

***MANUAL DE TRANSFORMADORES Y REACTORES DE
POTENCIA***

TOMO I

SEGUNDA EDICIÓN

**Revisado y actualizado por:
Instituto de Investigaciones Eléctricas**



**Con material de la
Coordinación de Transmisión
de la Comisión Federal de Electricidad**

Junio 2007

PRESENTACIÓN GENERAL

Introducción

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) es la entidad mexicana del sector público, encargada de planificar la expansión del Sistema Eléctrico Nacional, para cubrir el crecimiento de la demanda del servicio de energía eléctrica que requiere el país.

Con el fin de consolidarse como una empresa de clase mundial, con base en sus indicadores internacionales de productividad, eficiencia, tecnología y desarrollo de sus trabajadores, la CFE cumple con sus objetivos y misión, avanzando en sus procesos de modernización y competitividad a corto y mediano plazo.

La creciente demanda de energía eléctrica ha obligado, a que se incrementen los kilómetros de líneas de transmisión de alta tensión, para el transporte eficiente de ésta, desde los centros de generación hasta los de consumo.

Para transportar y distribuir la energía eléctrica a todo el país, es necesario desarrollar la infraestructura necesaria para realizar las operaciones de transformación. El equipo de transformación es el encargado de adecuar la energía eléctrica, de acuerdo con las necesidades de los consumidores. Para cumplir con esta actividad, se requiere de un gran esfuerzo por parte del personal involucrado en la operación y mantenimiento del equipo de transformación, así como de manuales que apoyen durante el desarrollo de las mismas.

Por tal motivo, se presenta este **Manual de Transformadores y Reactores de Potencia**, que está integrado por dos tomos.

El **Tomo I** comprende los aspectos teóricos relacionados con la operación, materiales aislantes, sistemas de enfriamiento y cargabilidad, mantenimiento, transporte, almacenamiento, montaje, protección y puesta en servicio de transformadores y reactores de potencia, así como de sus componentes y accesorios.

El **Tomo II** contiene los procedimientos de mantenimiento y de prueba requeridos, para incrementar la confiabilidad de operación de los equipos y disminuir el riesgo de fallas catastróficas. Este manual tiene como objetivo unificar los criterios para realizar el mantenimiento y las pruebas, así como establecer los límites permisibles de prueba.

Este documento, muestra la inquietud de los Directivos de la Comisión Federal de Electricidad para difundir sin restricciones y promover la aplicación tecnológica existente de una forma consistente y homogénea, en todos los ámbitos de la empresa, con el fin de optimizar los procesos de operación, transporte, almacenamiento, instalación, puesta en servicio, mantenimiento y operación de los transformadores y reactores de potencia.

Con el objetivo de conservar la utilidad de este manual, es necesario actualizarlo periódicamente contando con la participación de los ingenieros de las distintas áreas de Transmisión de la CFE, reflejando la experiencia de su aplicación e incorporando las nuevas técnicas de diagnóstico y los desarrollos tecnológicos en el sector energía.

Antecedentes

El Manual de Transformadores y Reactores de Potencia, Tomo I, primera Edición, es un documento promovido por la Coordinación de Transmisión de la CFE y desarrollado por el personal técnico a través de sus representantes, en el Comité de Especialistas en Transformadores de Potencia y Equipo Afín y fue impreso en febrero de 1997.

El presente manual corresponde a la segunda Edición, la cual incluye tres capítulos nuevos. El Capítulo 2 es una sección sobre Reactores de Potencia y el Capítulo 3 incluye dos temas uno sobre Boquillas de Alta Tensión y otro sobre Cambiadores de Derivación. Todos los temas de la edición uno fueron revisados y en algunos casos actualizados, atendiendo a las nuevas técnicas de pruebas y normatividad vigente.

A quién va dirigido

El manual está dirigido a todo el personal de la Comisión Federal de Electricidad involucrado directa o indirectamente en la operación, mantenimiento, pruebas, transporte, almacenamiento y puesta en servicio de transformadores y reactores de potencia.

Organización del Tomo I

El Tomo I del Manual de Transformadores y Reactores de Potencia está integrado por tres capítulos. El título del primer Capítulo es **Transformadores** y contiene las leyes básicas que rigen la operación de los transformadores, su clasificación de acuerdo con sus características físicas y eléctricas, las partes principales, los diferentes materiales aislantes utilizados, los distintos sistemas de enfriamiento y cargabilidad, los aspectos de recepción, transporte, almacenamiento, montaje y puesta en servicio, mantenimiento y protecciones de los transformadores de potencia, así como los criterios para realizar el análisis de la falla y los aspectos de seguridad e impacto ambiental. El Capítulo dos titulado **Reactores**, describe las partes principales, el principio de operación, los principales aspectos de diseño, la clasificación de reactores y su aplicación. También se indican los documentos aplicables para su mantenimiento, así como los tipos de pruebas que se realizan en estos equipos. En el Capítulo tres, **Accesorios y Componentes**, se presentan las características de los accesorios y componentes externas de los transformadores, como son las boquillas, los cambiadores de derivación y los accesorios.

Selección del material

El material que contiene este manual fue preparado en su oportunidad por diversos especialistas, e integrado de acuerdo con un índice establecido por la Coordinación de Transmisión. Se tomaron como referencia algunos documentos existentes, los cuales fueron revisados y modificados para que formen parte de este manual, el cual fue preparado con la finalidad de capacitar a los nuevos ingenieros y para proporcionar una herramienta de apoyo en la realización de los trabajos de operación, mantenimiento y pruebas de transformadores y reactores de potencia.

Este documento es publicado sin fines de lucro, por lo que todos los derechos son reservados. Queda estrictamente prohibida, sin la autorización escrita de la CFE y bajo las sanciones establecidas en las leyes, la reproducción parcial o total de esta obra por cualquier medio o procedimiento, incluyendo la reprografía y el tratamiento informático, así como la distribución de ejemplares mediante alquiler o préstamo públicos.

Cabe señalar que algunas fotografías incluidas fueron proporcionadas por fabricantes de equipo, otras fueron tomadas de los catálogos de los proveedores de la CFE, algunas más fueron tomadas del equipo instalado que forma parte de su infraestructura y unas más fueron conseguidas en sitios públicos digitales.

La fotografía de la portada corresponde a un transformador monofásico 400/230/13.8 kV, 110 MVA, tipo acorazado, marca Mitsubishi y está instalado en la Subestación Eléctrica Topilejo, a 3196 metros sobre el nivel del mar.

Acerca del Tomo II

El Tomo II contiene los procedimientos de prueba utilizados para el mantenimiento, transporte, almacenamiento, puesta en servicio de transformadores y reactores de potencia. La última revisión del tomo se efectuó en 1998 y actualmente se está realizando la revisión y actualización del Tomo II, para obtener una nueva edición e impresión en el año 2007.

Mecanismo de actualización

Las contribuciones para el mejoramiento y actualización de este manual deberán ser enviadas por escrito a la:

Gerencia de Subestaciones
Coordinación de Transmisión
Subdirección de Transmisión

El contenido de las aportaciones será revisado y evaluado antes de su incorporación al manual, por el personal de la Subgerencia de Subestaciones y por el Comité de Especialistas de Transformadores de Potencia y Equipo Afín.

RECONOCIMIENTOS

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) agradece la participación y revisión de las siguientes personas, quienes con su experiencia y profesionalismo hacen posible la actualización de esta obra, en beneficio del sector eléctrico del país.

DIRECCIÓN DE OPERACIÓN

Subdirector de Transmisión	<i>Noé Peña Silva</i>
Coordinador de Transmisión	<i>Juan Bautista Flores</i>
Gerente de Subestaciones	<i>Gilberto Paniagua García</i>
Subgerente de Subestaciones	<i>Héctor Lara Covarrubias</i>
Jefe de Departamento	<i>Ricardo Montes Fernández</i>
Jefe de Departamento	<i>Efraín Robles Ramírez</i>

La CFE agradece especialmente a las siguientes personas, así como a las instituciones que representan, su colaboración en la revisión del Tomo I del Manual de Transformadores y Reactores de Potencia.

COMITÉ DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA Y EQUIPO AFÍN

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

TRANSMISIÓN

Héctor Lara Covarrubias (*Coordinador Técnico*)
COORDINACIÓN DE TRANSMISIÓN

Juan Manuel Espinoza Garza (*Presidente*)
GRT NORESTE

Carlos Cardoza Terrazas (*Secretario*)
GRT NORTE

Jorge Luis Ortiz Corona
GRT BAJA CALIFORNIA

Marco Antonio Clemen Parra
GRT NOROESTE

Jesús Manuel Rodríguez Solano
GRT OCCIDENTE

Refugio Reyes Aguirre
GRT CENTRAL

Jaime Ruiz Barrios
GRT ORIENTE

José Carlos Villicaña Coronado
GRT SURESTE

Manuel Alexander Maldonado Ruz
GRT PENINSULAR

DISTRIBUCIÓN

Daniel Murguía Patiño
Benito Peláez Luna

GENERACIÓN

Alberto Quintero Nieves

C. N. LAGUNA VERDE

Fermín Palmeros Luna

LABORATORIO DE PRUEBAS DE EQUIPOS Y MATERIALES

Manuel Guzmán Villagómez
Filiberto Zazueta Rubio

UNIDAD DE INGENIERÍA ESPECIALIZADA

Adrián Lugo Noguérón

INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELÉCTRICAS

Vicente Rodolfo García Colón Hernández

LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

Sergio Rodríguez Medina

Se agradece al Comité de Aceites y Gases Aislantes de la CFE por la revisión del tema 1.6 Materiales Aislantes, que se incluye en este tomo, en especial al Lic. Francisco Alberto Contreras González.

Adicionalmente, la CFE agradece la valiosa colaboración del personal del Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) cuyas aportaciones y comentarios hicieron posible la actualización de este Tomo:

Edgar Robles Pimentel
Roberto Liñán García
Job García Paredes

En especial al Ing. Oscar Escorsa Morales quien fue el responsable de coordinar y realizar las actividades de este proyecto.

También se agradece al personal de las compañías IEM y PROLEC, por su contribución en el enriquecimiento de este Tomo:

Álvaro Cancino Quiroz
Enrique Betancourt Ramírez

Asimismo, se hace un reconocimiento a los ingenieros pioneros que han pertenecido y participado en el **Comité de Transformadores de Potencia y Equipo Afín** y cuya experiencia se ve reflejada en este Tomo:

Alfredo López Tagle
Hugo Equihua Tapia
León Jiménez Posada
Julián Jiménez Jáuregui
Juan Carlos Aréchiga Camacho
Josafat Martínez Lozano
Gonzalo Aguilar Águila
Crispín Vizuet Guzmán
José Amancio Ortega Arguilaga

Se hace un reconocimiento póstumo a aquellos ingenieros que dejaron huella en la CFE y que contribuyeron con su experiencia, a la creación de procedimientos y nuevas herramientas para el diagnóstico de transformadores de potencia:

Jerónimo Ortiz Martínez
(Autor de la primera versión de este Tomo)
Jesús Ortiz González
Héctor Vélez Gómez

CONTENIDO GENERAL**Capítulo 1 TRANSFORMADORES**

1.1	Introducción	1
1.2	Conceptos generales	2
1.3	Principio de operación	6
1.4	Tipos de transformadores	13
1.5	Componentes y accesorios	19
1.6	Materiales aislantes	24
1.7	Sistemas de enfriamiento y cargabilidad	46
1.8	Recepción, transporte y almacenamiento	68
1.9	Montaje y puesta en servicio	81
1.10	Mantenimiento	88
1.11	Protecciones	105
1.12	Criterio de análisis de falla	127
1.13	Aspectos de seguridad e impacto ambiental	132

Capítulo 2 REACTORES

2.1	Introducción	139
2.2	Partes principales	141
2.3	Principio de operación	144
2.4	Aspectos de diseño	146
2.5	Tipos de reactores	149
2.6	Mantenimiento	161

Capítulo 3 ACCESORIOS Y COMPONENTES

3.1	Boquillas	163
3.2	Cambiadores de derivación	186
3.3	Accesorios	222

Capítulo 1 TRANSFORMADORES

En esta sección se indican las leyes básicas que rigen la operación de los transformadores, se enlista su clasificación de acuerdo con sus características físicas y eléctricas, se describen las partes principales de un transformador, los diferentes materiales aislantes utilizados y los distintos sistemas de enfriamiento.

Además, se describen las actividades requeridas para la recepción, transporte, almacenamiento, montaje y puesta en servicio de los transformadores, así como las pruebas que se realizan en cada etapa. De igual forma, se describen las protecciones que se emplean para mantener la integridad de los mismos.

Los ingenieros responsables de estos equipos conocerán las actividades de mantenimiento, reparación y las diversas técnicas de prueba que se realizan tanto en fábrica, como en sitio.

Los criterios para efectuar el análisis de las fallas, se fundamentan en la experiencia obtenida en sitio por los ingenieros de mantenimiento y en la Guía *IEEE C57.125-1991 (R2005)*.

Finalmente, para asegurar la integridad del personal, se describen los lineamientos y los aspectos de seguridad que deben aplicarse durante las actividades de mantenimiento.

1.1 Introducción

Durante el transporte de la energía eléctrica, se generan pérdidas que dependen de la magnitud de la corriente. Para reducir estas pérdidas, se utilizan tensiones elevadas con el mismo nivel de potencia, resultando niveles de corriente menores.

Por otra parte, es necesario que en el lugar donde se utiliza la energía eléctrica, la distribución se efectúe a tensiones más bajas y además se adapten las tensiones de distribución a los diversos casos de aplicación.

La ventaja que tiene la corriente alterna respecto a la corriente continua, radica en que la corriente alterna se puede transformar con facilidad.

Para transportar la energía eléctrica de sistemas que trabajan a una tensión determinada, a sistemas que lo hacen a una tensión deseada, se utilizan los transformadores. A este proceso de cambio de tensión se le llama “transformación”.

1.2 Conceptos generales

En esta sección se presentan las leyes fundamentales que están involucradas en la operación de los transformadores.

Para comprender el fenómeno de inducción electromagnética en un circuito magnético, se requiere conocer las leyes de Oersted, de Faraday y de Lenz. Para representar al transformador en un circuito equivalente, se requieren aplicar las leyes de Kirchhoff y de Ohm. También se hace referencia a las unidades eléctricas y magnéticas comúnmente utilizadas.

1.2.1 Ley de Oersted

Cuando circula una corriente i por un conductor, se origina un campo magnético ϕ a su alrededor, cuyo sentido depende de la dirección de la corriente, ver **figura 1.2.1**.

El sentido de las líneas de flujo, está definido por la regla de la mano derecha. “Si se toma un conductor con la mano derecha, de tal forma que el pulgar apunte en la dirección de la corriente, los dedos restantes indican el sentido de las líneas de flujo magnético”.

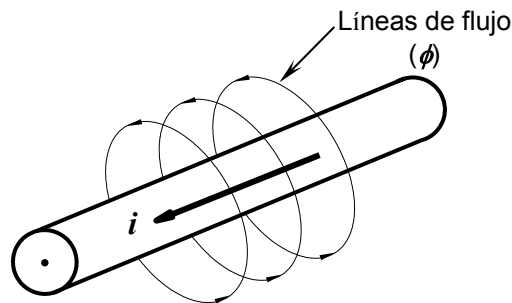


Figura 1.2.1 Sentido del campo dependiendo de la dirección de la corriente.

1.2.2 Ley de Faraday

Cuando se mueve un conductor cortando las líneas de un campo magnético y existe un movimiento relativo entre campo y conductor, se genera una fuerza electromotriz E en las terminales del conductor. Su magnitud depende de la intensidad del campo ϕ , de la velocidad del conductor para cortar las líneas de flujo y del número de conductores. Se expresa matemáticamente como se indica a continuación:

$$E = -N \frac{d\phi}{dt} = Blv$$

Donde:

E , Fuerza electromotriz inducida (V/m)

N , Número de espiras de la bobina

Φ , Intensidad de flujo magnético (T)

B , Densidad del flujo (Wb/m^2)

l , Longitud activa del o los conductores (m)

v , Velocidad de desplazamiento (m/s)

Al moverse en la dirección de F ó v , el conductor corta las líneas de campo, generando una fuerza electromotriz como se indica en las **figuras 1.2.2 y 1.2.3**.

1.2.3 Ley de Lenz

Establece que un voltaje inducido hará que fluya una corriente en una dirección tal, que su efecto magnético se opone a la causa que lo produce, **figuras 1.2.2 y 1.2.3**.

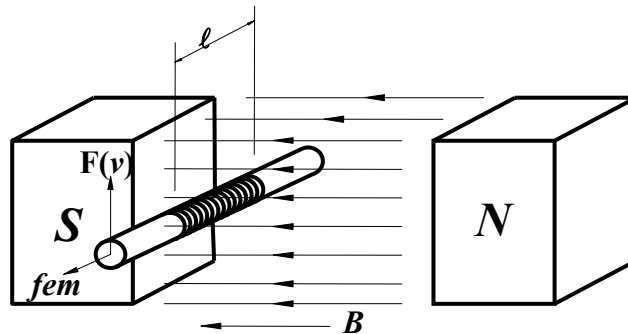


Figura 1.2.2 Principio de la ley de Faraday en un conductor.

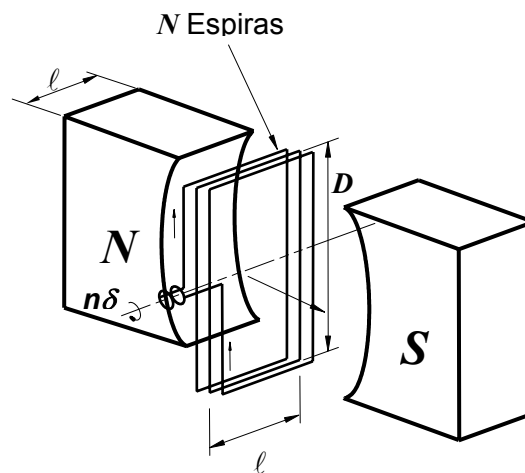


Figura 1.2.3 Principio de la ley de Faraday en un conjunto de espiras.

1.2.4 Leyes de Kirchhoff

Primera.- El voltaje total en un circuito es igual a la suma vectorial de las fuentes y caídas de tensión que se encuentran en él, **figura 1.2.4**.

Segunda.- La suma de las corrientes que entran, en un nodo o un punto de conexión de un circuito, es igual a la suma de las corrientes que salen de ese nodo, **figura 1.2.5**.

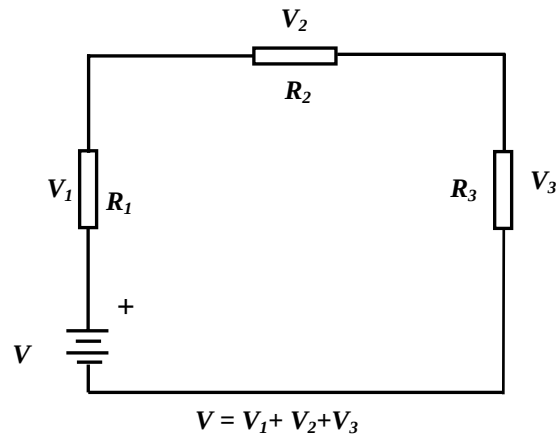


Figura 1.2.4 Ley de Kirchhoff de voltajes.

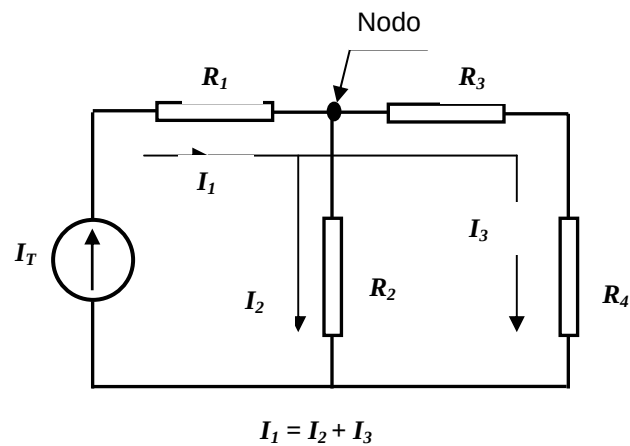


Figura 1.2.5 Ley de Kirchhoff de corrientes.

1.2.5 Ley de Ohm

El flujo de corriente I que circula por un circuito eléctrico, es directamente proporcional a la tensión o voltaje aplicado V , e inversamente proporcional a la resistencia R de la carga que tiene conectada.

$$I = \frac{V}{R}$$

Donde:

I , es la corriente en Amperes (A)

V , es el voltaje en Volts (V)

R , es la resistencia en Ohms (Ω)

1.2.6. Principales unidades eléctricas y magnéticas

En la **tabla 1.1**, se indican las principales unidades eléctricas y magnéticas utilizadas en este manual.

Tabla 1.1 Unidades eléctricas y magnéticas

PROPIEDAD	SÍMBOLO	UNIDAD	ABREV.
Velocidad angular	ω	Radianes por segundo	rad/s
Capacitancia	C	Farad	F
Reactancia capacitiva	X_c	Ohm	Ω
Densidad de corriente	J, S	Ampere por unidad de área	A/m^2
Corriente	I	Ampere	A
Coercividad	H_c	Oersted	Oe
Eficiencia	η	En porcentaje	$\%$
FEM, Voltaje	E, V	Volts	V
Flujo	ϕ	Gauss, Maxwell, línea, Weber	Wb
Densidad de flujo	B	Tesla, Weber por unidad de área	Wb/m^2
Frecuencia	f	Hertz	Hz
Impedancia	Z	Ohm	Ω
Inductancia	L	Henry	H
Reactancia inductiva	X_L	Ohm	Ω
Fuerza magnetizante	H	Oersted	Oe
Fuerza magnetomotriz	F	Ampere-vuelta	$A-v$
Permeabilidad magnética	μ	Adimensional	-
Potencia real	P	Watt	W
Potencia aparente	VA	Volts-Ampere	VA
Relación	r, n	Adimensional	-
Resistencia	R	Ohm	Ω
Reluctancia	$\mathcal{R}$	Ampere/Weber	A / Wb
Resistividad	ρ	Ohms/m	Ω/m

1.3 Principio de operación del transformador

En este apartado se describe el principio de operación del transformador, los circuitos equivalentes que lo representan y las ecuaciones fundamentales que rigen su operación.

El transformador es un dispositivo que transfiere potencia eléctrica de un circuito a otro, en diferentes niveles de tensión. Está constituido por dos o más bobinas devanadas con alambre o solera de cobre, aisladas entre sí eléctricamente y enrolladas alrededor de un núcleo de material ferromagnético.

El principio de operación del transformador, se basa en la transferencia de la energía eléctrica por inducción de un devanado a otro, lo cual se basa en las siguientes consideraciones:

- Cuando por las espiras de un devanado se hace circular una corriente, se produce un flujo magnético. En un arrollamiento con núcleo de aire, como el que se representa en la **figura 1.3.1**, el flujo se encuentra disperso y la densidad de flujo magnético es muy baja.
- Si el mismo arrollamiento se devana sobre un núcleo de material ferromagnético, se produce un campo concentrado cuya trayectoria principal está determinada por el circuito magnético, como el que se muestra en la **figura 1.3.2**. Dicho campo es alterno y su frecuencia depende de la frecuencia de la fuente. En este caso el flujo disperso es mínimo y la densidad de flujo en el núcleo es elevada.
- De acuerdo con la ley de Faraday, si al circuito magnético descrito en el inciso anterior se le devana otra bobina, se obtendrá un voltaje inducido en sus terminales, como se muestra en la **figura 1.3.3**.

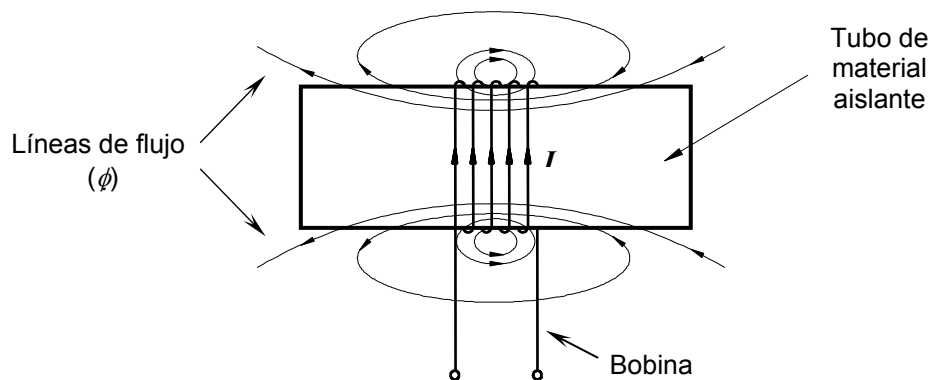


Figura 1.3.1 Flujo producido por una bobina de núcleo de aire.

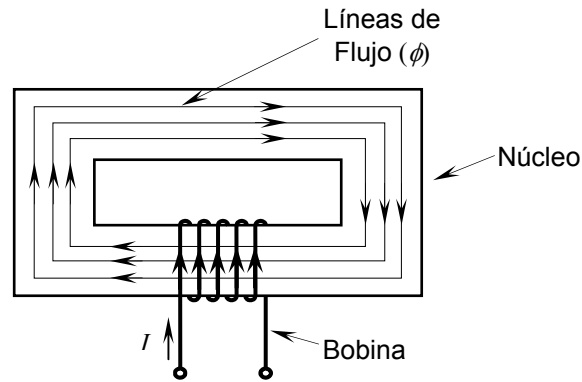


Figura 1.3.2 Dirección del flujo de una bobina con núcleo de hierro.

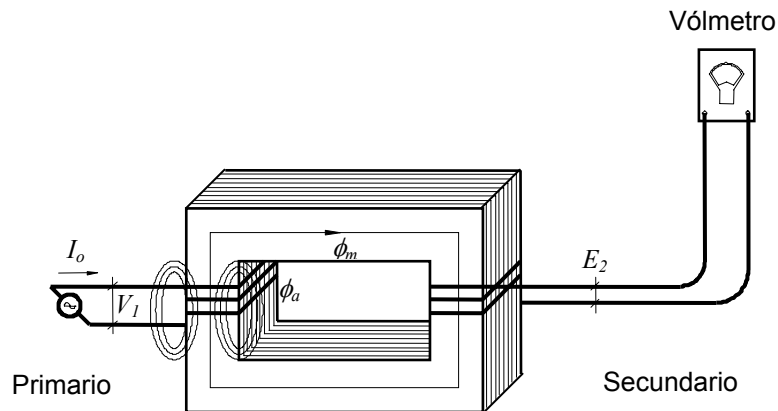


Figura 1.3.3 Voltaje inducido en el devanado secundario.

- d) El diagrama vectorial del conjunto de dos devanados en un circuito magnético, se muestra en la **figura 1.3.4**, el cual indica que al aplicar un voltaje V_1 en el devanado primario, estando abierto el devanado secundario, circulará una corriente I_0 por el primario. Esta corriente se encuentra atrasada casi 90° con respecto al voltaje V_1 , debido a que circula en un circuito altamente inductivo. El atraso no es de 90° , por la influencia de las pérdidas en el núcleo del transformador indicadas como i_{k+e} .

La componente I_m origina el flujo magnético ϕ_m que corta, tanto las espiras del primario como las del secundario. Por la acción de este flujo y de acuerdo con la ley de Faraday, se inducirán las fuerzas electromotrices E_1 y E_2 en los devanados correspondientes, que de acuerdo con la ley de Lenz, están a 180° una de la otra.

Debido a la resistencia óhmica del devanado, se tiene una caída de voltaje $I_0 R_1$, la cual se encuentra en fase con I_0 y a 90° adelante con respecto a $I_0 X_1$. La caída de voltaje se origina por el flujo disperso ϕ_0 , que sólo afecta a este devanado. De lo anterior, se puede elaborar un circuito compuesto por una fuente V_1 y las cargas Z_1 y Z_0 (E_1/I_0), a la cual se le llama impedancia de excitación, **figura 1.3.5**.

En el devanado primario se genera una fuerza magnetomotriz $I_1 N_1$ igual y opuesta a $I_2 N_2$, manteniendo el flujo ϕ_m en su valor original. Esto sucede en todo el rango de trabajo del transformador. Si I_2 disminuye, crece el flujo ϕ_m y aumenta E_1 y E_2 al disminuir la diferencia entre V_1 y E_1 disminuye I_1 , de tal manera que ϕ_m se conserva siempre en el mismo valor.

Esta regulación automática de los ampere-vueltas primarios y secundarios, es el mecanismo que permite la transferencia de energía y conserva prácticamente constantes los voltajes inducidos y por lo tanto los voltajes en las terminales.

El diagrama vectorial que representa al transformador con una carga predominante inductiva en el secundario, es el que se muestra en la **figura 1.3.7**.

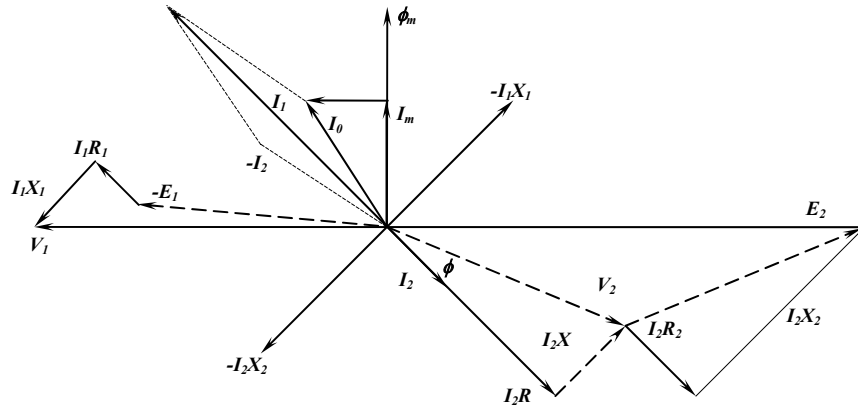


Figura 1.3.7 Diagrama vectorial del transformador con carga.

Cuando se energiza el primario de un transformador y el secundario está en vacío, se genera una fuerza electromotriz E_2 en las terminales del secundario. El voltaje V_2 en las terminales del secundario variará de acuerdo con las características de la carga y la impedancia del transformador.

Las características de la carga (R , X), definen el ángulo θ que existe entre el voltaje aplicado y la corriente que circula por la carga. Al $\cos \theta$ se le conoce como factor de potencia. La caída de tensión $I_2 R_2$ está en fase con la corriente I_2 , en donde R_2 es la resistencia óhmica del devanado secundario y la caída de tensión $I_2 X_2$ depende del flujo de dispersión ϕ_{a2} . El circuito equivalente para el secundario del transformador se muestra en la **figura 1.3.8**.

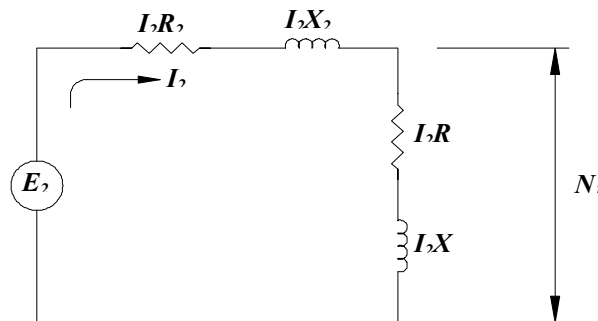


Figura 1.3.8 Circuito equivalente del secundario con carga Z_L .

El circuito equivalente del transformador con carga y relación de transformación unitaria, se presenta en la figura 1.3.9, el cual considera a los dos devanados en un sólo circuito eléctrico, no obstante que en realidad no existe una conexión eléctrica entre ellos, sino un acoplamiento magnético. El circuito equivalente que se utiliza en un estudio determinado, permite despreciar algunos de sus componentes.

Si el transformador está en vacío, sólo se considera la impedancia de magnetización y para estudios de corto circuito, sólo se considera la de dispersión.

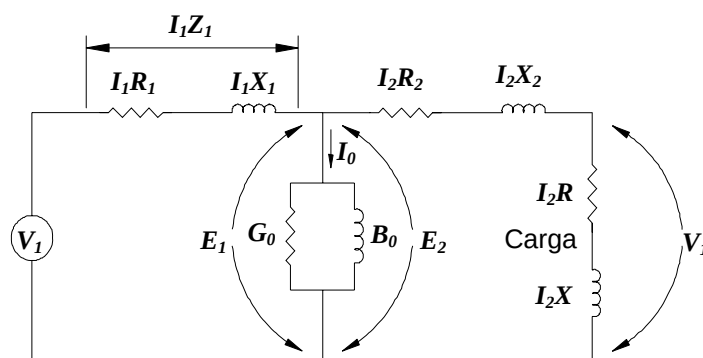


Figura 1.3.9 Circuito equivalente del transformador monofásico, considerando todos sus componentes.

En donde:

I_2 ,	Corriente en el devanado secundario (A)
$R_2 X_2$,	Resistencia y reactancia del devanado secundario (Ω)
$Z=R+jX$,	Impedancia de la carga (Ω)
V_2 ,	Voltaje en las terminales de la carga (V)

Para elaborar el circuito equivalente de un transformador elevador o reductor, se requiere referir los valores de impedancia del secundario con respecto al primario o a la inversa, si se refiere al secundario, se emplea la relación de transformación a , y las siguientes ecuaciones:

$$V_1 I_1 = V_2 I_2,$$

La capacidad del primario es igual a la del secundario, si se desprecian las pérdidas del transformador

$$N_1 I_1 = N_2 I_2,$$

La fuerza magnetomotriz del primario y la del secundario son iguales

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{I_2}{I_1} = \frac{N_1}{N_2} = a,$$

Relación de transformación

$$I_1 = \frac{I_2}{a},$$

Corriente del secundario referida al primario

Se deduce que:

$$R_2 = a^2 R_1$$

$$X_2 = a^2 X_1$$

$$Z_2 = a^2 Z_1$$

$R_2 = a^2 R_1$, Resistencia, reactancia e impedancia del secundario referida al primario

$$X_2 = a^2 X_1$$

$$Z_2 = a^2 Z_1$$

De la misma forma:

$$R_1' = \frac{R_2}{a^2},$$

Resistencia, reactancia e impedancia del primario referida al secundario

$$X_1' = \frac{X_2}{a^2}$$

$$Z_1' = \frac{Z_2}{a^2}$$

1.3.1 Transformador trifásico

La transferencia de energía eléctrica en un sistema trifásico se efectúa, ya sea con un banco trifásico formado por tres transformadores monofásicos, o con un transformador trifásico.

Generalmente se construyen con un núcleo que tiene tres piernas o columnas, sobre cada una de las cuales se encuentran dispuestos los devanados primario y secundario de la misma fase. La conexión de los devanados se realiza en un arreglo en delta o en estrella. En la **figura 1.3.10**, se presenta el ejemplo de un transformador trifásico con sus devanados conectados en estrella-estrella.

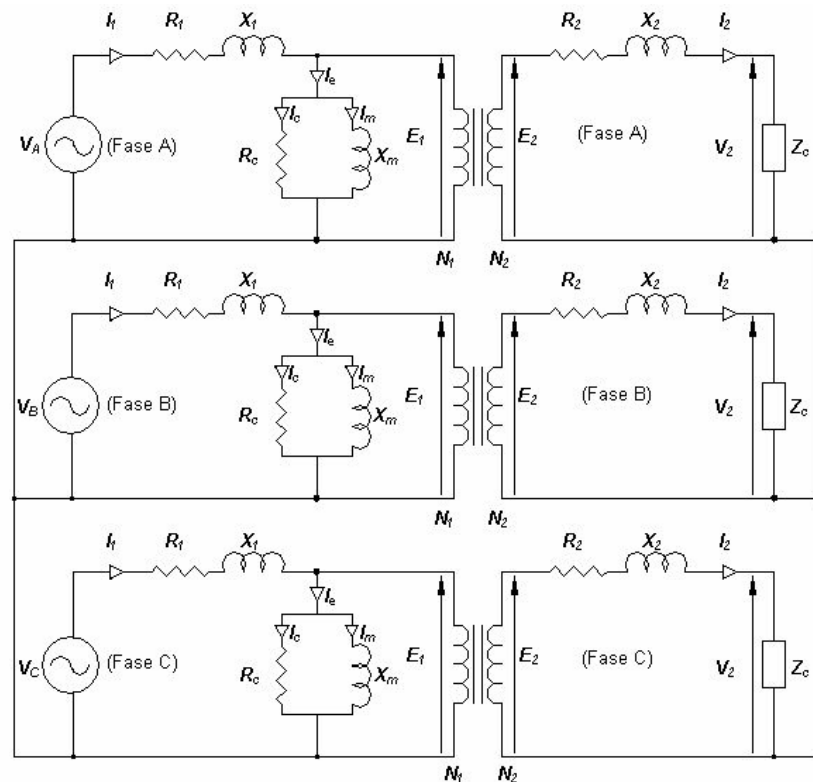


Figura 1.3.10 Circuito equivalente de un transformador trifásico.

1.3.2 Impedancia de dispersión

Es raro encontrar un transformador operando en vacío en la práctica, pero si se encuentra en estas condiciones, la impedancia dominante es la de magnetización, por lo que toma una corriente del orden de 3% de la nominal.

Normalmente, los transformadores tienen conectada una carga y por sus condiciones de operación pueden estar sometidos a una condición de falla. En este caso, la impedancia dominante es la de dispersión.

Cuando se encuentra en operación normal, la impedancia de dispersión afecta la regulación de voltaje del sistema y lo deseable es que sea tan baja como sea posible. Sin embargo, en condiciones de corto circuito se requiere que sea tan alta como sea posible, para limitar las corrientes de falla.

Desde el punto de vista de ingeniería, es necesario determinar el balance entre la limitación de corriente por falla y la regulación de voltaje, aunque es necesario enfatizar el efecto que tiene una baja impedancia de dispersión en la selección de los interruptores y otros equipos asociados. La **tabla 1.3.1** presenta los valores típicos de impedancia para transformadores trifásicos.

Tabla 1.3.1 Porcentajes típicos de impedancia para transformadores trifásicos de acuerdo con la norma ANSI C57.12.10-1997

Voltaje nominal del sistema (kV)	Nivel básico de aislamiento al impulso (BIL) (kV)	Valor de impedancia en por ciento (%) para transformadores sumergidos en aceite aislante, con enfriamiento natural (ONAN)	
		Sin cambiador de derivaciones	Con cambiador de derivaciones
69	350	8.0	8.5
89	450	8.5	9.0
115	550	9.0	9.5
138	650	9.5	10.0
161	750	10.0	10.5
230	900	10.5	11.0

Bibliografía:

- 1) Electric Power Transformer Engineering, James H. Harlow, Ed. CRC Press, 2004.
- 2) Manual de Transformadores de Potencia, Tomo 1, Comisión Federal de Electricidad, febrero 1997.
- 3) Diseño de Subestaciones Eléctricas, José Raúl Martín, Ed. McGraw Hill, 1987.
- 4) ANSI C57.12.10-1997 Transformers 230 kV and Below, 833/958 through 60 000/80 000/100 000 kVA, Three Phase.

1.4 Tipos de transformadores

Los transformadores se pueden clasificar de acuerdo con el tipo de núcleo empleado, lo cual define los esfuerzos de corto circuito que soportan, e influye en la facilidad o dificultad para efectuar una inspección visual en sitio, en caso de alguna anomalía. También se pueden clasificar de acuerdo con el tipo de enfriamiento que utilizan.

Generalmente, los transformadores se suministran con radiadores que disipan el calor por convección natural o forzada, usando ventiladores adicionales. En cuanto al número de fases, se pueden fabricar unidades monofásicas para formar un banco trifásico o pueden ser trifásicos en una sola unidad. También se pueden clasificar de acuerdo con el medio ambiente en el que operan, con su capacidad, con el tipo de aplicación y la conexión de sus devanados.

En esta sección se presenta una clasificación de acuerdo con la siguiente lista:

- Tipo de núcleo
- Tipo de enfriamiento
- El número de fases
- Ambiente de operación
- Su capacidad
- Su aplicación
- La preservación del aceite
- Su conexión

1.4.1 Por el tipo de núcleo

1.4.1.1 Acorazado

Al transformador tipo acorazado también se le conoce como tipo shell. Su característica principal lo define el hecho de que el núcleo magnético envuelve a las bobinas, como se muestra esquemáticamente en la figura 1.4.1. Las ventajas de este diseño son su alta resistencia mecánica, que permite transportarlos en unidades de gran capacidad sin sufrir daños y la posibilidad de construirlos con baja impedancia de dispersión, cuando la regulación de voltaje del sistema es crítica.

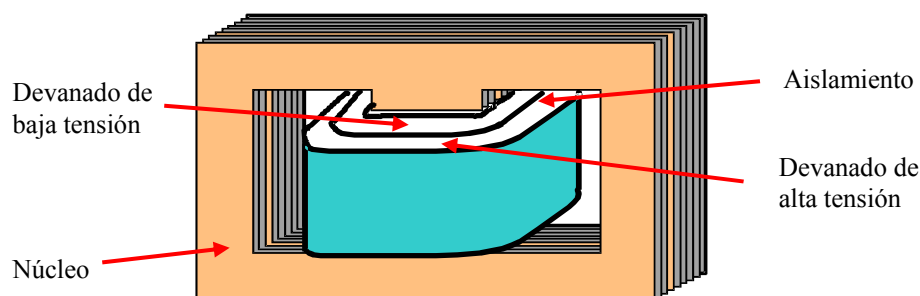


Figura 1.4.1 Transformador tipo acorazado o shell.

1.4.1.2 Columna

El transformador tipo columna tiene como característica principal que las bobinas envuelven al núcleo magnético, como se muestra en la **figura 1.4.2**. El diseño tiene como ventajas un bajo costo inicial, una alta impedancia y menores costos de reparación; y como desventajas tiene una baja resistencia mecánica y menor regulación.

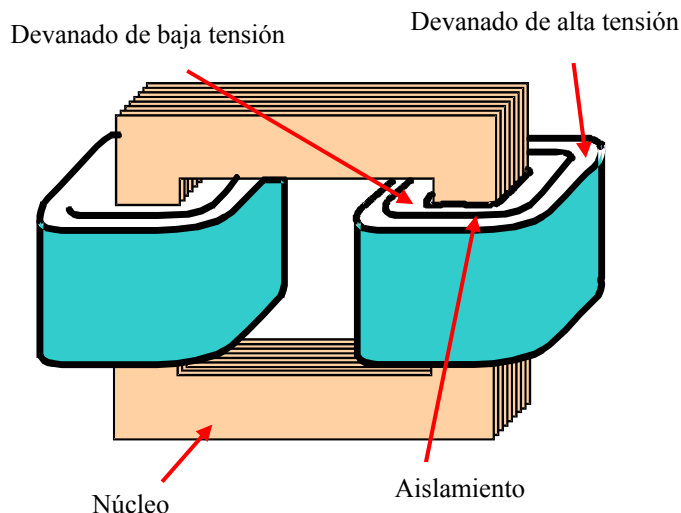


Figura 1.4.2 Transformador tipo columna.

1.4.2 Por el tipo de enfriamiento

En la **tabla 1.4.1** se indica la clasificación de transformadores de acuerdo con el tipo de enfriamiento, según las Normas IEC-60076-2-1993 Power Transformers-Part 2: Temperatura Rise e IEC-60076-11-2004 Power Transformers-Part 11 Dry-Type Transformers.

1.4.3 Por el número de fases

Se pueden clasificar en monofásicos y trifásicos. Existe la tendencia a utilizar transformadores monofásicos, debido a que permiten una mayor flexibilidad de operación. En caso de una falla sólo se ve afectada una unidad, la cual puede reemplazarse con la unidad de reserva. En el caso de un transformador trifásico, la unidad completa se ve afectada, debido a que la falla contamina el aceite, y las bobinas de las fases inicialmente no involucradas también se ven afectadas, por lo que es necesario sustituir la unidad completa. El costo de un banco de transformadores monofásico es significativamente más alto, comparado con el de un trifásico.

1.4.4 Por su ambiente de operación

En esta clasificación se consideran los transformadores del tipo interior o intemperie. El diseño de la subestación determina el tipo de equipos que deben utilizarse. Para transformadores de gran capacidad, prácticamente todos son del tipo intemperie, de otra forma, se requiere un edificio de mayor área y con distancias dieléctricas seguras.

Los transformadores tipo caverna utilizados en instalaciones subterráneas son de gran capacidad y son prácticamente iguales a los instalados a la intemperie, excepto que las terminales de salida son a través de cables de energía.

Tabla 1.4.1 Clasificación de transformadores por tipo de enfriamiento

Tipo de enfriamiento		Descripción
Transformadores sumergidos en aceite aislante		
Designación anterior	Designación actual	
OA	ONAN	Sumergido en líquido aislante, con enfriamiento natural
OA/FA	ONAN/ONAF	Sumergido en líquido aislante con enfriamiento natural y enfriamiento con aire forzado
OA/FOA/FOA	ONAN/ODAF/ODAF	Sumergido en líquido aislante con enfriamiento natural/aceite dirigido-aire forzado/aceite dirigido-aire forzado
FOA	OFAF	Sumergido en líquido aislante, con enfriamiento con aceite forzado y con aire forzado
OW	ONWN	Sumergido en líquido aislante y con enfriamiento por agua
FOW	OFWF	Sumergido en líquido aislante, con enfriamiento de aceite forzado y enfriadores de agua forzada
Transformadores de tipo seco		
Designación IEEE	Designación IEC	
AA	AN	Ventilado con enfriamiento natural
AFA	AF	Ventilado con enfriamiento por aire forzado
AA/FA	ANAF	Ventilado con enfriamiento natural y aire forzado
ANV	ANAN	Sin ventilación con enfriamiento natural
GA	GNAN	Sellado con enfriamiento natural

1.4.5 Por su capacidad

Por su capacidad, los transformadores se clasifican en tres grupos:

- De pequeña potencia, con capacidades de 500 a 7500 kVA
- De mediana potencia, con capacidades de 7.5 a 10 MVA
- De gran potencia, con capacidades de 10 MVA y superiores

1.4.6 Por su aplicación

De acuerdo con su aplicación en los sistemas eléctricos, se clasifican en los siguientes tipos:

- Elevadores
- Reductores
- Para instrumentos
- Reguladores
- Para aterrizamiento
- De arranque

1.4.7 Por la preservación del aceite

De acuerdo con el sistema utilizado para la preservación del aceite, se tienen los siguientes tipos:

Con tanque conservador

Los transformadores con tanque conservador, utilizan diferentes métodos para preservar las propiedades del aceite, aislándolo del medio ambiente y regulando la presión de salida de los gases.

Los métodos comúnmente utilizados son:

- Respiración a través de sílica gel
- Sellados con:
 - bolsa elástica
 - diafragma
 - nitrógeno

Sin tanque conservador

Estos equipos no cuentan con tanque conservador, pero tienen uno de los siguientes métodos de preservación del aceite:

- Sellado con aire o nitrógeno
- Respiración a través de sílica gel

1.4.8 Por su conexión

De acuerdo con la conexión de sus devanados, los transformadores se clasifican de la siguiente manera:

Conexión Delta / Estrella (Δ - Y)

En esta clase de transformadores, las tres fases del devanado primario están conectadas en delta, mientras que las del devanado secundario están en estrella.

Se utilizan como transformadores elevadores en las centrales generadoras, ya que al disponer de un neutro en el secundario, que se puede conectar a tierra, se logra que la tensión de las fases se limite a la tensión nominal del sistema. Otra ventaja importante de esta conexión, es que aísla la corriente de falla a tierra entre

los dos circuitos del primario y secundario. Cuando se presenta una falla monofásica, la corriente que se genera circula únicamente en el circuito donde ocurre la falla, por lo que el otro circuito no se ve afectado. También se utilizan como transformadores de distribución, cuando se requiere alimentar cargas monofásicas y trifásicas. Los desequilibrios de las cargas monofásicas tienden a ser compensados por el primario conectado en delta.

Conexión Estrella/Delta ($Y-\Delta$)

En estos transformadores, las tres fases del devanado primario están conectadas en estrella y las del secundario en delta. Se utilizan como transformadores reductores y se conectan al final de una línea de transmisión. Son utilizados con menor frecuencia en sistemas de distribución, debido a que el secundario no tiene neutro. En algunas ocasiones, se utiliza para distribución de energía hasta 20 kV.

La conexión estrella-delta, ayuda a disminuir los efectos de la componente del tercer armónico de la señal de voltaje, en virtud de que éstos se anulan con la corriente que circula en el lado de la delta. Esta conexión es estable con relación a las cargas desbalanceadas, ya que la delta redistribuye parcialmente cualquier desbalance que se presente.

En esta conexión, el voltaje secundario se desplaza 30° con relación al voltaje primario del transformador.

Conexión Estrella / Estrella ($Y-Y$)

Los devanados del primario y secundario están conectados en estrella. Una de sus características es que la tensión de línea es 1.73 veces mayor que la tensión de fase.

Generalmente, un transformador con esta conexión es de fácil construcción y tiene un menor costo que cualquier otro, pero en la práctica no suele utilizarse, debido a que tiene un mal comportamiento cuando se presentan desequilibrios en las cargas. La única aplicación práctica es cuando se conecta a líneas de alta tensión.

Esta conexión tiene dos desventajas importantes:

- Si las cargas conectadas al transformador están desbalanceadas, los voltajes de las fases sufren desbalance.
- No presenta resistencia a los armónicos impares, especialmente el tercero, por lo que la tensión del tercer armónico puede ser mayor que el voltaje fundamental.

Los problemas de desbalance y de contenido armónico en la señal de voltaje, se pueden resolver utilizando alguna de las dos técnicas siguientes:

- Conectar sólidamente a tierra el neutro del primario del transformador. Esta conexión evita que se genere un incremento en el voltaje, al circular una corriente en el neutro debida a la componente del tercer armónico. Esta conexión del neutro a tierra también proporciona una trayectoria de retorno para corrientes de desbalance en la carga.
- Adicionar al transformador un devanado terciario conectado en delta. Esto origina un flujo de corriente circulante en el devanado, lo que ayuda a eliminar los componentes de tercer armónico del voltaje. Por otro lado, permite tener una corriente de sensibilidad para los sistemas de protección.

Conexión Delta / Delta ($\Delta - \Delta$)

En estos transformadores, los devanados primario y secundario están conectados en delta, y las tensiones de línea y de fase son iguales. Estos equipos se utilizan en baja tensión y presentan un buen comportamiento frente a desequilibrios en la carga.

Esta conexión se utiliza con frecuencia para alimentar sistemas de alumbrado monofásicos y simultáneamente cargas trifásicas. Tienen la ventaja de poder conectar los devanados primario y secundario sin desfasamiento, y no presenta problemas de cargas desbalanceadas o armónicas. Sin embargo, cuando no están conectados al mismo tap de regulación y tienen la misma relación de tensión, se genera circulación de altas corrientes.

Cuando se presenta una falla en un banco de transformadores monofásicos, esta conexión permite el funcionamiento del sistema al 58% de la potencia, con dos transformadores.

Transformadores desfasadores (Zig-Zag)

La conexión *zig-zag* se construye dividiendo cada fase del devanado secundario en dos secciones y colocándolas en las columnas del núcleo magnético. Las bobinas se devanan en sentido inverso y los finales del devanado se conectan en estrella. Se utilizan como transformadores de conexión a tierra, en bancos de transformadores en conexión delta. De este modo, se logra obtener una corriente de sensibilidad para operar las protecciones.

1.5 Componentes y accesorios

En esta sección se describen los componentes de un transformador y los accesorios necesarios para la correcta operación de un transformador.

Las partes principales que integran el transformador son: los devanados de alta y baja tensión, el núcleo, las boquillas, el cambiador de derivaciones y el tanque.

Dentro de los accesorios requeridos se pueden mencionar los sistemas de protección, los indicadores de temperatura y del nivel del aceite, y los ventiladores para forzar el enfriamiento.

En la Sección 3.3 se presenta información adicional de los accesorios.

1.5.1 Componentes principales de un transformador

Los transformadores están integrados por distintos componentes que cumplen con una función en particular. Se pueden agrupar en devanados, núcleo, cambiador de derivaciones y tanque conservador. En cuanto a los accesorios, se clasifican en aquellos que indican las condiciones de operación y los elementos de protección. En la **figura 1.5.1** se ilustra un transformador con sus componentes y accesorios.

1.5.1.1 Devanados

Los devanados están formados por varias bobinas conectadas en serie o en paralelo, dependiendo del nivel del voltaje de operación o de la corriente requerida. Los devanados se encuentran acoplados por un circuito magnético. Las bobinas se fabrican con material conductor de cobre o de aluminio y se encuentran aisladas entre sí. En el transformador se identifican dos tipos de devanados: el devanado que está conectado a la fuente (al que se le denomina devanado primario) y el que está conectado a la carga (al que se le denomina devanado secundario).

1.5.1.2 Núcleo

El núcleo está construido con láminas de acero al silicio aisladas entre sí, de grano orientado, que facilita la trayectoria del flujo magnético, presentando una baja reluctancia. De esta manera, se logra que la corriente requerida para inducir el flujo sea pequeña. Con esta construcción, se logran altas eficiencias y se disminuyen las pérdidas debidas a las corrientes circulantes.

1.5.1.3 Boquillas (*Bushings*)

Su función es permitir la conexión eléctrica entre las terminales de los devanados del transformador y la red eléctrica. Los tipos básicos de construcción son: de aislamiento sólido, de tipo capacitivo, con sistema de aislamiento papel-aceite en distintas modalidades, papel impregnado con aceite, papel impregnado con resina, papel devanado con resina y con envoltentes de porcelana o compuestos poliméricos.

1.5.1.4 Tanque

El tanque cumple con la función de contener el aceite aislante y proteger las partes energizadas del transformador. Sirve también como estructura de montaje para los accesorios y equipo de control. La cubierta del tanque puede estar empotrada o soldada al marco del tanque, el cual está diseñado para soportar la presión de la expansión térmica del aceite aislante. La presión a la que puede ser sometido el tanque del transformador, no debe exceder 2 atmósferas (29.4 psi) de presión absoluta, para evitar deformaciones permanentes, fisuras o fracturas.

1.5.1.5 Tanque conservador

La finalidad de este tanque es absorber la expansión térmica del aceite, que se produce al incrementar la temperatura en el tanque principal del transformador, originada por un aumento de carga o de la temperatura ambiente. La capacidad de este tanque debe ser entre el 10% y el 20% de la capacidad del tanque principal.

1.5.1.6 Radiadores

Estos dispositivos permiten disipar el calor generado en el transformador. El aceite se hace circular por convección natural o por circulación forzada del mismo. El aceite caliente ingresa en la parte superior de los radiadores, intercambia el calor con el medio ambiente y retorna nuevamente al tanque, en la conexión inferior de los radiadores con el tanque principal. En el punto 3.3.17 de este manual, se describen los diferentes tipos de radiadores.

1.5.1.7 Ventiladores

Estos dispositivos se utilizan para generar un flujo de aire sobre la superficie de los radiadores e incrementar el nivel de disipación del calor.

1.5.2 Accesorios del transformador

1.5.2.1 Indicador magnético de nivel de aceite

Es un dispositivo que indica el nivel de aceite del tanque. Cuando existe un bajo nivel de aceite, se activa una alarma.

1.5.2.2 Relevador Buchholz

Es un dispositivo que aprovecha el incremento súbito de la presión del aceite o la generación de gases por una falla incipiente, para emitir una alarma o para accionar un disparo. Para cumplir su función, requiere que se instale en la tapa superior del tanque.

1.5.2.3 Válvula de sobrepresión

Este accesorio tiene la función de aliviar cualquier sobrepresión que se presente en el transformador, evitando daños o deformaciones en sus componentes, y se calibra para operar a una presión determinada.

1.5.2.4 Indicador de temperatura del aceite

Tiene como función detectar la temperatura del aceite que se encuentra en la parte superior del tanque principal. En esta sección existe un gradiente mayor de temperatura, y es donde se localiza el sensor.

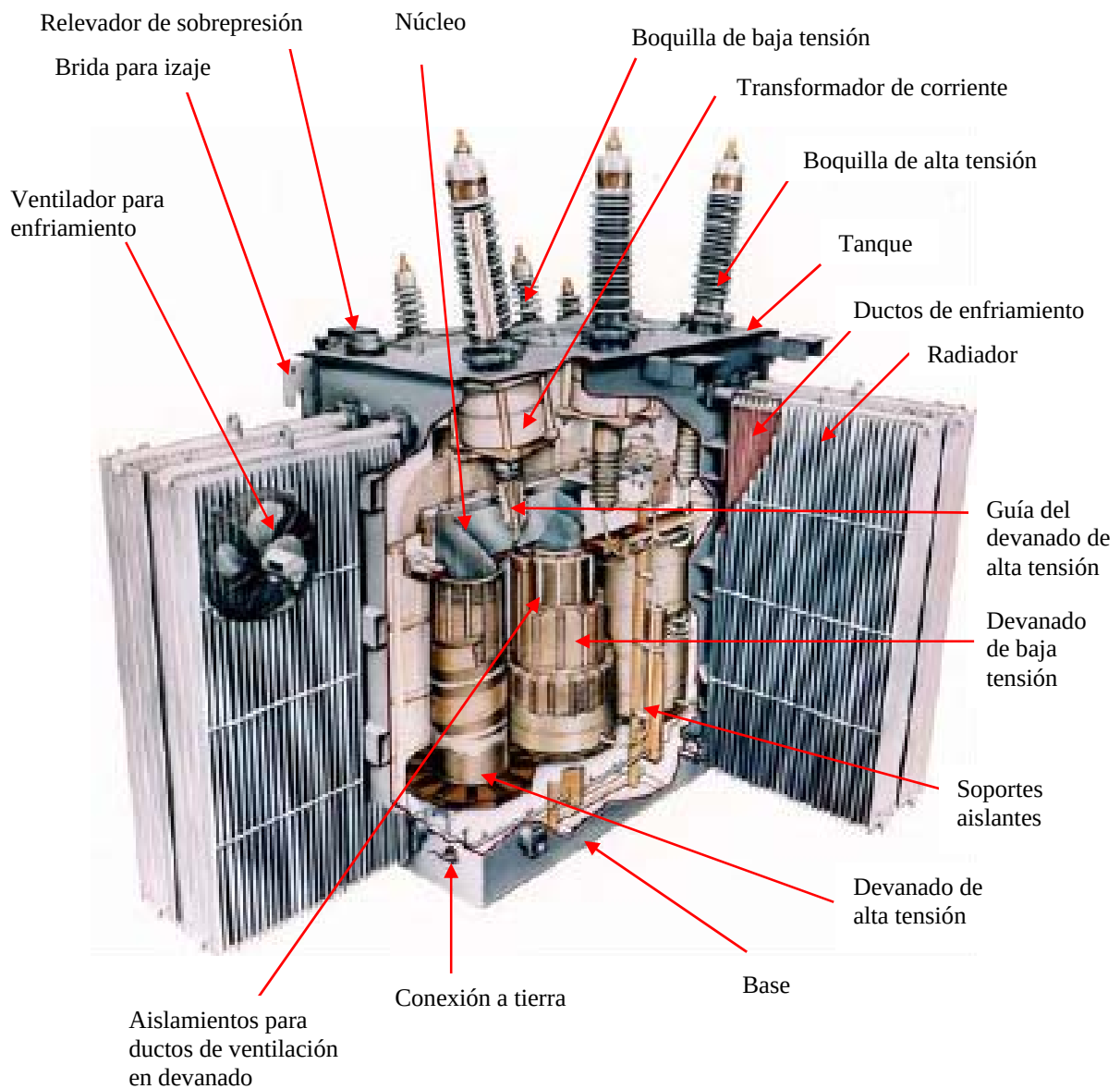


Fig. 1.5.1 Partes de un transformador trifásico.

1.5.2.5 Indicador de temperatura del devanado

Los devanados son una de las fuentes de generación de calor (la otra fuente es el núcleo). En operación normal, la corriente nominal es la que genera el calor, la cual se excede considerablemente en condiciones de falla. Un incremento de temperatura en los devanados provoca el envejecimiento de los aislamientos, por lo que es necesario mantener el nivel adecuado. Para monitorear esta temperatura, se utiliza un transformador de corriente conectado a una resistencia en derivación y a su vez a un indicador de temperatura. La función de este indicador es medir indirectamente la temperatura media de los devanados (*Winding Temperature Indicator*).

1.5.2.6 Indicador de la temperatura máxima de operación *hot spot*

Su función es indicar la temperatura máxima de los devanados. Los sensores convencionales miden los cambios de temperatura en la parte superior e inferior del aceite. Estos sensores no pueden conectarse directamente a los devanados del transformador, por lo que la indicación de la temperatura máxima se determina de manera indirecta, utilizando la temperatura superior del aceite y el nivel de corriente del transformador.

1.5.2.7 Indicadores y registradores de temperatura remotos

Estos indicadores miden la temperatura del aceite y en forma indirecta la de los devanados. Los transformadores de gran potencia tienen sensores resistivos de cobre que se calibran para detectar variaciones de temperatura entre 10°C y 25°C. Estos sensores se conectan a un registrador de temperatura que se encuentra ubicado en la sala de control.

1.5.2.8 Gabinete de control o centralizador

Este gabinete tiene la finalidad de concentrar las terminales de los dispositivos, las alarmas, los controles de los ventiladores de enfriamiento, las señales de los transformadores de corriente y de las resistencias calefactoras, entre otros.

1.5.2.9 Transformadores de corriente

Generalmente tienen construcción tipo dona y se instalan en las boquillas en una región, en el lado aceite, que tiene referencia de tierra expresamente preparada para esta función. Su finalidad es proveer una señal de corriente proporcional a la corriente del transformador para medición y protección.

1.5.2.10 Cambiador de derivaciones

La finalidad del cambiador de derivaciones es la de modificar la relación del voltaje, de acuerdo con las necesidades del sistema. Existen dos tipos:

- Cambiador de derivaciones con operación sin carga. Se opera manualmente con una manivela, cuando el transformador se encuentra fuera de operación. Para evitar daños y accidentes, tiene un seguro que impide operarlo cuando el transformador está energizado.
- Cambiador de derivaciones con operación bajo carga. Se puede operar en cualquier condición de carga del transformador, estando energizado. La operación se puede hacer con un control local o remoto. También puede operarse en forma automática, si se fija el nivel de voltaje requerido. El cambiador bajo carga también se puede operar manualmente.

1.5.2.11 Sistemas de preservación del aceite

Su función es evitar la oxidación y contaminación del aceite provocada por la humedad, el polvo y otros contaminantes sólidos que se encuentran en el medio ambiente. Los sistemas más utilizados son los siguientes:

- Respiración a través del material deshidratante, usualmente sílica gel, que es un material compuesto por aluminato de calcio con un indicador de color
- Con sello de gas inerte (generalmente nitrógeno)
- Con sello a través de una membrana o bolsa elástica

1.5.2.12 Bombas e indicadores de flujo

Estos accesorios se utilizan para incrementar el flujo del aceite, a través de los radiadores para acelerar la disipación de calor generado en el transformador. Este equipo tiene un indicador que permite observar la operación de la bomba y el sentido del flujo.

1.5.2.13 Placa de datos

Es una placa metálica instalada en un lugar visible del transformador, donde se graban sus características más importantes como son: marca, número de serie, potencias, tensiones, número de fases, frecuencia, tipo de enfriamiento, por ciento de impedancia, diagramas de conexiones y vectoriales, sobre elevación de temperatura, altura de operación, por ciento de variación de tensión en los diferentes pasos del cambiador de derivaciones, cantidad de aceite, peso de los componentes, ubicación, número de transformadores de corriente y año de fabricación.

1.5.2.14 Empaques

Su función es mantener la hermeticidad del transformador. En la especificación de CFE No. K0000-06, se recomienda que los empaques se fabriquen con corcho o neopreno. Existe la alternativa de utilizar nitrilo y butilo neopreno, pero se han tenido experiencias con resultados negativos, por lo que no se recomienda su uso. Es aconsejable que al cambiar un radiador, boquilla o destapar algún registro, se cambien los empaques.

1.5.2.15 Punto de conexión a tierra

El tanque del transformador se conecta a tierra, con la finalidad de eliminar la posibilidad de que exista una diferencia de potencial en el tanque, es decir, debe estar en la condición de frente muerto. De manera similar, la conexión a tierra del neutro del transformador, tiene como finalidad drenar las corrientes de falla y de desbalance de las fases. De esta forma y considerando un buen diseño de la red de tierra, se garantiza la seguridad del personal y del equipo de la subestación.

1.5.2.16 Pintura

La pintura tiene como función proteger el transformador contra la corrosión y permitir con facilidad la transferencia de calor. En el punto 3.3.22 del presente manual, se describe este punto con mayor detalle.

Bibliografía:

- 1) Electric Power Transformer Engineering, James H. Harlow, Ed. CRC Press, 2004.
- 2) Manual de Transformadores de Potencia, Tomo I, Comisión Federal de Electricidad, febrero 1997.
- 3) Diseño de Subestaciones Eléctricas, José Raúl Martín, Ed. McGraw Hill, 1987.

1.6 Materiales aislantes

En este apartado se describen las características de los materiales aislantes sólidos y líquidos, que usualmente se utilizan en los transformadores de potencia. Se señalan los requerimientos que deben cumplir los aislamientos para su correcta selección y uso; se exponen brevemente las pruebas que garantizan el correcto funcionamiento de los aislamientos, tanto en el laboratorio como en sitio. También se mencionan los procesos de acondicionamiento del aceite, antes de realizar el llenado del tanque del transformador. Finalmente, se indican algunas recomendaciones para el manejo y almacenamiento del aceite.

1.6.1 Introducción

Los aislamientos proporcionan la separación dieléctrica entre dos conductores, que se encuentran a diferente potencial en el circuito eléctrico del transformador. Se clasifican en función de las partes que se requieren aislar, de la siguiente manera:

- **Aislamiento principal o mayor:** proporciona la separación dieléctrica entre los devanados de una misma fase o la separación entre los devanados y tierra
- **Aislamiento menor:** proporciona la separación entre vueltas o espiras adyacentes de una bobina, o la separación entre secciones de la misma
- **Aislamiento entre fases:** proporciona la separación entre devanados de distinta fase

Básicamente, el sistema aislante de un transformador está compuesto de papel aislante impregnado en aceite, el cual tiene una alta rigidez dieléctrica. También se utilizan, aunque en menor proporción, otros materiales como la madera, la resina epóxica con fibra de vidrio, la porcelana y los aceites sintéticos.

En la actualidad, los transformadores modernos utilizan otros productos aislantes como el hexafluoruro de azufre y los aceites vegetales, por citar dos ejemplos.

Los materiales aislantes se pueden clasificar de acuerdo con sus características térmicas y se utilizan letras del alfabeto asociadas a la máxima temperatura que pueden operar, como se muestra a continuación:

Clase de Aislamiento	Máxima temperatura de operación (°C)
Y	90
A	105
E	120
B	130
F	155
H	180

La humedad, la temperatura, la contaminación química, el efecto corona y los esfuerzos dieléctricos y mecánicos, afectan seriamente el comportamiento de los materiales aislantes y acortan su vida útil.

Los esfuerzos dieléctricos en el aislamiento son provocados por la aplicación del voltaje normal de operación, o por condiciones transitorias de origen externo. Estas últimas las generan las descargas atmosféricas, las operaciones de maniobra, o condiciones de falla en otros componentes del sistema. Estas sobretensiones generan severos esfuerzos dieléctricos, que pueden producir la falla de los aislamientos si se sobrepasan los límites de diseño.

Al sufrir un deterioro progresivo, los aislamientos del transformador generan gases, donde pueden ocurrir descargas parciales y provocar fallas a largo plazo. Sin embargo, la detección temprana de fallas incipientes, permite a los ingenieros de mantenimiento llevar a cabo las acciones correctivas necesarias, para evitar precisamente fallas catastróficas que pudieran poner en riesgo al personal y a otros equipos de la subestación.

Para garantizar la operación correcta de los transformadores, se realizan pruebas a los aislamientos, ya sea en fábrica o en sitio. En fábrica, como una medida del control de calidad y en sitio, para garantizar la integridad del sistema aislante del transformador.

1.6.2 Generalidades

La calidad y condición del sistema aislante aceite-papel, determina la vida útil del transformador y para su selección es importante considerar los siguientes factores:

- | | |
|---|---|
| a. Tipo de fabricación del transformador: | Acorazado o columna |
| b. Aplicación; medio ambiente de operación: | Potencia, elevador o reductor; intemperie o interior |
| c. Sobre elevación de temperatura y tipo de enfriamiento: | Sumergido en aceite, con aire o aceite forzado, con respiración a la atmósfera con desecador de aire, con tanque conservador o con tanque sellado con bolsa de neopreno |
| d. Nivel básico de impulso: | En función del voltaje de operación de cada uno de los devanados |

Los fabricantes de transformadores proporcionan un tratamiento especial a los materiales aislantes, para optimizar su resistencia dieléctrica, lograr la resistencia mecánica más adecuada y poderlos operar a la mayor temperatura posible, sin acelerar su envejecimiento.

1.6.3 Aislamientos sólidos

Los materiales sólidos utilizados como aislamiento en los transformadores son básicamente, papel y *pressboard*. El papel es un producto natural que se obtiene de la celulosa. Algunos de los materiales utilizados en sistemas aislantes son:

- Cartón prensado, cartón *Kraft* y soportes de madera de alta densidad e impregnados con resina sintética. Se utilizan para proporcionar el aislamiento entre el núcleo y las bobinas, y entre fases. La presentación del material es en tubos cilíndricos o en láminas.
- Revestimientos de barniz para la laminación del núcleo, orgánico e inorgánico.
- Papel manila o papel pescado, que se utiliza en las trasposiciones del conductor de las bobinas.
- Soportes de madera de maple, de micarta y de resina epóxica con fibra de vidrio, que se utilizan como soportes de las bobinas y de otros ensambles del transformador.
- Papel *Kraft* y papel crepé, se utilizan para el encintado de las bobinas y guías. Estos papeles tienen excelentes propiedades dieléctricas y una buena permeabilidad al aire, lo que facilita la evacuación

del aire atrapado entre capas de los devanados. Son materiales higroscópicos que llegan a contener entre el 5% y 10% de su peso en humedad.

- Placas estáticas aislantes. Su objetivo es distribuir proporcionalmente las tensiones de impulso por maniobra o por descargas atmosféricas en el devanado.
- El aceite aislante proporciona precisamente un medio aislante, además de disipar el calor generado en el transformador.

1.6.3.1 Clasificación del papel aislante

- **Papel *Kraft***

Está compuesto al 100% de pulpa de madera sulfatada y construido por una o varias capas adheridas entre sí. Cuando el espesor del papel es de 0.6 mm o menor, se utiliza un recubrimiento resistente a la acción de líquidos aislantes. Cabe mencionar que sólo existe un tipo de papel *Kraft* de excelente calidad:

- Tipo PM-100 - Compuesto al 100% de pulpa de madera sulfatada

- **Cartón prensado (*Pressboard*)**

Puede obtenerse con el 100% de pulpa de madera sulfatada, o bien con el 50% de algodón y el resto de pulpa de madera sulfatada. Se construye con una o varias capas adheridas entre sí. En espesores mayores a 0.8 mm, se utiliza un pegamento resistente a la acción de líquidos aislantes. Existen dos tipos de este papel:

- Tipo CM-100 - Compuesto al 100% de pulpa de madera sulfatada
- Tipo CM-50 - Compuesto al 50% de algodón y 50% de pulpa de madera sulfatada

1.6.3.2 Requerimientos que deben cumplir el papel y el cartón prensado

La norma NMX J-319, Papel y Cartón Prensado para Transformador, establece los requerimientos para el papel aislante que se utiliza en transformadores, los cuales se enlistan a continuación:

1.6.3.2.1 Dimensiones

El espesor del papel y cartón prensado se indica en las **tablas 1.6.1 y 1.6.2** respectivamente. El ancho y el largo del papel y el cartón prensado, deben ser uniformes y estar acorde con lo convenido entre el consumidor y el fabricante.

1.6.3.2.2 Acabado

El papel y el cartón prensado deben tener una textura, densidad y acabado uniformes. No debe presentar roturas, grietas, agujeros, burbujas o imperfecciones de ninguna naturaleza, lo cual se debe comprobar con una inspección visual.

1.6.3.2.3 Colorantes

En la manufactura del papel y el cartón prensado, no deben emplearse colorantes artificiales ni encolantes, ni sulfato de aluminio. Los encolantes son aditivos químicos que proveen al papel de resistencia al ingreso de humedad.

1.6.3.2.4 Residuos incombustibles (cenizas)

El residuo incombustible del papel o cartón, no debe exceder del 1% del peso del material.

Tabla 1.6.1 Espesores de papeles prensados para transformador

Espesor en mm	Tolerancia ($\pm$)
0.05	7%
0.08	
0.10	
0.13	
0.18	
0.20	
0.25	
0.30	
0.40	
0.50	
0.60	

Tabla 1.6. 2 Espesores de cartones prensados para transformador

Espesor en mm	Tolerancia ($\pm$)
0.80	7%
1.00	
1.20	
1.60	5%
2.00	
2.50	
2.80	
3.00	
3.20	

1.6.3.2.5 Potencial de hidrógeno pH

El objetivo de la medición del pH, es el de obtener una indicación de la acidez o alcalinidad de un extracto acuoso del papel o cartón aislante. Los valores máximo y mínimo de pH deben estar dentro de lo especificado en la **tabla 1.6.3**.

1.6.3.2.6 Humedad

Antes de tratarse, el papel o cartón prensado debe contener entre el 4.5 y el 7% de humedad. El fabricante debe proteger los lotes de papel y cartón de la humedad y del medio ambiente. Para realizar la prueba de humedad, se requiere tomar una muestra de papel o cartón y debe ser rápidamente colocada en un pesa-

filtro y cerrarse, y a continuación pesarse estando dentro del pesa-filtro y obtener así su peso cuando el papel está húmedo. Después se somete a una temperatura de $105^{\circ}\text{C} \pm 3^{\circ}\text{C}$ durante dos horas, se deja enfriar y se pesa nuevamente. Se repite la operación de secado y se pesa nuevamente, hasta que la diferencia entre dos valores sucesivos de peso no sea mayor al 0.1% del peso de la muestra.

Tabla 1.6.3 Potencial de hidrógeno del papel o cartón

Material	pH mínimo	pH máximo
Papel	6.5	7.5
Cartón	6.5	7.5

1.6.3.2.7 Factor de potencia

El factor de potencia se mide en pequeñas muestras de papel, colocados sobre dos electrodos con pesos predeterminados. Estas muestras se secan en condiciones normalizadas de temperatura y de vacío, después se enfrían lentamente con aire seco y se realizan las mediciones a una temperatura determinada.

El factor de potencia del papel o cartón prensado no debe exceder de 3%, medido a una temperatura de 105°C .

1.6.3.2.8 Doble

Esta prueba tiene como objetivo comprobar que el papel y el cartón cumplen con los requisitos mínimos de resistencia al doble. El papel y el cartón prensado para transformador, deben resistir, sin agrietarse, un doble a 120° en dirección transversal y longitudinal.

1.6.3.2.9 Absorción de aceite

Para realizar esta prueba, se requiere una muestra de papel o cartón, con dimensiones de 82.5 mm por 140 mm, la cual se pesa y se sumerge en un baño de aceite para transformador. Si la muestra tiene un espesor de hasta 0.6 mm, se mantiene a una temperatura de $105^{\circ}\text{C} \pm 3^{\circ}\text{C}$ durante 30 minutos. Para muestras con espesor mayor a 0.8 mm, se mantienen a una temperatura de $105^{\circ}\text{C} \pm 3^{\circ}\text{C}$, durante 60 minutos. Finalmente se retira la muestra del horno, se seca con una toalla absorbente y se pesa nuevamente.

Los incrementos en peso para papel y cartón prensado por absorción de aceite, no deben ser menores a los valores especificados en la **tabla 1.6.4**.

1.6.3.2.10 Rigidez dieléctrica

Los papeles y cartones prensados deben tener como mínimo, los valores de rigidez dieléctrica especificados en la **tabla 1.6.5**. La rigidez dieléctrica se determina utilizando muestras en seco e impregnadas en aceite, de acuerdo con las recomendaciones de la Norma NMX J-120, Método de Prueba para la Determinación de la Rigidez Dieléctrica de Materiales Aislantes Eléctricos.

1.6.3.2.11 Resistencia a la tensión mecánica

Esta medición determina la resistencia a la ruptura por tensión mecánica. Los papeles y cartones prensados deben soportar como mínimo los valores especificados en la **tabla 1.6.5**.

Tabla 1.6.4 Absorción de aceite

Espesores papeles en mm	Absorción en %	Espesores cartón en mm	Absorción en %
0.05	20	0.8	8
0.08	20	1.0	8
0.10	20	1.6	8
0.13	20	2.0	8
0.18	20	2.5	8
0.20	20	2.8	8
0.25	20	3.0	8
0.30	20	3.2	8
0.40	20	-	-
0.50	20	-	-
0.60	20	-	-

1.6.3.2.12 Resistencia al rasgado

La prueba se utiliza para determinar la fuerza requerida para rasgar una hoja de papel, utilizando un péndulo tipo *Elmendorf*. La fuerza aplicada debe ser mayor, cuando se aplica en el sentido transversal al de fabricación. Este método no se aplica a cartones. Los papeles deben soportar sin rasgarse, los valores de la **tabla 1.6.5**.

1.6.3.2.13 Peso específico

Se determina el peso de la muestra y se obtiene el volumen total de cada una de éstas, y se expresa en g/cm^3 . Los papeles y cartones prensados deben tener un peso específico dentro de los límites marcados en la **tabla 1.6.5**.

1.6.3.2.14 Envejecimiento acelerado

Este método se utiliza para determinar el efecto térmico sobre la resistencia al doblado de los papeles. Su propósito es obtener información sobre las cualidades del papel y del cartón, tras los efectos del envejecimiento, mediante una prueba acelerada. Este método es apropiado para estimar el envejecimiento esperado de papeles y cartones.

