2.10, vemos las curvas de magnetización de diversas láminas.

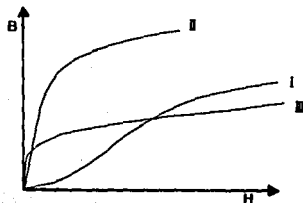


FIGURA 2.10

La curva I, es de una lámina antigua de alto porcentaje de silicio; la curva II representa una lámina de alto índice de saturación; y la curva III nos muestra un débil poder de saturación, pero por el contrario, muy alta permeabilidad a baja inducción. En las figuras 2.11 y 2.12, vemos los valores  $\mu$  y  $1/\mu$ , de estas láminas.

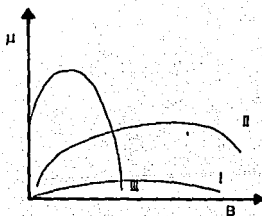


FIGURA 2.11

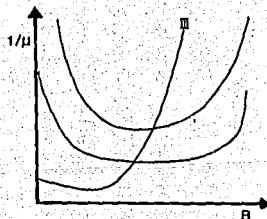


FIGURA 2.12

Vemos por tanto, que para un error mínimo, debemos utilizar el valor mínimo de  $1/\mu$ , y por tanto la lámina I no es de interés.

La curva II, correspondiente a la lámina de grano orientado, es interesante cuando el número de amperes-vuelta sea suficiente para realizar la precisión con una pequeña sección de hierro o cuando interese un factor de saturación elevado.

La curva III, corresponde a la lámina de tipo Mumetal, que permite una inducción elevada con pocos amperes-vuelta, y un bajo factor de seguridad.

La lámina a elegir dependerá por tanto de las diversas exigencias de tipo técnico y económico.

En la figura 2.13, vemos cómo varía el error, al variar  $I_s$  manteniendo  $Zl$  constante. Esta curva refleja la variación de  $\mu$  al variar  $B$ , que se mantiene proporcional a  $I_s$ .

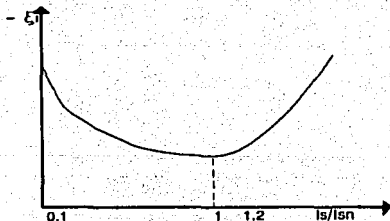


FIGURA 2.13

2) Con relación a la potencia aparente:

La potencia aparente es prácticamente proporcional a la impedancia total, pues  $Z_s \ll Z_t$  y por lo tanto, el error es directamente proporcional a la potencia aparente.

Debemos realizar una sección de núcleo proporcional a la potencia aparente, para mantener el error dentro de los límites permitidos, teniendo en cuenta que si aumentamos la línea media, debemos aumentar de nuevo la sección, para anular su efecto.

Es interesante hacer notar, que si un transformador de corriente está proyectado de forma que trabaje con un  $\mu$  máximo a la corriente y carga nominales, al funcionar con una carga  $Z_t/4$  reduciremos el error a la cuarta parte, si  $\mu$  permanece constante, es decir, para  $4 I_n$ , como vemos en la figura 2.14.

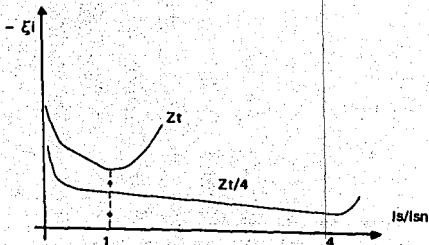


FIGURA 2.14

Debido a que el error es siempre negativo, en la práctica se "centra" esta curva, respecto al eje de las abscisas, dando un avance positivo igual o menor que el error. Esto se logra modificando la relación de espiras.

3) Según el número de amperes-vuelta.

Si mantenemos  $I_s = 5A$ , el número de amperes-vuelta es directamente proporcional a  $N_s$ , y por tanto, el error es inversamente proporcional al cuadrado del número de amperes-vuelta del secundario.

Es interesante, por tanto, elevar el número de amperes-vuelta, pero nos vemos limitados por las condiciones térmicas y dinámicas, que obligan a aumentar la línea media del circuito de hierro, y a disminuir por esta causa la precisión. Por otra parte, el aumento de espiras secundarias, eleva la impedancia total y por tanto, también hace aumentar el error.

La precisión de un transformador de corriente se ve afectada por los parámetros siguientes:

- Diseño y construcción
- Condiciones del circuito en cuanto a voltaje, corriente y frecuencia.
- Carga secundaria externa (burden)

Por lo tanto, para cada tipo específico de transformadores de corriente y condición del circuito, la precisión depende de la magnitud del burden y puede ser diferente para cada burden. En general, se cumple que entre mayor es el burden, más grande resulta ser el error; sin embargo, esta relación se puede ver afectada cuando se tiene compensación.



Existe un factor de corrección de relación (FCR) del transformador de corriente que se expresa en la forma siguiente:

$$FCR = \frac{\text{Relación verdadera}}{\text{Relación de la placa de datos}} = \frac{RV}{RPD}$$

De tal manera que para obtener la relación verdadera se debe multiplicar el factor de corrección de relación por la relación de la placa de datos ( $RV = FCR \times RPD$ ). Usualmente el  $FCR > 1$ , esto es, la corriente secundaria es menor que la indicada en la relación nominal de la placa de datos. En la figura 2.15 se muestra una curva típica de factor de corrección de relación en función de los múltiplos de la corriente primaria o secundaria, para un determinado valor de la carga secundaria externa (burden).

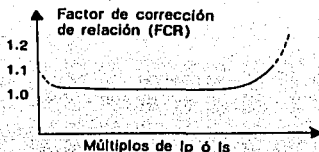


FIGURA 2.15 Curva típica de corrección de relación en función de los múltiplos de la corriente primaria o secundaria.

La norma ANSI/IEEE C 57.13 indica que para un transformador de corriente de medición, el factor de corrección total "FCT", considerando una carga con factor de potencia 0.6 atrasado resulta:

$$FCT = FCR - \delta/2600$$

donde:

FCT - Factor de corrección de relación.

$\delta$  - Angulo de fases en minutos.

Tal como se muestra en las figuras 2.16 y 2.17, en un transformador de corriente de medición los errores de medición y de ángulo, dependen de la magnitud de la corriente; observándose que cuando la medición se realiza a un valor abajo de la corriente nominal, ambos errores aumentan, por eso las normas proporcionan los errores límite a 10% y 100% de la corriente nominal.

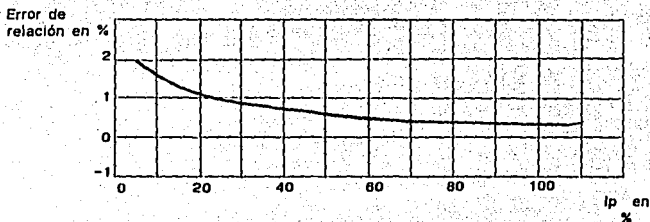


FIGURA 2.16 Error de relación en función de la corriente.

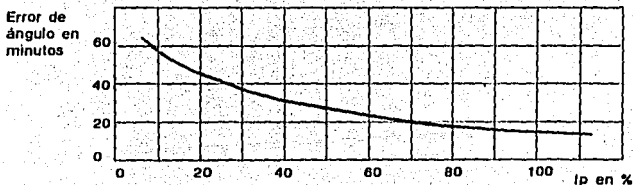


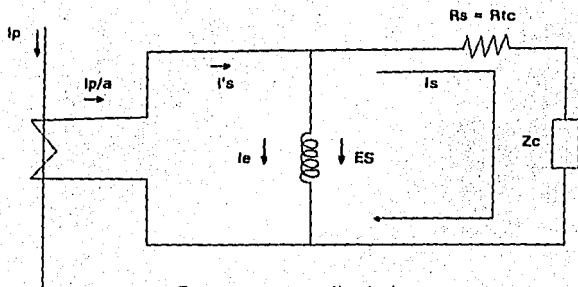
FIGURA 2.17 Error de ángulo en función de la corriente.

Los transformadores de corriente de medición dependiendo de la norma de referencia, tienen una clase de precisión de 0.1, 0.2, 0.3, 0.5, 0.6, 1.0, 1.2.

En los transformadores de corriente de protección la clase de precisión se designa por las letras "T" o "C"; la letra "T" indica que la precisión solamente se puede determinar por medio de pruebas y la letra "C" indica que la precisión se puede determinar por medio de cálculos, a través de la característica de saturación; la clasificación se realiza en base al voltaje secundario que puede mantener el transformador de corriente en sus terminales, sin que el error compuesto exceda de 10%, cuando se le aplican 20 veces la corriente nominal (100 amperes).

En el campo resulta difícil medir el error compuesto, ya que como única herramienta se tiene la medición del error de relación de transformación, pero en la norma ANSI/IEEE C57.13 no dice nada al respecto, sin embargo, en este sentido la norma IEC 185 es muy clara, ya que manifiesta que cuando el transformador de corriente tiene un error compuesto del 10%, el error de relación de transformación no debe ser mayor del 3%.

Para el caso de los transformadores de corriente de protección con sus devanados completamente distribuidos (clase C), se puede calcular la precisión y determinar la clase de precisión con el auxilio de la curva de saturación; tal como se muestra en las 2.18 y 2.19. Así por ejemplo, supóngase que un transformador de corriente presenta una corriente de excitación  $I_e=10$  amperes y de la curva de saturación (Figura 2.19) se obtiene una tensión secundaria  $E_s=300$  volts, por lo que la tensión en las terminales del transformador de corriente se puede calcular



$Z_c$  - carga externa (burden)  
 $a$  - relación de transformación  
 $Z_c = r_c + jX_c$   
 $I_p/a = I_s$   
 $X_s = 0$

FIGURA 2.18 Diagrama simplificado de un transformador de corriente.

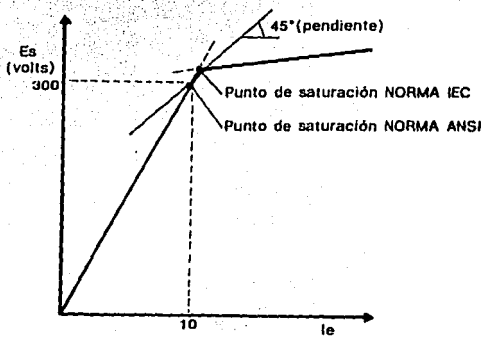


FIGURA 2.19 Curva de saturación de un transformador de corriente.

por la expresión siguiente:

$$V_s = E_s - 100R_{TC}$$

donde:

$R_{TC}$  - Resistencia del secundario del transformador de corriente en ohms a 75°C.

para:

$R_{TC} = 1 \Omega$ , resulta:

$$V_s = 300 - 100(1) = 200 \text{ volts}$$

De aquí se deduce que el transformador de corriente se clasifica como: 10 C 200, que indica que tiene un error compuesto máximo de 10%, que la clase de precisión se obtiene de cálculos "C" y que cuando circula una corriente máxima de 20 veces la corriente nominal (100 amperes), se tiene una diferencia de potencial en el secundario de 200 Volts.

En la figura 2.19 también se muestra el punto de saturación del núcleo definido por las normas ANSI e IEC, que indica la separación entre la región no saturada y la región saturada; cuando el núcleo del transformador de corriente trabaja en la zona no saturada, resulta despreciable el error debido a la corriente de excitación. La norma ANSI indica que el punto de saturación se obtiene por medio de la tangente a la curva de saturación (línea llena), la cual tiene una pendiente de 45°; mientras que la norma IEC indica que el punto de saturación se obtiene en el cruce de las dos líneas (líneas punteadas) que son las extensiones de las pendientes no saturada y saturada. La magnitud de voltaje de excitación obtenida por la norma IEC resulta siempre mayor con respecto a la

obtenida por la norma ANSI.

La saturación del núcleo del transformador de corriente puede ser originada por la presencia de:

- a) Una corriente de cortocircuito elevada.
- b) Una magnitud más baja de corriente de cortocircuito, pero completamente asimétrica; la asimetría de la corriente de falla, ocasiona saturación y formación de armónicas.

#### ◊ EJEMPLO DE APLICACION.

Se tiene un transformador de corriente tipo boquilla con el devanado secundario uniformemente distribuido en forma toroidal, de tal manera que es despreciable la reactancia de dispersión, utilizando el método indirecto calcular el error compuesto cuando circular por el devanado primario 20 veces la corriente nominal, conociendo las características siguientes:

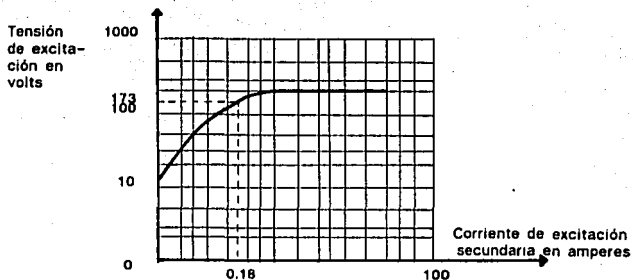
Relación de transformación =  $1200/5 = 240/1$

Resistencia del devanado secundario a  $20^{\circ}\text{C} = 0.6 \Omega$

Carga secundaria (burden) = B -2

Clase de precisión = C 200

Curva de saturación de acuerdo a la siguiente figura:



**CURVA DE SATURACION DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.**

### SOLUCION

De acuerdo a la norma ANSI/IEEE C 57.13, la nomenclatura B-2 indica que el transformador de corriente está diseñado para una carga externa (burden) de 2  $\Omega$  a factor de potencia de 0.5. De aquí se puede calcular el valor de la resistencia externa:

$$I_c = Z_c \cos \theta = 2 \times 0.5 = 1.0 \Omega$$

**NOTA:** La norma IEC 185 considera a la carga externa (burden) con factor de potencia de 0.8 y 1.0, esto origina un mayor error compuesto.

La resistencia del devanado secundario fue medida con un puente de Kelvin a 20°C, por lo que se hace necesario cambiarla a 75°C.

$$r_s(75) = r_s(20) \left( 1 + \frac{t_2 - t_1}{234.5 + t_1} \right) = 0.6 \left( 1 + \frac{75 - 20}{234.5 + 20} \right) = 0.73 \Omega$$

La fuerza electromotriz inducida en el secundario "Es" cuando circulan 20 veces la corriente nominal, resulta:

$$E_s = I_s \cdot r_t = 20(I_s) \cdot r_t = 100 \times 1.73 = 173 \text{ V (rms)}$$

De la curva de saturación se observa que para una tensión de 173 V (rms) le corresponde 0.18 A (rms), con ésto es posible calcular el error compuesto  $\xi_c$  en por ciento.

$$\xi_c\% = \frac{I_e}{I_s} \times 100 = \frac{0.18}{100} \times 100 = 0.18$$

Conforme a la norma ANSI se acepta un error compuesto máximo de 10%, satisfaciendo completamente este resultado.

Los transformadores de corriente están diseñados para una elevación de temperatura de 55°C sobre una temperatura ambiente de 30°C y pueden ser sobrecargados de acuerdo a la figura 2.20, dependiendo del valor del factor térmico nominal "FT". Las curvas se comportan conforme a la expresión matemática siguiente:

$$\frac{(FT \text{ nuevo a la temperatura nueva})^2}{(FT \text{ establecido a } 30^\circ\text{C})^2} =$$

$$\frac{85^\circ\text{C} - \text{Temperatura ambiente nueva}}{55^\circ\text{C}}$$



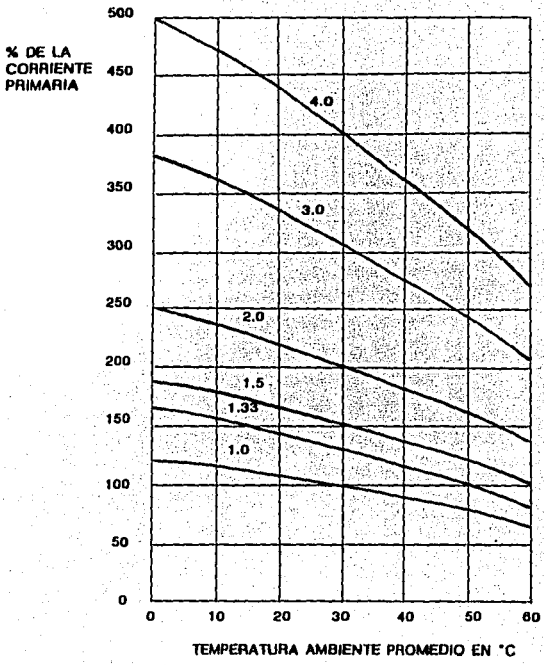


FIGURA 2.20 Características de carga de los transformadores (Elevación: 55°C)

Así por ejemplo, se tienen dos transformadores de corriente de 400/5 amperes con las características siguientes:

- a) FT = 1 a 30°C y se desea saber cual será el nuevo FT a 10°C de temperatura ambiente.
- b) FT = 2 a 30°C y se desea saber cual será el nuevo FT a 55°C de temperatura ambiente.

SOLUCION.

$$a) \frac{(FT \text{ nuevo})^2}{1^2} = \frac{85 - 10}{55} = \frac{75}{55}$$

$$FT \text{ nuevo} = \sqrt{75/55} = 1.17$$

El transformador de corriente puede conducir una corriente primaria  $I_p = 1.17 \times 400 = 468$  amperes.

$$b) \frac{(FT \text{ nuevo})^2}{2^2} = \frac{85 - 55}{55} = \frac{30}{55}$$

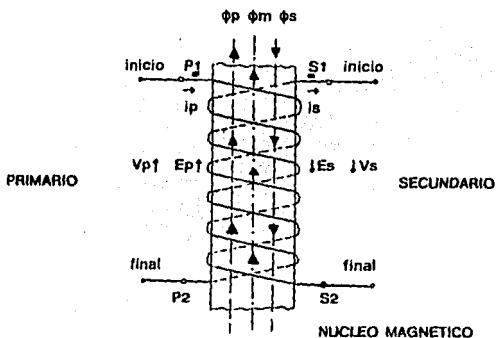
$$FT \text{ nuevo} = \sqrt{120/55} = 1.48$$

El transformador de corriente puede conducir una corriente primaria  $I_p = 1.48 \times 400 = 592$  amperes.

Otro aspecto importante de los transformadores de corriente resulta ser la polaridad, la cual normalmente se acostumbra utilizar de polaridad sustractiva; tal como se muestra en las figuras 2.21, 2.22 y 2.23; resulta esencial conocer la

polaridad cuando se están comparando dos o más corrientes. Es importante la identificación de la marca de polaridad, cuando los transformadores de corriente se utilizan para comparar dos o más corrientes, en los esquemas de protección y medición.

La polaridad sustractiva, significa que cuando la corriente primaria "ip" entra por la marca de polaridad, la corriente secundaria "is" sale por la marca de polaridad y viceversa.



$$\left. \begin{aligned} E_{ps} &= E_p - E_s \\ \phi_m &= \phi_p - \phi_s \end{aligned} \right\} \text{POLARIDAD SUSTRACTIVA}$$

FIGURA 2.21 a Corte transversal de los devanados y núcleo de un transformador de corriente.

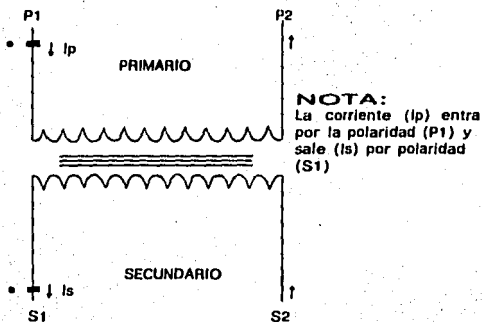


FIGURA 2.21 b Marca de polaridad y dirección de las corrientes en un transformador de corriente con polaridad sustractiva

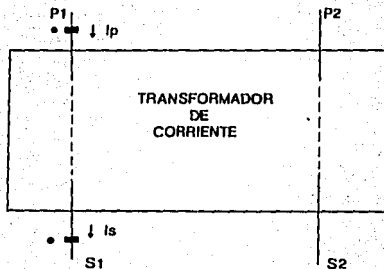


FIGURA 2.21 c Diagrama simplificado para la polaridad sustractiva

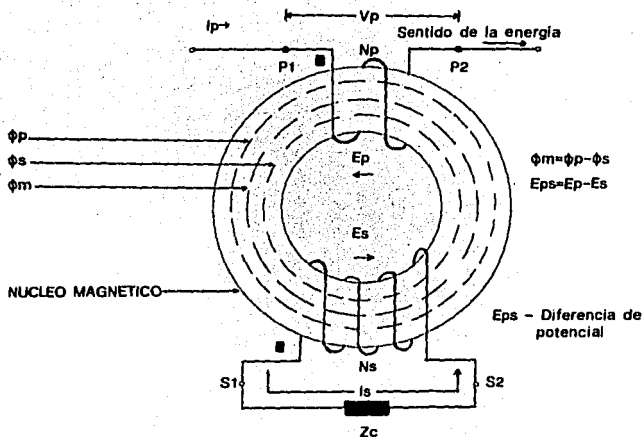


FIGURA 2.22 Transformador de corriente con polaridad sustractiva.

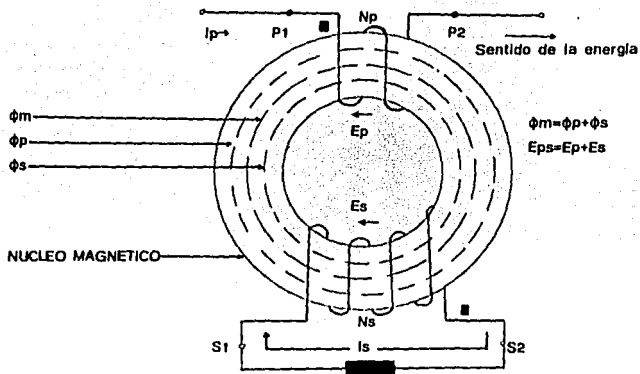


FIGURA 2.23 TRANSFORMADOR DE CORRIENTE CON POLARIDAD ADITIVA.

## TRANSFORMADORES DE CORRIENTE EN ESTADO TRANSITORIO.

La teoría normal de los transformadores de corriente esta basada en una corriente de entrada de corriente alterna, con una forma de onda la cual es generalmente sinusoidal. Bajo estas circunstancias la respuesta será interpretada en términos de vectores. Cuando se requiere de precisión en la respuesta durante intervalos muy cortos, es necesario analizar que es lo que sucede cuando la corriente primaria es cambiada de repente. Los efectos son muy importantes ya que pueden originar algún grado de saturación a los transformadores de corriente que alimentan a los sistemas de protección por relevadores. En la presencia de saturación la forma de onda de la corriente del secundario muestra evidencia de distorsión y esto puede afectar el buen funcionamiento de los relevadores; ocasionando falsas operaciones en el sistema de protección y salidas innecesarias del equipo de potencia.

## CORRIENTE PRIMARIA TRANSITORIA.

En el sistema de potencia, se tiene circuitos eléctricos con carga, la cual es principalmente inductiva, así que cuando ocurre un corto circuito, la corriente de falla que circula es:

$$i_p = \frac{E_p}{\sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}} [\text{sen}(\omega t + \beta - \alpha) + \text{sen}(\alpha - \beta) e^{-(R/L)t}]$$

donde:

$E_p$  - F.e.m. máxima del sistema

$R$  - Resistencia

L - Inductancia

$\beta$  - Angulo de fase inicial regido por un instante al ocurrir la falla.

$\alpha$  - Angulo de factor de potencia del sistema

$$\alpha = \tan^{-1} \omega L/R$$

El primer término de la ecuación anterior representa la variación de la corriente en estado estable, mientras que el segundo es una cantidad transitoria responsable del desplazamiento de la componente asimétrica.

$$\frac{E_p}{\sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}} \text{ es la corriente máxima en estado estable } I_p.$$

También, la cantidad transitoria máxima ocurre cuando el  $\sin(\alpha - \beta) = 1$ .

