



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLÁN**

**“Protecciones de un Transformador de Potencia de 30 MVA de 85/23 KV.”**

**TESIS**

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:  
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

**PRESENTA:**

**LUIS ENRIQUE ISLAS GARCÍA**

**Asesor: ING. ARTURO ÁVILA VÁZQUEZ**

**CUAUTITLÁN IZCALLI, ESTADO DE MÉXICO, 2017.**



Universidad Nacional  
Autónoma de México



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

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

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

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



FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLÁN  
UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN ESCOLAR  
DEPARTAMENTO DE EXÁMENES PROFESIONALES

FACULTAD DE ESTUDIOS  
SUPERIORES-CUAUTITLÁN

ASUNTO: VOTO APROBATORIO

M. en C. JORGE ALFREDO CUÉLLAR ORDAZ  
DIRECTOR DE LA FES CUAUTITLÁN  
PRESENTE

ATN: I.A. LAURA MARGARITA CORTAZAR FIGUEROA  
Jefa del Departamento de Exámenes Profesionales  
de la FES Cuautitlán.

Con base en el Reglamento General de Exámenes, y la Dirección de la Facultad, nos permitimos comunicar a usted que revisamos el: **Trabajo de Tesis**

Protecciones de un Transformador de Potencia de 30 MVA de 85/23 KV

Que presenta el pasante: **LUIS ENRIQUE ISLAS GARCÍA**

Con número de cuenta: **30910473-3** para obtener el Título de la carrera: **Ingeniería Mecánica Eléctrica**

Considerando que dicho trabajo reúne los requisitos necesarios para ser discutido en el **EXAMEN PROFESIONAL** correspondiente, otorgamos nuestro **VOTO APROBATORIO**.

ATENTAMENTE

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

Cuautitlán Izcalli, Méx. a 29 de mayo de 2017.

**PROFESORES QUE INTEGRAN EL JURADO**

	NOMBRE	FIRMA
<b>PRESIDENTE</b>	M. en I. Benjamín Contreras Santa Cruz	
<b>VOCAL</b>	Ing. María de la Luz González Quijano	
<b>SECRETARIO</b>	Ing. Arturo Ávila Vázquez	
<b>1er. SUPLENTE</b>	Ing. Oscar Cervantes Torres	
<b>2do. SUPLENTE</b>	Ing. Ángel Isaías Lima Gómez	

NOTA: los sinodales suplentes están obligados a presentarse el día y hora del Examen Profesional (art. 127).

LMCF/ntm\*

## Agradecimientos

*A Dios:*

*Por permitirme gozar cada una de las etapas de la vida; por las personas que hacen de mí una mejor versión, por las experiencias, lecciones y maravillosos recuerdos que conlleva.*

*A mis padres:*

*Agapita Alma Edith García Moreno,*

*Benito Islas Jiménez.*

*Por siempre creer en mí, por su gran amor y por siempre apoyarme en mis sueños y proyectos.*

*A mi familia:*

*A todos aquellos hermana, tíos, primos y sobrinos con los que sé que siempre puedo contar y que me apoyan y motivan a seguir adelante.*

*A mis amigos:*

*Por su compañía, motivación y comprensión, por todos aquellos momentos de aventuras, alegrías y diversión; por estar siempre cuando más los necesitaba y mostrarme otros enfoques de la vida.*

*A mis profesores:*

*Por aquellos maestros que me brindaron grandes lecciones, conocimientos y apoyo para mejorar como persona, estudiante y profesionista.*

*A todas las instituciones que me formaron en mi infancia, a la Universidad Nacional Autónoma de México por brindarme la oportunidad de estudiar en la Escuela Nacional Preparatoria 9 “Pedro de Alba” y en la Facultad de Estudios Superiores Cuautitlán.*

## **Introducción.**

El transformador es uno de los elementos principales que se encuentran dentro de una subestación eléctrica e invariablemente en un sistema eléctrico de potencia, gracias a este elemento es posible la transformación de los parámetros de tensión y de corriente, por lo anterior y gracias a estas características nos brinda la posibilidad de transmitir grandes cantidades de potencia a distancias bastante considerables, permitiendo de esta manera disponer de las diversas fuentes de energía tales como (hidráulica, nuclear, geotérmica, etc.) mismas que comúnmente se encuentran retiradas de los centros de consumo.

Dadas las características un transformador requerirá de mayor cantidad de protecciones a medida que su capacidad aumente, esto debido a que los costos de un transformador que maneja altas cantidades de energía son realmente muy elevados y los daños que puede causar una falla pueden ser irreversibles, causando por ende pérdida total de la máquina en cuestión.

Por lo anterior. Las protecciones tales como los relevadores son parte básica y fundamental en éste tipo de transformadores, previniendo así fallas y daños no solo materiales si no inclusive que involucran al personal que está a cargo del mantenimiento y manejo de estos.