1.6.3.2.15 Contracción por secado

Los papeles y cartones prensados deben presentar una contracción por secado menor al 2%.

1.6.3.2.16 Partículas conductoras

En esta prueba se aplica un voltaje a una muestra y se determina el número de rompimientos dieléctricos, debido a la presencia de partículas conductoras en un área específica del papel o del cartón. El voltaje aplicado depende del espesor de la muestra. Los papeles y cartones prensados deben estar libres de partículas conductoras.

Tabla 1.6.5 Especificaciones eléctricas y mecánicas

Tipo de material	Espesor (mm)	Rigidez dieléctrica mínima en seco (V/mm)	Rigidez dieléctrica mínima en aceite (V/mm)	Resistencia mínima a la tensión (kg/cm de ancho)		Resistencia mínima al rasgado (g)		Peso específico (g/cm ³)
				L	T	R	L	
Papeles	0.05	10,000	25,000	4.1	1.5	53	47	0.9 a 1.1
	0.08			6.5	3.5	79	65	
	0.10			10.5	4.5	152	127	
	0.13	9,000	18,000	12.0	5.5	167	146	0.9 a 1.1
	0.18			15.0	8.5	206	181	
	0.20			15.5	8.8	221	203	
	0.25			23.0	11.0	315	291	
	0.30	8,000	15,000	26.0	15.0	368	329	0.95 a 1.3
	0.40			34.0	18.0	416	357	
	0.50			42.0	23.0	525	400	
	0.60			43.0	26.0	602	520	
	0.80			55	42			
Cartones	1.00	9,500	11,000	69	54			0.97 a 1.17
	1.60			135	99	—	—	
	2.00			147	105			
	2.50			180	160			
	2.80	9,500	11,000	189	174			0.97 a 1.12
	3.00			210	190	—	—	
	3.20			310	230			

L= longitud de la muestra

T= tensión mecánica

R = resistencia al rasgado

1.6.3.2.17 Resistencia a la explosión

Esta medición se define como la presión hidrostática en kg/cm², requerida para producir una ruptura en el material, aplicando una presión con incrementos controlados. Los papeles procesados deben tener una resistencia mínima a la explosión, indicada en la **tabla 1.6.6**.

1.6.3.2.18 Compatibilidad con el aceite

El objetivo de la medición es asegurar que las características del aceite aislante, en combinación con el papel o cartón, permanezcan constantes. Las características iniciales y finales del aceite aislante deben ser iguales, después de envejecer la muestra con el papel o cartón prensado.

Tabla 1.6.6 Valores de resistencia a la explosión en kg/cm²

Espesor	kg/cm ²
0.05	0.9
0.08	1.7
0.10	1.8
0.13	3.3
0.18	4.5
0.20	4.7
0.25	4.9
0.30	7.6
0.40	8.6
0.50	14
0.60	17

1.6.3.2.19 Contenido de cloruros en papeles y cartones aislantes

Esta medición tiene como objetivo determinar el contenido de cloruros por extracción de agua en papel y cartón, el cual no debe exceder de 8 ppm.

1.6.3.3 Muestreo de aislamientos sólidos

El muestreo de papeles y cartones se realiza, siguiendo lo especificado en la norma NMX J-319 Papel Prensado y Cartón Prensado para Transformadores Sumergidos en Líquido Aislante, Parte 1: Especificaciones, la cual establece lo siguiente:

- Las muestras deben ser representativas de todo el lote, tomando un juego de muestras por cada 20 unidades de embarque, teniendo presente que el número mínimo de juegos que se deben tomar de un empaque es de 5 y como máximo de 20.
- Se debe contar con el número de muestras requerido para realizar pruebas completas.
- Las dimensiones de las muestras deben ser de 300 x 450 mm, a menos que se especifique alguna otra.
- Se debe tomar el mismo número de muestras por cada rollo, caja, bastidor o bulto. Es recomendable seleccionar para la prueba, muestras que no estén dañadas.

Estas consideraciones de muestreo son válidas para un lote de aislamientos sólidos y para realizar pruebas en laboratorio con la finalidad de verificar sus características.

1.6.4 Aislantes líquidos

1.6.4.1 Generalidades

El aceite es un componente muy importante del aislamiento del transformador. El aceite aislante debe tener una rigidez dieléctrica alta, un bajo factor de potencia, una estabilidad química y física y de preferencia un bajo costo. Es un producto natural que contiene una variedad de impurezas en diferentes cantidades.

1.6.4.2 Tipos de aceite

Existen dos tipos de aceites aislantes, los sintéticos y los derivados del petróleo.

Aceites sintéticos

Estos aceites son comúnmente llamados bifenilos policlorados y son compuestos sintéticos no flamables, los cuales una vez descompuestos por arqueo eléctrico producen mezclas gaseosas, son estables y difíciles de destruir, son contaminantes ambientales y tóxicos. Además producen acné por contacto o disturbios al hígado o riñones por inhalación de sus gases. Los más comunes son el tricloro difenil, pentacloro difenil y el triclorobenceno. **Actualmente su uso está prohibido, por lo que la CFE requiere confinarlos para su destrucción posterior.**

El problema principal de los bifenilos policlorados, es que cuando están en contacto con el agua, sólo una cantidad de 125 pmm se disuelve en el aceite y el resto flota sobre la superficie. La resistencia dieléctrica de los bifenilos policlorados disminuye rápidamente, conforme se incrementa la concentración de humedad. Cuando en el aceite se presenta un arqueo eléctrico severo, éste se descompone y adquiere un color negruzco debido a las partículas de carbón en suspensión.

Los hidrocarburos aromáticos clorados están constituidos por una amplia gama de compuestos químicos orgánicos, obtenidos a partir de agregar átomos de cloro (entre 42% y 51%) a las moléculas de bifenilos de origen sintético, entre los que destacan los “bifenilos policlorados” (BPC's) y los “trifenilos policlorados” (TPC's).

Aceites derivados del petróleo

Existen dos clases de aceites derivados del petróleo:

Aceite nafténico: Se deriva de un crudo especial que tiene muy bajo contenido de n-parafinas (ceras). Este aceite tiene un punto bajo de escurrimiento, no necesita ser desparafinado (eliminar cera) y no requiere el uso de depresores de escurrimiento.

Aceite parafínico: Se deriva de un crudo con alto contenido de n-parafinas (ceras) naturales. Estas parafinas deben ser liberadas de los aceites. Para alcanzar un nivel bajo de escurrimiento, se requiere añadir un depresor al aceite.

1.6.4.3 Procesos de fabricación del aceite

La materia prima para la fabricación de aceites aislantes, está constituida por los hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos. También tiene concentraciones muy bajas de compuestos como el azufre, el nitrógeno y el oxígeno, que son definidos como compuestos polares, y proporcionan al aceite una inestabilidad a la oxidación. Se tienen datos experimentales para indicar que algunos componentes aromáticos actúan como inhibidores de la oxidación. En el esquema de la **figura 1.6.1** se presenta la clasificación y composición de los aceites.

En la industria se han desarrollado procesos para eliminar los componentes indeseables en el aceite y conservar los deseables. Estos procesos son básicamente de dos tipos, de extracción y de hidrogenación.

El primero consiste en eliminar los compuestos indeseables por medio de la extracción, utilizando principalmente el ácido sulfúrico y el furfural. Actualmente, el uso del furfural está restringido por las normas ambientales.

Los procesos de hidrogenación son utilizados para eliminar los compuestos polares, sin embargo, su selección depende de las condiciones del proceso y de los catalizadores empleados. En la industria petrolera se emplean tres diferentes procesos de hidrogenación: *hidrofinishing*, *hidrotreating* e *hidrocracking*.

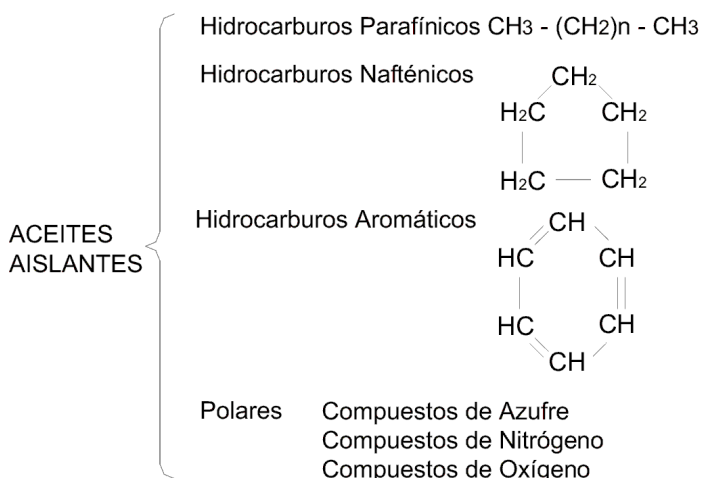


Figura 1.6.1 Esquema de clasificación y composición de los aceites.

Hidrofinishing: Es un tratamiento en el cual se satura con hidrógeno a los aceites lubricantes, con el fin de mejorar su estabilidad. La diferencia básica entre ellos, es la severidad de la hidrogenación y de la materia prima empleada. El tercer proceso mencionado es muy severo y su uso se dificulta; mientras que con los dos primeros se puede producir aceite de alta calidad.

Hidrotreating. Generalmente se refiere al proceso de hidrosulfuración, pero también puede aplicarse a otros procesos de tratamiento que utilizan hidrógeno.

Hydrocracking: Es un proceso de *cracking* catalítico en presencia de hidrógeno con alta presión parcial. Los productos de este proceso son hidrocarburos saturados, que dependen de las condiciones de reacción (temperatura, presión, actividad catalítica). El *cracking* catalítico se realiza mediante la combinación de calor y un catalizador, y consiste en romper o descomponer hidrocarburos de elevado peso molecular (combustibles como el *gas oil* y *fuel oil*), en compuestos de menor peso molecular (naftas).

1.6.4.4 Pruebas que realizan al aceite

Para determinar la calidad de un *aceite*, se recomienda realizar una evaluación de sus características físicas, químicas y eléctricas. También se requiere comprender la finalidad de las pruebas y los criterios de análisis de los resultados de prueba.

Las normas que describen los procedimientos de prueba son las siguientes:

- IEC 60422 3ra Edition-2005-10 Mineral insulating oils in electrical equipment-supervision and maintenance guidance
- NMX-J-123-ANCE-2005 -Transformadores Aceites minerales aislantes para transformadores. Especificaciones, muestreo y métodos de prueba

A continuación se describen brevemente las pruebas que se realizan al aceite aislante, con la finalidad de conocer las diferentes mediciones y pruebas que existen para su evaluación.

Pruebas al aceite en laboratorio

1.6.4.4.1 Densidad

Es la relación del peso del volumen de una sustancia, con respecto a un peso igual de un volumen de agua. La densidad varía con la temperatura, por lo tanto los resultados se deben corregir a una temperatura de referencia. Esta medición se utiliza para determinar la densidad relativa (gravedad específica) de los aceites

minerales. Con el resultado obtenido se determina el tipo de aceite: el nafténico tiene valores de alrededor de 0.88 y el parafínico de entre 0.84 y 0.86.

1.6.4.4.2 Viscosidad

Esta prueba mide el grado de fluidez del aceite. Se realiza con un equipo llamado Viscosímetro *Saybolt*, el cual contiene un orificio capilar estandarizado, por el que se hace pasar una cantidad volumétrica de aceite en un tiempo determinado. El tiempo representa la viscosidad del aceite a la temperatura de prueba y el resultado se reporta en segundos *Saybolt* universales (SSU). El límite máximo de viscosidad es 60 SSU.

1.6.4.4.3 Temperatura de inflamación e ignición

El punto de inflamación es la temperatura mínima a la que se generan gases en una muestra de aceite, bajo condiciones de prueba determinadas. Los resultados son corregidos a una presión barométrica de 101,3 kPa. Para el punto de inflamación se especifica un valor mínimo de 145°C.

1.6.4.4.4 Temperatura de congelación

Es la temperatura a la cual el aceite deja de fluir. Es conveniente que el aceite tenga una baja temperatura de congelación, para asegurar que fluya a bajas temperaturas. En los aceites nafténicos, la congelación se debe al aumento de la viscosidad de los componentes no cristalizables, y en los aceites parafínicos, la congelación se debe a la separación de la cera que inhibe su flujo. En aceites parafínicos, la especificación indica un valor de -26°C o inferior.

1.6.4.4.5 Análisis estructural

Esta medición determina el contenido de carbonos que están presentes en un aceite, por correlación de sus propiedades físicas básicas. El método es aplicable en aceites con peso molecular entre 200 y 600.

Se requiere que el aceite tenga una cantidad óptima de hidrocarburos aromáticos. La aromaticidad se mide principalmente por medios ópticos de dispersión. El contenido de aromáticos es inversamente proporcional a las propiedades de gasificación del aceite, sin embargo, una aromaticidad alta provoca un incremento en la formación de lodos, cuando el aceite está en operación. Se ha determinado que para el aceite, la concentración óptima de aromáticos sea de entre el 8% y el 12%.

1.6.4.4.6 Tensión interfacial

La tensión interfacial es una indicación confiable de la presencia de compuestos hidrofílicos. Estos compuestos son considerados como indicadores de productos de oxidación. La determinación de la tensión interfacial, se efectúa por dos métodos principales, el de gota y el del anillo.

1.6.4.4.7 Contenido de partículas

Esta medición tiene como objetivo, determinar la cantidad de partículas que contiene una muestra de aceite que se hace pasar a través de un filtro, calculando el peso de las impurezas retenidas, relacionándolo con el volumen previamente determinado.

1.6.4.4.8 Número de neutralización

Esta medición también se conoce como “índice de acidez” o simplemente “acidez”, y consiste en determinar la cantidad de material alcalino necesario para neutralizar los ácidos del aceite. Se considera un valor aceptable de 0.009 mg KOH/g, para un aceite nuevo.

1.6.4.4.9 Número de saponificación

Esta prueba mide en forma absoluta el ácido presente en el aceite. Para realizarla se necesita un soporte, una bureta con un aparato para digestión y una placa para calentamiento. Una muestra de 20 g se mezcla y calienta con 25 ml de metil-etil cetona y 25 ml de solución alcohólica 0.54. El resultado final es la desaparición del color con ácido clorhídrico (HCl) usando fenoftaleína como indicador. Esta prueba se realiza con poca frecuencia, debido al tiempo que se requiere y la dificultad para efectuarla.

1.6.4.4.10 Punto de anilina

Esta medición determina la temperatura mínima a la que una mezcla, con partes iguales de aceite y anilina, se hace soluble por completo. El punto de anilina es útil para el análisis de mezclas de hidrocarburos. Es un método rápido y directo para conocer en forma general, el contenido de hidrocarburos aromáticos y el grado de refinación de un aceite. Para un aceite nuevo del tipo nafténico, se especifica un valor de 78°C y para aceites parafínicos, los valores de referencia son más altos.

1.6.4.4.11 Contenido de agua

Esta medición ayuda a determinar la cantidad de agua presente en líquidos aislantes por titulación coulométrica *Karl Fisher*. Este método de prueba se utiliza normalmente para muestras por debajo del 100% de saturación relativa, de agua en aceite. Para la prueba se utiliza un reactivo compuesto de bióxido de azufre, piridina metanol y yodo.

Otro método para la medición de humedad en forma automática y continua dentro de un flujo constante de aceite, consiste en medir el punto de rocío por medio de una celda. Con ayuda de datos obtenidos de tablas para el vapor de agua y con la ecuación de solubilidad de *Henry*, se calcula el contenido de agua en el aceite. La concentración máxima de agua en el aceite del transformador antes de entrar en operación, debe ser de:

- Para equipos hasta 115 kV 15 ppm máximo
- Para equipos hasta 230 kV 12 ppm máximo
- Para equipos hasta 400 kV 10 ppm máximo

1.6.4.4.12 Contenido de inhibidor

Esta medición tiene como finalidad determinar el contenido de inhibidor en un aceite nuevo o usado. La determinación puede ser cualitativa o cuantitativa. Los inhibidores o antioxidantes tienen como propiedad principal reaccionar con los peróxidos y destruirlos, disminuyendo la velocidad de oxidación. Cuando existen oxidantes en el aceite, los inhibidores no logran evitar que disuelvan el cobre que cataliza la peroxidación.

Por lo tanto, la sensibilidad de un aceite respecto a la acción de los inhibidores, se considera inversamente proporcional a la cantidad de oxidantes que tienen influencia en el factor de potencia. El uso de inhibidores se justifica cuando se utilizan en aceites no oxidantes. El aceite que produce PEMEX, no debe contener inhibidores.

Los aceites del tipo nafténico utilizan inhibidores en diferentes concentraciones, debido a problemas que se presentan en su refinación, dando como resultado dos tipos:

- Tipo I: hasta 0.08% en peso
- Tipo II: hasta 0.3% en peso

1.6.4.4.13 Cloruros y sulfatos

Los cloruros y sulfatos inorgánicos contenidos en el aceite aislante, generan corrosión al estar en contacto con superficies metálicas del transformador. El grado de deterioro de la superficie metálica, depende en gran medida de la cantidad de agentes corrosivos y del medio ambiente de operación. Aunque no es cuantitativo, este método es un medio para conocer el nivel de deterioro. Los aceites nuevos deben estar libres de estos compuestos.

1.6.4.4.14 Azufre total

Este método se utiliza para determinar el contenido de azufre en aceites aislantes, en el intervalo de 0.015% a 0.50% en masa de azufre, por espectroscopia de rayos X.

En aceites para transformadores el contenido de azufre debe ser mínimo, ya que el azufre elemental y los compuestos de azufre, pueden ser corrosivos a los componentes de cobre del transformador.

1.6.4.4.15 Azufre corrosivo

Esta prueba detecta la presencia de azufre libre y de compuestos corrosivos de azufre que reaccionan con metales como el cobre o la plata, bajo condiciones determinadas del aceite. Cuando el azufre reacciona con estos metales, sus iones se introducen hacia el papel originando su degradación, y por otro lado contaminan el aceite. Esto ocasiona que la rigidez dieléctrica del sistema aislante se reduzca y se originen fallas.

La norma ASTM D-1275 Standard Test Method for Corrosive Sulfur in Electrical Insulation Oils, ayuda a determinar los componentes de azufre corrosivo en aceites aislantes derivados del petróleo.

1.6.4.4.16 Tensión de ruptura

Por definición, la tensión de ruptura de un aceite aislante es una medida de su habilidad para soportar un esfuerzo eléctrico. Esta prueba se realiza frecuentemente y ayuda a determinar dos cualidades: la resistencia momentánea de un aceite al paso de la corriente y su nivel de degradación o grado de contaminación.

Para un aceite nuevo, se especifica un valor mínimo de 30 kV, utilizando un medidor con electrodos planos y separados 2.5 mm, y cuando se utilizan electrodos semiesféricos, el valor mínimo debe ser de 20 kV.

Para aceite usado en buenas condiciones, se considera un valor mínimo de 25 kV, estos valores dependen del equipo en que se utiliza y de su voltaje de operación.

1.6.4.4.17 Tendencia a la gasificación

Es la capacidad de un líquido aislante para absorber o generar gases, cuando se somete a una tensión eléctrica determinada. Al ser sometidos a un campo eléctrico, los aceites con un contenido adecuado de aromáticos, tienen la cualidad de absorber el gas generado; mientras que los aceites con un contenido menor de dichos aromáticos, se caracterizan por una emisión continua de gas, lo cual se vuelve crítico al ser usado en un equipo eléctrico.

El método *Pirelli* se utiliza para medir la velocidad de desprendimiento o absorción de gas en aceites aislantes, sujetos a tensión eléctrica, provocando ionización. Aún cuando no hay valores recomendados para esta prueba, se considera que el aceite debe absorber hidrógeno.

1.6.4.4.18 Resistividad

Es numéricamente igual a la resistencia entre dos caras opuestas de un centímetro cúbico de aceite. La resistividad de un aceite es una medida de sus propiedades dieléctricas. Una resistividad baja, refleja la

presencia de iones libres. De acuerdo con lo anterior y como no se tienen valores recomendados, un aceite ideal sería aquél que tuviera un valor mayor de $250 \times 10^6 \text{ M}\Omega\text{-cm}$.

1.6.4.4.19 Oxidación acelerada

Esta medición se utiliza para evaluar la estabilidad de oxidación de aceites minerales nuevos no inhibidos, bajo condiciones aceleradas, logrando obtener su vida útil, y consiste en acelerar el procedimiento de envejecimiento en condiciones controladas y comparar los resultados con los de operación.

Las causas principales que provocan la oxidación son la temperatura elevada y la presencia de oxígeno. El cobre se utiliza como catalizador para acelerar el proceso. El grado de oxidación del aceite se manifiesta de acuerdo con la cantidad de ácidos o lodos formados, el incremento de la viscosidad, el número de neutralización o con el tiempo requerido para llegar a los valores finales especificados. Las normas NMX-J-123-ANCE-2005 e IEC 60422-2005 indican el procedimiento de prueba.

1.6.4.4.20 Porcentaje total de gases

Con esta medición, se determina la cantidad total de gases disueltos en el aceite aislante. Esta prueba normalmente se efectúa en aceites nuevos que van a ponerse en servicio. Se verifica que el contenido de oxígeno disuelto sea el mínimo. También se efectúa en transformadores que están en operación.

1.6.4.4.21 Análisis infrarrojos

La finalidad de esta medición es detectar en forma rápida, la concentración de inhibidor y los productos de oxidación, antes de que ocurra la generación de lodos y otras impurezas disueltas en el aceite.

1.6.4.4.22 Análisis de metales

Esta medición ayuda a detectar la presencia de metales en los aceites aislantes. Con esto se logra identificar ciertos tipos de problemas mecánicos o de sobrecalentamiento en transformadores.

Una técnica para esta medición consiste en filtrar una muestra de aceite, retener las partículas y efectuar un análisis químico cuantitativo o cualitativo.

Otra técnica consiste en utilizar un espectrofotómetro de absorción atómica, con la cual se determina directamente la cantidad de los metales contenidos en el aceite.

1.6.4.4.23 Contenido de bifenilos policlorados (BPC's)

La medición tiene como objetivo identificar y determinar cuantitativamente, el contenido de bifenilos policlorados (BPC's) en líquidos aislantes, por medio de cromatografía de líquidos.

Los bifenilos policlorados o BPC's, es un grupo de hidrocarburos clorados aromáticos, que son muy estables, bioacumulables y tóxicos, con efectos diversos que dependen del grado y tiempo de exposición.

Los reglamentos ambientales exigen que los equipos eléctricos y los fluidos eléctricos aislantes que contengan BPC's, sean manejados y almacenados, utilizando procedimientos específicos.

1.6.4.4.24 Determinación de furanos

Su finalidad es determinar la concentración de furanos en el sistema aislante aceite-papel. Los furanos son compuestos orgánicos que se producen por la degradación del papel en contacto con el aceite, debido a sobrecalentamientos, oxidación y humedad.

La norma IEC 61198-1st Edition 1993-09, indica el procedimiento para determinar el 2-furfural y compuestos relacionados, utilizando cromatografía de líquidos. De acuerdo con esta norma, la concentración mínima de los compuestos debe ser 0.05 mg/kg o menor.

Pruebas en sitio

1.6.4.4.25 Inspección visual

Esta inspección es de utilidad para determinar el estado de un aceite nuevo o en uso, comprobando si su aspecto es brillante, transparente y si existen sedimentos o sólidos en suspensión.

1.6.4.4.26 Tensión de ruptura (Ver, 1.6.4.4.16.)

1.6.4.4.27 Medición del porcentaje de gases (Ver, 1.6.4.4.20.)

La presencia de gases disueltos en el aceite se puede determinar en sitio, usando equipos portátiles con los que se puede identificar el contenido de gases, tales como el hidrógeno, el monóxido de carbono, el dióxido de carbono, el metano, el acetileno y el etano, así como el contenido de agua.

Los resultados de la medición deben ser interpretados por los métodos de *Doernenburg, Duval, Rogers*, etc., con la finalidad de obtener una mejor evaluación y detección de fallas incipientes.

La **tabla 1.6.7** muestra los valores de referencia, de acuerdo con la experiencia de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Tabla 1.6.7 Contenido de gases en aceite para transformadores de potencia

Valores de gas en aceite (ppm vol/vol)	Máximo	Crítico
Hidrógeno	200	1000
Metano	120	500
Monóxido de carbono	700	1000
Dióxido de carbono	10,000	15,000
Etileno	80	150
Etano	100	500
Acetileno	15	35
Compuestos furánicos	8.0 ppm como máximo	
Contenido de humedad	10-15 ppm	
Rigidez dieléctrica	30 kV con electrodos planos 20 kV con electrodos semiesféricos	
Resistividad	250 x 10 ⁶ Ω-cm	
Factor de potencia:		
Aceite nuevo	0.05% máximo a 25 °C	
Aceite en operación	0.3% a 100 °C	

Pruebas en fábrica

1.6.4.4.28 Color ASTM

Una variación en el color del aceite, indica una posible contaminación con otro producto. Para un aceite nuevo, el valor máximo es de 0.5 grados. El color de los aceites se incrementa con su uso y con algunas sustancias que contiene. Si un aceite tiene un color de 1 grado, se puede establecer que no es nuevo, pero si en el transcurso de algunos años adquiere un color de 4 y en un año aumenta a 7, deben investigarse las causas que provocaron dicho cambio, para tomar las acciones correctivas necesarias.

1.6.4.4.29 Factor de potencia

La prueba tiene como finalidad medir el nivel de contaminación o degradación del aceite. El factor de potencia depende de la acción bipolar de los contaminantes.

Un alto nivel de factor de potencia en el aceite aislante, se atribuye a la formación de pequeñas cantidades de compuestos que conducen electrones. En estos compuestos siempre se han encontrado trazas de cobre.

La presencia de mercaptanos (compuestos tóxicos y de un olor desagradable) en el aceite, produce una reacción con el óxido de cobre, formando compuestos cuprosos y solubles que elevan el factor de potencia. Los valores recomendables para dicho factor en un aceite nuevo son 0.05% a 25°C y 0.3% a 100°C. Para aceites en servicio, el criterio a seguir varía de acuerdo con los años de servicio y el tipo de aislante líquido que se utilice.

1.6.4.4.30 Porcentaje de gases totales (Ver, 1.6.4.4.20)

1.6.4.4.31 Contenido de bifenilos policlorados (BPC's) (Ver 1.6.4.4.23)

1.6.4.5 Acondicionamiento del aceite

Con los procesos de acondicionamiento del aceite nuevo o usado, se pretende extraer el aire, el agua y los contaminantes, que generalmente están en cantidades superiores a los límites requeridos. El contenido total de agua que se encuentra en el aceite, puede estar en forma libre o en solución. La solubilidad del agua en el aceite está en función de la temperatura. El término *soluble* se utiliza para definir el fenómeno físico de absorción del gas por un líquido. Para demostrar esto, considérese un aceite caliente que está saturado con agua, cuando éste se enfría, parte de esa agua aparece en forma de niebla; si el aceite se calienta nuevamente, la niebla desaparece.

El aire y otros gases son solubles en el aceite. La solubilidad del aire en el aceite, depende básicamente de la presión absoluta. Al nivel del mar, el contenido de aire y gases es aproximadamente 12% en volumen.

Aunque el aire y agua en solución son invisibles en el aceite, los cambios de presión y temperatura los generan en forma libre y son factores determinantes desde el punto de vista eléctrico.

Para una operación segura y confiable del aceite, se debe reducir el contenido de agua hasta lograr una concentración libre de ésta, cuando la temperatura del equipo desciende a su nivel más bajo. Asimismo, se deben eliminar el aire y los gases hasta desaparecerlos de la solución, cuidando que la presión no baje al nivel mínimo.

Los procesos que se han desarrollado para eliminar el agua y los gases disueltos en el aceite, se describen a continuación.

Desecantes de absorción. Los desecantes de absorción se utilizan muy poco en la deshidratación de aceites aislantes. Estos desecantes eliminan algunos aditivos e inhibidores del aceite y requieren de mucho tiempo de contacto, lo que representa una de las limitaciones para su uso.

Filtro prensa. El filtro consiste en una serie de hojas de papel secante, con una porosidad adecuada para el filtrado. Este filtro no elimina totalmente el agua y tiende a airear el aceite. Los papeles filtro se saturan rápidamente y poco a poco se van destruyendo con los sedimentos, reduciendo la capacidad de filtrado. Para obtener un filtrado satisfactorio, los papeles se deben cambiar periódicamente. Sin embargo esto no es suficiente, debido a que el aire que tiene el papel, es absorbido por el aceite.

Centrifugación. En los separadores centrífugos, las muestras de aceite se hacen girar a gran velocidad y aprovechando la diferencia de pesos específicos, se separan el agua libre y los sólidos en suspensión. Sin embargo, mediante la centrifugación únicamente se eliminan los sólidos en suspensión, lo que da como resultado un aceite con mayor contenido de agua.

1.6.4.5.1 Desgasificación y deshidratación

Con este proceso se eliminan prácticamente toda el agua y los gases contenidos en el aceite, por medio del abatimiento en la presión absoluta y su eventual calentamiento. De acuerdo con la experiencia, elevar la temperatura para deshidratar y desgasificar el aceite puede resultar contraproducente, ya que provoca oxidación prematura, disminuyendo la vida útil del aislante. Por lo tanto, se recomienda que este proceso se lleve a cabo a temperatura ambiente.

La cantidad inicial de agua y aire en el aceite y las características nuevas requeridas, determinan el nivel de presión absoluta necesaria para su tratamiento. Existen dos factores que impiden la eliminación total del agua, la presión hidrostática y la tensión superficial.

La presión hidrostática se elimina agitando el aceite y logrando que el agua tenga una trayectoria desde el fondo del contenedor, hasta la superficie del mismo. La tensión superficial se disminuye reduciendo la presión absoluta, hasta que el agua tenga el volumen necesario, para que la diferencia de densidades permita que el agua se libere en forma de vapor. El siguiente paso es reducir la relación de volúmenes con la formación de películas o gotas pequeñas, proporcionando una superficie mayor de contacto con el vacío de la cámara. La formación de gotas se genera con la inyección del aceite a presión, a través de un filtro de fibra de vidrio o de un material semejante, que tiene la propiedad de cortar el aceite en pequeñas partículas. El proceso de deshidratación y de desgasificación se lleva a cabo en forma continua.

En la **figura 1.6.2** se muestra un recipiente hermético, que contiene una mezcla de agua-aceite y se ven dos gotas (*a*) y (*b*). Se observa que sobre la gota (*a*) existe una presión que depende de la altura (*h*) de la columna de aceite sobre ella, debido a la diferencia de gravedad específica. Por agitación, la presión hidrostática desaparece, entonces el agua (*a*) estará en la superficie al igual que (*b*). El siguiente paso consiste en romper la tensión superficial, eliminando la presión absoluta.

La curva mostrada en la **figura 1.6.3**, indica la cantidad de agua contenida en el aceite en función de la temperatura. En la **figura 1.6.4** se muestra la curva del punto de ebullición del agua, en función de la presión absoluta. La curva de la **figura 1.6.5** indica la cantidad de aire y gases contenidos en el aceite, en función de la presión absoluta.

El uso de estas gráficas determina el procedimiento para obtener las condiciones requeridas en el transformador. La **figura 1.6.3** muestra la posibilidad de pasar el agua en solución, a agua libre, abatiendo la temperatura. Una vez que esté libre, se remueve fácilmente con el abatimiento de la presión. La **figura 1.6.5** muestra que es posible la extracción del aire y de los gases en el aceite, aplicando vacío hasta obtener una cantidad aceptable. Es decir, se obtienen resultados satisfactorios si se balancean los parámetros de presión y temperatura.

Para obtener el aceite deseado, la presión y la temperatura dependen del aceite que esté siendo tratado. Si por ejemplo, se requiere un contenido de agua de 30 ppm y 1% de gases disueltos, de la **figura 1.6.3** se obtiene una temperatura aproximada de 14°C. La presión absoluta de ebullición a esta temperatura es de 30 mm de Hg, como se observa en la **figura 1.6.3**.

De la **figura 1.6.4**, se obtiene que para el 1% de gases disueltos requeridos, es necesario lograr un vacío de 60 mm de Hg. Por lo tanto, con la presión absoluta necesaria para eliminar el agua, se obtiene un valor inferior al 1% de gases en el aceite. Es conveniente garantizar la extracción del agua y gases disueltos en el aceite, abatiendo la presión absoluta a un valor menor que el requerido para la ebullición del agua.

El equipo que se usa comúnmente en CFE, para la deshidratación y desgasificación de aceites antes de ponerse en servicio, se indica en la **figura 1.6.6** y está integrado por las siguientes partes:

- Cámara desgasificadora hermética
- Sistema de alto vacío
- Bomba
- Reforzador
- Tablero de control
- Calentadores
- Filtros
- Bomba de alimentación
- Bomba de descarga
- Medidor de flujo
- Manómetros

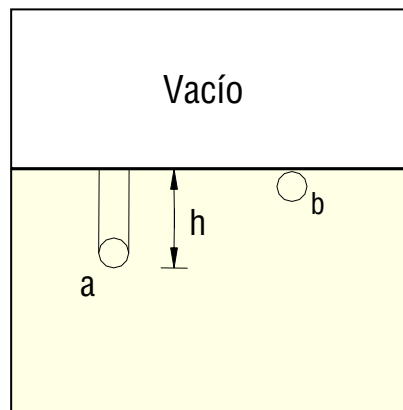


Figura 1.6.2 Recipiente con emulsión aceite agua.

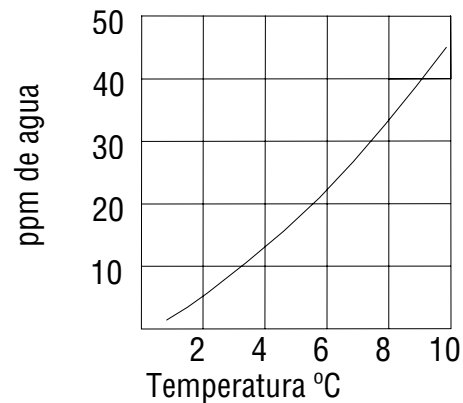


Figura 1.6.3 Cantidad de agua en el aceite en función de la temperatura.

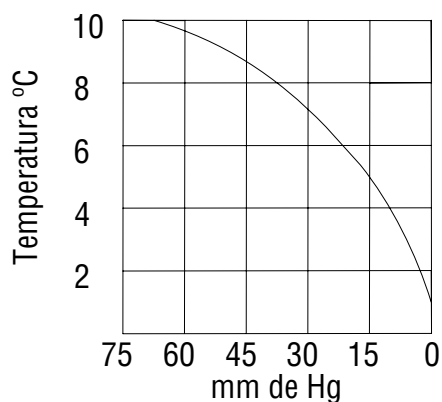


Figura 1.6.4 Punto de ebullición del agua en función de la presión.

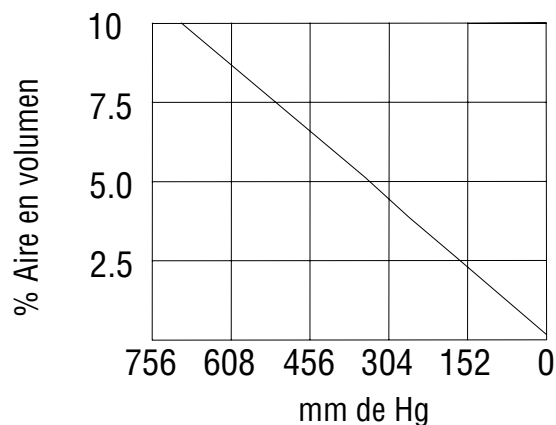


Figura 1.6.5 Cantidad de aire y gases en función de la presión absoluta.

Todo el equipo de deshidratación y degasificación está montado en una base común. La cámara degasificadora está construida con acero al carbón y en su interior tiene un recubrimiento de pintura insoluble en el aceite. Está diseñada para trabajar a alto vacío y cuenta con un indicador de presión absoluta y una válvula de rompimiento de vacío.

El sistema de bombas para alto vacío consta de dos pasos: cuando la primera etapa logra aproximadamente 170 mm de Hg, entra en operación la segunda que es un reforzador. Con este sistema de vacío se logra una presión absoluta de 200 μ m de Hg en la cámara, dependiendo de la capacidad de las bombas. Este sistema cuenta con circuitos de enfriamiento de aceite y agua, con un ventilador y un radiador semejantes a los de un automóvil.

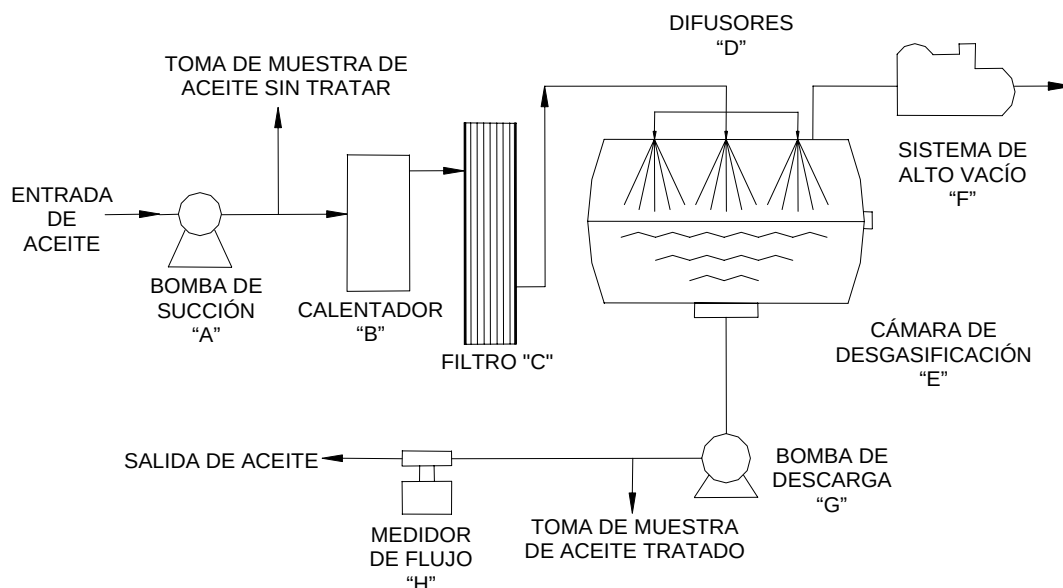


Figura 1.6.6 Sistema típico de degasificación y deshidratación de aceite.

En el tablero de control, están los interruptores para el arranque y paro del sistema de vacío que operan las bombas de entrada y descarga del aceite. Cuenta con una carátula indicadora de la presión absoluta,

alarmas sonoras de sobretensión y alto o bajo nivel de aceite. Tiene resistencias eléctricas calefactoras que rodean la tubería por donde fluye el aceite y están dispuestas de tal manera que se pueden obtener tres niveles de temperatura, a través de un interruptor selector, localizado en el tablero.

La retención de partículas en el aceite se realiza con filtros tipo cartucho, con los cuales es posible eliminar partículas sólidas mayores de $0.5\ \mu\text{m}$, con una eficiencia del 90%. Es notorio cuando el filtro se satura, ya que se observa un aumento en la presión en los manómetros que están a la entrada y salida del filtro; entonces éste se retira y se coloca otro en buen estado.

Las bombas de alimentación y descarga están diseñadas para operar a alto vacío y son del tipo de engranes de desplazamiento positivo. Su función es mantener un flujo continuo de aceite. Se cuenta, además, con válvulas de muestreo en la entrada y descarga de la cámara de vacío y un medidor de flujo de aceite instalado en la tubería de descarga.

El aceite llega al lugar donde se va a utilizar, en contenedores de 200 litros, en pipas o en carros-tanque. Se recomienda verificar el aspecto visual y la rigidez dieléctrica del aceite de cada recipiente. Si se encuentra en buen estado, se descarga en una bolsa de neopreno y se almacena para su tratamiento.

El tratamiento de deshidratación y desgasificación se realiza de la siguiente forma: en primer lugar, se extrae el aceite de la bolsa por medio de la bomba de succión “A”, **figura 1.6.6**, enseguida se pasa a los calentadores “B”, en donde se eleva la temperatura a 40°C , aunque de preferencia no se deben usar estos calentadores por razones mencionadas anteriormente. Después el aceite se envía al filtro “C”, con la finalidad de retener las impurezas sólidas que están en el líquido. Posteriormente pasa a los difusores “D”, que se localizan en la cámara desgasificadora “E”, los cuales atomizan el aceite para lograr la mayor cantidad expuesta al vacío y aumentar así la eficiencia de la deshidratación y desgasificación.

El sistema de vacío “F” mantiene la presión absoluta adecuada en la cámara de vacío, conservando un nivel de aceite determinado, para realizar el tratamiento en forma continua. El aceite sale de la cámara por medio de la bomba de descarga “G” hacia el medidor de flujo “H” y de ahí a otra bolsa hermética o bien, al transformador.

En las tuberías de alimentación y descarga, existen válvulas en dos sitios para muestreo y análisis del aceite, al inicio y al final de cada ciclo de tratamiento. Esto con la finalidad de verificar en cada ciclo, los valores de rigidez dieléctrica, el contenido de agua, el contenido de gases disueltos y su aspecto visual. El tratamiento final consiste en confirmar, mediante un análisis completo, la calidad del aceite.

De acuerdo con las experiencias en sitio del personal de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), es suficiente que el aceite pase tres veces a través de la cámara, con un vacío ($400\ \mu\text{m}$ de Hg) para obtener resultados satisfactorios. Se ha observado que un número mayor a cinco ciclos afecta al aceite, disminuyendo su estabilidad a la oxidación y por lo tanto, su vida útil.

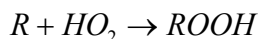
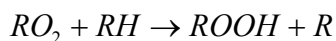
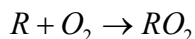
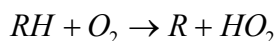
1.6.4.6 Inhibidores de oxidación para aceites aislantes

Después de transcurrido cierto tiempo, el aceite de un transformador se oxida, formando peróxidos, aldehídos, ácidos y otros compuestos orgánicos de gran peso molecular, que comúnmente se conocen con el nombre de lodos.

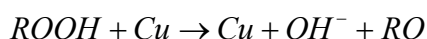
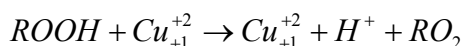
La oxidación del aceite se debe a la reacción de sus hidrocarburos con el oxígeno, el cual se acelera en presencia de catalizadores tales como el cobre y el hierro, que se encuentran presentes en el equipo eléctrico. Con base en lo anterior, es necesario evitar que exista oxígeno en el aceite o que esté en contacto con él.

La velocidad de las reacciones de oxidación depende también de los hidrocarburos aromáticos, los que actúan como inhibidores naturales en el aceite y retardan la reacción. Del total de los hidrocarburos

aromáticos en el aceite, sólo una parte actúan como inhibidores. La oxidación del aceite se puede interpretar con la ayuda del siguiente mecanismo de reacción:



En donde RH representa al aceite, $ROOH$ es un ácido, O_2 el oxígeno y el resto son radicales libres. Estas reacciones inician la oxidación, la cual se retarda con los inhibidores naturales del aceite. Los radicales libres generan a su vez otros radicales libres, provocando así una cadena de éstos y por lo tanto, la oxidación. Algunos investigadores exponen que el fierro y el cobre reaccionan con los ácidos, generando así los radicales libres:



No sólo el cobre, sino también el óxido de cobre que se encuentra en pequeñas cantidades en cualquier superficie de cobre, reacciona para provocar la cadena de radicales libres. Se ha demostrado que basta con cantidades muy pequeñas de cobre soluble, para que la reacción se lleve a cabo, aumentando considerablemente el factor de potencia. La catálisis debida al cobre, aumenta con la presencia de impurezas de azufre y nitrógeno en el aceite, promoviendo la solubilización o ionización del cobre.

Para obtener un deterioro más lento del aceite, se debe hacer lo siguiente: detener la generación de radicales libres o de activar el metal catalizador. Existen en el mercado dos productos químicos que ayudan a lograrlo: el 2.6 diterbutil paracresol, que es un antioxidante y un n-n' disalicilideno-1,2 propandiamina, que es un desactivador metálico.

Después de probar con productos sulfúricos amínicos y fosforados, se determinó que el 2.6 diterbutil paracresol, conocido como DBPC, es un antioxidante satisfactorio. Este tipo de inhibidores de oxidación retarda la oxidación del aceite hasta que se consume, y puede agregarse nuevamente al aceite, después de un proceso de regeneración adecuado.

Los inhibidores sintéticos de tipo amínico existen en el mercado. Sin embargo, no se aplican en aceites aislantes, porque tienden a aumentar considerablemente el factor de potencia.

A continuación se enlistan algunas características del DBPC.

- Es un antioxidante efectivo y estable en pequeñas concentraciones
- Se encuentra a la venta con alto grado de pureza
- Es totalmente soluble en aceite e insoluble en agua
- Los productos de oxidación del DBPC son solubles en aceite y no precipitan lodos
- Se puede mantener en concentraciones de hasta 10% a bajas temperaturas, sin cristalizarse
- Es insoluble en álcalis acuosos y no se elimina en los procesos de tratamiento con materiales activados tales como la tierra Fuller, si la temperatura está por debajo de los 60°C

El DBPC reacciona con los peróxidos para producir compuestos relativamente inertes. También se admite que al reaccionar los DBPC con el antioxidante y convertirlos en moléculas estables, se suprime la propagación de los radicales libres, resultando un radical relativamente inerte.

La velocidad con la que el inhibidor se consume en el aceite, depende de la cantidad de oxígeno, de los contaminantes solubles, de los agentes catalíticos y de la temperatura. Para protegerlos del aire y la humedad en los transformadores sellados, o los que tienen una atmósfera de gas inerte, los beneficios del inhibidor aumentan en gran proporción. Cuando el inhibidor se consume, aumenta la velocidad de oxidación.

Entre los compuestos que ayudan a desactivar los metales en el aceite están el SLIG-MD, un producto alemán cuya composición química exacta no se conoce, pero se sabe que es un n-n' disalicilideno-1,2 propandiamina. Este tipo de compuesto forma con los iones metálicos compuestos complejos, con lo cual, los metales pierden su carácter iónico y por lo tanto, su habilidad para propagar radicales libres.

1.6.4.7 Manejo y almacenamiento del aceite

Generalmente, el aceite aislante no se utiliza inmediatamente después de que se concluye su refinación, sino que pasa por etapas de almacenamiento y vaciado en recipientes, para su traslado a otros lugares. Si estas operaciones se realizan en forma inadecuada, el aislante se contamina, provocando una disminución en su capacidad como dieléctrico. Deben extremarse las medidas de protección en cuanto a su almacenamiento, transporte y manejo, pues de esto depende que el aceite se conserve en óptimas condiciones.

El almacenamiento del aceite en tanques debe realizarse, cuidando que estén limpios, secos, equipados con respiraderos o drenes y que su pared interior esté cubierta con pintura resistente al aceite para evitar la corrosión.

Si el almacenamiento es de tiempo corto, por ejemplo de hasta tres meses, se deben instalar respiraderos con algún material desecante (sílica gel u óxido de aluminio) para limitar la entrada de humedad. Las bolsas de neopreno se utilizan para un almacenamiento de corta y larga duración, teniendo la precaución de efectuar pruebas periódicas de evaluación. Se debe garantizar que las bolsas estén limpias y sin residuos de aceite, antes de su uso.

Es común que la CFE realice el almacenamiento del aceite en tambores, lo cual debe hacerse de preferencia bajo techo, fuera del temporal y no expuesto a cambios bruscos de temperatura.

Los tambores deben almacenarse por encima del nivel del piso e invertirlos, de manera que los tapones queden en la parte inferior. En caso de que no sea posible tenerlos en forma vertical, deben colocarse horizontalmente, con los tapones a la misma altura del piso, estibados en una cama de madera.

Los tambores se deben identificar de acuerdo con su contenido: aceite limpio, aceite deteriorado y aceite nuevo.

Se debe cuidar que no se derrame aceite tanto en su almacenaje como en el muestreo.

El lugar donde se almacene el aceite debe estar protegido contra incendios, pero en caso que hubiese alguno, la manera más apropiada de extinguirlo sería sofocando las llamas, bloqueando la entrada de aire nuevo. Y aunque los extinguidores químicos para fuego son efectivos, no se debe usar agua, a menos que se aplique con una boquilla atomizadora.

El aceite se puede transportar utilizando camiones pipa, de los cuales los tanques deben estar sellados herméticamente y ser de acero inoxidable o de aluminio, para evitar la oxidación.

Si se transporta en tambores, deben colocarse en posición vertical con los tapones en la parte inferior o en forma horizontal, estar siempre tapados con una lona o transportados bajo techo.

Si se transporta en bolsa de neopreno, la bolsa debe atarse con firmeza a un camión y sólo se recomienda para distancias cortas, evitando el movimiento excesivo del aceite.

El aceite deteriorado no se debe tirar al drenaje, sino más bien se deberá almacenar para su regeneración.

1.7 Sistemas de enfriamiento y cargabilidad

En esta sección se definen algunos conceptos generales de electricidad, relacionados con la corriente de *eddy* o *Foucault*, el efecto Joule, y la curva de histéresis. Posteriormente se mencionan los métodos de transferencia del calor y se describen los tipos de enfriamiento utilizados en los transformadores y la nomenclatura asociada que se utiliza para identificarlos.

Finalmente se mencionan los límites de sobrecarga en transformadores sumergidos en aceite, los tipos de carga y su interrelación. Se presenta un ejemplo de cálculo para determinar el envejecimiento y perfil de carga de un transformador.

1.7.1 Introducción

La energía convertida en calor en el circuito magnético por histéresis, corrientes de *eddy* y en el cobre de los devanados por efecto *Joule*, se disipa utilizando un medio refrigerante para evitar la degradación de los aislamientos debido a altas temperaturas.

Los medios refrigerantes más usuales en los transformadores son: el aire, el aceite dieléctrico, el silicón, los bifenilos policlorados y el gas SF_6 . El más utilizado es el aceite dieléctrico, por ser uno de los mejores medios refrigerantes con buenas propiedades dieléctricas. Aunque algunos de los aceites contienen bifenilos policlorados, que está prohibido usarlos por sus efectos nocivos al medio ambiente.

1.7.2 Conceptos generales

Efecto Joule

Cuando en un conductor circula una corriente eléctrica, parte de la energía cinética de los electrones se transforma en calor, debido al choque que sufren con las moléculas del conductor, elevando la temperatura del mismo. Este efecto se conoce como efecto Joule en honor a su descubridor el físico británico *James Prescott Joule*, que lo estudió en 1860.

Este efecto se define como la cantidad de energía calorífica producida por una corriente eléctrica y depende directamente del cuadrado de la intensidad de la corriente, del tiempo que circula por el conductor y de la resistencia que se opone al paso de la corriente. Matemáticamente se expresa como:

$$Q = I^2 \cdot R \cdot t$$

Donde:

Q , Energía calorífica producida por la corriente (J)

I , Intensidad de la corriente (A)

R , Resistencia eléctrica del conductor (Ω)

t , Tiempo (s)

Corrientes de eddy o de Foucault

Las corrientes inducidas se generan cuando un conductor se mueve en un campo magnético o se encuentra fijo en un campo variable. Las corrientes inducidas circulan turbulentamente por todo el volumen metálico, por este motivo se les denomina corrientes en torbellino, *eddy* o de *Foucault*.

De acuerdo con la ley de Lenz, las corrientes de *Foucault* se oponen a la variación de flujo que las produce y aunque las fuerzas electromagnéticas inducidas son pequeñas, las corrientes de *Foucault* pueden ser muy intensas debido a que la resistencia del conductor es pequeña.

La energía de las corrientes de *Foucault* se utiliza para frenado dinámico o bien se transforma en calor por efecto *Joule*. Para evitar sus efectos, se aumenta la resistencia de la trayectoria del núcleo magnético. Esto se realiza fabricando núcleo con láminas delgadas y separadas por una capa de barniz aislante.

Las corrientes de *Foucault* tienen algunas aplicaciones prácticas, por ejemplo en hornos eléctricos de inducción, en los que el material que debe fundirse se coloca en un recipiente metálico que está sometido a rápidas e intensas oscilaciones del campo magnético, produciéndose intensas corrientes de *Foucault* que, por efecto *Joule* logran fundir el material.

Histéresis

Cuando en un campo magnético actúa un material ferromagnético y cesa la aplicación de éste, el material no anula completamente su magnetismo, sino que lo conserva de manera residual. Este fenómeno se llama *histéresis* magnética, que significa inercia o retardo. Los materiales tienen una cierta inercia a cambiar su campo magnético. Para desmagnetizarlo, se requiere la aplicación de un campo magnético de igual magnitud y de sentido contrario al inicial.

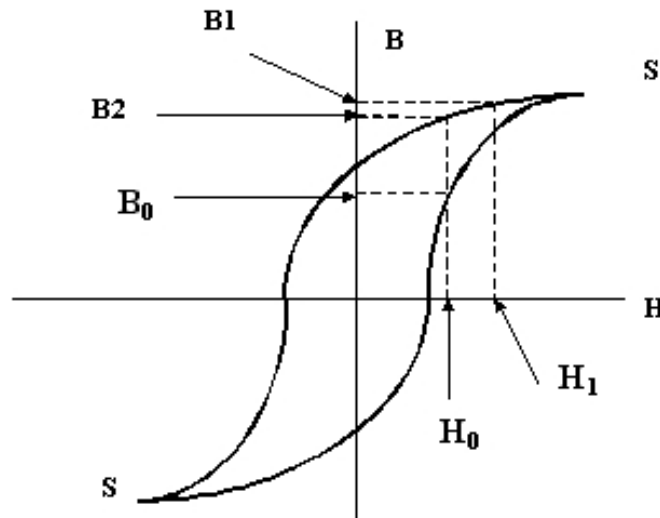


Figura 1.7.1 Curva de histéresis.

La **figura 1.7.1** representa el *ciclo de histéresis*, también llamado *lazo* o *bucle* de histéresis, de un material magnético, si suponemos que una bobina genera una intensidad de campo H en dicho material magnético, el cual induce una densidad de flujo de valor B . Por lo tanto, a una intensidad de campo H_0 le corresponderá una inducción de valor B_0 . Si ahora aumenta H , incrementando la corriente que circula por la bobina, hasta un valor H_1 , B , también aumentará hasta B_1 .

Pero si ahora restituimos H a su valor inicial H_0 , B no vuelve a B_0 , sino que toma un valor diferente, igual a B_2 . Se observa que el camino "hacia arriba" es distinto al "regreso", lo que implica que para restituir la inducción en el núcleo a su primitivo valor, es preciso aplicar una corriente suplementaria de signo opuesto. El punto S en la **figura 1.7.1**, representa la saturación del núcleo magnético. Una vez saturado el núcleo, B no puede aumentar por mucho que se incremente H .

En las máquinas eléctricas (transformadores, motores, generadores), se requiere un núcleo con un ciclo de histéresis lo más estrecho posible y lo más alargado posible para evitar la saturación, como el de la **figura 1.7.2**.

Aplicando una potencia para magnetizar un núcleo, la cual no tiene otra aplicación práctica, se considera como la potencia perdida para magnetizar el núcleo y representa las pérdidas por histéresis.

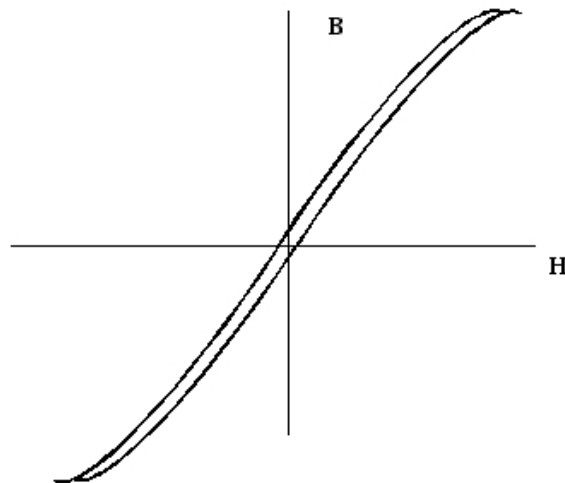


Figura 1.7.2 Ciclo de histéresis de un núcleo no saturable.

1.7.3 Funciones del aceite aislante en transformadores

En esta sección se enfoca a la función del aceite como medio refrigerante, ya que su función como medio aislante se trata ampliamente en la sección 1.6 de este manual.

El aceite aislante en un transformador tiene las siguientes funciones:

- Actúa como aislante eléctrico
- Actúa como refrigerante

Durante la operación de transformadores, las pérdidas de energía se manifiestan en forma de calor. Los devanados y el núcleo del transformador son las principales fuentes de calor, así como también las estructuras metálicas.

Las fuentes de calor están localizadas por orden de importancia en:

a) Los devanados, debido a las pérdidas RI^2 y por corrientes parásitas en el cobre.

$$W_{cu} = RI^2 + W_i$$

Donde:

W_{cu} , Pérdidas totales en el cobre (W)

RI^2 , Pérdidas totales en el devanado en forma de calor (W)

W_i , Pérdidas parásitas en el cobre (W)

b) El núcleo, debido a las pérdidas de excitación.

$$W_{fe} = W_h + W_e$$

Siendo:

W_{fe} , Pérdidas totales en el núcleo (W)

W_h , Pérdidas de histéresis (W)

W_e , Pérdidas por corrientes parásitas en núcleo (W)

c) Los herrajes y el tanque, debido a las corrientes parásitas inducidas por el campo magnético disperso.

$$W_p = f(\Phi, l)$$

Donde:

W_p , Pérdidas por corrientes parásitas en herrajes y tanque (W)

Estas pérdidas no se miden en forma directa e independiente, y durante las pruebas de pérdidas con carga e impedancia, se consideran parte de las pérdidas indeterminadas. Para evitar la degradación de los devanados debido al calor generado, se adicionan al transformador uno o dos de los diferentes sistemas de enfriamiento que existen. En la práctica, los métodos para disipar el calor dependen del tamaño del equipo y de la cantidad de calor que necesita ser disipada.

La magnitud y la localización de las fuentes de calor por fallas en el diseño o manufactura, modifican la distribución de las temperaturas internas normales, originando puntos calientes que deterioraran los aislamientos.

Influencia de la temperatura ambiente

La temperatura ambiente es un factor importante para determinar la capacidad de carga de un transformador. Las elevaciones de temperatura debidas a la carga, se suman a la temperatura ambiente para determinar la temperatura de operación. La temperatura promedio del transformador se determina en un periodo de 24 horas, a una temperatura ambiente promedio de 30°C.

1.7.4 Transferencia de calor en un transformador

Las formas de transferencia de calor de un transformador por orden de importancia son:

- Convección
- Radiación
- Conducción

Convección

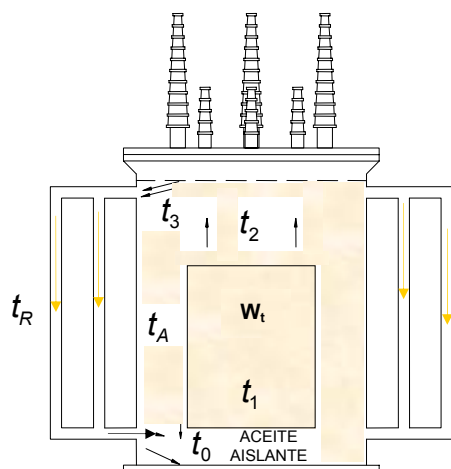
La transferencia de calor por convección es posible de dos maneras:

Convección natural

Termofusión es el fenómeno de circulación natural que presentan los fluidos, debido a la diferencia de densidades que se origina al calentarse. En el flujo por convección natural, las fuerzas debidas a las diferentes densidades de los líquidos son muy pequeñas.

La columna del aceite comienza en la parte inferior de la bobina y se extiende al extremo superior del aceite, donde permanece a su máximo valor. De manera similar, la columna del aceite frío comienza en la parte

superior de los radiadores y se expande hacia el fondo del tanque a través de ellos. En la **Figura 1.7.3** se observa la transmisión natural del aceite aislante en un transformador.



W_t = Fuente de calor

t_R = Temperatura del radiador

t_A = Temperatura del aceite

$\Delta P_c = K_{EXP} \delta_A \Delta t$ = Incremento del peso de la columna

K_{EXP} = Coeficiente de expansión térmica del aceite

δ_A = Densidad del aceite

Δt = Incremento de temperatura

$t_0 \leq t_1 < t_2; t_3 > t_0$

$t_A = \frac{t_1 + t_2}{2} > \frac{t_0 + t_3}{2} = t_R$

$P_{cA} \leq P_{cR}$

P_{cA} = Peso de la columna de aceite

P_{cR} = Peso de la columna del radiador

Figura 1.7.3 Enfriamiento de un transformador por convección natural del aceite aislante.

El flujo de líquido aislante a través de los devanados del transformador por convección natural, se conoce como “flujo no dirigido”. En los casos donde se utilizan bombas o ventiladores, y radiadores, el líquido aislante se envía a los devanados y se llama “flujo dirigido”. En este flujo existe un cierto grado de control del líquido aislante a través de los devanados.

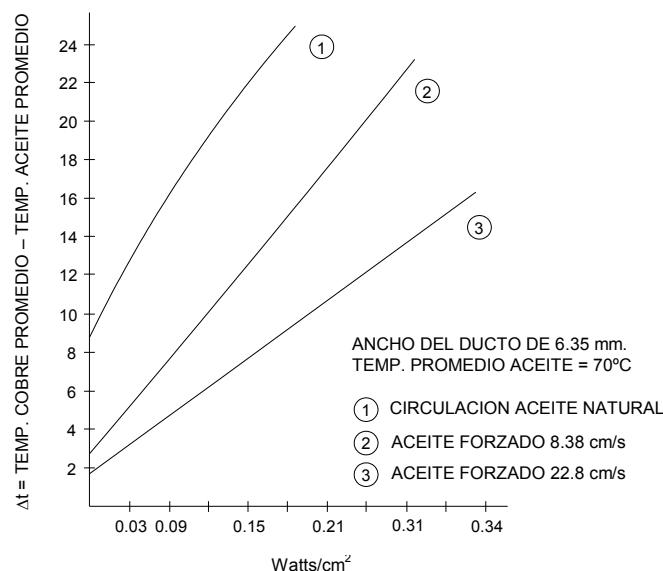


Figura 1.7.4 Familia de curvas por convección del aceite en el ducto de una bobina.

Convección forzada

Con la finalidad de incrementar la eficiencia de transmisión del calor, se utilizan bombas para dirigir al aceite a velocidades elevadas, sobre las superficies de los devanados.

En la **figura 1.7.4** se observa el fenómeno de convección forzada a diferentes velocidades de flujo en el ducto de un devanado.

El coeficiente de transferencia de calor del aceite aislante, se determina por sus propiedades físicas tales como: densidad relativa, calor específico, conductividad térmica y viscosidad.

La densidad relativa del aceite disminuye al aumentar la temperatura, tal propiedad se aprovecha para el enfriamiento por convección y radiación del transformador.

El calor específico y la conductividad térmica del aceite aislante, dependen de la temperatura y están relacionados con la densidad del aceite, como se observa en las **figuras 1.7.5 y 1.7.6**.

La conductividad térmica del papel aislante, impregnado con aceite aislante es de alrededor de 1/3 a 1/4 de la conductividad térmica del aceite y 0.05% de la conductividad térmica del cobre, referidos a la misma temperatura.

Al calentar el aceite aislante disminuye su viscosidad, lo cual permite que fluya fácilmente y aumente la transmisión del calor. La temperatura entre la superficie de una bobina, el aceite y la superficie del tanque disminuye, a medida que el aceite fluye más rápidamente y disminuye la diferencia de temperaturas, entre la parte superior e inferior del tanque. Sin embargo, debido a la baja viscosidad del aceite, sus variaciones con la temperatura son pequeñas y prácticamente despreciables. En la **figura 1.7.7** se observa la variación del coeficiente de transferencia de calor, en función de la viscosidad del aceite aislante.

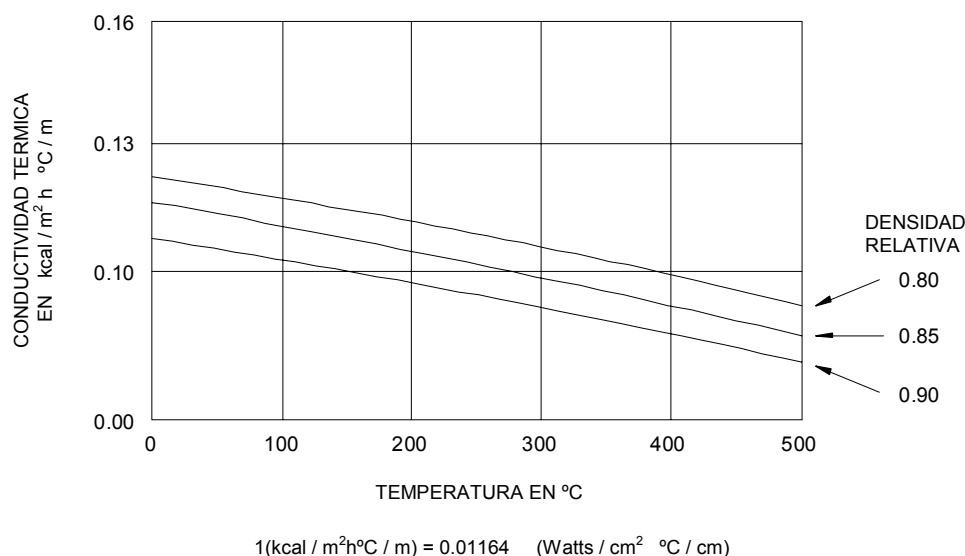


Figura 1.7.5 Conductividad térmica del aceite aislante con diferentes densidades relativas en función de la temperatura.

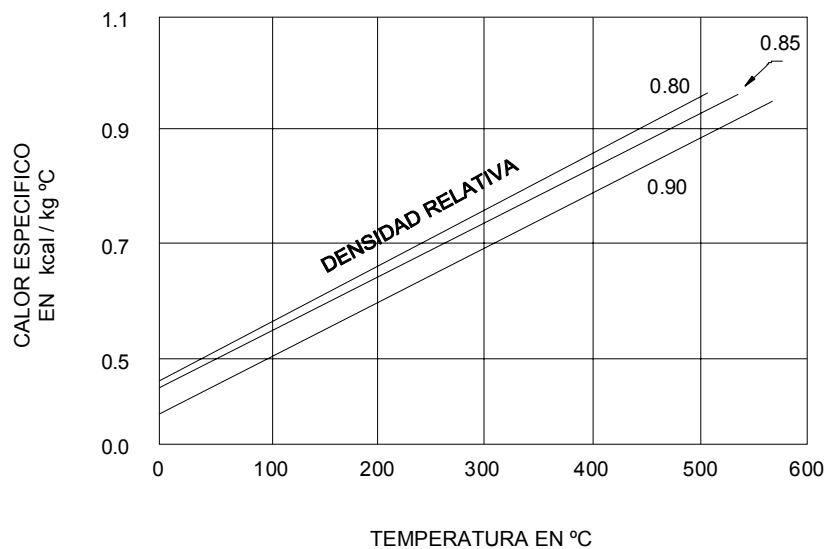
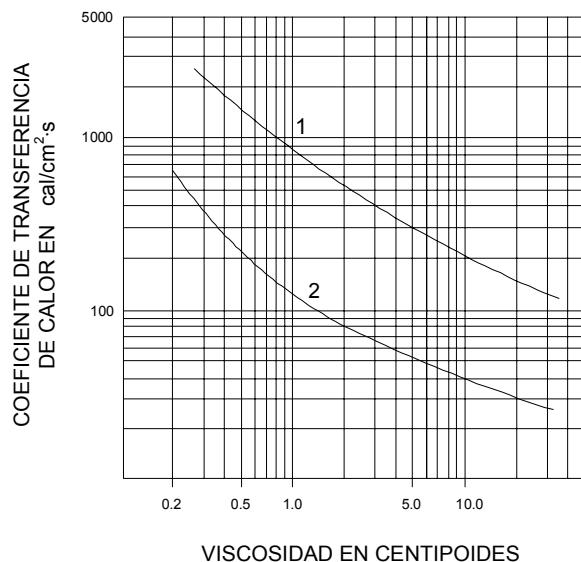


Figura 1.7.6 Calor específico del aceite aislante con diferentes densidades relativas, en función de la temperatura.

Radiación

Consiste en la emisión o absorción de ondas electromagnéticas que se desplazan a la velocidad de la luz. Todos los cuerpos continuamente irradian energía en forma de ondas electromagnéticas. La rapidez con que un cuerpo emite esta radiación térmica aumenta rápidamente con la temperatura, y es aproximadamente proporcional a T^4 , donde T es la temperatura en grados Kelvin del cuerpo. En temperaturas elevadas, la radiación es frecuentemente el principal mecanismo de pérdidas de calor.



$$\text{Poise} = \text{Unidad dinámica de viscosidad} = \frac{g}{cm \cdot s}$$

1.- Velocidad del flujo de 1.2 m/s

2.- Velocidad del flujo de 0.3 m/s

Figura 1.7.7 Coeficiente de transferencia de calor en radiadores, como una función de la velocidad del flujo y la viscosidad del aceite aislante.

Conducción

La conducción es un proceso por el cual se transmite el calor, debido a una actividad molecular en una sustancia y su capacidad para conducir el calor, se mide por la conductividad térmica.

Esta forma de transferencia de calor es un proceso lento y se presenta en algunas componentes del transformador. Por ejemplo, el flujo de calor del papel al aceite aislante es por convección natural o forzada; la transferencia de calor a través del metal de los radiadores es por conducción; y parte del calor que transfieren las partes metálicas externas del transformador hacia la atmósfera es por radiación.

1.7.5 Tipos de enfriamiento

La selección del sistema de enfriamiento de un transformador es importante, debido a su influencia en la vida útil y en la capacidad del equipo, así como en el costo y en el espacio disponible para su instalación.

Los métodos de enfriamiento para transformadores sumergidos en líquido aislante, se clasifican de acuerdo con la designación indicada en las **tablas 1.7.1 y 1.7.2**.

Tabla 1.7.1 Designación del tipo de enfriamiento para transformadores de potencia

1 ^{ra} letra	2 ^{da} letra	3 ^{ra} letra	4 ^{ta} letra
Medio	Mecanismo	Medio	Mecanismo
Indica el medio de enfriamiento en contacto con los devanados.		Indica el medio de enfriamiento externo.	

Los diversos tipos de enfriamiento para los transformadores sumergidos en líquidos, tienen las designaciones indicadas en la **tabla 1.7.2**.

Tabla 1.7.2 Tipos de enfriamiento utilizados en transformadores de potencia

		Código	Descripción
Interno	1 ^{ra} Letra (Medio)	O	Líquido con punto de inflamación • 300°C
		K	Líquido con punto de inflamación > 300°C
		L	Líquido sin punto de inflamación de medición
	2 ^{da} Letra (Mecanismo)	N	Convección natural a través de equipo de disipación y devanados
		F	Circulación forzada a través de equipo de disipación, convección natural en devanados
		D	Circulación forzada a través de equipo de disipación, flujo dirigido en devanados principales
Externo	3 ^{ra} Letra (Medio)	A	Aire
		W	Agua
	4 ^{ta} Letra (Mecanismo)	N	Convección natural
		F	Circulación forzada

Las designaciones americanas y europeas de las clases de enfriamiento para transformadores tipo seco, se muestran en la **tabla 1.7.3**.

Tabla 1.7.3 Clases de enfriamiento para transformadores de tipo seco

Clase de aislamiento	Designación IEEE-C57.12.01	Designación IEC-76-2
Ventilado con enfriamiento por circulación natural de aire	AA	AN
Ventilado con enfriamiento por circulación forzada de aire	AFA	AF
Ventilado con enfriamiento por circulación natural de aire/con circulación forzada de aire	AA/FA	ANAF
Sin ventilación con enfriamiento	ANV	ANAN
Tanque sellado herméticamente con enfriamiento por circulación natural de aire	GA	GNAN

Han surgido cambios en las designaciones de los tipos de enfriamiento, por tal razón en la **tabla 1.7.4** se presenta la designación anterior y la actual.

Tabla 1.7.4 Tipos de enfriamiento utilizados en transformadores de potencia

Tipo de enfriamiento		Descripción
Designación anterior	Designación actual	
OA	ONAN	Sumergido en líquido aislante, con enfriamiento natural
OA/FA	ONAN/ONAF	Sumergido en líquido aislante con enfriamiento natural y enfriamiento con aire forzado
OA/FOA/FOA	ONAN/ODAF/ODAF	Sumergido en líquido aislante con enfriamiento natural/ aceite dirigido-aire forzado/aceite dirigido-aire forzado
FOA	OFAF	Sumergido en líquido aislante, con enfriamiento por aceite forzado y de aire forzado
OW	ONWN	Sumergido en líquido aislante con enfriamiento por agua
FOW	OFWF	Sumergido en líquido aislante, con enfriamiento de aceite forzado y enfriadores de agua forzada

Generalmente, un transformador se especifica con más de un rango de potencia. Es decir, un transformador por convección natural, logra disipar una cantidad determinada de calor con uno o dos rangos de potencia. Cuando se integran ventiladores, se tiene una disipación adicional del calor y por lo tanto, una potencia adicional. Los equipos que presentan esta característica, deben mostrar en su placa de datos la potencia y la clase de enfriamiento designado para cada rango de potencia.

ONAN: Sumergido en líquido aislante, con enfriamiento natural

En estos transformadores, el aceite aislante circula por convección natural dentro de un tanque con paredes lisas o corrugadas, o bien provistos de enfriadores tubulares o radiadores desmontables.

Por lo general, en transformadores mayores de 50 kVA, se usan tubos radiadores o tanques corrugados para disminuir las pérdidas. En capacidades superiores a 3 MVA, se usan radiadores del tipo desmontable.

ONAN/ONAF: Sumergido en líquido aislante con enfriamiento natural y enfriamiento con aire forzado

Es básicamente un transformador ONAN, al cual se le han adicionado ventiladores para aumentar la capacidad de disipación del calor en las superficies que requieren enfriamiento.

ONAN/ODAF/ODAF: Sumergido en líquido aislante con enfriamiento natural/aceite dirigido-aire forzado/aceite dirigido-aire forzado

El régimen de operación del transformador tipo ONAN en líquido aislante, se incrementa cuando se emplea una combinación de bombas y ventiladores. El incremento de la capacidad se realiza en dos pasos: primero se usa la mitad de los radiadores y la mitad de las bombas para lograr un aumento de 1.333 veces sobre el diseño ONAN. En el segundo paso, se hace trabajar a la totalidad de los radiadores y las bombas, logrando un aumento de 1.667 veces el régimen ONAN. Estos transformadores se designan con el nombre de triple régimen.

Normalmente se utilizan en transformadores de 10 MVA monofásicos o de 12 MVA trifásicos y mayores, con base en el régimen ONAN.

OFAF: Sumergido en líquido aislante, con enfriamiento por aceite forzado y por aire forzado

Este tipo de transformadores se usa con los ventiladores y las bombas de aceite trabajando al mismo tiempo, tales condiciones absorben cualquier carga pico a plena capacidad.

ONWN: Sumergido en líquido aislante con enfriamiento por agua

En estos transformadores, el agua de enfriamiento se conduce a través de serpentines, los cuales están en contacto con el aceite aislante del transformador y se drena por gravedad o por medio de una bomba independiente.

OFWF: Sumergido en líquido aislante, con enfriamiento de aceite forzado con enfriadores de agua forzada

El transformador es prácticamente igual que el FOA, sólo que el cambiador de calor es del tipo agua-aceite, y por tanto el enfriamiento de aceite se hace por medio de agua sin tener ventiladores.

1.7.6 Límites de sobrecarga de transformadores sumergidos en aceite

Una de las consecuencias que se tienen al operar los transformadores bajo condiciones de sobrecarga, es la elevación de la temperatura, la cual puede rebasar los límites establecidos por las normas. El efecto de elevación de la temperatura de operación es el envejecimiento del sistema aislante, el cual se acelera en función del incremento de la temperatura. Para minimizar estos efectos en situaciones de sobrecarga, se deben emplear metodologías para administrar los ciclos de carga, con la finalidad de controlar las temperaturas de operación y, por lo tanto, el envejecimiento acelerado de los transformadores. Dentro de estas metodologías, se debe considerar la optimización del sistema de enfriamiento y el sistema de preservación de aceite de los equipos en operación, como una forma práctica para incrementar la vida del transformador y su capacidad de sobrecarga.

El envejecimiento o deterioro del aislamiento está en función de las siguientes condiciones:

- Tiempo de exposición a temperatura
- Contenido de humedad
- Contenido de oxígeno

Con los modernos sistemas de preservación de aceite, el envejecimiento por humedad y oxígeno es mínimo, por lo que la temperatura del aislamiento es el parámetro más importante a controlar.

1.7.6.1 Efectos por sobrecarga en el transformador

La aplicación de cargas que excedan el valor de placa, involucran los siguientes riesgos para el transformador:

- Generación de gas, causada por el calentamiento creado por la sobrecarga y por las corrientes de eddy en los conductores
- Generación de gas proveniente de aislamientos adyacentes a las partes metálicas enlazadas por flujo electromagnético
- Reducción de vida útil del equipo
- Reducción de la rigidez mecánica del aislamiento de los conductores y de la estructura, por el incremento de la temperatura. Estos efectos son notorios en sobrecorrientes transitorias (fallas), ya que alcanzan sus niveles máximos
- Deformaciones permanentes por expansión térmica de los componentes del transformador.
- Fugas de aceite en las juntas de las boquillas por incremento de presión
- Arqueos y generación violenta de gases, debido al incremento de la resistencia de los contactos por acumulación de productos de descomposición del aceite, en el cambiador de *taps* bajo carga

Los equipos auxiliares del transformador (boquillas, cambiadores de derivación y transformadores de corriente) también se ven afectados por las sobrecargas. Se debe considerar que la temperatura nominal de operación de estos dispositivos es de 105°C, por lo que cualquier incremento arriba de este límite, puede provocar fallas en dichos dispositivos.