Así que:

$$i_p = I_p [\sin(\omega t - \pi/2) + e^{-(R/L)t}]$$

Cuando la corriente pasa por el primario de un transformador de corriente, la respuesta puede ser analizada por un reemplazamiento del transformador de corriente con un circuito equivalente.

Como el transformador de corriente ideal no tiene pérdidas, la función entera puede cambiarse y todo el análisis puede realizarse en términos de cantidades secundarias equivalentes ( $i_s$  e  $I_s$ ). Una solución es obteniendo la corriente de excitación de el transformador de corriente, esto es, asumiendo que el transformador de corriente tiene una inductancia infinita.

El flujo inducido en una inductancia es obtenido por la integración de la aplicación de la f.e.m. en un intervalo de tiempo.

$$\phi = K \int_{t_1}^{t_2} v \, dt$$

Para el circuito equivalente del transformador de corriente, el voltaje cae sobre la resistencia del burden  $R_b$ .

Integrando para cada componente en turno:

El flujo máximo en estado estable está dado por:

$$\phi_A = KR_b I_s \int_{\pi/2}^{3\pi/2} \sin(\omega t - \pi/2) dt = \frac{KR_b I_s}{\omega}$$

El flujo en estado transitorio es:

$$\phi_B = KR_b I_s \int_0^t e^{-(R/L)t} dt = \frac{KR_b I_s L}{R}$$

Por consiguiente, la relación entre el flujo en estado transitorio y estado estable es:

$$\frac{\phi_B}{\phi_A} = \frac{\omega L}{R} = \frac{X}{R}$$

donde  $X$  y  $R$  son reactancia y resistencia del sistema primario.

El núcleo de los transformadores de corriente tiene que cargar con ambos flujos, por lo tanto:

$$\phi_C = \phi_A + \phi_B = \phi_A (1 + X/R)$$



El término  $(1+X/R)$  es llamado factor transitorio, el flujo en el núcleo se incrementará durante el período de la corriente transitoria asimétrica.

De esta manera puede verse que la relación de la reactancia y la resistencia de el sistema de potencia es un factor importante en el estudio del funcionamiento de equipo de protección.

Alternativamente,  $L/R$  es la constante de tiempo  $T$  del sistema primario así que el factor transitorio puede ser escrito:

$$F.T. = 1 + \omega L/R = 1 + \omega T$$

También  $fT$  es una constante de tiempo expresada en ciclos de la corriente alterna  $T'$ , así que:

$$F.T. = 1 + 2\pi fT = 1 + 2\pi T'$$

La última expresión es usada particularmente cuando se tiene un oscilograma de la corriente de falla, de esta manera la constante de tiempo en ciclos puede ser calculada fácilmente y directamente conduce al factor transitorio. Por ejemplo, de una constante de tiempo de tres ciclos resulta un factor transitorio de  $(1 + 6\pi)$ , o 19.85; esto es, el transformador de corriente requiere manejar casi 20 tiempos el flujo máximo producido bajo condiciones de estado estable.

Puesto que un transformador de corriente requiere de una corriente de excitación finita para mantener un flujo, no quedará magnetizado, por esta razón una representación completa de los efectos pueden ser obtenidos al incluir una

inductancia finita del transformador de corriente en los cálculos. El comportamiento de un transformador de corriente para una corriente asimétrica transitoria se muestra en la figura 2.24.

AMPLITUD DE LA  
COMPONENTE  
TRANSITORIA

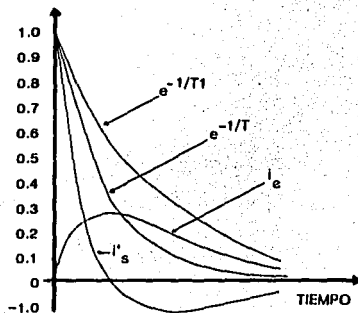


FIGURA 2.24 Comportamiento de un transformador de corriente.

donde:

$i_s$  - Corriente nominal secundaria

$i'_s$  - Corriente actual secundaria

$i_e$  - Corriente de excitación

entonces:

$$i_s = i_e + i'_s$$

también:

$$\frac{d i_e}{dt} + \frac{R_b i_e}{L_e} = \frac{R_b i_s}{L_e}$$

la cual será para el término transitorio:

$$i_e = I_1 \frac{T}{T_1 - T} (e^{-tT_1} - e^{-tT})$$

donde:

T - Constante de tiempo L/R del sistema primario

T<sub>1</sub> - Constante de tiempo L<sub>e</sub>/R<sub>b</sub> para el circuito secundario

I<sub>1</sub> - Corriente secundaria máxima posible

#### CONDICIONES PRACTICAS.

Tenemos que la teoría se desvía de la práctica por las siguientes razones:

a) De ninguna manera podrá ser tomada la salida secundaria o carga inductiva. Esto es usualmente poco comparada con L<sub>e</sub> así que se tiene menor efecto en el flujo máximo transitorio.

b) Las pérdidas en el hierro no deben ser consideradas. Este tiene el efecto de reducir a la constante de tiempo secundaria; pero el valor de la resistencia equivalente es variable, dependiendo además del seno y los términos exponenciales. Consecuentemente, no pueden incluirse en alguna teoría lineal ya que es complicado su desarrollo.

c) La teoría esta basada en una característica lineal de excitación. Esto es exacto sólo aproximadamente en el punto más alto de la curva de excitación y no es del todo exacto más allá de ese punto.

d) El efecto de histéresis, forma inductancias diferentes para inducir flujos altos y bajos, así que la constante de tiempo es variable. Además la capacidad del núcleo para mantener un flujo remanente bajo a el valor de  $\Phi_B$  desarrollado en las ecuaciones anteriores permite un incremento de el flujo de algún posible valor remanente positivo o negativo. La fórmula entonces sera razonable para considerar a una corriente transitoria que no es producida por saturación.

La componente asimétrica (ó cd) puede ser considerada como la formación de flujo alto y bajo en un periodo correspondiente para varios ciclos de la componente sinusoidal. El flujo asimétrico deja de incrementarse cuando la corriente de excitación es igual a la corriente de entrada total asimétrica, dado que fuera de este punto de la corriente total y de que el voltaje sufre una caída a través de la resistencia de carga, es negativa.

Cuando la componente exponencial conduce a el transformador de corriente hacia la saturación, la inductancia magnetizante decrece, causando un incremento grande en la componente alterna  $I_e$ .

La corriente total de excitación durante el período transitorio es la que se muestra en la figura 2.25. La figura 2.26 muestra el comportamiento de la corriente secundaria total, debido a la saturación.

La presencia de varios flujos en el punto principal de el flujo transitorio se debe a la característica de excitación.

Corriente de  
excitación

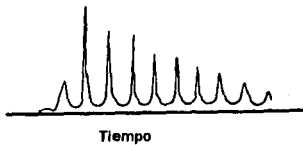


FIGURA 2.25 Corriente de excitación típica de un transformador de corriente durante el periodo transitorio.

Corriente

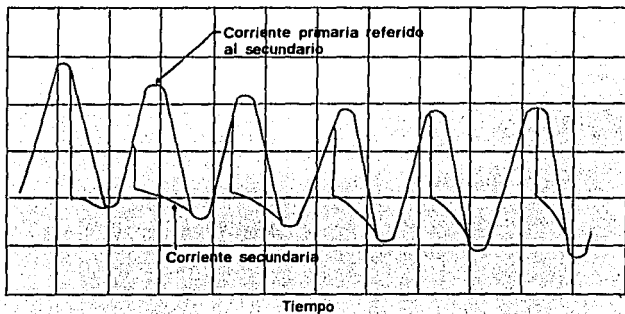


FIGURA 2.26 Comportamiento de la corriente secundaria debido a la saturación.

## ARMONICAS DURANTE EL PERIODO TRANSITORIO.

Cuando un transformador de corriente requiere desarrollar una alta f.e.m. secundaria bajo condiciones de estado estable, el comportamiento no lineal de la impedancia de excitación causa algunas distorsiones de la forma de onda, cada una de las formas de onda contienen en adición a la corriente fundamental y armónicas impares.

Cuando el transformador de corriente se satura, como en la condición transitoria comentada anteriormente, la salida contendrá toda clase de armónicas, impares e iguales.

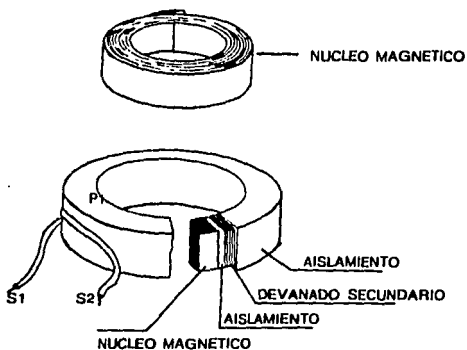
Usualmente si se tiene un número bajo de armónicas sus amplitudes son grandes y el segundo y tercer componente de armónicas serán de valor considerable.

### 3. COMPONENTES DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

#### **3.1 Núcleo.**

Los núcleos de los transformadores en un principio se fabricaban de acero de bajo contenido de carbón, sin embargo, esto presentaba la desventaja de envejecimiento durante el servicio; originado por un incremento de la fuerza coercitiva y pérdidas de histéresis.

Actualmente los núcleos se fabrican con materiales magnéticos de bajas pérdidas de histéresis y para disminuir las pérdidas por corrientes de Eddy, el núcleo se manufactura a base de laminaciones delgadas con aislamiento interlaminar adecuado y se ensambla en forma circular, tal como se muestra en la figura 3.1.



**FIGURA 3.1** Construcción del transformador de corriente tipo boquilla

En el núcleo de los transformadores de corriente se utilizan aleaciones magnéticas, las cuales se pueden clasificar en tres categorías:

- a) Aleaciones de acero al silicio roladas en caliente.
- b) Aleaciones de acero al silicio de grano orientado roladas en frío.
- c) Aleaciones de acero-níquel.

En las figuras 3.2 y 3.3 se muestran las curvas de saturación y las relaciones entre las corrientes primaria y secundaria, para los diferentes tipos de materiales magnéticos que se utilizan en los núcleos de los transformadores de corriente. Cabe señalar que resulta ser baja la saturación del núcleo a base de aleaciones de acero-níquel, lo cual es adecuado para la protección de los instrumentos de medición; mientras que es elevada la saturación del núcleo a base de aleaciones de acero al silicio de grano orientado roladas en frío, lo cual es adecuado para que los relevadores operen oportunamente durante una falla.

Dentro del contexto de los transformadores de corriente se utilizan los núcleos llamados compuestos, que consisten de una combinación de aleaciones de acero-níquel y acero eléctrico, lo cual es adecuado para los fines de medición donde no se requiere mucha precisión y para fines de protección donde el aspecto de saturación no es tan importante, como el caso de algunos circuitos de tierra; este tipo de núcleo resulta ser más barato.



Inducción magnética (H)  
ó tensión de excitación.

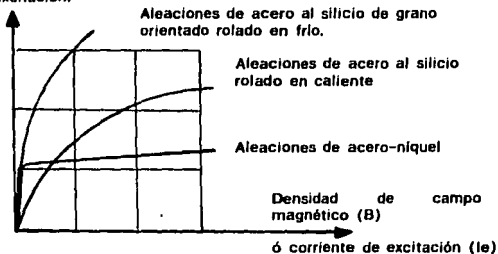


FIGURA 3.2 Curvas de saturación para diferentes tipos de núcleo utilizados en transformadores de corriente.

Corriente secundaria

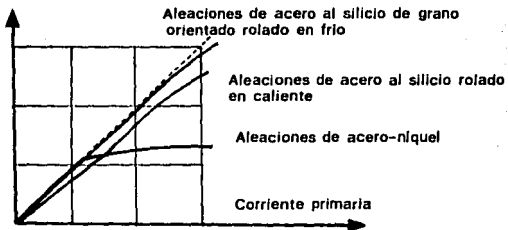


FIGURA 3.3 Efecto del núcleo en la relación de corriente primaria y secundaria.

**a) Aleaciones de acero al silicio roladas en caliente.**

A principios de siglo se utilizaron aleaciones de acero al silicio (aceros eléctricos), lo cual proporcionó las características siguientes:

- Eliminó virtualmente el problema de envejecimiento.
- Redujo las pérdidas de histéresis.
- Aumentó la resistividad eléctrica (redujo las pérdidas por corrientes de Eddy).

Las aleaciones de acero al silicio roladas en caliente que se utilizan en la actualidad, se clasifican en dos tipos:

- Acero eléctrico de bajo contenido de silicio, el cual posee buenas propiedades de permeabilidad a elevada densidad de flujo, alta ductibilidad y elevadas pérdidas; se utiliza en máquinas rotatorias, debido a que las partes del circuito magnético se saturan y a la naturaleza tan compleja del rotor y estator demanda una elevada ductibilidad.

- Acero eléctrico de elevado contenido de silicio, el cual posee más baja permeabilidad, menor ductibilidad y pérdidas pequeñas; se utiliza en transformadores de corriente.

**b) Aleaciones de acero al silicio de grano orientado rolado en frío.**

Estos materiales también se conocen como aceros eléctricos de grano orientado.

y algunas veces como aceros eléctricos anisotrópicos, son el resultado de las investigaciones iniciadas en 1930, las cuales tuvieron su aparición en el mercado 10 años más tarde (1940). El proceso de rolado en frío limita el contenido máximo de silicio alrededor del 3%, lo cual eleva ligeramente el nivel de saturación y disminuye la resistividad, además el acabado de las superficies de laminación es más fino y como consecuencia mejora el factor de espacio; por ésta razón se prefieren dichos materiales para la fabricación de transformadores de corriente.

Tal como se muestra en las figuras 3.4 y 3.5, las propiedades magnéticas del acero al silicio de grano orientado, varían con la dirección de magnetización, por tal motivo en la fabricación los cristales se alinean en la dirección del rolado, para disminuir las pérdidas de histéresis.

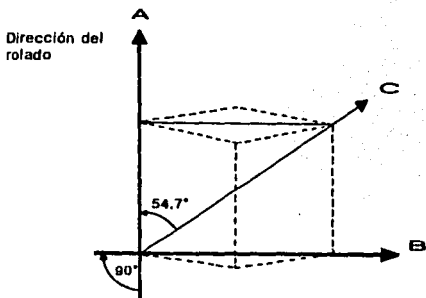
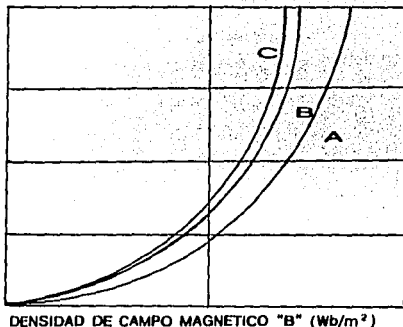


FIGURA 3.4 Orientación de los cristales en la dirección del rolado de la laminación magnética.

PERDIDAS DE  
HISTERESIS  
( $J/M^3$ )



**FIGURA 3.5** Pérdidas de histéresis del acero al silicio de grano orientado, en tres direcciones de la laminación magnética.

El aislamiento interlaminar de los núcleos de acero al silicio de grano orientado se logra al aplicarle magnesia durante el proceso de manufactura. Resulta usual la aplicación de un tratamiento al núcleo a base de fosfatos antes del recosido final, para lograr un recubrimiento aislante adicional.

Las láminas de acero eléctrico normalmente se fabrican con espesor de 0.35 mm., pero existe la tendencia en reducir los espesores a 0.30 mm. ó 0.27 mm., con la finalidad de reducir la resistividad y las pérdidas.

#### c) Aleaciones de acero-níquel.

Los materiales a base de aleaciones de acero-níquel presentan las características

de bajas pérdidas eléctricas y alta permeabilidad, lo cual resulta ser de utilidad para los transformadores de corriente de medición. Cabe señalar que en un principio solamente se tenía la alternativa de utilizar las aleaciones de acero al silicio rodadas en caliente para este tipo de aplicaciones, con el empleo de algunas técnicas de compensación de error; esto ha quedado prácticamente obsoleto, ya que con las aleaciones de acero-níquel, permite a los diseñadores de transformadores de corriente obtener comercialmente mejores precisiones; se usan espesores de 0.38 mm.

Tal como se muestra en la figura 3.6, las aleaciones de níquel con acero presentan un comportamiento complejo, tan es así que para un contenido de níquel de alrededor del 30% resultan ser muy bajas las propiedades magnéticas.

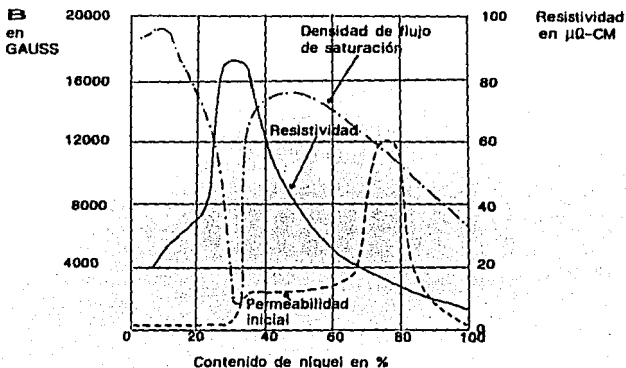


FIGURA 3.6 Comportamiento del núcleo magnético a base de la aleación acero-níquel, en función del % de níquel.

### **3.2 Devanado Secundario.**

El devanado secundario está directamente embobinado sobre el núcleo; dicho núcleo se envuelve con un aislamiento a base de cinta de algodón, papel corrugado, papel crepé y cinta tessa de características especiales y una vez terminado el devanado se envuelve en aislamiento de mylar.

Para el caso de los transformadores de corriente sumergidos en aceite aislante, los devanados secundarios se colocan dentro de una coquilla de aluminio completamente blindada que termina hasta la caja de bornes secundarios y con conexión a tierra.

### **3.3 Devanado Primario.**

Entre los devanados secundario y devanado primario se colocan muchas capas de aislamiento con buenas características para trabajar en alta tensión (fase a tierra) en condiciones de estado estable y dinámico, como son: papel crepé y papel napakon; además para lograr una buena distribución de campo eléctrico, se utilizan varias pantallas electrostáticas (deflectores de potencial) a base de papel semiconductor carbón black y malla de cobre (malla estañada).

Posteriormente se colocan las laminillas de cobre que conforman el devanado primario, el cual se cubre de aislamiento a base de cinta de algodón y cinta mylar, y para uniformizar el campo eléctrico se cubre con una malla estañada.

### **3.4 Aceite Aislante.**

Los devanados de transformadores de corriente se encuentran sumergidos en un volumen reducido de aceite aislante de origen del petróleo (marca Pemex), pero recientemente ha surgido una nueva modalidad en el diseño, en el que los devanados están encapsulados en resina epóxica, fuera del tanque de porcelana y con esto se ha logrado compactación en el diseño (porcelanas de diámetro reducido y menor volumen de aceite).

### **3.5 Accesorios.**

Dentro de los accesorios que constituyen a los transformadores de corriente, se pueden mencionar principalmente los siguientes:

- Membrana de hule sintético.
- Explosores de protección del devanado primario.
- Cartucho de sílica gel (se encuentra en diseños antiguos).
- Empaque de nitrilo.

#### **3.5.1 Membrana de hule sintético.**

La membrana de hule sintético sirve para compensar las variaciones de volumen del aceite aislante y de esta manera disminuir la posibilidad de que se presenten sobrepresiones en el interior del transformador de corriente; dicha membrana está

en contacto directo con el aceite aislante, evitando la posibilidad de que se tenga un colchón de aire en la interfaz membrana-aceite. Esta membrana de compensación se manufactura en forma acanalada a base de un hule sintético, que resulta ser resistente al deterioro de la humedad y aceite aislante.

### 3.5.2 Explosores de protección.

Los explosores normalmente diseñados en la versión punta-punta o punta-cilindro, se encuentran colocados en la parte superior del transformador de corriente y tienen como finalidad proteger al aislamiento entre espiras del devanado primario contra sobretensiones.

### 3.5.3 Deshidratador de sílica gel.

En el sistema se tienen instalados algunos transformadores de corriente que contienen sílica gel, en el espacio comprendido entre el domo de aluminio y la parte superior de la brida de expansión, y tiene como finalidad absorber la humedad, para no dañar la membrana y evitar se introduzca a los aislamientos del transformador de corriente.

### 3.5.4 Empaques de nitrilo.

En un principio en los transformadores de corriente se utilizaban empaques de un



material de neopreno, pero con el tiempo se observó que daban mejores resultados los empaques de nitrilo. Estos empaques son compatibles con el aceite aislante del transformador, evitando con ésto la posibilidad de fugas por envejecimiento prematuro.

## 4. TIPOS DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

Los transformadores de corriente se fabrican para servicio interior y servicio intemperie. La construcción de transformadores de corriente tipo intemperie deben protegerse de la contaminación, con el cambio de forma de los faldones para aumentar la distancia de fuga del aislador, lo mismo que el incremento de la distancia en seco y en húmedo; además las partes metálicas deben estar diseñadas a base de materiales no corrosivos y el aislamiento externo debe tener buenas propiedades de resistencia a las huellas de carbonización y arco eléctrico de potencia.

Para fines de este trabajo son considerados dos tipos de transformadores de corriente como fundamentales: transformador de corriente tipo boquilla y transformador de corriente tipo devanado.

### **4.1 Tipo Boquilla.**

Estos transformadores de corriente se fabrican para uso interior. Constan de un solo núcleo de forma circular con su devanado secundario y son utilizados principalmente para fines de protección; dichos transformadores de corriente se construyen dentro de los tanques de los interruptores, transformadores de potencia, autotransformadores, etc.; el conductor de la boquilla actúa como devanado primario, el cual resulta ser de una sola espira, tal como se muestra en la figura 4.1.

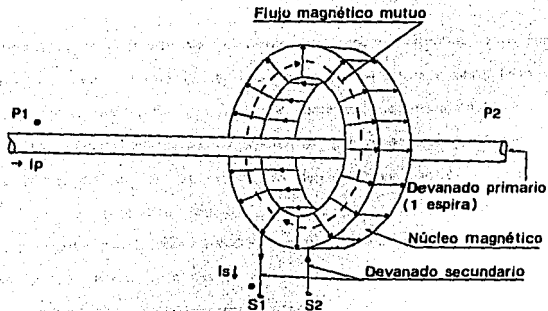


FIGURA 4.1 Transformador de corriente tipo boquilla

El diámetro interno del núcleo de éstos transformadores de corriente, resulta ser grande para acomodar la boquilla y la longitud media de la trayectoria magnética es mayor que en otros tipos de transformadores de corriente. Para compensar la longitud media y el empleo de una sola espira primaria, se diseña con una mayor sección transversal el núcleo del transformador de corriente, obteniéndose una buena precisión cuando se utiliza en protección. Para la aplicación en medición (bajas corrientes) el transformador de corriente tipo boquilla, no resulta ser preciso, por lo que es necesario efectuar una compensación, para que cumpla adecuadamente su función de medición. Estos transformadores presentan la ventaja de poseer elevada resistencia de cortocircuito térmico y dinámico (mecánico).

## 4.2 Tipo devanado.

Los transformadores de corriente tipo devanado, con manufacturados tanto para uso interior como para uso intemperie. Los devanados primario y secundario se arrollan en un núcleo magnético rectangular o como es costumbre en México se utiliza un núcleo toroidal (anillo), para disminuir el flujo magnético de dispersión. La longitud media del núcleo es menor en comparación con el núcleo del transformador de corriente tipo boquilla; mientras que la impedancia interna normalmente es mayor que la que presentan los transformadores de corriente tipo boquilla. Debido a su mayor cantidad de espiras, dichos transformadores se ven sometidos a mayores esfuerzos de cortocircuito. En la figura 4.2 se muestra un corte transversal del transformador de corriente tipo devanado.