Si la temperatura superior del aceite *top oil* excede los 105°C (elevación de 65°C por encima de 40°C del ambiente), existe la posibilidad de que la expansión del aceite sea mayor que la capacidad del volumen del tanque, lo que origina que la válvula de alivio actúe liberando aceite.

Otra consecuencia grave originada por las altas temperaturas, debido a sobrecargas, es la generación de burbujas de gas. Las burbujas son producidas cuando la presión de los gases disueltos supera la presión de la columna de aceite y se originan en un intervalo de temperatura entre 140°C y 150°C. Las burbujas disminuyen considerablemente la rigidez dieléctrica del sistema aislante. La temperatura de generación de burbujas, depende de la humedad del sistema aislante aceite/papel.

La **figura 1.7.8** muestra el tiempo de generación de burbujas en un transformador, en función de la sobrecarga y el tipo de sistema de preservación del aceite. La **figura 1.7.9** muestra el tiempo de generación de burbujas en un transformador, en función de la sobrecarga y del contenido de humedad en el sistema aislante.

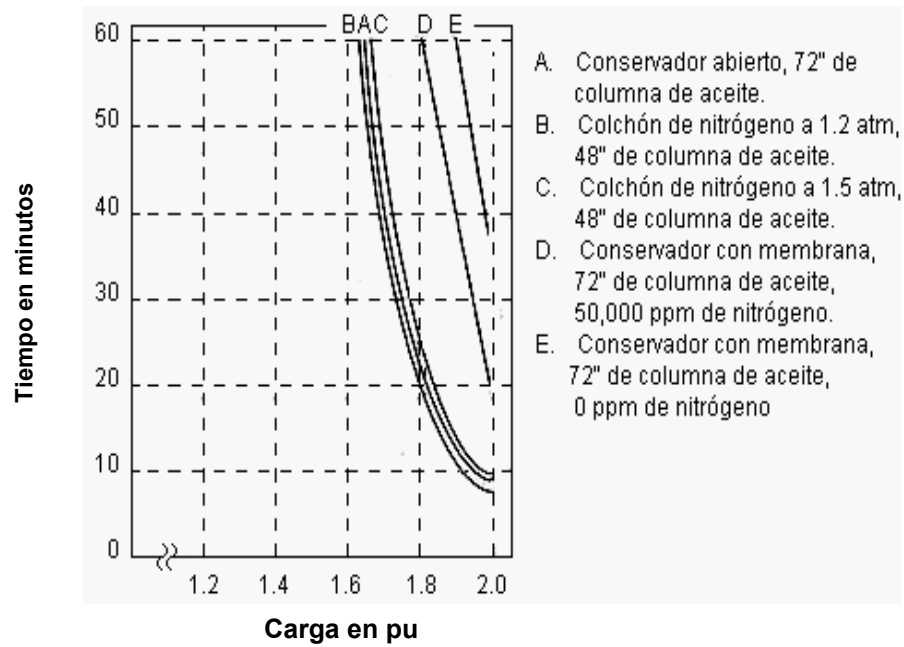


Figura 1.7.8 Tiempo para alcanzar las condiciones de formación de burbujas en función de la carga.

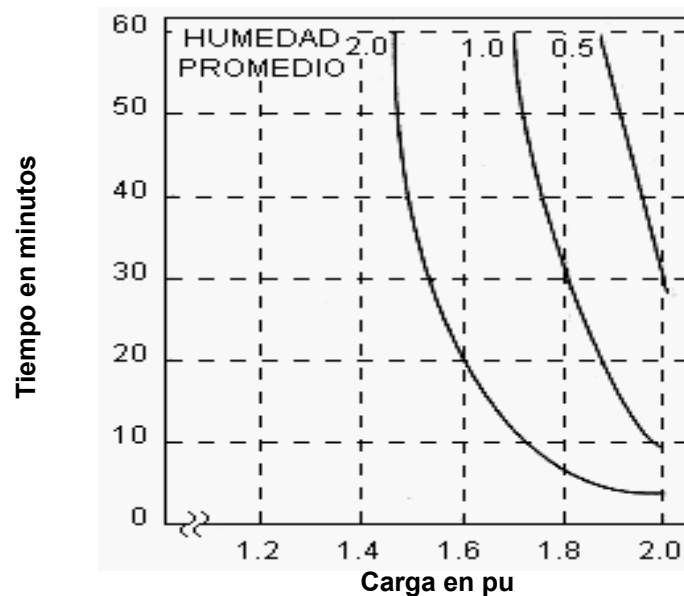


Figura 1.7.9 Tiempo para alcanzar las condiciones de formación de burbujas en función de la humedad, para transformadores con colchón de nitrógeno a 1.5 atm, con una carga inicial estabilizada de 0.75 pu.

Boquillas

Normalmente, las boquillas están diseñadas para operar a la temperatura límite del *hot spot* (el punto más caliente) de 105°C a corriente nominal y una temperatura *top oil* de 95°C.

Los efectos de las sobrecargas en las boquillas son:

- Generación de presión interna

- Envejecimiento de empaques internos
- Incremento del factor de potencia debido al envejecimiento térmico
- Formación de burbujas debido a temperaturas superiores a 140°C en los puntos más calientes
- Calentamiento de herrajes debido al flujo de dispersión

Cambiadores de derivación

Las especificaciones para cambiadores de derivaciones bajo carga son:

- El límite de elevación de temperatura es de 20°C, para contactos en aceite a 1.2 veces la corriente nominal
- Capaz de soportar 40 operaciones de ruptura, a 2 veces la carga máxima

Los contactos de los cambiadores pueden funcionar hasta 100°C, con una elevación de temperatura de 20°C a 1.2 veces la carga nominal. Si la temperatura es superior a los 120°C, se producen los siguientes efectos:

- Generación de gases
- Ruptura dieléctrica originada por los gases
- Incremento de la resistencia de los contactos

Transformadores de corriente tipo boquilla (TC's)

Para los transformadores de corriente (TC's) tipo boquilla, se toma como temperatura ambiente la temperatura superior del aceite para la condición de carga, con expectativa de vida normal (105°C), con una elevación de temperatura de 65°C.

1.7.6.2 Influencia de la temperatura ambiente en la sobrecarga

La temperatura ambiente es uno de los factores más importantes que determinan la capacidad de carga de un transformador. La temperatura final de operación del transformador es igual a la suma de la temperatura ambiente y la elevación de temperatura originada por la carga, esto debido a que la temperatura ambiente tiene un impacto directo sobre la temperatura del *hot spot*, así como sobre las temperaturas superior e inferior del aceite. Para transformadores diseñados con una elevación de temperatura de 65°C operando a plena carga, la temperatura máxima del *hot spot* es de 110°C y de 95°C para transformadores diseñados con una elevación de temperatura de 55°C.

1.7.6.3 Estimación de la pérdida de vida del transformador

Como se mencionó anteriormente, el envejecimiento del transformador está en función del tiempo de duración de la sobrecarga, del contenido de humedad, del contenido de oxígeno y de la temperatura final de operación. Con los sistemas modernos de preservación de aceite, el envejecimiento por humedad y oxígeno es mínimo, por lo que la temperatura del aislamiento es el parámetro más importante a controlar durante una sobrecarga.

La **figura 1.7.10** relaciona la vida del aislamiento del transformador por unidad, con la temperatura del *hot spot*. Esta curva utiliza como variable principal la temperatura del *hot spot*, la cual afecta la vida térmica del aislamiento. De acuerdo con esta curva, la tasa de envejecimiento del sistema aislante se acelera para temperaturas mayores a la temperatura de referencia (110°C) y disminuye para temperaturas menores.

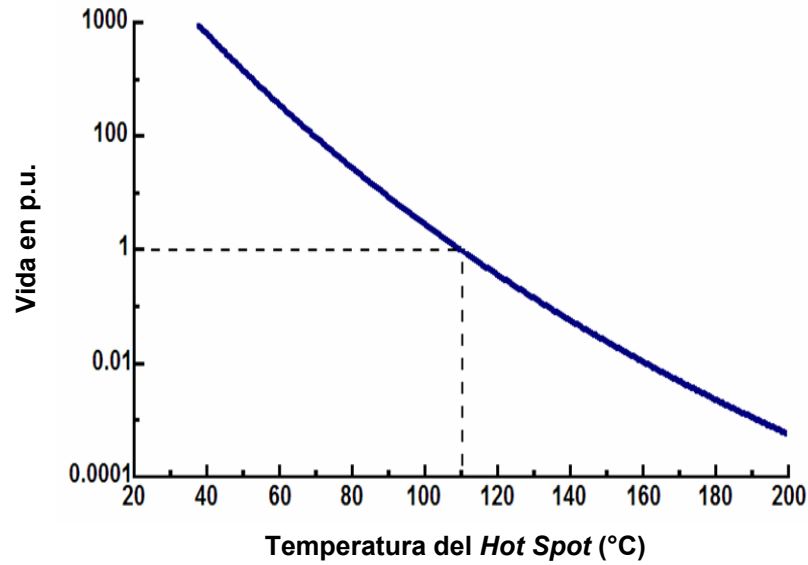


Figura 1.7.10 Vida del aislamiento del transformador en pu en función de la temperatura del *hot spot*.

La curva de vida del aislamiento está definida por la siguiente ecuación:

$$\text{Vida en pu} = 9.80 \times 10^{18} e^{\left[\frac{15000}{\Theta_H + 273} \right]} \quad (1)$$

Donde:

Θ_H , es la temperatura del *hot spot*, en °C.

La curva de la **figura 1.7.10** se usa para calcular el factor de aceleración de envejecimiento del aislamiento (F_{AA}), tanto para una carga y una temperatura dada, como para un perfil de carga en un período de tiempo determinado. La **figura 1.7.11** muestra la curva del F_{AA} en función de la temperatura del *hot spot*, para transformadores diseñados con una elevación de temperatura de 65°C. De acuerdo con esta curva, para temperaturas del *hot spot* superiores a 110°C, F_{AA} es mayor a 1, mientras que para temperaturas inferiores a 110°C, F_{AA} es menor a 1. Para calcular el F_{AA} , se emplea la ecuación 2:

$$F_{AA} = e^{\left[\frac{15000}{383} - \frac{15000}{\Theta_H + 273} \right]} \quad (2)$$

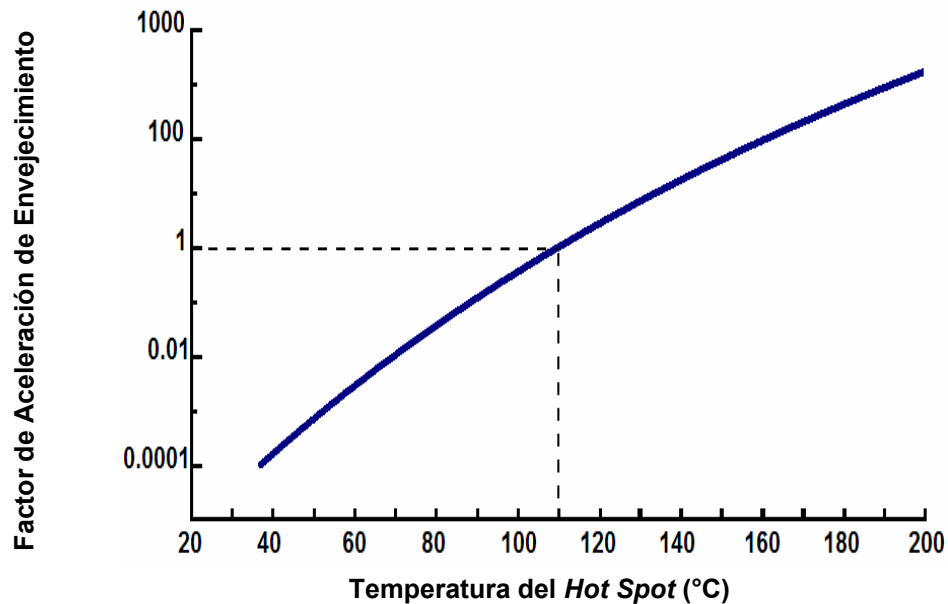


Figura 1.7.11 Factor de aceleración de envejecimiento en función de la temperatura del *hot spot*, para transformadores diseñados con una elevación de temperatura de 65°C.

La vida equivalente (en horas o en días), que se consume en un período de tiempo y un ciclo de temperatura dado, para la temperatura de referencia de 110°C, está determinada por la ecuación:

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA,n} \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n} \quad (3)$$

Donde:

F_{EQA} , es el factor de envejecimiento equivalente para un período de tiempo

n , es el intervalo de tiempo (*hrs*)

N , es el número total de intervalos

$F_{AA,n}$, Factor de aceleración de envejecimiento para la temperatura que existe en el intervalo de tiempo Δt_n .

Δt_n , Intervalo de tiempo (*hrs*)

La curva de la **figura 1.7.10**, también se usa para estimar el porcentaje de pérdida de vida total del transformador, de acuerdo con lo establecido en la guía de sobrecarga de transformadores. Para esto, se requiere definir arbitrariamente la vida normal del aislamiento a la temperatura de referencia, en horas o en años. En la **tabla 1.7.5**, se muestran los valores de referencia de vida normal del aislamiento, para transformadores de potencia con sistema seco y libre de oxígeno.

Tabla 1.7.5 Vida normal del aislamiento para transformadores de potencia con sistema seco y libre de oxígeno, con una elevación de temperatura de diseño de 65°C a una temperatura de referencia de 110°C.

Base	Vida normal del aislamiento		
	horas	días	años
50% de tensión mecánica del aislamiento.	65,000	2,708	7.42
25% de tensión mecánica del aislamiento.	135,000	5,625	15.41
Grado de polimerización del aislamiento de 200.	150,000	6,250	17.12
Vida normal en operación	180,000	7,500	20.55

El porcentaje de pérdida de vida está dado por la ecuación 4:

$$\% P_V = \frac{F_{EQA} \times t}{V_N} \times 100 \quad (4)$$

Donde:

$\%P_V$, Porcentaje de pérdida de vida

F_{EQA} , Factor de envejecimiento equivalente

t, Período de tiempo, en horas

V_N , Vida normal del aislamiento, en horas

1.7.6.4 Ciclos de carga

Por lo general, los transformadores trabajan bajo ciclos de carga que se repiten cada 24 horas. Para calcular la capacidad de carga durante una carga normal o durante una sobrecarga planeada, se usa el método de cálculo del ciclo de carga de paso múltiple, establecido en la Norma *IEEE C57.91-1995*. En este método, el ciclo de carga está definido por cargas constantes de corta duración (1/2 o 1 hr). En la **figura 1.7.12**, se muestra un ciclo típico de sobrecarga de dos etapas, el cual se usa para determinar la capacidad de sobrecarga de emergencia. Este ciclo consiste en una carga previa y una carga pico.

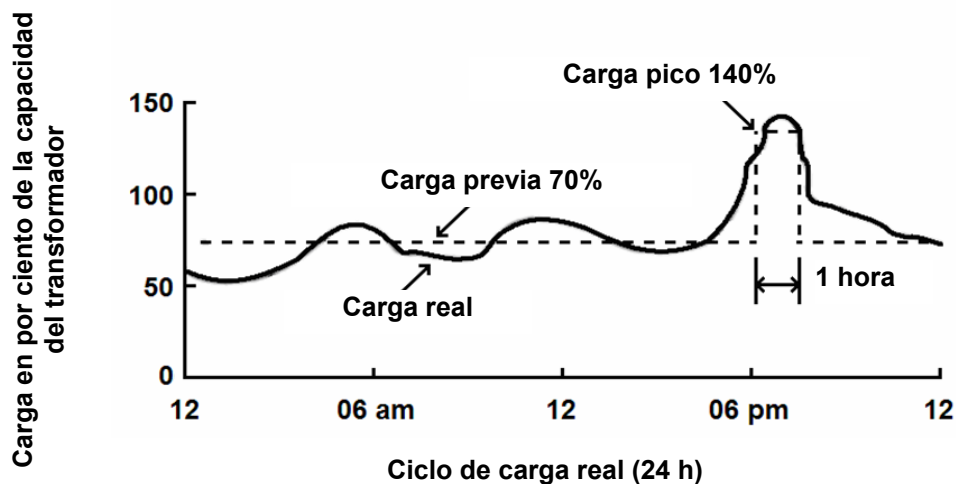


Figura 1.7.12 Ciclo de sobrecarga de dos etapas.

La carga previa continua equivalente es la carga en valor rms, obtenida en un período de tiempo seleccionado del ciclo. Se obtienen resultados satisfactorios si se consideran periodos de 12 horas antes y 12 horas después del pico más grande del ciclo de carga, seleccionando el valor rms más grande de los dos periodos de tiempo. La línea punteada de la **figura 1.7.12**, muestra el ciclo de carga previa equivalente, obtenido de un ciclo de carga real.

La carga pico equivalente es la carga en valor rms, obtenida en el periodo durante el cual ocurre el pico de carga más grande del ciclo de carga.

1.7.6.5 Tipos de carga y su interrelación

No es posible conocer con exactitud, la esperanza de vida de los transformadores de potencia a diferentes temperaturas de operación. Sin embargo, es posible obtener información de referencia, considerando la pérdida de vida del aislamiento a temperaturas elevadas. Las sobrecargas someten al sistema aislante, a temperaturas mayores a los niveles de referencia establecidos en la norma. En ésta se definen 4 tipos de sobrecarga, los cuales se usan como referencia para estimar los riesgos asociados con las temperaturas de operación generadas durante una sobrecarga.

Los tipos de sobrecarga son:

- a) Con esperanza de vida normal
 - 1. Carga con esperanza de vida normal
- b) Con sacrificio de la esperanza de vida
 - 2. Sobrecarga planeada
 - 3. Sobrecarga de emergencia de larga duración
 - 4. Sobrecarga de emergencia de corta duración

En la **figura 1.7.13** se muestran ejemplos típicos y comportamiento de los cuatro tipos de sobrecarga. En la **tabla 1.7.6** se muestran los límites sugeridos de temperatura y carga, para los diferentes tipos de sobrecarga.

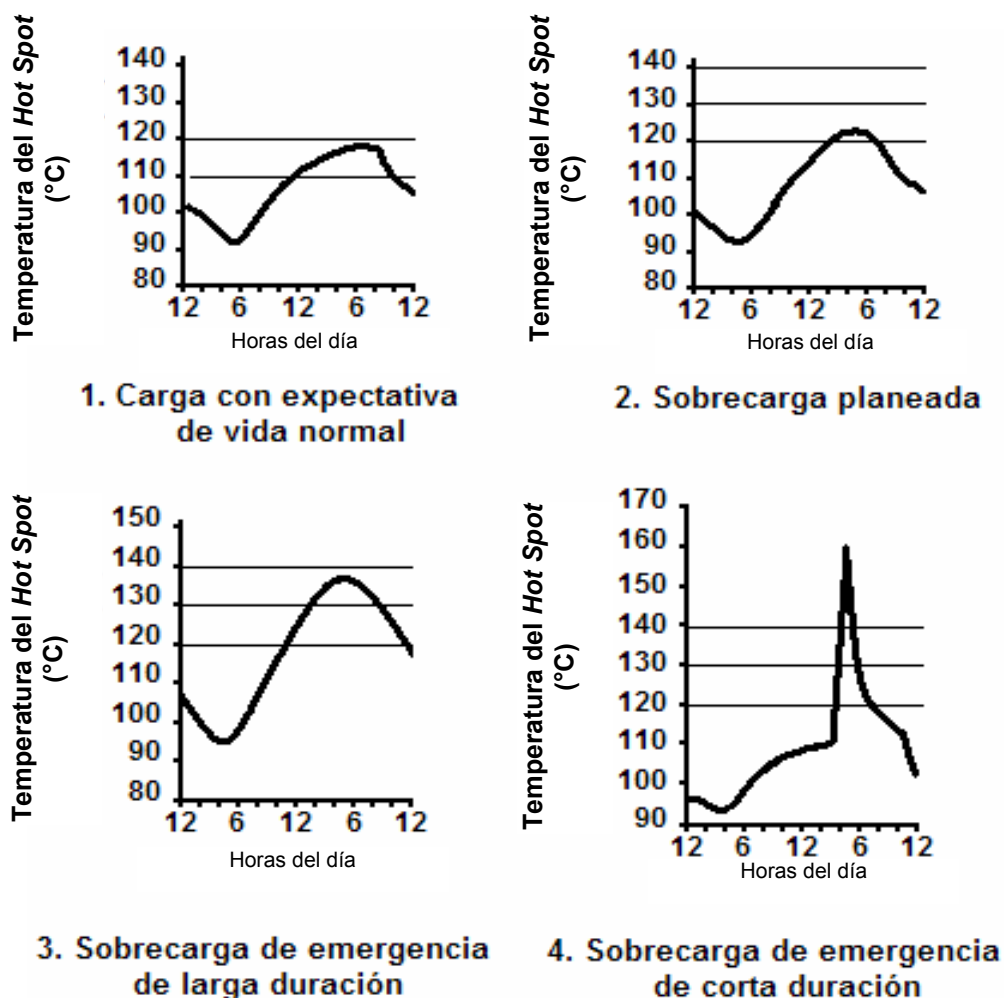


Figura 1.7.13 Comportamiento de los tipos de sobrecarga.

Tabla 1.7.6 Límites sugeridos de temperatura y carga por las normas *IEEE C57.91* e *IEC 354*

		Esperanza de vida normal	Sobrecarga planeada	Emergencia larga duración	Emergencia corta duración
Temperatura del punto más caliente del devanado	IEEE	120 °C	130 °C	140 °C	180 °C
	IEC	120 °C	N/A	130 °C	160 °C
Temperatura del punto más caliente de otros metales	IEEE	140 °C	150 °C	160 °C	200 °C
	IEC	N/A	N/A	N/A	N/A
Temperatura superior del aceite	IEEE	105 °C	110 °C	110 °C	110 °C
	IEC	105 °C	N/A	115 °C	115 °C
Factor de carga en pu	IEEE	N/A	N/A	N/A	1.5
	IEC	1.3	N/A	1.3	1.5

Carga con esperanza de vida normal

Esta condición de carga es la operación del transformador a su potencia nominal, la cual es equivalente a operarlo a una temperatura ambiente promedio de 30°C. La esperanza de vida normal se obtiene de la operación a una temperatura continua del *hot spot* de 110°C. Debido a que el envejecimiento térmico es un proceso acumulativo, los transformadores pueden ser operados hasta a 120°C, por periodos de tiempo cortos. La temperatura del *hot spot* está determinada por una elevación de 80°C sobre la temperatura ambiente promedio (30°C).

Sobrecarga planeada

En este tipo de sobrecarga, la temperatura del punto más caliente oscila en un intervalo de 120°C a 130°C. No existen condiciones de emergencia ni salidas de equipo, sin embargo, ocurren con frecuencia y en algunos casos a diario, por un período de tiempo corto, y son aceptadas por el usuario como normales. Deben realizarse los cálculos de pérdida de vida del sistema aislante, para asegurarse que el transformador pueda operar bajo esta condición.

Sobrecarga de emergencia de larga duración

Esta operación se produce por la salida prolongada de un componente del sistema, la cual causa que el transformador se sobrecargue, resultando temperaturas del *hot spot* en un intervalo de 120°C a 140°C. Este tipo de evento se presenta de 2 a 3 veces en la vida del transformador, con duración de semanas o meses. Esta operación causa envejecimiento acelerado del sistema aislante del transformador, asociado con sus respectivos riesgos de falla. Se deben realizar los cálculos de pérdida de vida del aislamiento, para asegurarse que el transformador es apto para soportar dicha condición y debe tenerse cuidado que la temperatura superior del aceite no exceda los 110°C.

Sobrecarga de emergencia de corta duración

Esta condición de sobrecarga es la más crítica y se origina por uno o más eventos o disturbios, los cuales producen alteraciones en la capacidad de carga normal del sistema de transmisión. Se espera que sucedan de 2 a 3 veces en la vida del transformador, y puede llegar a producir temperaturas del *hot spot* de hasta de 180°C por periodos de tiempo cortos. Durante este evento, generalmente se tienen pérdidas considerables en la vida del sistema aislante.

Se deben realizar los cálculos para determinar si la reducción de vida del transformador es aceptable. Debido al envejecimiento acelerado de este tipo de sobrecarga, ésta debe reducirse en periodos máximos de una hora. Dicho tipo de sobrecarga trae varios riesgos asociados, tales como la reducción en la rigidez dieléctrica, el calentamiento por flujo de dispersión y se exceden los límites de temperatura del equipo auxiliar.

1.7.6.6 Ejemplo de aplicación

El transformador bajo estudio se encuentra instalado en la Subestación Hermosillo V, y tiene las siguientes características:

Voltaje nominal: 230/115/13.8 kV
Potencia nominal: 100 MVA
Tipo de enfriamiento: OA/FA

En el estudio se analiza el comportamiento de las temperaturas de este equipo, bajo un perfil de carga conocido, así como también se determina el envejecimiento acumulado durante este período.

El procedimiento empleado para el cálculo, es el indicado en el Anexo C y Anexo I de la Norma *IEEE C57.91-1995*. Los datos requeridos por la Norma para el cálculo mencionado, se indican en **tabla 1.7.7**.

Tabla 1.7.7 Datos requeridos para realizar el cálculo

Elevación del <i>top oil</i> sobre la temperatura ambiente a carga nominal	$\Delta\Theta_{TO,R}= 36^{\circ}\text{C}$
Elevación del <i>hot spot</i> sobre el <i>top oil</i> a carga nominal	$\Delta\Theta_{HS,R}= 28^{\circ}\text{C}$
Relación de pérdida de carga a la potencia nominal y en vacío	$R= 4.87$
Constante térmica del aceite para la carga nominal	$\tau_{TO,R}= 3.5 \text{ hr}$
Exponente de función de pérdidas vs elevación del <i>top oil</i>	$n= 0.8$
Exponente del cuadrado de la carga vs gradiente del devanado	$m= 0.9$

Para este ejemplo se considera una sobrecarga de 1.5 pu, que comienza a las 16:00 y termina a las 18:00 horas, teniendo su máximo pico de carga a las 17:00 horas.

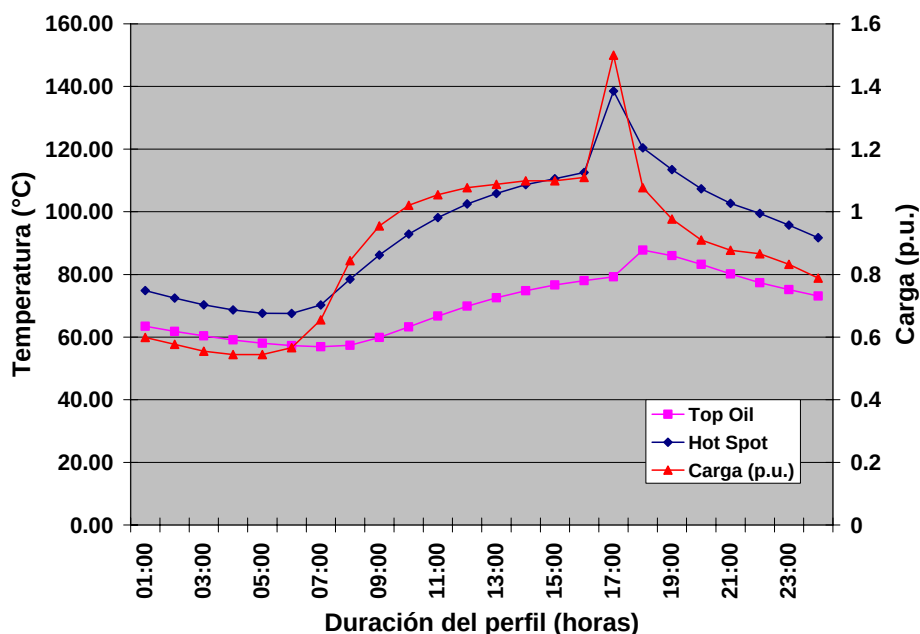
En la **tabla 1.7.8** se muestran los resultados obtenidos para un perfil de carga de 24 h. En la **figura 1.7.14** se muestra el comportamiento de las temperaturas del *top oil* y *hot spot*, junto con el perfil de carga de este ejemplo.

Tabla 1.7.8 Resultados obtenidos para un perfil de carga de 24 h

Hora	Carga (pu)	$\Delta\Theta_{TO}$	$\Delta\Theta_H$	Θ_{TO}	Θ_H	FAA	Envejecimiento en horas	Envejecimiento acumulado en horas
1:00:00	0.599	23.46	11.37	63.46	74.83	0.0191	0.0191	0.0191
2:00:00	0.577	21.80	10.63	61.80	72.43	0.0141	0.0141	0.0332
3:00:00	0.555	20.36	9.91	60.36	70.27	0.0108	0.0108	0.0439
4:00:00	0.544	19.09	9.56	59.09	68.65	0.0087	0.0087	0.0527
5:00:00	0.544	18.05	9.56	58.05	67.61	0.0076	0.0076	0.0603
6:00:00	0.566	17.27	10.27	57.27	67.53	0.0076	0.0076	0.0679
7:00:00	0.655	16.86	13.35	56.86	70.21	0.0107	0.0107	0.0786
8:00:00	0.844	17.36	21.08	57.36	78.44	0.0297	0.0297	0.1083
9:00:00	0.955	19.85	26.33	59.85	86.18	0.0745	0.0745	0.1827
10:00:00	1.021	23.21	29.69	63.21	92.90	0.1604	0.1604	0.3431
11:00:00	1.054	26.71	31.44	66.71	98.15	0.2862	0.2862	0.6293
12:00:00	1.077	29.84	32.69	69.84	102.53	0.4587	0.4587	1.0880
13:00:00	1.088	32.56	33.29	72.56	105.85	0.6513	0.6513	1.7393
14:00:00	1.099	34.79	33.90	74.79	108.68	0.8736	0.8736	2.6129
15:00:00	1.099	36.64	33.90	76.64	110.53	1.0559	1.0559	3.6688

Continuación Tabla 1.7.8 Resultados obtenidos para un perfil de carga de 24 h

16:00:00	1.11	38.03	34.51	78.03	112.54	1.2938	1.2938	4.9626
17:00:00	1.5	39.25	59.34	79.25	138.59	15.1849	15.1849	20.1475
18:00:00	1.077	47.75	32.69	87.75	120.44	2.8266	2.8266	22.9741
19:00:00	0.977	46.02	27.43	86.02	113.45	1.4186	1.4186	24.3927
20:00:00	0.91	43.19	24.13	83.19	107.33	0.7595	0.7595	25.1522
21:00:00	0.877	40.13	22.58	80.13	102.71	0.4676	0.4676	25.6198
22:00:00	0.866	37.38	22.07	77.38	99.46	0.3300	0.3300	25.9497
23:00:00	0.832	35.18	20.54	75.18	95.71	0.2193	0.2193	26.1690
0:00:00	0.788	33.09	18.63	73.09	91.71	0.1403	0.1403	26.3094

**Figura 1.7.14** Perfil de carga, *top oil* y *hot spot*.

Como se observa en la **tabla 1.7.8**, la temperatura máxima del *hot spot* originada durante la sobrecarga de 1.5 pu, es de 138.59°C. El envejecimiento equivalente del transformador a esta temperatura es de 15.18 hrs. El envejecimiento acumulado durante el período de 24 hrs es de 26.31 hrs, por lo tanto, se tiene un envejecimiento de 2.31 hrs sobre el envejecimiento normal del equipo. En la **figura 1.7.14**, se muestra que el comportamiento de la temperatura del *hot spot* y la temperatura del *top oil* calculados, están relacionados al perfil de carga aplicado.

Durante la vida del transformador existen sobrecargas considerables que no son planeadas, originadas por problemas en la red de transmisión. Estas sobrecargas pueden producir temperaturas de operación altas, las cuales aceleran el envejecimiento de los equipos. Además, ponen en riesgo de falla al equipo debido a la posibilidad de generación de burbujas y a la reducción de la rigidez dieléctrica y mecánica de los aislamientos.

Se debe estimar la pérdida de vida del transformador, antes de tomar la decisión de sobrecargarlo, esto con la finalidad de determinar si el envejecimiento ocasionado es aceptable para dicha condición.

La metodología presentada anteriormente, puede ser usada por la *CFE* como una forma para determinar el envejecimiento de sus transformadores en operación, así como para establecer procedimientos para la administración de los ciclos de carga presentes en su red de transmisión.

Bibliografía:

- 1) IEC 60076-2 Ed. 2.0 b: 1993, Power Transformers – Part 2: Temperature Rise.
- 2) IEEE C57.12.00-2000, IEEE Standard General Requirements for Liquid-immersed Distribution, Power and Regulating Transformers.
- 3) Electric Power Transformer Engineering, James H. Harlow, Ed. CRC Press, 2004.
- 4) The J & P Transformer Book, 11th Edition, Martin Heathcote, Butterworth Heinemann Ltd, 1983.
- 5) Manual de Transformadores de Potencia, Tomo 1, Comisión Federal de Electricidad, febrero 1997.
- 6) IEEE-C57.91-1995 Guide for Loading Mineral Oil Immersed Transformers.
- 7) IEC-354 -1991 Loading Guide for Oil immersed Power Transformers.

1.8 Transporte, recepción y almacenamiento

En esta sección se presentan las actividades relacionadas con el transporte, empaque, recepción y almacenamiento de transformadores, con la finalidad de asegurar que el equipo no sufra daños. Por otro lado, se describen los puntos de inspección interna y externa para los diferentes componentes del transformador, después de su traslado. Se presentan algunos ejemplos para realizar el levantamiento de transformadores.

1.8.1 Transporte

Los medios de transporte más comunes para el traslado de transformadores, se pueden clasificar en marítimos (donde se utilizan barcos) y terrestres (donde se pueden usar ferrocarriles o vehículos motorizados de todos los tamaños).

En el procedimiento ST-CT-014 (GSE-029-S) y la Guía CFE K0000-18 se describen los puntos que se deben considerar en el transporte de transformadores.

A continuación se describe brevemente cada uno de los tipos de transporte empleados.

Transporte por carretera

El proveedor del servicio de transporte (PST), debe llevar a cabo un estudio que considere los reglamentos establecidos por la Secretaría de Comunicaciones y Transportes (SCT), respecto a las rutas alternativas posibles. Deben hacer un recorrido previo registrando tiempos, movimientos y distancias, para definir el programa de traslado, estimar el avance diario en kilómetros y los lugares elegidos para que pernocte el personal encargado del transporte. Durante el recorrido deben localizarse los puntos críticos en la trayectoria de la ruta: alturas, capacidades y dimensiones de puentes, curvas con radios cortos o pendientes críticas, zonas de derrumbes y deslaves, dimensiones de puertas de acceso a las instalaciones y las posibles limitaciones de la ruta en zonas urbanas. Con estos datos se elabora el programa de traslado, indicando el avance diario en kilómetros y los lugares para pernoctar.

Transporte por ferrocarril

Se debe realizar un estudio similar al realizado en el transporte por carretera. Se deben localizar los puntos críticos en la trayectoria de la ruta: alturas, capacidades y dimensiones de puentes, limitaciones de túneles, ubicación de espuelas de carga y descarga para transportación adecuada ferrocarril-carretera y condiciones de las plataformas.

Transporte marítimo

En el transporte marítimo es necesario considerar que el transformador está sujeto a fuerzas, que debido a los movimientos del transporte, producen aceleraciones en prácticamente todas direcciones. En estos casos, casi siempre es necesario reforzar la sujeción de la parte activa con soportes que se colocan explícitamente, para realizar el transporte. El responsable debe tomar en cuenta la ubicación de los soportes instalados, siguiendo las recomendaciones del fabricante del transformador, para sujetarlo a la plataforma de transporte del barco.

Para minimizar el riesgo de daños, el fabricante del transformador debe considerar criterios de diseño con límites no menores a 0,61 g en el diseño estructural mecánico del transformador.

Los transformadores se embarcan en posición horizontal o vertical. Los grandes transformadores de tipo acorazado con tanque en campana, se transportan en posición horizontal, puesto que su construcción permite trasladarlos así. Las bobinas y el circuito magnético están sujetos al tanque, por lo que no hay riesgo de deformación o desplazamiento durante la transportación. Generalmente es necesario instalar calzas interiores suplementarias, que deberán retirarse posteriormente, antes de efectuar el llenado de aceite del transformador.

Traslado en posición vertical

Debe verificarse que se retiren todos los accesorios y que el transformador esté listo para las maniobras de embarque. Las grúas deben tener la capacidad adecuada y tomar en cuenta el margen de seguridad. Debe tenerse especial cuidado con las áreas energizadas de la subestación y colocarse en forma perpendicular al transformador, dejando espacio para la plataforma.

Si existen rieles para el movimiento del transformador, se deben utilizar para moverlo a la posición más adecuada para izarlo; en caso de que no existan, se colocarán planchas de acero previamente compactado en el piso. El movimiento se lleva a cabo deslizando el transformador, siguiendo las indicaciones del fabricante.

Para evitar deslizamientos de la plataforma en el piso, se debe utilizar un bastidor de madera dura o hule compactado. El área ocupada por el transformador en la plataforma, debe ser delimitada mediante pintura de color amarillo brillante, para detectar cualquier desplazamiento respecto a la posición original de embarque.

El PST debe tomar la precaución de contra-ventear con cable de acero flexible o con varillas de acero con tensores, para asegurar la rigidez de la sujeción. Se debe proteger cualquier elemento que sobresalga de las paredes del transformador, para evitar daños durante las maniobras y el transporte.

Traslado en posición horizontal

En este tipo de traslado, el fabricante debe indicar los pasos a seguir mediante planos e instrucciones, para así realizar los giros necesarios durante el embarque y colocarlo en posición horizontal. Generalmente, los puntos de apoyo se localizan en la base del transformador, los cuales deben estar claramente indicados. Para esta maniobra, generalmente se requieren dos grúas.

El área ocupada por el transformador debe delimitarse con pintura amarilla, para detectar desplazamientos respecto a la posición original del embarque.

Las maniobras previas al movimiento del transformador para su acomodo en la plataforma de carga y los métodos de sujeción a la plataforma, son similares a la transportación en forma vertical.

Para el traslado del transformador es necesario considerar las instrucciones del fabricante, las cuales deben precisar lo siguiente:

- La posición de transportación
- La forma y lugar de colocación de los estrobos
- Las maniobras para colocarlo en la posición adecuada
- Los elementos interiores de soporte para transportar el propio transformador y el cambiador de derivaciones en su caso
- La instalación del detector de impactos, el cual debe colocarse antes de efectuar cualquier maniobra

- La instalación del equipo para la preservación del aceite del transformador contra la humedad (*inertaire*)
- Las dimensiones del transformador para su transporte

Después de haber cumplido con los puntos anteriores, se debe verificar lo siguiente:

- El equipo debe estar documentado adecuadamente y se debe incluir su seguro. El procedimiento ST-CT-021 se utiliza para reclamar el seguro del equipo, en caso de accidente
- El vehículo de transporte debe ser el adecuado y estar en óptimas condiciones
- Las maniobras de carga deben efectuarse con el equipo adecuado
- Sujetar de forma correcta el transformador en la plataforma del vehículo de transporte
- La ruta de transporte del equipo debe ser la adecuada, de acuerdo con la altura y ancho del equipo
- En caso de requerirse, se deben asignar uno o dos vehículos pilotos para que vayan señalizando al vehículo que lleva el equipo, llamado “*Lowboy*”
- Indicar junto al manómetro, la presión y temperatura del gas utilizado para transporte
- Sujetar el cilindro de nitrógeno al transformador, antes de embarcarse

Para el caso de equipos de procedencia extranjera, se debe entregar al transportista una copia del pedido de importación, en el momento de la recepción.

En el caso de equipos que requieren ser reubicados y que se encuentran en operación, debe confirmarse la disponibilidad de las instalaciones para ejecutar las actividades de desmontaje y maniobra. Es responsabilidad del área usuaria, solicitar las autorizaciones de libranza y planeación de la contratación de grúas y equipo de transporte, con el fin de minimizar los tiempos muertos de espera.

1.8.2 Empaque y embarque

El transformador debe ser empacado y embarcado de acuerdo con lo indicado en la norma de referencia NRF-001-CFE-2000 y a la Guía CFE K0000-18, y al procedimiento ST-CT-014 (GSE-029-S) del Tomo II de Manual de Transformadores, y adicionalmente se debe considerar lo siguiente:

Los transformadores son transportados sin aceite aislante, sin accesorios y en algunos casos en secciones modulares, con la finalidad de reducir peso y daños en el equipo, y deberán tener un porcentaje de humedad residual inferior al 0,3%, de acuerdo con la Especificación CFE K0000-06.

En fábrica, el transformador se llena con nitrógeno o aire seco y es sellado para prevenir la entrada de humedad.

Durante su transportación debe incluirse un equipo de nitrógeno o aire seco, un tanque de nitrógeno, válvulas y demás accesorios para mantener a una presión constante. Una vez llenado con el nitrógeno o aire seco, se debe comprobar que el transformador no tiene fugas. Al llegar a sitio, deben tener una presión positiva a 15°C, previniendo cambios de altitud y temperatura. Mientras los transformadores estén en tránsito, no deben tener presión negativa.

Se deben instalar tres registradores de impacto por transformador, uno para cada eje, pudiendo situarse con una desviación máxima de ± 5 grados respecto a su propio eje, o bien, puede utilizarse un registrador de 3 ejes.

Tanque. En el tanque del transformador se deben verificar y realizar preparativos para empaque y realizar las siguientes acciones:

- Verificar la fijación de estructura y herrajes
- Verificar el apriete de las prensas mecánicas de sujeción de los devanados

- Revisar el estado de los pasamuros de los TC's
- Colocar cuñas de madera en las partes que tengan riesgo de presentar desplazamientos longitudinales y/o axiales, durante el transporte
- Colocar soportes de madera para la fijación del cuerpo preselector y el selector del cambiador de derivaciones
- Instalar bridas ciegas en todas las salidas de componentes externos

Boquillas. Se debe construir una caja de madera con soportes en forma de media luna, para descansar la brida y el cuerpo de la boquilla. Dependiendo de la longitud de la porcelana, se deberán colocar soportes intermedios. La parte inferior de la boquilla no debe llevar apoyos y debe cubrirse perfectamente con plásticos y se debe colocar sílica gel.

Radiadores. Los radiadores deben protegerse con bridas ciegas en las uniones superior e inferior, y ser llenados con nitrógeno a una presión de una libra/pulgada². Se debe embalar un máximo de cuatro piezas, y deben utilizarse separadores de madera entre cada pieza y sujetarlos adecuadamente con cinchos de acero.

Tanque conservador. Debe ser llenado con nitrógeno a una presión de una libra/in², y mantenerlo sellado herméticamente.

Tubería de aceite. Todas las partes y tuberías en las cuales circule el aceite, se deben sellar herméticamente con bridas y colocar en cajas de madera adecuadas, utilizando algún material de relleno que evite que se golpeen o deformen durante su transportación.

Relevador Buchholz. Deben utilizarse bridas ciegas en ambos lados del relevador, protegidas con material de plástico y empacadas en contenedores rellenos de espuma, colocando material desecante (sílica gel) en el empaque.

Gabinete de control. Los gabinetes de control se protegen con plásticos, introduciéndoles sílica gel, para después colocarlos dentro de cajas de madera.

Instrumentos. Los instrumentos deben protegerse con plásticos, colocarles sílica gel y por último, colocarlos en una caja de madera que contenga material suave como aserrín, papel, etc.

1.8.3 Recepción

En la recepción del equipo, el proveedor o contratista debe proporcionar oportunamente las instrucciones de maniobras de descarga y desempaque, con diagramas que indiquen los puntos específicos que requieran cuidado o algún tratamiento especial. La información de recepción del transformador debe especificar los puntos de izaje, centros de gravedad y cubiertas protectoras del equipo.

Antes de bajar el transformador de su medio de transporte, se debe efectuar una inspección externa, con la finalidad de verificar que no existan daños. En caso que hubiera alguno, es necesario avisar al fabricante, al transportista y a la compañía aseguradora, para proceder a realizar la reclamación por daños en tránsito.

Deben revisarse los registradores de impacto, para asegurarse que el transformador no sufrió aceleraciones o impactos superiores a los recomendados por el fabricante (3 g), durante el transporte.

Se realiza una revisión de los cables y varillas de amarre, bloqueos y soldaduras del camión de transporte, para verificar las condiciones que presentan. También se verifica que la presión del gas (aire o nitrógeno) en el interior del tanque sea positiva, y también el contenido de oxígeno y humedad.

En caso de utilizar nitrógeno y el clima predominante es muy frío, el contenido de oxígeno debe ser mayor a 1% y el contenido de humedad debe ser igual al de inicio de embarque. Si la presión del gas es cero o negativa y el contenido de humedad y oxígeno es mayor al esperado, de acuerdo con mediciones en fábrica, existe la posibilidad de que los aislamientos se hayan contaminado con aire y humedad de la atmósfera. En este caso es necesario realizar un secado riguroso al transformador.

Los procedimientos ST-CT-014 (GSE-029-S), ST-CT-008 (GGT-A013-S) y el Manual de campo ST-CT-020 describen las actividades de recepción de transformadores.

1.8.3.1 Maniobras

El transformador debe ser manejado preferentemente en posición vertical, sin boquillas, sin líquido aislante y sin accesorios. Se podrá manejar en posición horizontal, siempre y cuando estas maniobras estén previstas. Cuando un transformador no se pueda mover con grúa o sobre ruedas, se podrá mover utilizando rodillos o rieles, dependiendo del diseño de la base del transformador y de acuerdo con el tipo de superficie donde se realice el movimiento.

Para levantar el transformador, se deben utilizar cables de longitud apropiada y usar los ganchos o bridas soldadas al tanque y que están diseñadas para izarlo.

Todos los transformadores están provistos con placa-base, la cual es utilizada para levantarlos gradualmente durante una maniobra o para la colocación de gatos hidráulicos. En algunos transformadores, los gatos se colocan sobre la placa de fondo del tanque en puntos específicos, marcados por el fabricante.

La descarga del transformador de su medio de transporte, se debe realizar con personal especializado, el equipo adecuado y las recomendaciones del proveedor o contratista.

1.8.3.2 Revisión interna

Durante la inspección interna, se deben seguir las recomendaciones del fabricante. Esta revisión debe hacerse de acuerdo con lo indicado en el Manual de Campo ST-CT-016 y la especificación CFE MPSE0-19.

Antes de llevarse a cabo la inspección interna, se debe extraer el gas inerte mediante una bomba y el vacío se rompe con aire seco. Esta operación se repite hasta dos veces, para asegurar que en el interior se tenga la cantidad de oxígeno adecuada. Mientras se retira la brida de registro-hombre, debe tenerse cuidado de que el contenido de oxígeno no sea mayor de 19.5%, en cualquier punto del interior del transformador.

Normalmente, la humedad del medio ambiente se condensa sobre cualquier superficie, a una temperatura inferior a la del propio ambiente. Este efecto se presenta al abrir un transformador para su revisión.

La presencia de humedad en los aislamientos o en el aceite, dependiendo de su cantidad, disminuyen su rigidez dieléctrica y puede producirse una falla futura en sus aislamientos durante su energización, por lo que el transformador no debe abrirse en días con clima extremoso, con alta humedad. Si el transformador se encuentra en un clima caliente y la temperatura es mayor a la temperatura del propio transformador, se debe evitar abrirlo, hasta que desaparezcan los signos de condensación externa. Durante la inspección interna y mientras el taque esté abierto, debe mantenerse el suministro de aire seco y liberarlo a la atmósfera. Lo anterior no solamente asegura que no haya entrada de humedad, sino que elimina al exterior la que se pueda tener dentro del tanque, debido a la respiración y transpiración de las personas que efectúen la inspección.

Algunas de las consideraciones de seguridad, antes de realizar la inspección interna del transformador, se enlistan a continuación.

- Limitar la inspección a un tiempo máximo de dos horas de exposición al ambiente.
- Una práctica utilizada para prevenir la entrada de humedad en los aislamientos al abrir un transformador, consiste en efectuar un llenado preliminar de aceite deshidratado y desgasificado, hasta cubrir las bobinas. Algunas veces esto se hace con aceite caliente, a una temperatura de 30°C, calentando núcleo y bobinas y reduciendo la posibilidad de condensación de humedad. El espacio superior del tanque se ventila a la atmósfera, conforme se introduce el aceite, manteniendo una ligera presión positiva hasta que se cubran los devanados. En este caso, como el aceite se introduce

con vacío, hay que tener la seguridad de secarlo antes del llenado definitivo. El llenado preliminar se realiza utilizando el método de vacío y observando las precauciones indicadas contra contaminación y sofocación, al exponer el espacio libre dentro del transformador.

- Hacer la revisión con un clima en el ambiente lo más seco posible y una humedad no mayor al 50%
- El personal que se encuentre trabajando sobre el tanque abierto del transformador, no debe traer objetos o herramientas en sus bolsas, para evitar el riesgo de que caigan objetos extraños en el interior, y debe vestir overol de algodón sin partes metálicas y utilizar botines o cubiertas de lona sobre el calzado.
- Todas las herramientas y equipo deberán ser previamente inventariados, estar sujetadas mediante cintas de algodón o lino y aseguradas externamente al tanque del transformador. Si un objeto cae dentro de éste y no puede ser rescatado, se debe avisar al fabricante o personal especializado.

1.8.3.3 Puntos de verificación Interna

Los puntos de verificación de la parte interna son los siguientes:

- Sujeción del núcleo y bobinas. Deben buscarse posibles desplazamientos y las marcas de correspondencia y acotamientos realizados previamente al embarque.
- Verificar el número de conexiones a tierra del núcleo. Debe probarse la resistencia de aislamiento
- Revisar las terminales de conexión, las barreras aislantes entre fases, las estructuras, los soportes aislantes, conexiones y conectores.
- Retirar el acuñado colocado por el fabricante para el transporte.
- Debe revisarse internamente el ruptor del cambiador de derivaciones bajo carga, así como todos sus elementos.
- Revisar los transformadores de corriente y terminales de boquillas, verificando soportes y conexiones.
- Realizar pruebas de aislamiento, saturación y relación de transformación de los transformadores de corriente.
- Debe revisarse el apriete de las prensas de los devanados.
- Realizar una inspección general para verificar que no haya vestigios de humedad, polvo, partículas metálicas y cualquier material extraño y ajeno al transformador.

Si durante la revisión interna se encuentran daños internos, que se atribuyan a un manejo rudo, golpes o aceleraciones durante el transporte o durante el armado en fábrica, se debe notificar al transportista, al fabricante, a la compañía aseguradora y a la gerencia responsable del equipo.

Con la información de la inspección interna, se debe llenar el formato incluido en el procedimiento ST-CT-014 (GSE-029-S). Cuando la inspección se realiza en forma conjunta con el fabricante, el formato debe ser firmado por los representantes de la gerencia responsable y de construcción.

1.8.4 Almacenamiento

Tanque principal

Debido a su peso y dimensiones, el tanque principal del transformador con núcleo y bobinas se almacena a la intemperie. Se debe colocar lo más cercano posible al sitio de instalación, con la finalidad de reducir el número de maniobras y movimientos. Se debe seleccionar un área nivelada que tenga piso compacto y firme, y asegurarse de que no exista encharcamiento de agua.

La base del tanque debe calzarse y nivelarse con viguetas de madera o acero, para evitar el contacto directo con el piso. Se considera suficiente una separación de 15 a 20 cm.

Los accesorios que se embarquen montados sobre el tanque, pueden dejarse de esta manera y colocarles una cubierta para protegerlos de la lluvia.

Dependiendo del tiempo que el transformador estará almacenado, se utilizan dos métodos para preservar las partes internas que se alojan en el tanque. Los métodos son los siguientes:

Almacenamiento con aire seco o nitrógeno (período de hasta 3 meses)

El tanque se almacena herméticamente sellado con presión positiva de nitrógeno o aire seco, y controlado automáticamente con equipo inerte que lleva durante su transporte. En sitio, se deben realizar las siguientes actividades y pruebas:

- Medición de punto de rocío
- Inspección interna
- Efectuar reaprietes
- Proceso de vacío
- Romper el vacío con aire seco o nitrógeno
- Probar el sello con presión positiva a 9 lb/in^2 y mantenerlo bajo observación durante todo el tiempo de almacenamiento
- Ajustar el equipo inerte a 0.5 lb/in^2 y dejarlo en operación automática
- Se realiza el registro de la presión del gas una vez por semana, los tiempos de lectura se pueden ampliar de acuerdo con el criterio del responsable. Si debido al cambio de presiones, las válvulas liberan nitrógeno, se debe cuidar que los cilindros se mantengan a 500 lb/in^2 , en caso de ser mayor se recomienda sustituir los cilindros

Mientras los accesorios no sean instalados, deben resguardarse en un lugar bajo techo. Las boquillas de alta y baja tensión, deben estar en un lugar seco y seguro, con una temperatura superior en 10°C a la temperatura ambiente.

Almacenamiento por tiempo prolongado (período superior a 3 meses)

Después de 3 meses sin aceite en el transformador, los aislamientos pierden su impregnación y tienden a resecarse, por lo que para periodos de almacenamiento superior a tres meses, las partes internas del transformador deben sumergirse en aceite aislante.

Por lo anterior, el aceite debe inyectarse con vacío, debidamente deshidratado y degasificado, hasta cubrir las partes internas y aislamientos. Al terminar la inyección de aceite hasta el nivel deseado, se rompe el vacío con nitrógeno o aire seco, dejando un volumen de este gas sobre el aceite, con una presión de 4 lb/in^2 (0.29 kg/cm^2).

Se recomienda verificar la hermeticidad del tanque y la ausencia de fuga de aceite, aplicando una presión de prueba de 9 lb/in^2 ($0.63 - 0.70 \text{ kg/cm}^2$) durante 4 horas, detectando y corrigiendo fugas. Posteriormente la presión se reduce aproximadamente a 0.29 kg/cm^2 ; esta condición se conserva durante el almacenaje.

Radiadores y enfriadores

Estos elementos se transportan separados del tanque y de acuerdo con especificaciones. Son embarcados y sellados herméticamente de fábrica, y así se almacenan.

Las cubiertas y tapas que se instalan para el transporte, pueden no ser adecuadas para un almacenaje prolongado, por lo que se deben revisar y si es necesario reemplazarse por tapas apropiadas, como son las bridas u orificios de venteo.

Cuando por su tamaño no es posible su almacenaje en interior, se pueden dejar a la intemperie y estibarlos sobre viguetas de madera o acero, con la finalidad de dejar un espacio de 15 cm a 20 cm sobre el piso.

Boquillas

Dependiendo de sus dimensiones, las boquillas deben preferentemente, almacenarse en interior, de no ser posible, podrán ser almacenadas a la intemperie, utilizando en ambos casos su propio empaque de transporte, si es el adecuado y se encuentra en buenas condiciones.

En boquillas tipo condensador con aceite que se almacenan en forma horizontal, debe verificarse que su eje quede formando, por lo menos, un ángulo de 15° respecto a la horizontal, con su extremo lado aire hacia arriba.

Para almacenamientos superiores a un año, las boquillas se colocan en posición vertical, empleando una base de apoyo diseñada para este propósito.

Se recomienda revisar periódicamente el indicador de nivel de aceite. Estos indicadores no deben desmontarse y únicamente deben inspeccionarse en sitio.

Moto ventiladores y motobombas de enfriamiento

Generalmente, estos elementos se embarcan por separado y con empaque para su transporte. Su almacenaje en sitio debe hacerse en interior y sólo que no sea posible, podrá ser almacenado a la intemperie. En ambos casos, siempre dentro de su empaque de transporte. En el caso de motobombas, debe verificarse el sello de las bridas con que se transportan, con el fin de asegurarse que durante su almacenamiento permanezcan selladas herméticamente. En caso de almacenarse a la intemperie, es necesario calzarlos para evitar el contacto directo con el piso.

Tanque conservador

Por su tamaño y dimensiones, generalmente se almacena a la intemperie y debe sellarse herméticamente, manteniéndose en esta condición durante el período de almacenamiento.

En el caso de tanques que contienen bolsas y membranas elásticas en su interior, se deben almacenar con una presión baja de nitrógeno de 0.07 a 0.14 kg/cm², con la finalidad de evitar su deterioro por estar a la intemperie.

Tuberías, ductos y otras partes metálicas

Estas partes del transformador se embarcan por separado; algunas de ellas pueden venir en cajas y otras no. Todos estos elementos deben almacenarse en interior en un lugar limpio y seco. En aquellos casos en que por sus dimensiones no sea posible su almacenaje interior, se deberán sellar herméticamente con bridas y empaques adecuados, para su almacenamiento exterior.

Levantamiento por medio de una grúa de puente móvil

Como ejemplo, se indican algunas recomendaciones de un fabricante para levantar transformadores acorazados de tanque tipo campana, que se transporta de manera horizontal.

Se requiere del siguiente material:

- Cuatro estrobos para levantar el transformador acostado sobre el vagón o remolque
- Dos estrobos para el levantamiento (estos dos estrobos deben ser suficientes para soportar el transformador)
- Dos malacates con su cable
- Una grúa de puente móvil capaz de soportar la carga total

Descarga del transformador. Como se indica en la **figura 1.8.1**, el transformador se levanta por medio de cuatro estrobos amarrados a 2 argollas de la base (1 y 2), y a las dos argollas soldadas a las paredes del tanque (5 y 6) y que están cerca de la tapa superior.

El gancho de la grúa se coloca sobre el centro de gravedad del transformador y se iguala la longitud de los estrobos, de manera que el equipo esté paralelo al suelo durante la descarga. Posteriormente se coloca sobre tabloncillos suficientemente altos, para que ningún accesorio (válvula, gancho) se deteriore por tocar el suelo, y suficientemente largos para que sobresalgan de las paredes del tanque en campana, que van a descansar sobre ellos. Estos tabloncillos son colocados de tal manera que entren en contacto con los refuerzos del transformador y no con la placa de las paredes del tanque.

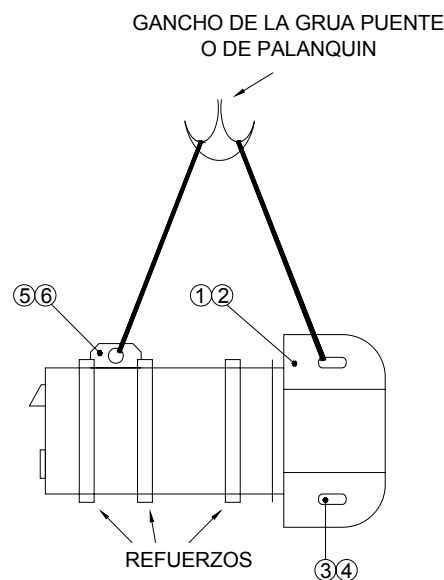


Figura 1.8.1 Levantamiento horizontal del transformador.

Levantamiento. El transformador se levanta lentamente desplazando la grúa puente, de manera que los estrobos se mantengan verticales.

Se amarran las extremidades de los cables de los malacates (A y B) a las argollas de la base (3-4), manteniendo estos cables en tensión.

Cuando el transformador se levanta del suelo algunos decímetros, se maniobra con los malacates para fijar el punto de equilibrio.

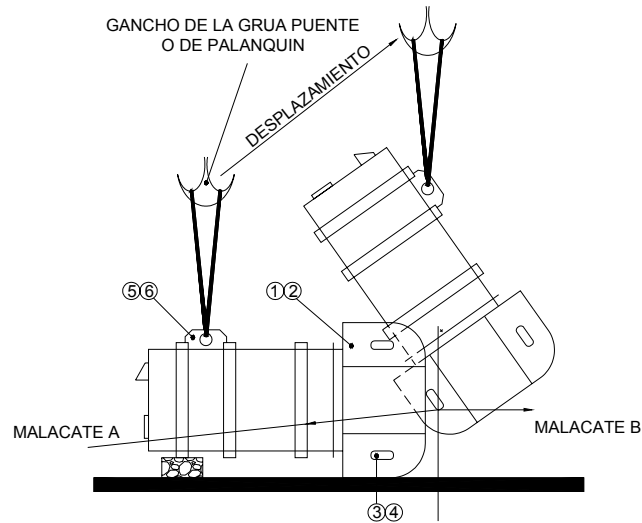


Figura 1.8.2 Levantamiento del transformador con grúa puente.

Posteriormente, el transformador se baja mediante la grúa con puente móvil, para que descansa sobre su base. Si debido a la construcción del transformador, el centro de gravedad queda a la derecha de la vertical, los malacates pueden no ser necesarios. Sin embargo, es preferible utilizar por lo menos un malacate, para evitar que el transformador tenga oscilaciones cuando se levanta del suelo.

Levantamiento por medio de una grúa fija de palanquín

Para realizar la maniobra se requiere del siguiente material:

- Cuatro estrobos para levantar el transformador acostado sobre el vagón o el remolque
- Dos estrobos para el levantamiento (los cuales deben ser suficientes para soportar el transformador)
- Dos malacates con su cable
- Soportes de hierro y rodillos
- Una grúa de palanquín capaz de soportar la carga total

Descarga del transformador. El proceso de descarga es idéntico al caso anterior, pero el remolque o el vagón deben detenerse, en un lugar que permita que el centro de gravedad del transformador quede debajo del gancho, para que la grúa no trabaje oblicuamente, depositar el transformador sobre tabloncillos colocados sobre dos viguetas de hierro, puestas sobre rodillos. Ver **figura 1.8.1**.

Levantamiento. El transformador se hace resbalar sobre sus rodillos, de manera que las dos argollas, (5-6) queden debajo de la grúa. Después se enganchan dos estrobos capaces de soportar el peso total del transformador a esas dos argollas, y se levanta lentamente. Ver **figura 1.8.3**.

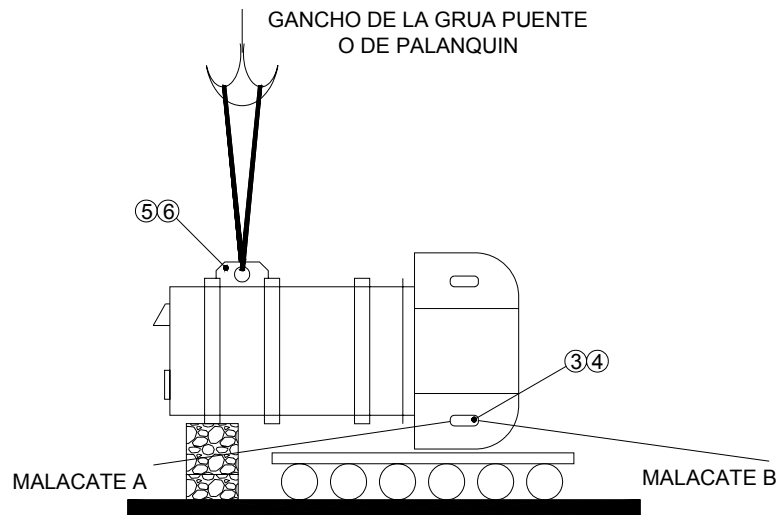


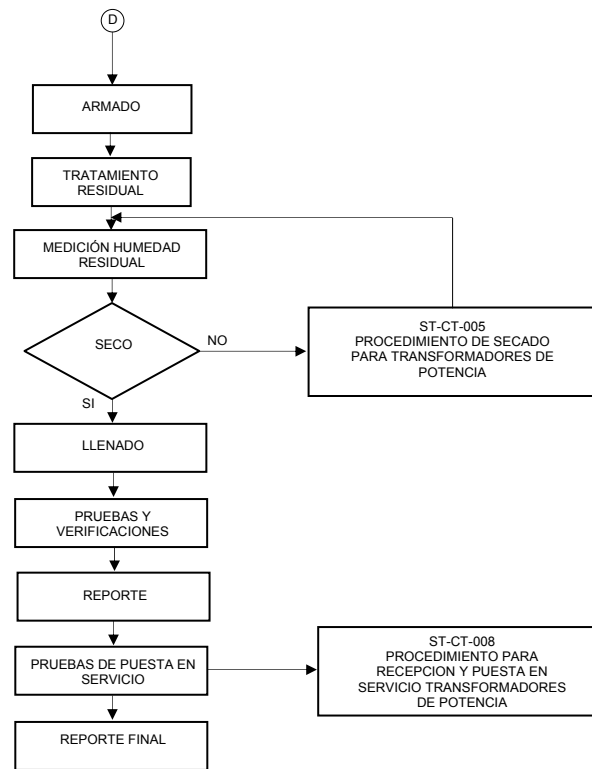
Figura 1.8.3 Levantamiento del transformador con grúa de palanquín.

Estando la arista del tanque sobre la que se apoya el transformador, montada sobre rodillos, puede desplazarse durante el levantamiento, de manera que los estrobos queden aproximadamente verticales.

Amarrar los dos estrobos (*A* y *B*) de los malacates, a los anillos (3-4) situados sobre la base del lado del piso y mantenerlos con tensión. Cuando el transformador se levanta del piso se retiran las viguetas y los rodillos, y se reemplazan por tablonés. Después se debe jalar con el malacate (*A*), de manera que al hacer descender el transformador mediante la grúa de palanquín, gire sobre su base. Al final de la operación, los cables no deberán estar demasiado inclinados, ni cortados por el borde de la tapa. El remolque o vagón utilizado para transportar el transformador, cumple la función de soporte móvil en lugar de las viguetas y los rodillos.

El **diagrama 1.8.1**, muestra el proceso que se realiza para el transporte, hasta la puesta en servicio de los transformadores de potencia.

Continuación del Diagrama 1.8.1 Diagrama de flujo para recepción, almacenamiento, montaje y puesta en servicio de transformadores de potencia.



Bibliografía

- 1) HMSO BEBS T2-Section-XXXIV-1966, Specification for Transformers and Reactors. Drying out, Transport and Erection, 1996.
- 2) NRF-001-CFE, Empaque, Embalaje, Transporte, Descarga, Recepción y Almacenamiento de Bienes Adquiridos por CFE, 2001.
- 3) Especificación CFE K0000-06, Transformadores de Potencia de 10 MVA y Mayores, 2004.
- 4) Guía CFE K0000-18, Embarque y Transportación de Transformadores de Potencia, 1999.
- 5) Procedimiento ST-CT-008 (GGT-A013-S), Recepción y Puesta en Servicio de Transformadores de Potencia, 1980.
- 6) Manual de Transformadores de Potencia, Tomo 1, Comisión Federal de Electricidad, 1997.

1.9 Montaje y puesta en Servicio

En esta sección se presentan las actividades para armado, tratamiento preliminar, secado y llenado en sitio de transformadores. También se presentan las verificaciones y pruebas que se deben realizar para obtener los valores iniciales de operación, que servirán como referencia para pruebas futuras.

1.9.1 Armado

La mayoría de los transformadores de gran capacidad y extra alta tensión, son acondicionados con tapas provisionales para su manejo y transportación y algunas partes son seccionadas, por ejemplo: el tanque principal, el tanque de cambiador de derivaciones y las secciones de salidas de boquillas.

Las tapas provisionales deben ser retiradas durante el armado del equipo. El armado se debe realizar con base en las instrucciones particulares de cada fabricante y tomando en consideración las precauciones para realizar una revisión interna. Si los trabajos en la parte interna del transformador duran más de un día, por la noche o periodos que no se trabajen, el equipo se debe sellar y presurizar.

El manejo e instalación de boquillas se realiza, en la mayoría de los casos, en posición vertical. Las boquillas deben estar perfectamente limpias y secas. Durante su manejo y montaje se debe tener cuidado de no someterlas a esfuerzos mecánicos, superiores a los de diseño, que puedan ocasionar fracturas graves en su porcelana.

Para el montaje de los accesorios se utiliza una variedad de empaques, los cuales se fabrican de material resistente al aceite y deben estar limpios, al igual que las superficies y alojamientos donde se colocarán. Su montaje se hace con cuidado y comprimiéndolos uniformemente, para garantizar un sellado perfecto.

En el montaje de los cambiadores de derivaciones se verifica su operación en ambos sentidos, así como el área de contacto y la presión en cada posición, para cada una de las derivaciones. Se confirma la operación de los indicadores de nivel, flujo y temperatura, antes de sellar el tanque.

Después de armar y sellar el transformador, se procede a probar su hermeticidad presurizándolo con aire seco o nitrógeno de alta pureza, a una presión de 5 lb/in² (0.35 kg/cm²) y se verifica que no haya fugas antes de proceder al secado o llenado definitivo del transformador.

1.9.2 Tratamiento preliminar

Previo al llenado definitivo del transformador con aceite, se somete a un tratamiento preliminar con alto vacío, para eliminar la humedad que se haya absorbido durante las maniobras de inspección interna y de armado, y sobre todo para verificar y registrar la humedad residual inicial que tendrá.

Después de realizar una inspección para verificar la presencia de fugas en el tanque del transformador, se procede a la expulsión del aire o nitrógeno a la atmósfera, a través de una bomba de vacío. Se debe alcanzar un alto vacío con una presión absoluta de 1 mm Hg, estas condiciones se mantienen durante 12 horas, más un tiempo adicional de una hora por cada 8 horas que el transformador se encuentre abierto y expuesto para inspección y armado.

Al concluir el período de alto vacío, éste se rompe introduciendo nitrógeno de alta pureza, hasta lograr una presión de 5 lb/in² (0.35 kg/cm²) dentro del transformador. Estas condiciones se mantienen durante 24

horas, con la finalidad de alcanzar un equilibrio de la humedad entre gas y los aislamientos. Posteriormente, se efectúan mediciones de punto de rocío del gas y se determina la humedad residual de los aislamientos, utilizando cualquiera de los métodos indicados en el procedimiento ST-CT-004 (SGP A 005-S) del Tomo II del Manual de Transformadores y Reactores de Potencia.

Se debe realizar un proceso de secado, cuando los valores de humedad residual de los aislamientos obtenidos en esta etapa y los de la etapa de recepción son mayores a:

- 0.3% para transformadores de 230 y 400 kV
- 0.4% para transformadores de 115 a 161 kV
- 0.5% para transformadores menores de 115 kV

1.9.3 Secado

La finalidad del proceso de secado de un transformador de potencia es eliminar la humedad y gases de sus aislamientos, suponiendo que hayan quedado atrapados durante el transporte y los trabajos de inspección interna y armado.

Actualmente se emplean cuatro procedimientos normalizados de secado y a continuación se describen brevemente:

Secado con alto vacío y calor continuo

En este método, las bombas utilizadas deben alcanzar un vacío en el tanque del transformador, del orden de 0.05 mm Hg a 25°C de temperatura ambiente. El calor que se aplica se logra circulando aceite caliente, con una temperatura de hasta 90°C y aplicando simultáneamente alto vacío, se acelera la ebullición y la expulsión de humedad de los aislamientos, lográndose un secado efectivo en un tiempo muy corto.

Secado con alto vacío y calor cíclico

En este método de secado se aplica alternadamente alto vacío y calor. Se utilizan los mismos valores de vacío y calor del método anterior, con la diferencia de que se realizan ciclos de alto vacío y calentamiento uno tras otro, alternados o simultáneamente, cuando se puedan realizar.

Secado con alto vacío continuo

En este método se utiliza una bomba de vacío en operación continua, para mantener al transformador con alto vacío y temperatura ambiente, lográndose de esta manera la ebullición y expulsión de la humedad por presiones absolutas muy bajas. En estas condiciones, los procesos de secado son muy prolongados en tiempo y a veces no es posible alcanzar los grados de secado obtenidos con los métodos anteriores.

Secado con aire caliente

Es un método poco utilizado en transformadores de potencia, pero efectivo y rápido en el caso de transformadores de baja tensión y mediana capacidad. En este método se emplea aire caliente a 100°C, el cual es circulado a través de los aislamientos dentro del tanque del transformador, el cual se debe aislar térmicamente del medio ambiente, con la finalidad de evitar pérdidas de calor por radiación. Usando un mínimo de calor, se mantiene una temperatura uniforme, previniendo riesgos de condensación en el interior del tanque. En la aplicación de este método, se deben tener precauciones especiales para extinguir incendios, ya que existe una alta probabilidad de que se produzcan.

Los métodos de secado mencionados anteriormente, se realizan de acuerdo con el procedimiento ST-CT-005 (SGP-A006-S) del Tomo II del Manual de Transformadores y Reactores de Potencia. Referirse al **formato 1.9.1** para especificaciones del aceite aislante.

1.9.4 Llenado

Esta operación se realiza al terminar los procesos de armado y tratamiento preliminar, y cuando la medición de humedad indique que el transformador está dentro de los límites aceptables.

El aceite aislante usado para el llenado definitivo del transformador, debe ser deshidratado y desgasificado, con un contenido de agua de 10 ppm y un contenido total de gases de 0.25%, para transformadores de 230 y 400 kV. El resto de las pruebas del aceite, tanto eléctricas como químicas, deben tener resultados dentro de los límites de especificación para aceites nuevos.

Durante la circulación del aceite aislante a través de la planta de tratamiento y del propio transformador, se pueden producir voltajes debidos a cargas electrostáticas. Para prevenir lo anterior, todas las terminales externas del transformador, su tanque, tuberías y equipo de tratamiento, deben ser conectados sólidamente a tierra durante el llenado.

Durante el proceso de llenado, en el transformador se debe mantener un vacío del orden de 1 a 2 mm Hg. El aceite debe ser calentado a 20°C y preferentemente a una temperatura mayor de la ambiente, introduciéndose en el tanque de tal manera, que el chorro del aceite no pegue directamente sobre los aislamientos de papel. El aceite se ingresa a través de una válvula que regula su flujo, manteniendo siempre presión positiva. La velocidad de llenado debe ser controlada y limitada, para evitar burbujas atrapadas entre los aislamientos. Se recomiendan valores máximos de 100 litros/min o aumentos de presión de 10 mm Hg dentro del tanque.

La operación de llenado debe ser continua hasta cubrir núcleo y devanados. Si por alguna razón se interrumpe el proceso y se rompe el vacío por un período largo, se debe vaciar el transformador y volver a empezar el llenado.

Las burbujas de agua o de gas en el aceite se expanden o propagan, en proporción al vacío obtenido durante el llenado, y podrán expulsarse al exterior con la bomba de vacío. Por lo tanto, las condiciones de vacío se deberán mantener por 3 ó 4 horas después que se terminó el llenado del transformador. Posteriormente se rompe el vacío, utilizando un cilindro de gas o nitrógeno seco a presión positiva, de alrededor de 5 lb/in² (0.35 kg/cm²). Para transformadores con preservación de nitrógeno, se pone en servicio el equipo automático de gas, para mantener presión positiva.

Como actividad final en el proceso de llenado, el aceite se recircula continuamente a través de la planta de tratamiento, cuando menos por 8 horas o un equivalente a dos veces el volumen total de aceite, para eliminar la humedad residual y gases disueltos. Durante este proceso se operan todas las bombas de aceite. Al terminar, el transformador se deja en reposo para asentamiento, por un mínimo de 24 horas antes de ser energizado.

1.9.5 Pruebas y verificaciones

Una vez que el transformador estuvo en reposo, se realizan una serie de pruebas y verificaciones finales, antes de energizarlo y ponerlo en servicio, así como para mantener una base de comparación con pruebas futuras de mantenimiento.

Antes de dar inicio a dichas pruebas, es necesario contar con algunos requisitos previos como son:

- Documento de entrega para pruebas de puesta en servicio, con sus anexos correspondientes
- Reporte de recepción
- Reporte de inspección y pruebas en fábrica del transformador y accesorios, según la especificación CFE K0000-06
- Reporte de análisis de aceptación del aceite, hechas por el laboratorio químico en una muestra tomada antes y después del llenado del transformador

- Reporte de secado del transformador
- Reporte de pruebas a dispositivos de sobrepresión, acumulador de gases (*Buchholz*), indicadores de nivel, transformadores de corriente y calibración de instrumentos de medición y temperatura

Las pruebas y verificaciones recomendadas son las siguientes:

- a) Resistencia de aislamiento de cada uno de los devanados a tierra y entre devanados. Esta prueba, que es de gran utilidad para dar una idea rápida y confiable de las condiciones del aislamiento total integrado del transformador bajo prueba, determina las condiciones de los aislamientos de éste, siendo de gran ayuda para la detección de humedad, condiciones del aceite y daños en elementos aislantes. Su desarrollo se realiza de acuerdo con el Procedimiento ST-CT-001 (SGP-A001-S.) del Tomo II del Manual de Transformadores y Reactores de Potencia.

- b) Factor de potencia de cada devanado a tierra y entre devanados, de acuerdo con el Procedimiento ST-CT-002 (SGP-A003-S) del Tomo II del Manual de Transformadores y Reactores de Potencia.

La finalidad de esta prueba es determinar el nivel de pérdidas dieléctricas entre devanados, y entre devanados y tierra. Los valores obtenidos con esta técnica son dependientes del envejecimiento y de las condiciones de humedad, ionización y temperatura del sistema dieléctrico. Se recomienda un valor menor de $\pm 0.5\%$ corregido a 20°C , para devanados de transformadores nuevos y un valor de 0.5 a 2.0% para transformadores en operación.

- c) Factor de potencia a todas las boquillas equipadas con *tap* de prueba o *tap* capacitivo, de acuerdo al procedimiento ST-CT-011 (GTT-A023-S). La capacitancia de la boquilla no debe variar $\pm 2\%$ de los valores de fábrica. Los valores de factor de potencia requeridos para estos componentes son:

Pérdidas a 20°C (%)	
Boquillas capacitivas y llenas de aceite	0.2 a 0.5
Boquillas llenas de compound	0.5 a 2.0

- d) Relación de transformación en todas las derivaciones. Esta prueba permite detectar posibles cambios en la relación de transformación del transformador, en las distintas posiciones del cambiador de derivaciones, ocasionados por la presencia de corto circuito entre espiras de los devanados. El desarrollo de esta prueba debe realizarse de acuerdo con el Procedimiento ST-CT-007 (SGP-A011-S) del Tomo II del Manual de Transformadores y Reactores de Potencia. En esta medición se permite una desviación de 0.5%, respecto al valor nominal.

- e) Medición de la impedancia en función de la frecuencia. El objetivo de esta prueba es determinar, de manera integral, si existen diferencias electromecánicas entre el arreglo físico de un devanado contra otro similar. El método de prueba se describe en el procedimiento ST-CT-019 del Tomo II del Manual de Transformadores y Reactores de Potencia.

- f) Medición de resistencia óhmica de todos los devanados. Se realiza de acuerdo con el Procedimiento ST-CT-015 (PT-SLA-09-19) del Tomo II del Manual de Transformadores y Reactores de Potencia. Esta prueba tiene como finalidad detectar la continuidad de los devanados (falsos contactos en el cambiador de derivaciones, entre devanados y boquillas o espiras en corto). El valor de la resistencia no debe ser mayor del $\pm 0.5\%$ de los valores medidos en fábrica o en la última medición de campo.

- g) Pruebas de rigidez dieléctrica, factor de potencia, resistividad, tensión interfacial, número de neutralización, contenido de agua y gases del aceite aislante, de acuerdo con el Procedimiento ST-CT-006 (SGP-A009-S) del Tomo II del Manual de Transformadores y Reactores de Potencia. La prueba

permite detectar la presencia de gases combustibles y el contenido de agentes contaminantes (agua, suciedad o partículas conductoras en el aceite). Los valores satisfactorios para operar se muestran en la **tabla 1.9.1** y están de acuerdo con la experiencia de la *CFE*.

- h) Verificación del contenido de oxígeno y de gases combustibles en la cámara (colchón) de nitrógeno. Estas pruebas se repiten nuevamente cuando el transformador entra en servicio.
- i) Verificación de operación de los dispositivos indicadores y de control de temperatura del aceite y punto más caliente *hot spot*.
- j) Verificación de operación de los equipos auxiliares, como bombas de aceite, ventiladores e indicadores de flujo.
- k) Verificación de alarmas y disparos por protecciones propias del transformador, así como los esquemas de protección diferencial y de respaldo.

Tabla 1.9.1 Valores de gases en el aceite para transformadores

Valores de gas en aceite (ppm vol/vol)	Máximo	Crítico
Hidrógeno	200	1000
Metano	120	500
Monóxido de carbono	700	1000
Bióxido de carbono	10,000	15,000
Etileno	80	150
Etano	100	500
Acetileno	15	35
Compuestos furánicos	8.0 ppm como máximo	
Contenido de humedad	10-15 ppm	

1.9.6 Energización y puesta en servicio

Si el resultado de las pruebas eléctricas y las verificaciones de control y protección son satisfactorios, se procede a energizar el transformador, elevando el voltaje lentamente.

El transformador se mantiene sin carga y a voltaje nominal, por un período mínimo de 8 horas. En estas condiciones, se vuelve a verificar el contenido de oxígeno y gases combustibles. Se mantiene una estrecha vigilancia del transformador y se verifica que no haya áreas críticas como por ejemplo puntos calientes, ruido y vibraciones anormales, de acuerdo con lo indicado en la Norma ANSI/IEEE C57.12.90.

Durante el período de energización en vacío, se verifica la operación del equipo auxiliar, ventiladores y bombas. En caso de existir cambiador de derivaciones bajo carga, éste se debe operar en todas sus posiciones.

Si no se detecta ningún problema, se considera que el transformador está listo para tomar carga y en este período se realiza una estrecha vigilancia durante las primeras horas de operación. Después de algunos días de operar en condiciones normales de carga, se recomienda repetir una vez más, las mediciones de contenidos de oxígeno y gases combustibles en el colchón de gas, además de verificar las mediciones de rigidez dieléctrica y contenido de agua en el aceite.

Formato 1.9.1 Especificaciones del aceite aislante

 COORDINACIÓN DE TRANSMISIÓN GERENCIA DE SUBESTACIONES			ESPECIFICACIONES DEL ACEITE
Valores de gas en aceite (ppm vol/vol)	Máximo	Crítico	
Hidrógeno	200	1000	
Metano	120	500	
Monóxido de carbono	700	1000	
Bióxido de carbono	10,000	15,000	
Etileno	80	150	
Etano	100	500	
Acetileno	15	35	
Compuestos furánicos	8.0 ppm como máximo		
Contenido de humedad	10-15 ppm		
Rigidez dieléctrica	30 kV con electrodos planos 20 kV con electrodos semiesféricos		
Resistividad	250 x 10 ⁶ Ω-cm		
Factor de potencia:			
Aceite nuevo	0.05% máximo a 25 °C		
Aceite en operación	0.3% a 100 °C		

Bibliografía

- 1) Especificación CFE K0000-06, Transformadores de Potencia de 10 MVA y Mayores, 2004.
- 2) Procedimiento GGT-A013-S, Recepción y Puesta en Servicio de Transformadores de Potencia, 1980.
- 3) NRF-001-CFE, Empaque, Embalaje, Transporte, Descarga, Recepción y Almacenamiento de Bienes Adquiridos por CFE, 2001.
- 4) IEEE C57.12.00, Standard General Requirements for Liquid-immersed Distribution, Power and Regulating Transformers.
- 5) IEEE C57.12.90, Standard Test Code for Liquid-immersed Distribution, Power and Regulating Transformers and IEEE Guide for the Short Circuit Testing of Distribution and Power Transformers, 1993.
- 6) IEEE C57.125, Guide for the Failure Investigation, Documentation, and Analysis for Power Transformers and Shunt Reactors.
- 7) IEEE 43 Std. Recommended Practice for Testing Insulation Resistance of Rotating Machinery.
- 8) Measurement of bushing power factor at low ambient temperatures. H.H. Wagner, McGraw Edison, Power System Division Dobble Minutes, 1968, Sec. 4-501.

- 9) IEEE C57.104, Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil Immersed Transformers, 1991.
- 10) IEC 422, Supervision and Maintenance Guide for Mineral Insulating Oils in Electrical Equipment, 1989.
- 11) TTR Transformer Turn Ratio Test Set, Boletín 556, James G. Biddle Co.

1.10 Mantenimiento

En esta sección se enlistan los requisitos del mantenimiento que incluyen la recolección, análisis y archivo de resultados de prueba, así como la determinación de programas, selección de personal y políticas de mantenimiento. Se describen las actividades de mantenimiento de los transformadores y de sus componentes. Posteriormente, se describen las pruebas que se realizan en el transformador, cuando se encuentra fuera de servicio y en servicio. Se describen brevemente los tipos de reparación que se realizan en los transformadores. Finalmente, se presentan los tipos de prueba que se realizan para cumplir con las normas de referencia y las técnicas de medición de alta sensibilidad que actualmente está implementando la CFE.

1.10.1 Introducción

La **figura 1.10.1**, muestra una curva estadística de la vida útil de los transformadores. En ella se observa que el equipo, después de pasar por un período inicial de fallas inmediatas denominado *mortalidad infantil*, reduce sus posibilidades de falla y pasa a otra etapa de estabilidad llamada *período de vida útil*. Posteriormente el equipo envejece y nuevamente crecen sus posibilidades de falla, a lo que se le conoce como *período de envejecimiento*.

Un plan de mantenimiento tiene como finalidad, reducir la cantidad de trabajo generado por el número de fallas durante el período de vida útil del equipo. Actualmente existen varios de tipos de mantenimiento de transformadores, los cuales se aplican indistintamente. En la **figura 1.10.2**, se observa que una productividad mayor se logra mejorando las técnicas de mantenimiento y reduciendo sus costos.

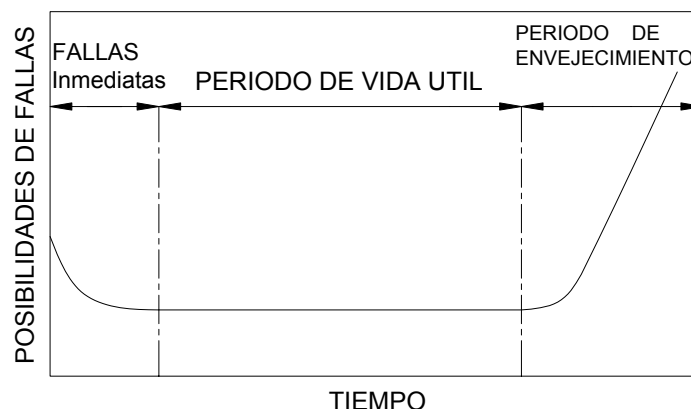


Figura 1.10.1 Curva típica de vida-envejecimiento de un equipo.



Figura 1.10.2 Curva de costo-beneficio de mantenimiento.

Los principales objetivos de un programa de mantenimiento son:

- Establecer los requisitos de mantenimiento para todo el equipo instalado
- Recolectar y archivar los resultados obtenidos en las inspecciones y pruebas, así como el análisis que determina las condiciones del equipo
- Seleccionar personal competente para realizar los trabajos, el análisis y control del mantenimiento
- Establecer un programa de atención a equipos con posibles fallas incipientes y dar seguimiento o programar su salida para inspección

1.10.2 Establecimiento de los requisitos de mantenimiento

Para establecer los requisitos de mantenimiento del equipo, se deben considerar tres criterios:

Criterio crítico contra no crítico

Establece las condiciones de cada equipo y las consecuencias de su falla en la operación del sistema eléctrico. El equipo que tenga una posibilidad de falla y represente una amenaza para la operación del sistema en lo relacionado a seguridad, producción, costos, etc., es considerado crítico. Por otro lado, el equipo cuya falla no tenga serias consecuencias sobre la operación del sistema es considerado no crítico. Un programa de mantenimiento preventivo se realiza sobre el equipo crítico y un programa predictivo se realiza sobre el equipo no crítico.

Criterio de límites permisibles

Generalmente, este criterio establece los resultados de pruebas que indican cuando el equipo se acerca a una condición límite y peligrosa. En este criterio conviene considerar una reparación o reposición del equipo.

Criterio de datos del fabricante

Permite obtener información sobre límites de vida esperada, o sugiere intervalos de tiempo para mantenimiento, en función del servicio del equipo.

Para definir y establecer los requisitos de mantenimiento para cada uno de los equipos, se deben considerar los siguientes criterios:

1.10.2.1 Recolección, análisis y archivo de resultados

Se debe contar con un archivo correctamente clasificado, que integre el historial de cada equipo. Es recomendable realizar revisiones de las técnicas de pruebas, con el fin de normalizar el criterio para el análisis de los resultados obtenidos y compararlos con los anteriores, para determinar su variación y tendencia.

1.10.2.2 Determinación de los programas de mantenimiento

Con el conocimiento de las condiciones del equipo y el establecimiento de los requisitos de mantenimiento, se elaboran los programas de trabajo, tomando como base el mantenimiento predictivo. Es decir, el equipo que es considerado crítico, queda programado bajo el criterio del mantenimiento preventivo y su atención está en función de la condición en que se encuentra y de los requisitos de mantenimiento que se han establecido.

El equipo que se considera no crítico, se programa dentro del criterio del mantenimiento predictivo, que está en función de la condición en que se encuentra, del conocimiento técnico para establecer un período para su próxima revisión, de la pruebas dentro del programa general de mantenimiento de la instalación y de los requisitos de mantenimiento que se han establecido.

1.10.2.3 Personal para el mantenimiento

Es necesario contar con personal competente para la realización y administración del mantenimiento. Este es un requisito importante, pues se requiere una preparación y una conciencia para realizar en forma correcta y eficiente las pruebas y el reporte correspondiente. Esto facilitará el análisis de tendencias de variables, así como la programación adecuada del mantenimiento de tipo predictivo en el futuro.

1.10.2.4 Políticas de mantenimiento

Las políticas están basadas en un programa de mantenimiento predictivo.

Existen tres tipos principales de mantenimiento:

- Correctivo
- Preventivo
- Predictivo

Mantenimiento correctivo

Este tipo de mantenimiento permite operar el equipo hasta que ocurra una falla, antes de efectuar su reparación o sustitución. Requiere de poca planeación y control, pero sus desventajas son inaceptables en instalaciones que requieren un alto nivel de confiabilidad. El trabajo que se realiza en este mantenimiento está fundamentado en casos de emergencia, lo cual genera una forma ineficiente del empleo de la mano de obra, excesivas interrupciones y costos elevados.

Mantenimiento preventivo

Este tipo de mantenimiento tiene como objetivo prevenir las interrupciones y fallas, además de prolongar los tiempos de operación por medio de inspecciones programadas y revisiones periódicas del equipo. En general se logra el objetivo, pero actualmente se considera que los costos de este tipo de mantenimiento son relativamente elevados.

Mantenimiento predictivo

El mantenimiento predictivo tiene como finalidad, lograr el máximo tiempo de operación del equipo y eliminar el trabajo innecesario. Para lograrlo, se requieren técnicas de inspección y pruebas con instrumentación avanzada, que ayuden a determinar con certeza la condición del equipo y un control riguroso, logrando una correcta planeación del mantenimiento y realizando las revisiones requeridas.

1.10.3 Mantenimiento de transformadores

En comparación con otros equipos, el transformador es considerado como un equipo que requiere poco mantenimiento y que tiene un alto nivel de confiabilidad. El propósito principal del mantenimiento de transformadores es asegurarse de que sus partes internas, externas y accesorios, se conservan en buenas condiciones, y que es capaz de operar con un alto nivel de confiabilidad. Un segundo propósito es mantener un registro histórico de las condiciones del transformador.

El mantenimiento de un transformador se realiza periódicamente, de acuerdo al procedimiento de valoración de créditos de trabajo de subestaciones CTT-GSL-021.

1.10.4 Mantenimiento de componentes

Aceite y aislamiento del transformador

Realizando un balance entre la humedad del aceite y del aislamiento sólido, se observará que existe un nivel mayor de humedad en el papel aislante. La humedad en el aislamiento es un acelerador del envejecimiento. Se recomienda secar el aislamiento cuando la humedad excede el nivel especificado.

El secado se realiza con base en el Procedimiento para secado de transformadores de potencia ST-CT-005 (SGP-A006-S).

Normalmente, las pruebas al aceite de transformadores de distribución y potencia se realizan con la periodicidad indicada en el procedimiento de valoración de créditos de trabajo de subestaciones CTT-GSL-021.

Boquillas y uniones

Los aisladores de porcelana de las boquillas de transformadores, se deben limpiar durante los periodos que están fuera de servicio. Esto es particularmente importante para lugares con altos niveles de contaminación y humedad, y se recomienda utilizar artículos de limpieza para realizar la limpieza. En los periodos programados para mantenimiento de boquillas, se deben revisar las condiciones de las uniones de la conexión externa del transformador con las barras, ya que una reducción en la presión de contacto, provoca sobrecalentamiento en las boquillas y pueden dañarse las juntas adyacentes.

Cambiador de derivaciones sin carga

La relación de transformación varía a través del cambiador de derivaciones. El eje de control del cambiador se encuentra en la cubierta o la pared del tanque del transformador. La terminal del eje está provista con una manivela, un indicador de posición y un dispositivo de bloqueo. Los cambiadores de carga normalmente no requieren de un mantenimiento regular, pero se recomienda que cuando esté fuera de servicio, se mueva de un extremo de su posición hasta el otro varias veces, de forma manual o motorizada.

Cambiador de derivaciones con carga

El mantenimiento de cambiadores de derivaciones con carga, se debe realizar de acuerdo con las instrucciones indicadas por el proveedor y lo indicado en el procedimiento de valoración de créditos de trabajo de subestaciones CTT-GSL-021. Se recomienda que sólo el personal entrenado realice las

verificaciones y el mantenimiento. Los cambiadores bajo carga deben recibir un mantenimiento regular, indicado por el proveedor, que se realiza con base en el número de operaciones realizadas.

Unidades manejadas con motor

Las unidades manejadas con motor requieren de un mantenimiento regular. Los intervalos de mantenimiento y el tiempo de vida esperado dependen del número de operaciones. Sólo personal entrenado y experimentado deberá realizar el mantenimiento en este tipo de unidades, entre las que se encuentran los ventiladores y las bombas.

Juntas

Usualmente las juntas son de corcho resistente a líquidos, goma de nitrilo, o silicón de sellado y son utilizadas entre la tapa y los collarines o entre boquillas y las tapas. Cuando las juntas presentan fugas, se realiza un ajuste que consiste en apretar los tornillos y si se requiere cambiarlas, se debe consultar y solicitar información con el proveedor del equipo.

Protección de superficies

Cuando se requiera reparar la pintura dañada, se deben limpiar los puntos afectados y dejarlos libres de óxido, suciedad y grasa. Posteriormente se aplica la capa primaria de zinc enriquecido y después la capa de pintura. El espesor final de pintura debe ser por lo menos igual que el espesor de pintura original. Si se presenta un daño mayor en la pintura, se recomienda contactar a una compañía especializada en este tipo de trabajo.

1.10.5 Pruebas de mantenimiento

Los transformadores están sometidos a esfuerzos durante su operación y tienen impacto en sus devanados, los cuales se indican a continuación:

- **Esfuerzos mecánicos:** originados entre conductores, cables de conexión y devanados, debido a sobrecorrientes o corrientes de falla, generados principalmente por cortocircuito del sistema y corrientes de magnetización.
- **Esfuerzos térmicos:** debidos a sobrecalentamiento puntual, originados por corrientes de sobrecarga y flujo disperso. Se generan cuando se sobrepasan los valores de la placa de datos o debido a un mal funcionamiento del sistema de enfriamiento.
- **Esfuerzos dieléctricos:** debidos a sobrevoltaje del sistema, condiciones de impulsos transitorios o resonancias en el interior de los devanados.

Actualmente existen técnicas de diagnóstico, que se utilizan para detectar la presencia de fallas incipientes y monitorear su desarrollo, en un período de semanas o meses. En la **tabla 1.10.1**, se presentan las técnicas de diagnóstico más utilizadas a nivel mundial en transformadores de potencia, asociadas al tipo de problema que se requiere detectar. De manera similar, la **tabla 1.10.2**, presenta las técnicas de diagnóstico utilizadas en boquillas de transformadores.

Tabla 1.10.1 Técnicas de diagnóstico más utilizadas en transformadores de potencia

Problema	Técnica de diagnóstico	Condición de servicio del equipo	Estatus de la técnica de diagnóstico	Nivel de eficacia de la técnica de diagnóstico
Mecánico	Corriente de excitación	Fuera de servicio, en sitio	Generalmente aplicado	Medio
	Impulso de bajo voltaje			Bajo
	Análisis de respuesta a la frecuencia			Alto
	Medición de inductancia de dispersión			Medio/Alto
	Medición de Capacitancia			Alto
Térmico	Análisis de gases en el aceite	Equipo en servicio	Generalmente aplicado	--
	Cromatografía de gases			Alto
	Método de hidrógeno equivalente			Medio
	Degradación aceite-papel	Equipo en servicio	Etapa de desarrollo	--
	Cromatografía de líquidos			Medio/Alto
	Análisis de Furanos			Medio/Alto
	Detección de puntos calientes	Equipo en servicio	--	--
	Sensores Invasivos		Etapa de desarrollo	Bajo
	Termografía		Generalmente aplicado	Alto
Dieléctrico	Análisis del aceite	Equipo en servicio	--	--
	Humedad, resistencia eléctrica, resistividad etc.		Generalmente aplicado	Medio
	Relación de transformación		Generalmente aplicado	Bajo
	PD Medición	Equipo en servicio	--	--
	Método acústico		Etapa de desarrollo	Medio/Alto
	Método Eléctrico		Etapa de desarrollo	Medio/Alto
	Capacitancia y factor de potencia	Fuera de servicio, en sitio	Generalmente aplicado	Alto
	Respuesta dieléctrica a la frecuencia		Generalmente aplicado	Alto

Tabla 1.10.2 Técnicas de diagnóstico utilizadas en boquillas de transformadores

Problemas	Técnicas de diagnóstico	Condición de servicio del equipo	Estatus de la técnica de diagnóstico	Nivel de eficacia de la técnica de diagnóstico
Humedad	Capacitancia y factor de potencia	Fuera de servicio, en sitio	Generalmente aplicado	Alto
	Medición de voltaje del <i>tap</i> capacitivo			Medio
	Medición de resistencia con corriente directa			Bajo
	Collar caliente			Alto
Corona	Descargas parciales (PD)	Fuera de servicio, en sitio	Etapas de desarrollo	Medio/Bajo
	Medición del voltaje de radio interferencia	Equipo en servicio	Etapas de desarrollo	Medio
Envejecimiento	Capacitancia y factor de potencia	Fuera de servicio, en sitio	Generalmente aplicado	Alto
	Medición de resistencia con corriente directa			Bajo
Capacitores cortocircuitados	Capacitancia y factor de potencia			Alto
	Medición de voltaje del <i>tap</i> capacitivo			Medio
Superficie interna de fuga	Descargas parciales	Fuera de servicio, en sitio	Generalmente aplicado	Medio/Bajo
	Medición del voltaje de radio interferencia			Medio/Bajo
	Capacitancia y factor de potencia			Medio
	Medición de pérdidas dieléctricas con CA			Alto
Conexiones Pobres	Termografía	Equipo en servicio	Generalmente aplicado	Alto

1.10.6 Descripción de pruebas de mantenimiento de transformadores

Las pruebas que se realizan durante el mantenimiento de los transformadores, se clasifican en pruebas en operación y fuera de operación.

1.10.6.1 Pruebas con el transformador fuera de operación

1.10.6.1.1 Resistencia de aislamiento

El objetivo de la medición es determinar la posible presencia de contaminantes o el envejecimiento del aislamiento. También se emplea como un medio de control para proceder a aplicar voltajes de prueba de corriente alterna. Con los valores obtenidos en esta prueba, se calcula el índice de polarización, que se relaciona con la cantidad de humedad presente en el aceite y que será complementaria a las pruebas físico-químicas efectuadas a una muestra de aceite. Una vez concluidas las mediciones, se calcula el índice de polarización (IP) para cada uno de los arreglos y fases. Tomando como referencia la guía IEEE C57.125, la calidad del aislamiento con base en el índice de polarización es el siguiente: un IP menor a 1 indica un aislamiento peligroso; cuando el IP se encuentra entre 1.0 y 1.1 el aislamiento es de calidad pobre; un IP entre 1.1 y 1.25 representa un valor cuestionable; y un IP entre 1.25 y ≤ 2 mayor, indica un aislamiento en buenas condiciones. En el Procedimiento ST-CT-001 (SGP A-001-S) del Tomo II de Manual de Transformadores y Reactores de Potencia, se describe con mayor detalle esta prueba.

1.10.6.1.2 Factor de potencia (FP) y capacitancia

La finalidad de esta medición es determinar el estado del aislamiento entre los devanados de alta y baja tensión; entre el devanado de alta tensión y tierra y entre el devanado de baja tensión y tierra. Esta medición se efectúa con el equipo fuera de operación y generalmente se utiliza una fuente portátil de corriente alterna de 10 kV. El criterio utilizado para los resultados de prueba es el siguiente: un valor de FP menor a 0.5% y corregido a 20° C para devanados de transformadores nuevos y un valor de FP entre 0.5% y 2.0% para devanados de transformadores en operación. Esta medición se debe realizar en boquillas de transformadores de acuerdo con el Procedimiento ST-CT-002 (SGP-A-003-S) del Tomo II del Manual de Transformadores y Reactores de Potencia.

1.10.6.1.3 Resistencia óhmica

Esta medición tiene como finalidad detectar los problemas ocasionados por un falso contacto en el cambiador de derivaciones y en la conexión de la salida de los devanados y las boquillas. El valor de la resistencia óhmica no debe ser mayor al 2% del valor medido en fábrica o de la prueba realizada en la puesta en servicio. Para mayor información sobre esta prueba consultar el procedimiento ST-CT-015 (PT-SLA-09-19) del Tomo II del Manual de Transformadores y Reactores de Potencia.

1.10.6.1.4 Relación de transformación

Esta medición permite detectar los posibles cambios en la relación de transformación del transformador, en las diferentes posiciones del cambiador de derivaciones, ocasionados por la presencia de cortocircuito entre espiras o bobinas de los devanados.

Los valores obtenidos en la prueba de relación de transformación son aceptables, cuando no exceden el 0.5 % del valor de la placa de datos. El Procedimiento ST-CT-007 (SGP-A-011-S) del Tomo II del Manual de Transformadores y Reactores de Potencia, contiene el procedimiento de prueba.

1.10.6.1.5 Medición de corriente de excitación

La corriente de excitación se obtiene cuando se aplica un voltaje al devanado primario y el devanado secundario del transformador se encuentra sin carga, es decir, el secundario está en circuito abierto. La magnitud de la corriente de excitación depende del voltaje aplicado, del número de vueltas del devanado, de las dimensiones del devanado y de otras características geométricas y eléctricas del transformador.

Un alto nivel de corriente de excitación puede deberse a un corto entre una o varias espiras del devanado, a defectos en el circuito magnético originados por fallas en el aislamiento de los tornillos de sujeción del

núcleo, o en el aislamiento entre laminación. El criterio de aceptación para esta medición es: si la corriente de excitación es menor a 50 mA, la diferencia entre las dos corrientes más altas para un transformador trifásico, debe ser menor al 10%. Cuando la corriente de excitación es mayor a 50 mA, la diferencia entre las dos corrientes más altas debe ser menor al 5%. Para realizar esta prueba se aplica el Procedimiento ST-CT-003 (SGP-A-004-S) del Tomo II de Transformadores y Reactores de Potencia.

1.10.6.1.6 Determinación de humedad residual

La humedad residual es la cantidad de agua que contienen los aislamientos sólidos al final de un proceso de secado. Su valor se expresa en por ciento y representa el porcentaje del peso total de los aislamientos sólidos.

Existen dos métodos para determinar la humedad residual: el método de abatimiento de vacío y el método de punto de rocío del gas. El Procedimiento ST-CT-004 (SGP-A-005-S) del Tomo II de Transformadores y Reactores de Potencia, describe esta prueba. Los valores de referencia de humedad residual se indican en la **tabla 1.10.3**.

Tabla 1.10.3 Valores de referencia de humedad residual

Clase (kV)	Humedad residual en %	
	Mínimo	Máximo
Menores de 115	0.40	0.50
115 a 161	0.30	0.40
230 a 400	0.20	0.30

1.10.6.1.7 Pruebas al aceite aislante

En esta sección se describen las pruebas que se realizan al aceite:

a) Análisis de gases en el aceite

Este análisis permite detectar problemas relacionados con la presencia de gases combustibles (cromatografía del aceite), la degradación de la celulosa (contenido de compuestos furánicos) y el contenido de humedad o contaminantes (factor de potencia, contenido de humedad y rigidez dieléctrica), generados durante la operación del equipo.

El Procedimiento ST-CT-013 (GSE-A-028-S) del Tomo II de Transformadores y Reactores de Potencia, describe con mayor detalle esta prueba. La **tabla 1.10.4**, muestra los valores máximos aceptables para el aceite.

Tabla 1.10.4 Valores de gases en aceite para transformadores móviles

Valores de gas en aceite (ppm vol/vol)	Máximo	Crítico
Hidrógeno	200	1000
Metano	120	500
Monóxido de carbono	700	1000
Bióxido de carbono	10,000	15,000
Etileno	80	150
Etano	100	500
Acetileno	15	35
Compuestos furánicos	8.0 ppm. como máximo	
Contenido de humedad	10-15 ppm.	
Rigidez dieléctrica	30 kV con electrodos planos 20 kV con electrodos semiesféricos	
Resistividad	$250 \times 10^6 \Omega\text{-cm}$	
Factor de potencia:		
Aceite nuevo	0.05% máximo a 25 °C	
Aceite en operación	0.3% a 100 °C	

b) Contenido de bifenilos policlorados (BPC's)

Esta medición se utiliza para identificar y determinar cuantitativamente el contenido de bifenilos policlorados (BPC's) en líquidos aislantes, por medio de cromatografía de gases, donde el contenido debe ser inferior a 50 ppm.

Las regulaciones ambientales indican que los equipos eléctricos y fluidos eléctricos aislantes, que tienen BPC's, deben ser manejados y almacenados por medio de procedimientos específicos.

c) Medición de furfurales

Esta medición consiste en determinar la concentración de furanos en el sistema aislante del transformador. Los furanos son compuestos orgánicos que se producen por la degradación del papel en contacto con el aceite, debido a sobrecalentamientos, oxidación y humedad.

La norma IEC 61198 describe el procedimiento para determinación del 2-furfural y compuestos relacionados mediante cromatografía de líquidos. Siguiendo los métodos descritos en la Norma IEC 61198, la concentración mínima de los cinco compuestos que son determinados en aceite mineral usado, debe ser 0.05 mg/kg o menor.

1.10.6.2 Pruebas que se realizan en transformadores de potencia en operación

1.10.6.2.1 Detección de descargas parciales mediante el método acústico

La técnica de medición de descargas parciales por método acústico, consiste en la detección del sonido que emiten las descargas parciales o arcos y que ocurren en el interior de un transformador. La medición se realiza utilizando sensores ultrasónicos que son colocados en la parte externa del tanque. La técnica está basada en el hecho de que los eventos que ocurren en el interior del transformador, producen un pulso mecánico que se propaga a las paredes del tanque, donde es detectado por un sensor ultrasónico. La salida del sensor es proporcional a la energía contenida en la onda de choque.

1.10.6.2.2 Pruebas al aceite aislante

Análisis de gases disueltos en el aceite

La generación de fallas en los transformadores de potencia está asociada a la formación de gases. El análisis de dichos gases es un método efectivo para la detección de fallas incipientes, identificación del tipo de falla y el monitoreo de su evolución, respecto al tiempo. La sensibilidad de este método permite detectar fallas incipientes y prever acciones, antes de que el problema sea grave. Esto permite planear con anticipación la reparación o reemplazo del transformador, reduciendo considerablemente los costos de mantenimiento.

La detección en sitio y la estimación de los gases combustibles de un transformador, se realiza utilizando el equipo portátil. El Procedimiento ST-CT-013 (GSE-A-028-S) del Tomo II de Transformadores y Reactores de Potencia describe esta prueba.

Medición del contenido de agua

Una herramienta adicional es la medición del contenido de agua en el aceite aislante en los transformadores de potencia, que sirve para conocer la condición de este sistema.

La medición se puede realizar con el transformador en operación y fuera de operación, y con ésta se detectan las siguientes condiciones anormales: ingreso de humedad (a través del sistema de respiración o sellos de boquillas), condiciones temporales de alta humedad, degradación anormal del papel y detección de altas concentraciones de agua en el aislamiento sólido.

1.10.6.2.3 Diagnóstico mediante inspección termográfica

La termografía infrarroja es una técnica que se realiza con el equipo en operación y que ayuda a identificar fallas incipientes. La aplicación de esta técnica se basa en que los transformadores de potencia, emiten radiaciones de energía infrarroja proporcional a su temperatura.

Existen sistemas de imágenes infrarrojas que convierten estas emisiones en fotografías y muestran las diferentes temperaturas relativas, en una serie de colores llamada isoterma. De esta forma, las fallas que se caractericen por un incremento o decremento en temperatura superficial o retención de calor residual, pueden ser detectadas mediante termografía infrarroja. Esta técnica ayuda principalmente a la detección de problemas de falsos contactos entre los componentes del transformador de potencia, por los cuales circula un flujo de corriente (cables defectuosos, alambrado y problemas mecánicos y eléctricos).

1.10.7 Reparaciones

La reparación del transformador consiste en la rehabilitación de los daños ocasionados por una falla, reparando parcial o totalmente materiales, partes y accesorios. Para realizar esta actividad, se recomienda aplicar los siguientes documentos: el Manual de Campo ST-CT-020, el Procedimiento ST-CT-010 (GTT-A-020-S) y la Especificación de CFE K0000-10.

Por otra parte, el tiempo de reparación se define como el tiempo para restaurar la operación, después de la falla permanente del componente y está integrado por:

- El tiempo en llegar al sitio de la falla
- El tiempo fuera de operación y conexión a tierra del circuito
- El análisis de falla
- La obtención de las partes de repuesto
- La reparación y la puesta en operación del componente

El objetivo principal de la reparación es obtener los mejores resultados técnicos y económicos, al lograr transformadores de calidad semejantes a uno nuevo, recuperando la disponibilidad del equipo en el menor tiempo posible, maximizando la vida residual y minimizando costos.

Pueden considerarse dos situaciones para la reparación un transformador de potencia:

Reparación por rehabilitación

La rehabilitación es la consecuencia de la detección de un defecto o condición de daño incipiente, en la cual, si no se toma alguna acción correctiva, la probabilidad de ocurrencia de una falla se incrementa y con ésta, también crece el costo de la misma y sus consecuencias.

Reparación por falla

Bajo esta condición, la reparación es forzada por la ocurrencia de un evento que concluyó en una falla.

Los siguientes lineamientos son aplicables en la reparación de transformadores y autotransformadores de potencia monofásicos y trifásicos, así como a reactores de potencia, cuya capacidad sea mayor de 10 MVA.

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) determina el tipo de reparación que debe hacerse al equipo en observación, con base en las cotizaciones presentadas, el análisis técnico-económico, las pruebas eléctricas y el historial del equipo.

Las reparaciones se clasifican de acuerdo con la magnitud de los daños y su alcance, en los siguientes tipos:

Reparación mayor

- Reparación de todos los devanados
- Esta reparación comprende la reparación total con bobinas nuevas de todos los devanados, como son: alta tensión, baja tensión y terciario en cada una de las fases
- Reparación del núcleo
- Esta reparación comprende la sustitución total o parcial de la laminación del núcleo magnético del transformador

Reparación parcial

- Reparación de fase completa
- Esta reparación comprende la reposición de bobinas nuevas en los devanados en una o dos fases de un transformador trifásico
- Reparación de una bobina

- Esta reparación comprende la reposición de una bobina nueva de cualquiera de los devanados de una fase
- Reparación parcial de bobinas
- Esta reparación comprende la reposición de una sección o parte de una bobina por una nueva, de cualquiera de los devanados

Reparaciones menores internas

Estas reparaciones comprenden los trabajos de rehabilitación y sustitución de partes y accesorios internos, e implican destapar el transformador para tener acceso a tales partes, sin que ello implique desarmar la parte activa (núcleo magnético y bobinas). Este tipo de reparación se aplica a:

- Cambiador de derivaciones
- Guías terminales
- Transformadores de corriente
- Soportes y estructuras aislantes
- Barreras aislantes
- Yugos y gatos

Reparaciones menores externas

Estas reparaciones comprenden los trabajos de rehabilitación y sustitución de partes y accesorios externos, los cuales se realizan sin destapar el transformador y se realizan en:

- Boquillas
- Radiadores o enfriadores
- Moto – bombas
- Moto – ventiladores
- Mecanismos de cambiadores
- Válvulas
- Gabinetes de control
- Dispositivos de medición y protección
- Fugas de aceite

En estas reparaciones se incluyen los trabajos necesarios para retirar e instalar los elementos dañados, la reparación y reposición de otros elementos que debieran rehabilitarse y que fueron determinados en la evaluación total de los daños. Al término de estos trabajos, el transformador deberá estar listo para las pruebas de aceptación y su posterior entrada en servicio.

Todas las reparaciones ligeras se pueden desarrollar en campo, sin tener que reubicar el transformador de su base en la que se encuentra instalado.

Para todas las reparaciones mayores es necesario retirar la unidad de donde se encuentra instalada y posteriormente transportarla, una vez que se han efectuado los trabajos de desarme de todos los accesorios, a los talleres de reparación que dan servicio a la CFE.

Durante el proceso de reparación y de acuerdo con el programa del taller encargado de la misma, el personal especializado de la CFE debe verificar que los trabajos se realicen de acuerdo a la evaluación de daños, así como que las partes y materiales nuevos cumplan con las especificaciones originales.

El procedimiento ST-CT-010 (GTT-A-020S) del Tomo II del Manual de Transformadores y Reactores de Potencia, describe las actividades de reparación en transformadores y el Procedimiento ST-CT-017 la reparación de boquillas.

1.10.8 Pruebas en fábrica de acuerdo con normas

Las pruebas en transformadores determinan el límite, al cual el equipo es capaz de cumplir con los requerimientos especificados por el fabricante, como por ejemplo capacidad de carga, resistencia dieléctrica o características futuras de operación. Estas pruebas también son parte del programa interno de aseguramiento de calidad del fabricante y los resultados de las pruebas de diseño o prototipo lo retroalimentan para la fabricación de equipos futuros.

Los transformadores de potencia se someten a un protocolo de pruebas de rutina, pruebas de diseño o prototipo y pruebas especiales, con la finalidad de garantizar que sus componentes se encuentren en condiciones de operar satisfactoriamente.

De acuerdo con las normas IEC 60076 y la IEEE C57.12.00, los tipos de pruebas que se realizan en transformadores de potencia son las siguientes:

Pruebas de rutina: Son las pruebas requeridas en fábrica o durante su mantenimiento para cada uno de los transformadores de potencia.

Pruebas de diseño o prototipo: Son pruebas de comportamiento de un transformador y tienen como finalidad demostrar que este equipo cumple con los requerimientos especificados. Se realizan a un equipo que representa un lote de transformadores del mismo tipo. Un ejemplo típico es la prueba de incremento de temperatura y la medición del nivel de ruido.

Pruebas especiales: Son pruebas acordadas entre el cliente y el fabricante, como por ejemplo, medición de impedancia de secuencia cero.

A continuación se enlistan las mediciones que se realizan en un transformador, según la Especificación CFE-K0000-06:

Pruebas de Rutina

- Medición de resistencia de aislamiento
- Medición de relación de transformación y verificación de secuencia de fases
- Pruebas dieléctricas de rutina: medición de factor de potencia y capacitancia, medición de comparación de pulsos, medición de impedancia en función de la frecuencia, medición de descargas parciales
- Pruebas en los cambiadores de derivación
- Resistencia óhmica
- Rigidez dieléctrica del aceite
- Análisis cromatográfico de gases disueltos en el aceite
- Tensión de aguante al impulso por rayo
- Tensión de aguante a 60 Hz
- Medición de pérdidas sin carga y corriente de excitación
- Medición de pérdidas debidas a la carga

- Elevación de temperatura en los devanados
- Medición de impedancia de secuencia cero
- Medición de humedad residual
- Medición de reactancia de dispersión

Pruebas de diseño o prototipo

- Medición de impedancia de cortocircuito y pérdidas con carga
- Medición de pérdidas sin carga y corriente
- Prueba de incremento de temperatura
- Pruebas prototipo dieléctricas: prueba de impulso de maniobra, prueba de impulso de rayo, voltaje aplicado, voltaje inducido
- Determinación de niveles de ruido
- Medición de armónicas sin carga

Pruebas Especiales

- Pruebas dieléctricas especiales: similares y acordadas entre el cliente y el fabricante
- Determinación de capacitancia y pérdidas: devanados a tierra y entre devanados
- Medición de potencia teniendo un ventilador y el motor de la bomba de aceite

1.10.9 Pruebas de alta sensibilidad

Actualmente existen pruebas de alta sensibilidad, que se utilizan para detectar fallas incipientes en transformadores y permiten detectar problemas tales como corto entre vueltas, desplazamiento de devanados, mecanismos de deterioro y/o defectos de fabricación en los sistemas aislantes. Estas pruebas (que se describen a continuación) están en proceso de implantación por parte de la CFE, como parte de las pruebas de rutina durante el mantenimiento de transformadores.

1.10.9.1 Impulso de bajo voltaje

Tiene como objetivo la comparación de la respuesta a pulsos de alta frecuencia de los devanados de alta y baja tensión. De acuerdo con la recomendación IEEE C57-12.90, el pulso aplicado debe tener un frente de onda de entre 50 y 1,000 ns y un ancho del pulso de entre 200 y 1,000 ns. Además, la repetición del pulso deberá ser de entre 60 y 100 pulsos por segundo. Por último, la magnitud del pulso generado deberá ser de entre 300 y 500 V. Esta prueba tiene alta sensibilidad en la detección de desplazamientos de devanados, provocados por un deficiente transporte, por esfuerzos de corto circuito, o por el aflojamiento de cuñas. Las gráficas obtenidas para cada fase se comparan entre sí y no deben presentar asimetrías.

1.10.9.2 Impedancia en función de la frecuencia

El análisis de la impedancia en función de la frecuencia, es una técnica que permite, con base en la comparación entre fases adyacentes de la misma muestra bajo estudio (unidades trifásicas) o de muestras con el mismo diseño (unidades monofásicas), la detección de posibles defectos, debidos a diferencias en la geometría de los devanados.

El circuito equivalente de un transformador puede considerarse como un arreglo $R-L-C$, cuyos parámetros varían dependiendo de la frecuencia de medición. La inductancia L está relacionada al número y forma de las espiras que tienen los devanados y al circuito magnético. Mientras que la resistencia R está asociada a la

longitud y resistencia del cobre, problemas de contacto en el cambiador de derivaciones y a las pérdidas del aislamiento.

Por otro lado, la capacitancia C refleja la disposición física del devanado y su aislamiento. La capacitancia está definida por la forma y distancias entre devanados, entre capas de devanado y entre espiras, así como por las distancias al tanque y al núcleo.

El objetivo de esta prueba es determinar, de manera integral, si existen diferencias entre el arreglo físico de un devanado contra otro similar. La prueba se efectúa con un analizador de impedancias, que efectúa un barrido en un rango de frecuencia entre 40 y 100,000 Hz, obteniéndose una gráfica por fase como resultado. Esta gráfica deberá compararse contra las obtenidas en los devanados de las otras fases o de muestras similares, para determinar diferencias asociadas a cambios en la geometría. El Procedimiento ST-CT-019 del Tomo II del Manual de Transformadores y reactores de Potencia describe el método de prueba.

1.10.9.3 Medición de descargas parciales

Las descargas parciales son descargas eléctricas que arquean parcialmente entre dos electrodos, y pueden ocurrir dentro del aislamiento o en el aire adyacente a la superficie aislada.

La medición de descargas parciales por el método eléctrico, es una prueba de alta sensibilidad para detectar mecanismos de deterioro y/o defectos de fabricación, en los sistemas aislantes de equipos de alta tensión.

De acuerdo con la norma IEC, los niveles permitidos de descargas parciales para transformadores son: 300 pC a 130% del voltaje nominal, 500 pC a 150% del voltaje nominal. El nivel continuo de descargas parciales no debe exceder 100 pC a 1.1 veces el voltaje nominal. La medición también se realiza utilizando el método acústico.

1.10.9.4 Voltaje de recuperación

El sistema aislante del transformador está compuesto principalmente de dos materiales aislantes: aceite y papel. Esta estructura muestra efectos de polarización espacio-carga, los cuales están fuertemente influenciados por el contenido de humedad y envejecimiento de productos. Esto causa un decremento en la constante de tiempo. El resultado de esta prueba es una curva, en la cual el punto máximo corresponde a la constante de tiempo del sistema aceite-papel.

De acuerdo con los resultados obtenidos en laboratorio y los reportados por los proveedores del equipo de medición, se estima el contenido de humedad depositado en el papel para diversas constantes de tiempo, obtenidas con la técnica de voltaje de recuperación y se indican en la **tabla 1.10.5**.

Tabla 1.10.5 Contenido de humedad en papel para diversas constantes de tiempo

Constante de tiempo (s)	Criterio de evaluación
0.1	Humedad depositada en el papel por arriba del 4 %.
1	Humedad depositada en el papel por arriba del 3 %.
10	Humedad depositada en el papel por abajo del 3 %.
50	Humedad depositada en el papel por abajo del 2 %.
100	Humedad depositada en el papel cercana al 1 %.
500	Humedad depositada en el papel por abajo del 1 %.
1000	Humedad depositada en el papel por abajo del 0.5 %.

Bibliografía:

- 1) IEEE C57.93-1995, IEEE Guide for Installation of Liquid-Immersed Power Transformers.
- 2) Procedimiento ST-CT-010, Procedimiento para la reparación de transformadores de potencia, 2007.
- 3) Reparación o Reemplazo de Transformadores de Potencia; Análisis de varios casos, Librado Magallanes R., CFE-SDT, Cigré Comité Mexicano, Bienal 2001.
- 4) Fredrik Roos, Sture Lindahl, Distribution system component failure rates and repair times – An overview, Nordac 2004, Lund University Sweden.
- 5) A. Bognár, L. Kalocsai, G. Csépes, E. Nemeth, J. Schmidt, Diagnostic test of high voltage oil-paper insulating system (in particular transformer insulation) using DC dielectrometrics, Cigre paper 15/33-08, 1990.
- 6) G. Csépes, I. Hamos, I. Kispal, J. Schmidt, A. Bognár, A DC expert system (RVM) for checking the refurbishment efficiency of high voltage oil-paper insulating system using polarization spectrum analysis in range of long-time constants. Cigre paper 12-206, 1994.

1.11 Protecciones

En esta sección se describen las diferentes protecciones que se utilizan en los transformadores y los tipos de fallas que se presentan. También se describen las protecciones diferenciales de generaciones anteriores y actuales. Finalmente se describe la corriente de magnetización, también llamada *Inrush* y las protecciones contra armónicos.

1.11.1 Introducción

Existen tres condiciones características para la detección de fallas internas en el transformador: el incremento en la corriente de fase, el incremento en la corriente diferencial y la formación de gas, producida por el arco eléctrico de la falla.

La protección por sobrecorriente se realiza por medio de fusibles, interruptores o relevadores, los cuales proporcionan el primer tipo de protección para este tipo de fallas en el transformador y continúa siendo utilizada en los transformadores de baja capacidad.

Los relevadores diferenciales tienen tendencia a operar erróneamente en presencia de la corriente de magnetización momentánea *inrush*, que se presenta al energizar un transformador. Esta corriente sólo se presenta en los transformadores de corriente (TC's) y no puede ser cancelada.

La primera solución a este problema, consistió en introducir intencionalmente un retraso de tiempo en el relevador diferencial. Otra propuesta fue restar sensibilidad al relevador por un tiempo dado, para eliminar la condición de la corriente de magnetización *inrush*. Otras sugerencias adicionales fueron la de aplicar una señal de voltaje de restricción o la supervisión del relevador diferencial.

Actualmente, muchos relevadores diferenciales utilizan la restricción armónica o los métodos de bloqueo, los cuales garantizan la seguridad del relevador para un porcentaje alto de la corriente de magnetización *inrush* y para una sobreexcitación.

Sin embargo, estos métodos no son seguros, especialmente cuando el contenido armónico en la corriente de operación es muy bajo. Einval y Linders presentaron la restricción de armónicos, lo cual incrementó la seguridad en un relevador respecto a la corriente de magnetización *inrush*, pero puede retrasar su operación por las fallas internas combinadas con la corriente *inrush* y defectos en las fases.

Otra posible causa de una operación errónea en un relevador diferencial, puede ser la sobreexcitación del transformador, por lo que Einval y Linders propusieron la restricción del quinto armónico, para prevenir este tipo de error. Otros han propuesto varios métodos basados en el reconocimiento de la forma de onda, para distinguir fallas de *inrush*.

1.11.2 Fallas en transformadores

Se pueden presentar tres tipos de condiciones de operación anormal o de falla en un transformador, siendo las siguientes las más comunes:

- a) Fallas internas
- b) Deterioro del aislamiento
- c) Sobre tensiones

a) Fallas Internas

Las fallas internas pueden ser subdivididas en dos grupos:

- Fallas incipientes
- Fallas eléctricas severas que causan daños inmediatos, de mayor alcance técnico y económico

Fallas incipientes. En general todas las fallas internas deben considerarse riesgosas, sobre todo porque siempre está presente el peligro de incendio. Sin embargo, existe un grupo de fallas llamadas incipientes, las cuales en su etapa inicial no son severas, pero pueden evolucionar y dar lugar a fallas mayores si no son atendidas oportunamente. A este tipo de falla se le debe dar un seguimiento, con la finalidad de anticiparse y evitar su evolución a una falla eléctrica severa o catastrófica.

Las fallas incipientes más comunes son:

- Fallas en el aislamiento de los tornillos de sujeción de las laminaciones y de su aislamiento superficial. Estas fallas forman trayectorias en las que se presentan corrientes de Foucault, en planos perpendiculares a la dirección del flujo magnético y pueden provocar arqueo dentro del aceite, con desprendimiento de gases inflamables.
- Conexiones de alta resistencia o defectuosas en los embobinados, con producción de arqueo o calentamiento puntual.
- Fallas en el sistema de enfriamiento, nivel bajo de aceite u obstrucción del flujo de aceite, las cuales causarán puntos calientes en los devanados, con el consecuente deterioro de su aislamiento.

Fallas eléctricas severas (fallas mayores). Las fallas eléctricas más severas se pueden asociar a aspectos relacionados con:

- Arqueo entre un devanado y el núcleo, o el tanque, debido a sobretensiones causadas por descargas atmosféricas, fallas externas o maniobras de apertura y cierre de interruptores.
- Arqueo entre devanados o entre espiras contiguas de capas diferentes de un mismo devanado, debido a sobretensiones o por movimiento de los devanados, bajo la acción de fuerzas electromagnéticas durante cortocircuitos externos.
- Fallas en los contactos del cambiador de derivaciones, produciéndose calentamiento localizado o cortocircuito de vueltas entre derivaciones.

Las fallas entre espira o a tierra, se presentan con mayor frecuencia en transformadores con muchos años de operación o en aquéllos cuyo aislamiento se ha deteriorado por sobrecalentamiento o debido a esfuerzos mecánicos.

b) Deterioro del aislamiento en transformadores

El aislamiento sólido debe protegerse contra la absorción de humedad y contra temperaturas excesivas. Hay dos cualidades importantes de este aislamiento de los transformadores: la rigidez dieléctrica y la resistencia mecánica.

La resistencia mecánica se va reduciendo paulatinamente, bajo condiciones normales de operación y temperatura. Sin embargo, la velocidad de envejecimiento se duplica aproximadamente por cada 8°C de incremento en la temperatura de diseño de los materiales.

En condiciones normales de operación, la rigidez dieléctrica no se ve afectada por la disminución de la resistencia mecánica, sino porque el aislamiento se vuelve frágil o se agrieta con el paso del tiempo. Este

agrietamiento suele producirse, cuando el transformador se somete a esfuerzos tales como cortocircuitos externos, traslado inadecuado o choques mecánicos.

Los efectos del exceso de temperatura sobre los aceites minerales con humedad, son la formación de lodos como producto de la oxidación. Estos lodos se depositan sobre los devanados y el núcleo, actúan como aislamiento térmico entre estas partes y el aceite refrigerante, provocando un envejecimiento acelerado. La utilización de nitrógeno a baja presión (por ejemplo el sistema inerteaire) o el sellado hermético, elimina prácticamente la formación de lodos.

La presencia de humedad en el aceite reduce su rigidez dieléctrica, pudiendo ser la causa de arqueos cuando se presentan sobretensiones momentáneas.

c) Sobretensiones en transformadores

Las sobretensiones a las que puede estar sometido un transformador en operación, básicamente son ocasionadas por descargas atmosféricas. Estos voltajes se presentan en forma de un impulso, caracterizado por una elevación rápida del voltaje a su valor máximo y un descenso lento a cero. El efecto es mayor sobre el aislamiento del transformador.

Los valores de cresta de los impulsos aplicados a un transformador, dependen del nivel de aislamiento del sistema y de la pendiente o rapidez de crecimiento de la tensión, durante el frente de dicho impulso, alcanzándose valores hasta del orden de 9 a 10 veces el valor de cresta del voltaje nominal de operación. Sin embargo, los dispositivos de protección que se utilizan contra las sobretensiones y el nivel de aislamiento de líneas adyacentes, establecen el valor máximo del voltaje, que puede presentarse en las terminales de un transformador bajo cualquier circunstancia.

Además de estar sometido a sobretensiones producidas por descargas atmosféricas, también se presentan los impulsos por maniobras de interruptores. En estos casos, las sobretensiones que se presentan son mayores, cuando hay reencendido intermitente del arco dentro de un interruptor, alcanzándose valores de hasta seis veces el valor de cresta del voltaje nominal, dependiendo de las características del sistema, como en el caso de las descargas atmosféricas. Los dispositivos de protección o el aislamiento de las líneas, determinan la máxima sobretensión que puede presentarse.

1.11.3 Medios de protección

a) Intercepción de descargas atmosféricas directas

La protección de líneas e instalaciones contra las descargas atmosféricas directas, se realiza básicamente mediante *blindaje*. Dicho *blindaje* suministrará trayectorias para drenarlas fácilmente a tierra, mediante el uso de pararrayos, bayonetas y blindajes, en subestaciones e hilos de guarda en líneas.

El uso de este *blindaje* es necesario, debido a la posibilidad de que cuando se presente una descarga eléctrica severa, el margen de protección suministrado por los dispositivos tales como apartarrayos y explosores, sean incorrectos. Esto origina que se presenten elevaciones de tensión muy rápidas, con valores de cresta elevados o corrientes mayores a las máximas de trabajo.

b) Protección contra sobretensiones

Apartarrayos

Los apartarrayos constan de dos elementos: uno tipo explosor, capaz de soportar el valor máximo de cresta del voltaje nominal de operación y otro auto-valvular, capaz de interrumpir el arco o corriente de frecuencia nominal.

El apartarrayos suministra un alto grado de protección contra sobretensiones, debido a que el voltaje de ruptura del elemento tipo *gap* y el voltaje de descarga del elemento valvular, tiene aproximadamente un mismo valor que se mantiene constante, a lo largo de una descarga. El elemento tipo *gap* determina el voltaje de inicio máximo de descarga y el elemento valvular determina el voltaje máximo durante la descarga.

Actualmente, los apartarrayos de óxido de zinc tienen ventajas sobre los auto-valvulares, entre las cuales se pueden mencionar las siguientes:

- Mejor característica de protección
- Mayor capacidad para disipar la energía de la descarga
- No tiene piezas sujetas a deterioro como las auto-valvulares

Con este tipo de dispositivos se pueden obtener ahorros considerables, debido a que es posible reducir los niveles de aislamiento (*BIL*) de los equipos.

Explosores *Air Gaps*

Aunque de construcción extremadamente simple y fuerte, los *air gaps* presentan dos desventajas importantes:

- Una vez que se presenta el arco, se necesita desenergizar para su extinción, con la consecuente salida del equipo que protege.
- Su voltaje de ruptura es elevado para impulsos de frente de onda con pendiente alta, lo cual requiere distancias cortas para niveles básicos de aislamiento no muy altos.

Sin embargo los *air gaps* operan con impulsos y poseen valores de cresta bajos durante el período de descenso, produciendo operaciones frecuentes con sobretensiones causadas por operaciones de maniobras en interruptores o debido a fallas.

Por estas razones, los *air gaps* se utilizan como protección de respaldo contra sobretensiones. Son utilizados en voltajes de distribución, en donde el relativo sobre aislamiento de los transformadores permite el uso de *air gaps* lo suficientemente grandes, para no operar con sobretensiones por operaciones de maniobras en interruptores o fallas de línea.

c) Protección contra sobrepresión (Relevador Buchholz)

Este relevador opera con rapidez para fallas internas mayores y su característica más sobresaliente es su sensibilidad a las fallas incipientes o menores, las cuales inician con desprendimiento de gases que causan daños incipientes, pero con tendencia a crecer.

La operación del relevador aprovecha el hecho, de que los aceites minerales producen gases que se descomponen a temperaturas superiores al punto de inflamación, entre los que se encuentran el acetileno y otras moléculas de hidrocarburos, hidrógeno y monóxido de carbono.

La **figura 1.11.1**, muestra que a medida que el gas se acumula en el relevador, el nivel de aceite baja y con éste el flotador superior. En esta primera etapa se opera un interruptor de mercurio que hace sonar una alarma, por lo que el mecanismo responde a pequeños desprendimientos de gases, debidos a fallas incipientes.

Cuando ocurren fallas severas o mayores, se produce la generación súbita de gases, ocasionando movimiento de aceite y gas en el tubo que conecta al transformador con el tanque conservador y el relevador Buchholz. Este movimiento acciona un segundo mecanismo, que a su vez opera un interruptor de mercurio que produce la desconexión del equipo.

Los relevadores Buchholz se fabrican en diferentes tamaños, de acuerdo con la capacidad de los transformadores. No se debe utilizar un relevador Buchholz construido para cierta capacidad, en transformadores de mayor o menor capacidad, debido a que en el primer caso, no se tendría una sensibilidad adecuada y en el segundo se tendría demasiada sensibilidad.

En la **tabla 1.11.1** se indican los valores del gas acumulado en el tanque, para operar la alarma, así como la velocidad del aceite para provocar el disparo en los relevadores Buchholz de marca comercial.

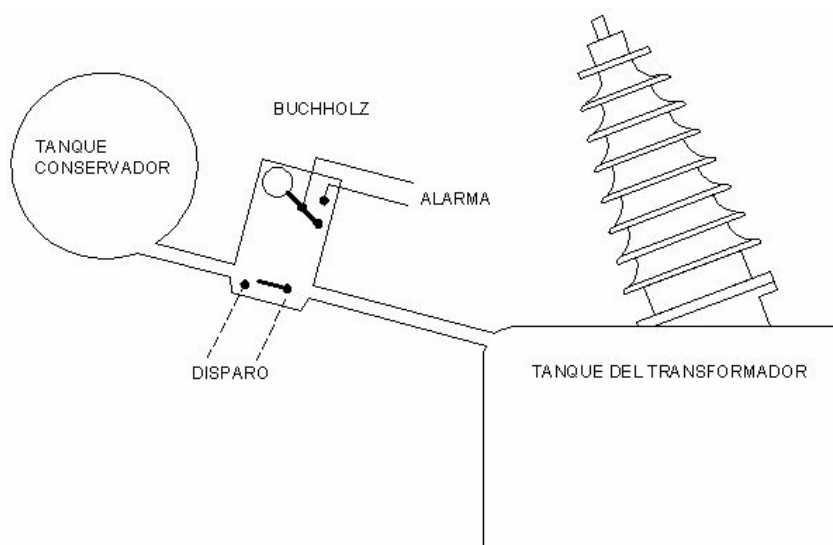


Figura 1.11.1 Esquema de protección del relevador de sobrepresión Buchholz.

Tabla 1.11.1 Rangos de ajuste del relevador Buchholz

Capacidad del transformador (MVA)	Diámetro del tubo de conexión (cm)	Gas acumulado (cm) alarma		Velocidad del aceite cm/seg disparo	
		Rango	Ajuste normal	Rango	Ajuste normal
Hasta 1	2.54 (1")	100-200	100	75-125	90
De 1 a 10	5.08 (2")	185-125	210	80-135	100
Arriba de 10	7.62 (3")	220-280	250	95-155	110

Cuando se detecte que ha operado un relevador Buchholz, se deben seguir las siguientes reglas:

1. El gas no es combustible y la prueba de presencia de acetileno es negativa

Posiblemente en este caso, los gases sean restos de aire, por lo que el transformador puede entrar en operación sin mayor problema. Si la alarma del relevador continúa operando sin detectarse gases inflamables, existe la evidencia de que ingresa aire al transformador, lo cual se debe eliminar.

2. Los gases son combustibles y la prueba de presencia de acetileno es positiva

En este caso, existe una falla interna incipiente, que se debe localizar y eliminar antes de volver a energizar el transformador.

3. Hay gases en el relevador pero la presión es negativa, por lo que al abrir la válvula de purga, se absorbe aire y el nivel de aceite baja más en el relevador

En este caso, el nivel de aceite está muy bajo. Si se tienen fugas de aceite, éstas se deberán eliminar; así mismo, se deberá normalizar el nivel de aceite y energizar el transformador. Esta situación también se puede presentar a temperaturas muy bajas y de suceder, la alarma opera abriendo el interruptor del transformador.

d) Relevadores actuados por sobrepresión y relevadores de presión súbita

En transformadores sin tanque conservador, la unidad de disparo del relevador Buchholz no es aplicable, por lo que se usa una unidad de sobrepresión. También se utiliza un relevador de presión súbita, el cual responde a la velocidad de cambio de la presión y no a su magnitud, consiguiéndose tiempos de operación de 1 a 6 ciclos para fallas severas.

Existen problemas de operación con los relevadores actuados por gases, sobrepresión y presión súbita, esto debido a la alta sensibilidad de los mecanismos que operan los contactos de mercurio. La operación incorrecta de estos relevadores, puede ser causada por algunos de los siguientes motivos:

- Movimientos sísmicos
- Choque mecánico en algún punto cercano al relevador
- Vibración o movimiento de aceite ocasionado por cortocircuitos externos al transformador
- Vibración debida a flujos magnéticos anormales al energizar el transformador

Este relevador está colocado en la parte superior del tanque del transformador, el cual opera debido a variaciones bruscas dentro del tanque de éste, causadas por los gases que se producen durante las fallas internas.

e) Relevador de potencia inversa

Es un dispositivo que reacciona con el sentido de flujo de la energía. Normalmente la energía fluye del generador hacia la carga. Sin embargo, en aplicaciones en donde hay varios generadores trabajando en paralelo, puede ocurrir que uno de ellos empiece a trabajar no como generador sino como motor. Esta acción se protege con este equipo.

f) Protección por sobretemperatura de devanados y aceite

Para registrar la sobretemperatura de devanados y aceite, se utilizan indicadores y registradores remotos. Estos indicadores miden la temperatura del aceite y en forma indirecta la de los devanados. Los

transformadores de gran potencia tienen sensores resistivos de cobre, que se calibran para detectar variaciones de temperatura entre 10 y 25°C. Estos sensores se conectan a un registrador de temperatura, el cual se encuentra ubicado en la sala de control.

1.11. 4 Protección eléctrica de transformadores

En la especificación CFE G0000-062 se presentan los esquemas de protección normalizados para transformadores de potencia. La finalidad de esta sección es describir con mayor detalle las características de las protecciones.

1.11.4.1 Protección primaria y protección de respaldo de sobrecorriente

Cuando se presenta una falla en el transformador, el objetivo primordial de la protección primaria es habilitar su desconexión, en la forma más rápida posible. A medida que el tiempo de desconexión se prolonga y la falla esté presente, se produce un daño inmediato, cada vez mayor y provoca inestabilidad en el sistema. Una excepción a esta regla es cuando existe una falla incipiente, que solamente es capaz de operar la alarma del relevador Buchholz, y no el disparo automático. Esta situación da oportunidad al operador de hacer maniobras en el sistema, antes de desconectar el transformador, con objeto de evitar problemas en el suministro de energía.

Por lo tanto, los requisitos más importantes que debe cumplir una protección primaria son:

- Alta sensibilidad
- Alta velocidad
- Selectividad, solamente debe operar en caso de que realmente se presente falla en el transformador

Por otro lado, se entiende por protección de respaldo de un equipo determinado, la suministrada a los relevadores capaces de detectar la falla y que operan solamente, después de que la protección primaria tiene fallas en su operación.

Los requisitos más importantes que debe cumplir una protección de este tipo son:

- a) Los relevadores de respaldo deben operar de manera independiente, de tal forma que no empleen o controlen algún dispositivo en común con los relevadores primarios.
- b) Los relevadores de respaldo deben ser sencillos y operar con suficiente retraso en todo el rango de corrientes de fallas y de sobrecarga, de tal manera que permita operar primero a la protección primaria.
- c) En la protección de respaldo, la limitación principal es la sensibilidad, ya que la velocidad está sujeta a la coordinación con la protección primaria, lo cual incrementa el costo de las protecciones, dejando de ser sencilla.

1.11.4.2 Protección con relevadores de sobrecorriente

La protección con el relevador de sobrecorriente, se emplea como respaldo contra altas corrientes de falla y de sobrecargas excesivas, independientemente de los límites térmicos establecidos para cada uno de ellos. En estos casos es preferible proteger el transformador con fusibles, en el lado de alta tensión, **figura 1.11.2**, como una forma de protección primaria, dado que la protección con relevadores implica disponer de interruptores, lo que incrementa el costo y gastos de operación. Este tipo de protecciones se utiliza en circuitos de baja tensión.

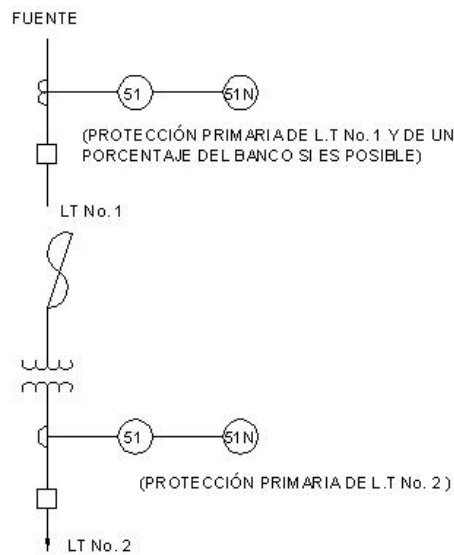


Figura 1.11.2 Protección primaria con fusibles de potencia.

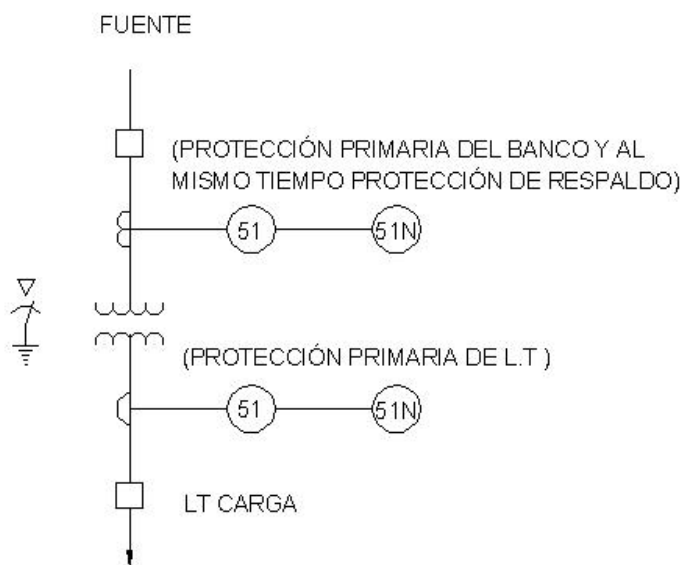


Figura 1.11.3 Protección primaria con relevadores de sobrecorriente.

El esquema de protección con relevadores de sobrecorriente, **figura 1.11.3**, se utiliza en alta tensión y consiste en un transformador de corriente en cada fase, donde por lo menos hay dos relevadores para protección de fallas entre fases y un relevador para fallas a tierra. Este arreglo debe repetirse en cada una de las fases conectadas al generador, si éste es el caso.

Algunas características más comunes de un relevador de sobrecorriente, son las siguientes:

- Pueden ser temporizados o instantáneos
- Difíciles de coordinar, poco selectivos

- Se utilizan como protección de respaldo en transformadores de potencia
- Necesidad de cambios de ajuste, al cambiar la configuración del sistema y la corriente de carga

1.11.4.3 Protección diferencial del transformador

Los relevadores de protección diferencial se han utilizado por muchos años, **figura 1.11.4**.

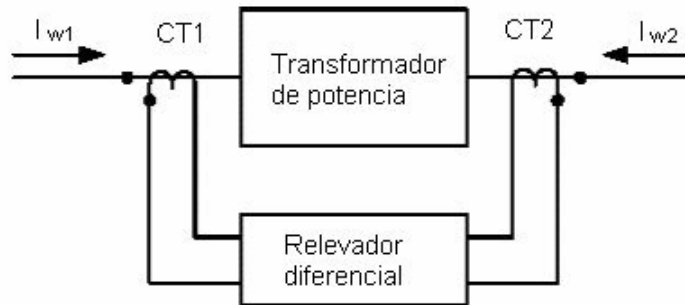


Figura 1.11.4 Diagrama de conexión de un relevador diferencial típico.

Los elementos diferenciales comparan una corriente de operación, con una corriente de restricción. La corriente de operación, también llamada corriente diferencial, I_{OP} , se puede obtener como la suma de los fasores de las corrientes que incorporan el elemento protegido:

$$I_{OP} = |\vec{I}_{W1} + \vec{I}_{W2}| \quad (1.11.1)$$

La corriente I_{OP} es proporcional a la corriente de falla, en el caso de fallas internas y se acerca a cero para cualquier otra de las condiciones ideales de operación. Existen diversas alternativas para obtener la corriente de restricción, la cual se puede obtener a partir de las siguientes ecuaciones:

$$I_{RT} = k|\vec{I}_{W1} - \vec{I}_{W2}| \quad (1.11.2)$$

$$I_{RT} = k(|\vec{I}_{W1}| + |\vec{I}_{W2}|) \quad (1.11.3)$$

$$I_{RT} = \text{Max}(|\vec{I}_{W1}|, |\vec{I}_{W2}|) \quad (1.11.4)$$

Donde k es un factor de compensación, tomado generalmente como 1 ó 0.5.

Las ecuaciones **1.11.3** y **1.11.4**, muestran la ventaja de utilizar el relevador diferencial, con más de dos elementos de restricción. Este relevador genera una señal de disparo, si la corriente de operación I_{OP} es mayor que la corriente de restricción, I_{RT} :

$$I_{OP} > SLP \cdot I_{RT} \quad (1.11.5)$$

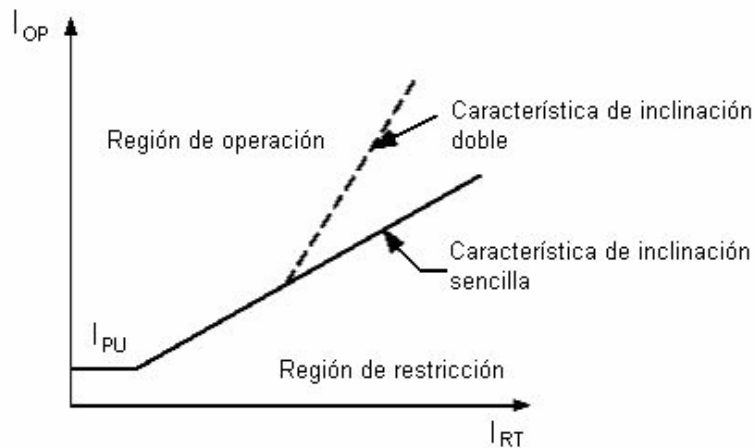


Figura 1.11.5 Relevador diferencial con doble inclinación característica.

La **figura 1.11.5**, muestra las características típicas de operación de un relevador diferencial, las cuales consisten en una línea recta que tiene una inclinación SLP (SLP=pendiente de la curva) y una línea recta horizontal que define la corriente mínima del relevador, por unidad (pu). La nomenclatura utilizada en fórmulas y figuras, se indica a continuación:

- DCR = Differential Currents Ratio, es la relación del valor mínimo y el valor máximo
- DCBL= DC Blocking Logic, es el bloqueador lógico de corriente diferencial
- IHBL= Bloqueador lógico de la armónica independiente
- HB= Bloqueador armónico

La región de operación del relevador, es el área sobre la línea denominada *característica de la inclinación* (ecuación **1.11.5**), donde la región de restricción está por debajo de la línea denominada *característica de la inclinación*. Además, el relevador posee un porcentaje diferencial que proporciona una seguridad adicional para las fallas externas de saturación del transformador de corriente (TC). La línea característica de *inclinación doble*, mostradas en la **figura 1.11.5** como una línea punteada, originalmente fueron propuestas por Sharp y el Glassburn, lo cual incrementó la seguridad para la saturación del TC.

En condiciones normales de operación y teniendo un esquema sencillo de protección diferencial, las corrientes que ingresan al transformador son comparadas, utilizando transformadores de corriente y salen de él, circulando en un circuito secundario.

Cuando existe una diferencia (condición de falla), se hace pasar por una bobina que opera el relevador. Este esquema de protección no es confiable, bajo las siguientes condiciones:

- Si existen diferencias en las características de los transformadores de corriente, debido a la corriente de magnetización y el grado de saturación, especialmente bajo condiciones de falla.
- Existe dificultad para igualar las corrientes en el circuito secundario, *mismatch*, en transformadores, debido a limitaciones de compatibilidad de los transformadores de corriente.
- Relación de transformación variable en un transformador con cambiador de derivaciones.
- Corriente magnetizante momentánea al energizar un transformador *Inrush Current*, la cual aparece sólo en los TC's y no puede ser cancelada.

Las tres primeras condiciones indican que el relevador opera inadecuadamente, bajo circunstancias de falla externa. Por consiguiente, los relevadores incorporan uno o más dispositivos para eliminar estas dificultades.

Además del relevador diferencial descrito, también llamado *de baja impedancia*, existe otro tipo de relevador diferencial, llamado relevador *de alta impedancia*, que se utiliza en la mayoría de los casos en la protección de buses. Este relevador resuelve las dificultades del inciso 1. En cuanto a los incisos *b*, *c* y *d*, dichas condiciones no se presentan en la protección de buses.

1.11.4.4 Relevador diferencial con retención

En la **figura 1.11.6**, se observa que la corriente en la bobina de operación es la suma vectorial de las corrientes que llegan al transformador, mientras que cada una de las bobinas de retención se alimenta con la corriente del extremo al que se conecta. La corriente en la bobina de operación produce un par de cierre en el contacto del relevador y las corrientes en las bobinas de retención producen un par de apertura.

Este método de operación con retención se usa prácticamente en todos los relevadores diferenciales de baja impedancia, excepto en algunos relevadores para protección de generadores con resistencia estabilizadora. Permite también, eliminar las condiciones de los puntos *a*, *b* y *c* señalados en el inciso **1.11.4.3**. En los relevadores de alta impedancia, la retención no se usa (protección diferencial de buses).

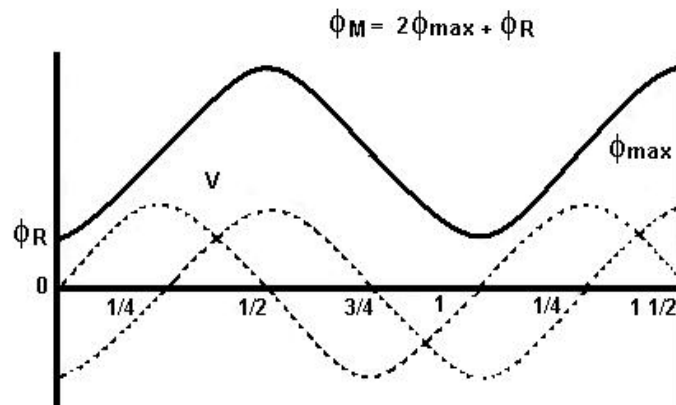


Figura 1.11.6 Condición crítica de saturación energizando en $V = V_{\text{máx}}$.

1.11.4.5 Corriente de magnetización momentánea en transformadores (G)

Si durante la energización de un transformador con el secundario abierto, se consideran despreciables las caídas de voltaje debidas a su resistencia y reactancia de dispersión, el voltaje que suponemos senoidal, será sensiblemente igual al voltaje inducido, producido por el flujo magnético en el núcleo. El voltaje se adelanta respecto al flujo, como se muestra en la **figura 1.11.7**.

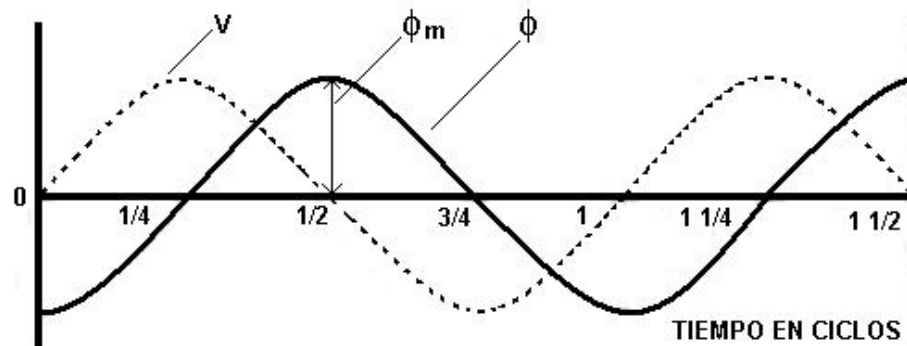


Figura 1.11.7 Forma de onda del voltaje en condiciones normales.

El voltaje inducido por el flujo magnético en el núcleo, es igual a la derivada o rapidez de variación de éste. La forma de onda del flujo debe tener la misma pendiente o ser similar a la que se tiene, durante la operación normal del transformador, pero su punto de arranque dependerá del flujo residual en el núcleo, **figuras 1.11.8 y 1.11.9.**

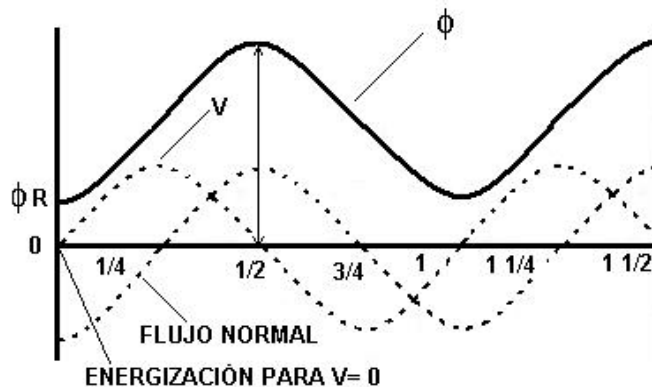


Figura 1.11.8 Formas de onda de voltaje y flujo con flujo remanente.

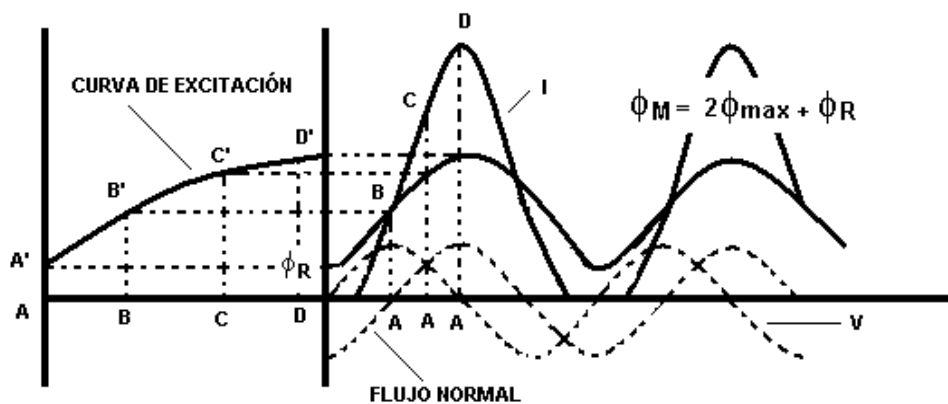


Figura 1.11.9 Corriente de excitación producida por saturación del núcleo, al momento de la energización.