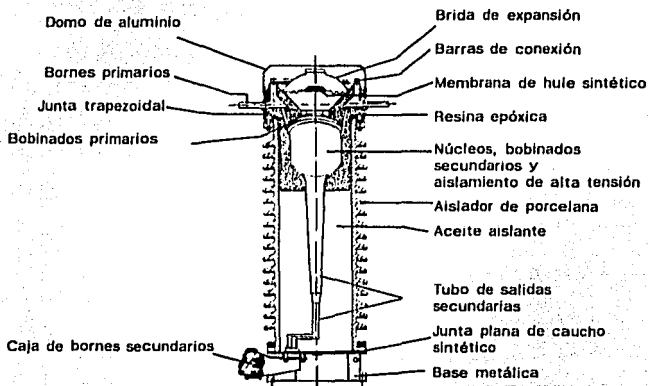


FIGURA 4.2 Transformador de corriente tipo devanado.

Otros tipos de transformadores de corriente que son utilizados en la industria eléctrica son mencionados a continuación.

#### **4.3 Tipo Ventana.**

Este transformador de corriente, tiene un devanado secundario aislado y permanentemente unido en el núcleo del transformador; pero no cuenta con un devanado primario como una parte integral de su estructura positiva. El aislamiento completo o parcial es proporcionado por el devanado primario a través de la ventana, con uno o más arrollamientos o números de vueltas.

#### **4.4 Tipo Abrazadera.**

Este transformador de corriente tiene un núcleo redondo y un devanado secundario aislado y permanentemente unido; no cuenta con devanado primario ni con aislamiento para un devanado primario. Este tipo de transformador de corriente es generalmente de 600 volts. Es usado con un conductor aislado completamente o abrazadera, que es el devanado primario y proporciona el alto voltaje de aislamiento.

#### **4.5 Tipo Dual o Multi-Relación.**

Este transformador de corriente es del tipo boquilla y puede tener más de una

relación de transformación para el uso de derivaciones (TAPS) en el devanado primario o secundario.

De acuerdo a la norma ANSI/IEEE C57.13 para este transformador, el error de relación solamente se garantiza en las terminales del devanado completo, por lo que las mediciones efectuadas en las derivaciones (TAPS) generalmente arrojan errores de relación mayores con respecto al devanado completo.

#### **4.6 Tipo Doble-Secundario.**

Este transformador de corriente tiene dos núcleos, cada uno cuenta con su propio circuito magnético. Ambos circuitos magnéticos son excitados por el mismo devanado primario.

## 5. APLICACIONES DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

Los transformadores de corriente se utilizan en los diferentes circuitos del sistema de potencia (generadores, barras, transformadores, reguladores, líneas de transmisión, alimentadores, cables subterráneos, etc.). para medición y para protección.

### TRANSFORMADORES DE CORRIENTE PARA MEDICION.

Estos transformadores de corriente están destinados a alimentar los aparatos de medida, contadores y otros aparatos análogos.

Para proteger los aparatos alimentados por el transformador, en caso de corto circuito en la red en la cual está intercalado el primario, se tiene en cuenta el "Factor nominal de seguridad", que se define como:

$$F_s = \frac{I_{ps}}{I_{pn}}$$

donde:

$I_{ps}$  - Intensidad nominal de seguridad.

$I_{pn}$  - Intensidad primaria nominal.

La intensidad nominal de seguridad, es la intensidad primaria, para la que, el transformador ha comenzado a saturarse. En este momento, la intensidad secundaria multiplicada por la relación de transformación nominal, debe ser

rápida. Esto se logra normalmente, aunque no siempre es posible, con chapa de alto porcentaje de níquel.

#### Clase de precisión.

La clase de precisión de un transformador de corriente para aplicación en medición, está caracterizada por un número (índice de clase) que es el límite del error de relación, expresado en tanto por ciento para la corriente nominal primaria estando alimentando el transformador la "carga de precisión".

Las clases de precisión de los transformadores de corriente para medición son:

0.1, 0.2, 0.5, 1 y 3.

Guía de aplicación:

Clase 0.1 - Laboratorio.

Clase 0.2 - Laboratorio, patrones portátiles, contadores de gran precisión.

Clase 0.5 - Contadores normales y aparatos de medida.

Clase 1 - Aparatos de cuadro.

Clase 3 - Para usos en los que no se requiere una mayor precisión.

#### Transformadores de gama extendida.

Son transformadores de corriente para medición, cuyas características de precisión y calentamiento, se extienden a valores de la corriente primaria,



menor o igual a 0.9 veces la intensidad primaria. Se puede escribir entonces:

$$K_n I_{nss} < 0.9 I_{ps}$$

La letra "Fs", sustituye en las normas actuales a la letra "h", y la definición del "Factor de seguridad", se hace en forma similar al antiguo "Factor de sobrecarga", cambiando de sentido el signo de la desigualdad. En la figura 5.1 vemos la relación entre las corrientes primaria y secundaria, para  $F_s \leq 5$ .

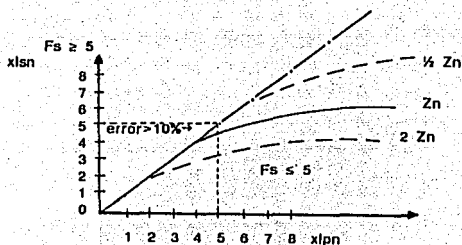


FIGURA 5.1 Relación entre corrientes primaria y secundaria.

Para que un transformador de corriente pueda realizar una clase de precisión elevada con un factor nominal de seguridad bajo, es necesario utilizar en la construcción del núcleo, chapa magnética de gran permeabilidad y de saturación

superiores al 120% de la nominal.

Es normal considerar como límite de la gama el 150% y el 200% de la corriente primaria nominal.

Para aplicaciones especiales, en los transformadores de corriente, de clase 0.2 y 0.5 con  $I_{sn} = 5A$ , puede extenderse la precisión hasta el 1% de  $I_{pn}$ .

#### Verificación.

La verificación de la clase en los transformadores de corriente para medición, consiste en medir su relación de transformación con una precisión que debe ser necesariamente del orden de 0.01%.

La realización de este ensayo, en forma absoluta, solamente es posible en los laboratorios especializados. Afortunadamente, utilizando transformadores patrones, debidamente contrastados, es posible obtener, por comparación, en puentes de verificación, los errores de cualquier transformador, con la precisión necesaria.

Para verificar el factor nominal de seguridad, podemos utilizar dos métodos:

- » Alimentando el arrollamiento primario con la corriente nominal de seguridad, verificando que el error en el secundario, con su carga de precisión, sea mayor o igual al 10%.

» Excitar el transformador a través del arrollamiento secundario hasta obtener en los bornes secundarios:  $U_0 = F_s I_{sn} Z_t$ , y comprobando que  $I_0 \geq 0.1 F_s I_{sn}$ .

Es importante recordar que el factor de seguridad depende de la carga secundaria, aumentando su valor, en la misma proporción en que la carga total disminuye.

**NOTA:** Si bien en algunas normas (UNE, SEN, etc) se admiten los dos métodos de ensayo indicados, hay que tener en cuenta que en el método directo se mide el error de relación y en el indirecto el error compuesto. No obstante los valores de  $F$ , obtenidos en ambos métodos difieren muy poco y la fácil aplicación del método indirecto justifica plenamente su utilización.

#### TRANSFORMADORES DE CORRIENTE PARA PROTECCION.

Son los transformadores de corriente destinados a alimentar relés de protección. Deben, por tanto, asegurar una precisión suficiente para corrientes de valor igual a varias veces la corriente nominal.

Para estas corrientes, el error a considerar es el "Error compuesto", que se define como el valor eficaz de la diferencia integrada sobre un periodo entre los valores instantáneos de la corriente primaria y el producto de la relación de transformación nominal por los valores instantáneos de la corriente secundaria real. En tanto por ciento, viene dado por la fórmula:

$$\Sigma_c(\%) = \frac{100}{I_p} \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T (K_n \cdot i_s - i_p)^2 dt}$$

Si  $i_p$  e  $i_s$  son senoidales, el error compuesto es la suma vectorial del error de relación y del error de fase. En este caso, la fórmula anterior se transforma en:

$$\Sigma_c = \sqrt{\xi_1^2 + \delta_1^2}$$

"Corriente límite de precisión nominal" es el valor más elevado de la corriente primaria, para la cual, el transformador, con la carga de precisión, responde a los límites exigidos del error compuesto.

"Factor límite de precisión nominal" es la relación entre la corriente límite de precisión nominal y la corriente nominal primaria.

Debe tenerse en cuenta, que el factor límite de precisión depende de la carga, y si ésta es superior a la carga de precisión, el factor límite de precisión es inferior al nominal.

El "Factor de seguridad" y el "Factor límite de precisión" son conceptualmente similares, pues indican para qué múltiplo de  $I_{pn}$  comienza la saturación del transformador de corriente con la carga nominal. Para calcular el nuevo factor (tanto el de seguridad como el límite de precisión) puede aplicarse la siguiente fórmula:

$$F = \frac{A}{Z_s + Z}$$

donde A es una constante que puede obtenerse de los valores nominales de F y Z (Ver fig. 5.1).

#### Clase de precisión.

La clase de precisión de un transformador de corriente para protección, está caracterizada por un número (índice de clase) y la letra "P" (inicial de protección).

El índice de clase indica el límite superior del error compuesto para la intensidad límite de precisión nominal y la carga de precisión. Después de la letra "P", figura el factor límite de precisión nominal.

Las clases de precisión normales de acuerdo a la norma IEC son:

5P y 10P

**NOTA:** En las normas anteriores se utilizaban los factores de sobrecarga "n" o "s" en los transformadores de corriente para protección, juntamente con una clase de precisión elegida de la tabla común de los transformadores de corriente para medida y para protección.

En las normas actuales, en cuanto al funcionamiento en sobrecorriente, 5P equivale a "s" y 10P a "n"; pero a su vez, a 5P corresponde un error de corriente de  $\pm 1\%$  a  $I_n$  y a 10P corresponde un error de corriente de  $\pm 3\%$  a  $I_n$ . (Norma IEC).

0 Ejemplos:

- a) antes: 30 VA clase 3  $n \geq 15$   
ahora: 30VA clase 10P15
- b) antes: 15 VA clase 1  $s \geq 10$   
ahora: 15KV clase 5P10
- c) antes: 15VA clase 1  $n \geq 15$   
ahora: No se utiliza.

*NOTA:* Si bien hemos diferenciado netamente el transformador de corriente para medición, del transformador de corriente para protección, es usual que un mismo aparato cumpla ambas funciones, mediante dos o más núcleos independientes.

**Verificación.**

En los transformadores de corriente para protección hay que verificar la precisión para la corriente nominal, y para ello se utiliza el mismo sistema que en los transformadores para medición.

La verificación del error compuesto, para la corriente límite de precisión, se puede realizar de dos maneras:

- a) Haciendo pasar por el arrollamiento primario una corriente prácticamente sinusoidal, igual en valor eficaz a la corriente límite de precisión.
- b) Determinando la corriente de excitación para la frecuencia nominal y una tensión prácticamente sinusoidal del valor eficaz igual al de la fuerza electromotriz límite secundaria.

El primer método es de difícil aplicación, excepto para transformadores de pequeña corriente primaria y de bajo factor límite de precisión nominal.

Fundamentalmente los transformadores de corriente se aplican para la alimentación de los sistemas siguientes:

- ▷ Ampérmetros indicadores.
- ▷ Ampérmetros gráficos.
- ▷ Wáttmetros indicadores.
- ▷ Wáttmetros gráficos.
- ▷ Vármetros.
- ▷ Watthorímetros.
- ▷ Factorímetros.
- ▷ Indicadores o registradores de demanda máxima.
- ▷ Telemedición (Ampérmetros, Wáttmetros, Vármetros y Watthorímetros).
- ▷ Diferencial de generador.
- ▷ Diferencial de barras.
- ▷ Diferencial de banco.
- ▷ Diferencial de hilo piloto.
- ▷ Onda portadora.
- ▷ Potencia inversa.
- ▷ Secuencia negativa.
- ▷ Secuencia cero.
- ▷ Distancia de fases.
- ▷ Distancia de tierra.
- ▷ Sobrecarga normal.

- ▷ Sobrecarga direccional.
- ▷ Tierra normal.
- ▷ Tierra direccional, etc.

Cabe señalar que en cualquiera de estas aplicaciones es necesario conectar a tierra una terminal del devanado o devanados secundarios y las partes metálicas, por las razones siguientes:

- Se logra seguridad para el personal, relevadores e instrumentos de medición, debido a que en caso de una falla entre el aislamiento primario y secundario, se puede presentar una alta tensión en el circuito secundario.
- Se disminuyen los acoplamientos capacitivos que ocasionan tensiones inducidas en el circuito secundario, lo cual resulta ser peligroso para el personal y puede ocasionar errores en los instrumentos de medición, así como fallas en la operación de los relevadores.
- Se evita tener diferentes potenciales en los distintos instrumentos de medición y relevadores de protección, lo cual ocasiona la presencia de corrientes parásitas.

Los transformadores de corriente que se utilizan en el sistema eléctrico pueden estar constituidos por uno o varios circuitos magnéticos, devanado primario con una o más secciones y con uno o varios devanados secundarios y/o derivaciones; tal como se muestra en las figuras 5.2, 5.3, 5.4, 5.5 y 5.6. La figura 5.2 representa el transformador de corriente más sencillo, constituido por un circuito



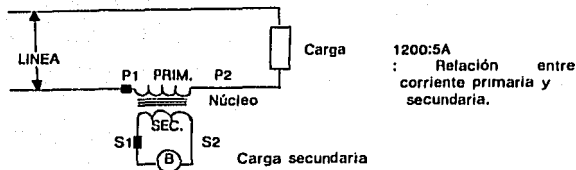


FIGURA 5.2 Transformador de corriente con un circuito magnético, un devanado primario y un devanado secundario (Relación simple)

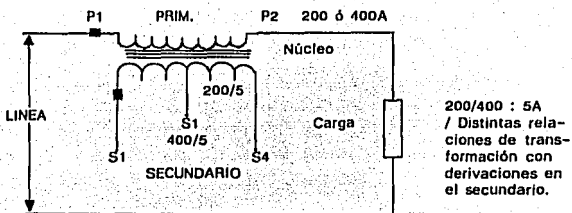


FIGURA 5.3 Transformador de corriente con un circuito magnético, un devanado primario y un devanado secundario con una derivación (Doble relación)

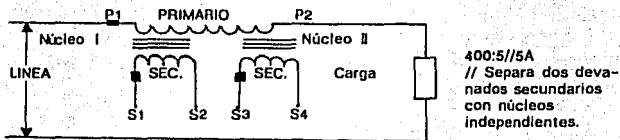
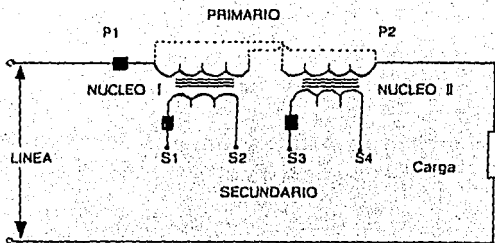
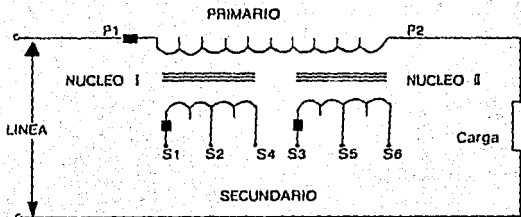


FIGURA 5.4 Transformador de corriente con dos circuitos magnéticos, un devanado primario y dos devanados secundarios independientes (Doble relación)



400 X 800 : 5//5A  
 X Corrientes nominales de un devanado primario con dos secciones  
 (Serie ó paralelo).

FIGURA 5.5 Transformador de corriente con dos circuitos magnéticos,  
 un devanado primario con dos secciones (serie ó paralelo) y  
 dos devanados secundarios (Doble relación).



1200:5//5A  
 // Separa dos secundarios con núcleos independientes.

FIGURA 5.6 Transformadores de corriente con dos circuitos magnéticos,  
 un devanado primario y dos devanados secundarios con una  
 derivación en cada uno (Doble relación).

magnético, un devanado primario y un devanado secundario, que puede ser para fines de medición o protección y en condiciones de operación normal no se debe dejar abierto el circuito secundario, si dicho devanado por alguna razón no se utiliza se debe puentear en sus terminales secundarias (cuchillas de prueba S1-S2). La figura 5.3 representa a un transformador de corriente constituido por un circuito magnético, un devanado primario y un devanado secundario con una sola derivación en la parte intermedia, que puede ser para fines de medición o protección y en condiciones de operación normal no pueden operar simultáneamente ambos devanados (devanado secundario completo y devanado con derivación); si se hace un cambio de conexión mientras el transformador de corriente está energizado, deben puentearse las terminales secundarias, para evitar que se induzca una tensión peligrosa en el secundario; además cuando se utilice una de las derivaciones, se debe dejar abierta la terminal restante, para evitar un corto circuito en la porción restante del devanado secundario. La figura 5.4 representa un transformador de corriente con dos circuitos magnéticos, un devanado primario y dos devanados secundarios, que pueden ser uno para protección y otro para medición, y si en condiciones normales de operación ambos devanados no se utilizan simultáneamente, se debe puentear el devanado libre; si se realiza algún trabajo en cualquiera de los devanados secundarios mientras el transformador de corriente está energizado, deben puentearse las terminales secundarias del devanado o devanados, para evitar la presencia de una tensión peligrosa para el devanado y el personal. La figura 5.5 resulta ser similar a la figura 5.4 y la figura 5.6 es similar a la figura 5.3.

Dentro de las aplicaciones para los sistemas de medición y protección, se destacan las que se muestran en las figuras 5.7, 5.8, 5.9, 5.10, 5.11, 5.12, 5.13 y 5.14

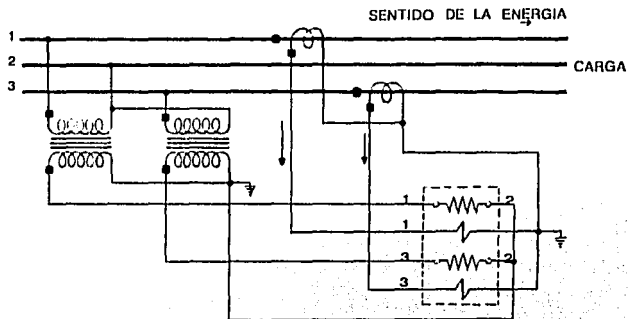


FIGURA 5.7 Dos transformadores de corriente en un circuito trifásico, 3 hilos.

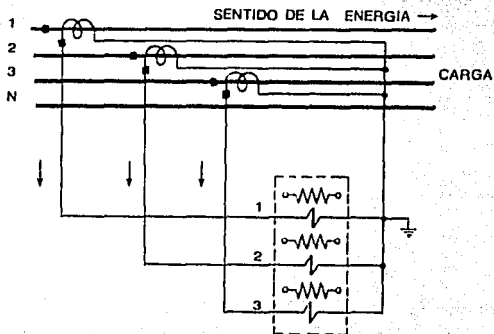


FIGURA 5.8 Tres transformadores de corriente en un circuito trifásico, 4 hilos.

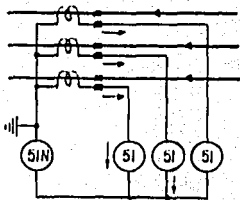


FIGURA 5.8 Transformadores de corriente con conexión estrella

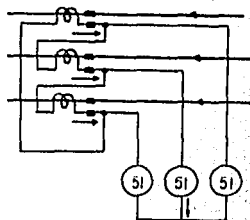


FIGURA 5.10 Transformadores de corriente con conexión delta

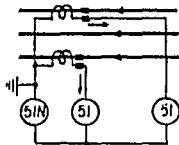


FIGURA 5.11 Dos transformadores de corriente en un sistema trifásico

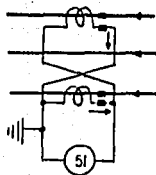


FIGURA 5.12 Transformadores de corriente con conexión balanceada

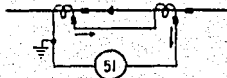


FIGURA 5.13 Transformadores de corriente con conexión serie

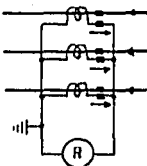


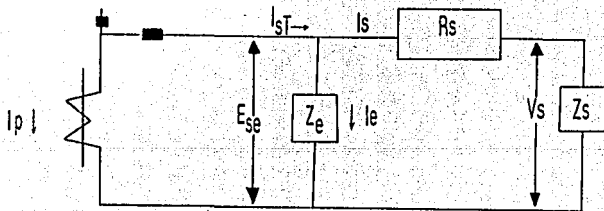
FIGURA 5.14 Transformadores de corriente con conexión de secuencia cero

↳ Ejemplo de aplicación.

En una línea de transmisión con capacidad de corriente de corto circuito trifásico de 20,000 amperes, se tiene un transformador de corriente de relación 1200/5 amperes, resistencia del devanado secundario a 75°C de 0.73 ohms, clase de precisión C200, carga secundaria (Burden): B-2; en su devanado secundario está conectado un relevador CO-8 con impedancia de 0.05 ohms  $\angle 22^\circ$  a 20 veces el valor del tap, instalado en un tablero que se encuentra a 50 m del transformador de corriente, unido eléctricamente con cable No. 12 con resistencia de 0.00672 ohms/m a 75°C. Calcular los parámetros siguientes:

- Corriente de corto circuito en el devanado secundario.
- Carga externa total (Burden).
- Tensión que se presenta en el devanado secundario.
- Corriente de excitación en porciento y explique si es posible despreciarla para este transformador de corriente.

El circuito equivalente del transformador de corriente se muestra en la siguiente figura:



$I_p$  - Corriente primaria.

$I_{sT}$  - Corriente secundaria, en función de la relación de transformación.

$E_{se}$  - Tensión Inducida en el secundario.

$Z_e$  - Impedancia de magnetización.

$I_e$  - Corriente de excitación.

$I_s$  - Corriente secundaria.

$R_s$  - resistencia del devanado secundario.

$V_s$  - Tensión en las terminales del devanado secundario.

$Z_s$  - Impedancia (Burden) =  $Z_{carga} + Z_{cables}$ .

Solución:

- a) La corriente de corto circuito en el devanado secundario, se obtiene despreciando la corriente de excitación " $I_e$ ".

$$I_{sT} = I_s = \frac{I_{cc}}{a_T} = \frac{20,000}{240} = 83.3 \text{ amperes}$$

De acuerdo a la norma ANSI el transformador de corriente soporta 20 veces la corriente nominal, lo que equivale a 100 amperes.

- b) La carga externa total (Burden) se obtiene sumando geométricamente los valores de impedancia y/o resistencia, sin embargo, desde el punto de vista práctico la suma se realiza en forma algebraica, resultando un valor un poco mayor que el real.

$$Z_t = R_s + R_{cables} + Z_c$$

$$R_{\text{cables}} = 2 \times R_{\text{cables}} \times L = 2 \times 0.00872 \times 50 = 0.67 \, \Omega$$

$$Z_T = 0.73 + 0.67 + 0.05 = 1.45 \, \Omega$$

El transformador de corriente está diseñado para 2 ohms, por lo que su carga se encuentra por debajo del valor nominal.