Si consideramos que los transformadores de potencia se diseñan, para trabajar con el flujo máximo en condiciones normales, lo cual representa cierto grado de saturación en el núcleo, se comprenderá que el flujo desplazado como el representado en la **figura 1.11.6**, implica un grado extremo de saturación.

En la **figura 1.11.9**, se muestra el mayor grado de saturación en el núcleo, la cual provoca la peor condición. La corriente de magnetización necesaria para producir estos flujos, se localiza gráficamente, auxiliándose de la curva de excitación mostrada en la **figura 1.11.9.**

Podemos resumir que la severidad o magnitud de la corriente de *inrush*, depende de los siguientes factores:

- Tiempo de la onda de voltaje en que ocurre la energización
- Magnetismo residual en el núcleo

1.11.4.6 Origen de las corrientes diferenciales falsas

Las condiciones de *Inrush* o de sobreexcitación de un transformador de potencia, producen distorsiones en las corrientes diferenciales, las cuales pueden causar una mala operación del relevador diferencial, debido a la relación que existe con la saturación del núcleo.

Las formas de onda distorsionadas, proporcionan información que ayuda a eliminar las fallas internas por condiciones de *inrush* y de sobreexcitación. Sin embargo, esta eliminación se puede complicar por otras fuentes de distorsión, tales como saturación de TC, falla de resistencia no lineal o condiciones resonantes del sistema.

En el caso del transformador de potencia, las posibles fuentes de corrientes diferenciales falsas, se pueden generar por alguna de las siguientes condiciones:

- Deficiente relación entre los rangos del TC y del transformador de potencia
- Relación de transformación variable en el transformador de potencia, causado por un cambiador de derivaciones
- Desplazamiento de fase entre las corrientes primarias y secundarias del transformador de potencia, para las conexiones delta-estrella
- Corrientes de magnetización *inrush*
- Sobreexcitación del transformador
- Saturación del núcleo del transformador

El relevador de restricción porcentual, soluciona las primeras dos condiciones de error mencionadas en la lista anterior. Una conexión apropiada de los TC's o de la emulación de tal conexión en un relevador digital, está relacionada con el problema del desplazamiento de fase. Un problema muy complejo se presenta al obtener las corrientes de fallas internas, lo cual se logra separando las corrientes falsas diferenciales, causadas por la corriente de magnetización *inrush* del transformador.

1.11.4.7 El problema de la corriente de magnetización *Inrush Current*

La corriente de magnetización ocurre en un transformador, siempre que la polaridad y la magnitud del flujo residual no intervengan con la magnitud del valor instantáneo ideal, del flujo en estado estacionario.

La energización del transformador es una causa típica de las corrientes de *inrush*, sin embargo, cualquier transitorio en el circuito del transformador puede generar estas corrientes.

Otras causas pueden generar la recuperación del voltaje, después de la compensación de una falla externa o de la energización de un transformador paralelo. Las magnitudes y las formas de onda de las corrientes de *inrush*, dependen de una diversidad de factores, por lo que resultan casi imposibles de predecir.

A continuación se resumen las características principales de las corrientes de *inrush*:

- Contiene generalmente la compensación de corriente diferencial (CD), armónicos impares e incluso armónicos pares.
- Típicamente Integrado por pulsos unipolares o bipolares, separados por intervalos de valores con muy poca intensidad.
- Los valores máximos de los pulsos unipolares del *inrush* disminuyen muy lentamente. La constante de tiempo es típicamente mucho mayor que el de la compensación de CD exponencial, que disminuye por las corrientes de falla.
- El segundo armónico, empieza teniendo un valor bajo y aumenta al disminuir la corriente de *inrush*.

A continuación se mencionan los diferentes métodos que utilizan los relevadores diferenciales, para resolver el problema de la corriente de *inrush*. Sólo se comentarán los métodos actuales de mayor uso.

Para relevadores lentos:

- Relevador de disco de inducción con retardo de 0.2 segundos o más
- Restan sensibilidad durante la energización, insertando una resistencia en paralelo con la bobina de operación, por medio de relevadores de voltaje con retardo en el *pick up* y *drop out*

Para relevadores de alta velocidad:

- Utilizan bloqueo de disparo con tres relevadores instantáneos de bajo voltaje
- Relevadores con retención de armónicas
- Relevadores con unidad de bloqueo, la cual opera con las armónicas
- Relevadores con unidad de bloqueo resonante
- Relevadores con cancelación de armónicas

1.11.4.8 Sobreexcitación del transformador

El flujo magnético dentro del núcleo del transformador es directamente proporcional al voltaje aplicado, e inversamente proporcional a la frecuencia del sistema. La sobretensión y la bajas frecuencias, producen niveles de flujo que saturan el núcleo magnético y producen armónicos impares en la corriente de excitación.

El tercer armónico resulta favorable para detectar condiciones de sobreexcitación, pero la conexión en delta de los TC's o la conexión en delta de los relevadores diferenciales, filtran este armónico. Sin embargo, el quinto armónico resulta confiable para detectar las condiciones de sobreexcitación.

La sobreexcitación provoca calentamiento en el transformador e incrementa la corriente de excitación en el nivel de ruido y vibración. Un transformador con un nivel alto de sobreexcitación, se debe desconectar para evitar daños. Es difícil que con la protección diferencial se pueda controlar la cantidad de sobreexcitación que un transformador puede soportar. En su lugar, es preferible utilizar un elemento separado de la sobreexcitación del transformador, como un elemento que responde a la razón de voltaje/frecuencia.

1.11.4.9 Relevador diferencial de porcentaje con retención armónica

Las corrientes de falla en los sistemas de potencia, contienen una componente sinusoidal casi pura y una componente transitoria de corriente directa. Por el contrario, las corrientes de *inrush* contienen porcentajes elevados de corrientes armónicas, suministrando un medio excelente para distinguirlas de las corrientes de falla.

Los relevadores diferenciales con retención de armónicas, separan a éstas de la componente fundamental por medio de filtros y operan como se describe a continuación:

- a) La corriente que proviene de los transformadores de corriente (TC's), circula por las correspondientes bobinas de retención (componentes: fundamental, armónicas y corriente diferencial).
- b) Exclusivamente la componente fundamental de la corriente diferencial, circula por la bobina de operación.
- c) Las componentes armónicas de la corriente diferencial, también circulan por la bobina de operación.

- d) Cuando se hace circular una corriente igual a la corriente diferencial por uno de los devanados de retención, simulando la energización de un banco, el relevador no opera si el contenido de armónicas es superior al 25% ó 20%. Por el contrario, si se tratara de una corriente de falla prácticamente sin armónicas, el relevador opera, puesto que la bobina de restricción no opera.
- e) Este relevador tiene una unidad de sobrecorriente instantánea que opera, cuando la corriente de falla interna es demasiado grande y satura los transformadores de corriente y los internos del relevador. Esto origina que un porcentaje elevado de armónicas pueda bloquear al relevador. En la **figura 1.11.10**, se muestra un esquema típico de un relevador diferencial de porcentaje.

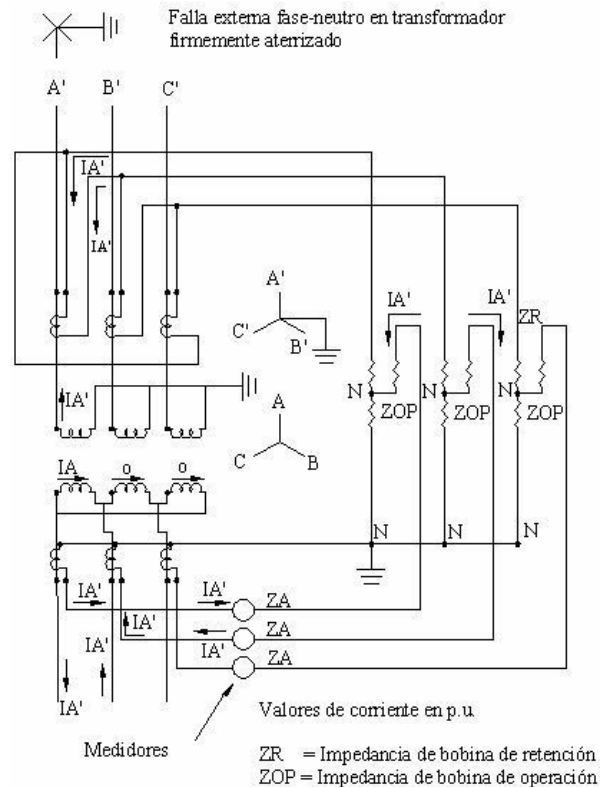


Figura 1.11.10 Esquema típico de protección con relevador diferencial de porcentaje.

1.11.4.10 Relevador diferencial de porcentaje con unidad de bloqueo operada por armónicas

Este relevador tiene el mismo principio de operación que el anterior, pero con dos unidades diferentes. Una unidad diferencial de porcentaje y otra con restricción de armónicas que opera únicamente con corriente diferencial. Para que exista un disparo, deberán operar ambas unidades, bajo las siguientes condiciones:

- Para fallas externas, la unidad diferencial de porcentaje no operará, mientras que la unidad con retención de armónicas sí podría, por lo tanto no hay disparo.
- Para energización del banco con corriente de *inrush*, la unidad diferencial de porcentaje sí opera, mientras que la unidad con retención no, por lo que se genera el disparo.
- Para falla interna ambas operan y se obtiene el disparo.
- También se suministra una unidad instantánea, que manda el disparo por sí sola, si durante una falla interna severa, los transformadores de corriente se saturan y la unidad con retención de armónica no opera.

1.11.5. Restricción de armónicos pares

En contraste con los armónicos impares que generan saturación en un TC, los armónicos pares son un indicador de la corriente de magnetización *inrush*. Los armónicos impares que resultan de la saturación de un TC son transitorios, por lo que es importante utilizar los armónicos pares y no sólo el segundo armónico, para obtener una mejor disipación entre la corriente de *inrush* y las corrientes de fallas internas. El uso de armónicos pares (segundo y cuarto) en un esquema de restricción, garantiza la seguridad para las corrientes de *inrush* que tienen muy baja corriente. La ecuación de operación del segundo y cuarto armónico para la restricción del elemento diferencial es:

$$I_{OP} > SLP \bullet I_{RT} + K_2 I_2 + K_4 I_4 \quad (1.11.6)$$

Donde:

I_{OP} , corriente de operación del relevador (A)

I_{RT} , corriente de restricción (A)

I_2 e I_4 , corrientes de operación de los segundos y cuartos armónicos (A)

K_2 y K_4 , constantes cuyo coeficiente equivale a la tradicional restricción porcentual del segundo y cuarto armónicos.

1.11.5.1 Bloqueo del quinto armónico

Es una práctica común utilizar el contenido del quinto armónico de la corriente de operación, para evitar la operación del relevador diferencial bajo condiciones de sobreexcitación del transformador. En el diseño del relevador, el quinto armónico se compara con la corriente de operación, lo que asegura un ajuste en el relevador.

En un esquema de restricción del quinto armónico, un ajuste puede representar diversas condiciones de sobreexcitación, dependiendo de los otros armónicos que puedan estar presentes. El relevador que dispara en este caso, cumple con las condiciones determinadas por la ecuación **1.11.6** y no por las condiciones de la ecuación **1.11.7**.

$$I_{OP} < K_5 I_5 \quad (1.11.7)$$

Donde

I_5 , es corriente de operación del quinto armónico (A)

K_5 , es coeficiente constante

1.11.5.2 Razón de bloqueo de la corriente diferencial (CD)

El método propuesto para la restricción de armónicos pares y del bloqueo del quinto armónico, proporciona una alta seguridad del relevador, para las condiciones de la corriente *inrush* y de sobreexcitación. Cualquier método basado en armónicos puede causar una operación errónea del relevador en casos extremos de corriente *inrush*.

Típicamente, la componente de CD. de la corriente de *inrush* tiene una mayor constante del tiempo para las fallas internas, por lo que la presencia de la componente CD de la corriente de *inrush*, es un indicador adicional que se puede utilizar para garantizar la seguridad del relevador. Este método de reconocimiento de

la forma de onda, es relativamente fácil de aplicar en un relevador digital, porque la extracción de la componente CD es un procedimiento de filtrado pasa-baja (*low-pass*).

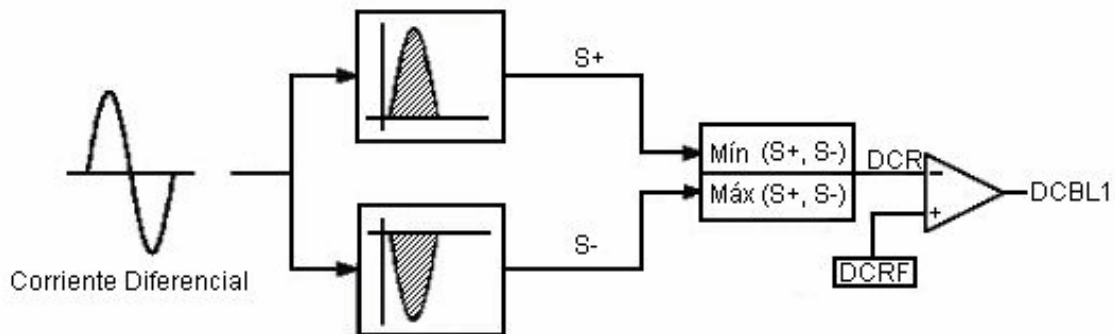


Figura 1.11.11 Bloqueador lógico de Corriente Diferencial.

En el método de corriente diferencial que bloquea el relevador, parte la corriente diferencial en sus semiciclos positivo y negativo, realiza la suma de un ciclo para ambos semiciclos. La **figura 1.11.11** muestra un diagrama esquemático del método de C.D., que bloquea la corriente de magnetización *inrush*, donde S+ es la suma del primer ciclo del semiciclo positivo y S- es la suma del primer ciclo del semiciclo negativo. El mínimo y el máximo de los valores absolutos de las dos sumas del primer ciclo, se determinan con la relación de CD/DCR, y se calcula dividiendo el valor mínimo de la suma del primer ciclo, por el valor máximo de la suma del primer ciclo. Cuando el DCR es menos que un valor de umbral de DCRF, el relevador manda una señal de bloqueo DCBL1.

1.11.6 Relevador diferencial actual

Este relevador consta de tres elementos diferenciales. Cada uno de ellos proporciona protección diferencial porcentual, independientemente de la restricción de armónicos pares y del bloqueo de la quinta armónica de CD. El usuario selecciona el bloqueo de armónicos pares, en lugar de restringirlos. En tal caso, dos modos de bloqueo se emplean: 1) bloqueo independiente del armónico y CD, y 2) bloqueo común del armónico y de CD.

1.11.6.1 Restricción del elemento diferencial

La **figura 1.11.12** muestra un diagrama esquemático de uno de los elementos porcentual-diferencial con restricción de armónicos pares, en donde las entradas al elemento diferencial son la corriente de operación I_{OP1} , corriente restricción I_{RT1} y las corrientes de restricción de la segunda y cuarta armónicas (I_2 e I_4 , respectivamente).

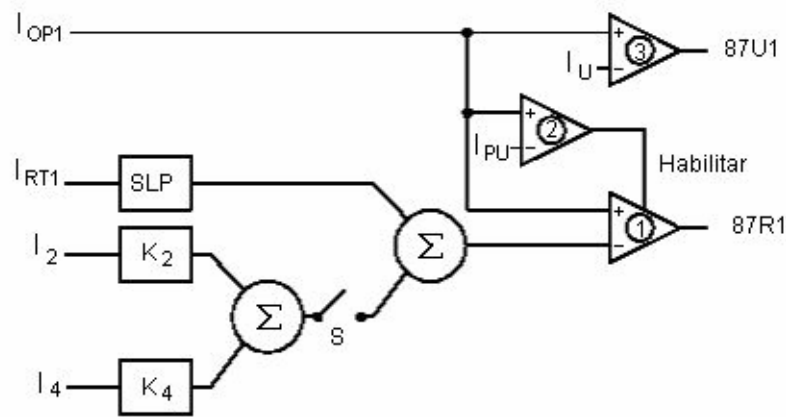


Figura 1.11.12 Restricción 87R1 y elementos libres del diferencial 87U1.

La corriente de restricción I_{RT1} , se escala para formar cantidades de restricción $I_{RTLx} f (SLP)$, que proporciona una característica del porcentaje de doble línea. Las corrientes armónicas de restricción se escalan, para formar las cantidades de restricción de las segundas y cuartas armónicas. Los factores de posicionamiento son K_2 y K_4 , respectivamente.

Comparador 1: contrasta la corriente de funcionamiento a la suma de las cantidades fundamentales y la restricción de los armónicos pares. El comparador afirma el cumplimiento de la ecuación **1.11.6**.

Comparador 2: permite operar al comparador 1, si la corriente de funcionamiento I_{OP1} , es mayor que un valor de umbral, I_{PU} . La asección del comparador 2, proporciona la corriente mínima que da el relevador, I_{PU} . El interruptor S permite inhabilitar la restricción de armónicos pares en el elemento diferencial, el cual incluye una función diferencial instantánea, libre de sobrecorrientes.

Comparador 3: que coteja la corriente de operación I_{OP1} , con un valor de umbral I_U , y proporciona la función diferencial libre de sobrecorriente.

1.11.6.2 Relevador de bloqueo lógico

La **figura 1.11.13** representa la lógica de bloqueo de uno de los elementos diferenciales. Si la restricción de armónicos pares se detiene, el interruptor S1 se cierra para agregar la restricción de armónicos pares (2HB1, 4HB1) al quinto-armónico (5HB1) y a la C.D. que bloquea las funciones (DCBL1). En este caso, los elementos diferenciales funcionan en un modo de bloqueo (solamente): los interruptores S2, S3, S4, y S5, permitiendo o inhabilitando cada una de las funciones de bloqueo.

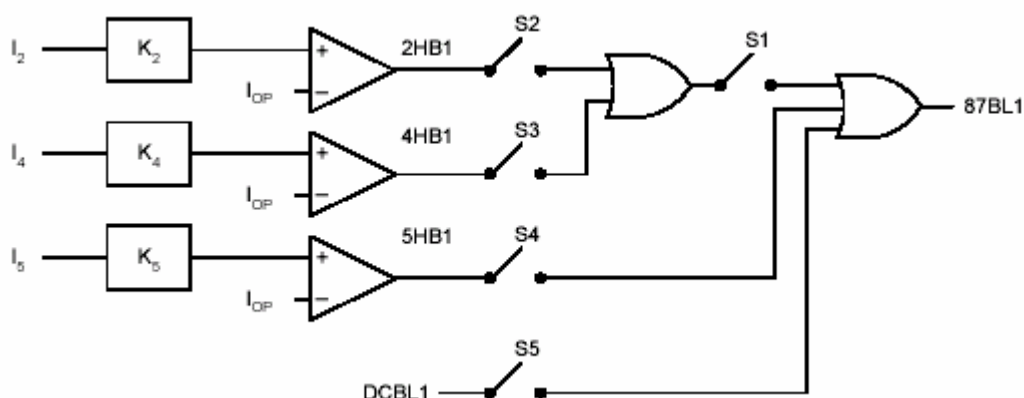


Figura 1.11.13 Elemento del diferencial de bloqueo lógico.

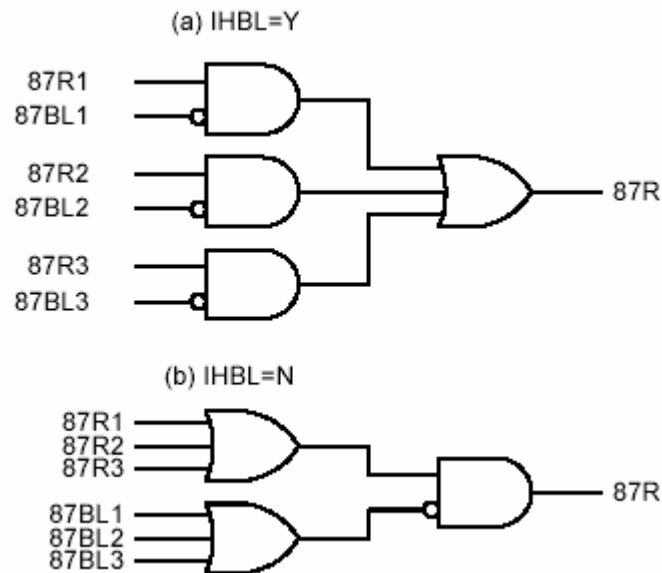


Figura 1.11.14 Relevador diferencial de bloqueo lógico.

La **figura 1.11.14** indica la lógica de bloqueo del relevador diferencial. El usuario puede fijar el relevador a un modo de bloqueo armónico independiente ($IHBL=Y$) o a un modo de bloqueo armónico común ($IHBL=N$). Si $IHBL$ se fija a Y sí, el bloqueo en un elemento dado prevendrá solamente disparar ese elemento. Si $IHBL$ se fija a N (ninguna), el bloqueo dentro de cualquier elemento diferencial prevendrá disparar a todos los elementos diferenciales restringidos.

1.11.6.3 Funcionamiento del elemento diferencial durante condiciones de *inrush*

En esta sección se presentan dos casos para demostrar el funcionamiento del elemento. Dichos casos son especiales para algunos de los elementos diferenciales tradicionales, porque causan operaciones erróneas.

Caso 1:

Energización del transformador: la fase fallada se localiza en el lado de alta y el transformador no se carga. El transformador trifásico es de distribución, conectado en delta-estrella, estando las conexiones del TC en estrella en ambos lados del transformador.

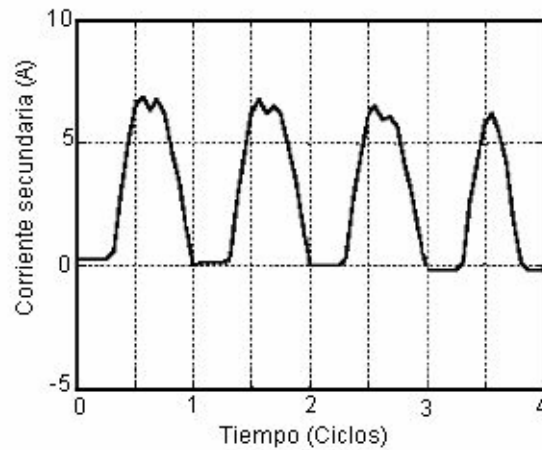


Figura 1.11.15 Elemento 1 Corriente I_{AB} de la bobina en el lado de alta.

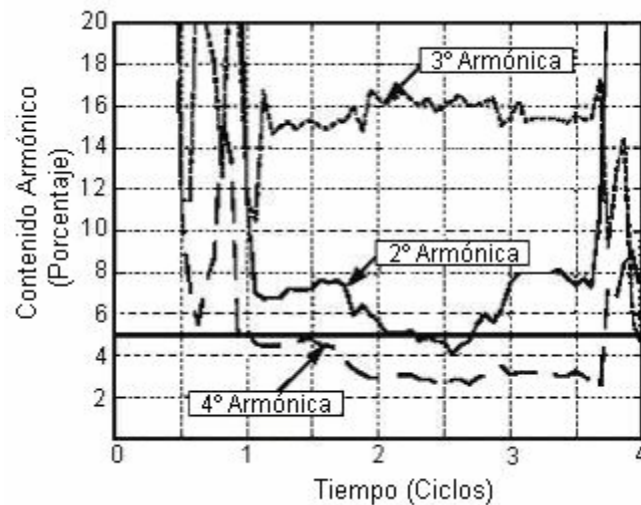


Figura 1.11.16 Armónicas 2ª, 3ª, y 4ª como porcentajes de la fundamental de la corriente de *Inrush*.

La **figura 1.11.15** muestra la corriente de *inrush* del elemento diferencial 1, este elemento utiliza la corriente I_{AB} . Esta señal es similar a una corriente típica de *inrush*, Analizando las características de la señal de corriente, tiene un bajo contenido del segundo armónico y alto contenido de CD, comparados con la fundamental. Otro hecho interesante es que esta señal también tiene un alto contenido de la tercera armónica.

La **figura 1.11.16** muestra el segundo, el tercero y el cuarto armónicos, como porcentajes de la fundamental, por lo que observamos que las segundas armónicas están por debajo del cinco por ciento.

Los diversos tipos de elementos diferenciales tienen las siguientes características de operación:

- Bloqueo del segundo y cuarto armónico: Un bajo contenido de armónicas de segundo y cuarto orden, producen operaciones erróneas del elemento diferencial, que utiliza el bloqueo armónico independiente.

- Restricción de todos los armónicos: La restricción armónica del relevador mantiene su seguridad para el alto contenido de armónicos de tercer orden de la corriente de *inrush*.
- Detección de poca corriente: La forma de onda tiene una sección de corriente diferencial baja, que dura un cuarto de ciclo en cada ciclo, el tiempo mínimo que el elemento requiere para bloquearse.
- Razón de Bloqueo de la Corriente Diferencial: La razón del valor negativo al positivo de CD es cero, así que este elemento bloquea correctamente el elemento diferencial que se basa en restricción de armónicos pares.

Caso 2:

Éste es un caso, en el cual la energización durante la puesta de servicio de un autotransformador trifásico de 180 MVA, relación de 230/138 kV. La conexión de éste es estrella-estrella y los TC's en ambos lados del mismo están conectados en delta. La **figura 1.11.17** muestra la corriente secundaria del lado de alta del autotransformador. Estos resultados de corrientes se dieron al energizar el autotransformador, con el lado de baja abierto. La corriente es una onda típica del *inrush*, con una magnitud relativamente pequeña, notando que los intervalos de poca intensidad de la señal duran menos de un cuarto de ciclo.

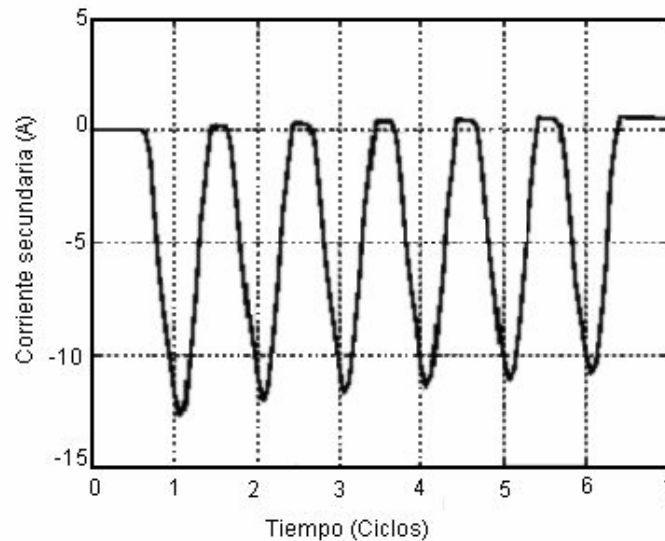


Figura 1.11.17 Corriente de *Inrush* con intervalos de poca intensidad de menos de un cuarto de ciclo.

La **figura 1.11.18**, muestra el contenido armónico de la corriente *inrush*, en la cual se observa que la corriente tiene un porcentaje relativamente pequeño del segundo armónico, que se encuentra cerca del nueve por ciento. Todos los elementos diferenciales, excepto el detector de poca intensidad, funcionan correctamente para este caso. Es notorio que el elemento de bloqueo de armónicos pares, requiere un segundo umbral armónico del ocho por ciento para mantener su seguridad. La zona de poca intensidad en este caso, dura menos que un cuarto de ciclo requerido para determinar las condiciones de bloqueo.

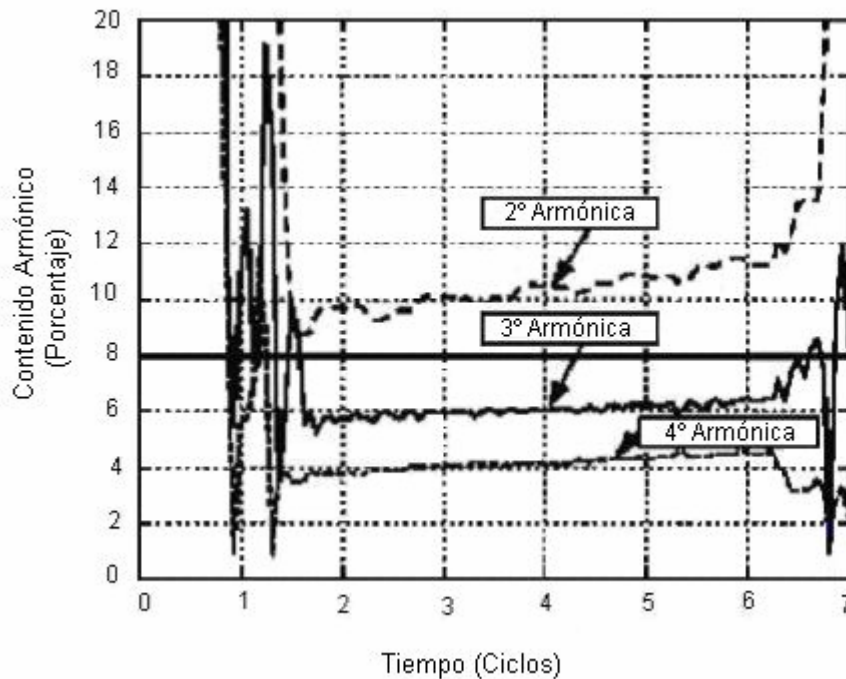


Figura 1.11.18 Armónicas 2^a, 3^a y 4^a como porcentaje fundamental para el Caso 2.

Bibliografía:

- 1 A. Giuliente and G. Clough, Advances in the Design of Differential Protection for Power Transformers (1991 Georgia Tech. Protective Relaying Conference, Atlanta, GA, May 1-3, 1991).
- 2 S.E Zochol, A. Guzman, and D. Hou, Transformer Protection – An Analysis of Field Cases, (Proceedings of the 25th Annual western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 2001).
- 3 A. Guzman, A Current-Based Solution for Transformer Differential Protection- Part I: Problem Statement, (IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 16. No. 4, October 2001).
- 4 A. Guzman, A Current-Based Solution for Transformer Differential Protection- Part II: Relay Description and Evaluation, (IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 16. No. 4, October 2001).
- 5 A. Guzman, H. Altuve, D. Tziouvaras, Power Transformer Protection Improvements UIT Numerical Relays (Schweitzer Engineering Laboratories, INC, October 2005).
- 6 H. Harlow James, Electric Power Transformer Engineering, (CRC Press Editorial, Pag. 3-109 a 3-137, published in 2004).

1.12 Criterio de análisis de falla

En esta sección se presentan aspectos relacionados con la detección de una falla, la inspección visual que se realiza después de la misma, las pruebas eléctricas que se realizan para tratar de ubicarla y el análisis de falla.

Posteriormente, con estos elementos se realiza un diagnóstico y se procede a una revisión interna, elaborando un reporte en el cual se utilizan los datos obtenidos en las diferentes etapas del proceso. Finalmente se describen algunas actividades de reparación que se realizan en el transformador.

1.12.1 Introducción

La falla de uno de los componentes del transformador, se detecta a través de sus protecciones. De esta forma, el equipo es liberado y aislado a través del disparo de los interruptores, en el lado de alta tensión y baja tensión, quedando fuera de servicio y disponible bajo libranza para su revisión, pruebas y análisis de falla.

En algunas ocasiones, no logran operar las protecciones eléctricas primarias, por lo que el equipo se tiene que liberar a través de las protecciones de respaldo locales o remotas.

1.12.2 Detección de la falla

La detección de la falla es un proceso meticuloso, en el cual primeramente se revisa, en el cuarto de control, la operación de una o más de las siguientes protecciones del transformador.

- Protección diferencial (87)
- Protección Buchholz (63)
- Protección por sobre presión (63 P)
- Protección por sobre temperatura (49)
- Protección por sobre corriente de fase (51)
- Protección por sobre corriente de neutro (51N)

El determinar qué protecciones operaron durante la falla, da lugar a teorías sobre el origen de la misma, las cuales se pueden comprobar realizando otras actividades o inspecciones, que proporcionen más elementos de juicio para un diagnóstico final.

1.12.3 Inspección visual externa

El transformador fallado y fuera de servicio, se somete a una inspección visual externa con mucho detalle, para determinar en primer término la operación de las siguientes protecciones eléctricas: protección diferencial (87), protección Buchholz (63), protección por sobrepresión (63P), protección por sobretemperatura (49), protección por sobrecorriente de fase (51) y protección por sobrecorriente de neutro (51N).

Posteriormente, se realiza la inspección física del transformador para determinar sus condiciones externas en cuanto a fugas de aceite, deformaciones y sobrecalentamiento en el tanque, daños en boquilla o en algún otro accesorio externo. También se debe revisar si hubo incendios o daños a equipos aledaños.

1.12.4 Pruebas eléctricas

Después de la inspección visual, se debe realizar una serie completa de pruebas eléctricas de acuerdo con los procedimientos establecidos, para determinar el tipo de falla, así como su ubicación en el transformador, de acuerdo con los resultados y análisis de las mismas. Estas pruebas deberán ser las siguientes:

- Resistencia de aislamiento (megger)
- Prueba de resistencia de devanados
- Prueba de factor de potencia a devanados
- Pruebas de factor de potencia a boquillas
- Prueba de relación de transformación (TTR)
- Corriente de excitación
- Rigidez dieléctrica del aceite
- Factor de potencia del aceite
- Cromatografía de gases disueltos en el aceite
- Prueba de respuesta a la frecuencia

1.12.5 Análisis de la falla

La interpretación de los resultados obtenidos en las pruebas realizadas, ayudará a determinar si existe falla del aislamiento entre devanados o entre cualquiera de ellos a tierra, una falla entre espiras, desplazamientos internos, fallas de boquilla y contaminación de aceite aislante. El análisis de la falla puede indicar que ésta se originó en otro punto del circuito.

Si los resultados de todas las pruebas son satisfactorios, se deberá investigar si la operación incorrecta de las protecciones es imputable al propio esquema o dispositivo de protección. Una vez encontradas las causas de falla y habiendo realizado las acciones correctivas, se considera que el transformador está en condiciones para volver a operar.

Cuando existe una falla franca de los aislamientos, se detecta inmediatamente con las pruebas de resistencia de aislamiento (megger). Si se obtienen lecturas muy bajas cercanas a cero o cero, se deberá realizar la serie de pruebas indicadas en el punto 1.12.4, con lo cual se podrá determinar la fase o fases falladas, así como su ubicación, ya sea en el devanado de alta tensión, baja tensión o terciario, incluyendo las boquillas correspondientes.

Las lecturas que muestren bajos valores de resistencia de aislamiento, comparadas con las últimas pruebas efectuadas al transformador antes de fallar, indicarán fallas de aislamiento no francas de alta resistencia.

Los resultados que se obtengan con las pruebas de factor de potencia a devanados, deberán ser congruentes y confirmar los resultados obtenidos en las pruebas de resistencia de aislamiento. En el caso de que la falla se encuentre ubicada en cualquiera de las boquillas, ésta se detecta por medio de la prueba de factor de potencia, de acuerdo con los procedimientos específicos.

Cuando se obtienen lecturas diferentes a las de diseño, lecturas difíciles de balancear o altas corrientes de excitación en el equipo de prueba, como resultado en las pruebas de relación de transformación (TTR), es indicativo de problemas tales como devanados abiertos o en la mayoría de los casos, corto circuito entre espiras de alguno o varios devanados.

La prueba de corriente de excitación, realizada con el medidor de factor de potencia, indica evidencia de desplazamientos internos, tanto del núcleo como de las bobinas, al comparar los resultados obtenidos entre sí para cada fase del transformador y se comparan con los resultados de pruebas rutina, obtenidas antes de la falla del mismo equipo. Por lo que estos problemas en una etapa incipiente, se pueden detectar antes de que puedan culminar en fallas mayores, al analizar y comparar los resultados obtenidos de las pruebas que periódicamente se realizan al transformador, como parte del mantenimiento rutinario y preventivo durante su operación normal.

Con los resultados obtenidos en las pruebas complementarias de rigidez dieléctrica y factor de potencia al aceite aislante, se podrán detectar condiciones de contaminación, sobre todo por carbón, que puede generar una falla.

La realización de la prueba de cromatografía de gases disueltos en el aceite, es una valiosa ayuda para determinar el tipo de falla y el comportamiento del aceite aislante, papel y núcleo durante el desarrollo de la misma. Normalmente, la cromatografía se usa como prueba rutinaria para detectar oportunamente fallas incipientes.

1.12.6 Diagnóstico

Con el análisis descrito anteriormente y con los diversos resultados obtenidos en las pruebas, se podrá tener un panorama completo para determinar el tipo de falla o fallas, así como su posible ubicación, y establecer un desarrollo secuencial, ya sea una sola falla o varias, a consecuencia de la primera por sobre esfuerzos térmicos, mecánicos o eléctricos.

1.12.7 Inspección interna

Posterior a la conclusión de las pruebas y emitido el diagnóstico, se debe realizar una inspección interna a detalle del transformador, con la finalidad de localizar la falla o evidencias de la misma, tales como perlas de cobre, carbón, trozos de papel, aislante, tuercas y tornillos aislantes, estado de las estructuras, soporte, yugos y gatos de sujeción, indicios de arcos eléctricos, etcétera.

Todo lo anterior dentro de los espacios internos posibles, que permita el tipo de construcción del transformador. Esta inspección permitirá establecer la confirmación o cambio de las hipótesis de diagnóstico, así como la evaluación de los daños y el posible alcance de una reparación.

En el caso de una reparación por algún fabricante o taller especializado, se debe estar presente durante las actividades de desensamble de bobinas y núcleo, para confirmar o precisar el origen de la falla, conservar o ratificar el diagnóstico determinado, con la finalidad de incluirlo en la evaluación de daños y para especificar el alcance definitivo de la reparación.

1.12.8 Reportes

Inicialmente se debe preparar y enviar un informe preliminar a la Gerencia Regional de Transmisión, anexando el formato establecido para el reporte de fallas de transformadores. Posteriormente se elabora un reporte final, el cual debe contener de manera detallada cada uno de los puntos establecidos anteriormente, incluyendo la detección de la falla, inspección interna y el diagnóstico.

El reporte final debe contener la siguiente información: Resumen, antecedentes, secuencia de eventos, diagramas unifilares, protecciones activadas, registros gráficos, equipos afectados, análisis del disturbio, conclusiones y medidas correctivas.

1.12.9 Reparación

En las reparaciones de los transformadores, se debe considerar la especificación K0000-10 y se puede hacer de la siguiente manera:

- Reparación Mayor
 - Todos los devanados
 - Núcleo
- Reparación Menor
 - a) Externa
 - b) Interna

1.12.9.1 Reparación mayor

Todos los devanados. Esta reparación comprende la reparación total con bobinas nuevas de todos los devanados, como son: alta tensión, baja tensión y terciario en sus tres fases en el caso de transformadores trifásicos, y en una sola fase en el caso de transformadores monofásicos. En esta reparación se incluyen los trabajos necesarios para retirar bobinas dañadas, instalación de las bobinas nuevas, así como la reparación o reposición de otras partes y accesorios que debieran rehabilitarse, determinados en la evaluación de la totalidad de los daños. Al término de estos trabajos, el transformador está listo para pruebas de aceptación y su posterior entrada en servicio.

Núcleo. Esta reparación comprende la sustitución total o parcial de la laminación del núcleo magnético del transformador. Se incluyen los trabajos necesarios para retirar y volver a instalar las bobinas sanas o dañadas según sea el caso, así como la reparación o reposición de otras partes y accesorios que deben rehabilitarse, determinados en la evaluación de la totalidad de los daños. Al término de estos trabajos, el transformador queda listo para pruebas de aceptación y su posterior entrada en servicio.

1.12.9.2 Reparaciones menores internas

Estas reparaciones se refieren a trabajos de rehabilitación y sustitución de partes y accesorios internos, para lo cual es necesario destapar el transformador y así tener acceso a ellas, sin que ello implique desarmar la parte activa (núcleo magnético y bobinas).

Se incluyen todos los trabajos necesarios para que el transformador se encuentre en condiciones de servicio. Estas reparaciones menores se clasifican como sigue:

- Cambiador de derivaciones
- Guías de terminales en boquillas y cambiadores
- Transformadores de corriente
- Soportes y estructuras aislantes
- Barreras aislantes
- Yugos y gatos
- Sustitución de boquillas

1.12.9.3 Reparaciones menores externas

Estas reparaciones se refieren a trabajos de rehabilitación, sustitución de partes y accesorios externos, los cuales se pueden realizar sin destapar el transformador y se clasifican como sigue:

- Boquillas (conectores externos, corrección de fugas de aceite en mirillas)

- Radiadores o enfriadores
- Moto-bombas
- Moto-ventiladores
- Mecanismos externos del cambiador
- Válvulas
- Gabinetes de control
- Dispositivos de medición y protección
- Fugas de aceite

Todas las reparaciones menores se pueden desarrollar en sitio, sin tener que retirar el transformador de su base en la que se encuentra instalado. Para todas las reparaciones mayores, es necesario retirar la unidad de donde se encuentra instalada y transportarla al sitio de reparación, después de que se hayan efectuado los trabajos de desmontaje de todos los accesorios, para dejar el equipo listo para su traslado.

Una vez que se encuentra en el taller de reparación, inicia el trabajo de desensamble y extracción del embobinado para apreciar el daño.

Si el daño es mayor según la clasificación anterior, entonces se deberá desensamblar para extraer la bobina o bobinas dañadas y tomar las medidas pertinentes, respecto a su reparación, con el fabricante o talleres que proporcionarán el servicio a la Comisión Federal de Electricidad.

Cuando el daño es menor y la reparación se puede efectuar en sus talleres, se procederá a corregirlos con personal de la empresa, aunque hay que advertir que ésta es limitada, por lo que será necesario contratar a empresas particulares que reparan o construyen nuevas bobinas.

El trabajo principal del ingeniero durante la supervisión y reparación del equipo, será la certificación de las pruebas de aceptación. Todos los accesorios y componentes suministrados por el reparador, deben cumplir con lo establecido en la especificación CFE K0000-06, CFE-Y1000-03 y CFE K-0000-10.

Queda claro que la finalidad de campo es realizar el mayor número de pruebas e interpretar los resultados, para obtener un producto con un alto grado de confiabilidad, para lo cual no basta con realizar las pruebas completas, sino que éstas se deben efectuar conforme a lo establecido en las normas de referencia.

Cualquier limitación o diferencia del equipo empleado para hacer las pruebas, equivale a no satisfacer los requerimientos establecidos, por lo que es conveniente verificar que el equipo de medición se encuentre en buen estado.

1.13 Aspectos de seguridad e impacto ambiental

En esta sección se presentan algunas recomendaciones, para trabajar con equipo en y fuera de servicio. Se consideran aspectos tales como espacio mínimo requerido, de acuerdo con el nivel de tensión del equipo.

La seguridad del personal se describe con la finalidad de evitar accidentes, haciendo referencia a la protección de ojos, cabeza, manos y el cuerpo en general, y se comentan los requisitos de seguridad para trabajar con un equipo que se encuentra operando.

Finalmente, se comentan aspectos de seguridad de la zona donde se encuentra operando dicho equipo y los requerimientos que deben existir para la viabilidad necesaria para realizar maniobras.

Para los aspectos de impacto ambiental, cualquier actividad de instalación puesta en servicio, operación y/o mantenimiento relacionado con Transformadores y Reactores de Potencia, debe contar con el criterio de protección ambiental, el cual es establecido por la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), a través de sus leyes y reglamentos conducentes para controlar y reducir la generación de contaminantes del aire, agua y suelo, así como la protección a la salud del personal, de la instalación y de los habitantes en torno a la misma.

En caso de falta, violación y/o incumplimiento de las leyes ambientales en que se incurra por parte del proveedor, durante la puesta en servicio de Transformadores y Reactores de Potencia, éste tendrá que ejecutar los trabajos de limpieza o restauración de manera inmediata.

En esta sección se aplicará el Reglamento de Seguridad e Higiene, Capítulo 800 (secciones 801 a 821), así como las Reglas de Despacho y Operación del Sistema Eléctrico Nacional. Además se debe cumplir con la norma NOM-EM-138-ECOL y la especificación CFE L0000-58.

1.13.1 Introducción

Todo personal que trabaje con equipo eléctrico debe protegerse contra riesgos potenciales. Para las actividades laborales que se realicen se debe hacer uso de ropa y equipo de seguridad adecuados; además, se debe dar capacitación al personal para que realice su trabajo en las mejores condiciones de seguridad.

La planeación para el acondicionamiento de las zonas de operación, donde estarán trabajando los equipos, es una actividad que determina aspectos de seguridad para el personal y el equipo. Por otro lado, es importante contar con espacios para maniobras y viabilidad.

1.13.2 Trabajo con equipo eléctrico en operación y fuera de operación

La primera condición para trabajar en un sistema eléctrico, es tener el circuito fuera de operación. Todos los circuitos y equipos deben ser considerados energizados hasta abrirse, etiquetarse y bloquearse, de acuerdo al procedimiento aprobado y además se deberá verificar por medio de un dispositivo de prueba para poder iniciar el trabajo.

1.13.2.1 Consideraciones para trabajar en sistemas y equipos energizados

Debido a que trabajadores calificados desempeñan tareas de mantenimiento, reparaciones eléctricas, modificaciones y pruebas en sistemas eléctricos energizados, el equipo deberá cumplir con lo siguiente:

- Las partes energizadas a las cuales el trabajador estará expuesto, deben estar puestas en una condición de trabajo seguro, antes de trabajar en ellas o cerca de ellas, a menos que se demuestre que desenergizar el equipo genera un riesgo adicional o lo incrementa.
- El personal no debe trabajar en circuitos energizados, a menos que estén calificados para realizarlo o para propósitos de entrenamiento, con la debida supervisión de una persona calificada.
- Se debe utilizar protección mientras se trabaja sobre circuitos energizados, como por ejemplo, herramientas aisladas y equipo de protección aislado como guantes, mantas, mangas, etc.
- Se debe tener cuidado al realizar trabajos que presenten riesgos, tales como descargas, arcos o explosiones, independientemente del riesgo del voltaje.

1.13.2.2 Espacio de trabajo alrededor de equipo eléctrico

El espacio de trabajo requerido alrededor de un equipo, debe ser el adecuado para desarrollar de forma segura su operación y las actividades de mantenimiento.

1.13.2.3 Equipo eléctrico en un rango igual o menor a 600 V

Entre una persona y un equipo eléctrico con un rango igual o menor a 600 V, debe existir una distancia mínima de trabajo de 76 cm. Con esta distancia se evita que el cuerpo de la persona haga contacto con partes aterrizadas, mientras trabaja con equipos energizados. En donde se requiera un acceso a zonas traseras de partes desenergizadas, se debe contar con una distancia mínima de 76 cm. La profundidad del espacio de trabajo debe ser del orden de 90 cm., dependiendo de las condiciones, ver **figura 1.13.1**.

Las condiciones son las siguientes:

Condición 1: Cuando componentes vivos están expuestos en un lado del espacio y en el otro lado partes no aterrizadas.

Condición 2: El equipo eléctrico es montado o se fija en la pared y equipo eléctrico adicional es colocado del lado opuesto con conexión a tierra. Si el trabajador calificado llegara a tocar accidentalmente el muro conductor y además componentes vivos, se cerraría un circuito a tierra y una descarga fatal podría ocurrir.

Condición 3: El equipo eléctrico es montado o se fija en un muro, y equipo eléctrico adicional es montado en el lado opuesto del muro, donde por cierto hay componentes vivos en ambos lados. El trabajador calificado podría hacer contacto accidentalmente con alguno de estos componentes, y estar en serie con una fase viva y el metal aterrizado del equipo eléctrico, lo cual podría producir una descarga fatal.

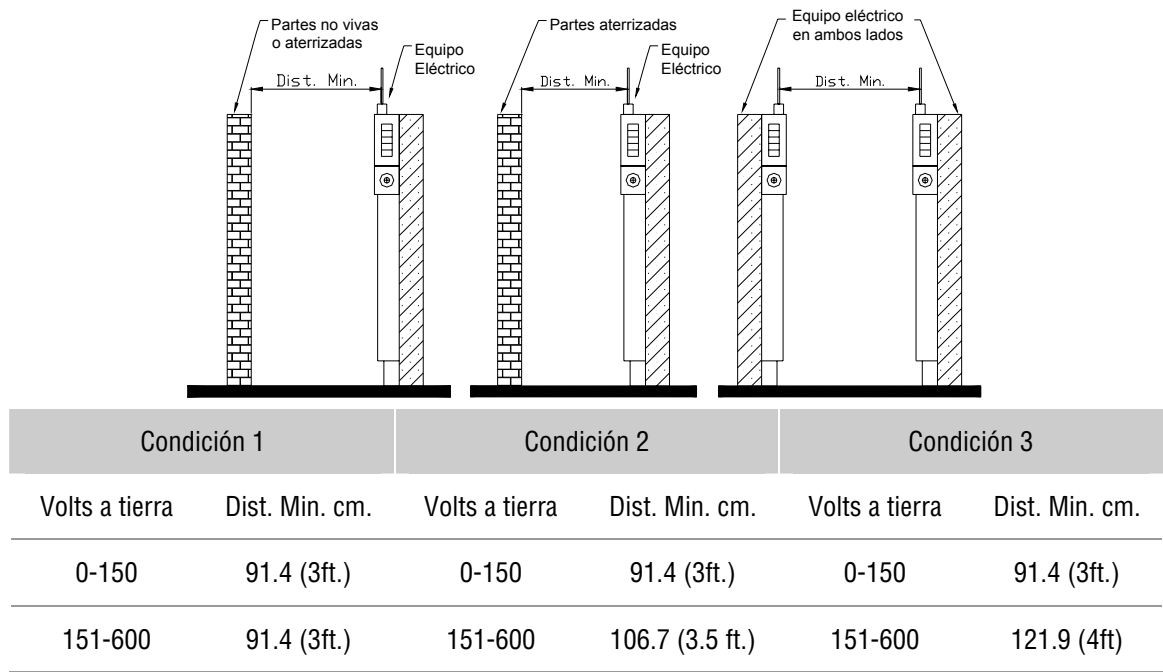


Figura 1.13.1 Distancias mínimas en frente de equipo eléctrico (600 V o menor).

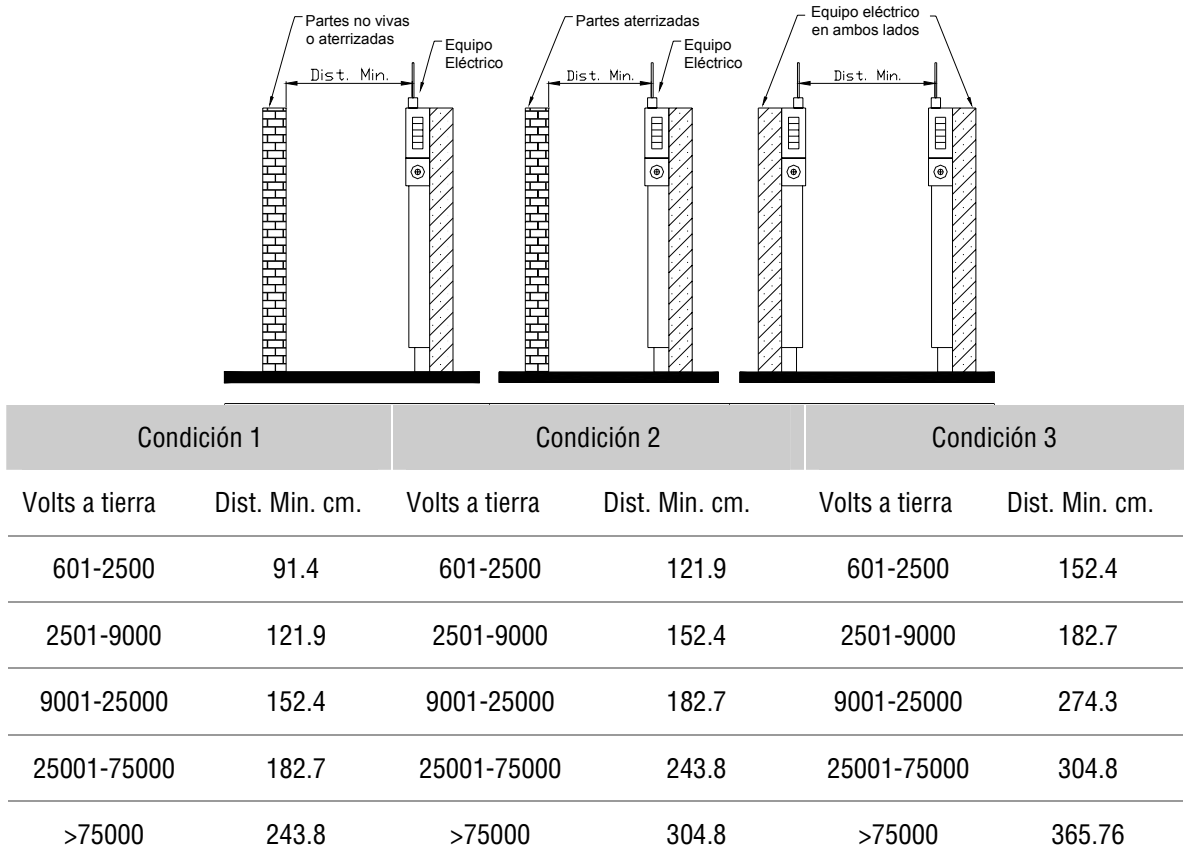


Figura 1.13.2 Distancias mínimas en frente de equipo eléctrico (mayor a 600 V).

1.13.2.4 Equipo eléctrico en un rango mayor a 600 V

La NEC indica los requerimientos de espacio mínimo requerido al frente de equipo eléctrico de alta tensión, como gabinetes, interruptores, paneles de control, interruptores de circuito, controladores de motores, etc., que se encuentran en cuartos de trabajo, ver **figura 1.13.2**.

Hay tres condiciones que aplican:

- Donde están expuestos componentes vivos en un lado y no vivos o partes sin aterrizar en el otro lado
- Donde están expuestos componentes vivos en un lado y partes aterrizadas en el otro, como concreto, ladrillo y recubrimientos en muro, que son considerados como partes aterrizadas
- Donde están expuestos componentes vivos en ambos lados

1.13.3 Seguridad del personal

En general, el personal de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) utiliza guantes de cuero, por lo que durante su jornada de trabajo debe disponer de ellos. Existe la tendencia de tratar de convencer al jefe de cuadrilla, de que hay trabajos que no se pueden ejecutar con guantes. Es necesario recordar que todo es cuestión de costumbre.

Existen guantes especiales para 20,000 kV, con sus respectivos guantes de gamuza para proteger el hule. Éstos se utilizan para realizar maniobras en cuchillas fusibles, cuchillas desconectadotas, etc. Estos guantes están diseñados para garantizar una máxima eficiencia en el trabajo.

1.13.3.1 Protección de los ojos

Los lentes de protección son dispositivos de seguridad, considerados como accesorios que sirven para proteger los ojos. Su naturaleza es distinta según el trabajo que se desempeñe. Actualmente, se conocen alrededor de 20 tipos diferentes de lentes de protección, que se usan en las distintas industrias.

Se deben utilizar aquellos que aporten mayor seguridad, es decir, que protejan contra partículas volátiles, en operaciones con herramientas manuales y contra deslumbramiento o radiación de rayos ultravioleta o infrarrojos, producidos por el arco eléctrico.

1.13.3.2 Cinturones y bandolas

Estos accesorios están fabricados con cuero, lona y herrajes de aluminio, acero forjado o de algún otro material. El cinturón o bandola debe ser apropiado para realizar las actividades de montaje, instalación, reparación y mantenimiento, con comodidad y seguridad.

Este equipo se debe utilizar cuando se ejecuten trabajos arriba del nivel del suelo; hay que revisarlo antes de utilizarlo y recordar que la vida depende del estado que guarde este accesorio. La revisión debe hacerla el propio trabajador que utilizará el cinturón o la bandola.

1.13.3.3 Herramientas manuales y de uso general

Todas las herramientas manuales deben conservarse en perfecto estado, tomando en cuenta que es necesario utilizar la que sea apropiada para cada trabajo o actividad.

Toda la herramienta deteriorada debe corregirse o sustituirse, antes que ocasione accidentes. Es común pensar que las herramientas de mano no representan peligro y que son las máquinas las que normalmente los causan.

Las estadísticas de trabajo indican que las lesiones que incapacitan al trabajador en sus actividades hasta en un 15%, son accidentes con herramientas, no obstante que la gravedad de dichas lesiones se considera relativamente baja. En todas estas lesiones existe el peligro de infección, que puede conducir a desenlaces lamentables; lo anterior justifica plenamente cualquier esfuerzo que se realice para evitarlas o reducirlas al máximo.

Los accidentes de trabajo alcanzan índices de importancia considerables y se debe a que independientemente de los riesgos de trabajo normales, los trabajadores se exponen a otros riesgos a veces innecesarios, los cuales pueden evitarse si respetan las reglas de seguridad que se recomiendan, según el peligro que ofrezca el trabajo que desempeñan.

Se tienen algunas experiencias sobre condiciones inseguras que han provocado accidentes, las cuales se mencionan a continuación:

- Al trabajar en equipo dentro de una subestación, expuesto a la inducción de 400 kV, se deben poner suficientes conexiones de tierra, con el fin de evitar la inducción, ya que han ocurrido accidentes mortales por este motivo.
- En esta parte es conveniente resaltar la importancia de la seguridad y con la aplicación del sentido común y de normas, se pueden evitar accidentes que pudieran tener graves consecuencias.

La seguridad del personal es lo más importante y debe anteponerse a la producción. Es necesario mencionar la importancia que tiene el uso de la ropa adecuada establecida en CFE, así como el uso de casco, guantes, cinturón y bandola, herramienta en buen estado, etc. Tanto la Ley Federal del Trabajo, como el Contrato Colectivo, establecen la obligación de usar los equipos de seguridad personal. Estos equipos deben ser otorgados por CFE y su uso requiere el entrenamiento y el conocimiento suficiente para su eficaz empleo, todo bajo control de las Comisiones Mixtas de Seguridad o de los Jefes de Seguridad.

El 85% de los casos de accidentes se debe a una conducta o actos inseguros por parte de los trabajadores. Dentro de este porcentaje, se encuentra la falta de uso del equipo de seguridad personal.

Un aspecto importante respecto al personal y que incide también sobre la seguridad es la capacitación, e impartirla no debe verse como una obligación, sino como una necesidad y todos los esfuerzos en este sentido serán recompensados.

A continuación se especifican los diferentes equipos que deben emplearse.

1.13.3.4 Protección de la cabeza

Los cascos se usan para proteger la cabeza. Algunas de sus características son que deben ser dieléctricos y además deben tener propiedades para absorber golpes y proporcionar comodidad. Es recomendable que todos los trabajadores los utilicen durante sus actividades.

1.13.3.5 Protección general del cuerpo

La ropa de trabajo debe estar en buen estado y ser lavada con frecuencia, cosida y tener sus botones completos. Queda prohibido el uso de ropas amplias, rotas o sin abrochar, así como el uso de llaveros, anillos, pulseras, etc. en los lugares donde hay maquinaria en movimiento.

1.13.3.6 Protección de los pies

Los zapatos de seguridad representan una necesidad de civilización y su uso, aparte de proporcionar mejor apariencia personal, protege los pies. El zapato debe ser cómodo, provisto de suela de hule aislante de dos a tres cm. de espesor, la que debe estar cosida o pegada al corte y tendrá de 3 a 4 cm. de tacón (de altura). Algunos tienen casquillo metálico o aislante.

1.13.3.7 Protección de las manos

Los guantes son accesorios de seguridad que sirven para proteger las manos y su naturaleza varía según el trabajo. De acuerdo con datos estadísticos, 10 mA son suficientes para provocar la muerte.

Debe vigilarse que el neutro de transformadores y el tanque, estén firmemente aterrizados a la red de tierra de la subestación. La resistencia de la red de tierra debe estar bien diseñada para evitar los accidentes, y no debe ser mayor de 5 ohms.

Durante las pruebas a equipo, el personal debe estar alejado y a la vista del que la está realizando. Cuando se usa el probador de factor de potencia para la prueba, el cual tiene dos botones, éstos deben ser presionados simultáneamente con la mano, por parte del operador o la persona que se encuentre auxiliando durante la ejecución de la misma y no debe permitirse que se mecanice, al grado de presionarlo por otros medios.

Hay que recordar que la principal causa de accidentes es el exceso de confianza en el que se cae, cuando se ha llevado a cabo una acción en repetidas ocasiones.

Las mallas ciclónicas que circulan comúnmente los predios de las subestaciones, deben estar conectadas a la red de tierras cada 10 m aproximadamente. Esta malla no debe tener forro de plástico.

1.13.4 Requisitos para realizar actividades en un equipo en operación.

Cuando se realiza un trabajo en un equipo que se encuentra en operación, se deben considerar los siguientes requisitos:

Licencias

Por seguridad del personal, al trabajar en transformadores que se encuentren en operación, siempre es necesario solicitar una licencia al Centro de Control para cualquier tipo de actividad, por mínima que ésta sea.

Deben observarse todas las indicaciones de las Reglas de Despacho y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, con el fin de evitar accidentes y prever las condiciones seguras de la operación del sistema.

Un transformador puede ser energizado, ya sea por el lado de alto voltaje, o por el lado de bajo voltaje. Por esta razón es necesario que al desenergizarlo se desconecten ambos, a menos que se esté seguro que está tratando con un sistema radial sencillo.

La medida de utilizar tierras adecuadas a ambos lados del equipo sobre el que se trabaja, deberá ser estricta.

Avisos

Deben colocarse avisos y cordones de protección, que limiten la zona en la cual se está trabajando y aseguren de un modo fácilmente visible el área desenergizada.

Los avisos o carteles de seguridad tendrán la indicación de peligro, pudiendo ser una calavera o una silueta de persona recibiendo una descarga con el título "LÍMITE DE LA ZONA PROTEGIDA".

1.13.5 Seguridad de la zona donde se encuentra el equipo

- a) Las experiencias con incendios de transformadores, ha dado lugar a plantear la necesidad de contar con mamparas de protección para aislar totalmente el equipo dañado y no afectar a otros transformadores o equipos adjuntos. Dichas mamparas deben utilizarse en las nuevas instalaciones, con la finalidad de aislar el fuego en caso de incendio. Su altura debe cubrir todo el cuerpo del transformador, incluyendo las boquillas.

Además, las mamparas tienen la ventaja de que evitan daños a otros transformadores, en casos de explosiones de boquillas. Esta protección se debe construir, en instalaciones donde los transformadores no la tienen.

- b) Fosa de absorción o captación. En el incendio de un transformador, el principal combustible es el aceite, por lo que es necesario tener un medio para desalojarlo del tanque en forma rápida y absorberlo para que no se contaminen las áreas adyacentes al mismo.

La fosa de absorción también sirve en situaciones en que el tanque se rompa durante alguna falla, o cuando opera en algunos casos, la válvula de sobre-presión. Esta fosa deberá estar preparada en la base del tanque y deberá tener la capacidad para contener el 100% del aceite del transformador.

- c) Fosa colectora. Esta fosa está conectada por medio de tubos, a la fosa de absorción o captación de los bancos de transformadores. Generalmente se encuentra localizada a una distancia considerable y alejada del resto del equipo en operación, de tal modo que no ofrece peligro en caso de incendio. La fosa colectora tiene la capacidad de almacenar el 125% (100% + 25% adicional) del aceite del banco de transformadores de mayor capacidad, instalado en una subestación eléctrica.

1.13.6 Vialidades para maniobras

Al construir una subestación, se debe proveer de caminos preparados para el paso de grúas y plataformas móviles, que aseguren la confiabilidad en maniobras tanto en altura, como en peso.

Las áreas para maniobras deben marcarse claramente con franjas amarillas en el piso, que indiquen los lugares para tránsito de vehículos.

En las instalaciones que no cuentan con estas vialidades, será necesario adaptar dichos accesos para cuando sean requeridos.

1.13.7 Protección contra incendio

El transformador es un equipo que por su constitución puede ser arrasado por el fuego, ya que está construido con materiales sólidos combustibles y líquidos inflamables, tales como madera, papel, cartón y aceite aislante.

Cuando un transformador se incendia, las consecuencias pueden ser desastrosas, ya que además de la pérdida de éste, se puede tener daños al personal, a otros equipos, a la propia instalación y pérdidas de energía.

Las protecciones contra incendio de transformadores de potencia, constan de sistemas de extinción y de protección, y su aplicación depende de la importancia del equipo, su función y ubicación dentro de la instalación.

Los sistemas de extinción empleados son a base de agua, nitrógeno y bióxido de carbono, siendo este último el menos utilizado por su difícil aplicación, ya que para que sea efectivo se requiere hermeticidad, por lo que su uso está restringido a transformadores de potencia instalados en caverna, como son los transformadores elevadores de unidades generadoras, en centrales hidroeléctricas.

Capítulo 2 REACTORES

En este capítulo se presentan las partes principales de un reactor, el principio de operación de los reactores y se describen los principales aspectos de diseño, la clasificación de reactores y su aplicación. También se indican los documentos aplicables para su mantenimiento, así como los tipos de pruebas que se realizan en estos equipos. Aun cuando en este capítulo se mencionan brevemente los reactores tipo seco y los reactores serie, se hace mayor énfasis en los reactores sumergidos en aceite y reactores en derivación.

La CFE ha elaborado la Especificación CFE Y-1000-03 “Reactores de Potencia”, que complementa este capítulo y que establece las características técnicas que deben cumplir los reactores de potencia en derivación y los reactores de neutro.

2.1 Introducción

El reactor es un dispositivo empleado para introducir impedancia en un circuito eléctrico, siendo el principal componente de este dispositivo la reactancia inductiva. Se utilizan en las subestaciones eléctricas o líneas de transmisión, con una amplia variedad de propósitos, por ejemplo: para compensar la reactancia inductiva en líneas de transmisión de gran longitud; para limitar la corriente de corto circuito cuando se presenta una falla; para amortiguar transitorios originados por apertura y cierre de interruptores y disminuir el contenido de armónicos en la red, entre otros.

De acuerdo con su forma de conexión, los reactores pueden ser del tipo serie o en derivación, también llamados tipo shunt. Generalmente los tipo serie se utilizan como limitadores de corriente, cuando se presenta una sobre corriente debida a una falla de cortocircuito y los reactores en derivación o shunt, son utilizados como limitadores de voltaje, debidas a sobretensiones originadas por maniobras de apertura y cierre de interruptores o descargas atmosféricas, y como compensadores de potencia reactiva en líneas de transmisión, para disminuir el efecto Ferranti en condiciones de demanda mínima. La compensación puede ser fija y conmutable, con regular los niveles de voltaje en el circuito eléctrico.

Un ejemplo de aplicación de los reactores es el utilizado para compensar las líneas de transmisión, el cual se indica en la **figura 2.1**.

Generalmente, los reactores se construyen tipo seco (los cuales tienen núcleo de aire o núcleo de hierro) o sumergido en aceite. Actualmente se fabrican tipo seco con núcleo de aire, totalmente encapsulados, y son utilizados en sistemas de distribución y transmisión de alta tensión. En la mayoría de los casos, los sumergidos en aceite son fabricados con núcleo de hierro y con entrehierro, o con núcleo de aire y pantalla magnética y son utilizados principalmente en alta y extra alta tensión.

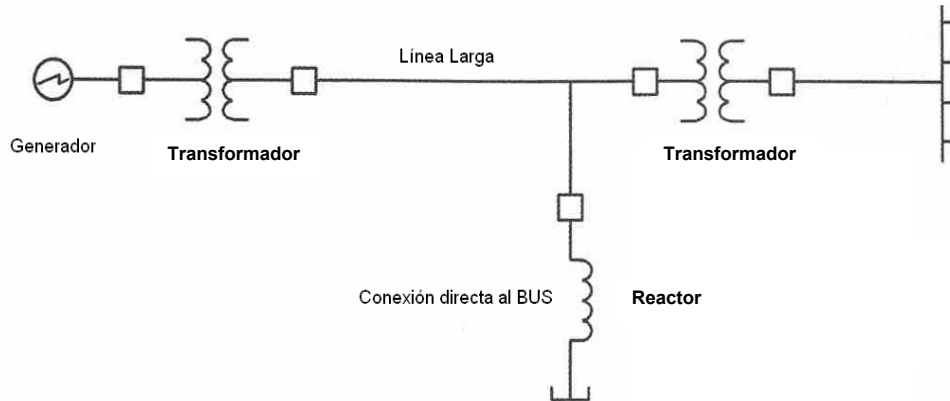


Figura 2.1 Conexión de un reactor compensador para una línea de transmisión.

2.2 Partes principales

Los reactores sumergidos en aceite y con núcleo magnético están integrados principalmente por un devanado, boquillas, tanque y accesorios. Todos estos elementos se muestran en la **figura 2.2**. Los reactores tipo seco no tienen tanque, boquillas, ni accesorios.

2.2.1 Núcleo

El núcleo magnético está construido con láminas de hierro en una configuración radial. El flujo se encuentra al margen de cada entrehierro y por lo tanto es adyacente a las secciones de los discos magnéticos, eliminando prácticamente las corrientes de *eddy* en la superficie. Un dispositivo axial ejerce constantemente una fuerza para mantener unidos el yugo y los paquetes de laminaciones. Las barras de sujeción de este dispositivo pasan a través de un hueco en el centro de los discos.

2.2.2 Devanado

Una ventaja de la construcción con núcleo y entrehierro, es que las bobinas del devanado son geoméricamente similares. Por lo tanto, el tipo de devanado y las técnicas de diseño para altos niveles de aislamiento, son similares a las utilizadas en transformadores de potencia. De acuerdo con la especificación CFE Y1000-03, los devanados deben estar diseñados para operar de acuerdo con la clasificación de las zonas climáticas. En una zona normal, deben operar en forma continua con una elevación de temperatura máxima de 55°C. En una zona cálida, los devanados deben operar en forma continua, con una elevación máxima de temperatura de 65°C.

2.2.3 Boquillas

Las boquillas utilizadas en los reactores son similares a las utilizadas en transformadores de potencia. Las características de las boquillas se describen en el Capítulo 3, en la sección 3.1 de este manual. Las boquillas deben cumplir con lo indicado en la especificación CFE K0000-06.

2.2.4 Tanque

Los tanques para reactores están diseñados para resistir los esfuerzos mecánicos que ocurren durante su transporte, manejo u operación. Es un requisito indispensable que los tanques sean completamente herméticos, para evitar la entrada de humedad y contaminantes. El tanque debe estar provisto de registros-hombre, independientes a las bridas de sujeción de las bobinas. El material que se utiliza en la fabricación del tanque y los recubrimientos utilizados, debe ser resistente a la corrosión. Todas las soldaduras deben ser evaluadas de acuerdo con la especificación CFE DY700-08.

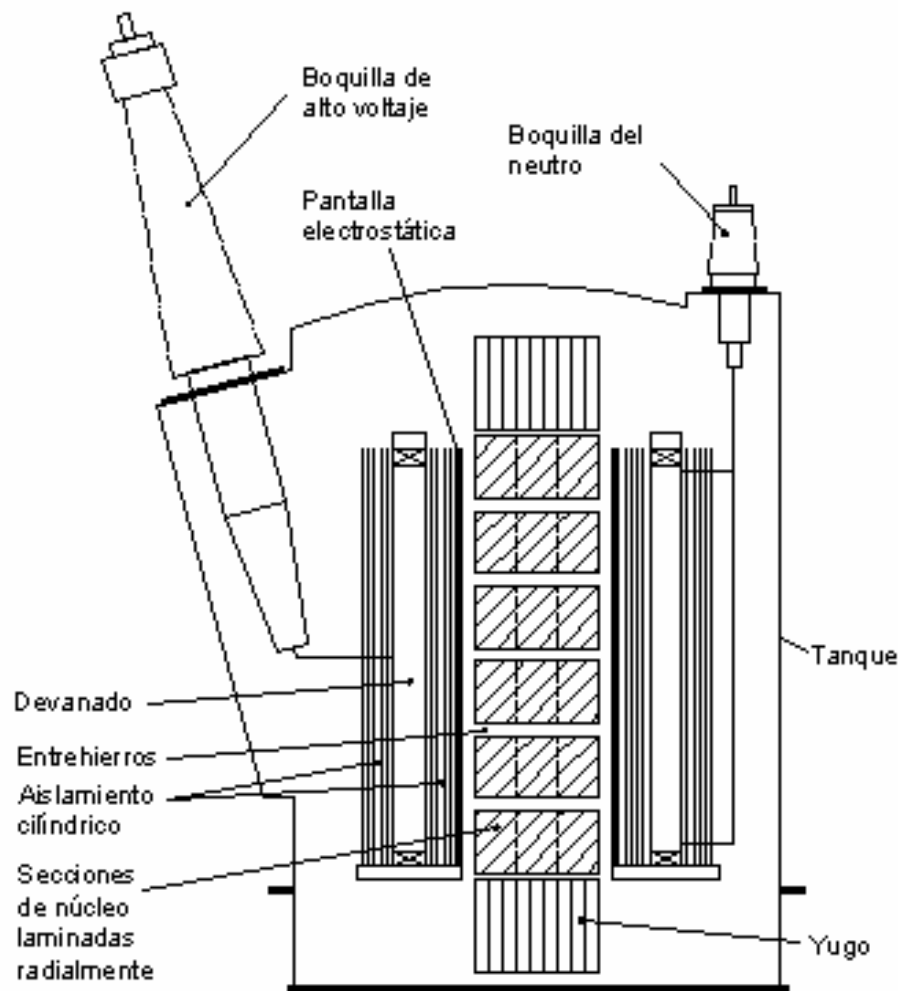


Figura 2.2 Partes principales de un reactor.

2.2.5 Accesorios

En un reactor de potencia sumergido en aceite, se utilizan equipos auxiliares y accesorios similares a los utilizados en un transformador de potencia. La descripción y características de estos elementos auxiliares y de protección, se realizan en el punto 3.3 de este manual, por lo que únicamente se enlistan a continuación:

- Tanque conservador
- Indicador magnético de nivel de aceite
- Relevador Buchholz
- Válvula de sobre presión
- Válvula de alivio
- Relevador de presión súbita
- Indicador de temperatura del aceite

- Indicador de temperatura de devanado
- Indicadores y/o registradores remotos de temperatura
- Gabinete de control
- Transformadores de corriente
- Boquillas (*Bushing*)
- Relevador de flujo
- Sistemas de conservación de aceite
- Radiadores
- Válvulas de radiadores
- Ventiladores
- Empaques

2.3 Principio de operación

Una corriente que fluye por el devanado de un reactor, produce un campo magnético que varía con el tiempo e induce un voltaje. Cuando la corriente aumenta en el circuito, el reactor almacena energía en el campo magnético. Si la corriente en el circuito tiende a descender, la energía almacenada en el campo se suma a la energía suministrada por la fuente.

En la **figura 2.3** se presenta esquemáticamente, un reactor con núcleo magnético con entrehierro. Se observa que el flujo magnético producido por la corriente i , circula por principalmente por la trayectoria núcleo l .

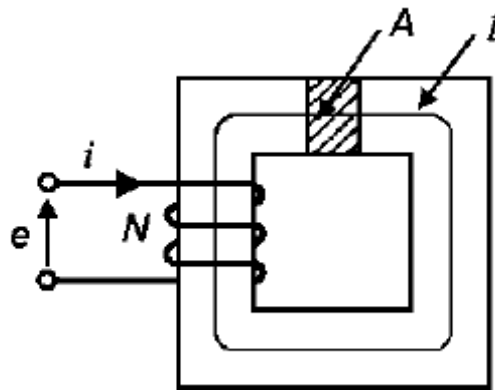


Figura 2.3 Representación esquemática de un reactor con entrehierro.

La función del núcleo magnético consiste en proporcionar un camino de baja reluctancia para el flujo creado por el devanado. Un valor elevado de corriente tiende a saturar el núcleo, provocando una disminución en la permeabilidad del hierro. Como consecuencia de esto, una parte del flujo se dispersa de la trayectoria magnética del núcleo y se le llama flujo disperso. Por tal motivo, es conveniente diseñar un equipo que tenga un balance entre la corriente, el flujo y la sección transversal del núcleo.

La permeabilidad es un término análogo a la conductividad eléctrica y es la capacidad que tienen los materiales magnéticos para conducir el flujo a través de ellos y su unidad es el *Henry/metro* (H/m).

De acuerdo con las características magnéticas del núcleo, los reactores tienen un comportamiento lineal, no lineal y saturado.

Generalmente, los reactores lineales tienen núcleo de aire que no se satura. Los del tipo no lineal, tienen un núcleo de hierro y su saturación depende de la corriente y de las características magnéticas del material, y casi siempre requieren el uso de uno o varios entrehierros.

Los saturados están fabricados con núcleos macizos y sin entrehierro. En la **figura 2.4**, se indica el comportamiento de la curva de histéresis para cada caso.

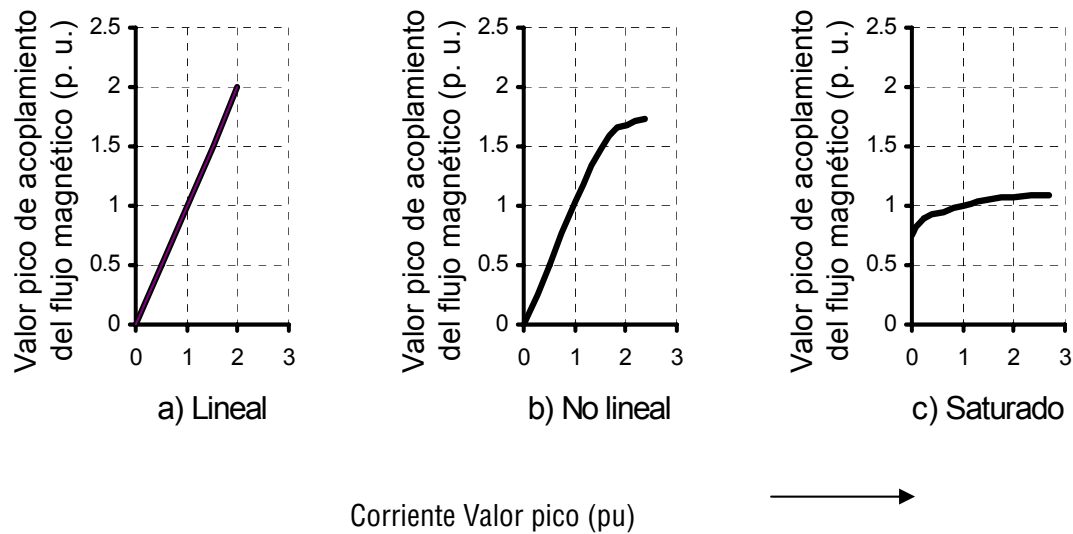


Figura 2.4 Comportamiento magnético de: a) un núcleo de aire, b) un núcleo con hierro sin saturar y c) un núcleo de hierro saturado.

Por razones económicas, en la construcción de estos equipos se tiende a optimizar las cantidades de hierro y cobre. Esto implica utilizar altas densidades de flujo y altos niveles de corriente, sin que las pérdidas del hierro y del cobre generen un calentamiento superior al de diseño de los devanados.

Las corrientes que circulan a través de la resistencia del hierro se llaman corrientes de Foucault, o pérdidas en el núcleo y representan una pérdida de potencia, por lo que producen calentamiento. Dichas pérdidas se reducen utilizando núcleos laminados.

Existe otro tipo de pérdida de energía en los reactores, donde el hierro tiende a oponerse a cualquier cambio magnético, por lo tanto, una corriente que cambie rápidamente, como lo es la CA, debe suministrar energía continuamente al hierro, para vencer esa "inercia". Las pérdidas de este tipo se llaman pérdidas por histéresis. La tangente de pérdidas en reactores de potencia, debe estar en el rango de 0.15 a 0.30 %.

2.4 Aspectos de diseño

El tamaño físico del reactor está determinado por su capacidad en VA. En el diseño del reactor deben considerarse las características de saturación del núcleo, así como su disipación de calor.

La operación de un reactor es efectiva, si la resistencia en CA del devanado es menor a la reactancia inductiva. En estas condiciones se puede asumir, que el voltaje inducido es igual al voltaje aplicado, por lo que la capacidad del reactor en VA se calcula mediante la ecuación:

$$VI = \omega LI^2 \quad (2.1)$$

Donde:

V , es el voltaje de operación del reactor (V)

I , es la corriente de operación del reactor (A)

ω , es la frecuencia angular y es igual a $2\pi f$ (rad/seg)

L , es la inductancia del reactor ($Henry$)

Un reactor es básicamente una inductancia (L) y su magnitud depende de la geometría de su construcción, del número de vueltas, de la longitud de la bobina y de la sección transversal del núcleo magnético. La inductancia se determina con la siguiente ecuación:

$$L = Km \mu_0 n^2 l A \quad (2.2)$$

Donde:

L , es la inductancia ($Henry$)

Km , es la constante de permeabilidad del material (H/m)

μ_0 , es la constante de permeabilidad del vacío

n , es el número de vueltas

l , la longitud de la bobina (m)

A , es la sección transversal del núcleo (m^2)

Considerando lo anterior, la componente principal de un reactor es la reactancia inductiva, la cual está determinada por la ecuación:

$$XL = \omega L = 2\pi fL = \Omega \quad (2.3)$$

en la cual:

ω , es la frecuencia angular (*rad/seg*)

f , es la frecuencia (*Hz*)

Cuando el núcleo magnético en el reactor es de aire, se cuenta con las siguientes características: tiene un comportamiento magnético lineal, por lo que no existe el peligro de saturarlo con niveles elevados de corriente y la bobina requiere de muchas vueltas para tener una inductancia mayor a un *Henry*.

Cuando el reactor tiene núcleo de hierro y opera a altos niveles de corriente, se requiere que el núcleo tenga un entrehierro o varios entrehierros distribuidos, con la finalidad de evitar su saturación. Su comportamiento magnético depende en gran medida de las características del material y de la longitud del entrehierro.

Por otro lado, la sección transversal del núcleo y la longitud del entrehierro, tienen una relación directa con el número de vueltas.

Una bobina con muchas vueltas requiere de poca sección transversal y una longitud pequeña de entrehierro, mientras que una bobina con pocas vueltas requiere una gran sección transversal y longitud grande de entrehierro. La longitud del entrehierro también depende de la corriente de la bobina y de la longitud magnética del núcleo.

Es conveniente encontrar un balance entre estas variables, con la finalidad de determinar tamaño, peso y costo del reactor. El área de la sección transversal del núcleo se calcula con la siguiente ecuación:

$$A = \frac{LI}{nB} \quad (2.4)$$

Donde.

A , es la sección transversal del núcleo (m^2)

I , es la corriente (A)

n , es el número de vueltas

B , es la densidad de flujo (Wb/m^2)

Un método general para establecer la relación entre los parámetros físicos y eléctricos de un reactor, es a través de la energía almacenada en el campo magnético. Si la reluctancia del hierro y el flujo disperso son muy pequeños, toda la energía en el circuito magnético se almacenará en el campo del entrehierro. La energía total W (*joules/m³*) almacenada en el entrehierro en un campo B uniforme y dimensiones ($A_g g'$), se determina con la ecuación:

$$W = \frac{1}{2} \frac{B^2}{\mu_0} (A_g g') \quad (2.5)$$

donde: $A_g g'$ es el volumen del entrehierro (m^3).

El volumen del entrehierro se determina con la siguiente ecuación:

$$Vol_g = \frac{4 * V * I * 10^{-7}}{f * B^2} \quad (2.6)$$

Los reactores de potencia utilizados en la CFE, se diseñan para las tensiones nominales y capacidades típicas mostradas en la **tabla 2.1**.

Tabla 2.1 Tensiones nominales y capacidades típicas de reactores utilizados en la CFE

Tensión (kV)	Tipo	
	Monofásico (MVar)	Trifásico (MVar)
400	16.6	25
400	20	35
400	25	50
400	33.33	62
400	50	70
400	--	100
230	7.1	10.5
230	18.67	--
115	--	15

2.5 Tipos de reactores

El tipo de tecnología empleada en reactores para diversas aplicaciones, ha cambiado a través de los años, con base en la evolución del diseño, los avances en su fabricación y la utilización de nuevos materiales.

Los reactores se pueden clasificar de acuerdo con los siguientes criterios:

- **De acuerdo con su medio aislante**
 - Tipo seco
 - Sumergidos en aceite
- **De acuerdo con el tipo de construcción**
 - Con núcleo de aire
 - Con núcleo magnético con entrehierro. Éstos a su vez se clasifican en tipo acorazado y tipo columna
- **De acuerdo con su aplicación**
 - Servicio continuo
 - Del tipo conmutado (entran y salen de operación, de acuerdo con las necesidades del sistema)

2.5.1 Características de los reactores de acuerdo con su medio aislante.

De acuerdo con la Norma IEEE Std. C.57.21 “Standard Requirements, Terminology and Test Code for Shunt Reactor Rated Over 500 kVA”, existen dos tipos de reactores tipo seco y sumergidos en aceite. En esta clasificación, el medio aislante determina el tipo de reactor.

Los reactores tipo seco y con núcleo de aire, generalmente se utilizan como limitadores de corriente. Tradicionalmente tienen un sistema de enfriamiento con ventilación natural, aunque pueden diseñarse con ventilación de aire forzado. Las espiras del devanado tienen uno o varios conductores, dependiendo de la capacidad requerida de corriente, formando capas radiales sobre un tubo aislante de fibra de vidrio. En algunas ocasiones, estos reactores se encuentran impregnados con resina epóxica. En la **figura 2.5**, se muestra este tipo de reactores.



Figura 2.5 Reactores tipo seco.

Los reactores sumergidos en aceite aprovechan este medio como aislamiento y como refrigerante, ver **figura 2.6**. Estos reactores se construyen con núcleo de aire y con núcleo de hierro, con entrehierros. La construcción de estos reactores es similar a la de los transformadores de potencia.



Figura 2.6 Reactor monofásico sumergido en aceite.

2.5.2 Clasificación de los reactores de acuerdo con el tipo de construcción

De acuerdo con su construcción, los reactores son de dos tipos: con núcleo de aire y con núcleo de hierro. Ambos tipos de reactores pueden ser enfriados por aire o sumergidos en aceite.

El segundo tipo consiste de una bobina que rodea un núcleo de hierro, el cual tiene un circuito magnético con entrehierro.

Los reactores sumergidos en aceite se clasifican en reactores tipo acorazado y tipo columna.

2.5.2.1 Reactores con núcleo de aire

Existen reactores con núcleo de aire sumergidos en aceite y tipo seco.

Los reactores con núcleo de aire y tipo seco, tienen una construcción robusta, mecánicamente bien soportada sobre elementos aislantes y con bobinas circulares de proporciones adecuadas para su enfriamiento, **figura 2.7**.

Un reactor con núcleo de aire produce un campo magnético externo en la bobina, de magnitud considerable. Se debe evitar el uso elementos metálicos en las estructuras de soporte que generen una vuelta, o circuitos que puedan inducir corrientes dispersas, ya que éstas producen calentamiento y pérdidas.

Los reactores con núcleo de aire y sumergidos en aceite tienen una estructura estable, que soporta los esfuerzos mecánicos producidos durante su operación. El devanado está integrado por una serie de bobinas en forma de galleta, montadas unas sobre otras y con características eléctricas similares, para evitar corrientes circulantes. El reactor completo está montado sobre un disco de concreto y soportado por elementos aislantes de porcelana.

Estos reactores tienen una reactancia pequeña, no son saturables, su inductancia generalmente es constante y tienen un amplio rango de corriente de operación. Utilizan pantallas magnéticas que envuelven el devanado del reactor, con la finalidad de dar una trayectoria de retorno de flujo magnético de baja reluctancia.

En los reactores con núcleo de aire no existen entrehierros, por lo tanto no presentan problemas de vibración o de efectos de borde conocido también como *fringing*.

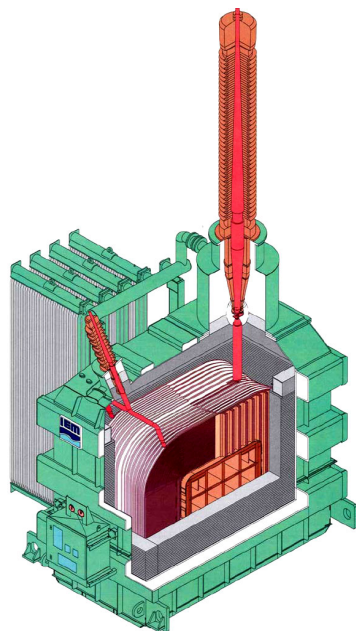


Figura 2.7 Reactor monofásico con núcleo y aire sumergido en aceite (cortesía de IEM).

2.5.2.2 Reactores con núcleo y entrehierro

Estos reactores tienen un entrehierro con muchos entrehierros pequeños, los cuales ayudan a mantener al mínimo las corrientes de *eddy*, ver **figura 2.8**. Su construcción puede ser del tipo acorazado o tipo columna.

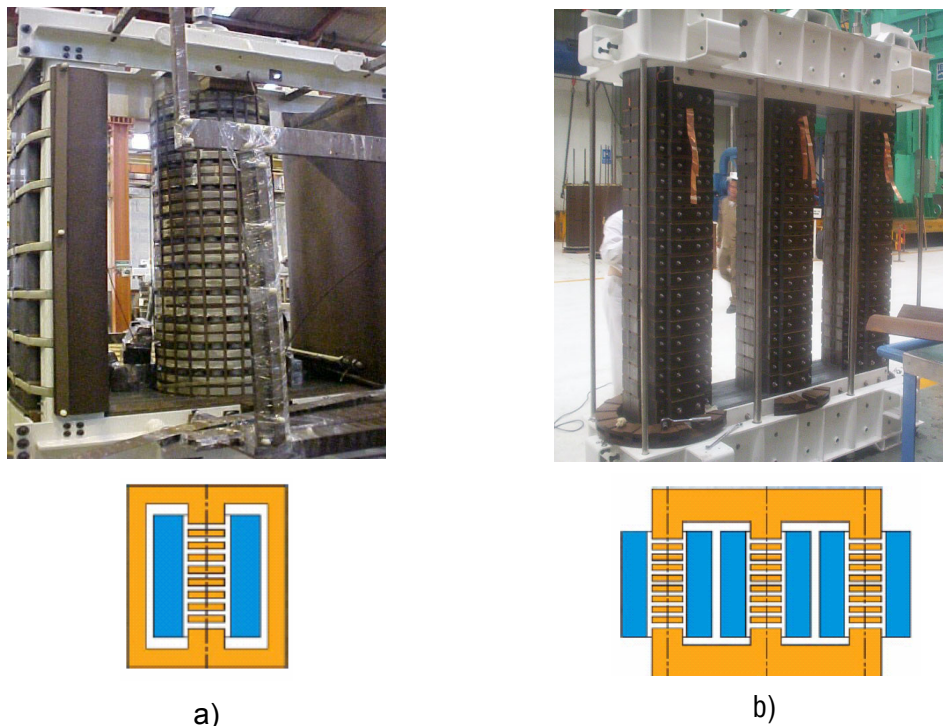


Figura 2.8 Reactores sumergidos en aceite: (a) tipo acorazado, (b) tipo columna (cortesía de IEM).

2.5.3 Clasificación de los reactores de acuerdo con su aplicación

De acuerdo con su aplicación, los reactores se clasifican en normalmente en servicio y conmutados. Entran y salen de operación, de acuerdo con las necesidades del sistema.

El reactor normalmente en servicio, se utiliza cuando el voltaje del sistema requiere ser controlado. La magnitud de la reactancia conectada se limita a un valor adecuado, de lo contrario, se presentan fluctuaciones de voltaje en todo el sistema. Para conectar y desconectar el reactor en derivación, se utilizan interruptores de potencia. El reactor del tipo conmutado (conexión y desconexión), algunas veces se conecta a un devanado terciario de bajo voltaje, de un transformador de potencia. Este reactor es económico y logra causar pérdidas adicionales en el transformador de potencia. Su voltaje nominal es seleccionado cuidadosamente, ya que representa una importante caída de voltaje en la reactancia serie del transformador, entre la alta tensión y el devanado terciario.

Cuando estos reactores se construyen con núcleo de hierro, son utilizados para múltiples propósitos, entre los cuales se enlistan los siguientes:

- Reactores limitadores de corriente de falla en los sistemas de potencia, los cuales se conectan en serie y son instalados en diferentes puntos de la red de potencia. Su nombre refleja su aplicación y localización, y la nomenclatura comúnmente utilizada es:
 - Reactor de fase
 - Reactores de unión de barra

- Reactores de conexión a tierra del neutro
- Reactores supresores de arco
- Reactores Duplex
- Reactor conmutado (capacitor-reactor)
- Reactores limitadores de corriente de descarga
- Reactores de control de flujo de potencia
- Reactores de derivación (compensación reactiva en estado estable)
- Reactores controlados por tiristor (compensación reactiva dinámica)
- Reactores de filtro

2.5.3.1 Reactores limitadores de corriente

En la actualidad, los reactores limitadores de corriente son utilizados para el control de los niveles de cortocircuito en sistemas eléctricos de potencia, cubriendo un rango que va desde grandes cargas de potencia industriales, hasta redes complejas de distribución y sistemas de transmisión de alta tensión y extra alta tensión.

Los reactores limitadores de corriente (RLC) se instalan para reducir la corriente de cortocircuito y para reducir la caída del voltaje de cortocircuito en secciones de barras, a niveles que son resistentes de acuerdo con la coordinación del aislamiento.

Las corrientes de falla en los sistemas de transmisión o distribución deben limitarse, de lo contrario, pueden causar fallas catastróficas en el equipo de distribución, y representan una amenaza en la seguridad del personal de operación.

En resumen, con el uso de reactores limitadores se logran los siguientes beneficios:

- Reducir los esfuerzos electromecánicos y térmicos en devanados de transformadores, cuando se conectan en su neutro, lo cual extiende el tiempo de vida de transformadores y equipo asociado.
- Mejorar la estabilidad del voltaje del bus primario en un alimentador, durante un evento de falla.
- Reducir los esfuerzos por maniobra de interruptores alimentadores de circuito.
- Reducir la corriente de falla de línea a línea, a un nivel inferior al de una falla de línea a tierra.
- Proteger a los transformadores de distribución, todo el equipo de potencia y a los dispositivos, de la propagación de transitorios de voltaje. También proteger contra las fallas de operación de los interruptores del circuito.
- Reducir la necesidad de proteger dispositivos secundarios, tales como restauradores, seccionadores y fusibles limitadores de corriente.
- Permitir la obtención de un control sobre las pérdidas en estado estable, mediante el conocimiento del parámetro de factor de calidad, también llamado factor Q, para cualquier frecuencia deseada. Esta característica es particularmente importante para las redes de potencia, donde las altas corrientes armónicas se reducen, sin incrementar las pérdidas.
- Incrementar la confiabilidad del sistema.

Los reactores limitadores de corriente son instalados en diferentes puntos en la red de potencia, y normalmente reciben un nombre que refleja su localización o aplicación. Los nombres más comunes son:

- Reactores de fase: instalados en serie con líneas o alimentadores

- Reactores unión de barra: usados para conectar dos buses independientes
- Reactores de conexión a tierra del neutro: instalados entre el neutro de un transformador y tierra
- Reactores Duplex: instalados entre un alimentador y dos buses

2.5.3.1.1 Reactores de fase

Los reactores de fase son equipos muy versátiles y son conectados en serie con el alimentador de un sistema de distribución para proteger un circuito. También son conectados en la salida de un generador, como limitador de la contribución de falla a la red de potencia o en cualquier otro lugar intermedio, ver **figura 2.9**.

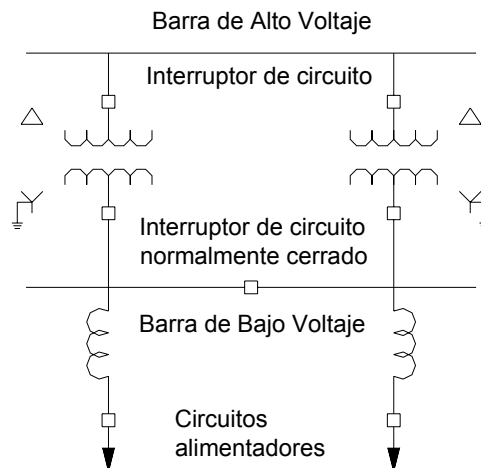


Figura 2.9 Conexión típica de un reactor de fase.

2.5.3.1.2 Reactores de unión de barra

Los reactores de unión de barra se utilizan para conectar dos o más alimentadores y/o fuentes de potencia, a una barra sencilla y cuando se desea seccionar la barra sin la pérdida de flexibilidad operacional. Como en el caso de reactores de fase, los reactores de unión de barra pueden ser utilizados en cualquier nivel de voltaje, ver **figura 2.10**.

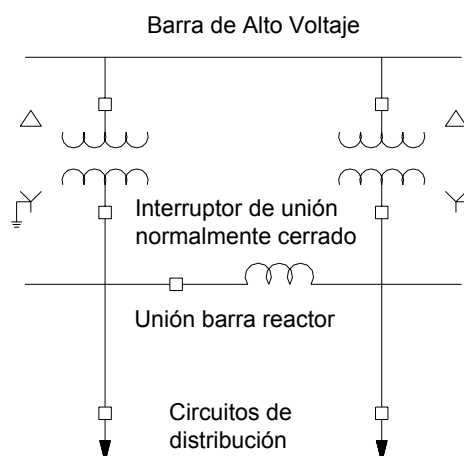


Figura 2.10 Conexión típica de un reactor unión de barra.

2.5.3.1.3 Reactores de conexión a tierra del neutro

Los reactores de conexión a tierra del neutro son utilizados para el control de fallas de línea a tierra. Estos equipos no limitan los niveles de corriente de falla de línea a línea y son particularmente útiles en niveles de voltaje de transmisión, cuando se utilizan auto-transformadores con un terciario en delta.

Un banco de transformadores de transmisión es una fuente poderosa de corriente de secuencia cero, y por lo tanto, la corriente de falla a tierra excede sustancialmente la de una falla trifásica.

Este tipo de reactores son instalados entre el neutro del transformador o generador y tierra. Son efectivos en el control de fallas de línea a tierra, debido a que la impedancia de cortocircuito del sistema es reactiva en su mayoría. Este tipo de reactores reduce los esfuerzos de cortocircuito en los bancos de transformadores, para el tipo de falla más común en un sistema eléctrico, ver **figura 2.11**.

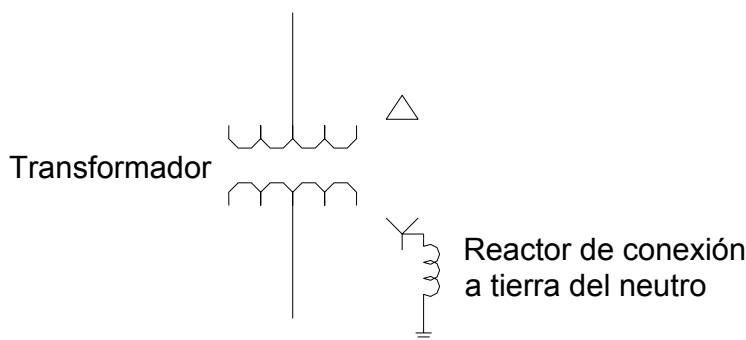


Figura 2.11 Conexión típica de un reactor de conexión a tierra del neutro.

2.5.3.1.4 Reactores supresores de arco

Un reactor supresor de arco tiene una bobina monofásica de inductancia variable, sumergida en aceite y con núcleo de hierro. Se conecta entre el neutro de un transformador y tierra, con el propósito de alcanzar un conexión resonante del neutro a tierra. La impedancia de secuencia cero del transformador, se toma en consideración en el rango de inductancia de la bobina supresora de arco.

El ajuste de la inductancia se logra en pasos por medio de taps en el devanado, o es ajustada variando la reluctancia del circuito magnético.

La longitud de un entrehierro se ajusta, subiendo o bajando la pierna central del núcleo, por medio de un motorreductor.

La inductancia se ajusta previamente, para lograr la cancelación de la corriente capacitiva de falla a tierra, por medio de una corriente inductiva de igual magnitud.

2.5.3.1.5 Reactores Duplex

Los reactores Duplex son instalados, en donde una fuente de potencia se divide en dos barras que tienen carga igual y simultánea.

Son diseñados para proveer un bajo rango de reactancia en condiciones normales de operación y un rango completo a una alta reactancia en condiciones de falla. Un reactor duplex está integrado por dos bobinas por fase, acopladas magnéticamente. Este acoplamiento magnético es dependiente de la proximidad geométrica de las dos bobinas, y determina las propiedades de un reactor Duplex, bajo condiciones de operación en estado estable y cortocircuito.

Durante la operación en estado estable, los campos magnéticos producidos por los dos devanados están opuestos, y la reactancia efectiva entre la fuente de potencia y cada bus está al mínimo. Bajo condición de cortocircuito, el flujo magnético eslabonado entre las dos bobinas se vuelve desbalanceado, resultando una alta impedancia en el bus bajo falla, y por tanto, una restricción de la corriente de falla, ver **figura 2.12**.

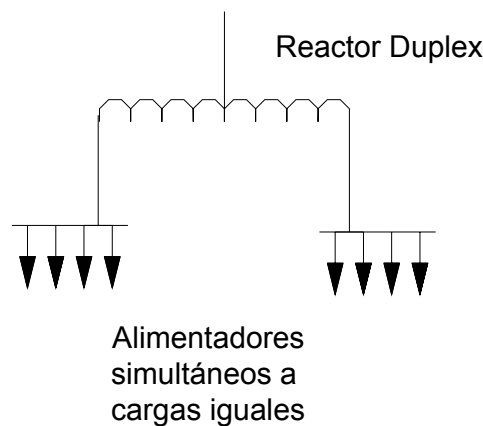


Figura 2.12 Conexión típica de un reactor duplex.

2.5.3.2 Reactor conmutado (capacitor- reactor)

La conmutación de un capacitor causa transitorios significativos, tanto en el capacitor interrumpido como en equipos remotos y los más comunes son:

- Sobrevoltaje en el capacitor conmutado cuando se energiza
- Aumento de voltaje en capacitores de bajo voltaje
- Sobrevoltajes de fase a fase, en terminales de línea de los transformadores
- Corriente energizante proveniente de otro capacitor durante la conmutación
- Corriente de descarga de un capacitor cercano a una falla
- Sobrevoltaje dinámico cuando ocurre la conmutación simultánea de un capacitor y un transformador

El reactor conmutado se utiliza para reducir la magnitud de algunos de los transitorios mencionados anteriormente y para minimizar los esfuerzos dieléctricos en interruptores, capacitores, transformadores, eliminadores de onda y equipo eléctrico asociado a la subestación.

También ayuda a reducir la interferencia en equipo de control y comunicación, ocasionada por transitorios en alta frecuencia.

Estos reactores ayudan a reducir los transitorios asociados a la conmutación del capacitor, limitan la magnitud de la corriente transitoria (kA), y reducen significativamente el transitorio en frecuencia (Hz), ver **figura 2.13**.

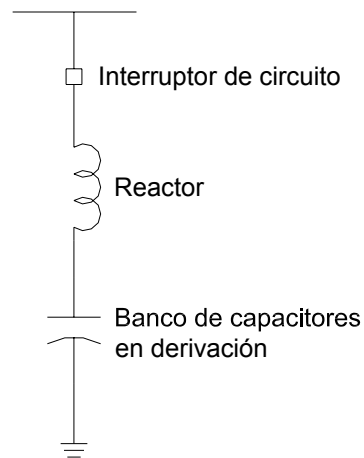


Figura 2.13 Conexión típica de un reactor conmutado (conexión / desconexión).

2.5.3.3 Reactores limitadores de corriente de descarga

Los bancos de capacitores de alta tensión conectados en serie son utilizados en sistemas de transmisión, para mejorar los límites de estabilidad de operación y son suministrados con un número de pasos discretos, inserción o puente, por medio de un dispositivo de conmutación.

En caso de contingencias, se prevé un puente de vacío para conectar los capacitores de forma rápida. En ambos casos, existe una descarga en el interruptor del puente cerrado o el puente de vacío activado, y la energía asociada a tal descarga es limitada por un circuito atenuador.

Un reactor limitador de corriente de descarga es una parte integral de un circuito atenuador. Sin embargo, este reactor se diseña para ser resistente a la corriente de descarga de alta frecuencia, superpuesta en el sistema de potencia de corriente-frecuencia. Su característica de atenuación es un parámetro crítico del circuito de descarga.

La atenuación requerida se obtiene mediante un componente integral del diseño del reactor (factor Q), o también se suministra con un elemento separado (resistencia), ver **figura 2.14**.

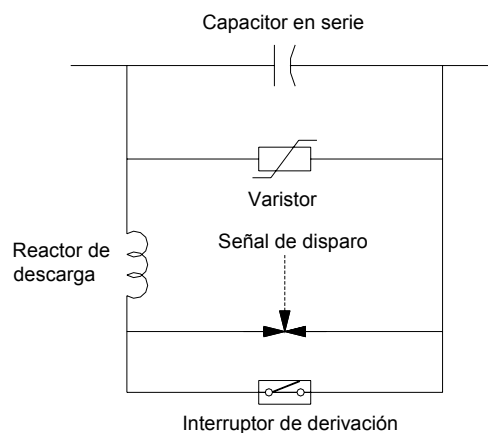


Figura 2.14 Conexión típica de un reactor limitador de corriente de descarga.

2.5.3.4 Reactores de control de flujo de potencia

Una aplicación de los reactores en serie en sistemas de transmisión, es el control del flujo potencia o la atenuación de sobrecarga. El flujo de potencia en un sistema de transmisión es una función de la impedancia de la red y del voltaje complejo (magnitud y fase) al final de la línea. En sistemas interconectados, el control de flujo de potencia es una preocupación para las empresas de servicio, ya que si éste no se indica y mide, se generan problemas tales como:

- Sobrecarga de líneas
- Incremento en pérdidas en el sistema
- Reducción en los márgenes de seguridad
- Violaciones a los contratos concernientes a la compra/venta de potencia
- Incremento en los niveles de falla, más allá del rango del equipo

Las ineficiencias y limitaciones del flujo de potencia en un sistema moderno de potencia, es el resultado de uno o varios de los siguientes puntos:

- Impedancias de línea paralelas no óptimas, con lo que resulta que una línea pueda alcanzar su límite térmico antes que otra línea, y por lo tanto limitar el pico de transferencia de potencia.
- Líneas paralelas que tienen diferentes rangos X/R, donde una componente reactiva significativa fluye en dirección opuesta al flujo de potencia activa.
- Pérdida de flujo que representa la diferencia entre el valor medido y el flujo de potencia actual. A pesar de ser inherente a sistemas interconectados, puede tener un efecto adverso y tan severo, que afecta la confiabilidad del sistema.

Su aplicación principal consiste en optimizar el flujo de potencia en líneas de transmisión, lo cual se logra modificando la impedancia de transferencia.

Como los sistemas de servicio crecen y el número de interconexiones aumentan, la operación en paralelo de líneas de transmisión está siendo utilizada en mayor porcentaje, en la alimentación de potencia a los centros de carga. La complejidad de las redes de potencia se presenta, cuando el flujo de una línea en operación se ve afectada por los impulsos de maniobras, de carga y otras desconexiones que ocurren en otra área de servicio. La colocación estratégica de reactores de flujo de potencia, ayuda a incrementar el pico de transferencia de ésta, a reducir las pérdidas y a mejorar la confiabilidad del sistema, ver **figura 2.15**.

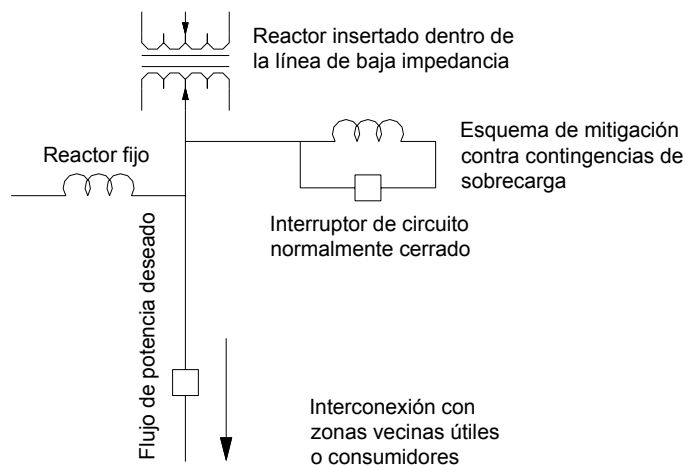


Figura 2.15 Conexiones de un reactor de alta tensión para control de flujo de potencia.

2.5.3.5 Reactores conectados en derivación (compensación reactiva en estado estable)

Las líneas de transmisión de alta tensión (particularmente las de gran longitud), generan una cantidad sustancial de potencia reactiva cuando son ligeramente cargadas. De manera inversa, dichas líneas absorben una gran cantidad de potencia reactiva cuando son fuertemente cargadas. Como consecuencia, el voltaje en el sistema no se mantiene en los rangos de tensión requeridos, a menos que la línea de transmisión esté operando con balance de potencia reactiva.

Para alcanzar un balance aceptable de esta potencia, la línea debe ser compensada para una determinada condición de operación. Para grandes cargas, el balance de potencia es negativo y se requiere la compensación capacitiva para mantener el voltaje.

Esto se logra generalmente, utilizando capacitores en derivación. En el caso de operación con cargas ligeras, el balance de potencia es positivo, y se requiere una compensación inductiva, utilizando reactores en derivación o tipo shunt, ver **figura 2.16**.

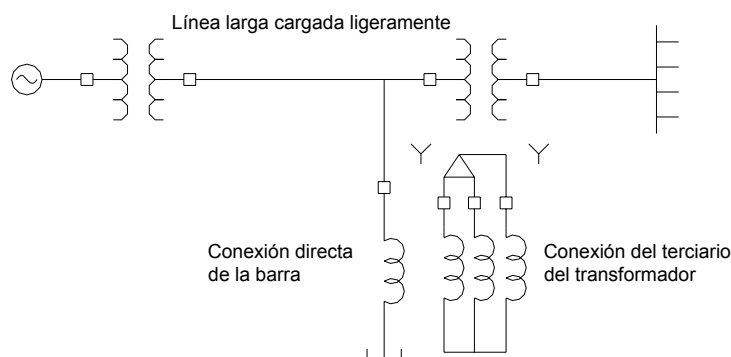


Figura 2.16 Conexión típica del reactor en derivación.

2.5.3.6 Reactores controlados por tiristor (compensación reactiva dinámica)

La necesidad de compensación dinámica aumenta, a medida que las características de operación de una red se aproximan a los límites de operación del sistema, como la estabilidad dinámica o de voltaje, o en caso de grandes cargas industriales dinámicas como los hornos de arco.

Típicamente, un compensador estático de VAR (CEV) se utiliza para proveer una compensación dinámica a la barra receptora, con lo cual se logra mantener una reserva dinámica de aporte capacitivo para cuando sea requerida.

La **figura 2.17** muestra el voltaje y corriente en una fase del reactor, controlado por tiristor (RCT), cuando el ángulo de disparo del tiristor es diferente a cero. Debido a la variación del ángulo de disparo, del RCT, podemos variar continuamente la cantidad de corriente que absorbe el reactor, el cual entonces se comporta como una inductancia variable infinita. Consecuentemente, el aporte capacitivo suministrado por el capacitor fijo (CF) y/o el capacitor conmutado por el tiristor (CCT), puede ser ajustado a una necesidad específica del sistema.

La eficiencia, el control de voltaje y la estabilidad de los sistemas de potencia, se mejoran en gran medida con la instalación de CEV's, que también es utilizado en sistemas de potencia industriales.

El incremento en la producción y la presencia de regulaciones estrictas, respecto al consumo de potencia reactiva y la litigación de disturbios, requiere de la instalación de CEV's.

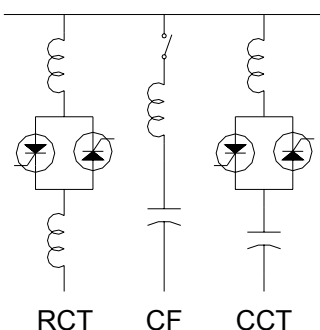


Figura 2.17 Compensador estático de VAR (CEV).

2.5.3.7 Reactores filtro

El incremento de cargas no lineales y el extenso uso de dispositivos de potencia conmutados electrónicamente, en sistemas de potencia industriales es la causa de un incremento de armónicas en los sistemas de potencia.

Las fuentes que generan un mayor número de armónicas son las cargas industriales de arco como son: los hornos eléctricos, los equipos de soldadura, los convertidores de potencia para controladores de motores de velocidad variable, el alumbrado de arco distribuido en las calles, el alumbrado fluorescente, y las fuentes residenciales tales como televisores, y computadores de casa, etc. Estos reactores se construyen tipo seco o sumergido en aceite y tienen varias derivaciones o núcleo variable, con la finalidad de ajustar el valor de la inductancia.

Los transformadores, motores e interruptores tienen un incremento en sus pérdidas y un calentamiento excesivo, debido al efecto de las armónicas. Los capacitores pueden fallar prematuramente, a causa del incremento de temperatura y esfuerzos dieléctricos.

Con el objeto de minimizar la propagación de armónicas en los sistemas de transmisión o distribución de potencia, se utilizan los filtros en derivación y se conectan lo más cercano posible al punto de origen de las armónicas. Estos filtros en derivación, tienen una inductancia en serie (filtro reactor) en su forma más simple, con una capacitancia (filtro capacitor), ver **figura 2.18**.

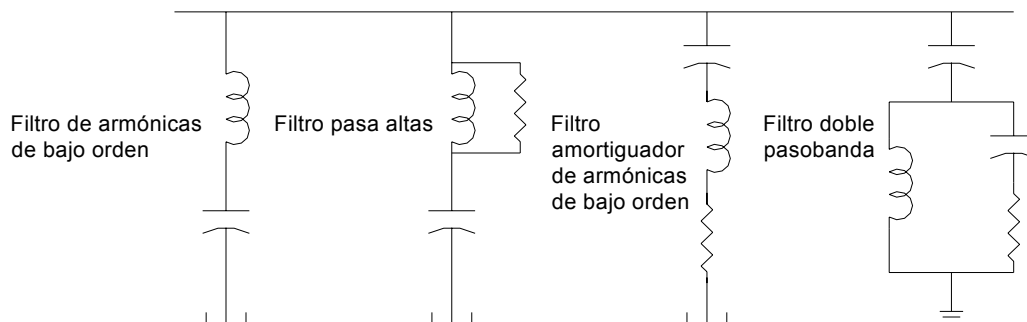


Figura 2.18 Conexiones típicas de un reactor filtro.

2.6 Mantenimiento

Las actividades de mantenimiento para transformadores, descritas en el punto 1.10 de este manual son en gran medida aplicables a reactores de potencia, debido a que estos equipos son similares en su construcción física, es decir, tienen un sistema aislante aceite papel, tienen devanados, cuentan con boquillas de alta tensión, algunos tienen un núcleo magnético y otros de aire y tienen accesorios.

De manera similar, las actividades de mantenimiento, transportación y almacenamiento son las mismas, al igual que el montaje, recepción y puesta en servicio.

Por lo tanto, durante el mantenimiento de estos equipos, se recomienda utilizar como guía los procedimientos que se encuentran en el Tomo II del Manual de Transformadores y Reactores de Potencia, que se enlistan a continuación:

- Procedimiento de embarque, transportación y recepción en sitio, de equipo de transformación y reactores de potencia, Clave ST-CT-014 (GSE-029.S).
- Procedimiento para la recepción y puesta en servicio de transformadores de potencia, Clave ST-CT-008 (GGT-A013-S).
- Procedimiento de reparación de transformadores, Clave ST-CT-010 (GGT-A-020-S).
- Procedimiento para el manejo, transportación y recepción de boquillas con tensión nominal de 69 kV o mayor, Clave ST-CT-012 (GGT-A024-S).
- Procedimiento de pruebas en boquillas, Clave ST-CT-011 (GGT-A023-S).

Adicionalmente se recomienda utilizar la especificación de CFE Y1000-03 “Reactores de Potencia”.

El protocolo de pruebas que se realizan en reactores de potencia es similar al realizado en transformadores de potencia, con algunas variantes.

En reactores se realizan otras pruebas adicionales, como son la medición de nivel de ruido y vibración. En la **tabla 2.2** se muestran las pruebas de rutina, de diseño y algunas otras especiales para reactores sumergidos en aceite.

El orden de la lista no necesariamente indica la secuencia en la que las pruebas se tienen que realizar. Las definiciones de varias de éstas se encuentran en IEEE C57.12.80, ver **tabla 2.2** y en el punto 1.10 del Capítulo I de este manual, se describen brevemente.

Adicionalmente a las pruebas indicadas en la **tabla 2.2**, se deben realizar mediciones en sitio de:

- Descargas parciales por el método acústico
- Impedancia en función de la frecuencia
- Pruebas al aceite aislante, rigidez dieléctrica, análisis de gases disueltos en el aceite, análisis de furfural
- Prueba de pulsos recurrentes
- Medición de voltaje de recuperación

Tabla 2.2. Pruebas aplicables a reactores de potencia sumergidos en aceite de acuerdo con la Norma IEEE-C-57.21-1990

Pruebas de rutina, diseño y especiales para reactores sumergidos en aceite			
Pruebas	Clasificación de pruebas		
	Rutina	Diseño	Otras
Mediciones de resistencia óhmica			
<i>Las mediciones de la resistencia con CD deben realizarse en todo el devanado</i>	X		
Mediciones de impedancia			
<i>Las mediciones de impedancia deben realizarse en el reactor ensamblado.</i>	X		
Mediciones de pérdidas totales	X		
Pruebas de temperatura		X	
Pruebas de factor de potencia del aislamiento	X		
Prueba de voltaje aplicado	X		
Prueba de sobrevoltaje a baja frecuencia	X		
Pruebas de impulso:			
<i>Voltaje nominal de 115 kV y mayores.....</i>	X		
<i>Voltaje nominal menor a 115 kV (sólo cuando se especifica)</i>			X
<i>Neutros de reactores con voltaje nominal arriba de 115 kV (sólo cuando se especifica).....</i>			X
Prueba de impulso de maniobra			
<i>Voltaje nominal de 345 kV y mayores.....</i>	X		
<i>Voltaje nominal menor a 345 kV (sólo cuando se especifica)</i>			X
Prueba de frente de onda (solo cuando se especifica)			X
Pruebas de nivel de ruido:			
<i>Reactores de 50 MVA, tres fases (16.67 MVA, cada fase) o mayores, o con voltaje nominal de 115 kV o mayores</i>	X		
<i>Reactores menores de 50 MVA, tres fases (16.67 MVA, cada fase) o mayores, o con voltaje nominal menor a 115 kV (solamente cuando se especifica)</i>			X
Pruebas de vibración:			
<i>Reactores de 50 MVA, tres fases (16.67 MVA, cada fase) o mayores, o con voltaje nominal de 115 kV o mayores</i>	X		
<i>Reactores menores de 50 MVA, tres fases (16.67 MVA, cada fase) o mayores, o con voltaje nominal menor a 115 kV (solamente cuando se especifica)</i>			X
Pruebas mecánicas			
<i>Las pruebas mecánicas deben hacerse para verificar las condiciones de las presiones máximas de operación y el proceso de vacío</i>	X		

Capítulo 3 ACCESORIOS Y COMPONENTES

En el capítulo 3 se presentan las características de los accesorios y componentes externas de los transformadores, como son las boquillas, los cambiadores de derivación y los accesorios.

En las secciones 3.1 y 3.2 se describen las características de diseño y construcción de las boquillas de alta tensión y de los cambiadores de derivación, respectivamente. Se indican sus partes principales, su clasificación, aspectos de mantenimiento, las pruebas de rutina y las recomendaciones para su almacenamiento.

La sección 3.3 indica y describe los accesorios que tiene un transformador de potencia

3.1 Boquillas

En esta sección se presentan las características de diseño y construcción de una boquilla y los tipos que existen, para ser utilizados en equipos eléctricos tales como transformadores, reactores, interruptores, máquinas rotatorias y otros equipos.

Dentro de las actividades para el mantenimiento de boquillas, se describen técnicas de diagnóstico que pueden ser empleadas en sitio y también se presentan las recomendaciones para su manejo y almacenamiento.

3.1.1 Introducción

Las boquillas son dispositivos que aíslan un conductor y permiten llevar una corriente a través de una pared conectada a tierra, como por ejemplo el tanque de un transformador, de un interruptor o de una subestación aislada en SF6.

Los equipos eléctricos sumergidos en aceite requieren de boquillas aire/aceite, para efectuar la conexión entre los componentes inmersos en el aceite y los ubicados en el circuito exterior. De manera similar ocurre con las subestaciones aisladas en gas SF6. La conexión entre los componentes internos de la subestación y su conexión con los componentes externos de una línea de transmisión, se efectúa a través de una boquilla que opera en uno de sus extremos, en el gas SF6, a una presión arriba de la atmosférica y en el otro extremo en aire aceite, aceite o gas, a las condiciones atmosféricas.

3.1.2 Aspectos de diseño de las boquillas

Un aspecto importante en el diseño y construcción de una boquilla es la forma de graduar el campo eléctrico, en la zona de la brida de montaje que está conectada a tierra. Lo anterior se logra utilizando capacitores cilíndricos concéntricos entre sí. Esta graduación de campo tiene como objetivo, aliviar la concentración de líneas de campo en la zona donde existe el mayor nivel de tensión cercano a un punto de tierra.

La determinación analítica de la capacitancia para este tipo de arreglo de capacitores, utilizado en la construcción de una boquilla, se realiza tomando como ejemplo el análisis que se sigue para un capacitor cilíndrico de dos placas, ver **Figura 3.1.1**.

El diseño del arreglo de capacitores cilíndricos concéntricos, debe soportar esfuerzos eléctricos, mecánicos, térmicos y del medio ambiente. La distribución de esfuerzos depende principalmente de cinco factores: radio del conductor, radio de la capa exterior, longitud del primer condensador, longitud del último condensador y nivel de tensión de la boquilla.

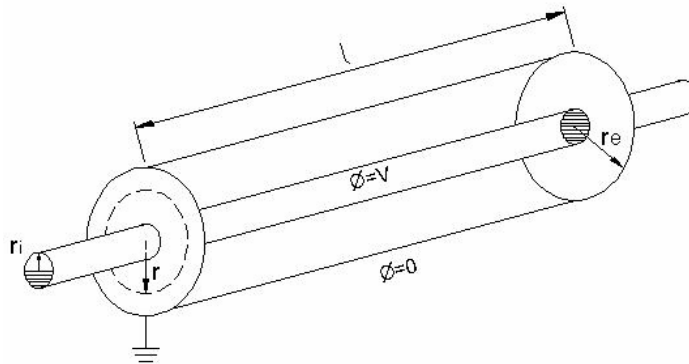


Figura 3.1.1 Capacitor cilíndrico de dos placas.

En la **figura 3.1.1** se muestra el arreglo básico de un capacitor cilíndrico, que tiene un electrodo interior de radio r_i y un electrodo exterior de radio r_e . La capacitancia (C) del arreglo se mide en Faradios (F) y está dada por:

$$C = \frac{2\pi\epsilon \cdot l}{\ln\left(\frac{r_e}{r_i}\right)}$$

donde: ϵ es la permitividad absoluta de un material dada en Faradios por metro y equivale a:

$$\epsilon = \epsilon_0 \cdot \epsilon_r$$

$$\epsilon_0 = 8.85 \times 10^{-12} \text{ F/m}$$

En una boquilla del tipo condensador se tiene que graduar el campo eléctrico, utilizando arreglo de capacitores concéntricos. Se pueden tener “n” placas concéntricas como lo muestra la **figura 3.1.2**. Estas capas son fabricadas con papel aluminio (*foil de aluminio*) o antiguamente con tintas conductoras.

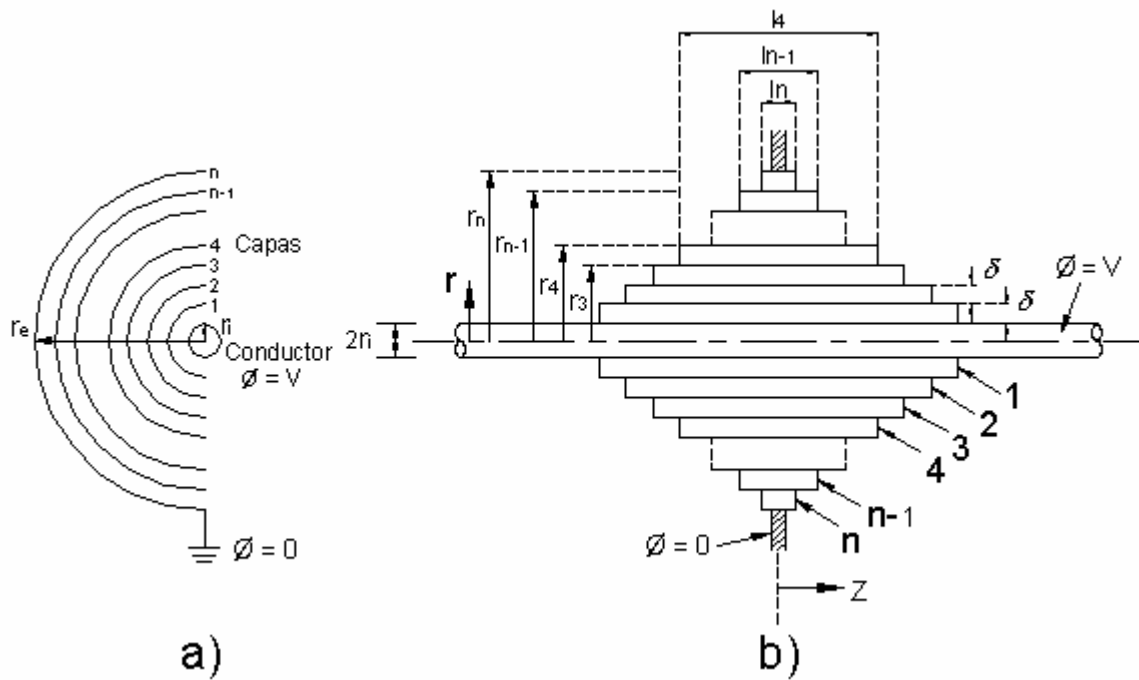


Figura 3.1.2 Arreglo de un capacitor cilíndrico con “n” placas; a) corte transversal, b) corte longitudinal.

El arreglo busca optimizar materiales y es equivalente cuando se tienen “n” capacitores conectados en serie y cada una de sus placas tienen la misma carga. Para que cada uno de estos capacitores sea esforzado por voltajes iguales $\Delta V = E_r \delta$, el valor de cada capacitancia debe ser igual $C_1 = C_2 = C_3 = C_4 = \dots = C_n$.

La longitud de cada capa se adecúa para que el voltaje sea igual, esto necesita que conforme se incremente el diámetro, se reduzca la longitud de cada capa que forma un capacitor.

En las boquillas, la capacitancia se mantiene constante variando solamente la longitud de cada electrodo, conforme aumentan los radios de cada capa, mientras que la separación entre ellos permanece constante.

Las boquillas están diseñadas para resistir los esfuerzos que se presentan en servicio, y se deben considerar los siguientes:

- Eléctricos: voltaje al impulso de rayo, sobre-voltaje ocasionado por maniobra, como los causados por apertura y cierre de interruptores y voltaje aplicado durante pruebas de aceptación.
- Térmicos: calentamiento por pérdidas en el conductor, calentamiento por pérdidas dieléctricas y por radiación solar.
- Mecánicos: cargas debidas a conexiones externas, fuerza del viento, carga generada por el peso de la boquilla debida al ángulo de montaje, fuerzas sísmicas y fuerzas de corto circuito.
- Medio ambiente: naturaleza del medio circundante (aceite, gas, aire) y contaminación.

3.1.3 Características de construcción de las boquillas

Actualmente existen diferentes tecnologías para la fabricación de boquillas. Éstas difieren en la forma y el tipo de material utilizado para la fabricación de las diferentes partes que la integran, y consisten básicamente de los siguientes ensambles: conductor central, aislamiento principal, aislamiento secundario, envolvente y colilla.

Para cada uno ellos, se presentan los materiales que pueden utilizarse en su fabricación, ver **figura 3.1.3**.

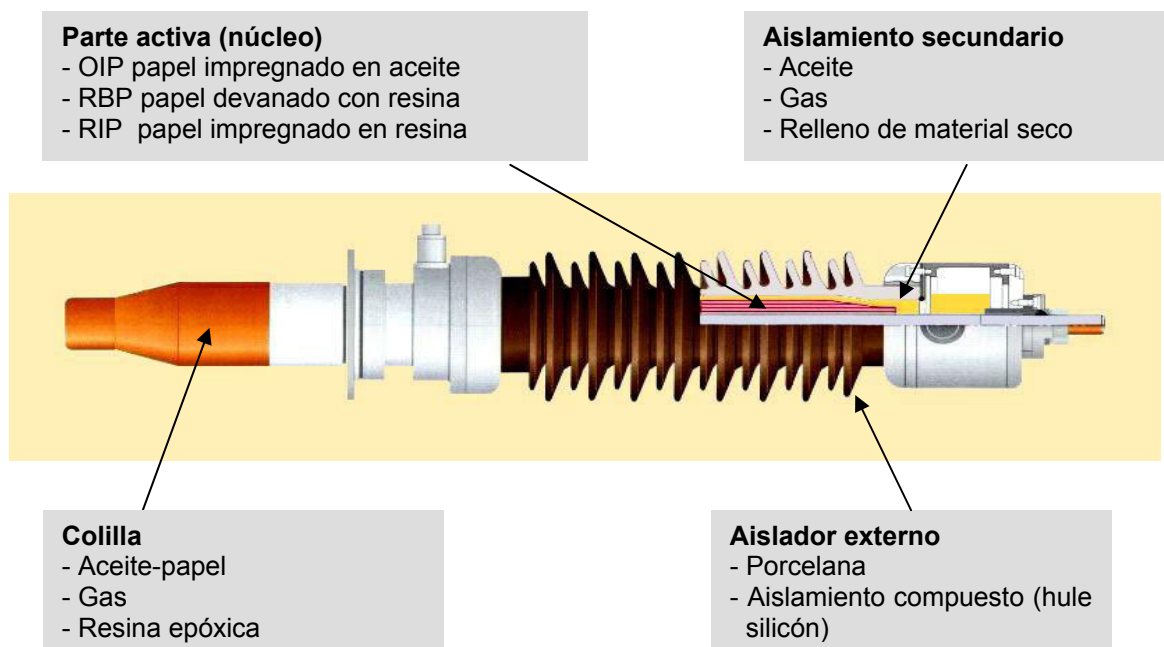


Figura 3.1.3 Ensamblajes principales de una boquilla y materiales utilizados en su construcción.

Para la fabricación de la parte activa (capacitor interno) o núcleo, existen diferentes tecnologías identificadas por sus siglas en inglés y éstas son:

- OIP *oil impregnated paper*, papel impregnado en aceite
- RBP *resin bonded paper*, papel devanado con resina
- RIP *resin impregnated paper –bushings*, papel impregnado en resina

El aislamiento secundario de las boquillas (espacio entre la parte activa y el aislador o envolvente) puede ser:

- Aceite
- Gas (SF6)
- Relleno de material seco (poliuretano o gel)

El material utilizado para la construcción de la colilla puede ser:

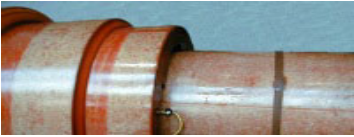
- Aceite-papel
- Gas (SF6)
- Resina epóxica

El aislamiento o aislador externo de las boquillas puede ser:

- Porcelana
- Aislamiento compuesto (*hule silicón o silicon rubber*)

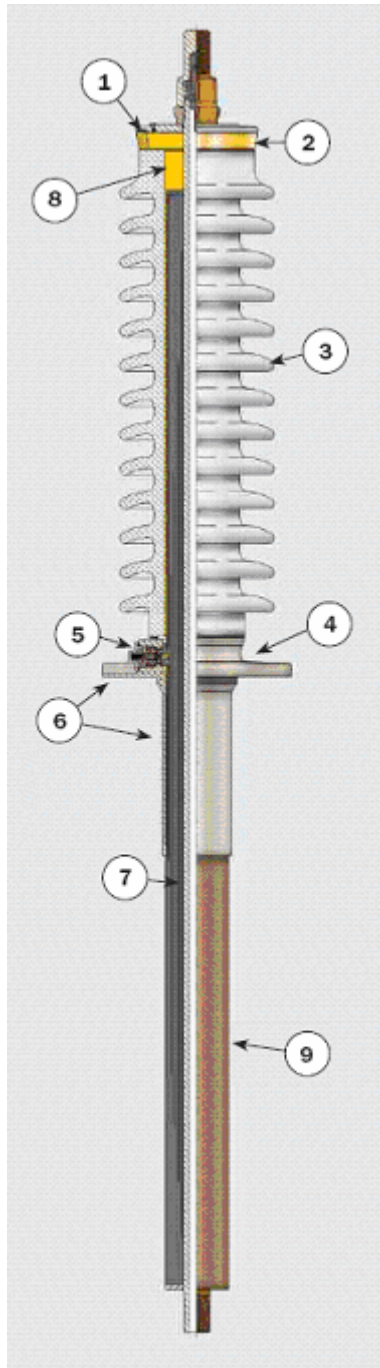
La **tabla 3.1.1** muestra las ventajas y desventajas de las diferentes tecnologías utilizadas para la fabricación de la zona activa (núcleo o capacitor), de las boquillas de alta tensión. La tecnología de fabricación de la parte activa denominada RBP (papel devanado con resina o *resin bonded paper*) es la tecnología más antigua. La tecnología más reciente es la denominada RIP (papel impregnado con resina o *resin impregnated paper*).

Tabla 3.1.1 Ventajas y desventajas de las tecnologías de fabricación de la parte activa

		
SISTEMA OIP Características: • Consideradas como el estándar mundial • Libre de descargas parciales • Buena experiencia en envejecimiento • Temperatura 105°C Ventajas: • Bajo costo de producción Desventajas: • Requiere envolvente completa hermética • Inflamable • El núcleo puede caer dentro del transformador, si el aislador se daña • Posible pérdida del medio aislante • Necesita soporte mecánico	SISTEMA RBP Características: • Temperatura máx. < 120°C • Experiencia en envejecimiento varía Ventajas: • No inflamable • Bajo costo de producción • No es posible la pérdida del medio aislante • El núcleo puede fijarse a brida • Operación temporal con envolvente dañada Desventajas: • Actividad alta de descargas parciales que provoca envejecimiento acelerado y corta vida útil • El sistema no es a prueba de fugas de gas y aceite y una fuga puede provocar la falla en horas	SISTEMA RIP Características: • Temperatura máx. < 120°C o mayor • Experiencia de envejecimiento excelente • Libre de descargas parciales Ventajas: • Sistema sin fugas de aceite/gas • No inflamable • Sin pérdida del medio aislante • El núcleo puede fijarse a brida • Operación temporal con envolvente dañada • Comportamiento mecánico excelente • No requiere envolvente en colilla Desventajas: • Costo de producción alto

3.1.4 Partes principales

En la **figura 3.1.4** se muestran las partes principales de una boquilla del tipo OIP.



Partes:

1. Junta
2. Mirilla del depósito de aceite
3. Aislador de Porcelana
4. Placa de datos
5. Tap capacitivo de prueba
6. Brida de montaje
7. Núcleo capacitivo de papel laminado
8. Aceite aislante
9. Colilla

Figura 3.1.4 Partes principales de una boquilla OIP.

Dentro de los componentes de una boquilla, resalta el *tap capacitivo*. Éste permite medir y diagnosticar la graduación capacitiva, aunque en operación normal está normalmente conectado a tierra. Dicha conexión se realiza de manera externa a través del tapón del *tap capacitivo*. Algunas de estas pruebas pueden ser: la medición de capacitancia, factor de potencia y descargas parciales. El *tap capacitivo* de la boquilla está localizado en la brida de sujeción, ver **figura 3.1.5**.

En boquillas de más de 35 años de operación, se utilizó también un *tap de voltaje*, ver **figura 3.1.6**, que se conecta al penúltimo capacitor y permite medir el voltaje de línea. Generalmente, este *tap* tiene aceite aislante independiente al que utiliza internamente la boquilla, como medio aislante.

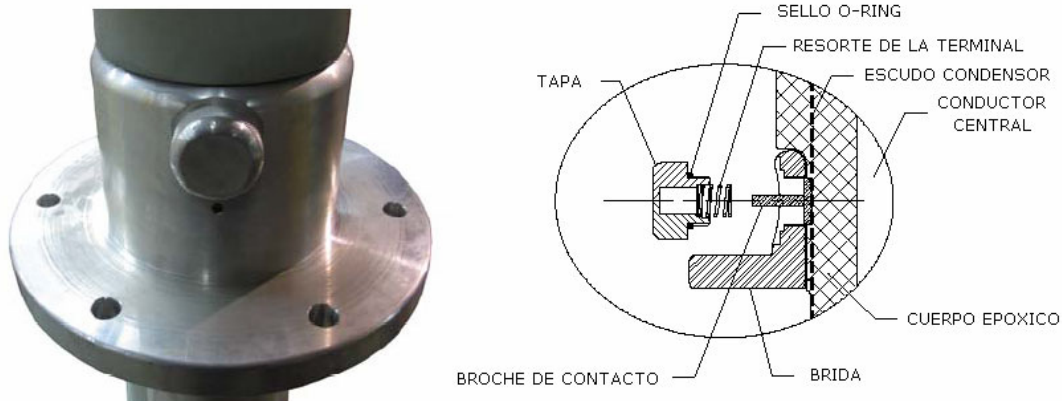


Figura 3.1.5 *Tap capacitivo* de una boquilla.

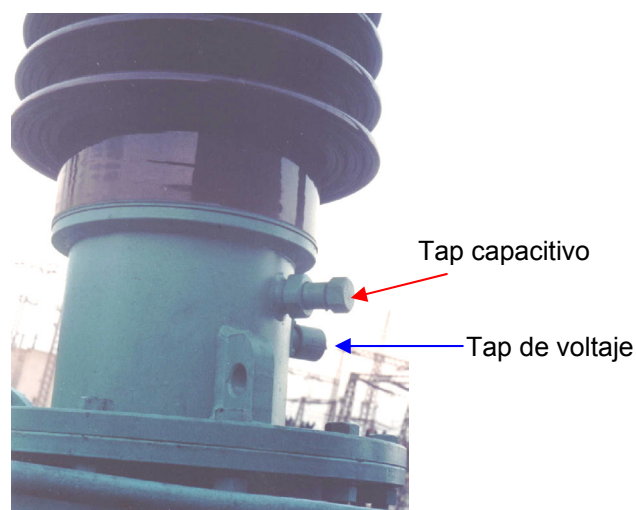


Figura 3.1.6 Boquillas con *tap de voltaje*.

El valor típico de capacitancia entre el conductor de alta tensión y la terminal del tap capacitivo, es del orden de 400 pF y se conoce como C_1 ; La capacitancia entre la terminal del *tap capacitivo* y la referencia de tierra de la boquilla se conoce como C_2 y tiene un valor del orden de 2000 pF. En la **tabla 3.1.2**, se indican algunos valores de capacitancia para diferentes tipos de boquillas comerciales. En la **figura 3.1.7** se indican

las capacitancias que forman C_1 y C_2 . Los valores de las capacitancias C_1 y C_2 dependen del voltaje y la corriente de la boquilla.

Tabla 3.1.2 Valores de capacitancia de algunas boquillas comerciales de 420 kV

Boquilla	Marca	Voltaje (kV)	Corriente (A)	C_1 (pF)	C_2 (pF)
1	Haefely	420	100	506.5	1345.7
2	Hebburn	420	1250	416	1612
3	Hebburn	420	630	420	1674.5
4	Mitsubishi	420	400	514.5	1418.5
5	Durham	420	1080	505	2300

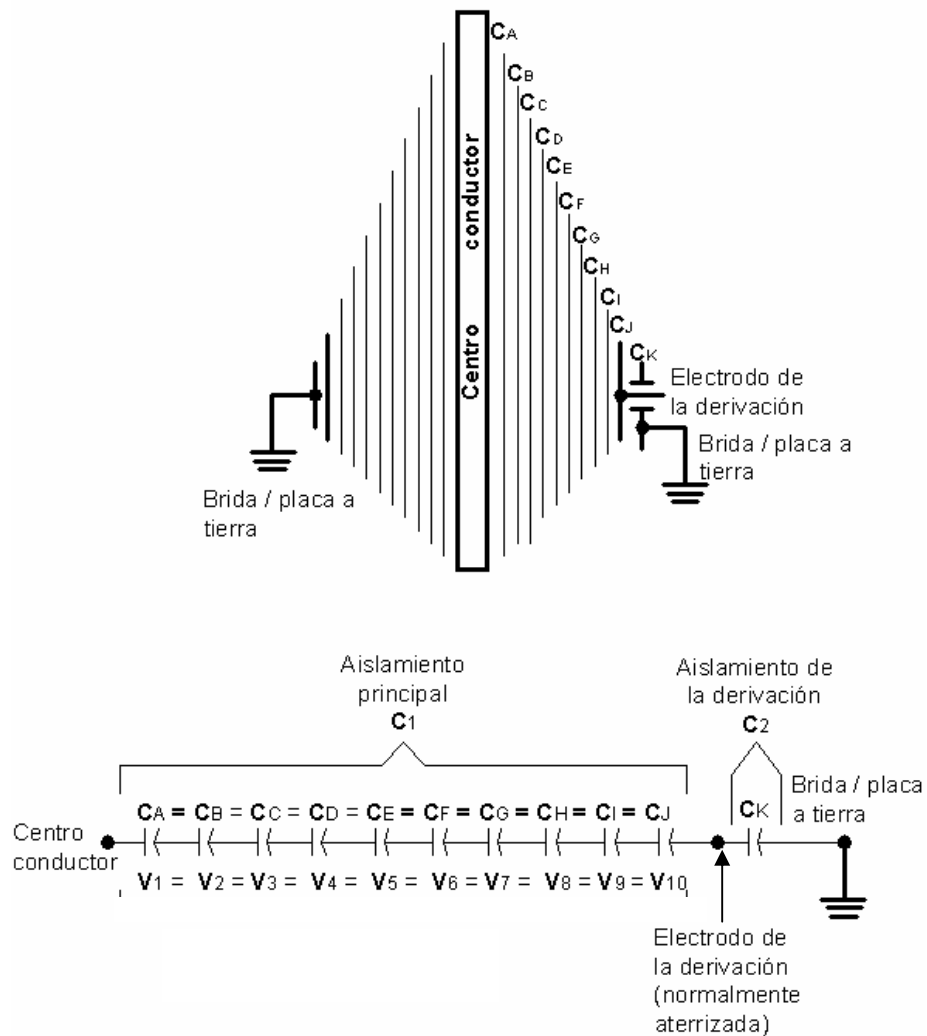


Figura 3.1.7 Identificación de capacitancias C_1 y C_2 .

3.1.5 Tipos de boquillas

Existen varios métodos para clasificar las boquillas y la siguiente está basada en razones prácticas y define dos tipos:

- Tipo Condensador
- Tipo No condensador

Boquillas tipo condensador

El aislamiento principal de estas boquillas puede ser papel impregnado en aceite (OIP), papel devanado con resina y papel impregnado con resina (RBP), el cual se devana alrededor del conductor, formando un cilindro concéntrico para efectos de graduación capacitiva. Este tipo de boquillas es el que se utiliza prácticamente en todos los transformadores de transmisión y se han aplicado en sistemas de voltaje de 35 kV hasta 1500 kV, ver **figura 3.1.8**.

Boquillas con aislamiento de papel impregnado en aceite

Estas boquillas también son conocidas como tipo OIP *oil impregnated paper*, ver **figura 3.1.8**. Están equipadas con un *tap* de prueba o un *tap* de voltaje. Algunas de sus características importantes son: bajo nivel de descargas parciales y estabilidad térmica.

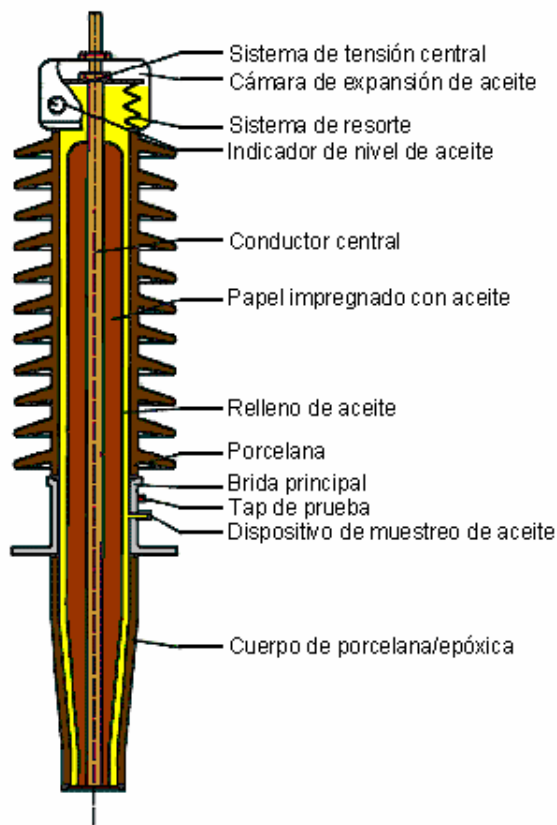


Figura 3.1.8 Boquilla con aislamiento de papel impregnado en aceite.

Boquillas con aislamiento de papel impregnado en resina (RIP)

Se conocen como boquillas tipo RIP, debido a que su aislamiento principal es de papel impregnado con resina. Al núcleo devanado se le realiza una impregnación al vacío con resina y tratamiento de curado, ver **figura 3.1.9**.

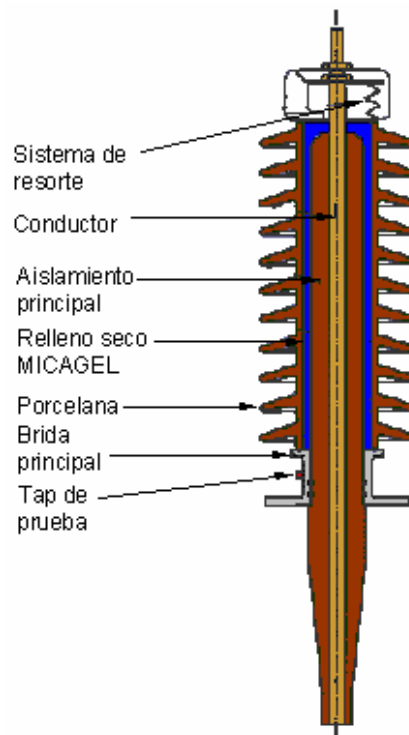


Figura 3.1.9 Boquilla con aislamiento de papel impregnado en resina (RIP).

Boquillas con aislamiento de papel devanado con resina (RBP)

Estas boquillas tienen un núcleo con aislamiento, formado con papel devanado con resina y se les como tipo RBP *resin bonded paper*.

Las boquillas de este tipo están equipadas con un *tap* de prueba y se utiliza para la conexión entre generadores eléctricos y el transformador de unidad, por lo que opera con un nivel de corriente alto y un nivel de voltaje bajo, ver **figura 3.1.10**.



Figura. 3.1.10 Boquilla con aislamiento de papel devanado con resina (RBP).

Boquillas con envoltente de hule silicón

Estas boquillas tienen la característica de que la envoltente externa está fabricada con hule silicón. Las ventajas del uso de materiales sintéticos en boquillas pueden resumirse en los siguientes aspectos: facilidad de fabricación, menor peso, mayor flexibilidad que la porcelana y mayor duración de hidrofobicidad, ver **figura 3.1.11**.

En México se ha iniciado la instalación de este tipo de boquillas, en zonas geográficas altamente sísmicas.



Figura 3.1.11 Boquilla con envoltente de hule silicón.

Boquillas tipo no condensador

Estas boquillas se caracterizan por no tener capacitores concéntricos para graduación del campo eléctrico. Se construyen con aislamiento sólido, aisladas con aire o gas.

Boquillas sólidas

Están construidas con un conductor central y envoltente de porcelana o resina epóxica, en cada uno de los extremos. Se utilizan en equipos con voltajes menores a 35 kV, como por ejemplo en transformadores de distribución y en generadores de potencia. Por lo reducido de los gradientes eléctricos de trabajo, no requieren graduación de campo, ver **figura 3.1.12**.

En transformadores, el extremo inferior de la boquilla se conecta directamente en el conductor del devanado. Esta conexión atraviesa internamente, tanto el aislamiento interior, como exterior de porcelana o resina epóxica. Entre los dos aislamientos existe una brida de montaje, para la fijación de la boquilla en el tanque del transformador. Estas boquillas no tienen referencia de tierra, por lo que en caso de que se coloquen transformadores de corriente en las mismas, se deberá cuidar que su clase de aislamiento sea igual al de la boquilla.

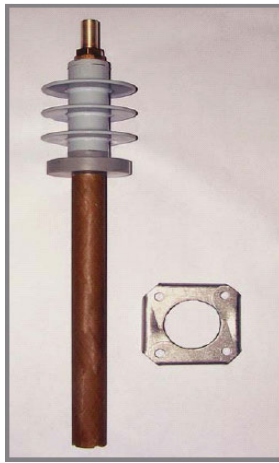


Figura 3.1.12 Boquilla tipo sólida.

Boquillas aisladas en aire

Son utilizadas únicamente con equipos aislados en aire y tensiones de hasta 35 kV. Estas boquillas son de tipo sólido en cuanto a su construcción y se utiliza aire a presión atmosférica entre el conductor y la envolvente aislante (ver **figura 3.1.13**).

Una boquilla aire/aire tiene aislamiento en aire en ambos extremos y se usa normalmente en aplicaciones donde un extremo está expuesto a las condiciones ambientales externas y el otro se encuentra protegido de ellas. Al extremo expuesto a las condiciones ambientales se le denomina tipo exterior y al otro, tipo interior. El extremo externo debe tener una distancia de fuga considerable, para soportar la lluvia y la contaminación.

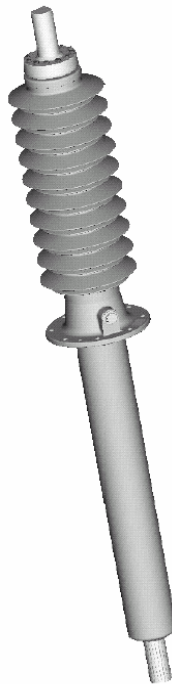


Figura 3.1.13 Boquilla aislada en aire.

Boquillas aisladas en gas

Utilizan gas presurizado como medio aislante entre el conductor central y la brida de montaje. No tienen graduación capacitiva y utilizan una pantalla aterrizada para el control de los campos eléctricos (arreglo coaxial). Un ejemplo de este tipo de boquillas se indica la **figura 3.1.14**.

Algunos otros diseños utilizan un núcleo con graduación capacitiva, hecho de una película plástica compatible con el gas SF₆. Las boquillas aire/gas o aceite/gas, son utilizadas generalmente en subestaciones aisladas en gas SF₆.



Figura 3.1.14 Boquilla aislada en gas SF₆.

3.1.6 Mantenimiento y pruebas de boquillas

En esta sección se presentan las consideraciones generales y las técnicas de prueba empleadas, para verificar la integridad y operabilidad de las boquillas del equipo eléctrico. Dentro de las técnicas de prueba, se consideran las que pueden ser aplicadas en fábrica y en sitio.

3.1.6.1 Inspección de boquillas

Las boquillas de alto voltaje deben ser inspeccionadas periódicamente, en intervalos no mayores de 5 años según su tipo. Las boquillas de voltajes menores deberán ser probadas, por si existiera algún indicio de deterioro y las que lo muestren deberán ser probadas en intervalos de 6 meses a 1 año y ser retiradas de servicio, si las pruebas indican alguna condición de riesgo.

Inspección visual de las boquillas

La inspección de las boquillas debe incluir los siguientes puntos:

- Porcelana. Verificar que no existan desportilladuras, grietas y contaminación. Las partes pequeñas que hayan sufrido alguna desportilladura, se pintan con un barniz aislante para obtener un acabado brillante, el cual bloqueará el depósito contra suciedad y humedad.

Las grietas superficiales que no afecten la resistencia eléctrica o mecánica de la boquilla, deberán ser selladas con un barniz aislante o epóxico. Las boquillas con grietas o desportilladuras mayores que disminuyan considerablemente la distancia de fuga, deberán ser reemplazadas. La superficie de porcelana se debe limpiar, de tal forma que se elimine la suciedad, aceite u otros contaminantes que pudieran aumentar la posibilidad de un arco.

- Nivel de aceite. Se debe verificar dicho nivel, en boquillas equipadas con mirillas u otro tipo de indicadores para tal efecto. Un nivel bajo de aceite que no tenga señal de fuga externa, podría indicar alguna fuga interior, lo cual requerirá que la boquilla sea reemplazada, si su reparación en

campo es difícil de lograr. Un nivel alto de aceite podría indicar ingreso de humedad, por lo que deberá retirarse de inmediato de servicio.

La **tabla 3.1.2** muestra las características eléctricas de boquillas, en el intervalo de clase de 115 kV a 525 kV. Sus características pueden cambiar, de acuerdo con la marca, año de fabricación y tipo.

Tabla 3.1.2 Características de algunas de las boquillas en el intervalo de Clase de 245 a 525 kV

Boquilla	Marca	Voltaje (kV)	Corriente (A)	BIL (kV)
1	Haefely	420	100	1550
2	Hebburn	420	1250	1550
3	Hebburn	420	630	1550
4	Mitsubishi	420	400	1550
5	Durham	420	1080	1550
6	Asea	525	--	1675
7	Micafil	300	800	1175
8	Micafil	245	800	1050
9	Bushing	245	1250	1050

Verificación de conexión del tap capacitivo

Durante la operación normal de una boquilla con graduación capacitiva, el electrodo cilíndrico concéntrico más externo está conectado a tierra. Cuando dicha conexión se pierde, se conoce como *tap flotado*.

El *tap flotado* puede presentarse, cuando el contacto entre el último electrodo y la conexión del *tap capacitivo* se deteriora, debido a los efectos de la corrosión y contaminación o por el vencimiento de láminas o resortes de contacto internos. Cuando el último electrodo pierde la conexión a tierra, se tiene una diferencia de potencial entre ambos puntos, lo que genera un gradiente eléctrico mayor al de diseño. Esta diferencia de potencial provoca la aparición de descargas parciales. Cuando la boquilla presenta el *tap flotado*, se considera como una condición que puede originar un arqueo que evoluciona en una explosión e incendio de la boquilla. Cuando el tap se flota debido a desconexión interna, la lectura de capacitancia C1 no corresponde al valor de placa.

3.1.6.2 Pruebas a boquillas

La principal causa de falla de transformadores de potencia en México, es causada por una falla en las boquillas.

Una falla en una boquilla provoca la salida de servicio de transformadores de potencia en forma imprevista y en algunas ocasiones, en forma catastrófica. Este hecho ha motivado la revisión y estudio de técnicas disponibles, para detectar fallas dieléctricas incipientes. La utilización de técnicas de detección de alta sensibilidad, después de las pruebas dieléctricas en fábrica y durante el mantenimiento preventivo en transformadores de potencia, ayuda a la reducción del índice de falla en transformadores, ocasionada por la falla de las boquillas, a un costo mucho menor, comparado con la ocurrencia de la falla.