- c) La tensión del devanado secundario, se obtiene despreciando la corriente de excitación " $I_e$ ".

$$E_{se} = I_s \cdot Z_t = 83.3 \times 1.45 = 121 \text{ volts}$$

El transformador de corriente está diseñado para una clase de precisión C200, lo que indica que cuando circula 20 veces la corriente nominal aparecen 200 volts en el devanado secundario, el valor de tensión calculado se encuentra todavía por debajo del de diseño.

- d) De la curva de excitación, entrando por el eje de las ordenadas con el valor de tensión  $E_{se} = 121$  volts, se obtiene una corriente de excitación de:

$$I_e \approx 0.09 \text{ amperes}$$

La corriente de excitación en porciento resulta:

$$I_e (\%) = \frac{I_e}{I_{sT}} \times 100 = 0.11\%$$



Dado el porcentaje de la corriente de excitación es despreciable, resulta aceptable la suposición de  $I_e = 0$ , dada en los incisos (a) y (c).

## 6. SELECCION DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

La selección correcta de los transformadores de corriente permite el buen funcionamiento y la confiabilidad de la instalación, lo cual se realiza por medio de especificaciones, tomando en cuenta las normas nacionales (NOM) y/o extranjeras (ANSI ó IEC). Para ayudar al ingeniero a la selección de los transformadores de corriente, se deben considerar los aspectos generales siguientes:

### 1.\* TIPO DE INSTALACION.

Los transformadores de corriente son construidos para ser usados en instalaciones interiores o exteriores. Generalmente por razones de economía, las instalaciones de baja tensión hasta 25 KV son diseñadas para servicio interior. Las instalaciones de tipo exterior o intemperie son de tensiones desde 34.5 a 400 KV; salvo en los casos donde, por condiciones particulares se hacen instalaciones interiores para tensiones hasta 230 KV.

### 2.\* TIPO DE AISLAMIENTO EXTERNO.

Los transformadores de corriente para instalaciones exteriores son generalmente construidos con aislamiento porcelana-aceite, aunque la técnica más moderna está realizando ya aislamiento en seco para este tipo de transformadores, (resina epóxica aromática o cicloalifática o porcelana).

### **3.° TIPO DE AISLAMIENTO INTERNO.**

Los transformadores para instalaciones interiores son construídas ya sea con aislamiento de aceite con envolvente de porcelana (concepción antigua), ya sea con aislamiento en resina sintética (concepción moderna).

### **4.° NIVEL DE AISLAMIENTO.**

Se recomienda elegir valores indicados en las diversas normas. (Impulso por rayo, impulso por maniobra y frecuencia industrial).

### **5.° RELACION DE TRANSFORMACION NOMINAL.**

Se puede recurrir a la doble o triple relación y a la gama extendida, en caso necesario.

### **6.° CLASE DE PRECISION.**

La selección de la clase de precisión depende de la utilización a que se destinen los transformadores de corriente, ya sea en sistemas de protección o medición.

Para transformadores de corriente empleados en la alimentación de sistemas de protección, las clases de precisión 5 y 10 son utilizadas con valores definidos de factores de sobrecarga.

Para mediciones industriales y puramente inductivas de voltímetros y amperímetros, las clases de precisión 1, 1.2, 3 y 5, son siempre suficientes.

Para las mediciones de energía las clases 0.2, 0.3, 0.5 y 0.6 son las más comúnmente utilizadas; se emplea 0.2 y 0.3, en los casos de instalaciones de gran potencia; la clase 0.5 ó 0.6 es utilizada cuando se trata de instrumentos más precisos.

#### 7.\* POTENCIA NOMINAL.

Su valor es de acuerdo con las diversas normas. Se recomienda no elegir una potencia excesiva. Si hay mucha diferencia entre la potencia nominal y la potencia del aparato a instalar, se puede colocar una resistencia en serie.

#### 8.\* CORRIENTE TERMICA DE CORTOCIRCUITO.

La corriente térmica de cortocircuito, es el valor eficaz de la corriente primaria simétrica más elevada que el transformador puede soportar durante un segundo, sin que exceda la temperatura límite en ninguno de los devanados.

#### 9.\* CORRIENTE DINAMICA DE CORTOCIRCUITO.

Es el valor eficaz de una corriente primaria completamente desplazada que el

transformador es capaz de soportar sin sufrir daños mecánicos durante un ciclo.

#### 10.\* TENSION NOMINAL.

La tensión nominal de aislamiento de un transformador de corriente debe ser cuando menos igual a la tensión más elevada del sistema en que se utilice.

#### 11.\* PRECISION.

Se tiene la siguiente clasificación de la precisión para protección: Clase C y Clase T.

La primera, cubre a todos los transformadores que tienen los devanados uniformemente distribuidos, y por lo tanto, el flujo de dispersión en el núcleo no tiene ningún efecto apreciable en el error de relación.

La segunda, cubre a todos los transformadores que tienen los devanados no distribuidos de manera uniforme, y por lo tanto, el flujo de dispersión en el núcleo, tiene un efecto apreciable en el error de relación.

Ambas clasificaciones deben ser complementadas por la tensión nominal secundaria que el transformador puede suministrar a una carga normal a 20 veces la corriente nominal secundaria, sin exceder en 10% el error de relación. Este error, además deberá estar limitado a 10% a cualquier corriente entre 1 y 20 veces la corriente nominal, y a cualquier carga inferior a la nominal.

12.\* CARGA SECUNDARIA (BURDEN).

La carga secundaria para un transformador de corriente, es el valor de la impedancia constituida por los instrumentos del secundario, comprendiendo sus conexiones. La tabla 6.1 nos muestra el consumo de algunos aparatos (cargas) alimentadores por transformadores de corriente.

APARATO	VA a In.
Amperímetros	
Indicadores	0,25 a 2
Registradores	1,5 a 9
Contadores	0,5 a 3
Vatímetros	
Indicadores	1 a 3
Registradores	1,5 a 8
Fasímetros	
Indicadores	2 a 6
Registradores	6 a 12
Maxímetros	3
Convertidores de potencia	3 a 6
Relés	
de sobreintensidad, de tiempo inverso.	5 a 8
de sobreintensidad, temporizados	1 a 5
de sobreintensidad, instantáneos	1 a 10
direccionales	1,5 a 10
de potencia, temporizados	1,5 a 3
diferenciales	3 a 12
de distancia	6 a 20
Reguladores	10 a 150

TABLA 6.1 Consumo en VA de algunos aparatos (cargas).

13.\* FACTOR NOMINAL DE SEGURIDAD (en caso necesario).

14.\* FRECUENCIA NOMINAL

15.\* NUMERO DE DEVANADOS Y NUCLEOS SECUNDARIOS.

16.\* NUMEROS DE DEVANADOS PRIMARIOS.

17.\* FACTOR TERMICO NOMINAL O DE SOBRECORRIENTE.

18.\* FACTOR LIMITE DE PRECISION NOMINAL (Transformadores para protección).

19.\* DISTANCIA DE FUGA (considerando el nivel de contaminación del sitio de funcionamiento).

◇ EJEMPLO DE APLICACION.

Se proyecta una línea de transmisión trifásica de 230 kV, que en la primera etapa va a transmitir 200 MVA y en la segunda etapa transmitirá 400 MVA, con una corriente de cortocircuito trifásica de 20,000 amperes; dicha línea se instalará en la Ciudad de México (2300 msnm), en una zona de contaminación media. Especificar las características de los transformadores de corriente, sabiendo que se alimentará una carga (burden) de 1.45 ohms para protección y 0.4 ohms para medición.

S o l u c i ó n :

a) Tipo de instalación: Intemperie

b) Tipo de aislamiento externo: Se prefiere la porcelana por su mayor confiabilidad.

c) Tipo de aislamiento interno: Se prefiere papel impregnado en aceite aislante por su mayor confiabilidad.

d) Tensión nominal: Se considera la tensión nominal del sistema de 230 kV.

e) Relación de transformación:

$$1^{\circ} \text{ Etapa } I_p = \frac{200 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 230 \times 10^3} = 502 \text{ amperes}$$

$$2^{\circ} \text{ Etapa } I_p = \frac{400 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 230 \times 10^3} = 1004 \text{ amperes}$$

Las relaciones de transformación son:

$$1^{\text{a}} \text{ Etapa } a_T = 600//5$$

$$2^{\text{a}} \text{ Etapa } a_T = 1200//5$$

f) Números de devanados primarios:

El transformador de corriente debe tener 2 devanados conectados en paralelo para la relación  $a_T = 1200//5$  y en serie para la relación  $a_T = 600//5$ .

g) Número de devanados y núcleos secundarios:

El transformador de corriente debe tener 2 devanados y 2 núcleos secundarios, uno para protección y el otro para medición, con derivaciones para utilizarse con ambos arreglos del primario.

h) Carga secundaria (burden):

Para el devanado de protección B-2 (2 ohms) y para el de medición B-0.5 (0.5 ohms).

i) Clase de precisión:

Para el devanado de protección:

$$E_{se} = I_s \cdot Z_t = \frac{20,000}{240} \times 1.45 = 121 \text{ volts}$$

Se debe utilizar la clase de precisión C200.

Para el devanado de medición:

$$E_{se} = I_s \cdot Z_t = \frac{20,000}{240} \times 0.4 = 33 \text{ volts}$$

Se debe utilizar la clase de precisión C50.



j) Precisión:

Los devanados de protección deben tener un error compuesto de 10% como máximo, cuando circula una corriente de cortocircuito de 20 veces la corriente nominal.

k) Frecuencia nominal:

Se considera la frecuencia del sistema de 60 Hz.

l) Distancia de fuga para una contaminación media:

$$(k_f = 3.5 \text{ cm/kV})$$

$$d_f = K_f \cdot \frac{V_{\max}}{\sqrt{3}} = 3.5 \times \frac{245}{\sqrt{3}} = 495 \text{ cm}$$

m) Corriente térmica de cortocircuito:

$$I_{\text{ter}} = I_{\text{cc}} = 20,000 \text{ amperes (rms) durante un segundo.}$$

n) Corriente dinámica de cortocircuito:

$$I_{\text{din}} = 2 \times \sqrt{2} \times I_{\text{cc}} = 2 \times \sqrt{2} \times 20,000 = 56,600 \text{ amperes durante 2 ciclos.}$$

p) Nivel de aislamiento (Impulso por rayo, impulso por maniobra y frecuencia Industrial).

Tensión de aguante de impulso por rayo:

Para el aislamiento interno se considera una tensión de aguante nominal de impulso por rayo (nivel básico de impulso) de 1050 KV cresta.

El aislamiento externo de acuerdo a la norma ANSI/IEEE C57.13, está diseñado para soportar la tensión de aguante nominal de impulso por rayo hasta una

altitud de 1000 msnm y por esta razón para encontrar su valor, se corrige a la altitud de 2300 msnm a partir de 1000 msnm, como sigue:

$$\begin{aligned}V_{2300} &= V_{1000} + 0.0125 \left[ \frac{h-1000}{100} \right] V_{1000} \\&= 1050 + 0.0125 \left[ \frac{2300-1000}{100} \right] \times 1050 \\&= 1050 + 171 = 1221 \text{ KV}\end{aligned}$$

Para el aislamiento externo se considera una tensión de aguante nominal de impulso por rayo (nivel básico de impulso) de 1300 KV cresta.

Tensión de aguante de impulso por maniobra:

No se considera por no tener importancia las sobretensiones por maniobra en sistemas con tensiones hasta 245 kV, excepto casos especiales.

Tensión de aguante de frecuencia industrial:

Se considera un valor de 460 kV (rms) durante un minuto.

## 7. PRUEBAS DE CAMPO.

Básicamente existen dos tipos de mantenimiento que se realizan a los transformadores de corriente, siendo:

- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento correctivo

Existe un tercer tipo de mantenimiento denominado predictivo o sintomático, que aprovecha las ventajas que ofrecen estos dos tipos de mantenimiento.

### MANTENIMIENTO PREVENTIVO:

Comprende el conjunto planeado de inspecciones y pruebas rutinarias a los transformadores de corriente, que se analizan y evalúan adecuadamente para la localización y reparación de defectos menores, que permiten evitar fallas mayores y reparaciones costosas.

### MANTENIMIENTO CORRECTIVO:

Comprende el conjunto de inspecciones, pruebas y reparaciones mayores generalmente de emergencia, que no permite operar el equipo fallado hasta que se realice su reparación o reemplazo y además se analicen y evalúen los resultados, para lograr su buen funcionamiento.

## PRUEBAS Y PROCEDIMIENTOS.

Para la ejecución segura de estos trabajos de campo, se requiere adoptar las medidas de seguridad, de acuerdo al reglamento de operación y ejecución de las pruebas, conforme a las normas para la ejecución segura de trabajo, cuidando de dejar completamente libre el transformador de corriente (abiertos los interruptores involucrados y cuchillas de alta tensión correspondientes), colocando hasta donde sea posible conexiones de protección a tierra, bloqueando el circuito de cierre de las cuchillas motorizadas de alta tensión y manteniendo las distancias de seguridad (distancia mínima de acercamiento) de por lo menos 1 metro por cada 100 kilovolts.

Dentro de las pruebas y revisiones que se consideran necesarias para el mantenimiento preventivo a los transformadores de corriente, factibles de realizar en el campo, son las siguientes:

- 7.1 Revisión de las conexiones y anclaje.
- 7.2 Verificación del nivelado.
- 7.3 Revisión de la membrana, nivel de aceite, explosores y sílica gel.
- 7.4 Revisión de las fugas de aceite aislante.
- 7.5 Medición de la corriente de fuga antes y después de la limpieza de la porcelana.
- 7.6 Medición de la resistencia de aislamiento.
- 7.7 Medición del factor de disipación o de potencia.
- 7.8 Medición de la relación de transformación.
- 7.9 Medición de la saturación del núcleo.

## 7.1 Revisión de las conexiones y anclaje.

La revisión de las conexiones y anclaje, consiste en una inspección de estos componentes, tomando en consideración lo siguiente:

- a) Verificación del estado físico del galvanizado en que se encuentra la tornillería, sustituyendo aquellas piezas dañadas (oxidadas) o que han sido mal seleccionadas; en cuanto al par de apriete recomendado, se deberá tomar en cuenta el tipo de pedestal, las recomendaciones del fabricante y normas vigentes; en la tabla 7.1 se muestran los valores de los pares de apriete recomendados, de acuerdo al tipo de tuerca y/o tornillo, y en la tabla 7.2 se dan las dimensiones para los tornillos con cuerda gruesa.
- b) Inspección de las condiciones de limpieza y buen contacto eléctrico de las conexiones, realizando cuando sea necesario trabajos de limpieza, con el auxilio de algunos materiales y reapretando dichas conexiones de acuerdo a las recomendaciones del fabricante y/o normas vigentes; tal como se indica en la tabla 7.1.
- c) Inspección del estado en que se encuentra el gabinete propio y auxiliar, en cuanto a las conexiones eléctricas y buen funcionamiento de las cuchillas de prueba, realizando cuando se requiera la limpieza de las conexiones eléctricas y el reapretado de dichas conexiones.

DIAMETRO		NUMERO DE HILOS POR *PULG.	MATERIAL					
PULG	M.M.		DURIUM ó BRONCE SILICIO		ACERO GALVANIZADO		ALUMINIO	
			LBS-PULG	LBS-PIE	LBS-PULG	LBS-PIE	LBS-PULG	LBS-PIE
1/4	6.35	20	80	7	80	7	—	—
5/16	7.93	18	180	15	180	15	—	—
3/8	9.52	16	240	20	240	20	—	—
7/16	11.11	14	425	35	425	35	—	—
1/2	12.70	13	480	40	480	40	300	25
5/8	15.88	11	660	55	660	55	480	40
3/4	19.05	10	1900	158	1900	158	650	54

TABLA 7.1. Pares de apriete para tornillos de bronce-silicio, acero galvanizado y aluminio, en conectores.

DIAMETRO DEL TORNILLO Ó MACHUELO EN PULG.	HILOS POR PULG.	MEDIDA DE LA BROCA EN PULGADAS	DIAMETRO EN EL FONDO DE LA CUERDA EN PULGADAS
1/16	64	3/64	
1/8	40	3/32	
3/16	24	1/8	
1/4	20	13/64	.185
5/16	18	1/4	.240
3/8	16	5/16	.294
7/16	14	23/64	.348
1/2	13	27/64	.400
9/16	12	15/32	.454
5/8	11	17/32	.507
3/4	10	41/64	.620
7/8	9	3/4	.731
1	8	55/64	.838
1 1/8	7	31/32	.939
1 1/4	7	1 3/32	1.064
1 3/8	6	1 7/32	1.158
1 1/2	6	1 11/32	1.283
1 5/8	5 1/2	1 27/64	1.389
1 3/4	5	1 17/32	1.490
1 7/8	5	1 21/32	1.615
2	4 1/2	1 49/64	1.711
2 1/4	4 1/2	2 1/64	1.961
2 1/2	4	2 15/64	2.175
2 3/4	4	2 31/64	2.425
3	3 1/2	2 11/16	2.629
3 1/4	3 1/2	2 15/16	1.879
3 1/2	3 1/4	3 11/64	3.100
3 3/4	3	3 3/8	3.317
4	3	3 5/8	3.567
4 1/4	2 7/8	3 27/32	3.798
4 1/2	2 3/4	4 3/32	4.028
4 3/4	2 5/8	4 5/16	4.259
5	2 1/2	4 9/16	4.480
5 1/4	2 1/2	4 13/16	4.730
5 1/2	2 3/8	5 1/32	4.953
5 3/4	2 3/8	5 9/32	5.203
6	2 1/4	5 1/2	5.423

TABLA 7.2 Dimensiones básicas para tornillos con cuerda gruesa.

## 7.2 Verificación del nivelado.

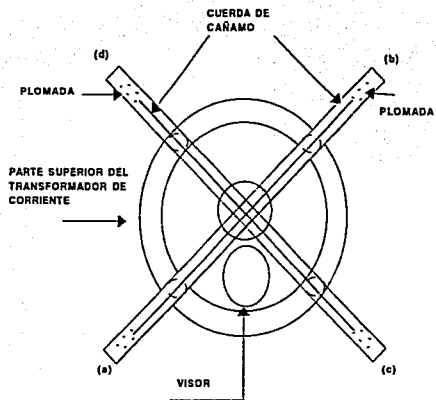
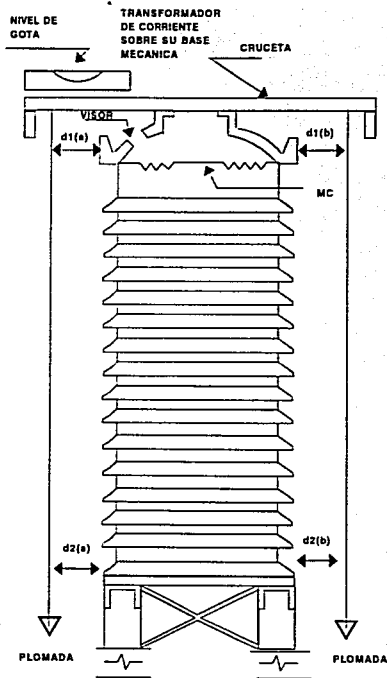
La verificación del grado de nivelación mecánica de los transformadores de corriente, se ha convertido en una prueba importante a raíz de los frecuentes sismos; un desnivelamiento del aparato, puede ocasionar daños mecánicos a la porcelana, resina epóxica y conectores.

Para realizar la nivelación se requieren los materiales y equipo, siguientes:

- Cruzeta, formada con dos soleras de 6.35 mm. (1/4") de espesor, 25.4 mm. (1") de ancho y 1 metro de longitud.
- Cuerda de cañamo
- Plomada y nivel de gota
- Metro de madera

En la figura 7.1 se muestra la verificación del grado de nivelado de la sujeción mecánica, de los transformadores de corriente; en donde se indica que las mediciones deben realizarse en los cuatro cuadrantes del plano y las tolerancias de desnivel permitidas, dependen de las recomendaciones de cada fabricante.





GRADO DE DESPLOME =  $d1-d2$   
 MC - MEMBRANA DE COMPENSACION DE HULE SINTETICO  
 (a),(b),(c) y (d) - PUNTOS DE MEDICION

Figura 7.1. Verificación del grado de nivelado de la sujeción mecánica de los transformadores de corriente.

### 7.3 Revisión de la membrana, nivel de aceite, explosores y sílica gel (en caso de tenerlo).

En la figura 7.2 se muestra un corte longitudinal de un transformador de corriente, en el cual se puede apreciar la membrana de compensación a base de hule sintético, explosores de protección y deshidratador de sílica gel.

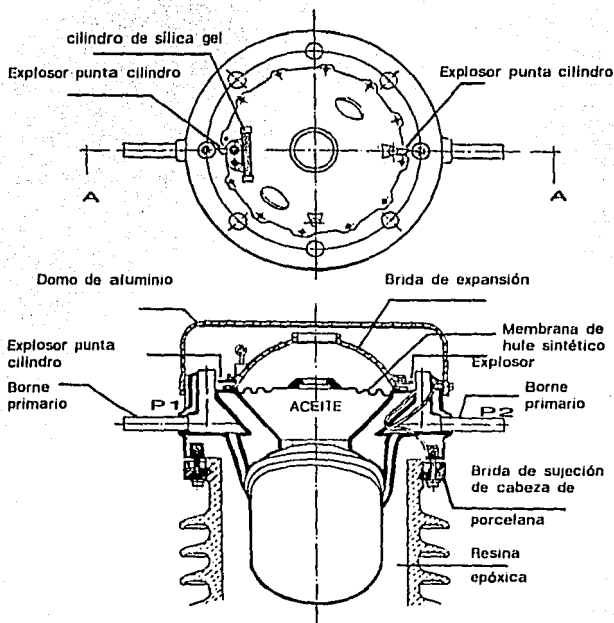


FIGURA 7.2 Corte longitudinal de un transformador de corriente.

### 7.3.1 Membrana de hule sintético.

La membrana de hule sintético sirve para compensar las variaciones de volumen del aceite aislante y de esta manera disminuir la posibilidad de que se presenten sobrepresiones en el interior del transformador de corriente; dicha membrana está en contacto directo con el aceite aislante, evitando la posibilidad de que se tenga un colchón de aire en la interfaz membrana-aceite. Esta membrana de compensación se manufactura en forma acanalada a base de un hule sintético, que resulta ser muy resistente al deterioro por la humedad y aceite aislante.

Durante el mantenimiento preventivo se debe(n) destapar la(s) mirilla(s), para poder inspeccionar visualmente el estado en que se encuentra la membrana, en cuanto a un posible agrietamiento o que presente deformaciones al interior por falta de aceite aislante o al exterior por la presencia de sobrepresión, debido a la formación de gases; la verificación del nivel de aceite se realiza al tacto; ya que el aceite, está en contacto directo con la membrana y se debe cuidar la realización del trabajo cuando se tenga una temperatura ambiente entre 20°C y 30°C. La presencia de aceite aislante en la superficie exterior de la membrana, es indicativo de fugas en el transformador y como consecuencia, el aislamiento puede encontrarse contaminado. En cualquiera de estos casos se recomienda retirar el transformador de corriente.