Pruebas de prototipo o de fábrica

Estas pruebas se realizan a un número reducido de boquillas y tienen como finalidad demostrar que los diseños cumplen con los requerimientos de norma. Como parte del protocolo, se aplican las siguientes pruebas dieléctricas:

a) Prueba de impulso de rayo

Esta prueba se aplica a todos los tipos de boquillas para verificar su diseño y consiste en aplicar impulsos de voltaje, que simulan los impulsos de rayo que se generan durante el temporal de lluvias.

Las boquillas con U_n (voltaje nominal) igual o mayor que 123 kV, estarán sujetas a:

- 15 impulsos completos de polaridad positiva, seguidos por
- 1 impulso completo de polaridad negativa, seguido por
- 5 impulsos recortados (no completos) de polaridad negativa, y luego
- 14 impulsos completos de polaridad negativa

Para boquillas con U_n menores a 123 kV, sólo estarán sujetas a:

- 15 impulsos completos de polaridad positiva, seguidos por
- 15 impulsos completos de polaridad negativa

En ambos casos, se considera un impulso estándar, que tenga un voltaje del nivel básico de impulso (BIL), con tiempo de subida de $1.2 \mu s$ y caída al 50% de su valor, en $50 \mu s$ ($1, 2/50 \mu s$).

b) Prueba de impulso de maniobra

Esta prueba se aplica a boquillas de tensiones superiores a 123 kV y evalúa el comportamiento de la misma ante sobretensiones prolongadas (del orden de segundos), como las que se generan durante maniobras de desconexión.

- 15 impulsos de polaridad positiva, seguido por
- 15 impulsos de polaridad negativa
- Con un impulso estándar de 0.7 del BIL y $250/2500 \mu s$

c) Medición de descargas parciales

La técnica de medición y localización de descargas parciales, constituye una herramienta importante para verificar la calidad de los aislamientos y manufactura de los equipos. Esta técnica permite detectar el inicio de la degradación del sistema dieléctrico. En boquillas, la causa de falla de mayor recurrencia es el *tap flotado*. Cuando esto ocurre, sólo queda una pequeña película de aceite entre el último electrodo y la conexión del *tap capacitivo*.

Para las condiciones anteriores, en la zona del *tap* se genera un gradiente de potencial alto, lo que ocasiona el rompimiento del aislamiento, generando descargas parciales, las cuales perforan gradualmente el papel, formando una trayectoria carbonizada que deteriora el aislamiento en forma radial. Este proceso continúa hasta que el esfuerzo axial, alcanza el nivel necesario para provocar una falla hacia el electrodo de alta tensión. Como el aceite forma parte del sistema aislante, las descargas generan gases combustibles, que combinados con los efectos de las corrientes de corto circuito y los arcos eléctricos, provocan explosiones e incendios que pueden destruir el transformador.

El nivel aceptable de descargas parciales en equipo eléctrico, depende de los materiales que lo constituyen, de su diseño y su construcción. La presencia de descargas parciales por debajo de cierto nivel, no ocasiona daños severos a los aislamientos. Por ejemplo, según la norma IEC 495, en las boquillas con aislamiento papel impregnado en aceite, el nivel permitido es de 10 pC, a una tensión de prueba de $1.5 U_n / 1.732$.

Pruebas de rutina

Estas pruebas se realizan a cada boquilla, tanto en fábrica como en sitio y tienen como objetivo garantizar la calidad de los productos. En el Procedimiento de Pruebas a Boquillas ST-CT-011 (GTT-A023-S), se describen las pruebas que el personal de la CFE realiza en sitio. Éstas son:

- Prueba de factor de potencia o tangente de pérdidas
- Medición de capacitancia
- Determinación de gases disueltos en el aceite
- Prueba de resistencia del aislamiento de CD
- Prueba de collar caliente, para la detección de humedad en la envolvente
- Prueba para la detección de humedad disuelta en el aceite
- Prueba de descargas parciales
- Prueba de hidrofobicidad (en el caso de boquillas hule-silicón)

d) Prueba de capacitancia y factor de potencia o tangente de pérdidas

La finalidad de esta técnica consiste en detectar el deterioro de la graduación capacitiva de la boquilla, que se manifiesta en un incremento en el valor de la capacitancia nominal, así como también de las pérdidas del sistema dieléctrico (papel-aceite) de la boquilla.

El factor de potencia es el coseno del ángulo formado entre la potencia real y la potencia aparente. Un aislamiento ideal tiene un factor de potencia igual a cero, ya que no tiene pérdidas. Entre mayor sea el factor, mayores son las pérdidas que presenta el aislamiento. La tangente de pérdidas es el valor de la tangente del ángulo entre la corriente de conducción y la corriente de desplazamiento, y es otra forma de medir la calidad del aislamiento. Para valores cercanos a 1% (0.01) es equivalente al factor de potencia y pueden utilizarse de manera indistinta.

Es el procedimiento de prueba de mayor efectividad en campo para la detección temprana de contaminación y deterioro en boquillas y también proporciona una lectura de la corriente de CA, la cual es directamente proporcional a la capacitancia de la boquilla. A medida que una de éstas se deteriora, se incrementa la corriente de conducción o pérdidas a través del aislamiento y el factor de potencia aumenta. Las lecturas de factor de potencia deben tomarse periódicamente, como parte de un programa de mantenimiento.

La corriente de conducción es muy pequeña, por lo que su lectura puede alterarse fácilmente.

A continuación se enlistan los requerimientos para obtener lecturas confiables de factor de potencia.

- Para minimizar las corrientes superficiales de fuga:
 - Las pruebas en el exterior, deben realizarse en horarios cuando el clima es seco
 - La humedad relativa debe ser menor de 80%
 - El aislamiento deberá estar seco y limpio
 - La temperatura de la boquilla no deberá ser menor que la temperatura ambiente, de otra forma, se podría producir condensación en ésta

- A lo largo de la superficie se debe eliminar la corriente de fuga, mediante la conexión adecuada del circuito de guarda del equipo de medición
- Para tomar en cuenta los contaminantes presentes en el aceite, la temperatura de la boquilla deberá ser superior a 5°C, debido a que los valores del factor de potencia disminuyen. Cuando la temperatura se acerca al congelamiento se reduce la movilidad de los contaminantes

Con el objetivo de obtener resultados comparables, las pruebas de factor de potencia en la misma boquilla deben realizarse al mismo voltaje y en condiciones ambientales similares. El factor de potencia varía con la temperatura de la boquilla, la cual, para efectos de cálculo, debe medirse en la superficie de la brida de montaje. Las mediciones realizadas a diferentes temperaturas se deben corregir a 20°C, para facilitar las comparaciones. En la **tabla 3.1.3** se presentan los factores de corrección por temperatura.

Tabla 3.1.3 Factores de corrección de temperatura para factor de potencia

Temperatura (°C)	Factor de corrección (K)
10	1.25
15	1.11
20	1.00
25	0.89
30	0.80
35	0.71
40	0.65
45	0.57
50	0.51
55	0.46
60	0.41
65	0.37
70	0.33

Para la medición de factor de potencia, las boquillas se deben probar por uno o más de los siguientes cuatro métodos, dependiendo del tipo de boquilla y la disponibilidad de un equipo de prueba.

Prueba con el espécimen sin conexión a tierra (ungrounded specimen test o UST)

El factor de potencia de una boquilla se puede determinar, mediante la conexión de la terminal de alta tensión del equipo de prueba, con la terminal superior de la boquilla y la terminal de baja tensión del equipo, con el *tap de voltaje* o el *tap capacitivo* de la misma (el que la tenga) y la brida de la boquilla se aterriza. En la **figura 3.1.15** se muestra la configuración de las conexiones para la prueba UST.

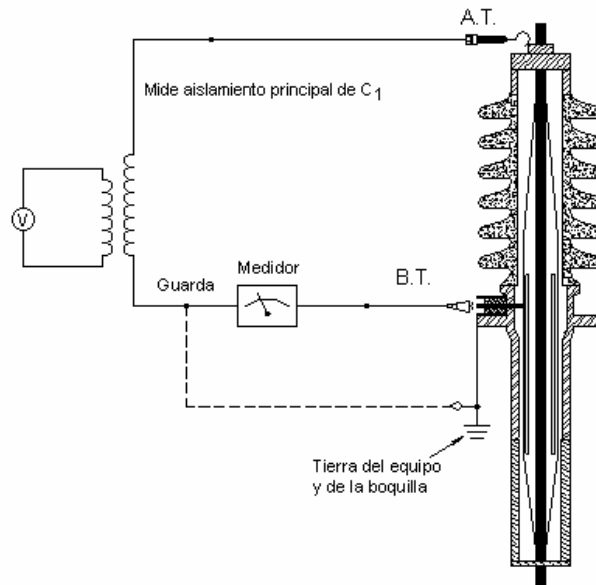


Figura 3.1.15 Configuración para prueba UST.

Prueba con espécimen conectado a tierra (grounded specimen test o GST)

Cuando una boquilla no cuenta con tap capacitivo que pueda desconectarse, el factor de potencia puede medirse de la siguiente manera (ver **figura 3.1.16**):

- Desconectar los extremos superior e inferior de la boquilla
- Si tales conexiones no se pueden quitar, se debe aislar la brida de la boquilla del equipo en donde se encuentra montada
- Conectar la terminal de alto voltaje del equipo de prueba, con la terminal superior de la boquilla y la terminal de bajo voltaje con la brida de montaje de la boquilla
- Aterrizar el equipo de prueba con el tanque del transformador y finalmente, realizar la medición del factor de potencia

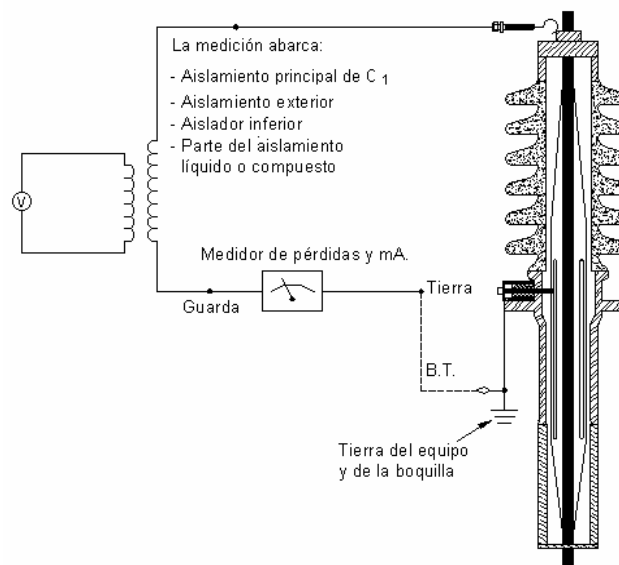


Figura 3.1.16 Configuración para prueba GST.

Método de prueba de guarda caliente

Esta prueba evalúa el factor de potencia entre el foie exterior y la brida de montaje de la boquilla (C2). La boquilla y las dos terminales del devanado del transformador se energizan al mismo potencial, pero sólo se miden la corriente y pérdidas de la boquilla bajo prueba. En la **figura 3.1.17** se puede observar la forma de conexión para realizar la prueba de guarda caliente.

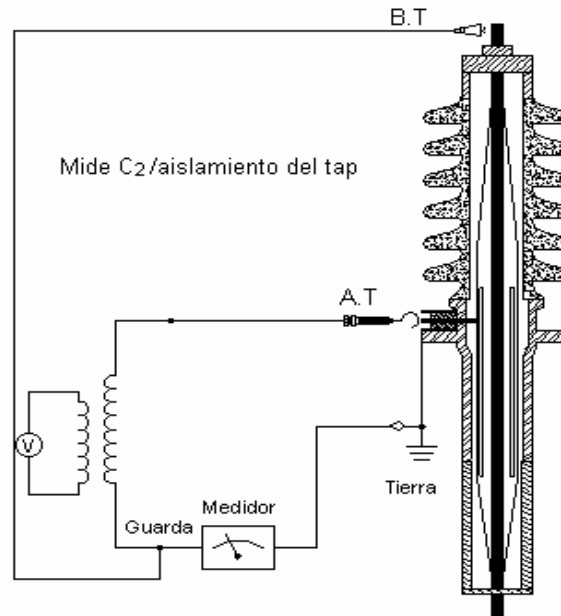


Figura 3.1.17 Configuración para prueba en GUARD.

Prueba de collar caliente

Esta prueba mide el factor de potencia entre la parte superior de la envolvente y el conductor central. La prueba de collar caliente se lleva a cabo al energizar uno o más electrodos (collares), colocados alrededor de la envolvente de la boquilla con el conductor central aterrizado. Esta prueba se emplea para probar boquillas sólidas, donde las tres pruebas anteriores no son aplicables o no viables en la práctica.

Las pruebas de collar caliente son efectivas para localizar grietas en la porcelana, deterioro o contaminación en el aislamiento de la capa superior de una boquilla y bajo nivel de compuesto o aceite (ver **figura 3.1.18**).

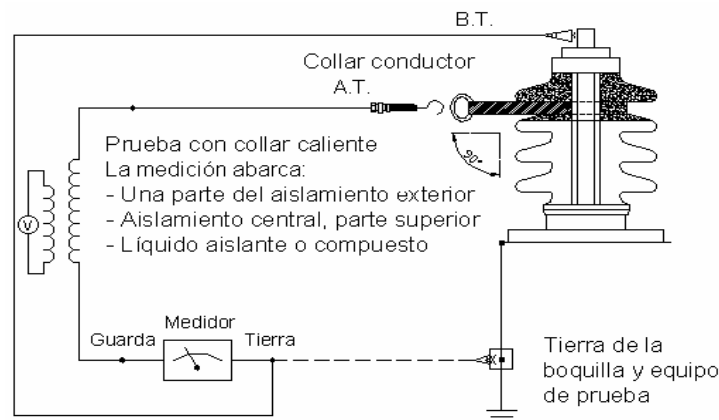


Figura 3.1.18 Configuración para prueba de collar caliente.

e) Determinación de gases disueltos en el aceite por cromatografía

El análisis de gases disueltos en el aceite, es una herramienta para el diagnóstico y detección de fallas incipientes de equipos eléctricos, que utilizan papel impregnado en aceite como aislador. Este sistema aislante, utilizado en la manufactura de boquillas, genera gases al ser sometido a esfuerzos eléctricos y térmicos.

Para realizar esta prueba, se requiere una muestra de aceite del interior de la boquilla. Aquéllas que no tengan una válvula de extracción de aceite, no son susceptibles de esta prueba, ya que el desarmar la boquilla para tomar la muestra, puede provocar un daño irreversible.

Algunos de los gases disueltos en el aceite pueden ser: hidrógeno (H_2), oxígeno (O_2), nitrógeno (N_2), metano (CH_4), etano (C_2H_6), etileno (C_2H_4) y acetileno (C_2H_2), monóxido de carbono (CO) y dióxido de carbono (CO_2). El resultado del análisis de gases disueltos puede ser interpretado según normas o por niveles de aceptación, definidos por el fabricante. Los valores típicos permitidos se muestran en la **tabla 3.1.4**.

Tabla 3.1.4 Concentración típica de gases disueltos en el aceite

Gases disueltos	Con 5 años de servicio	Con 10 años de servicio	IEC SC36A Working Group
Hidrógeno	8	37	100
Metano	7	16	30
Etano	10	25	50
Etileno	1	3	30
Acetileno	0	0	2
Monóxido de carbono	45	65	1000
Dióxido de carbono	140	240	3000

Como se mencionó anteriormente, por el tipo de gas presente en el aceite, se puede saber qué condición lo ocasiona, como por ejemplo: el dióxido y monóxido de carbono son usualmente producidos por el envejecimiento del papel. La presencia de metano, etileno y etano, pueden ser el resultado del rompimiento del papel y el aceite. La ausencia de acetileno e hidrógeno confirman la ausencia de arcos eléctricos.

La tangente de pérdidas es otra forma de medir la calidad del aislamiento y en valores cercanos al 1% es equivalente al factor de disipación.

g) Prueba de resistencia del aislamiento de CD

La prueba de resistencia del aislamiento no es confiable en la detección temprana de contaminación en boquillas. Cuando el deterioro de la misma puede ser detectado por la resistencia de aislamiento de CD, es una indicación de que la boquilla se encuentra en un estado avanzado de deterioro y que requiere un mantenimiento inmediato.

Un medidor de resistencia de aislamiento de 2,500 a 5,000 volts se usa para verificar dicha resistencia, en donde una lectura alta no es un indicador confiable del buen estado de la boquilla.

h) Prueba de detección de humedad en aislamiento tipo compuesto o *composite*

El compuesto de tipo *gel* de alta viscosidad, empleado como material aislante en boquillas, puede absorber humedad, si existen grietas a través de la campana o la tapa de ésta. Un contenido de humedad tan pequeño como de 0.15% en compuestos blandos, puede ser detectado mediante la colocación de una barra al rojo vivo dentro del compuesto. Si la humedad está presente dentro del material, se escuchará un crujido, chisporroteo o silbido. Si no hay humedad presente, el compuesto se derretirá silenciosamente. Otra prueba consiste en colocar un poco de compuesto en un alambre y derretirlo en la flama de un fósforo. Si existe humedad en el compuesto, habrá un sonido de chisporroteo y saltarán algunas chispas pequeñas. Un compuesto seco sólo se derretirá.

i) Prueba para la detección de humedad en el aceite

Cuando la prueba de factor de potencia arroja valores elevados, se puede deber a la presencia de humedad en el aceite de la boquilla, por lo que éste deberá ser drenado, para obtener una muestra que tendrá que ser analizada mediante la prueba de rigidez dieléctrica o factor de potencia. Debido a que la cantidad de aceite en una boquilla es pequeño, el que ya fue usado debe ser retirado y se tendrá que rellenar con aceite nuevo. En el caso de que haya presencia de humedad en el aceite, el papel de la boquilla deberá secarse mediante un proceso de vacío y circulación de aceite caliente, antes de ponerla en servicio.

j) Prueba de descargas parciales

Esta medición puede realizarse como parte del programa de pruebas de rutina, sin embargo, pueden presentarse inconvenientes por los niveles de sensibilidad requeridos y la fuente de alta tensión necesaria para aplicar la tensión de prueba. La medición también se efectúa de acuerdo con lo descrito en el punto “c)” de las *pruebas de diseño o de fábrica*.

k) La contaminación e *hidrofobicidad* de la superficie de porcelana

La superficie de la porcelana es relativamente repelente al agua o *hidrofóbica*, cuando se encuentra limpia. La *hidrofobicidad* es la propiedad de un material de evitar la formación de películas de agua. Cuando un material *hidrofóbico* se moja, se forman gotas de agua y de esta manera, se evita que se extienda por toda la superficie.

La hidrofobicidad de un material se mide de acuerdo con el ángulo que forma una gota de agua pequeña, al depositarse en la superficie. Cuando el ángulo es menor a 90°, el material NO es *hidrofóbico*. Cuando el ángulo que forma la gota excede 90°, el material es *hidrofóbico*. La **figura 3.1.19** muestra el ejemplo de una porcelana *hidrofóbica* y una NO *hidrofóbica*.

La *hidrofobicidad* es muy importante para determinar el comportamiento del aislamiento, en condiciones de alta humedad o lluvia, pues de eso depende que se formen o no películas de humedad que conducen la electricidad y pueden provocar un flameo por arrastre en la superficie de la boquilla.

Para mantener la *hidrofobicidad* se recurre a técnicas de lavado en vivo, o a la aplicación de recubrimientos *hidrofóbicos*, como hule de silicón curado en frío o grasas de silicones **figura 3.1.20**.

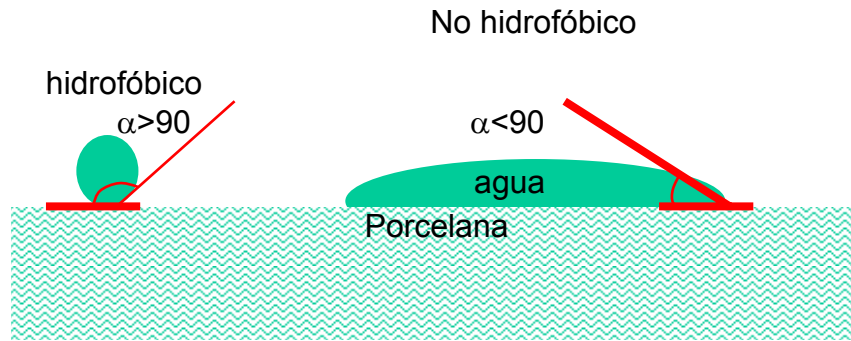


Figura 3.3.19 Ejemplo de medición de hidrofobicidad.

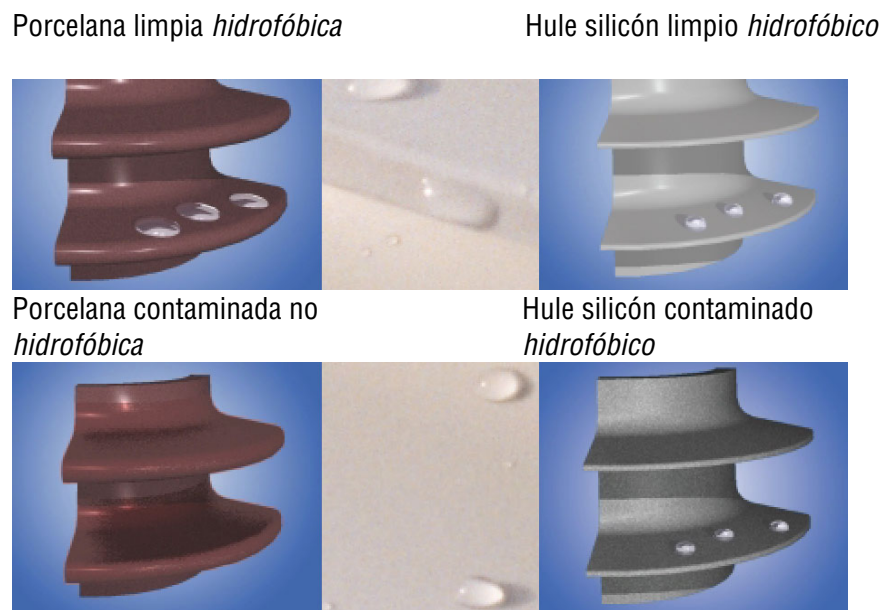


Figura 3.3.20 Comparación de *hidrofobicidad* entre porcelana y hule de silicón, antes y después de contaminación.

3.1.7 Almacenamiento de boquillas

Es recomendable respetar las instrucciones de los fabricantes para el almacenamiento de boquillas. En el procedimiento ST-CT-012 (GTT-A024-S), se presentan las recomendaciones e instrucciones para el Embarque, Transportación, Recepción, Manejo y Almacenamiento de Boquillas, con tensión nominal de 69 kV o mayor. A continuación se ofrecen algunos consejos generales:

- Las boquillas deberán ser almacenadas en lugares donde no estén expuestas a sufrir algún daño mecánico.
- Las boquillas que tienen aislamiento de papel en el extremo inferior, requieren una protección especial para prevenir una contaminación por humedad. Esto se puede lograr con un tanque o tubo

lleno de aceite, con el cual se evitará el contacto de estas boquillas con cualquier tipo de contaminante.

- Las boquillas rellenas de líquido o algún material plástico, nunca deben ser almacenadas en posición horizontal, ya que podría producir vacíos o burbujas de aire dentro del relleno aislante. Se recomienda mantener las boquillas almacenadas verticalmente.

La condición de almacenamiento de las boquillas debe ser verificada periódicamente, en lo referente a nivel de aceite y daño mecánico. Se deben realizar pruebas a las boquillas que estuvieron almacenadas, antes de ponerlas en servicio.

3.2 Cambiadores de derivación

3.2.1 Introducción

Los cambiadores de derivaciones permiten modificar la relación de transformación en los transformadores. Generalmente, estos cambiadores están conectados al devanado de más alta tensión, lo cual facilita la conexión de las derivaciones. Además, como el devanado de alta tensión tiene un gran número de espiras, el derivador puede ajustarlas para obtener una mejor regulación de tensión.

La conexión de cambiadores en el lado de baja tensión no es muy recomendable, ya que implica utilizar conductores con mayor sección transversal, ocupa mayor espacio y presenta otros problemas durante la instalación y mantenimiento.

Por otro lado, las altas corrientes que se manejan pueden ocasionar arcos eléctricos durante la conmutación.

Desde el punto de vista funcional, los cambiadores se clasifican en dos tipos:

- Cambiadores de derivaciones sin carga (CDSC), con transformador desenergizado
- Cambiadores de derivaciones bajo carga (CDBC), con transformador energizado

A su vez, los cambiadores con carga puede ser de dos tipos: cambiador de derivaciones con interrupción de arco en aceite *oiltap* y cambiadores de derivaciones con interruptores en vacío *vacutap*.

3.2.2 Clasificación de los cambiadores de derivaciones según su función

3.2.2.1 Cambiador de derivaciones sin carga (CDSC)

En general, un CDSC es un dispositivo que no puede operar cuando el transformador tiene carga o cuando el transformador está energizado, debido a que interrumpe la corriente de carga o la de magnetización. La mayoría de los CDSC tienen un total de 5 posiciones de derivaciones y usualmente son dos derivaciones por encima del voltaje nominal, dos por debajo del voltaje nominal y una derivación con el mismo valor del voltaje nominal. El incremento del voltaje entre las derivaciones es generalmente de 2.5% del voltaje nominal, por lo tanto, el rango completo de las derivaciones es de $\pm 5\%$, este tipo de equipo se utiliza en transformadores de Unidad.

En la **figura 3.2.1** se muestran dos tipos de CDSC y en la **figura 3.2.2** se muestran los arreglos de regulación para estos dos tipos de CDSC.



Figura 3.2.1 Cambiadores de derivación sin carga tipos: UR y U (cortesía de MR Reinhausen).

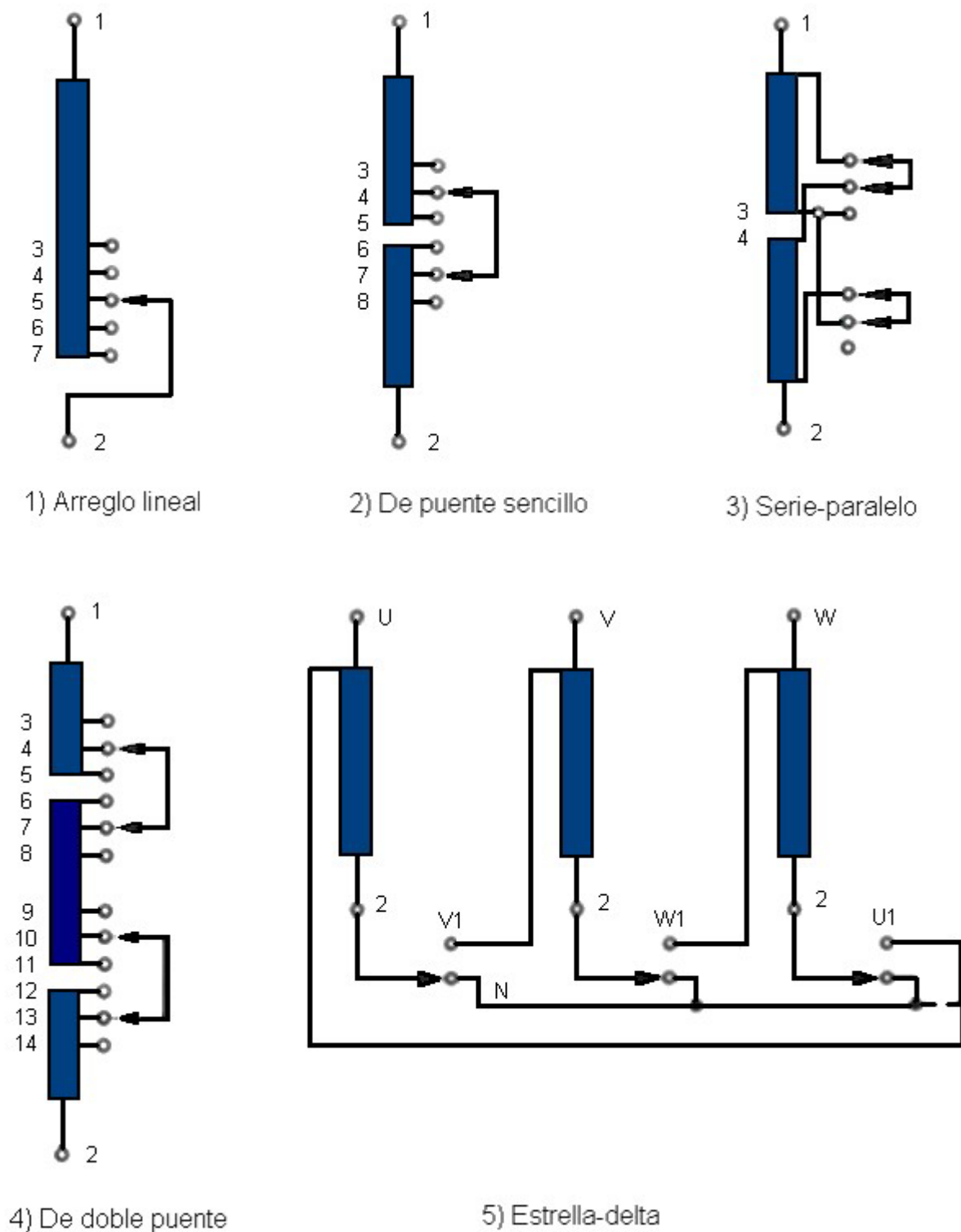


Figura 3.2.2 Arreglos de regulación de los CDSC tipo UR y tipo U.

Generalmente, los CDSC se montan en la parte superior del núcleo y las bobinas, con la finalidad de facilitar su inspección y mantenimiento. Las derivaciones se seleccionan con una rueda o palanca, que generalmente se encuentra fuera del tanque del transformador. En los transformadores trifásicos, el cambiador de

derivaciones de las tres fases está mecánicamente enlazado, por lo que las tres fases operan sobre las mismas derivaciones que son seleccionadas.

Cuando el transformador está fuera de servicio, se recomienda operar periódicamente el cambiador de derivaciones para mantener limpios los contactos. Por lo regular, los contactos están recubiertos de plata o estaño, para evitar sulfatación, ya que las barras de cobre tienden a formar una película de sulfato de cobre, incrementando con ello la resistencia de contacto.

3.2.2.2 Cambiador de Derivaciones con Carga (CDBC)

En esta clasificación de cambiadores de derivaciones, se enlistan los siguientes tipos:

- Cambiador de derivaciones con interrupción de arco en aceite *oiltap*. Esta clasificación incluye los cambiadores tipo reactivos y los cambiadores tipo resistivos.
- Cambiador de derivaciones con interruptores en vacío *vacutap*. Al igual que en el anterior, se fabrican de tipo resistivos y de tipo reactivos.

La diferencia entre estos dos tipos de cambiadores es el medio que utilizan para la supresión del arco eléctrico y la operación general de cambiadores en aceite *oiltap* es la siguiente:

- Interrupción del arco y recierre por medio de interruptores de transferencia
- Selección de la siguiente posición por medio del selector de derivaciones
- Operación por medio del interruptor inversor para duplicar el número de posiciones de servicio, si se tiene este arreglo

La operación general de cambiadores con interruptores en vacío *vacutap* es la siguiente:

- Interrupción del arco y recierre por medio de interruptores en vacío, enlazados con interruptores de *by-pass*.
- Selección de la siguiente posición, a través del selector en secuencia con la operación de los interruptores en vacío y de *by-pass*.
- Para duplicar el número de posiciones por medio de un interruptor inversor (si es que tiene este arreglo), se abre un sistema de contactos, permitiendo que la corriente se dirija por un sistema de contactos cerrados, a través del interruptor en vacío, antes de que éste opere.

Con un CDBC, el rango de voltaje del transformador varía, incrementando o disminuyendo bobinas. Para lograr esto, el transformador está provisto con derivaciones de devanados, los cuales son conectados a las terminales del cambiador de derivaciones, el cual cumple con dos funciones: la primera es seleccionar una derivación del transformador en las condiciones de circuito abierto y la segunda es transferir la potencia a la derivación seleccionada.

Los principales componentes de un cambiador de derivaciones son:

- El sistema de contactos para interrumpir y transmitir la corriente
- Las impedancias de transición
- Sistema de engranes
- Los muelles del acumulador de energía
- El accionamiento de mando a motor

La impedancia de transición tiene la función de transferir la corriente de carga de la derivación en operación, hacia la preseleccionada y puede ser de tipo resistiva (con resistencias) o reactiva (con reactor).

La impedancia está integrada por una o más unidades que conectan derivaciones adyacentes, con el propósito de transferir la carga de una derivación a otra sin interrupción, o apreciable cambio en la corriente de carga.

En servicio, el interruptor de conmutación *arcing switch* se utiliza para transferir e interrumpir la corriente y recuperar el voltaje, que es similar al que existe entre dos derivaciones, el cual se conoce como voltaje de paso y normalmente oscila entre 0.8% y 2.5% del rango de voltaje del transformador.

Todos los diseños de cambiadores de derivaciones, mantienen un sincronismo mecánico entre el selector de tomas y el interruptor de conmutación.

Para el caso de cambiadores de derivación en aceite, la transferencia de potencia eléctrica genera arcos en éste y por lo tanto su contaminación. Por ello, los dispositivos de conmutación se colocan en compartimientos de aceite separados del aceite del tanque principal, para evitar la contaminación de este último.

Los cambiadores de derivación que utilizan interruptores en vacío, tienen la ventaja de suprimir el arco eléctrico, evitando la contaminación de su aceite.

El selector de derivaciones y el interruptor de conmutación de los CDBC, se diseñan para estar dentro del tanque principal o en un compartimiento individual a un lado del tanque. Por ejemplo, en un CDBC tipo resistivo en aceite, el interruptor de conmutación está localizado dentro de un compartimiento en aceite, junto con el selector de tomas y ambos se localizan en el interior del tanque principal.

En cambio, los cambiadores de derivación tipo reactivo en aceite están en un compartimiento separado, normalmente soldado al tanque del transformador, ver **figura 3.2.3**.

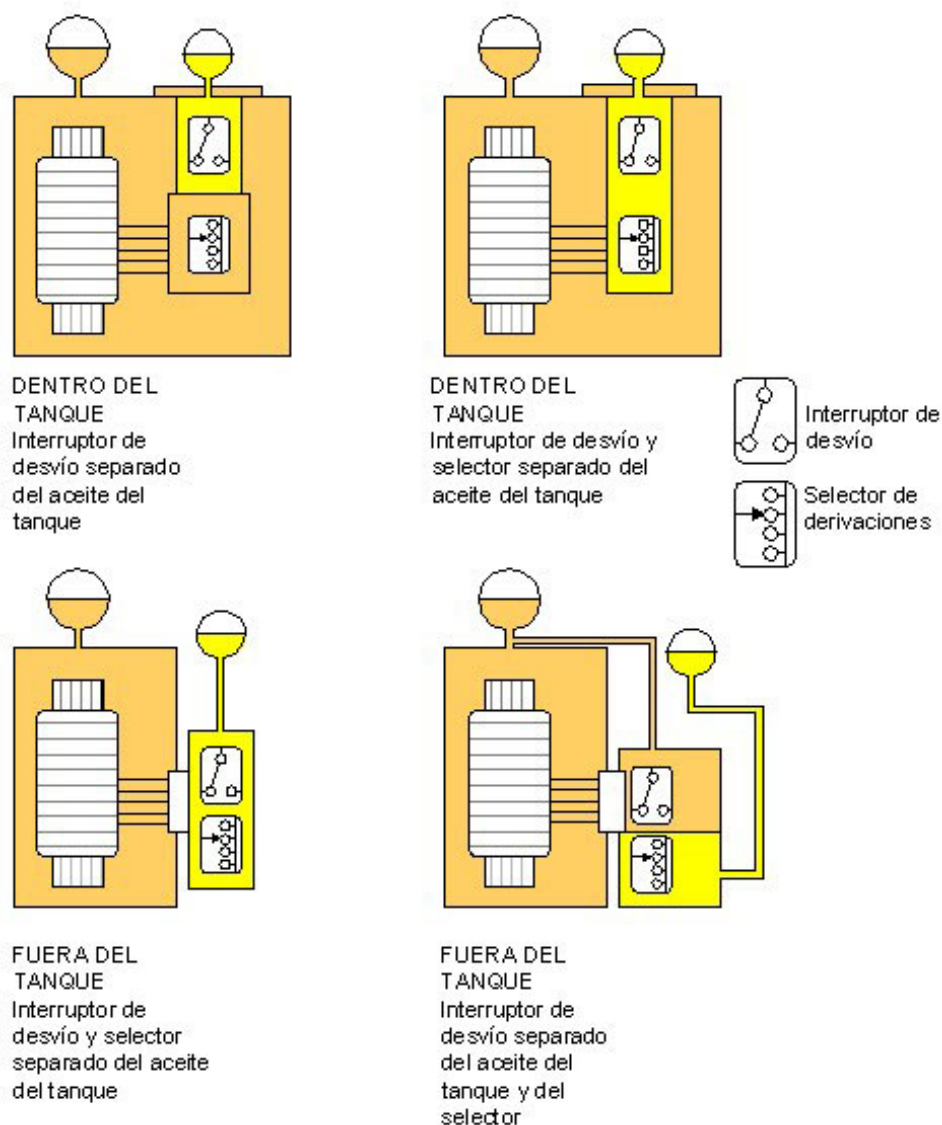


Figura 3.2.3 Esquemas principales de montaje de los CDBC's.

3.2.2.2.1 Cambiador de derivaciones con interrupción del arco en aceite *oiltap* tipo resistivo

Este tipo de cambiadores se diseñan para ser utilizados en altos rangos de alta tensión y potencia. Los elementos que utilizan son el conmutador y el selector de derivaciones (tomas). Para operar a bajos rangos de potencia y voltaje, estos cambiadores combinan en un solo dispositivo al conmutador y al selector de derivaciones, y se le denomina como conmutador-selector de derivaciones.

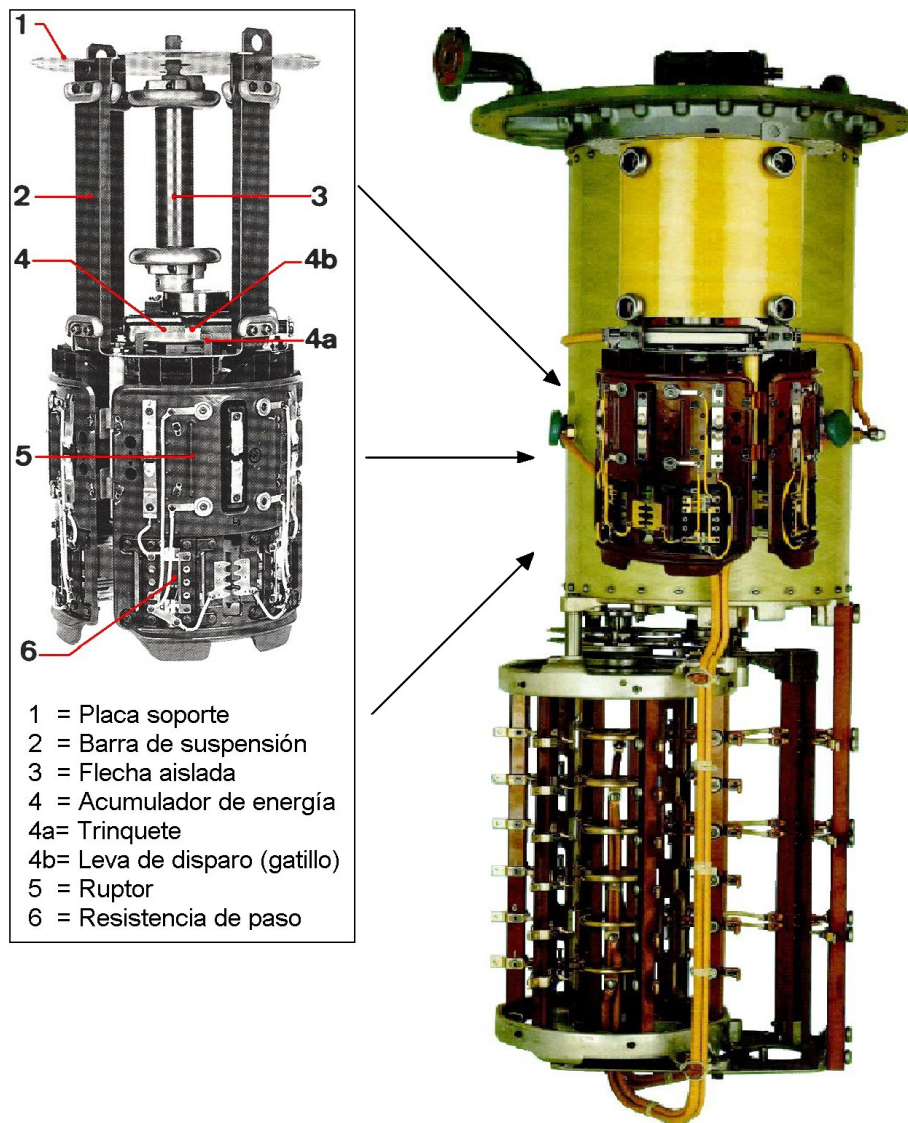


Figura 3.2.4 CDBC *oiltap* tipo resistivo (MR Reinhausen modelo MS III 300).

En las siguientes figuras (**figura 3.2.5 a, b, r.**) se muestra la secuencia de conmutación del ruptor CDBC Resistivo *Oil*tap tipo M, en las cuales se puede observar físicamente, los cambios que se van efectuando en el ruptor y el tiempo que dura la conmutación del mismo.

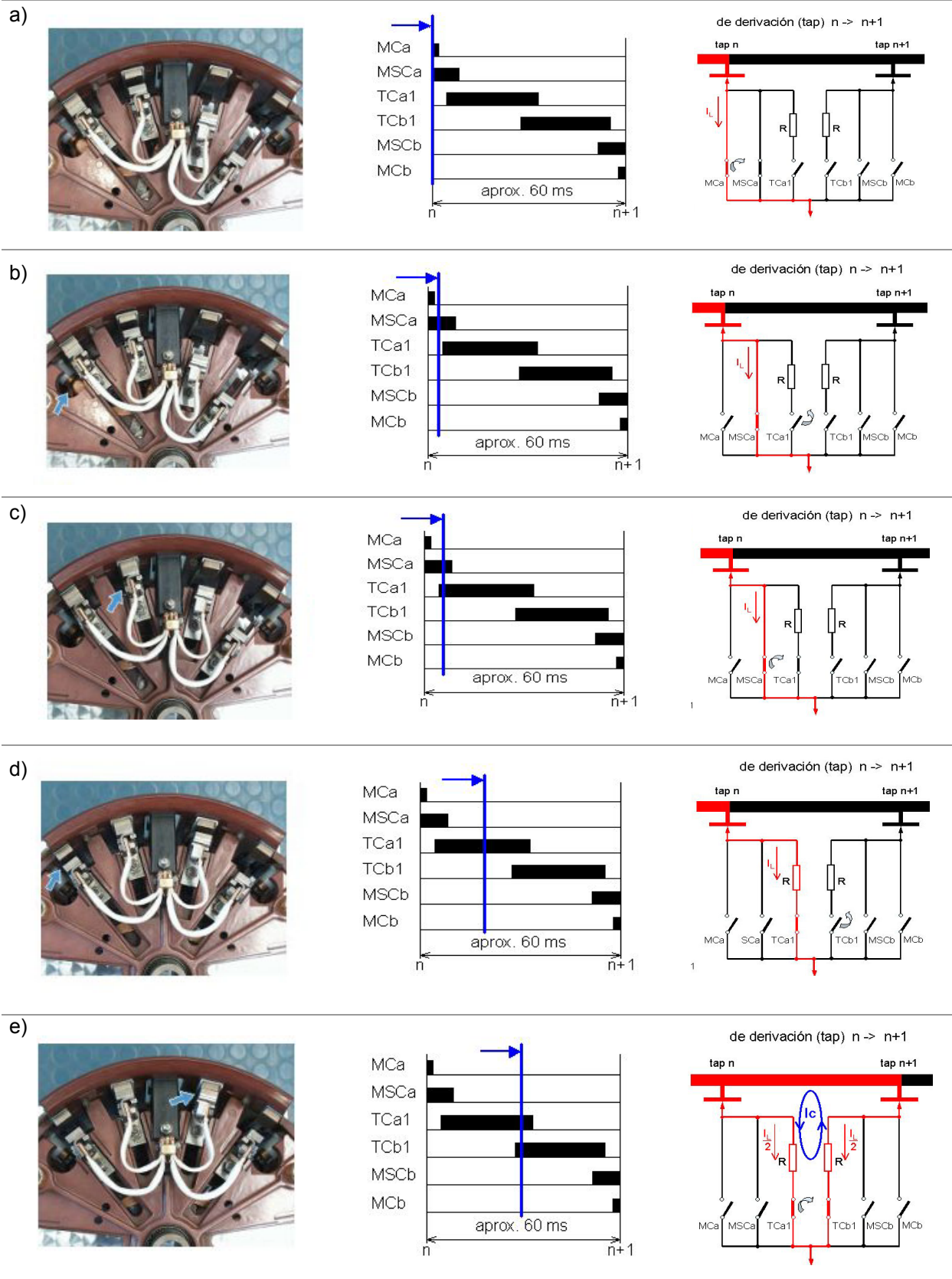
MC, Contacto principal

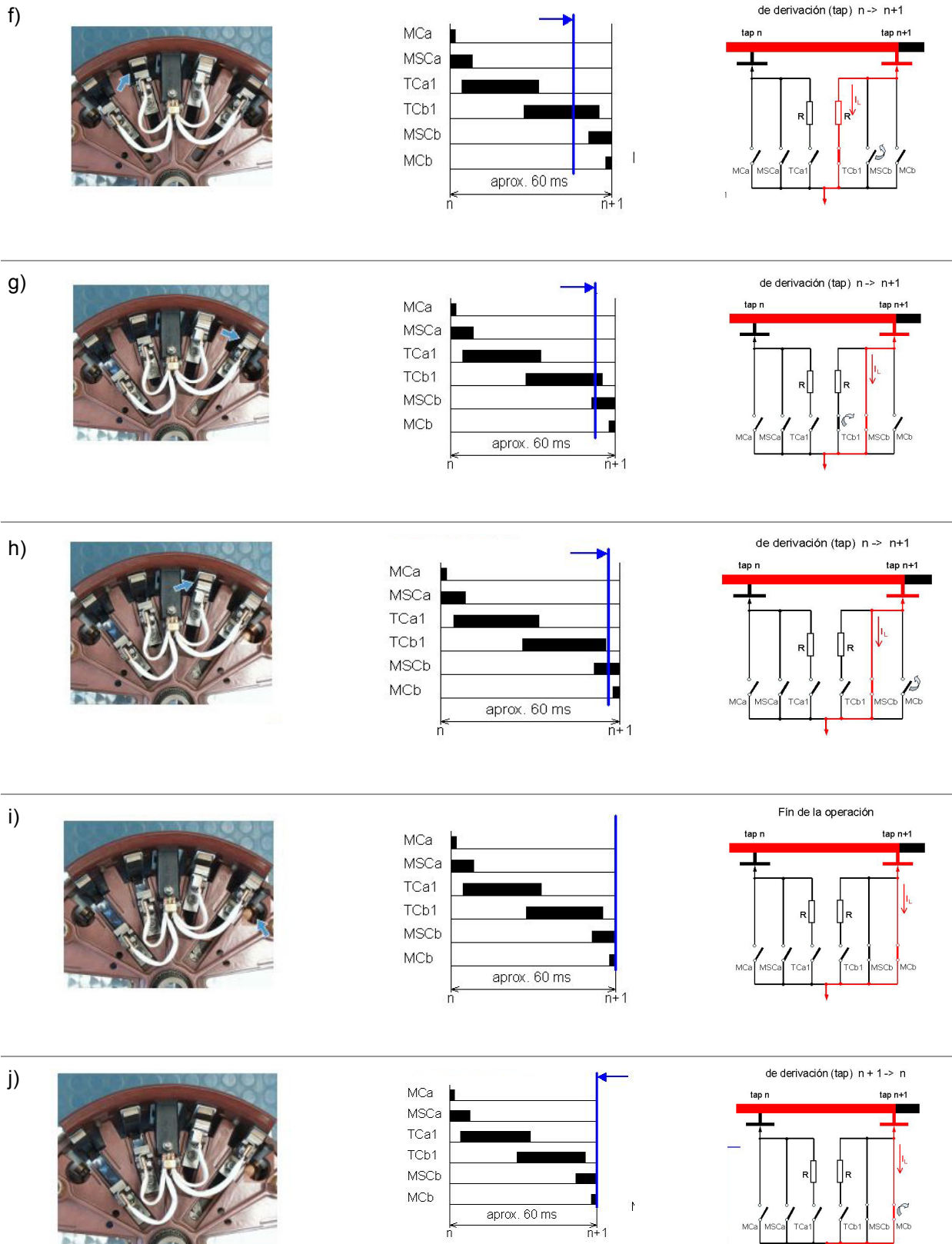
MSC, Contacto principal de arco

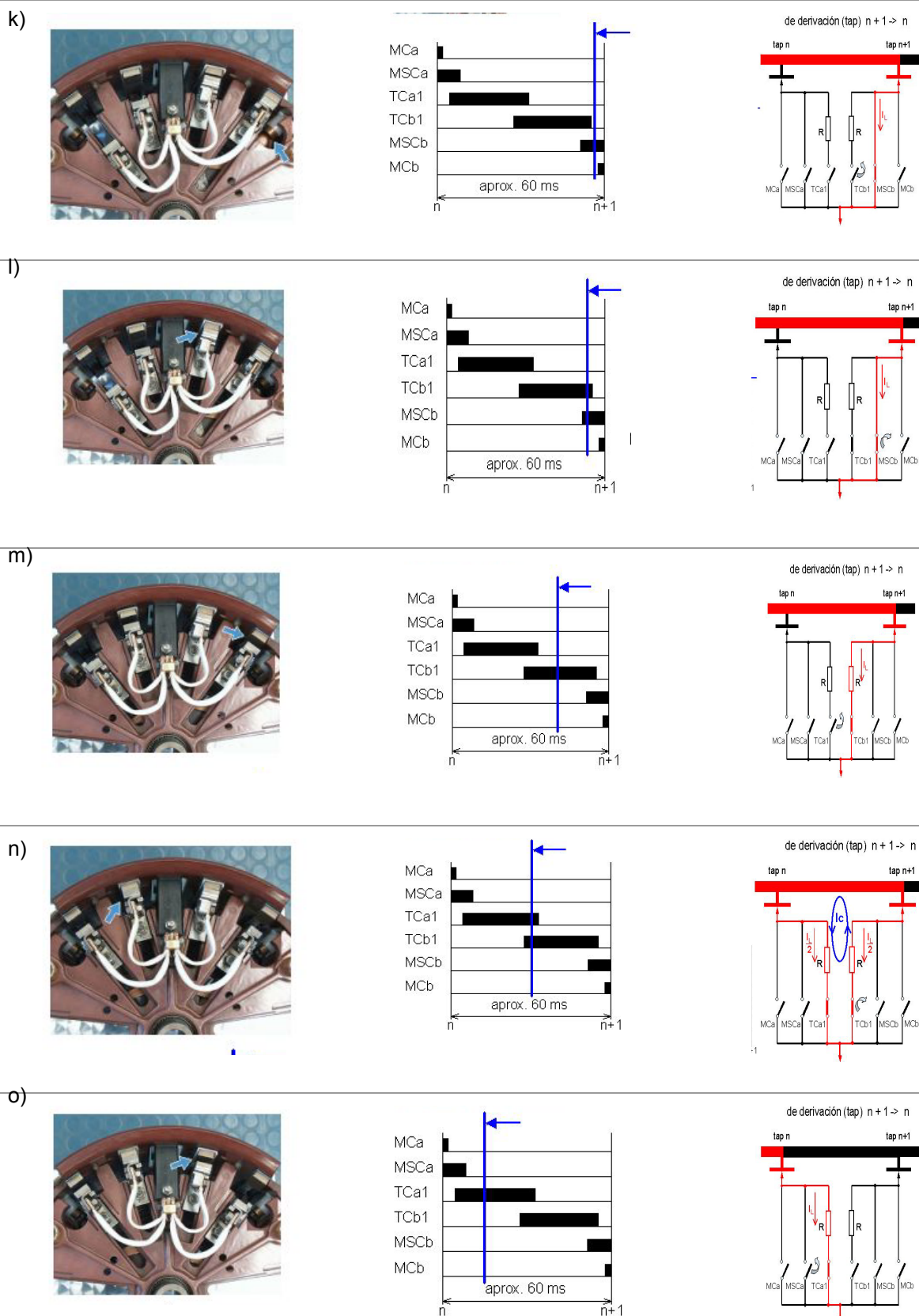
TC, Contacto de transición

a, Conmutador – lado “a”

b, Conmutador – lado “b”

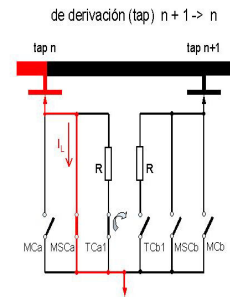
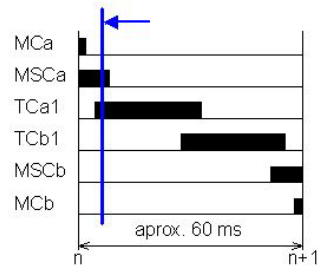
Figura 3.2.5 Secuencia de conmutación del ruptor CDBC, resistivo *Oiltap*, tipo M.

Continuación **Figura 3.2.5** Secuencia de conmutación del ruptor CDBC, resistivo *Oiltap*, tipo M.

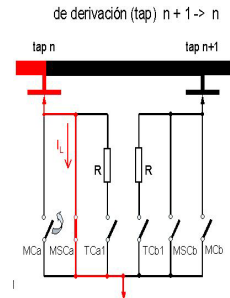
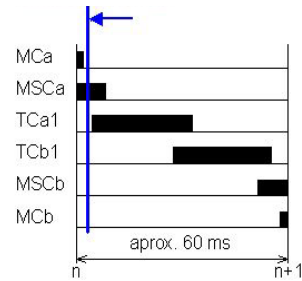
Continuación **Figura 3.2.5** Secuencia de conmutación del ruptor CDBC, resistivo *Oiltap*, tipo M.

Continuación **Figura 3.2.5** Secuencia de conmutación del ruptor CDBC, resistivo *Oil*tap, tipo M.

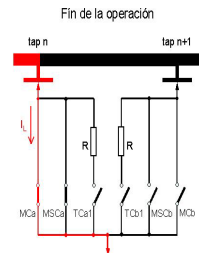
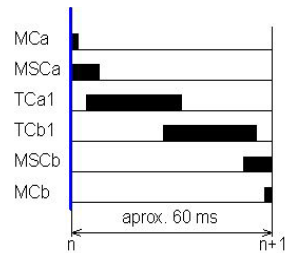
p)



q)

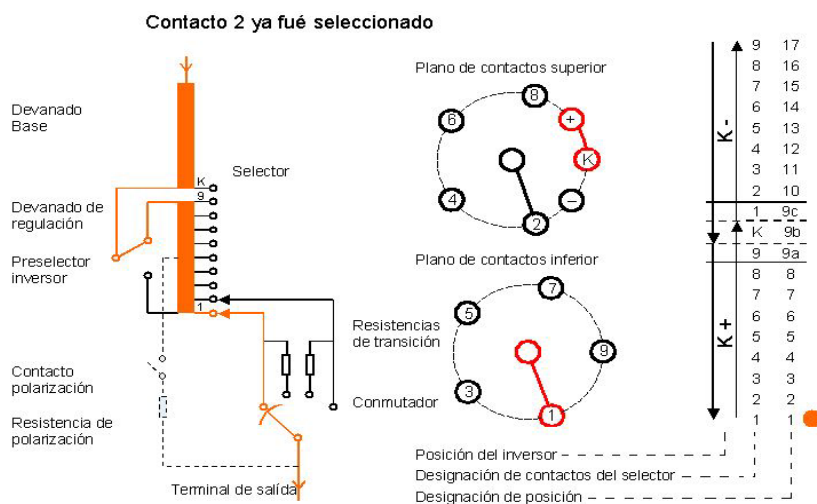


r)

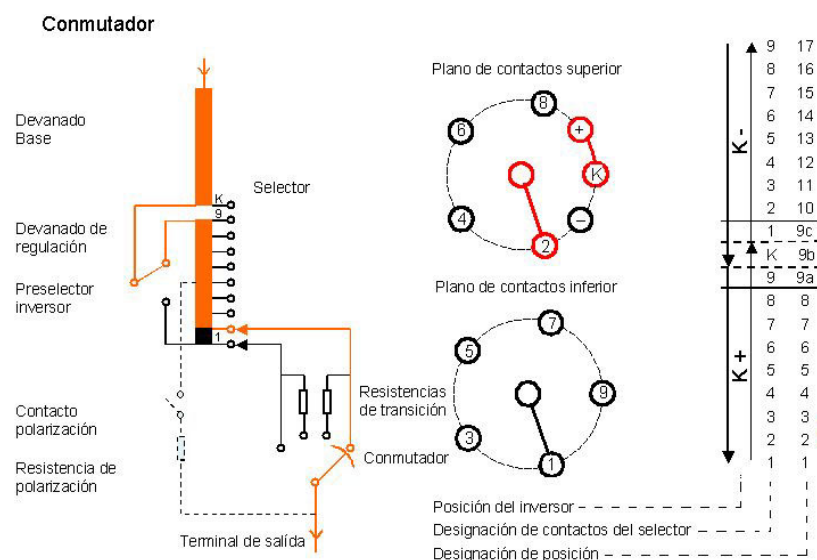


En la **Figura 3.2.6**, se muestra la secuencia de operación con esquema de un CDBC Resistivo tipo M.

a)
Posición 1 (Muestra
la posición de
máximo número de
espiras)



b)
Posición 1
↓
Posición 2



c)
Posición 2
↓
Posición 3

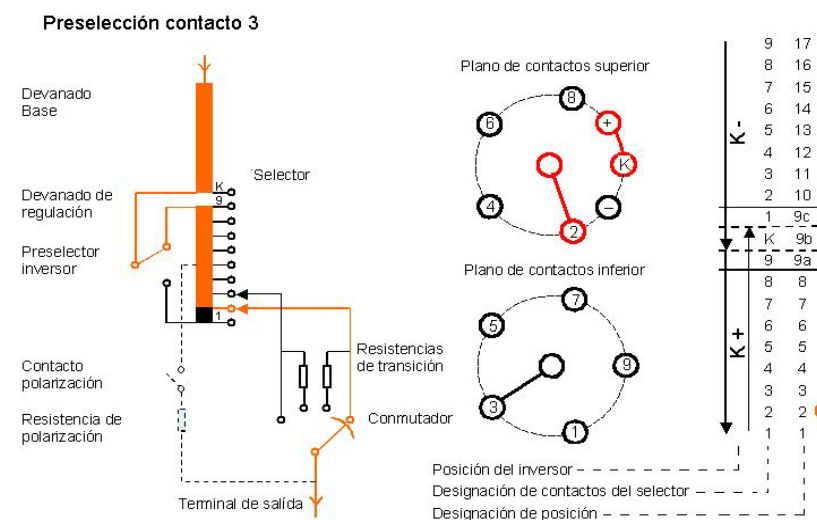
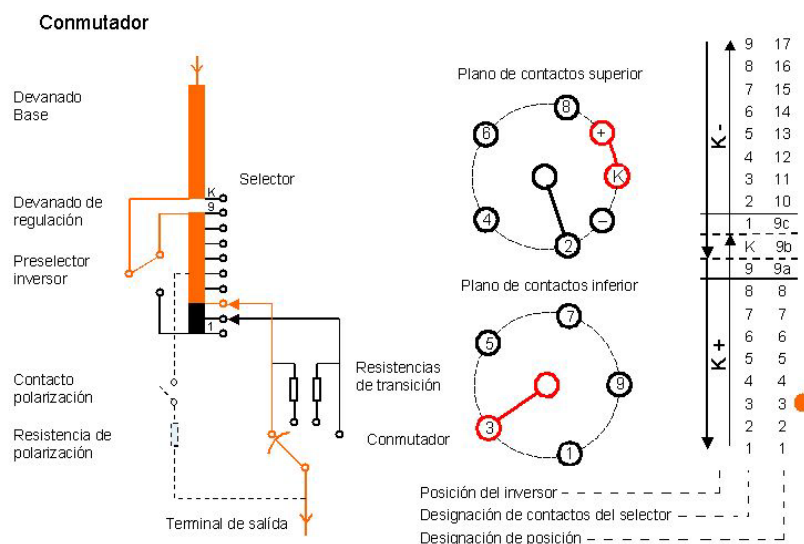


Figura 3.2.6 Secuencia de operación con esquema de un CDBC, resistivo tipo M.

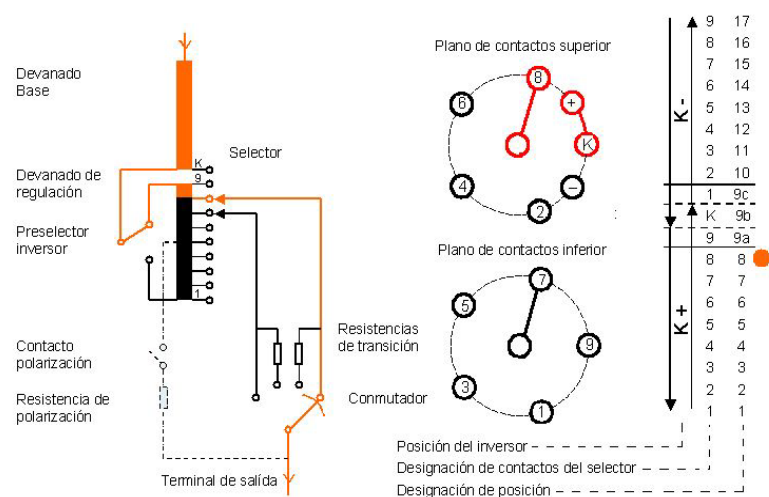
Continuación **Figura 3.2.6** Secuencia de operación con esquema de un CDBC resistivo tipo M.

d)
Posición 2

Posición 3

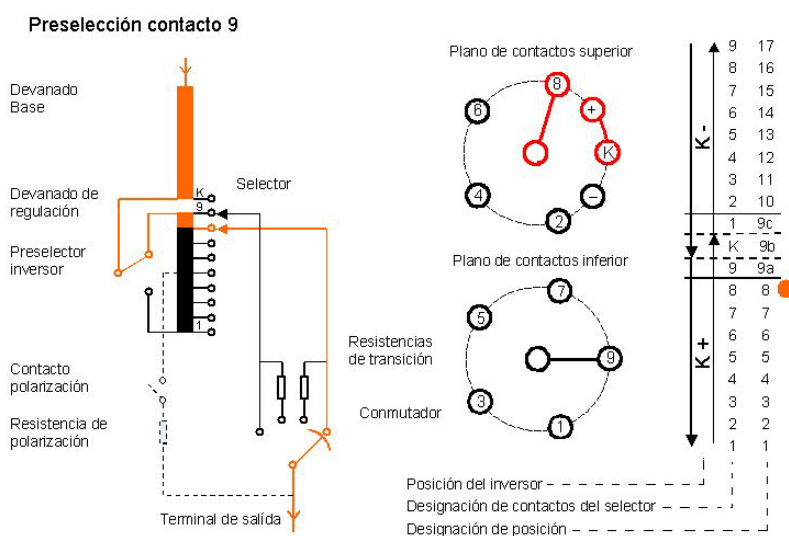


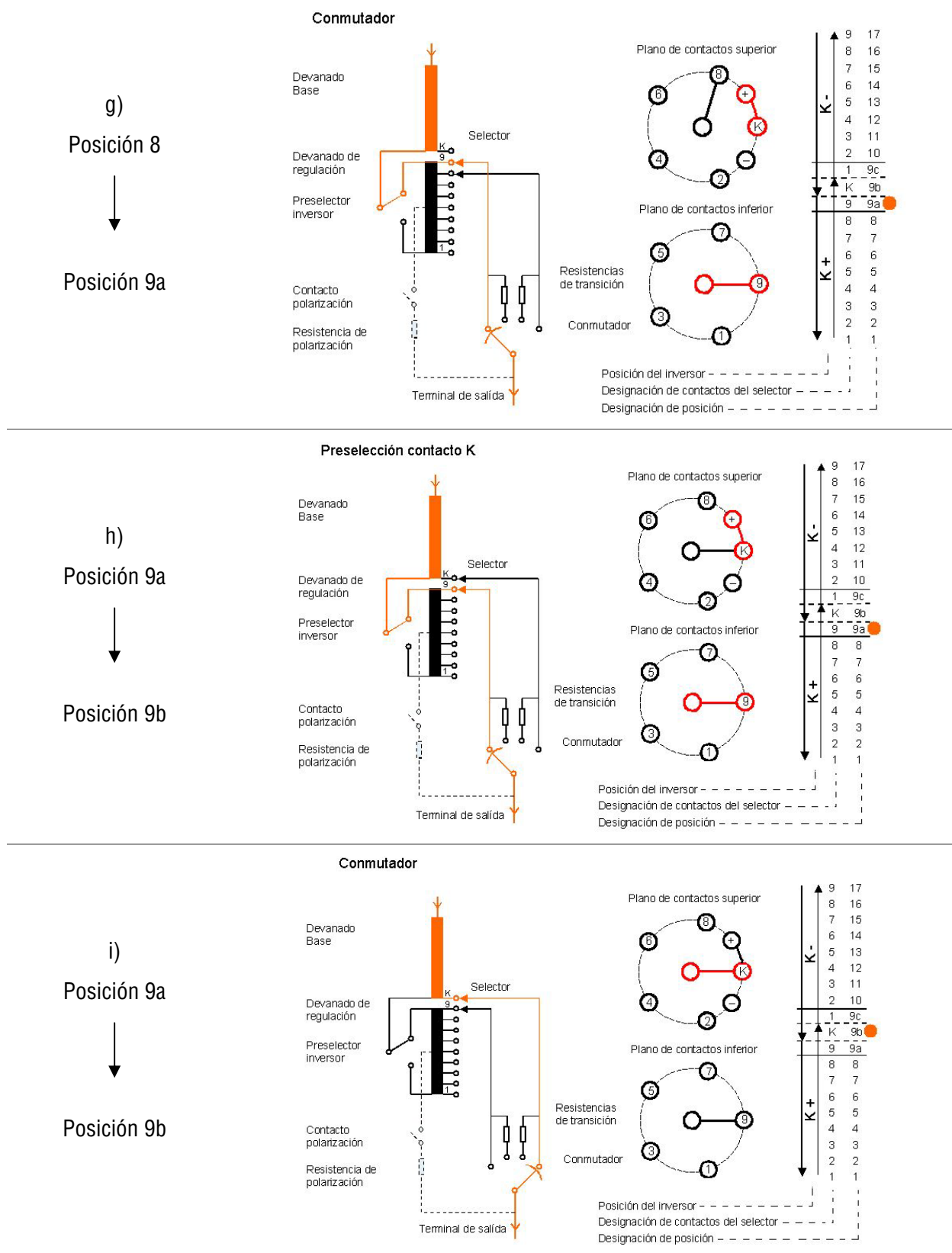
e)
Posición 8



f)
Posición 8

Posición 9a



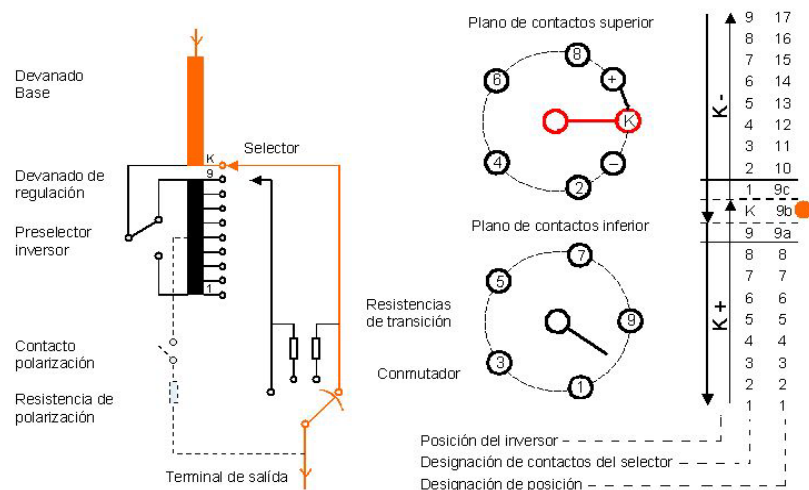
Continuación **Figura 3.2.6** Secuencia de operación con esquema de un CDBC resistivo tipo M.

Continuación **Figura 3.2.6** Secuencia de operación con esquema de un CDBC, resistivo tipo M.

Operación del preselector inversor (contacto polarización desconectado)

j)
Posición 9b

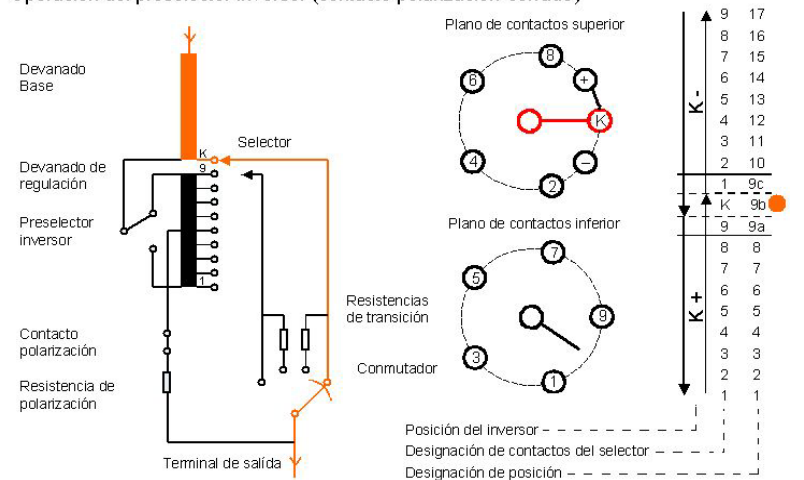
Posición 9c



Operación del preselector inversor (contacto polarización cerrado)

k)
Posición 9b

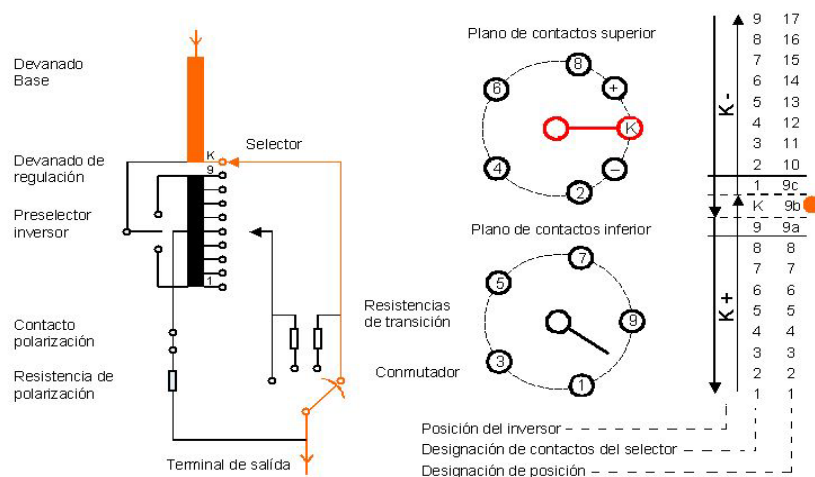
Posición 9c

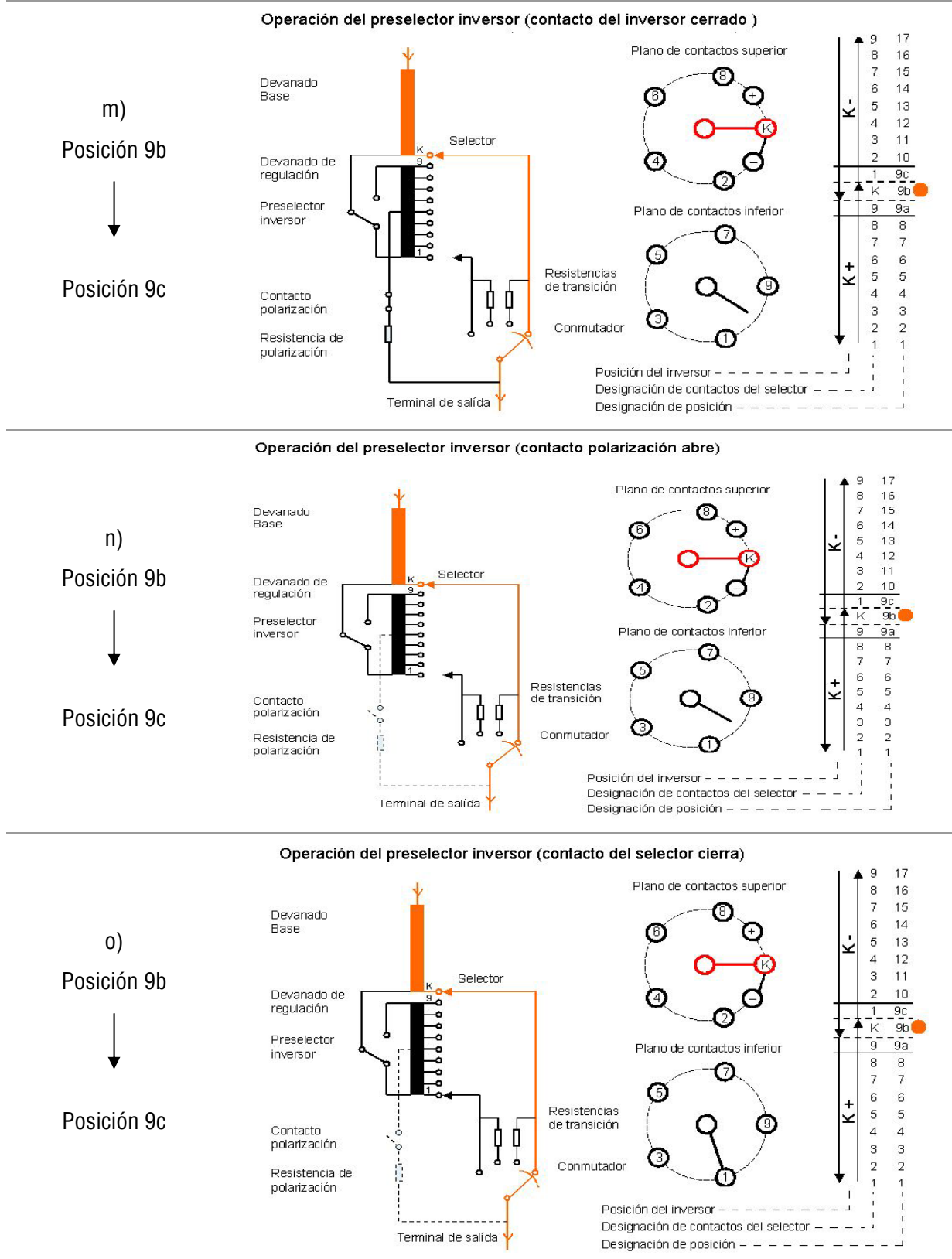


Operación del preselector inversor (contacto del inversor abierto)

l)
Posición 9b

Posición 9c

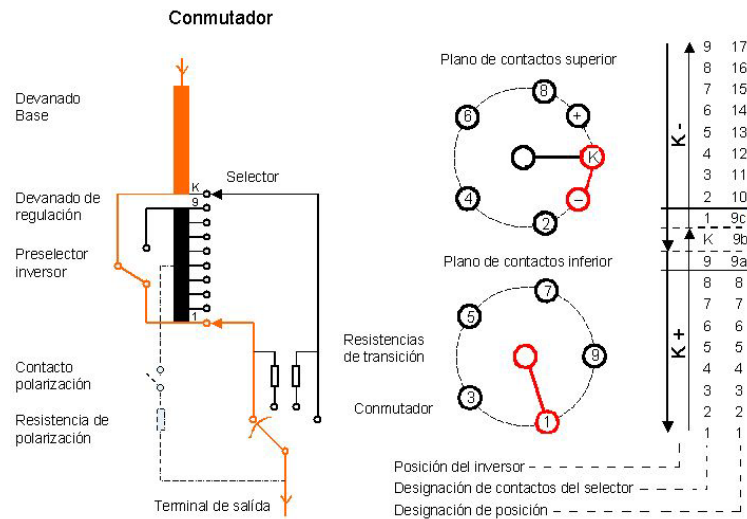


Continuación **Figura 3.2.6** Secuencia de operación con esquema de un CDBC resistivo tipo M.