### 7.3.2 Explosores de protección.

Los explosores de protección normalmente diseñados en la versión punta-punta o punta-cilindro, se encuentran colocados en la parte superior del transformador de

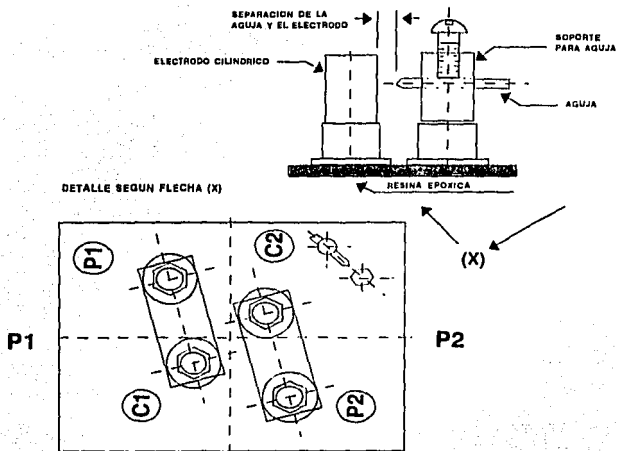
corriente y tienen como finalidad proteger al aislamiento entre espiras del devanado primario, contra las sobretensiones siguientes:

- En el momento que se presenta una falla en el sistema, la corriente de cortocircuito de frecuencia industrial (60 Hz) ocasiona sobretensiones entre espiras, las cuales se limitan por los explosores de protección.
- En la presencia de sobretensiones de alta frecuencia (descargas atmosféricas o maniobra de interruptores), los explosores permiten una trayectoria de baja reactancia capacitiva [ $X_c = \frac{1}{2\pi fC}$ ], protegiendo de esta manera al devanado primario.

Durante el mantenimiento preventivo se debe inspeccionar el estado físico de los explosores (desgaste o carbonización), así como la verificación de su separación, la cual debe ser de dos milímetros (80 milésimas de pulgada), tal como se indica en las figuras 7.3, 7.4, 7.5, 7.6 y 7.7.

### 7.3.3 Deshidratador de sílica gel.

En el sistema se tiene instalados algunos transformadores de corriente que contienen sílica gel, en el espacio comprendido entre el domo de aluminio y la parte exterior de la brida de expansión, y tiene como finalidad absorber la humedad, para no dañar a la membrana y evitar se introduzca a los aislamientos del transformador de corriente. Cuando la sílica gel está seca presenta un color azul y cambia gradualmente a un color rosa claro al humedecerse; en este caso,



1. Detalle de los explosores para los transformadores de corriente tipo SBD, SCD y SFD.

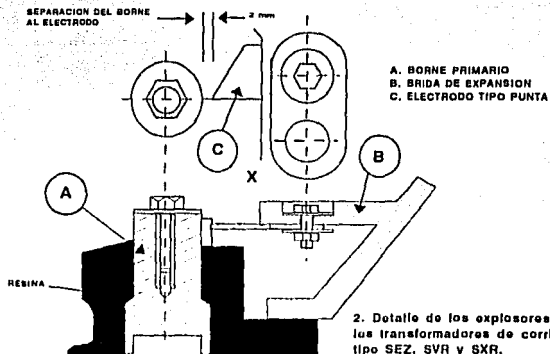


Figura. 7.3. Detalle de los explosores que se utilizan en transformadores de corriente.

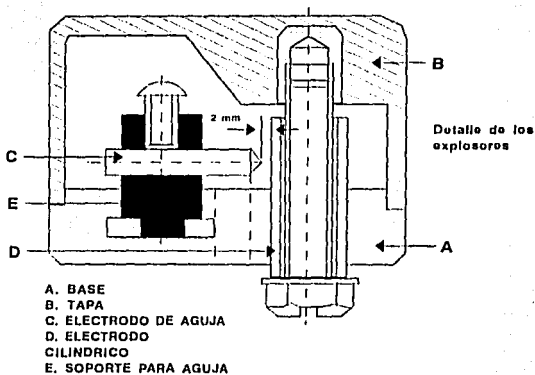
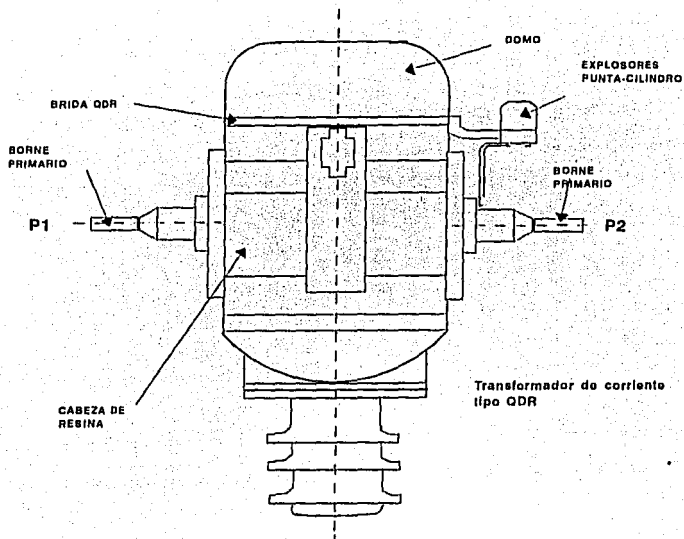


Figura 7.4. Ubicación física y detalle de los explosores que se utilizan en transformadores de corriente tipo QDR.

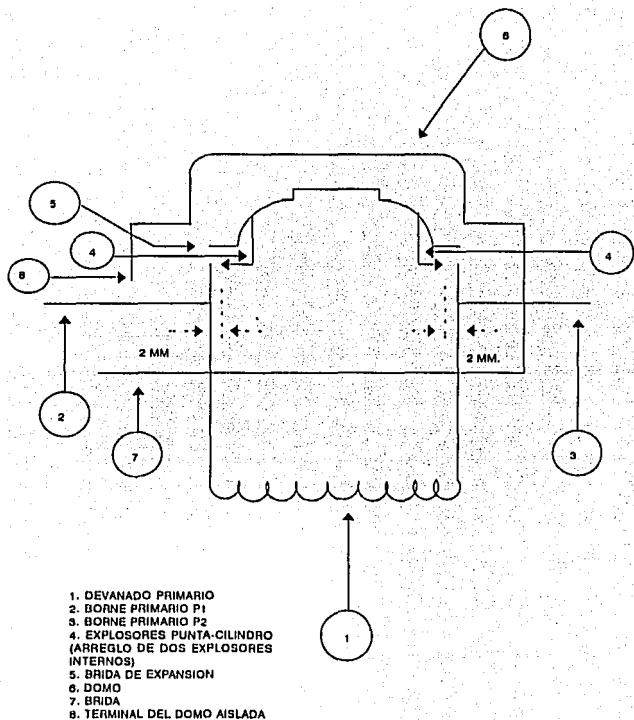
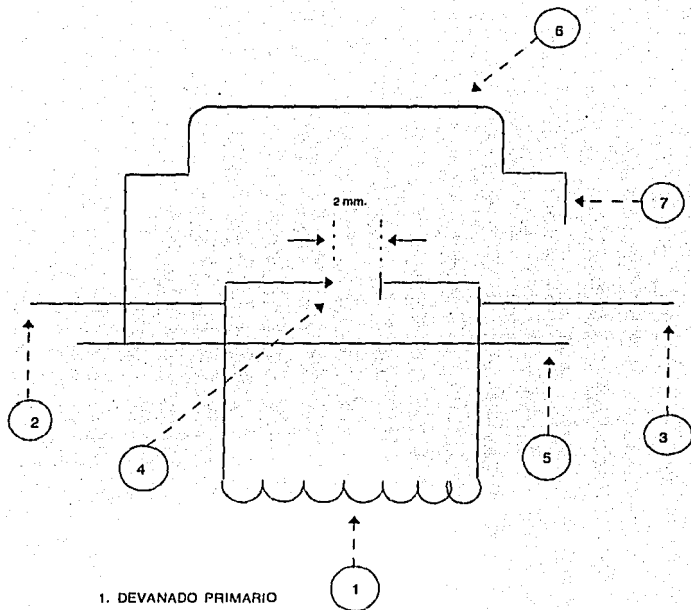


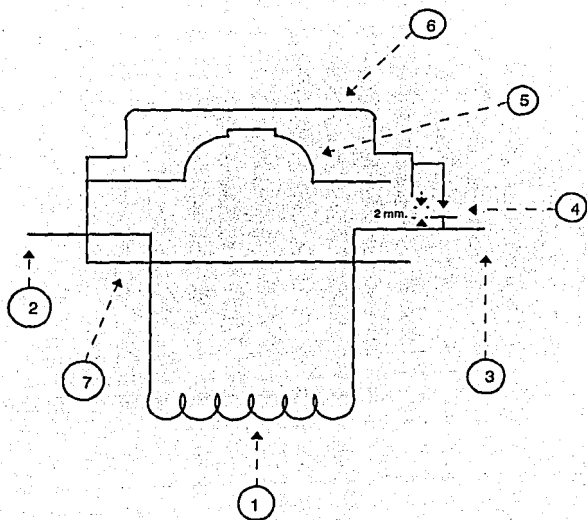
FIGURA 7.5 Diagrama eléctrico del sistema de protección a base de dos explosores punta-cilindro, en un transformador de corriente hermético de alta tensión



- 1. DEVANADO PRIMARIO
- 2. BORNE PRIMARIO P1
- 3. BORNE PRIMARIO P2
- 4. EXPLOSORES PUNTA-CILINDRO (ARREGLO DE UN EXPLOSOR INTERNO)
- 5. BRIDA
- 6. DOMO
- 7. TERMINAL DEL DOMO AISLADA

Figura 7.6. Diagrama eléctrico del sistema de protección a base de un explosor (punta-cilindro) interno en un transformador de corriente tipo SCD.





- 1.- DEVANADO PRIMARIO
- 2.- BORNE PRIMARIO P1
- 3.- BORNE PRIMARIO P2
- 4.- EXPLOSOR PUNTA-CILINDRO (ARREGLO DE UN EXPLOSOR EXTERNO)
- 5.- BRIDA DE EXPANSION
- 6.- DOMO
- 7.- BRIDA

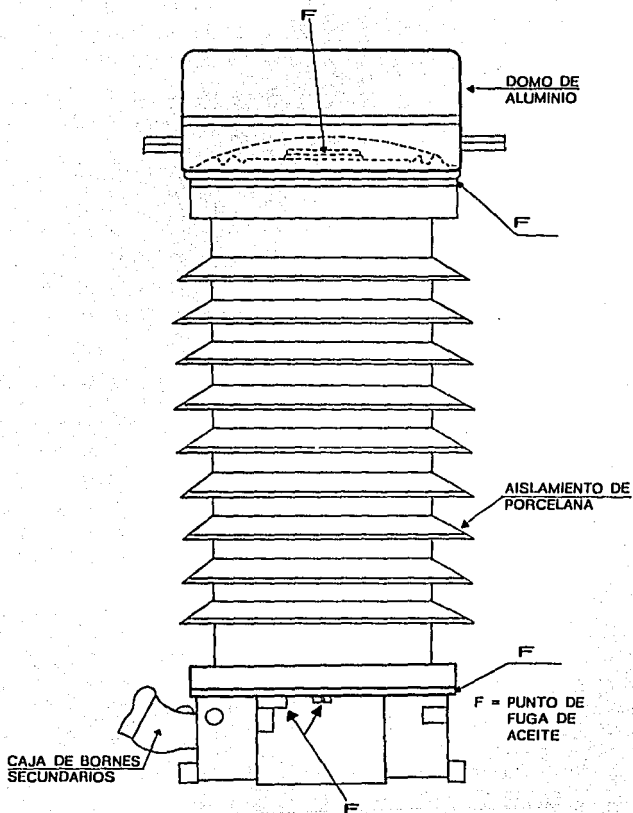
FIGURA 7.7 Diagrama eléctrico del sistema de protección a base de un explosor (punta-cilindro) externo, en un transformador de corriente tipo QDR.

es conveniente proceder al secado y esto normalmente se realiza colocando la sílica húmeda en una charola abierta, calentada a una temperatura de 100°C aproximadamente, moviendo la sílica constantemente hasta que presente nuevamente la coloración azul. Cuando no sea posible el proceso de secado se debe proceder al cambio de la sílica gel.

#### 7.4 Revisión de las fugas de aceite aislante.

El aceite aislante que se utiliza en los transformadores de corriente resulta de vital importancia, para garantizar el nivel de aislamiento adecuado, ya que tiene como funciones fundamentales la de actuar como dieléctrico y refrigerante; su buena conservación es imprescindible, tomando en cuenta que se emplean volúmenes de aceite aislante relativamente pequeños, por lo que cualquier fuga puede tener repercusiones críticas, capaces de ocasionar una falla en el transformador de corriente. A esto se debe que durante el mantenimiento preventivo sea necesario supervisar los puntos susceptibles de fuga de aceite aislante, los cuales están localizados únicamente en las partes superior e inferior del cuerpo del transformador de corriente y sobre la membrana de hule sintético, tal como se muestra en la figura 7.8.

Cualquier fuga de aceite se manifiesta en principio como un escurrimiento del líquido, normalmente más brillante en apariencia que el resto del equipo, sin embargo, debido al polvo y otras partículas del medio ambiente en poco tiempo la mancha se vuelve opaca, haciéndose más evidente la fuga. La presencia de fuga de aceite en los transformadores de corriente, puede deberse a falla de los



**FIGURA 7.8** Puntos probables de fuga de aceite en un transformador de corriente

empaques, daños o agrietamientos de la membrana, falla del pegamento de la porcelana con la brida metálica y en caso extremo fisura de la porcelana; lo cual presenta la posibilidad de contaminación (introducción de humedad, aire, ácidos, etc.) del aceite aislante y finalmente de los aislamientos sólidos. El transformador de corriente que presente cualquiera de estas anomalías debe repararse de inmediato.

## 7.5 Medición de la corriente de fuga antes y después de la limpieza de la porcelana.

Al someterse los aislamientos de un transformador de corriente a una diferencia de potencial de corriente directa, aparece una corriente instantánea inicial que alcanza un valor más pequeño, hasta que finalmente llega a tener una magnitud casi constante, la cual representa la corriente de aislamiento " $i_A$ " y está formada por dos componentes:

Corriente volumétrica " $i_v$ ", la cual fluye en el volumen del aislamiento (papel, aceite, cartón, cintas, etc.).

Corriente superficial o de fuga " $i_s$ ", la cual fluye en la superficie del aislamiento (porcelana, resina, etc.).

La corriente superficial o de fuga resulta conveniente registrarla para fines estadísticos de evaluación del efecto de la contaminación en el aislamiento externo del transformador de corriente. Dicha corriente depende de la

temperatura, presencia de humedad, contaminación y otras impurezas (en la superficie del aislamiento externo), esto se debe, a que tales sustancias se disocian fácilmente en iones al someterse a un campo eléctrico, disminuyendo la resistividad superficial del dieléctrico.

Los mecanismos de conducción también dependen del nivel de tensión de prueba y del tiempo de aplicación, por lo que se recomienda un tiempo de duración de 10 minutos y 5 KV de tensión de prueba.

La figura 7.9, muestra la medición de la corriente de fuga, antes y después de la limpieza de porcelana. Primeramente se coloca un anillo metálico en la parte superior y otro en la parte inferior de la porcelana de transformador de corriente, los cuales van conectados al equipo de corriente directa, el cual ha sido regulado a 5,000 Volts. Esta prueba se mantiene durante 10 minutos y las lecturas se deben tomar cada 15 segundos durante el primer minuto, después cada minuto hasta el minuto 10. Una vez realizada la prueba se deben conectar a tierra los anillos con el objeto de drenar cualquier carga atrapada. Es necesario limpiar perfectamente bien la superficie de la porcelana y se debe repetir lo anterior, para fines de comparación.

## 7.6 Medición de la resistencia de aislamiento.

Se denomina resistencia de aislamiento a la resistencia (Megohms) que ofrece el aislamiento de un transformador de corriente, al aplicarle una tensión de

# TRANSFORMADOR DE CORRIENTE BAJO PRUEBA

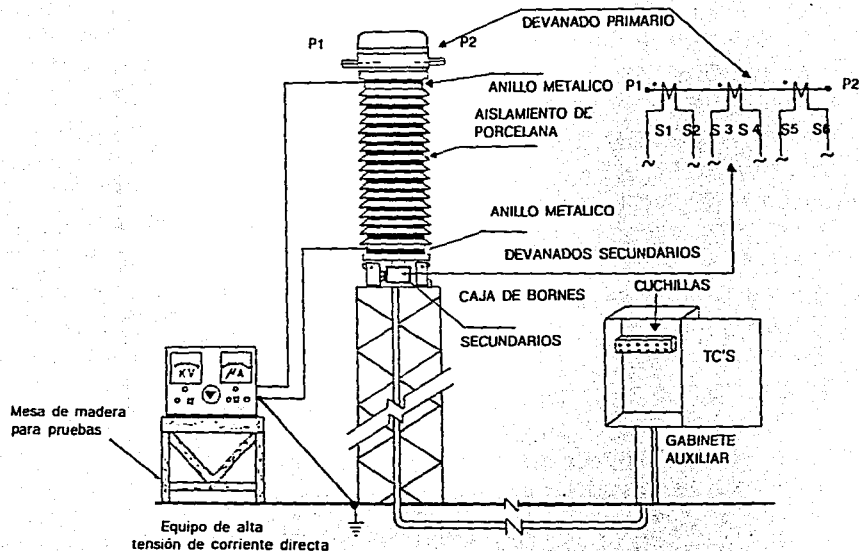


FIGURA 7.9 Medición de la corriente de fuga antes y después de la limpieza de la porcelana.

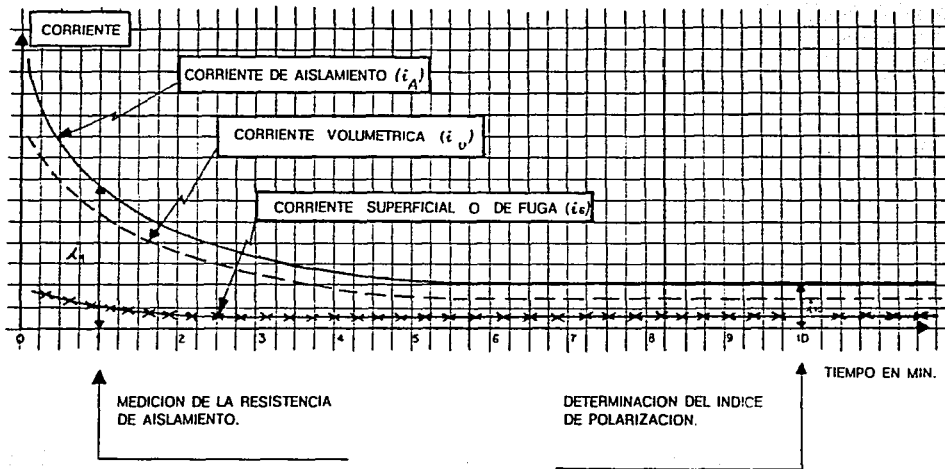
corriente directa durante un tiempo determinado, medido a partir del instante en que se aplica dicha tensión y como referencia se utilizan los valores de 1 y 10 minutos. La medición de resistencia de aislamiento proporciona una información muy útil sobre el estado en que se encuentra el aislamiento de los transformadores de corriente, en cuanto a la presencia de humedad, suciedad y otros contaminantes.

Cuando el aislamiento de un transformador de corriente se somete a una diferencia de potencial de corriente directa, la corriente instantánea inicial alcanza un valor elevado y desciende rápidamente con el tiempo a un valor menor, hasta que finalmente llega a tener una magnitud casi constante, la cual representa la corriente de aislamiento " $I_A$ "; tal como se muestra en la figura 7.10, dicha corriente tiene dos componentes principales, siendo las siguientes:

- i) Corriente volumétrica " $i_v$ " que fluye en el volumen del aislamiento (papel, aceite, cartón, cintas, etc.).
- ii) Corriente superficial " $i_s$ " que fluye en la superficie del aislamiento (porcelana, resina, etc.).

i) Corriente volumétrica " $i_v$ ":

La corriente volumétrica está constituida por tres componentes, como son:



RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

$$= R_a = \frac{Vc.d.}{i_A}$$

$$i_A = i_V + i_S$$

FIGURA 7.10 Componentes de la corriente de aislamiento ( $i_A$ ) durante la aplicación de una diferencia de potencial de corriente (Vc.d.), a los aislamientos de un transformador de corriente.



a) Corriente capacitiva ( $i_c$ ).

Esta componente carga a la capacitancia del devanado bajo prueba, la cual depende de la geometría y de los materiales aislantes que constituyen el devanado.

b) Corriente de absorción ( $i_a$ ).

Esta componente disminuye a un ritmo relativamente más lento, la cual depende del fenómeno de polarización y absorción del aislamiento del devanado.

c) Corriente de conducción ( $i_r$ ).

Esta componente se mantiene prácticamente constante, una vez que han desaparecido las dos componentes anteriores.

ii) Corriente superficial "i<sub>s</sub>".

La corriente superficial permanece prácticamente constante y se conoce como corriente de fuga.

La corriente de aislamiento " $i_A$ " se puede expresar por medio de la Ley de Ohm, como sigue:

$$i_A = \frac{V_c \cdot d}{R_a}$$

donde:

$R_a$  - Resistencia de aislamiento del transformador de corriente.

$V_c.d.$  - Tensión de corriente directa aplicada.

En la práctica se mide directamente la resistencia de aislamiento con un instrumento, el cual da la lectura directamente en MEGOHMS; el instrumento utilizado deberá garantizar un valor de tensión de prueba constante durante el tiempo requerido.

Si se grafican en papel milimétrico los valores de resistencia de aislamiento contra el tiempo, se obtiene la curva de absorción dieléctrica, cuya pendiente indica en forma relativa el grado de secado o contaminación del aislamiento. Dicha pendiente se puede expresar mediante la relación de dos lecturas, siendo las siguientes:

- Relación de los valores de resistencia de aislamiento de 60 segundos a 30 segundos, que se conoce como Índice de absorción "I.A".
- Relación de los valores de resistencia de aislamiento de 10 minutos a un minuto, que se conoce como Índice de polarización "I.P".

Existen algunos factores que afectan la prueba de resistencia de aislamiento, siendo las siguientes:

- a) Estado de la superficie
- b) Temperatura

- c) Humedad.
- d) Magnitud de la tensión de prueba.
- e) Tiempo de aplicación de la tensión de prueba.
- f) Carga residual en el devanado.

Es muy importante tomar en consideración éstos parámetros, para evitar posibles errores en la medición de la resistencia de aislamiento o en su defecto ayudar a la interpretación de resultados.

- a) Estado de la superficie.

Mediante una inspección visual, es necesario asegurarse de que toda la superficie de la porcelana del transformador de corriente se encuentra en buenas condiciones físicas, o sea libre de partículas ajenas como: polvo, aceite, productos químicos o similares, ya sea que la combinación de estos elementos forman un contaminante con características conductivas, disminuyendo de esta manera, la resistencia de aislamiento (aunque menos frecuente) son los daños mecánicos como abrasión o impactos producidos por objetos extraños, vibración, etc.

Por lo que resulta necesario hacer una buena limpieza a la superficie de la porcelana, antes de iniciar la prueba de resistencia de aislamiento.

- b) Temperatura.

La resistencia de aislamiento de la mayoría de los materiales aislantes se ve afectada seriamente por la temperatura, es decir, su valor disminuye rápidamente con el aumento de la misma. Cuando se desean comparar valores individuales de resistencia de aislamiento, es necesario asegurarse que las mediciones se hicieron a la misma temperatura o en su defecto corregir a una temperatura conocida (por razones prácticas 20°C) para tener un marco de referencia.

Existe una regla práctica general del comportamiento de la resistencia de aislamiento con la temperatura, en la que se considera que por cada 10°C de incremento de temperatura disminuye a la mitad el valor de la resistencia de aislamiento o por cada 10°C de decremento de temperatura aumenta al doble el valor de la resistencia de aislamiento.

La corrección de la resistencia de aislamiento a 20°C se realiza haciendo uso de la figura 7.11, para determinar el coeficiente de corrección por temperatura "K<sub>t</sub>" con auxilio de la expresión siguiente:

$$Ra_{20^{\circ}C} = K_t \times Ra_t$$

donde:

Ra 20°C - Resistencia de aislamiento en Megohms corregida a 20°C.

K<sub>t</sub> - Coeficiente de corrección por temperatura de la resistencia de aislamiento.

Ra<sub>t</sub> - Resistencia de aislamiento en Megohms medida a la temperatura de prueba.

Debido a las características de las temperaturas de los materiales aislantes,

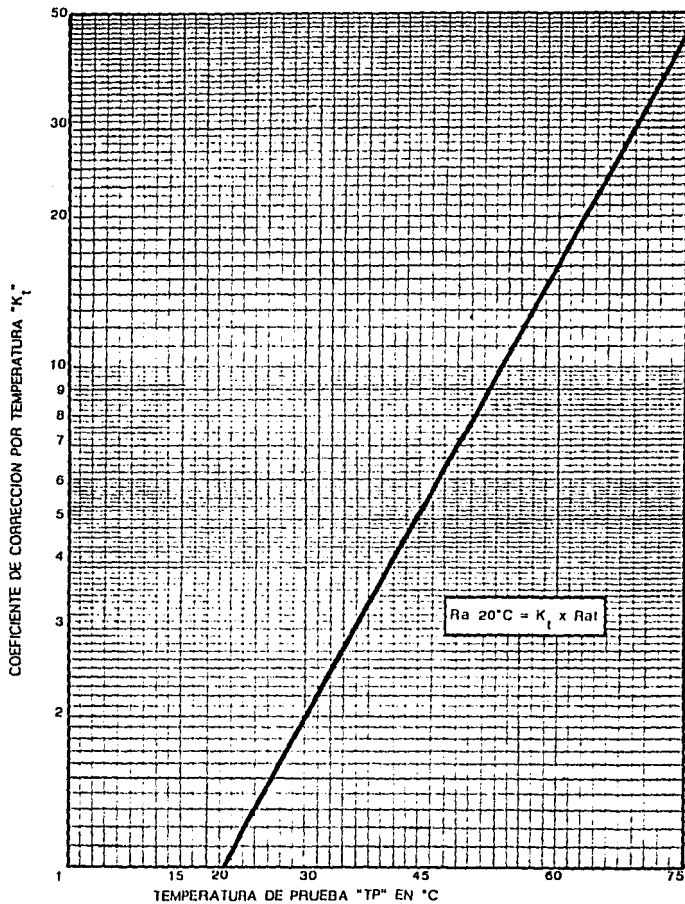


FIGURA 7.11 Factores de corrección por temperatura para resistencias de aislamiento a 20°C, en transformadores de corriente.

varían con el tipo y combinación de los materiales, cada equipo tiene sus propios factores de corrección por temperatura, los cuales se obtienen experimentalmente, efectuando dos pruebas sucesivas de absorción a temperaturas diferentes.

c) Humedad.

Cuando el aislamiento de porcelana se encuentra a una temperatura igual o inferior al punto de rocío del aire del ambiente, una película de humedad se forma sobre la superficie del aislamiento y esto bajará considerablemente la resistencia de aislamiento. Este efecto es más pronunciado cuando la superficie del aislamiento se encuentra contaminado.

Por lo que es recomendable realizar la prueba de resistencia de aislamiento, cuando se tenga una temperatura ambiente mayor o igual a 20°C.

d) Magnitud de la tensión de prueba.

El valor de la resistencia de aislamiento disminuye con relación al incremento de la tensión de prueba. Si la resistencia de aislamiento disminuye significativamente con el incremento de la tensión aplicada, ésto puede ser un indicativo de la presencia de humedad, contaminación, etc., en el aislamiento.

No es conveniente utilizar una tensión de prueba elevada, para no sobre esforzar indebidamente los aislamientos de los transformadores de corriente; por lo que se

recomienda utilizar como tensión de prueba 1,000 Volts, tanto para alta tensión como para baja tensión.

e) Tiempo de aplicación de la tensión de prueba.

La resistencia de aislamiento de los transformadores de corriente normalmente aumenta con el tiempo de aplicación de la tensión de prueba. En el momento de aplicación de la tensión de prueba usualmente se observa un incremento rápido en la resistencia de aislamiento y después de 30 segundos puede llegar a tener un valor muy cercano al valor final, su estado de estabilización se alcanza alrededor de 10 minutos.

f) Carga residual en el devanado.

Para obtener resultados representativos en la prueba de resistencia de aislamiento es conveniente que los devanados se encuentren completamente descargados, terminada cualquier prueba o antes de realizar otra prueba, por lo que se recomienda corto-circuitar y aterrizar el devanado antes de iniciar la prueba.

Las figuras 7.12 y 7.13, muestran el procedimiento de prueba para la medición de resistencia de aislamiento del devanado primario contra el devanado secundario más tierra y la medición de resistencia de aislamiento del devanado secundario contra el devanado primario más tierra, de un transformador de corriente, respectivamente.

## TRANSFORMADOR DE CORRIENTE BAJO PRUEBA

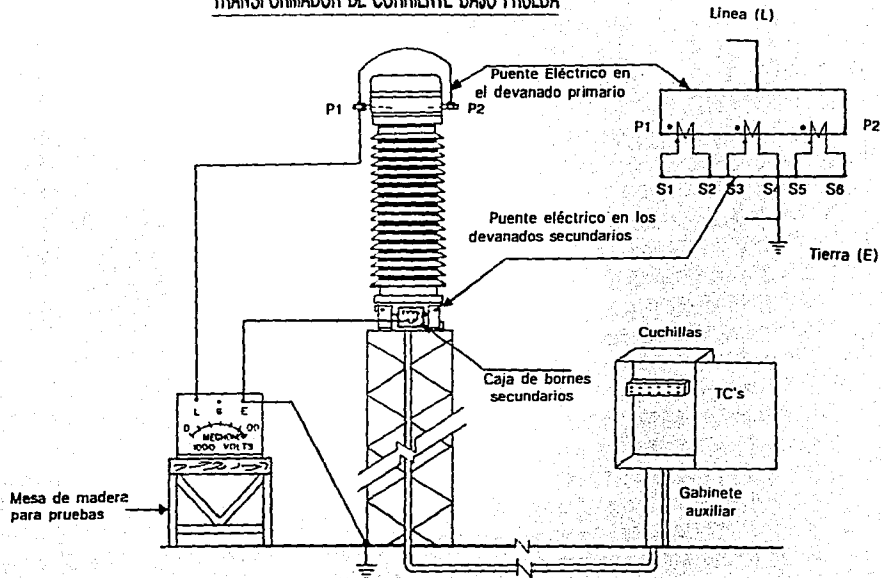


FIGURA 7.12 Medición de la resistencia de aislamiento del devanado primario contra el devanado secundario más tierra, de un transformador de corriente.



## TRANSFORMADOR DE CORRIENTE BAJO PRUEBA

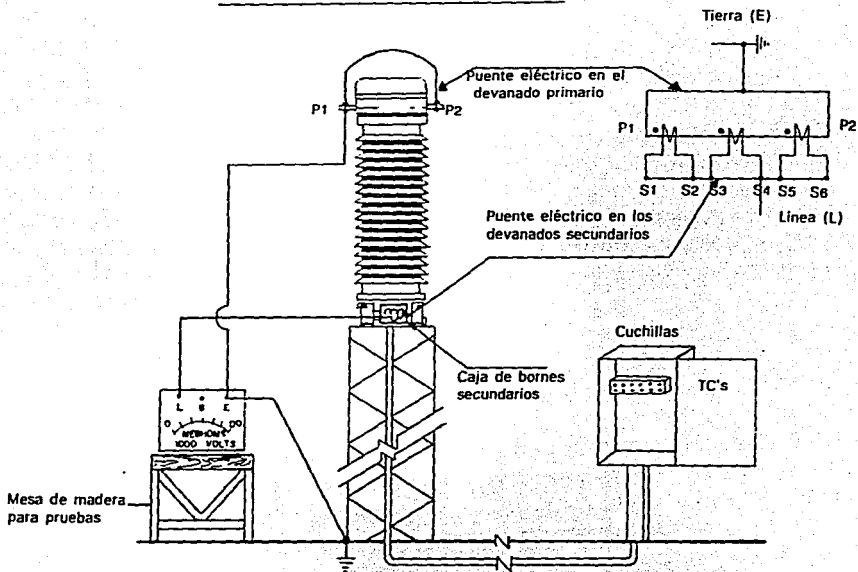


FIGURA 7.13 Medición de la resistencia de aislamiento del devanado secundario contra el devanado primario más tierra, de un transformador de corriente.

Es conveniente registrar la temperatura de prueba durante la medición de la resistencia de aislamiento, para poder corregir los valores obtenidos a una temperatura de 20°C, con el auxilio de la tabla 7.11.

La tensión de prueba utilizada es de 1,000 Volts; ésta prueba se mantiene durante 10 minutos, las lecturas se deben tomar cada 15 segundos durante el primer minuto, después cada minuto hasta el minuto 10.

Los valores de resistencia de aislamiento obtenidos de la prueba de alta tensión contra baja tensión más tierra, no deben ser inferiores a 1 MEGOHM por cada KV nominal a 75°C.

Para el caso de la prueba de resistencia de aislamiento del devanado de baja tensión contra alta tensión más tierra, el valor obtenido no debe ser inferior a 1 MEGOHM, de acuerdo a la norma ANSI/IEEE C 57.13.1 (1981).

## 7.7 Medición del factor de disipación o de potencia.

El método más común para checar en campo las condiciones de los aislamientos en los aparatos de alta tensión, es la medición de las características eléctricas en corriente alterna en tensiones de prueba a la frecuencia del sistema. Estas características incluyen: pérdidas dieléctricas, factor de potencia o disipación y la capacitancia.

Existen equipos que miden estos parámetros, mundialmente es reconocido que la Compañía Doble Engineering es la vanguardia de dicha prueba.

La medición de la calidad de los aislamientos que constituyen a los transformadores de corriente se lleva a cabo mediante la prueba de factor de disipación o de potencia, dicha prueba permite detectar defectos en los aislamientos antes de la ocurrencia de una falla franca y de esta manera se evita la interrupción del servicio de la energía eléctrica, y además se logra reacondicionar o rehabilitar oportunamente dicho equipo.

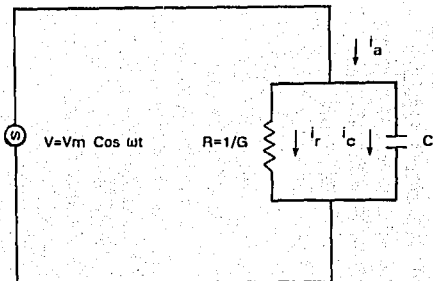
El sistema de aislamiento de los transformadores de corriente, se puede modelar en corriente alterna por un circuito eléctrico paralelo RC (también se puede modelar con un circuito serie RC), tal como se muestra en la figura 7.14. La resistencia de aislamiento "R" representa pérdida dieléctrica o fuga por mala calidad de los aislamientos, la cual generalmente tiene un valor grande para la mayoría de los aislamientos y la capacitancia "C" representa el sistema de aislamiento. En la figura 7.15 se muestra el diagrama vectorial del comportamiento de los aislamientos de un transformador de corriente.

La corriente capacitiva " $i_c$ " se encuentra adelantada  $90^\circ$  con respecto a la tensión de prueba "V" y se expresa en la forma siguiente:

$$i_c = j\omega CV$$

La corriente de conducción " $i_r$ " se encuentra en fase con la tensión de prueba "V" y se expresa de la manera siguiente:

$$i_r = V/R = VG$$



V - Tensión de prueba de corriente alterna (RMS).

R - Resistencia de aislamiento.

G - Conductancia de aislamiento.

C - Capacitancia.

$i_a$  - Corriente de aislamiento.  $i_r$  - Corriente de conducción.

$i_c$  - Corriente capacitiva.

$V_m$  - Valor de cresta de la tensión de prueba.

FIGURA 7.14 Circuito equivalente del comportamiento de los aislamientos.

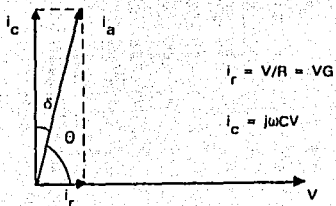


FIGURA 7.15 Diagrama vectorial del comportamiento de los aislamientos de un transformador de corriente.

donde:

G - Conductancia de aislamiento.

Finalmente la corriente de aislamiento " $I_a$ " se obtiene por la siguiente expresión:

$$I_a = I_r + I_c$$

La medición del factor de disipación ( $Tg\delta$ ) resulta ser la mejor técnica para evaluar a los aislamientos de los transformadores de corriente y se expresa en la forma siguiente:

$$\text{Factor de disipación} = Tg\delta = \frac{|I_r|}{|I_c|} = \frac{VG}{|\omega CV|} = \frac{1}{|\omega CR|}$$

La medición del factor de potencia ( $\text{Cos } \theta$ ) presenta muchas facilidades prácticas para su aplicación en el campo y se da por la expresión siguiente:

$$\text{Factor de potencia} = \text{Cos } \theta = \frac{|I_r|}{|I_a|} = \frac{VG}{\sqrt{(VG)^2 + (\omega CV)^2}} = \frac{G}{\sqrt{G^2 + (\omega C)^2}}$$

Para los transformadores de corriente que presentan un valor bajo de factor de potencia, se puede considerar prácticamente igual al factor de disipación y esto es cierto para un valor máximo del ángulo  $\delta = 10^\circ$ ; ( $\text{Cos } 80^\circ = 0.1736$  y  $Tg 10^\circ = 0.1763$ ). En la tabla 7.3, se muestra una comparación de ángulos.

COMPARACION DE PORCENTAJE DE FACTOR DE POTENCIA CON PORCENTAJE DE FACTOR DE DISIPACION PARA VARIOS ANGULOS DE $\theta$ Y $\delta$			
$\theta^\circ$	%FP (% cos $\theta$ )	$\delta^\circ$	%FD (% tan $\delta$ )
90	0	0	0
84.26	10.00	5.74	10.05
81.37	15.00	8.63	15.18
78.46	20.00	11.54	20.42
72.54	30.00	17.46	31.45
66.42	40.00	23.58	43.65
53.13	60.00	36.87	75.00
45.00	70.71	45.00	100.00
0	100	90	infinito

TABLA 7.3 Comparación de ángulos del factor de potencia y el factor de disipación.

La prueba de factor de disipación o de potencia representa la herramienta más importante para evaluar las características de los aislamientos de un transformador de corriente, en cuanto a la presencia de humedad, contaminación y envejecimiento.

Existen básicamente dos equipos para realizar esta medición, siendo las siguientes:

- Puente de Schering, el cual se utiliza para la medición del factor de disipación ( $Tg\delta$ ); tal como se muestra en la figura 7.16.
- Circuito tipo M, el cual se utiliza para la medición del factor de potencia ( $\cos \theta$ ); tal como se muestra en la figura 7.17.

Por facilidades prácticas se utiliza el circuito tipo M para la medición del factor de potencia en el campo, disponiéndose del equipo fabricado por la Compañía Doble Engineering, en tres versiones que son:

- Equipo MEU de 2,500 Volts, 100 VA y 40 mA.
- Equipo MH de 10,000 Volts, 2,000 VA y 200 mA.
- Equipo M2H de 10,000 Volts, 2,000 VA y 200 mA; con accesorios para eliminar las interferencias y medición de capacitancias.

Es importante, en primer lugar, comprender los tres tipos básicos de mediciones para el factor de potencia. Esas tres mediciones, se muestran en la figura 7.18, siendo:

- A) Prueba con Conexión a Tierra [GROUNDED-SPECIMEN TEST (GST)] sin el uso de guarda (GST-GROUND).
- B) Prueba con Conexión a Tierra con guarda (GST-GUARD).
- C) Prueba sin Conexión a Tierra [UNGROUND-SPECIMEN TEST (UST)].

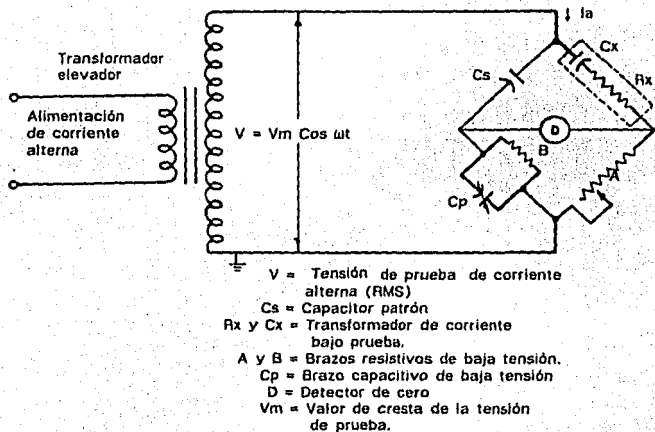


FIGURA 7.16 Medición de factor de disipación con puente de Schering.

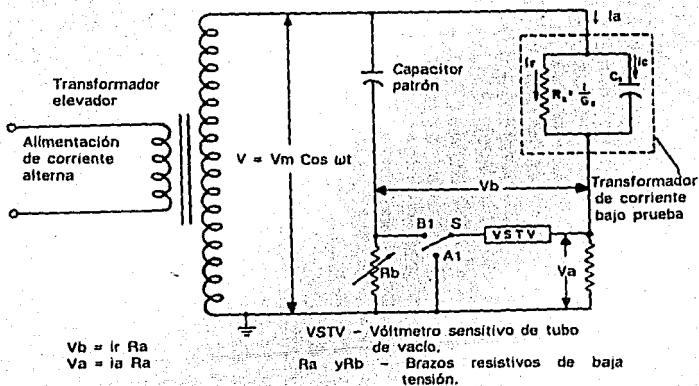
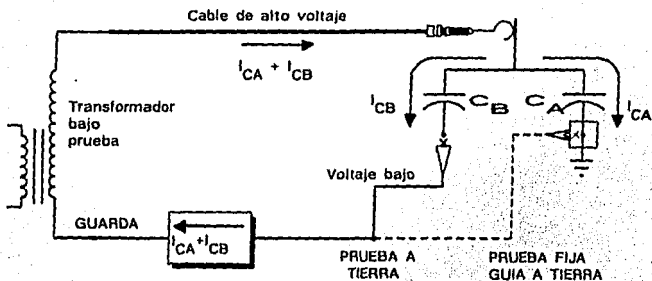


FIGURA 7.17 Medición de factor de potencia con circuito tipo M.



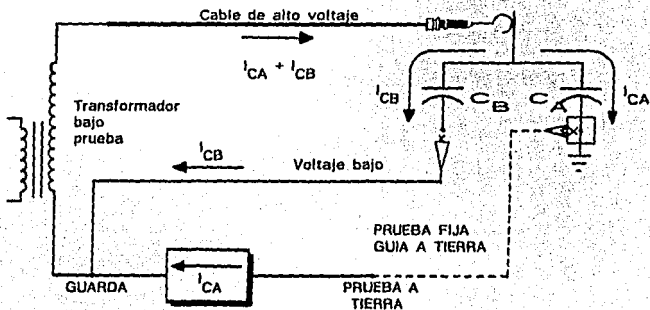


$C_A$  - Capacitancia del aislamiento

$C_B$  - Capacitancia de la boquilla

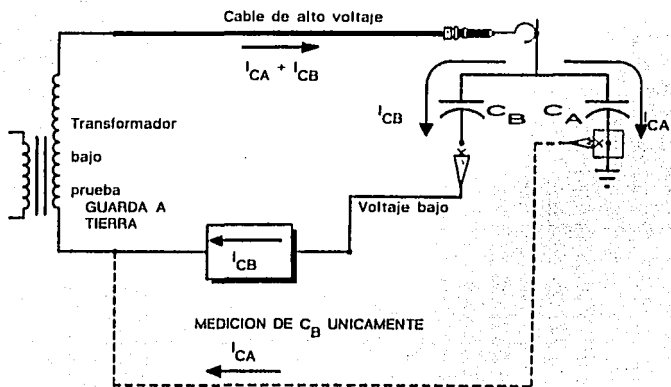
Medición de  $C_A$  más  $C_B$

FIGURA 7.18a Prueba con conexión a tierra sin el uso de guarda (GST-GROUND).



Medición de  $C_A$  únicamente.

FIGURA 7.18b Prueba con conexión a tierra con guarda (GST-GUARD).



$C_A$  - Capacitancia del aislamiento

$C_B$  - Capacitancia de la boquilla

FIGURA 7.18c Prueba sin conexión a tierra (UST).

Es importante reconocer que las pruebas en un sistema de aislamiento, no son precisamente sólo para el aislamiento. Es conveniente considerar esto, puesto que seguramente importantes problemas que no están directamente implicados con el aislamiento; pueden ser detectados y posteriormente corregidos, de tal manera que nuevamente se ejecutan las pruebas, para indicar la exacta condición del aislamiento mismo.

Las mediciones del factor de disipación o factor de potencia se ven afectadas grandemente con la frecuencia, la temperatura, la humedad y la interferencia electrostática; por lo que dichos factores se deben tomar en cuenta para la interpretación de los resultados; debido a que la frecuencia misma del sistema varía un poco, este factor se considera prácticamente despreciable, pero no es así para el caso de las otras tres variables.

El factor de potencia de los aislamientos de un transformador de corriente, aumenta con el incremento de la temperatura, lo cual se explica en función de la estructura molecular de los diferentes materiales dieléctricos. Por lo que resulta necesario corregir el valor de factor de potencia a una temperatura conocida, para tener un marco de referencia y por razones prácticas se ha considerado 20°C.

Para corregir el valor de factor de potencia a 20°C, normalmente se recomienda tomar la temperatura de la superficie del aceite "Ts" como temperatura de prueba "Tp", sin embargo, esto no es posible para el caso de los transformadores de corriente; por lo que dicha temperatura de prueba se puede obtener midiendo la temperatura del aire bajo sombra "Ta" y la temperatura exterior de la pared del

tanque al nivel de la superficie del aceite "Tt" y posteriormente se calcula la temperatura de prueba con el auxilio de la siguiente expresión:

$$T_p = T_t + 2/3 (T_t - T_a)$$

Con este valor de temperatura de prueba se entra a la tabla 7.4 para determinar el factor de corrección por temperatura y el factor de potencia a 20°C (F.P. 20°C) se obtiene por la expresión:

$$F.P. 20^\circ\text{C} = F_t \times F_{Pp}$$

donde:

F<sub>t</sub> - Factor de corrección por temperatura.

F<sub>Pp</sub> - Factor de potencia medido a la temperatura de prueba.

Otra variable a considerar para la interpretación de resultados, es la humedad; la cual para todo fin práctico es imposible corregir (aunque sus efectos pueden ser minimizados). La prueba de campo implica saber cuándo existe la presencia de humedad, ésta puede resultar en la superficie del aislador, de tal manera que las mediciones pueden verse afectadas significativamente. (Hay que tener en mente que el objeto de las pruebas, usualmente son para determinar la condición del aislamiento interno).