Continuación **Figura 3.2.6** Secuencia de operación con esquema de un CDBC resistivo tipo M.

p)
Posición 9b

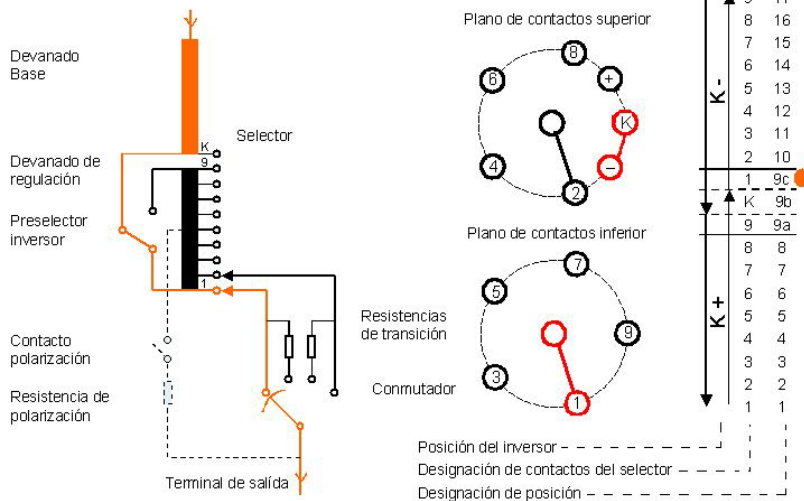
Posición 9c



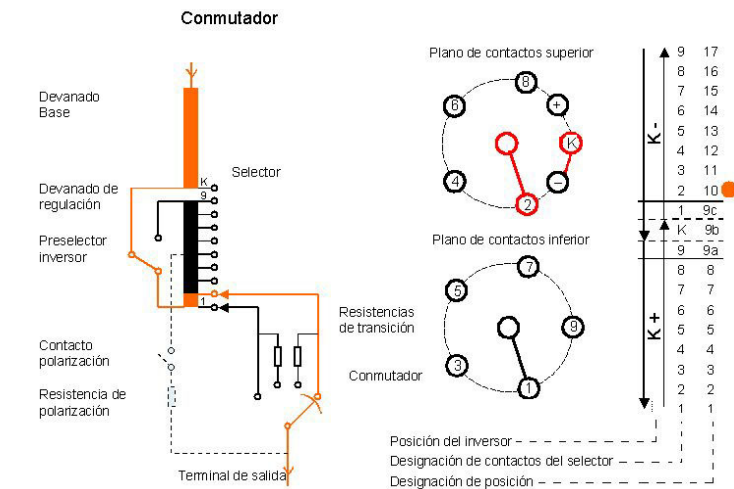
q)
Posición 9c

Posición 10

Preselección del contacto 2



r)
Posición inicial



En un cambiador de derivaciones con un solo dispositivo, funcionando como conmutador y selector de tomas (conmutador-selector de tomas), se puede realizar el cambio de derivaciones en un solo paso, desde la derivación en servicio, a la derivación preseleccionada. La secuencia de conmutación se puede observar en la **figura 3.2.7**, posiciones b-d.

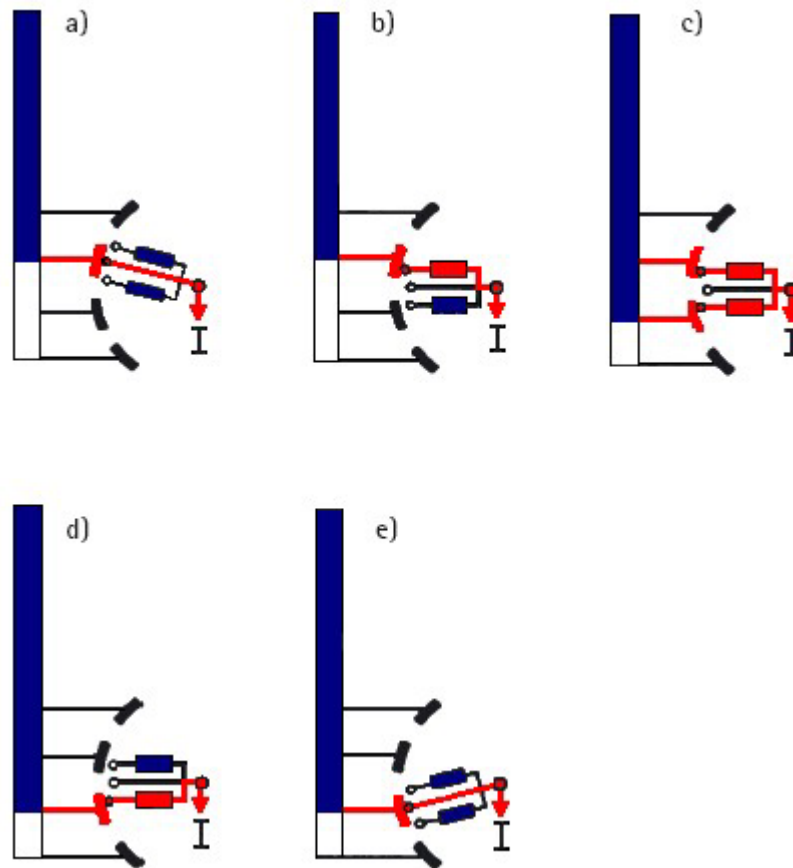


Figura 3.2.7 Secuencia de maniobra del conmutador-selector de tomas.

3.2.2.2.2 Cambiador de derivaciones con interrupción del arco en aceite *oiltap*, tipo reactivo

Para los cambiadores de derivación en aceite tipo reactivo se utilizan los siguientes tipos de arreglos para realizar la conmutación:

- Conmutador-selector de derivaciones
- Conmutador y selector de derivaciones

La mayoría de los conmutadores-selectores de derivaciones que funcionan como un solo dispositivo, son fabricados para reguladores de voltajes, mientras que los cambiadores de derivaciones de conmutador y selector de derivaciones, forman parte de los elementos de los transformadores de potencia.

Este tipo de cambiadores de derivación son de tamaño mucho más grande que los del tipo resistivo *oiltap*, por lo que actualmente se fabrican con interruptores en vacío y de *by-pass*, ya que son más compactos que antes.

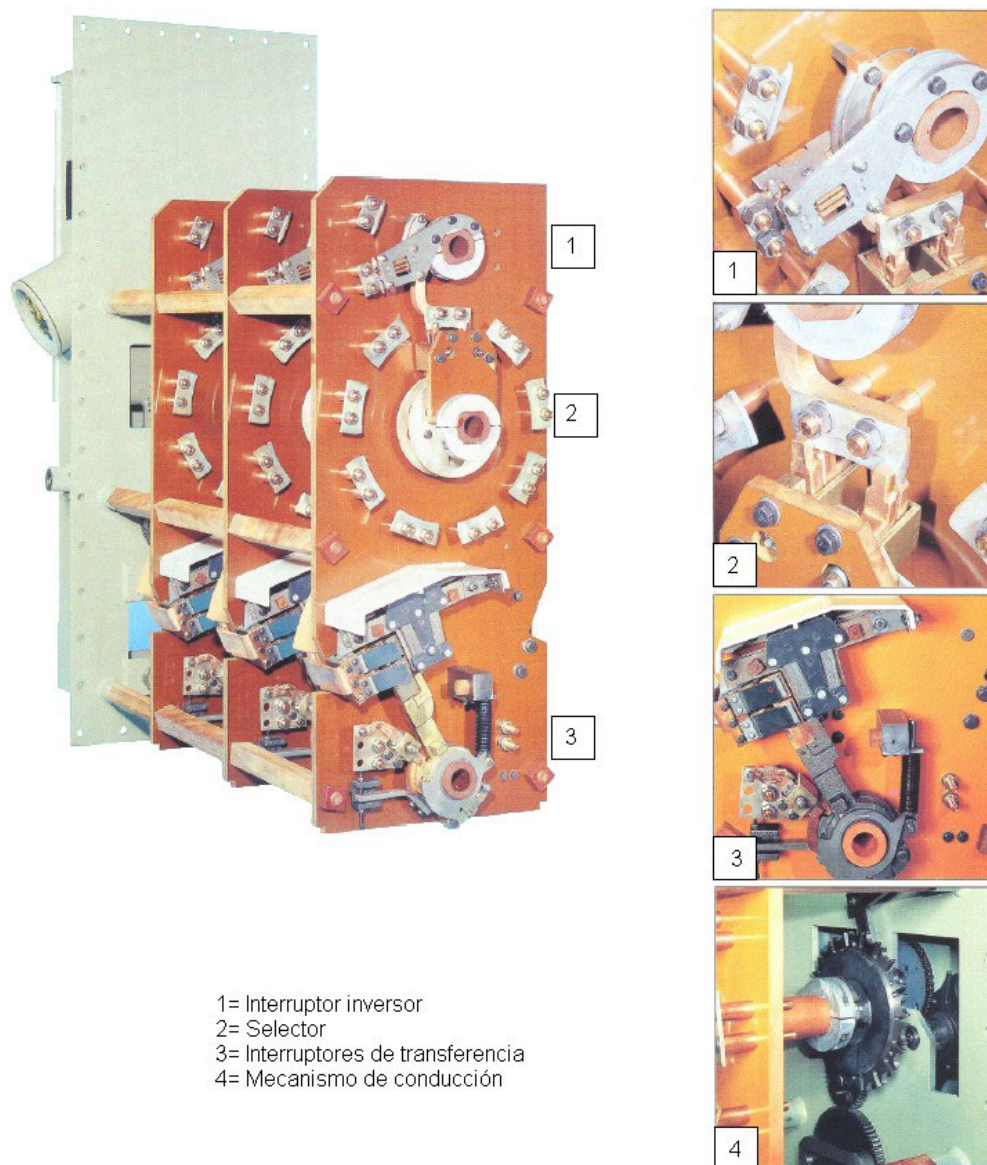


Figura 3.2.8 CDBC en aceite *oiltap* resistivo (RMT-1 foto de MR Reinhausen).

3.2.2.2.3 Cambiador de derivaciones en vacío *Vacutap* tipo resistivo

Generalmente, un CDBC resistivo convencional tiene diversos sistemas de conmutación de los contactos, para la apertura y el recierre del interruptor de desvío. Una forma de reducir el número de los interruptores de vacío requeridos, es utilizar los mismos para la apertura y el recierre. Este método se utiliza para el principio de la conmutación que se muestra en la **figura 3.2.10** y se utiliza en el CDBC en vacío tipo resistivo (**figura 3.2.9**). Este cambiador de derivaciones incorpora dos trayectorias: la trayectoria principal, que abarca la conmutación de los contactos principales (interruptores en vacío *MSV*) y los contactos principales *MTS*, correspondientes al selector de derivaciones conectadas en serie, y la trayectoria de transición, que abarca los contactos de transición (interruptor *TTV* en vacío) con los correspondientes contactos de transición *TTS* del selector de derivaciones conectadas en serie, al igual con la resistencia de transición R.

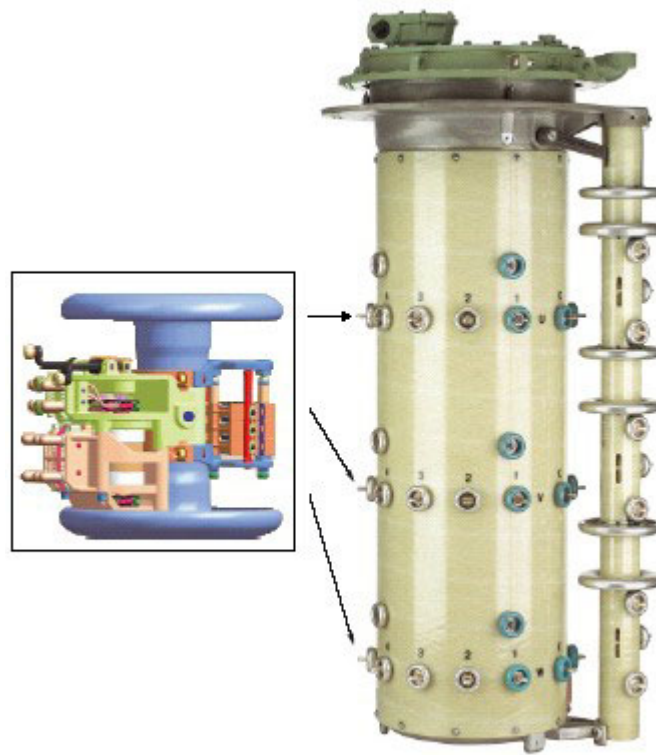
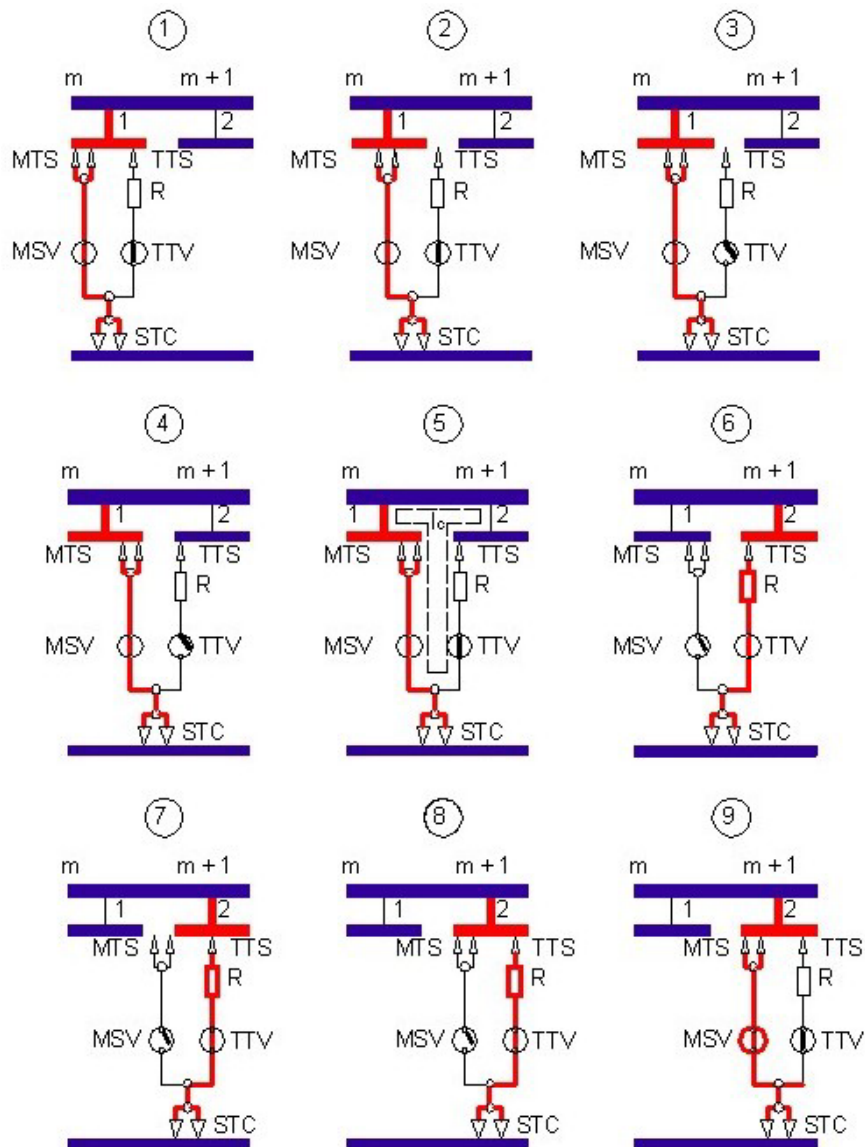


Figura 3.2.9 CDBC en vacío resistivo (*vacutap*, VV).

En la posición inicial (paso 1) en la derivación 1, ambos interruptores en vacío están cerrados. La operación de conmutación empieza con la apertura de los contactos de transición *TTS* del selector de derivaciones (paso 2). El interruptor en vacío *TTV* se abre durante la trayectoria de transición (paso 3), antes de que el contacto *TTS* del selector de derivaciones entre en contacto con la derivación adyacente, eliminándose la posibilidad de un arco por la predescarga. Una vez que el contacto *TTS* del selector de derivaciones haya alcanzado la derivación adyacente (paso 4), los contactos de transición *TTV* del interruptor en vacío cierran (paso 5) y la corriente que circula comienza a fluir. La corriente circula debido a la diferencia del voltaje entre las dos derivaciones adyacentes y está limitada por la resistencia de transición *R*.

Posteriormente, los contactos principales *MSV* del interruptor en vacío abren (paso 6) y se da la transferencia del flujo de corriente de los contactos principales *MTS* del selector de derivaciones a la trayectoria de la transición. La corriente de carga ahora fluye por la derivación 2. Los contactos principales del selector de derivaciones ya pueden moverse libres de carga, a la derivación adyacente (pasos 7 y 8). La operación de conmutación de la derivación se concluye con el cierre de los contactos principales *MSV* del interruptor en vacío, la cual desvía la trayectoria de la carga (paso 9). Si la conmutación se realiza como en este caso, en esta dirección ($m \rightarrow m+1$), que aquí queda definida como en *aumento*, se sigue la secuencia descrita de los pasos 1 a 9. Por el contrario, si la conmutación se realiza en dirección contraria (*más baja*), se sigue el orden inverso del procedimiento (pasos 9 a 1).

La secuencia de la operación se demuestra en la siguiente **figura 3.2.10**.



MTS, Contactos del selector de derivaciones, trayectoria principal

MSV, Contactos principales de conmutación (interruptor en vacío), trayectoria principal

TTS, Contactos del selector de derivaciones, trayectoria de transición

TTV, Contactos de transición (Interruptor en vacío), trayectoria de transición

R, Resistencia de transición

I_c , Corriente que circula

STC, Contactos de deslizamiento

$m, m + 1$, Derivación m , derivación $m+1$

Figura 3.2.10 Secuencia de conmutación de un CDBC en vacío resistivo (*Vacutap*, VV).

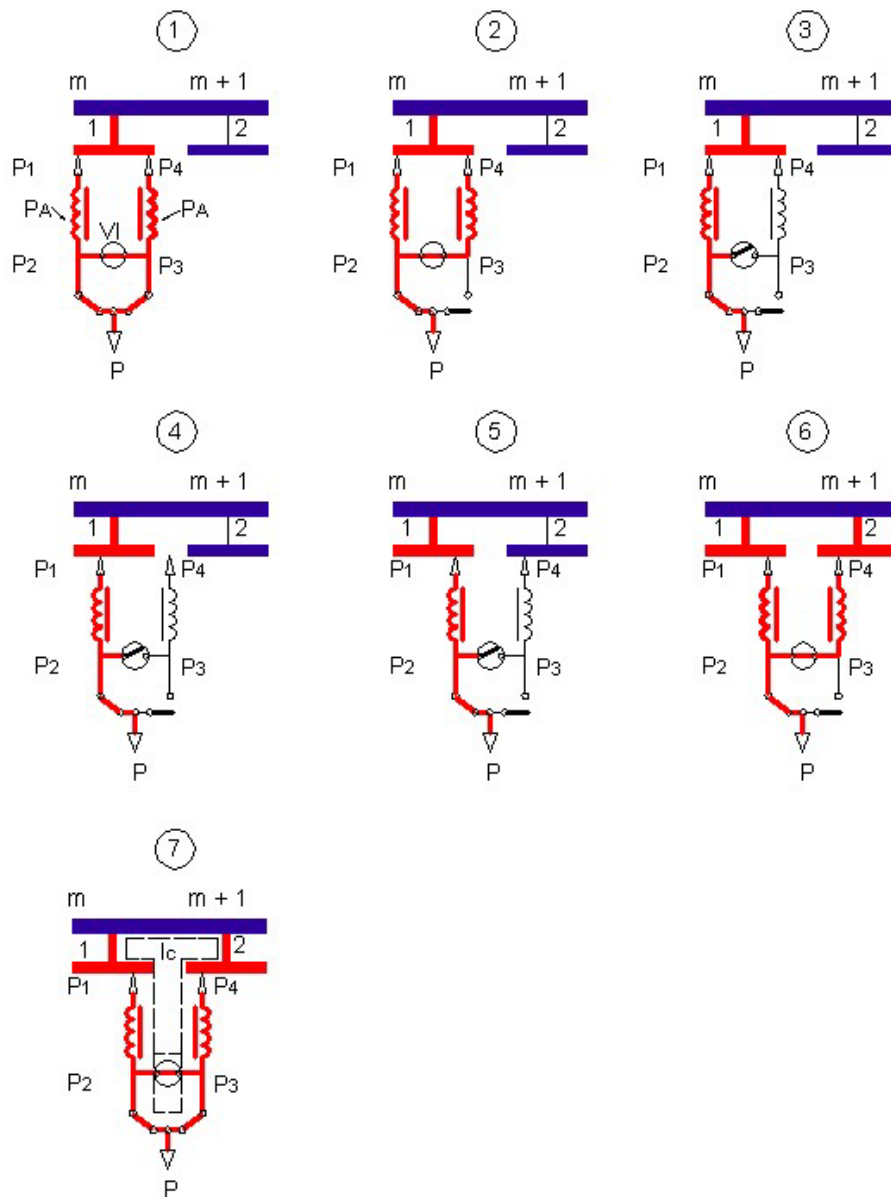
3.2.2.2.4 Cambiador de derivaciones en vacío tipo reactivo

El principio de conmutación se muestra en la **figura 3.2.11 y 3.2.12**. Para este principio de conmutación se agregan dos contactos auxiliares (los contactos del interruptor de *by pass*), reduciendo el número de los interruptores en vacío. El selector de derivaciones abarca dos sistemas de contactos, operados por dos ruedas Geneva separadas. Este cambiador de derivaciones opera sobre una posición de puente y una posición de no puente.

Cuando opera en puente se tienen dos posiciones, en las cuales los contactos del selector de derivaciones conectan a dos derivaciones adyacentes de la bobina de regulación.

Por otra parte, si no opera como puente, ambos contactos del selector son conectados a la misma derivación de la bobina de regulación. En la **figura 3.2.11** se muestra la secuencia de la operación, desde una posición sin puente (paso 1) a una posición con puente (paso 7).

Cuando no opera en posición de puente (**figura 3.2.11**, paso 1), los contactos del selector del CDBC y los contactos de *by-pass* están cerrados, formando dos trayectorias separadas y en la cual cada uno lleva el 50% de la corriente de carga. El cambio de derivación comienza con la abertura del contacto *P3* del interruptor de *by-pass* (paso 2). Esta acción origina que la mitad de la corriente de carga pase a través del interruptor en vacío. Posteriormente, este interruptor se abre (paso 3) bajo la fuerza del resorte y extingue el arco de la primera corriente. Esto transfiere el flujo de corriente a la trayectoria *P1-P2* y el contacto *P4* del selector de derivaciones, ahora puede deslizarse libre de carga a la derivación adyacente (paso 4). Una vez que haya alcanzado su nueva posición de operación (paso 5), el interruptor en vacío se cierra (paso 6), seguido por el recierre del interruptor de *by-pass* *P3* (paso 7). El CDBC ahora está en una posición de puente, en la que la corriente que circula (I_c en las **figuras 3.2.11 y 3.2.12**, paso 7) es conducida por la diferencia del voltaje entre las dos derivaciones adyacentes y está limitada por la impedancia del autotransformador preventivo (reactor).



$P1$ y $P4$, Contactos del selector de derivaciones

$P2$ y $P3$, Contactos del interruptor de by-pass

VI , Interruptor en vacío

P , Salida

I_c , Corriente circulante

PA , Autotransformador de prevención (Reactor)

$m, m+1$, Derivación m , derivación $m+1$

Figura 3.2.11 Secuencia de conmutación de un CDBC en vacío tipo reactivo, de una posición sin puente a una posición con puente (*Vacutap*, RMV).

Continuando hacia la posición sin puente, ésta comienza la operación del cambio con la abertura del contacto $P2$ del interruptor de *by-pass* (figura 3.2.12 paso 8). La corriente vuelve a pasar a través del interruptor en vacío y se extingue a cero después de la abertura del interruptor (paso 9). El contacto $P1$ del selector se mueve libre de carga a la derivación adyacente (paso 10). Una vez que el selector de derivaciones $P1$ alcanza la posición siguiente (paso 11), la operación del cambio de derivaciones se termina con el recierre del interruptor en vacío (paso 12) y del contacto $P2$ (paso 13) del interruptor de *by-pass*.

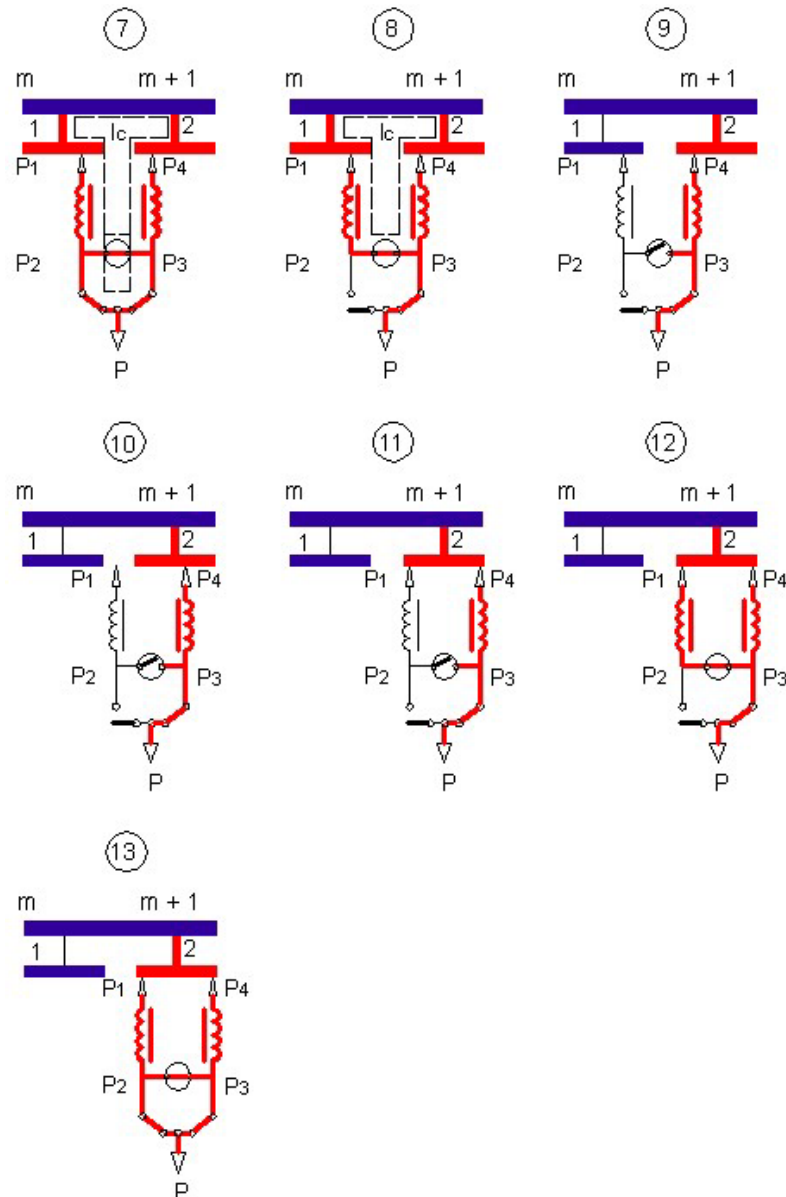


Figura 3.2.12 Secuencia de conmutación de un CDBC en vacío tipo reactivo de una posición con puente a una posición sin puente (*Vacutap*, RMV).

En las siguientes figuras se muestra un CDBC tipo reactivo trifásico, con aislamiento entre fases y tierra, el cual utiliza interruptores de vacío e interruptores de *by pass*.

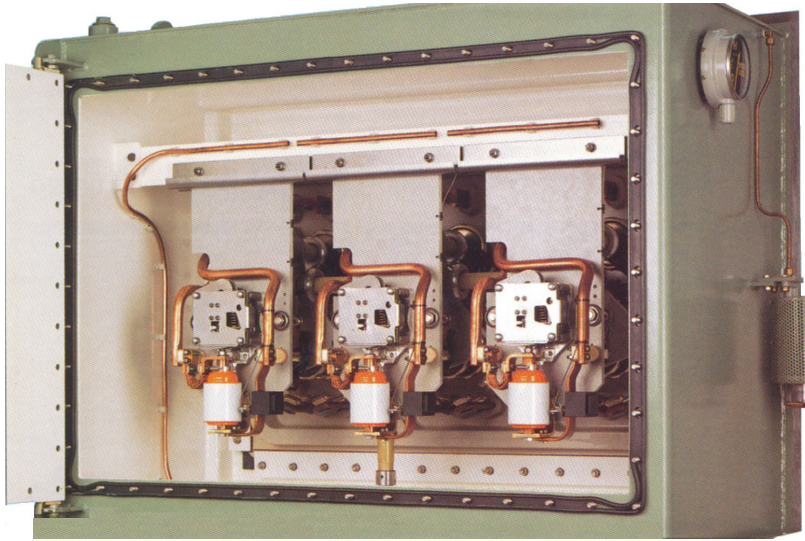


Figura. 3.2.13 CDBC con interruptores de vacío y de *by pass* (*Vacutap* RMV-II, foto MR Reinhausen).

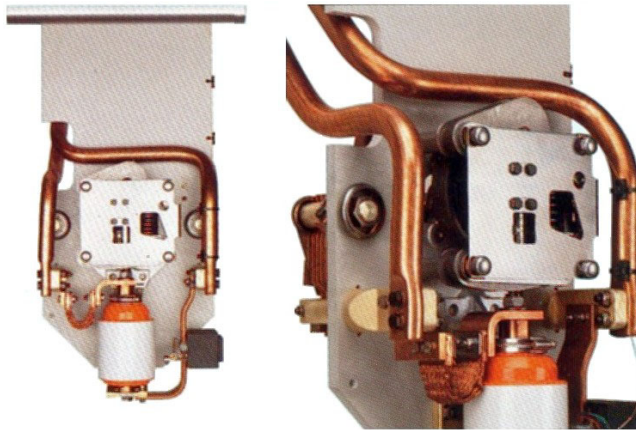


Figura 3.2.14 interruptor de vacío (*Vacutap* RMV-II, foto MR Reinhausen).

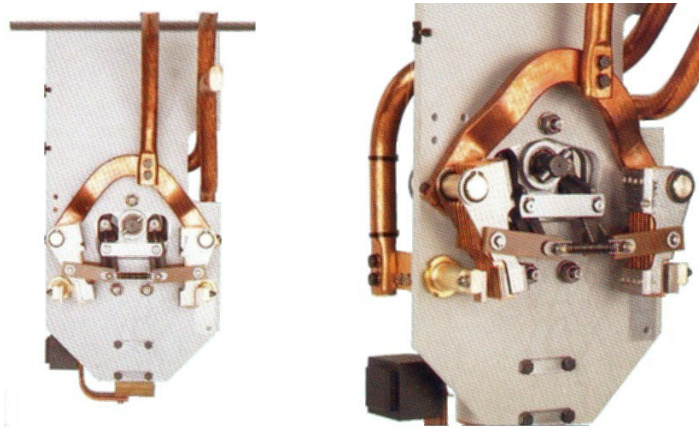


Figura 3.2.15 interruptor de *by pass* (Vacutap RMV-II, foto MR Reinhausen).

3.2.3 Arreglos básicos de regulación en transformadores

3.2.3.1 Arreglo lineal

Este arreglo se utiliza en transformadores de potencia con un rango de regulación moderada, el cual tiene como máximo un 20% (**figura 3.2.16 a**).

3.2.3.2 Con selector inversor

En este caso, las derivaciones del arrollamiento se suman o se restan del devanado principal, por lo que el rango de regulación puede duplicar o reducir el número de derivaciones (**figura 3.2.16 b**). Durante su operación, las derivaciones del devanado están desconectadas del devanado principal. Esta operación inversora se realiza con la ayuda de un selector-cambiador, la cual es parte del selector de derivaciones o del conmutador-selector. El selector de inversor doble (**figura 3.2.16 c**) evita la desconexión de las derivaciones del devanado, durante la operación de conmutación.

3.2.3.3 Selector de escalón basto simple

Por medio de un selector de escalón basto simple (**figura 3.2.16 d**), las derivaciones del arrollamiento pueden conectarse a la toma positiva o negativa de las derivaciones de conmutación. En la **figura 3.2.16 e**, se muestra un arreglo tipo escalón basto múltiple, el cual permite aumentar el rango de regulación.

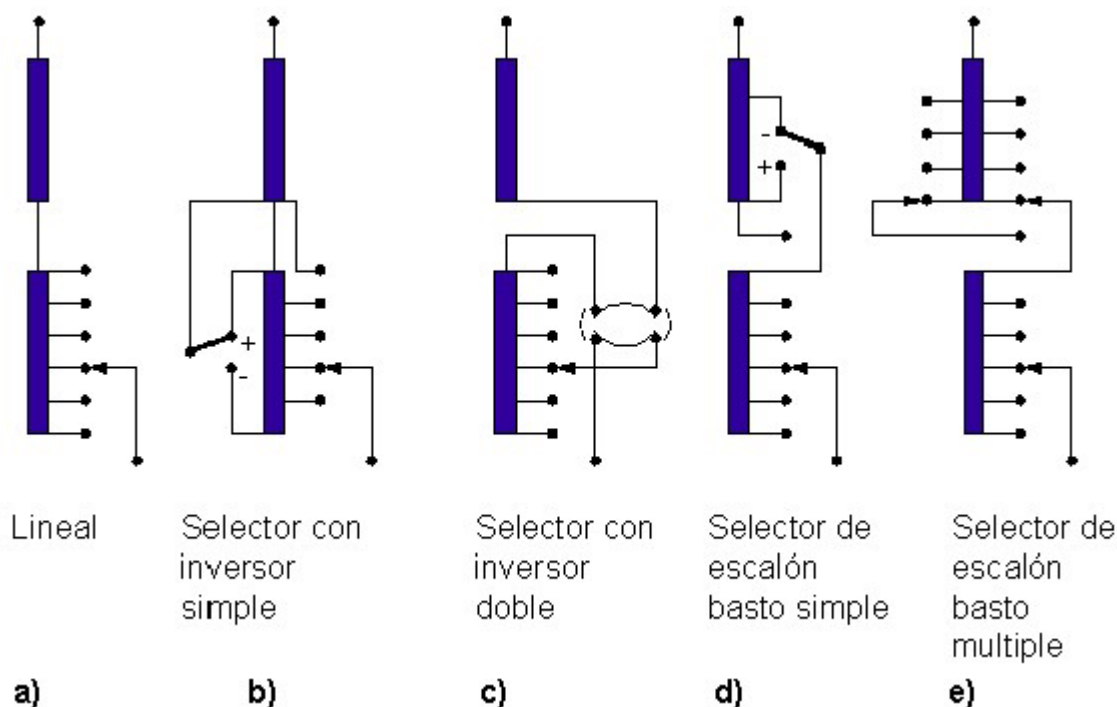


Figura 3.2.16 Arreglos básicos de las derivaciones de devanados.

3.2.4 Selección de un cambiador de derivaciones

Para la selección apropiada de un cambiador de derivación bajo carga, se deben conocer los siguientes datos de los devanados de un transformador:

- MVA
- Conexión de las derivaciones
- Voltaje nominal y rango de regulación
- Número de posiciones de servicio de las derivaciones
- Nivel de aislamiento a tierra

Los datos de operación de un cambiador de derivación bajo carga, pueden derivarse de la siguiente información:

- Corriente máxima
- Voltaje de paso
- Capacidad de conmutación

Y entonces el cambiador de derivación bajo carga, puede ser determinado de acuerdo con:

- El tipo de cambiador de derivación bajo carga
- El número de polos
- El voltaje nominal del cambiador
- El tamaño del selector de toma / nivel de aislamiento
- El diagrama de conexiones

Si es necesario, pueden revisarse las siguientes características del cambiador de derivaciones:

- Capacidad de interrupción
- Capacidad de sobrecarga
- Corriente de cortocircuito
- Vida de los contactos

3.2.5 Dispositivos de protección para un cambiador de derivaciones

Los dispositivos de protección para los CDBC's, se diseñan para limitar o prevenir los siguientes efectos: incrementos inesperados de presión dentro del compartimiento del conmutador, o en el compartimiento separado de un CDBC tipo reactivo; operación de CDBC's con sobrecorrientes por encima de ciertos valores; operación de CDBC's a temperaturas por debajo del límite establecido por normas internacionales (-25°C , IEEE, 1995; IEC, 2003) y tensiones de voltaje inadmisibles por el aislamiento en el conmutador, causado por sobrevoltajes de transición.

A continuación se mencionan los equipos de protección y control usados.

- **Los relevadores de flujo de aceite.** Estos relevadores son colocados en la tubería que comunica al cabezal del CDBC y el tanque conservador (**figura 3.2.17**). Sirven para proteger el compartimiento del ruptor contra disturbios, de un nivel bajo de energía a un nivel alto de energía, disipándolo en un tiempo razonable, evitando daños en el CDBC y el transformador. El relevador de flujo de aceite debe desconectar al transformador, ya que si sólo emite una alarma, puede causar severas fallas.

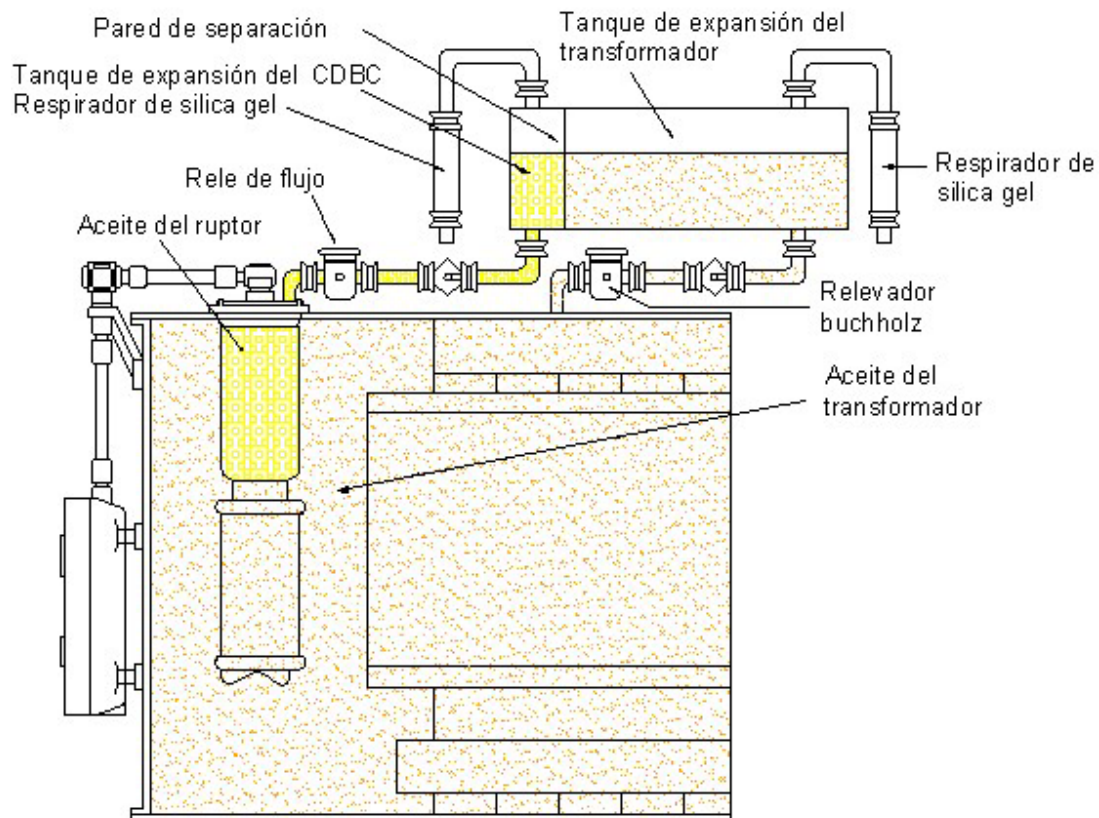


Figura 3.2.17 Protección de sobrepresión de los CDBC en el tanque del transformador.

- **Los relevadores de presión.** Estos relevadores se utilizan a la par con el relevador de flujo o solos. Su tiempo de respuesta es mucho más corto que el de un relevador de flujo, pero la disminución en el tiempo de respuesta es de menor importancia, ya que el tiempo de desconexión completa del transformador está determinado por el tiempo de respuesta del circuito de control, el cual dispara al circuito de interrupción del transformador y es mucho más grande que el tiempo de respuesta del relevador de flujo.
- El dispositivo de protección contra sobrecorriente, permite detener el dispositivo de mando de los CDBC's durante una sobrecarga.
- En los transformadores con regulación en el lado de alta tensión y con arreglo de devanado normal, los esfuerzos de alta tensión pueden ocurrir en el interior del aislamiento del ruptor del CDBC tipo resistivo durante las pruebas de impulso, cuando el CDBC se encuentra en la posición media.

Dos protecciones principales del ruptor contra sobre voltajes se mencionan a continuación: el de *spark gap* y el de resistencias no lineales. Estos pueden instalarse en serie con las resistencias de transición, como se muestra en la **figura 3.2.18**.

El *spark gap* es una protección muy confiable contra sobretensiones, para utilizarlo en transformadores de mediana potencia. En los transformadores de alta potencia se utilizan las resistencias no lineales y también para todos aquellos transformadores donde el *spark gap* frecuentemente no puede operar.

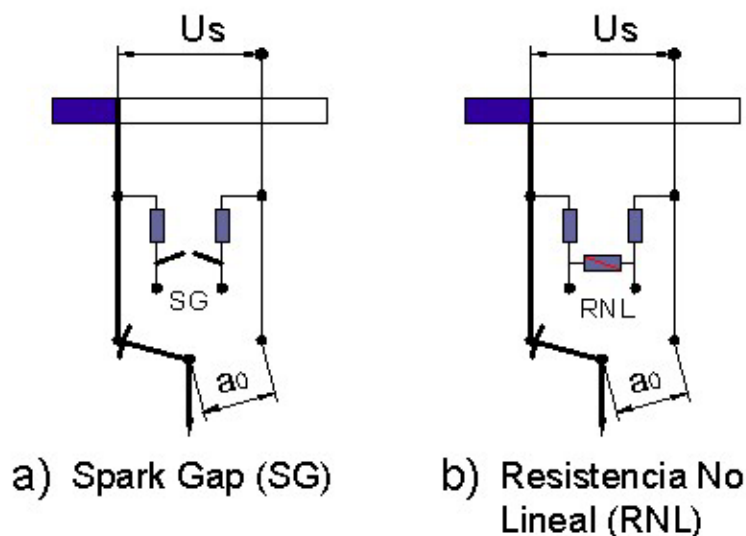


Figura 3.2.18 Dispositivo de protección contra sobrevoltaje.

3.2.6 Tipos de pruebas de los CDBC

- Elevación de temperatura de los contactos
- Prueba de corriente de corto circuito
- Prueba de impedancias de transición
- Pruebas dieléctricas

En el procedimiento ST-CT-018 del Tomo II del Manual de Transformadores y Reactores, se describen las pruebas para cambiadores de derivación.

3.2.6.1 Elevación de la temperatura de los contactos

Esta medición se realiza para verificar que la elevación de la temperatura sobre el medio que rodea a cada uno de los contactos (los cuales llevan continuamente una corriente), no exceda los valores dados en la **tabla 3.2.1**, cuando los contactos ya han alcanzado una temperatura constante a 1.2 veces el valor de corriente nominal.

Tabla 3.2.1 Elevación de temperatura límite de los contactos

Material del contacto	En aire (K)	En líquido (K)
Cobre puro	35 (-273.9°C)	20 (-252.89°C)
Cobre recubierto de plata / aleaciones	65 (-207.92°C)	20 (-252.89°C)
Otros materiales	Por experiencia	20 (-252.89°C)

Cuando el medio que rodea a los contactos es líquido, esta prueba puede realizarse a temperatura ambiente. La temperatura del medio circundante se mide a no menos de 25 mm debajo de los contactos, y se hace a través de termopares u otros medios convenientes, colocados en la superficie de los contactos, así como cerca del punto de contacto. La temperatura se considera estable, cuando la diferencia de ésta entre los contactos y el medio circundante no cambia más de 1 Kelvin (-271.87°C) por hora.

3.2.6.2 Pruebas de corriente de corto circuito

Todos los diseños de contactos, los cuales transfieren continuamente una corriente, están sujetos a corrientes de corto circuito con una duración de 2 segundos.

En el caso de CDBC trifásicos, es suficiente realizar la prueba en los contactos de una sola fase, a menos que se especifique lo contrario.

Si la prueba se realiza por cada fase, se aplica una corriente pico inicial de 2.5 ($\pm 5\%$) veces el valor r.m.s de la corriente nominal de corto circuito de la prueba y los contactos no deben ser movidos durante la realización de la prueba.

Cuando no se cuenta con las instalaciones apropiadas para realizar la conmutación de un punto de la onda y no es posible obtener tres aplicaciones con la corriente pico inicial de 2.5 veces el valor r.m.s. de la corriente de corto circuito, debe utilizarse la siguiente prueba:

El valor r.m.s de la corriente de prueba de corto circuito se incrementa, para obtener la corriente pico nominal para las tres aplicaciones y la duración de la prueba se reduce.

Cuando se usa este método, el producto del incremento de la corriente r.m.s al cuadrado, por la corta duración de la prueba, puede ser mayor que el producto de la corriente r.m.s. del corto circuito al cuadrado, por los dos segundos de duración.

3.2.6.3 Prueba de impedancias de transición

3.2.6.3.1 Resistencias de transición

Esta prueba puede realizarse con 1.5 veces la corriente máxima nominal en el voltaje de paso pertinente. Las resistencias deberán ser montadas en el CDBC en servicio, las cuales se cargarán (entrarán en operación) durante el funcionamiento del CDBC. El número de operaciones será equivalente a la mitad de un ciclo de

operación, las cuales no se podrán interrumpir con el mecanismo de mando, funcionando a su velocidad normal.

La temperatura de la resistencia se puede registrar y determinar, al final de la operación.

La elevación de la temperatura sobre el líquido circundante, con 1.5 veces la corriente máxima nominal, no deberá exceder 400 K (126.83°C), para un CDBC montado externamente (CDBC en un ambiente de aire) o de 350 K (76.87°C) para un CDBC montado internamente (CDBC en un ambiente líquido).

3.2.6.3.2 Reactancias de transición

Las reactancias de transición son normalmente probadas, de acuerdo con las especificaciones del transformador con el cual el CDBC es utilizado.

3.2.6.4 Pruebas dieléctricas

3.2.6.4.1 Generalidades

Los requisitos dieléctricos de un CDBC dependen del devanado del transformador al cual está conectado.

El fabricante del transformador es responsable, no sólo de seleccionar un CDBC con un nivel de aislamiento apropiado, sino de seleccionar el nivel de aislamiento de las terminales de conexión entre el CDBC y de los devanados del transformador.

3.2.6.4.2 Clasificación

Una selección adecuada del voltaje de prueba, permite clasificar a los CDBC's de acuerdo con la **tabla 3.2.2**.

Tabla 3.2.2 Clases de cambiadores de derivaciones bajo carga

Clase	Aplicación
I	Para usar en el punto neutro de los devanados.
II	Para usar en una posición diferente al punto neutro de los devanados.

3.2.6.4.3 Naturaleza de las pruebas

El nivel de aislamiento de un CDBC estará determinado por las pruebas dieléctricas realizadas de la siguiente manera:

- A tierra
- Entre fases
- Entre el primero y los últimos contactos del selector de derivaciones o del interruptor selector
- Entre dos contactos adyacentes del selector de derivaciones, o interruptor selector o algunos otros contactos importantes, en la configuración de los contactos del CDBC
- Entre los contactos del interruptor de conmutación (de transferencia) en su posición final abierta

3.2.6.4.4 Voltajes de prueba

Clase I

Prueba a tierra: los voltajes de la prueba se conformarán con los valores requeridos en la **tabla 3.2.3** ó **3.2.4**.

Para las pruebas entre fases: entre el primero y último contacto, entre dos contactos adyacentes y entre los contactos del interruptor de conmutación (de transferencia), en su posición final abierta: los valores de resistencia apropiados para el voltaje de impulso de rayo y si es aplicada una fuente de CA independiente, las resistencias de voltaje serán dadas por el fabricante del CDBC.

Clase II

Para las pruebas a tierra y entre fases el voltaje de prueba, se toma como referencia lo indicado en las **tablas 3.2.3** y **3.2.4**.

Para las pruebas entre el primero y último contacto, entre dos contactos adyacentes y entre los contactos del interruptor de conmutación (de transferencia) en su posición final abierta: los valores de resistencia apropiados para el voltaje de impulso de rayo, y si se aplica una fuente de CA independiente, serán dados por el fabricante del CDBC.

Tabla 3.2.3. Resistencias nominales de voltaje. Serie I, basado en la práctica Europea

Voltaje del equipo U_m kV (r.m.s.)	Resistencia nominal del voltaje de la fuente de CA independiente kV (r.m.s.)	Resistencia nominal del voltaje de impulso de rayo kV (pico)	Resistencia nominal del voltaje de impulso de maniobra kV (pico)
3.6	10	40	--
7.2	20	60	--
12	28	75	--
17.5	38	95	--
24	50	125	--
36	70	170	--
52	95	250	--
60	115	280	--
72.5	140	325	--
100	185	450	--
123	230	550	--
145	275	650	--
170	325	750	--
245	460	1050	850
300	460	1050	850
362	510	1175	950
420	630	1550	1175
550	680	1675	1300

Tabla 3.2.4 Resistencias nominales de voltaje. Serie II, basado en la práctica Norteamericana

Voltaje del equipo U_m kV (r.m.s.)	Resistencia nominal del voltaje de la fuente de CA independiente kV (r.m.s.)	Resistencia nominal del voltaje de impulso de rayo kV (pico)	Resistencia nominal del voltaje de impulso de maniobra kV (pico)
15	40	125	--
26.4	50	150	--
36.5	70	200	--
48.3	95	250	--
72.5	140	350	--
121	230	550	--
145	275	650	--
169	325	750	--
245	460	1050	850
300	460	1050	850
362	510	1175	950
420	630	1550	1175
550	680	1675	1300

3.2.6.4.5 Aplicación de los voltajes de prueba

Para las pruebas dieléctricas el CDBC es montado, dispuesto y secado en forma similar que cuando está en servicio. Sin embargo, no es necesario incluir las terminales para conectar el CDBC a los devanados del transformador. Estas pruebas pueden realizarse a cada componente por separado, demostrando que las condiciones dieléctricas son las mismas que se aplican.

La secuencia de prueba sugerida es la siguiente:

- Prueba de impulso de rayo
- Prueba de impulso de maniobra de, cuando se requiere
- Resistencia de voltaje con una fuente de CA independiente
- Prueba de descargas parciales, cuando se requiere

3.2.6.4.6 Prueba de potencial aplicado con una fuente de CA independiente

Esta prueba (cuya duración de cada aplicación será de 60 segundos) se realiza con un voltaje alterno monofásico, de acuerdo con la norma IEC 60060 en el valor requerido.

3.2.6.4.7 Prueba de impulso de rayo

La onda para esta prueba debe ser de un impulso estándar de $1.2/50 \mu s$, definido en la norma IEC 60060. Cada prueba comprenderá tres aplicaciones del voltaje con polaridad positiva y tres aplicaciones del voltaje con polaridad negativa, en el valor requerido.

3.2.6.4.8 Prueba de impulso de maniobra

Esta prueba es aplicada a los CDBC de clase II de U_m igual a 245 kV y más arriba. La prueba será hecha entre las partes vivas y partes conectadas a tierra del CDBC. La configuración de la prueba será indicada por el fabricante del CDBC. La forma del impulso será de $250/2500 \mu s$, especificado en la norma IEC 60060. Cada prueba comprenderá tres aplicaciones del voltaje con polaridad positiva y tres aplicaciones del voltaje con polaridad negativa.

3.2.6.4.9 Medición de descargas parciales

Esta prueba no es requerida en los cambiadores de derivaciones Clase I.

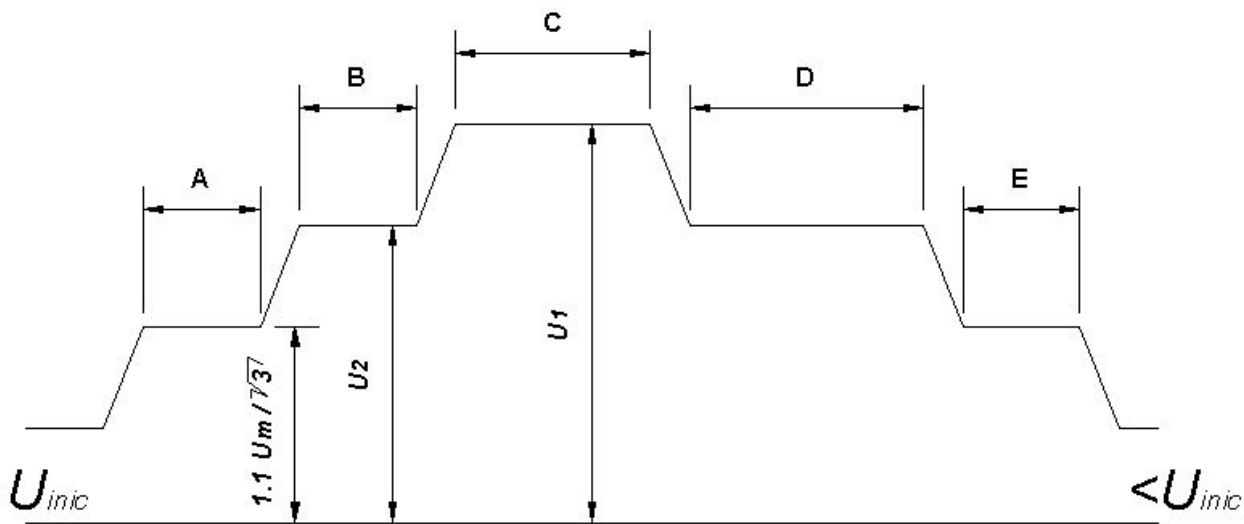
Para los CDBC Clase II en equipos con un voltaje U_m de 121 kV y más arriba, esta prueba se realiza entre las partes vivas y partes conectadas a tierra del cambiador de derivaciones.

La configuración de la prueba es indicada por el fabricante del CDBC y se realiza con un voltaje alterno monofásico de acuerdo con la norma IEC 60060.

La aplicación del voltaje se realiza de la siguiente manera:

- Iniciar la prueba con un nivel de voltaje no mayor que $1/3 U_2$
- Aumentar a $1.1 U_m / \sqrt{3}$ y mantener ahí durante 5 minutos
- Aumentar a U_2 y mantener ahí durante 5 minutos
- Aumentar a U_1 y mantener ahí durante un 1 minuto
- Inmediatamente después del tiempo de prueba, reducir hasta U_2 y mantenerse allí por lo menos 60 minutos, cuando $U_m \geq 300 kV$ ó 30 minutos para $U_m \leq 300 kV$ y se miden las descargas parciales
- Reducir a $1.1 U_m / \sqrt{3}$ y mantenerse allí durante 5 minutos
- Reducir al valor más bajo $1/3 U_2$, antes de apagar el equipo

La duración de la prueba se muestra a continuación:



- A = 5 min
 B = 5 min
 C = 1 min
 D = 60 min para $U_m \geq 300$ kV ó 30 min para $U_m \leq 300$ kV
 E = 5 min

Figura 3.2.19 Secuencia del tiempo para la aplicación del voltaje de prueba.

Durante toda la ejecución de la prueba, las descargas parciales son monitoreadas.

Los voltajes a tierra serán:

$$U_1 = U_m$$

$$U_2 = 1.5 U_m / \sqrt{3}$$

El nivel de ruido interno debe ser menor a 25 pC .

Las descargas parciales son analizadas y evaluadas de la siguiente forma:

Antes y después de la aplicación del voltaje de prueba, el nivel de ruido debe ser registrado en todos los canales de medición.

- Durante la elevación de voltaje al nivel U_2 y luego la disminución de U_2 a un nivel inferior, los posibles voltajes de inicio y extinción deben ser observados. La medición de la carga aparente debe ser tomada a $1.1 U_m / \sqrt{3}$.
- Una lectura deberá ser observada y registrada durante el primer período del voltaje U_2 .
- Una lectura debe ser observada y registrada durante el período del voltaje U_1 .
- Durante todo el segundo período del voltaje U_2 , el nivel de descargas parciales es continuamente observado, leído y registrado cada 5 minutos.

Bibliografía:

1. On-Load Tap-Changers for Power Transformers Operation, Principles, Applications and Selection; Krämer, Axel; 2000 Maschinenfabrik Reinhausen.
2. Electric Power Transformer Engineering; Harlow, James H; 2004, Edit CRC Press LLC.
3. Power Transformers Principles and Applications; Winders Jr, John J; 2002, Edit Marcel Dekker, Inc.
4. IEC 60214-1: 2003; Tap Changers- Part 1: Performance Requirements and Test Methods. Primera edición.
5. Cambiadores de derivación de Transformadores; apuntes del Centro de Capacitación Celaya, CFE.

3.3 Accesorios

En esta sección se enlistan y describen los accesorios y componentes externas que tiene un transformador de potencia, y que se enlistan a continuación:

- Tanque conservador
- Indicador magnético de nivel de aceite
- Relevador Buchholz
- Válvula de sobre presión
- Válvula de alivio
- Relevador de presión súbita
- Indicador de temperatura del aceite
- Indicador de temperatura de devanado
- Indicador de temperatura del punto más caliente (*Hot Spot*)
- Indicadores y/o registradores remotos de temperatura
- Gabinete de control
- Transformadores de corriente tipo boquilla
- Cambiador de derivaciones
- Boquillas (*Bushing*)
- Relevador de flujo
- Sistemas de preservación de aceite
- Radiadores
- Válvulas de radiadores
- Bombas e indicadores de flujo
- Ventiladores
- Empaques

3.3.1 Tanque conservador

La finalidad de este tanque es absorber la expansión térmica del aceite, que se produce al incrementar la temperatura en el tanque principal del transformador, originada por un aumento de carga o de la temperatura ambiente. La capacidad de este tanque debe ser entre el 10% y el 20% de la capacidad del tanque principal, ver **figura 3.3.1**.

3.3.2 Indicador magnético del nivel de aceite

Es un dispositivo que indica el nivel de aceite del tanque. Cuando existe un nivel bajo se activa una alarma. Está conformado de dos partes principales: la caja exterior y el cuerpo.

En la caja exterior se encuentra la carátula graduada y la aguja indicadora y está herméticamente cerrada, ver **figura 3.3.2**. Los más utilizados son el tipo columna y el prismático.

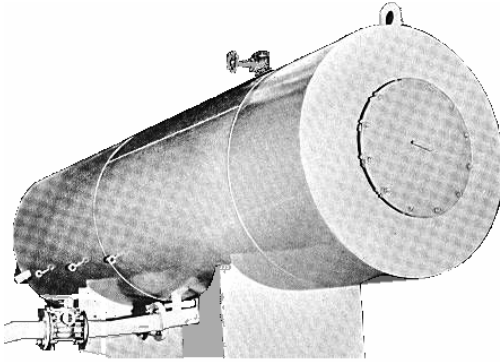


Figura 3.3.1 Tanque conservador.



Figura 3.3.2 Indicador magnético del nivel de aceite.

3.3.3 Relevador Buchholz

Es un dispositivo que aprovecha el incremento súbito de la presión del aceite o la generación de gases por una falla incipiente, para emitir una alarma o para accionar un disparo y para cumplir su función, requiere que se instale en la tapa superior del tanque.

Cuenta con dos flotadores con sus respectivos contactos de cierre: uno para cerrar el circuito de alarma y el otro para cerrar el circuito de disparo, que acciona al mecanismo de desconexión del transformador. Ambos flotadores operan por el desprendimiento de gases, ver **figura 3.3.3**.

3.3.4 Válvula de sobre presión

Este accesorio tiene la función de aliviar cualquier sobrepresión que se presente en el transformador, evitando daños o deformaciones en sus componentes. La válvula se calibra para operar a una presión determinada, ver **figura 3.3.4**, y pueden ser de dos tipos: de resorte y de diafragma.

El de tipo resorte es de reposición automática, ya que cierra de nuevo una vez que la sobrepresión ha sido liberada.

En cambio los de tipo diafragma se rompen y una vez aliviada la sobrepresión, se deben reponer.



Figura 3.3.3 Relevador Buchholz.

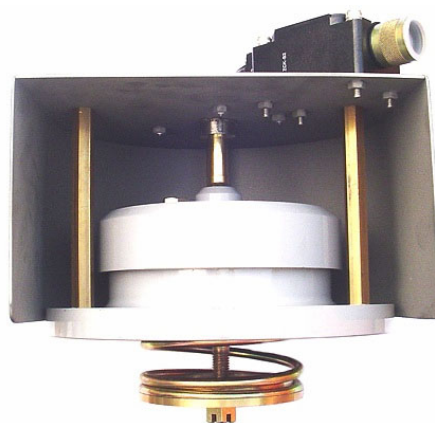


Figura 3.3.4 Válvula de sobrepresión.

3.3.5 Válvula de alivio

En un transformador que utiliza equipo *Inertaire*, la válvula de alivio del sistema regulador tiene como finalidad conservar la cantidad de nitrógeno dentro del tanque, permitiéndole escapar a la atmósfera cuando debido a la expansión del aceite, la presión excede un valor de presión predeterminada, ver **figura 3.3.5**.

3.3.6 Relevador de presión súbita

Este tipo de relevador entra en operación cuando la presión en el tanque del transformador se incrementa rápidamente, entonces la resistencia del igualador del relevador también se incrementa, lo que causa que el fuelle se expanda y cierre el microinterruptor, brindando una protección completa al transformador.

3.3.7 Indicador de temperatura del aceite

Tiene como función detectar la temperatura del aceite que se encuentra en la parte superior del tanque principal. En esta sección existe un gradiente mayor de temperatura, por lo que allí se localiza el sensor, ver **figura 3.3.6**.



Figura 3.3.5 Válvula de alivio.

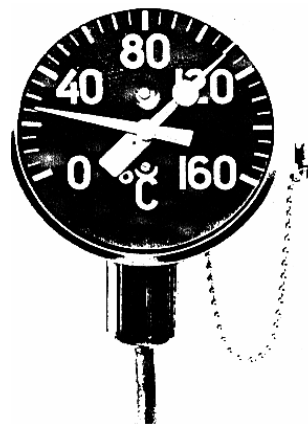


Figura 3.3.6 Indicador de temperatura del aceite.

3.3.8 Indicador de temperatura de devanado

Los devanados son una de las fuentes de generación de calor (la otra fuente es el núcleo), en operación normal, la corriente nominal es la que genera el calor, la cual se excede considerablemente en condiciones de falla. Un incremento de temperatura en los devanados provoca el envejecimiento de los aislamientos, por lo que es necesario mantener el nivel adecuado. Para monitorear esta temperatura se utiliza un transformador de corriente, conectado a una resistencia en derivación y a su vez a un indicador de temperatura. La función de este indicador es medir indirectamente la temperatura media de los devanados, también se conoce como *Winding Temperature Indicator*, ver **figura 3.3.7**.

3.3.9 Indicador de temperatura máxima de operación *hot spot*

Su función es indicar la temperatura máxima de los devanados. Los sensores convencionales miden los cambios de temperatura en la parte superior e inferior del aceite. Estos sensores no pueden conectarse directamente a los devanados del transformador, por lo que la indicación de la temperatura máxima se determina de manera indirecta, utilizando la temperatura superior del aceite y el nivel de corriente del transformador, ver **figura 3.3.8**.

El elemento térmico consiste en una espiral de material bimetálico, que está fija en un extremo y en el otro extremo está acoplado a una flecha de operación. El bimetálico y la flecha de operación están encerradas en un tubo de acero, montado sobre la base del relevador. La flecha indicadora está acoplada directamente a la flecha principal.

Dicho tubo está rodeado por una bobina de calefacción, diseñada para calentar al elemento bimetálico, hasta la temperatura del punto más caliente en el devanado, cuando recibe una corriente proporcional a la que lleva el devanado del transformador.

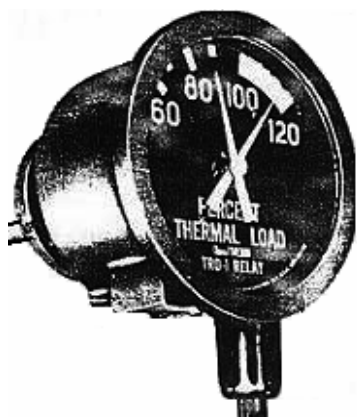


Figura 3.3.7 Indicador de temperatura de devanado.

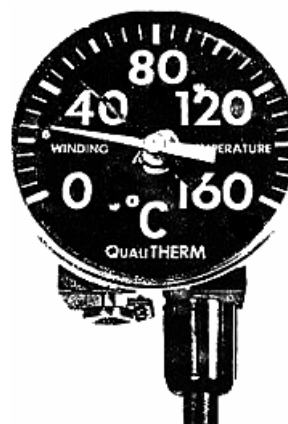


Figura 3.3.8 Indicador de temperatura del punto más caliente (*Hot Spot*).

3.3.10 Indicadores y/o registradores remotos de temperatura

Estos indicadores miden la temperatura del aceite y en forma indirecta la de los devanados. Los transformadores de gran potencia tienen sensores resistivos de cobre, los cuales se calibran para detectar variaciones de temperatura entre 10°C y 25°C, y que se conectan a un registrador de temperatura que se encuentra ubicado en la sala de control.

3.3.11 Gabinete de control

Este gabinete tiene la finalidad de concentrar las terminales de los dispositivos, las alarmas, los controles de los ventiladores de enfriamiento, las señales de los transformadores de corriente y de las resistencias calefactoras, entre otros, ver **figura 3.3.9**.

3.3.12 Transformadores de corriente

Generalmente tienen construcción tipo dona y se instalan en las boquillas en una región, en el lado aceite, que tiene referencia de tierra, expresamente preparada para esta función. Su finalidad es proporcionar una señal de corriente proporcional a la corriente del transformador, para medición y protección.

3.3.13 Cambiador de derivaciones

La finalidad del cambiador de derivaciones es modificar la relación del voltaje, de acuerdo con las necesidades del sistema, ver **figura 3.3.10**. Existen dos tipos:

- Cambiador de derivaciones con operación sin carga. Se opera manualmente con una manivela, cuando el transformador se encuentra fuera de operación. Para evitar daños y accidentes, tiene un seguro que impide operarlo cuando el transformador está energizado.
- Cambiador de derivaciones con operación bajo carga. Se puede operar en cualquier condición de carga del transformador, aun estando energizado. La operación se puede hacer con un control local o remoto. También puede operarse en forma automática, si se fija el nivel de voltaje requerido. El cambiador bajo carga también puede operarse manualmente.



Figura 3.3.9 Gabinete de control.

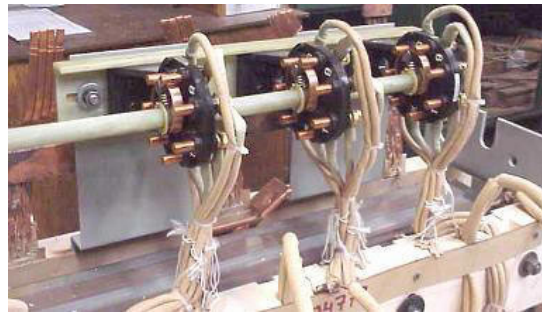


Figura 3.3.10 Cambiador de derivaciones Trifásico.

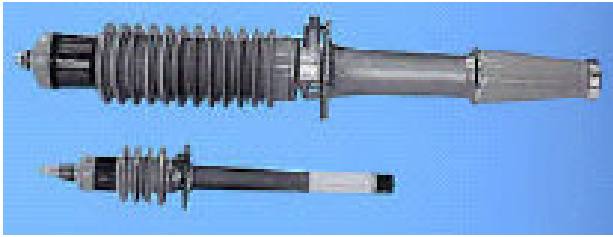


Figura 3.3.11 Boquillas.



Figura 3.3.12 Deshumidificador de aire.

3.3.14 Boquillas (*Bushing*)

Su función consiste en permitir la conexión eléctrica entre las terminales de los devanados del transformador y la red eléctrica. Los tipos básicos de construcción son: de aislamiento sólido, de tipo capacitivo, con sistema de aislamiento papel-aceite en distintas modalidades, papel impregnado con aceite, papel impregnado con resina, papel devanado con resina y con envolventes de porcelana o compuestos poliméricos, ver **figura 3.3.11**.

3.3.15 Relevador de flujo

Este relevador va colocado entre el cambiador de derivaciones bajo carga y su tanque conservador. Está formado por una cámara, donde se encuentra un interruptor de mercurio instalado en una placa. Cuando por una falla en el ruptor se origina repentinamente un flujo de aceite, la placa es impulsada hacia delante, activando de inmediato el interruptor de mercurio, el cual manda la apertura de los interruptores de alta y baja tensión del transformador, quedando desenergizado de inmediato.

3.3.16 Sistemas de preservación de aceite

Su función es evitar la oxidación y contaminación del aceite provocada por la humedad, el polvo y otros contaminantes sólidos que se encuentran en el medio ambiente, ver **figura 3.3.12**. Generalmente se utilizan los siguientes sistemas:

- a) Respiración a través del material deshidratante, generalmente *sílica gel* que es un material compuesto por aluminato de calcio, con un indicador de color
- b) Con sello de gas inerte (generalmente nitrógeno)
- c) Con sello a través de una membrana o bolsa elástica

3.3.17 Radiadores

Estos dispositivos permiten disipar el calor generado en el transformador. El aceite se hace circular por convección natural o por circulación forzada de éste. Cuando está caliente, el aceite ingresa en la parte superior de los radiadores, intercambia el calor con el medio ambiente y retorna nuevamente al tanque en la conexión inferior de los radiadores, con el tanque principal, ver **figura 3.3.13**.

Algunos tipos básicos son:

a) Tipo tubo

Es básicamente un tubo de paredes delgadas (1 mm o 2 mm de espesor) aplanadas, lo que reduce la cantidad de aceite en el radiador. Estos tubos son soldados manualmente a un colector (cabezal) en ambos extremos.

b) Tipo plato

Está formado por dos láminas de acero delgado troqueladas de 1 mm a 1.5 mm. En este caso los colectores (cabezales) son colocados a presión dentro de las obleas y luego son soldados manualmente por la parte interna.

c) Tubo con aletas

Este tipo de radiadores permite obtener una mayor disipación del calor del aceite, por medio del contacto del aire a través de las aletas. Debido a que las aletas están en contacto con el tubo, absorben el calor del aceite circulante y éstas a su vez disipan el calor al estar en contacto con el flujo de aire.

3.3.18 Válvulas de radiadores

Permiten el paso del aceite del tanque al radiador y viceversa. En caso de fugas en los radiadores, sirven para sellar el radiador y facilitan el desmontaje del mismo.

3.3.19 Bombas e indicadores de flujo

Estos accesorios se utilizan para incrementar el flujo del aceite a través de los radiadores para acelerar la disipación de calor generado en el transformador. Este equipo tiene un indicador que permite observar la operación de la bomba y el sentido del flujo, ver **figura 3.3.14**.



Figura 3.3.13 Radiadores.



Figura 3.3.14 Bomba axial.

3.3.20 Ventiladores

Estos dispositivos se utilizan para generar un flujo de aire sobre la superficie de los radiadores, e incrementar el nivel de disipación del calor, ver **figura 3.3.15**. Es posible incrementar la capacidad de carga del transformador hasta un 25%, utilizando ventiladores.

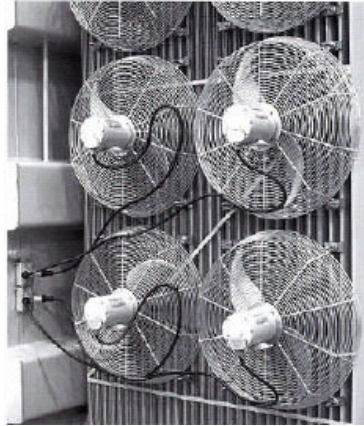


Figura 3.3.15 Ventiladores.

3.3.21 Empaque

Su función es mantener la hermeticidad del transformador. En la especificación de la CFE No. K0000-06, se recomienda que los empaques se fabriquen con corcho o neopreno. Existe la alternativa de utilizar nitrilo y butilo neopreno, pero se han tenido experiencias con resultados negativos, por lo que no se recomienda su uso. Es aconsejable que al cambiar un radiador, boquilla o destapar algún registro, los empaques se cambien.

3.3.22 Pinturas

La pintura tiene como función permitir con facilidad la transferencia de calor y proteger contra la corrosión al transformador.

Para seleccionar la pintura adecuada para cada caso, se tomarán en cuenta las características particulares de cada instalación, en cuanto a la agresividad del medio (corrosión) o el aprovechamiento de la transmisión de calor, para aumentar la capacidad de carga del transformador.

En la actualidad no se cuenta con una pintura que cumpla al máximo con las dos características requeridas.

Para el caso de corrosión, se recomienda usar recubrimiento anticorrosivo según especificación CFE D8500-01.

Para el caso donde la transmisión de calor sea determinante, se usarán pinturas de base metálica (plomo aluminio).

Recomendaciones generales para pinturas

Es muy importante supervisar la aplicación de la pintura, incluyendo la preparación de la superficie y revisando que el recubrimiento sea total en la superficie, incluyendo partes agudas, tornillos, remaches, etc.

Los transformadores deberán llevar una capa de compuesto primario de 2 y 3 milésimas de espesor y una última capa de acabado con similar espesor; siendo muy importante la medición de éste con un medidor magnético.

A continuación se describe un principio de la forma de hacer la limpieza de materiales ferrosos.

La limpieza a base de *chorro* es un procedimiento efectivo para la limpieza de metales, porque remueve las incrustaciones y el óxido ferroso, así como también elimina algo de la rugosidad propia de los metales, permitiendo en esta forma, una mejor adherencia de las capas de pintura.

Con este procedimiento se obtiene una superficie de un color gris brillante y el metal sufre una disminución en su espesor, que está en razón con el grado de limpieza que se desee, cantidad de aire y tipo de abrasivo empleado. Para la obtención de los efectos deseados, el *Steel Structures Painting Council*, ha establecido normas para diferentes grados de limpieza, tales como:

- **Limpieza con *chorro* grado comercial**

En este proceso el óxido, incrustaciones y metales extraños son eliminados, pero no así las escamas de laminación, pudiendo aparecer grietas sobre la superficie durante la limpieza.

Los abrasivos utilizados para la limpieza a chorro son la arena, por su fácil obtención y bajo costo; las rebabas de metal, debido a que pueden volver a utilizarse en otra limpieza y los perdigones o municiones de hierro. Sin embargo, como estas partículas son redondas y lisas, tienden a aplastar los materiales contra la superficie que se trata de eliminar.

- **Limpieza manual**

Donde el uso de limpieza a base de *chorro* es prácticamente imposible y el equipo no es del todo adecuado, se puede hacer uso de herramientas para la limpieza como son: cepillos de alambre, rasquetas, cinceles y martillos neumáticos, entre otros. Este tipo de operación es lento y no aconsejable para grandes áreas fuertemente adheridas, tales como pinturas anteriores, óxido o incrustaciones, mientras que la escama de laminación o incrustaciones fuertes son prácticamente imposible de eliminarlas. Esta forma de limpieza también puede emplearse en áreas inaccesibles.

En la **figura 3.3.16** se pueden apreciar los siguientes componentes y accesorios de un transformador:

1	Tanque conservador	12	Conexión para la válvula de conexión del filtro prensa
2	Relevador Buchholz	13	Salida para <i>hot spot</i>
3	Válvula tipo brida	14	Registro de inspección
4	Tubería del tanque conservador	15	Salida para la válvula de sobre presión mecánica
5	Boquillas de baja tensión	16	Orejas para levantamiento
6	Boquillas de alta tensión	17	Apoyos para gato
7	Asientos de boquillas de baja tensión	18	Orificio de drenado
8	Asientos de boquillas de alta tensión	19	Soportes para escalera
9	Tapón para llenado del transformador	20	Soportes de la base del tanque
10	Salida para válvula de conexión del sistema de vacío	21	Base del tanque
11	Salidas para soportes de apartarrayos en baja tensión		

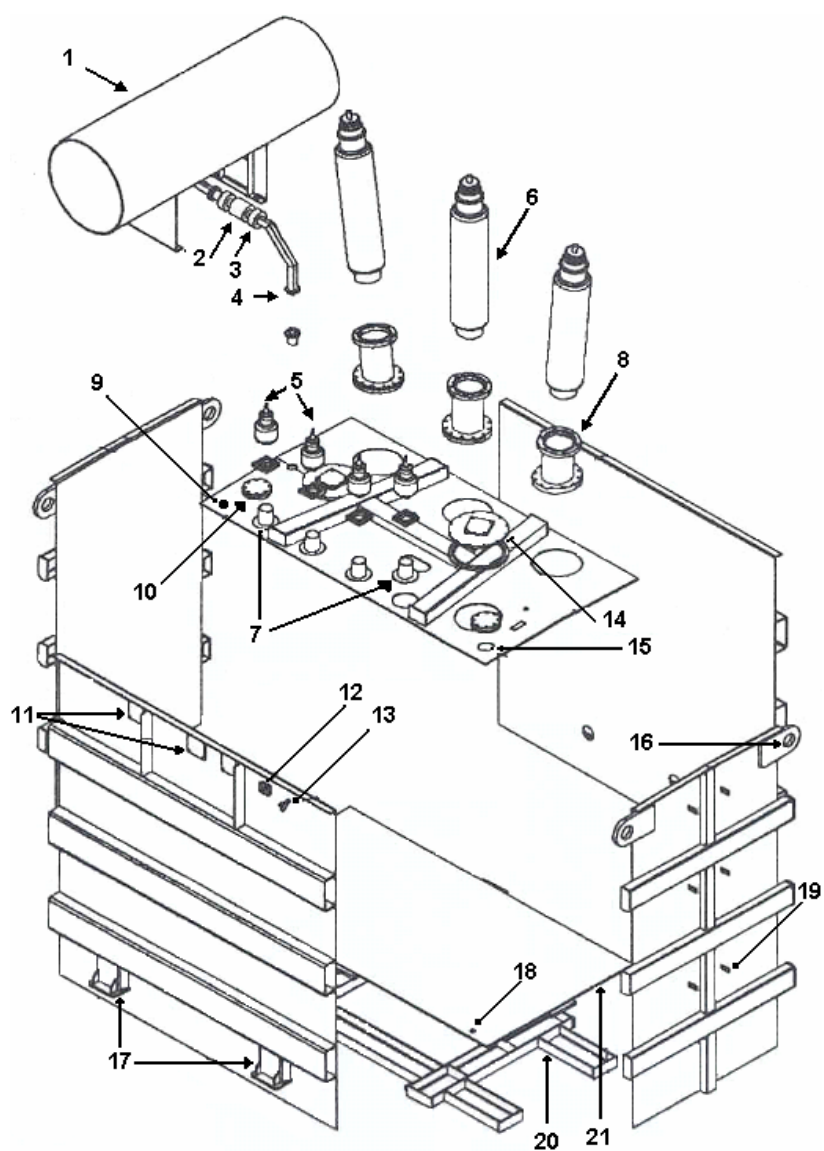


Figura 3.3.16 Accesorios de un transformador.