Otra posible área de cuidado, es la interferencia electrostática. Una vez que la prueba del factor de potencia se estableció, ha sido usada para hacer mediciones en el campo en la presencia de interferencia electrostática. Las técnicas para presenciar interferencia deben tener éxito ya que en esta prueba el Ingeniero

TEMPERATURA DE PRUEBA "T" EN "C P"	FACTOR DE CORRECCION POR TEMPERATURA (Ft)	
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE SUMERGIDO EN ACEITE AISLANTE	ACEITE AISLANTE
0	1.87	1.56
1	1.84	1.54
2	1.81	1.52
3	1.58	1.50
4	1.55	1.48
5	1.52	1.46
6	1.49	1.45
7	1.46	1.44
8	1.43	1.43
9	1.40	1.41
10	1.36	1.38
11	1.33	1.35
12	1.30	1.31
13	1.27	1.27
14	1.23	1.24
15	1.19	1.20
16	1.16	1.16
17	1.12	1.12
18	1.08	1.08
19	1.04	1.04
20	1.00	1.00
21	0.97	0.96
22	0.93	0.91
23	0.90	0.87
24	0.86	0.83
25	0.83	0.79
26	0.80	0.76
27	0.77	0.73
28	0.74	0.70
29	0.71	0.67
30	0.69	0.63
31	0.67	0.60
32	0.65	0.58
33	0.62	0.56
34	0.60	0.53
35	0.58	0.51
36	0.56	0.49
37	0.54	0.47
38	0.52	0.45
39	0.50	0.44
40	0.48	0.42
41	0.47	0.40
42	0.45	0.38
43	0.44	0.37

TEMPERATURA DE PRUEBA "T" EN °C	FACTOR DE CORRECCION POR TEMPERATURA (Ft)	
	TRANSFORMADOR de CORRIENTE SUMERGIDO EN ACEITE AISLANTE	ACEITE AISLANTE
44	0.42	0.36
45	0.41	0.34
46		0.33
47		0.31
48		0.30
49		0.29
50		0.28
52		0.26
54		0.23
56		0.21
58		0.19
60		0.17
62		0.16
64		0.15
66		0.14
68		0.13
70		0.12
72		0.12
74		0.11
76		0.10
78		0.09
80		0.09

TABLA 7.4 Factores de corrección por temperatura para la prueba de factor de potencia, en transformadores de corriente y aceite aislante.

no tiene ni idea de la importancia del asunto, puesto que la interferencia electrostática es de sumo cuidado por simple que sea el procedimiento de operación.

La figura 7.19, nos muestra el procedimiento de la medición del factor de potencia del devanado de alta tensión contra baja tensión, del transformador de corriente; en donde dependiendo del equipo de prueba se aplicarán 2,500 Volts (MEU) ó 10,000 Volts (MH ó M2H), exclusivamente al devanado de alta tensión contra baja tensión. Deben tomarse las lecturas de los mVA (MEU) ó mA ó  $\mu$ A (MH ó M2H), así como las de mW (MEU) ó W (MH ó M2H) tanto para la polaridad positiva como negativa y obtener el promedio de ambas polaridades y posteriormente calcular el factor de potencia en la forma siguiente:

$$\text{Equipo MEU } \%F.P. = \frac{\text{mW}}{\text{mVA}} \times 100$$

$$\text{Equipo MH ó M2H } \%F.P. = \frac{W \times 10}{\text{mA}} = \frac{W \times 10,000}{\mu\text{A}}$$

Las mediciones deben realizarse para las tres posiciones del interruptor de baja tensión (LV Switch), como son: aterrizado (ground), guarda (guard) y no aterrizado (UST); tal como se indica en la figura 7.20.

Es conveniente registrar la temperatura de prueba durante la medición del factor de potencia, para poder corregir los valores a una temperatura de 20°C, de acuerdo a la tabla 7.4.

Los valores de factor de potencia a 20°C obtenidos no deben ser mayores de 4%

## TRANSFORMADOR DE CORRIENTE BAJO PRUEBA

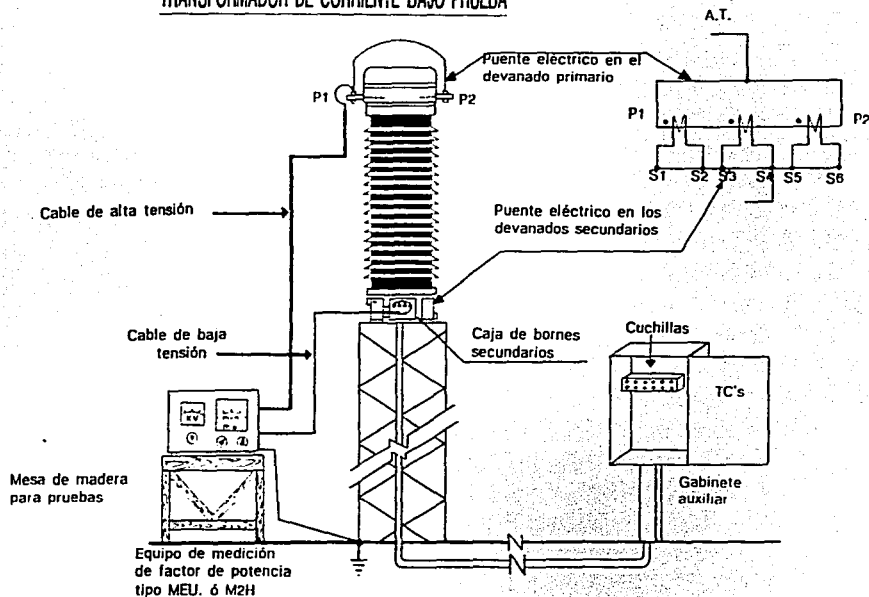
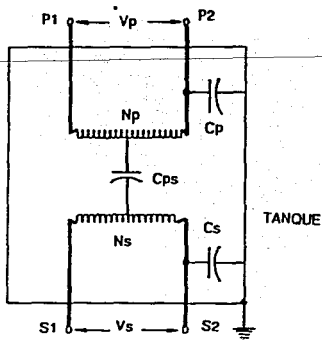


FIGURA 7.19 Medición del factor de potencia del devanado de alta tensión contra baja tensión, de un transformador de corriente.





$V_p$  y  $N_p$  - Tensión y número de espiras del devanado primario.

$V_s$  y  $N_s$  - Tensión y número de espiras del devanado secundario.

$C_{ps}$  - Capacitancia entre el devanado de alta tensión y baja tensión.

$C_p$  - Capacitancia del devanado de alta tensión.

$C_s$  - Capacitancia del devanado de baja tensión.

PRUEBA	ENERGIZACION DEL DEVANADO DE ALTA TENSION	POSICION DEL INTERRUPTOR DE BAJA TENSION (LV SWITCH)			FACTOR DE POT. OBTENIDO	NOTAS
		ATERRIZADO	GUARDA	NO ATERRIZADO		
1	P1-P2	S1-S2	—	—	$C_{ps} + C_p$	PRUEBA 1 -PRUEBA 2
2	P1-P2	—	S1-S2	—	$C_p$	=PRUEBA 3
3	P1-P2	—	—	S1-S2	$C_{ps}$	PRUEBA 1 -PRUEBA 2 =PRUEBA 3

NOTA: La tabla anterior es cierta para transformadores de tanque muerto, sin embargo, es necesario comprobar su veracidad para los transformadores de corriente (tanque vivo).

FIGURA 7.20 Metodología de prueba de factor de potencia en las posiciones aterrizado, guarda y no aterrizado.

para transformadores de corriente de 85 y 150 kV, y de 2% para transformadores de corriente de 230 y 400 kV.

## 7.8 Medición de la relación de transformación.

Esta prueba se realiza con el propósito de verificar la relación numérica de los voltajes en vacío, entre el devanado primario y el devanado secundario, dicha relación debe conservarse entre la corriente secundaria y primaria, así como entre el número de vueltas del devanado primario y el número de vueltas del devanado secundario, de los transformadores de corriente, esto es:

$$\frac{V_p}{V_s} = \frac{I_s}{I_p} = \frac{N_p}{N_s} = a_T$$

Las normas indican que esta prueba debe realizarse para las diferentes relaciones, pero para el caso de la prueba en campo se recomienda realizar únicamente en las relaciones en que se encuentre trabajando el transformador de corriente.

Básicamente existen tres métodos aceptados para verificar la relación de transformación de los transformadores de corriente, siendo:

- i) Método de tensión.
- ii) Método de corriente.
- iii) Método del transformador patrón (TTR).

### 7.8.1 Prueba por el Método de Tensión.

La figura 7.21, nos muestra el procedimiento de medición de la relación de transformación de un transformador de corriente por el método de tensión.

Deben tomarse las lecturas de los voltajes del devanado primario y del secundario, para realizar el cálculo de la relación de transformación " $a_T$ ", como sigue:

$$a_T = \frac{V_P}{V_S}$$

### 7.8.2 Prueba por el Método de Corriente.

La figura 7.22, muestra el procedimiento de la medición de la relación de transformación de un transformador de corriente por el método de corriente.

En este método se debe ajustar la fuente de corriente a un valor deseado y simultáneamente tomar las lecturas de las corrientes del devanado primario y del secundario, para realizar el cálculo de la relación de transformación " $a_T$ ", con la expresión siguiente:

$$a_T = a_R \cdot \frac{I_R}{I_T}$$

donde:

$a_T$  - Relación de transformación del transformador de corriente bajo prueba.

## TRANSFORMADOR DE CORRIENTE BAJO PRUEBA

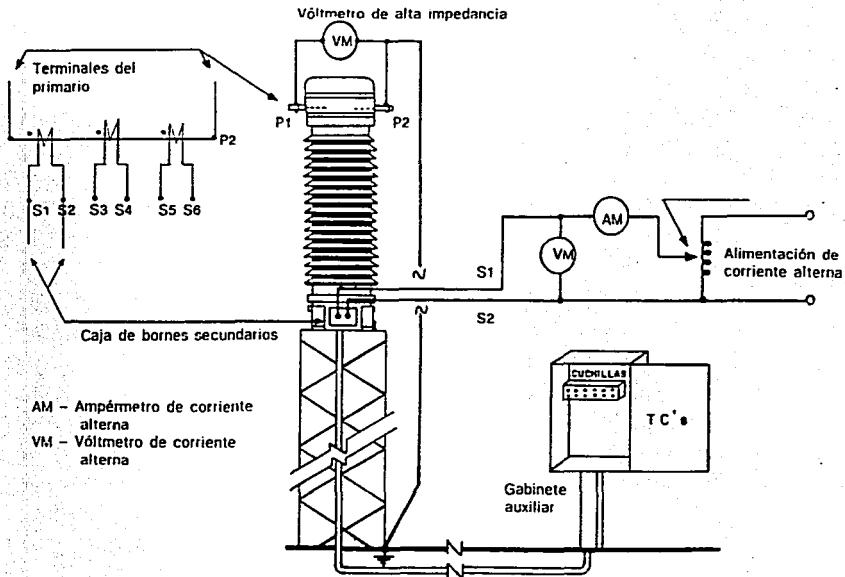


FIGURA 7.21 Medición de la relación de transformación de un transformador de corriente por el método de tensión.

## TRANSFORMADOR DE CORRIENTE BAJO PRUEBA

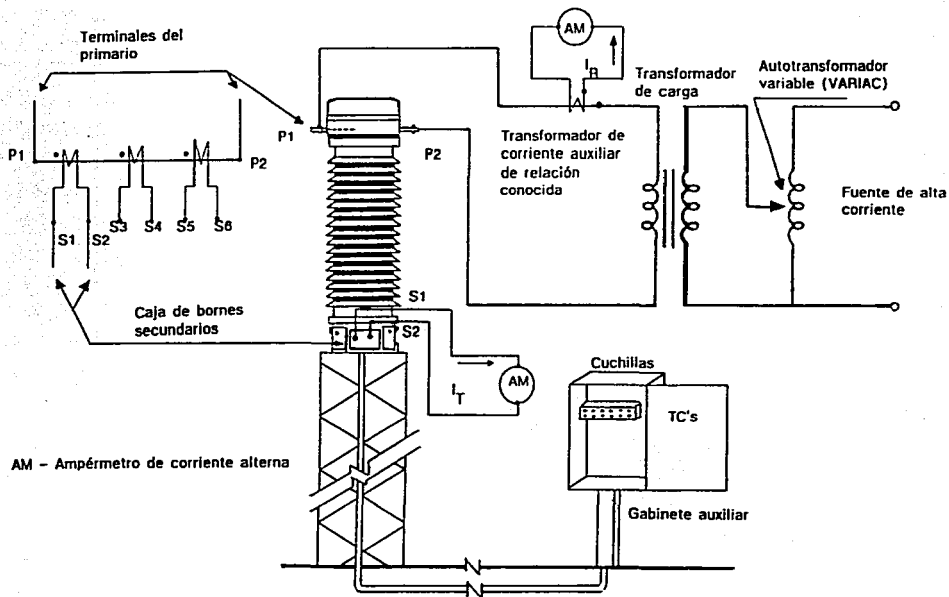


FIGURA 7.22 Medición de la relación de transformación de un transformador de corriente por el método de corriente.

$a_R$  - Relación de transformación del transformador de corriente auxiliar ya conocida.

$I_R$  - Corriente secundaria del transformador de corriente auxiliar.

$I_T$  - Corriente secundaria del transformador de corriente bajo prueba.

### 7.8.3 Prueba por el método del transformador patrón.

En casos especiales se utiliza este método para medir la relación de transformación en transformadores de corriente, ya que permite medir con precisión una relación hasta de 130 y para relaciones mayores es necesario utilizar un transformador auxiliar, lo cual ocasiona un mayor error, además se tiene el inconveniente de que la medición se realiza en el devanado secundario. El TTR consiste de un generador, un transformador patrón de polaridad conocida y relación variable, un amperímetro, un voltímetro y un galvanómetro que proporciona la indicación de tensión en el devanado de alta tensión y que normalmente se utiliza como detector de cero.

La figura 7.23, muestra las conexiones que deben hacerse para la medición de la relación de transformación de un transformador de corriente por el método del transformador patrón.

La relación de transformación se obtiene haciendo girar la manivela a una velocidad suficiente para mantener el potencial aplicado en 8 Volts, se mueven las perillas selectoras empezando por la izquierda y se van ajustando hasta obtener una deflexión nula en el detector, y finalmente se obtienen las lecturas.

## TRANSFORMADOR DE CORRIENTE BAJO PRUEBA

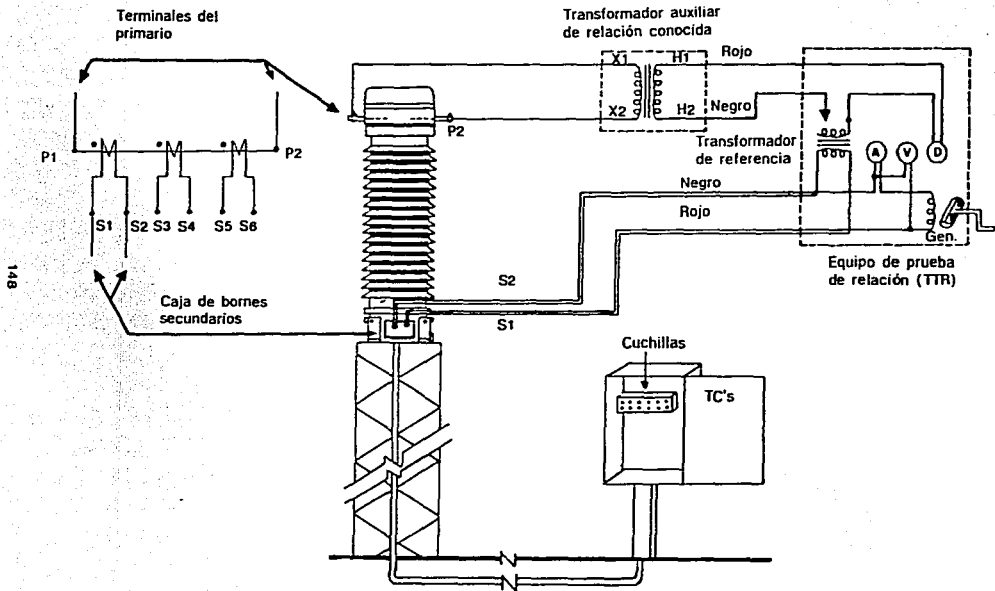


FIGURA 7.23 Medición de la relación de transformación de un transformador de corriente por el método del transformador patrón.

Una vez obtenida la lectura en el TTR se calcula la relación de transformación "a<sub>T</sub>" de acuerdo a la siguiente expresión:

$$a_T = \frac{200}{\text{Lectura TTR}}$$

NOTA: La constante K=200 puede ser diferente dependiendo de la relación del transformador auxiliar que se utilice.

El error de relación de transformación (%ξ) obtenido por cualquiera de los métodos descritos anteriormente, se calcula por la siguiente expresión:

$$\% \xi = \frac{a_T - a_n}{a_n} \times 100$$

donde:

a<sub>n</sub> - Relación nominal del TC, calculada de la placa de datos.

a<sub>T</sub> - Relación medida del TC.

Dependiendo del tipo de transformador de corriente y de la norma de fabricación, los valores de %ξ no deben ser mayores a los indicados en la tabla 7.5.

Para el caso de los transformadores de corriente tipo boquilla de multi-relación, se dificulta medir la relación de transformación "a<sub>T</sub>" utilizando el diagrama de conexiones de la figura 7.23, por lo que se recomienda realizar la medición considerando al transformador de corriente como autotransformador en el devanado secundario, sin tomar en cuenta la(s) boquilla(s) del primario como se muestra en la figura 7.23.a.



TIPO DE TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	CLASE	NORMA NOM-006(1977)			NORMA ANSI-C57.13(1978)			NORMA IEC-185(1994)			NORMA BS-3836(1973)		
		ERROR DE RELACION EN %	ERROR DE ANG EN MINUTOS	ERROR COMPSTO EN %	ERROR DE RELACION EN %	ERROR DE ANG EN MINUTOS	ERROR COMPSTO EN %	ERROR DE RELACION EN %	ERROR DE ANG EN MINUTOS	ERROR COMPSTO EN %	ERROR DE RELACION EN %	ERROR DE ANG EN MINUTOS	ERROR COMPSTO EN %
MEDICION	0.1	----	----	----	----	----	----	+/- 0.1	+/- 5	----	+/- 0.1	+/- 5	----
	0.2	----	----	----	----	----	----	+/- 0.2	+/- 10	----	+/- 0.2	+/- 10	----
	0.3	+/- 0.3	+/- 15	----	+/- 0.3	+/- 15	----	----	----	----	----	----	----
	0.5	----	----	----	----	----	----	+/- 0.5	+/- 30	----	+/- 0.5	+/- 30	----
	0.6	+/- 0.6	+/- 30	----	+/- 0.6	+/- 30	----	----	----	----	----	----	----
	1.0	----	----	----	----	----	----	+/- 1.0	+/- 60	----	+/- 1.0	+/- 60	----
	1.2	+/- 1.2	+/- 60	----	+/-1.2	+/- 60	----	----	----	----	----	----	----
PROTECCION	C ó T	----	----	± 10 (2)	----	----	± 10 (2)	----	----	----	----	----	----
	2.5H (1)	----	----	----	± 25 (3)	----	----	----	----	----	----	----	----
	10M (1)	----	----	----	± 10 (2)	----	----	----	----	----	----	----	----
	2.5L (1)	----	----	----	± 25 (2)	----	----	----	----	----	----	----	----
	10L (1)	----	----	----	± 10 (2)	----	----	----	----	----	----	----	----
	5P (4)	----	----	----	----	----	----	+/- 1	+/- 60	+/- 5	+/- 1	+/- 60	+/- 5
	10P (4)	----	----	----	----	----	----	+/- 3	----	+/- 10	+/- 3	----	+/- 10

$$1 \text{ CENTIRADIAN} \quad \frac{360}{2\pi \cdot 100} = 0.5729^\circ = 34.37'$$

$$1^\circ = 1.7453 \text{ CENTIRADIANES} = 60'$$

## NOTAS:

- (1) SE REFIERE A LA NORMA ANSI C 57.13 (1948)
- (2) ESTE ERROR ESTA REFERIDO A 20 VECES LA CORRIENTE NOMINAL
- (3) ESTE ERROR ESTA REFERIDO A 5 VECES LA CORRIENTE NOMINAL
- (4) ESTE ERROR ESTA REFERIDO ALA CORRIENTE NOMINAL PARA AMBAS NORMAS

TABLA 7.5

PRECISION DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE DE ACUERDO A LAS NORMAS NOM, ANSI, IEC y BS.

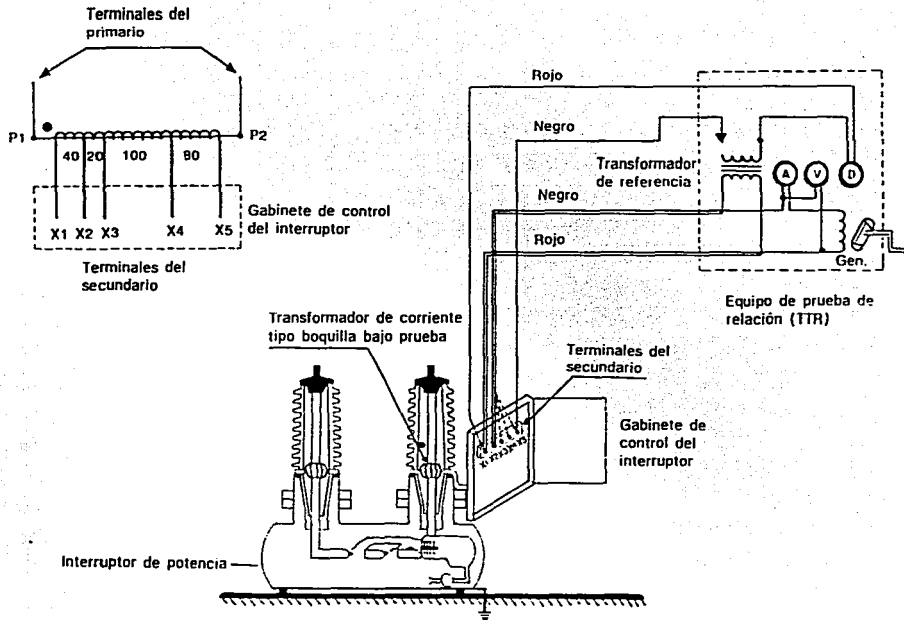


FIGURA 7.23A Medición de la relación de transformación de un transformador de corriente tipo boquilla por el método del transformador patrón.

De acuerdo a la norma ANSI/IEEE C 57.13, para un transformador de corriente de multi-relación, el error de relación solamente se garantiza en las terminales del devanado completo ( $X_1-X_5$ ), por lo que las mediciones efectuadas en la derivaciones (taps) generalmente arrojan errores de relación mayores con respecto al devanado completo.

A medida de ejemplo, en la tabla 7.6, se muestran los valores obtenidos de la relación de transformación y los porcentos de error correspondientes.

## 7.9 Medición de la saturación del núcleo.

Desde el punto de vista estricto, la prueba de saturación a los transformadores de corriente, no es una prueba de mantenimiento, debido a que las características magnéticas del núcleo no cambian con el envejecimiento de los transformadores, sin embargo dicha prueba es fácil de realizar en el campo y además proporciona información sobre las condiciones en que se encuentra el devanado secundario, esto es, si presenta corto circuito entre espiras; así como las características de saturación del núcleo.

Los núcleos de los transformadores de corriente se encuentran sujetos al fenómeno de histéresis, los cuales quedan con un magnetismo remanente al desenergizados, tal como se muestra en la figura 7.24.a y 7.24.b.

Desde el punto de vista práctico se obtiene la curva de saturación del núcleo de los transformadores de corriente, la cual tiene un comportamiento similar a la

CONEXION DEL TTR A LOS BORNES	RELACION NOMINAL CALCULADA DE LA PLACA DE DATOS	RELACION MEDIDA EN EL TTR	ERROR DE RELACION EN %
$\frac{X1-X5}{X1-X5}$	$\frac{240}{240} = 1.0$	1.000	0.00
$\frac{X1-X5}{X1-X4}$	$\frac{240}{160} = 1.5$	1.499	0.07
$\frac{X1-X5}{X1-X3}$	$\frac{240}{60} = 4.0$	3.993	0.17
$\frac{X1-X5}{X1-X2}$	$\frac{240}{40} = 6.0$	5.086	0.23

**TABLA 7.6** Valores de relación de transformación y errores en %.

**NOTA:** Cuando se especifica el cumplimiento de la precisión en todas las relaciones (diseño especial), el error de relación en % queda dentro del valor de norma en todas las terminales (X1-X2, X1-X3, X1-X4 y X1-X5).

curva de histéresis, tal como se observa en la figura 7.25.a y 7.25.b.

Los transformadores de corriente que se utilizan en los sistemas de medición, deben estar diseñados de tal manera que se sature el núcleo cuando circula una corriente de corto circuito, para no dañar a los instrumentos de medición mientras que los transformadores de corriente que tienen aplicación en los sistemas de protección, no debe saturarse el núcleo cuando circula una corriente como máximo 20 veces la corriente nominal (sin que exceda el error en un 10%) para permitir que los relevadores de protección operen adecuadamente de acuerdo a la norma ANSI/IEEE C 57.13.

La saturación de los transformadores de corriente puede evitarse ya sea con el aumento de la sección transversal del núcleo o con disminución de la carga o incremento de espiras primarias y secundarias.

La curva de saturación es muy útil para determinar la tensión de la clase de precisión en los transformadores de corriente que tienen sus devanados uniformemente distribuidos, tales como, los de tipo boquilla y da una idea sobre el comportamiento de los transformadores de tipo devanado; tal como se muestra en la figura 7.26.

En la figura 7.27, muestra el procedimiento de prueba para la medición de la saturación del núcleo de un transformador de corriente.

Antes de iniciar la prueba es necesario desmagnetizar el núcleo del transformador de corriente y esto se hace aprovechando el mismo circuito de la prueba de

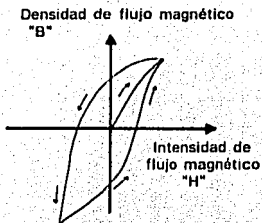


FIGURA 7.24 a

Curva normal de histéresis

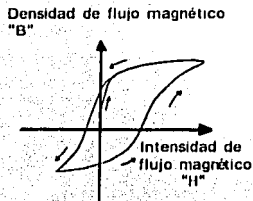


FIGURA 7.24 b

Curva de histéreis con magnetismo remanente

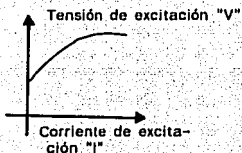


FIGURA 7.25 b

Curva de saturación con remanencia

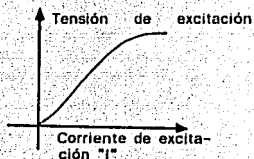


FIGURA 7.25 a

Curva de saturación normal

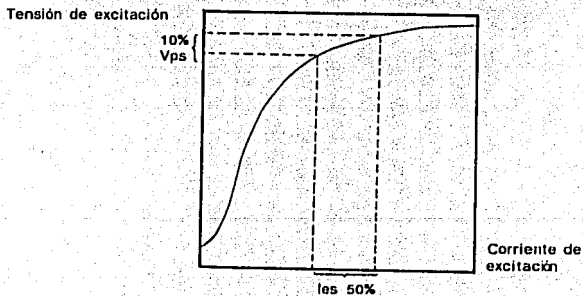


FIGURA 7.26 Curva de saturación del núcleo magnético de un transformador de corriente.

## TRANSFORMADOR DE CORRIENTE BAJO PRUEBA

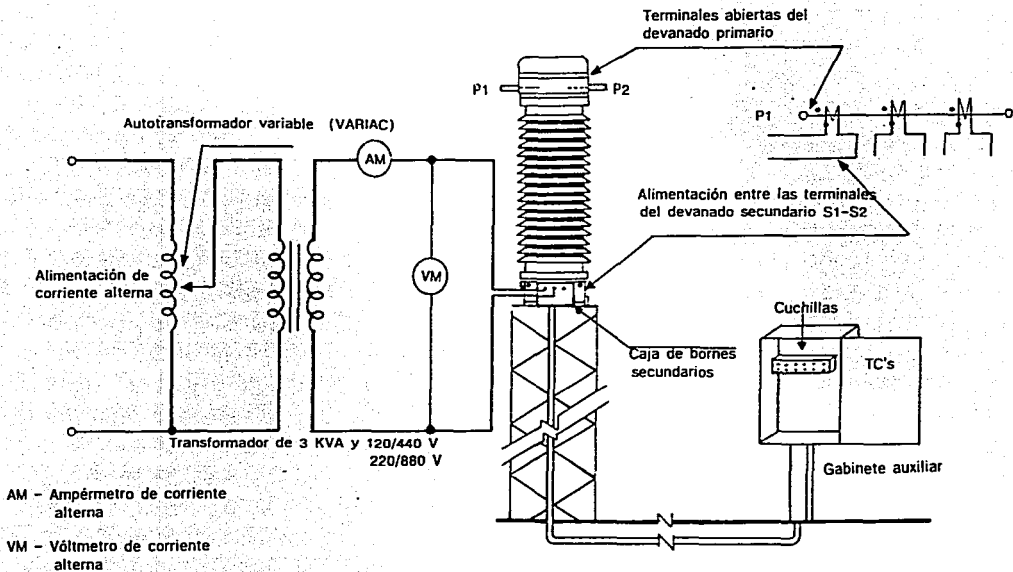


FIGURA 7.27 Medición de la saturación del núcleo de un transformador de corriente.

saturación, aplicando rápidamente suficiente corriente al devanado secundario del transformador de corriente hasta la saturación, lo cual se determina observando las lecturas del ampermetro y voltmetro, enseguida se va disminuyendo lentamente el valor de la corriente hasta que la aguja del ampermetro se encuentre en la posición de cero.

Una vez que se ha desmagnetizado el núcleo se procede a obtener el comportamiento de saturación, aplicando al secundario del transformador de corriente, las magnitudes de corriente de excitación de: 0.01, 0.02, 0.03, 0.04, 0.05, 0.06, 0.07, 0.08, 0.09, 0.1, 0.3, 0.5, 0.8, 1.0, 3.0, 5.0, 8.0, y 10.0 Amperes, midiendo al mismo tiempo la tensión de excitación en el secundario estando abierto el primario de dicho transformador.

Las lecturas debe anotarse y en ocasiones es conveniente trazar la curva de saturación del transformador de corriente, poniendo en las ordenadas la tensión de excitación y en las abscisas la corriente de excitación. De la curva de saturación se determina por tanteo el punto de saturación del núcleo magnético, en una región tal que al incrementar la tensión de excitación en un 10% resulte un incremento de la corriente de excitación del 50%; tal como se indicó en la figura 7.26. La tensión en el punto de saturación resulta ser un poco mayor que la tensión de la clase de precisión del transformador de corriente.

La tensión de la clase de precisión se obtiene conociendo la resistencia e impedancia de los transformadores de corriente, en la forma siguiente:

$$V_{cp} = V_{ps} - V_{cd}$$



donde:

Vcp - Tensión de la clase de precisión. (Así por ejemplo C200→200 Volts).

Vps - Tensión en el punto de saturación.

Vcd - Caída de tensión en el devanado.

El valor de la tensión de la clase de precisión obtenido, se compara con los indicados en la Norma ANSI C 57.13, siendo la tensión que se mantiene en las terminales del secundario del transformador de corriente, cuando circula como máximo 20 veces la corriente nominal, sin que exceda el error en un 10%; tal como se muestra en la tabla 7.7.

TENSION SECUNDARIA DE LA CLASE DE PRECISION DE LOS  
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE, DE ACUERDO A LA NORMA

ANSI C 57.13 (1978)

DESIGNACION DE LA CARGA (BURDEN)	IMPEDANCIA EN OHMS	FACTOR DE POTENCIA EN P.U.	TENSION SECUNDARIA DE LA CLASE DE PRECISION EN VOLTS
B-0.1	0.1	0.9	C 10
B-0.2	0.2	0.9	C 20
B-0.5	0.5	0.9	C 50
B-1	1.0	0.5	C 100
B-2	2.0	0.5	C 200
B-4	4.0	0.5	C 400
B-8	8.0	0.5	C 800

TABLA 7.7

## 8. PRUEBAS AL ACEITE AISLANTE.

Las pruebas que determinan la vida útil de un equipo eléctrico son sus aisladores, por lo tanto, juega un papel importantísimo poder evaluar el deterioro del aceite aislante con el tiempo y determinar el momento en que es necesario reacondicionarlo, regenerarlo o cambiarlo, antes de que se dañe el equipo eléctrico.

Las pruebas de control de un aceite aislante se realizan con la finalidad de detectar principalmente la presencia de humedad, gases y productos de la degradación por oxidación, lo mismo que ciertos contaminantes extraños tales como fibras, barnices, carbón, etc.

La frecuencia para realizar las pruebas de control de un aceite aislante en servicio varía con el tipo de equipo, el régimen de carga, la importancia del equipo, los sistemas de preservación utilizados, la historia de mantenimiento, etc.

### 8.1 Pruebas de Control de Laboratorio.

Las pruebas de Laboratorio que se consideran adecuadas para evaluar a los aceites aislantes en servicio, son:

8.1.1 Condición visual.- Antes de iniciar el análisis del aceite aislante, es necesario hacerle una inspección visual para observar el color y el grado de limpieza, que puede indicar la presencia de agua libre o sedimentos

tales como partículas metálicas, lodos insolubles, carbón, fibras, suciedad, etc. Si se detectan contaminantes insolubles, se puede obtener mayor información adicional por medio de un proceso de filtrado del aceite y posteriormente identificar el tipo de residuo.

**8.1.2 Tensión de ruptura dieléctrica.**— Esta prueba sirve para identificar la presencia de contaminantes en suspensión tales como agua, suciedad, fibras, productos de degradación de materiales aislantes sólidos y líquidos, partículas conductoras (carbón, metal, óxidos metálicos, etc.) una o más de las cuales puede estar presente cuando la tensión de ruptura es baja. Sin embargo, un valor alto de tensión de ruptura no indica la ausencia de todos los contaminantes.

**8.1.3 Número de neutralización.**— Proporciona una medición de los constituyentes ácidos en general del aceite aislante. Los aceites aislantes normalmente refinados no deben contener ácidos minerales, álcalis libres. Sin embargo, en la práctica los aceites aislantes poseen diversas sustancias orgánicas naturales que son débilmente ácidas o sustancias que pueden sufrir alguna oxidación, formando compuestos ácidos.

Un aceite aislante con un alto valor del número de neutralización, indica envejecimiento del mismo por oxidación. Un valor bajo no indica la ausencia de contaminantes en el aceite aislante.

**8.1.4 Tensión interfacial.**— Esta prueba proporciona una forma de detectar contaminantes polares solubles y productos debido al deterioro de los

materiales aislantes.

La tensión interfacial decrece rápidamente durante los dos primeros años de servicio del equipo eléctrico y después a un ritmo mucho más lento.

Los contaminantes polares solubles y los productos de degradación del aceite aislante generalmente disminuyen el valor de tensión interfacial del mismo.

**8.1.5 Factor de potencia.**— Esta característica es muy sensitiva a la presencia de contaminantes solubles y productos de envejecimiento del aceite aislante. Un valor alto de factor de potencia indica la presencia de contaminantes o productos de degradación tales como agua, productos de oxidación, partículas coloidales, carbón, trazas de cobre, etc.

**8.1.6 Color.**— Un valor alto del color puede dar una indicación de que el aceite aislante está deteriorado, contaminado o ambos.

Es una prueba estimativa, ya que un color muy oscuro en un aceite aislante, se puede suponer que está envejecido. No existe una relación cuantitativa entre el color y el grado de deterioro de un aceite aislante.

## 8.2 Valores Límite de las Pruebas de Control de Laboratorio.

Existen valores límite de las pruebas de control con el propósito de que los aceites aislantes puedan continuar en servicio, sin que se dañe el equipo eléctrico.

La tabla 8.1, muestra los valores límite para el control del aceite aislante para transformadores en servicio.

PRUEBA	Puede continuar en servicio	Se debe reacondicionar	Se debe regenerar	Se debe desechar
Condición visual	Sin turbidez, sin sólidos en susp.	—	Turbio	Turbio con sol.
tensión de ruptura en kv.	>23	<23	—	—
Equipo hasta 85 kv mayor 85 kv	>28	<28	—	—
No. de Neutralización en mg KOH/g aceite.	0.30 MAX.	—	>0.30	>0.50
Equipo hasta 85 kv mayor 85 kv	0.25 MAX.	—	>0.25	>0.50
Tensión Interfacial en mN/m	19 MIN.	—	<19	<15
Factor de pot. a 1000 V y 25°C en %	1.0 MAX.	>1.0	—	>2%
Color	3.5 MAX.	—	—	—

TABLA 8.1. VALORES LIMITE PARA EL CONTROL DE ACEITE AISLANTE.

## 8.3 Pruebas de Control de Laboratorio Adicionales.

En el caso del estudio de un equipo eléctrico en especial, se requiere tener mayor información adicional de los parámetros de juicio del aceite aislante, para una mejor interpretación de los resultados y evaluación de las características del mismo. En éstos casos se recomienda realizar las pruebas adicionales siguientes.

### 8.3.1 Contenido de humedad.

Esta prueba determina el contenido total de agua (tanto mezclada como en suspensión) en un aceite aislante. Esta prueba es importante, debido a que detecta la presencia de agua que no es evidente en las pruebas eléctricas.

La presencia de humedad afecta las propiedades dieléctricas de un aceite aislante. La humedad provoca un aumento del potencial ácido y corrosivo de un aceite aislante sobre los metales y materiales de celulosa, aumentando la descomposición de los aislamientos de celulosa y sales metálicas de ácidos orgánicos, con lo que se acelera el deterioro del aceite aislante.

### 8.3.2 Contenido total de gases disueltos.

Esta prueba determina el contenido total de gases diatómicos e hidrocarburos disueltos en un aceite aislante, pero no detecta el tipo y cantidad uno de los gases que compone la mezcla.

Grandes cantidades de gases disueltos en un aceite aislante, pueden ser una

indicación de una falla incipiente en un equipo eléctrico.

### 8.3.3 Análisis cromatográfico.

Mediante esta prueba se obtiene el tipo y cantidad de gases disueltos en el aceite aislante, para evaluar el estado en que se encuentra.

Los gases más comunes que se encuentran disueltos en el aceite aislante, los cuales son detectados por el cromatógrafo de gases, son: hidrógeno ( $H_2$ ), oxígeno ( $O_2$ ), nitrógeno ( $N_2$ ), monóxido de carbono ( $CO$ ), dióxido de carbono ( $CO_2$ ), metano ( $CH_4$ ), acetileno ( $C_2H_2$ ), etileno ( $C_2H_4$ ) y etano ( $C_2H_6$ ).

La cromatografía de gases proporciona una herramienta muy útil para la detección e interpretación de fallas incipientes en los transformadores, las cuales no son posibles detectarlas fácilmente por otro medio.

## 8.4 Pruebas de Control de Campo.

Las pruebas de campo que se consideran adecuadas para evaluar a los aceites en servicio y sus límites dentro del equipo eléctrico, se dan en la tabla 8.2.

Las pruebas de condición visual, tensión de ruptura dieléctrica y factor de potencia han sido mencionadas anteriormente.

8.4.1 Acidez.- Es una prueba de campo, equivalente a la prueba de número de neutralización de Laboratorio. Proporciona una medición aproximada de los



constituyentes ácidos del aceite aislante.

**8.4.2 Compuestos polares.**— Es una prueba de campo, equivalente a la prueba de tensión interfacial de Laboratorio. Proporciona una medición aproximada de los constituyentes polares del aceite aislante.

Las pruebas para realizarse en el campo, no intentan reemplazar las pruebas de Laboratorio, sino minimizar el muestreo hecho en el campo, para la realización de pruebas en el Laboratorio.

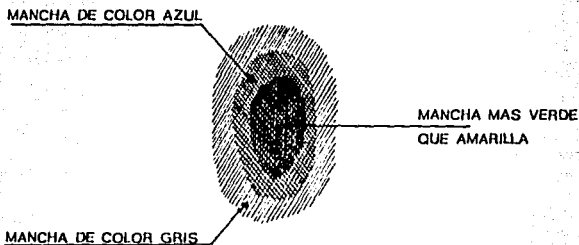
PRUEBA	PUEDE CONTINUAR EN SERVICIO
Condición visual	Sin turbidez sin sólidos en susp.
Tensión de ruptura dieléctrica en KV Equipo hasta 85 KV mayor de 85 KV	>23
	>28
Factor de potencia a 1000 V, 60 Hz y 25°C en %	≤1.0%
Acidez en mgKOH/g aceite	Ver inciso (8.4.1)
Compuestos polares en mN/m	Ver inciso (8.4.2)

**TABLA 8.2** Valores Límite para el Control de aceite aislante para transformador en servicio.

La prueba de ácidos, es un tipo de cromatografía de papel, que se realiza de la siguiente forma:

- 1° Coloque un pedazo de papel filtro sobre el centro de los anillos de plástico del equipo de prueba.
- 2° Coloque 3 gotas de solución Buffer en el centro del papel filtro, permitiendo que sea absorbida.
- 3° Coloque 2 gotas del aceite aislante bajo prueba en el centro de la mancha de solución Buffer y permita que se absorba.
- 4° Coloque una gota del indicador de ácidos en el centro de la mancha.

Si la mancha es más verde que amarilla, el aceite aislante tiene una ácidos menor de 0.3 mg de KOH/g de aceite.



Si la mancha es igualmente verde que amarilla, el aceite aislante tiene una áidez aproximadamente de 0.3 mg de KOH/g de aceite y se puede decir que la mancha es estandar.

MANCHA DE COLOR AZUL

MANCHA DE COLOR GRIS



MANCHA IGUALMENTE  
VERDE QUE AMARILLA

Si la mancha es más amarilla que verde el aceite aislante tiene una áidez mayor de 0.3 mg de KOH/g de aceite, por lo que es necesario realizar la prueba de número de neutralización en el Laboratorio.

MANCHA DE COLOR AZUL

MANCHA DE COLOR GRIS



MANCHA  
MAS AMARILLA  
QUE VERDE

La prueba de compuestos polares, es un tipo de cromatografía en papel, que se realiza de la siguiente forma:

- 1.º Coloque un pedazo de papel filtro sobre el centro de los anillos de plástico del equipo de prueba.
- 2.º Coloque 3 gotas del aceite aislante bajo prueba en el centro del papel filtro, permitiendo que se absorba; deje reposar un tiempo de 2 minutos.
- 3.º Coloque una gota del indicador de compuestos polares y deje que se absorba.

La forma de determinar los compuestos polares en el campo, es como sigue:

Si la orilla de la mancha es lisa, el aceite aislante tiene un bajo contenido de componentes polares.



Si la orilla de la mancha no es tan lisa y presenta ligeras irregularidades, el contenido de compuestos polares es apenas suficiente para disminuir la tensión interfacial a 18 mN/m y se puede decir que la mancha es estandar.



Si la mancha es más irregular que la estandar, el aceite aislante tiene un valor elevado de compuestos polares, por lo que es necesario realizar la prueba de tensión interfacial en el Laboratorio.



### 8.5 Periodicidad para realizar las pruebas de control.

Las pruebas de campo deben efectuarse periodicamente para el control en operación del aceite aislante. La periodicidad que se recomienda es la indicada a continuación:

- Para equipos con tensiones hasta 85 KV
  - en condiciones normales: 1 vez al año
  - en condiciones especiales: 2 veces al año
- Para equipos con tensiones mayores de 85 KV
  - en condiciones normales: 2 veces al año
  - en condiciones especiales: 4 veces al año

Se entiende por condiciones especiales las siguientes:

- Equipos sobrecargados
- Equipos en los que se haya detectado deficiencias en su funcionamiento.
- Equipos cuyo aceite se encuentra cerca de los valores límite para continuar en servicio.

- Equipos en vías de experimentación.

Las pruebas de Laboratorio deben efectuarse cuando las pruebas de campo den resultados fuera de los límites o presenten duda.

## 9. CONCLUSIONES.

Debido a la importancia que tienen los transformadores de corriente en el Sistema Eléctrico de Potencia, resulta necesario realizar un plan de mantenimiento preventivo, de tal manera que se logre proporcionar buena calidad y continuidad de servicio; así como la aplicación de las técnicas del mantenimiento correctivo. Todo esto con la finalidad de localizar y reparar defectos menores que permitan evitar fallas mayores, y principalmente asegurar el buen funcionamiento del transformador de corriente.

Las diversas recomendaciones sobre la periodicidad para llevar a cabo las pruebas de mantenimiento preventivo coinciden en que se efectuen cada año, sin embargo, con esta frecuencia resulta prácticamente imposible su implementación.

Para los casos de mantenimiento correctivo, en ocasiones no es posible evaluar íntegramente el transformador de corriente sino que se recurre a la evaluación de los materiales por medio de la realización de pruebas físicas, químicas y dieléctricas al aceite aislante, a la aplicación de la técnica de cromatografía de gases, a la ejecución de pruebas físico-químicas, mecánicas y dieléctricas a los aislamientos sólidos y a la revisión de la resina epóxica, en cuanto a huellas de carbonización, erosión y fisuras.

Tanto para el mantenimiento preventivo como correctivo se deben llevar estadísticas de los resultados de las pruebas y de las fallas más comunes que ocurren en los transformadores de corriente.

## 10. BIBLIOGRAFIA.

1. R.L. Bean et al, Transformer for the Electric Power Industry, Capítulo 12, Ed. Westinghouse, 1959.
2. B.D. Jenkins, Introduction to Instrument Transformer, Ed. George Newnes Limited, 1967.
3. English Electric, Protective Relays Application Guide, Capítulo 5, The English Electric Co. Limited, 1967.
4. G.S. Bains - N.R. Malhotra, Power System Protection Theory and Practice, Capítulo 8, Ed. Orient Longman Limited, 1972.
5. A.M. Karcz, Fundamentos de Metrología Eléctrica, Tomo III, Capítulo 1, Ed. Marcombo, 1977.
6. Méndez Albores R., Aceite Aislante para Transformadores e Interruptores, Imprenta Vega, 1978.
7. E. Ras, Transformadores de Potencia, de Medida y de Protección, Capítulo 6, Ed. Marcombo, 1978.
8. Westinghouse Electric Corporation, Applied Protective Relaying, Capítulo 5, Ed. Westinghouse, 1979.



9. C. Russell Mason, El Arte y la Ciencia de la Protección por Relevadores, Capítulo 7, Ed. Continental, 1980.
10. Electrotécnica Baiteau, Transformadores de Medición para Alta Tensión Servicio Intemperie, (sin fecha).
11. Norma ANSI/IEEE Std 242, IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems, Capítulo 3, 1986.
- 12 Norma NOM J 109, Transformadores de Corriente, 1977.
13. Norma NOM J 263, Métodos de Pruebas para Transformadores de Corriente, 1977.
14. Norma ANSI/IEEE C57-13, Requeriments for Instrument Transformers, 1978.
15. Norma IEC 185, Current Transformers, 1986.
16. D. Shipp, Selection of current Transformer, Conference Record of 1986 Annual Pulp and Paper Industry, Junio 17-20, 1986.
17. Berrosteguieta Jaime, Introducción a los Transformadores de Medida, Ed. ARTECHE, (sin fecha).