## **Objetivo del trabajo.**

El objetivo del trabajo es el de dar a conocer los principales elementos presentes en un transformador de potencia de 30 MVA de 85/23 KV; para su correcto funcionamiento, en éste se encuentran desde los dispositivos que forman parte esencial de su operación así como aquellas protecciones que intervienen en el caso de presentarse una falla o en su defecto una operación que resulte anormal para el transformador y que puede poner en riesgo el tiempo de vida estimado o en definitiva causar la pérdida total del transformador, brindando al lector un bosquejo que le permita tener conocimiento de dichas protecciones en cuanto a su importancia, funciones y características.

## **Metodología.**

La metodología a emplear para la realización de esta obra se sustenta en la investigación de diversas fuentes de información, tales como manuales, libros, experiencias laborales del asesor y páginas en línea relacionados con el trabajo en cuestión, procurando en la medida de lo posible la simplificación en la explicación de los temas incluidos, para que pueda ser entendible y digerible para los estudiantes que se van adentrando al mundo de las protecciones de los sistemas eléctricos de potencia.

## Índice

<b>CAPITULO I. TEORÍA DE FUNCIONAMIENTO.</b> .....	<b>2</b>
<b>1.1 Definición de un transformador.</b> .....	<b>2</b>
<b>1.2 Relación de transformación.</b> .....	<b>3</b>
<b>1.3 Transformador ideal.</b> .....	<b>4</b>
<b>1.4 Transformador real.</b> .....	<b>5</b>
1.4.1 Pérdidas por efecto joule o en el cobre .....	6
1.4.2 Pérdidas por Histéresis. ....	6
1.4.3 Pérdidas por flujo de dispersión. ....	9
1.4.4 Pérdidas por corrientes de Foucault o parásitas .....	10
<b>1.5 Características generales transformador</b> .....	<b>13</b>
<b>CAPITULO II. PARTES CONSTRUCTIVAS.</b> .....	<b>16</b>
<b>2.1 Elementos fundamentales Introducción</b> .....	<b>16</b>
2.1.1 Núcleo (tipos de núcleo) .....	17
2.1.2 Devanados .....	19
2.1.3 Tanque Conservador .....	20
2.1.4 Boquillas terminales (bushing).....	22
2.1.5 Cambiador de derivaciones (TAP).....	23
2.1.6 Indicador de nivel de aceite.....	25
2.1.7 Válvula de drenaje.....	28
2.1.8 Dispositivo para muestra de aceite.....	29
2.1.9 Grifo de llenado.....	31
2.1.10 Placa de características .....	31
2.1.11 Des-humectador de silica-gel .....	34
2.1.12 Sistema de puesta a tierra. ....	37
2.1.13 Cuchillas seccionadoras .....	39
<b>2.2 Sistema de enfriamiento.</b> .....	<b>41</b>
2.2.1 Tipos de enfriamiento.....	42
2.2.2 Radiadores.....	46
2.2.3 Ventiladores. ....	47
2.2.4 Bombas.....	48



<b>CAPITULO III. PRINCIPALES FALLAS DE UN TRANSFORMADOR.....</b>	<b>50</b>
<b>3.1 Introducción.....</b>	<b>50</b>
<b>3.2 Sobre-corriente.....</b>	<b>51</b>
<b>3.3 Corto circuito.....</b>	<b>51</b>
<b>3.4 Sobretensiones.....</b>	<b>53</b>
<b>3.5 Falla entre espiras.....</b>	<b>54</b>
<b>3.6 Perturbaciones.....</b>	<b>58</b>
3.6.1 Generación de Gas .....	59
3.6.2 Sobrepresión.....	60
3.6.3 Envejecimiento del aislamiento .....	60
<b>CAPITULO IV. PROTECCIONES ELÉCTRICAS.....</b>	<b>65</b>
<b>4.1 Relevador.....</b>	<b>65</b>
<b>4.2 Características generales de las protecciones eléctricas.....</b>	<b>65</b>
<b>4.3 Tiempo de Operación del Relevador.....</b>	<b>67</b>
<b>4.4 Coordinación de protecciones.....</b>	<b>70</b>
<b>4.5 Protección primaria y secundaria.....</b>	<b>71</b>
<b>4.6 Elementos auxiliares del relevador eléctrico.....</b>	<b>74</b>
4.6.1 Transformadores de instrumento.....	74
<b>4.7 Interruptores y Contactos.....</b>	<b>79</b>
4.7.1 Interruptor (52).....	79
4.7.2 Contactos.....	79
<b>4.8 Pick Up y Drop Out.....</b>	<b>80</b>
4.8.1 Salida de Disparo .....	81
<b>4.9 Evolución del relevador a través del tiempo.....</b>	<b>81</b>
4.9.1 Relevador de tipo inducción.....	81
4.9.2 Relevador micro procesado.....	84

<b>CAPITULO V. PROTECCIONES MECÁNICAS.....</b>	<b>95</b>
<b>5.1 Introducción .....</b>	<b>95</b>
<b>5.2 Relevador de Flujo de Gases (Buchholz) .....</b>	<b>95</b>
<b>5.3 Relevador de presión Súbita .....</b>	<b>99</b>
<b>5.4 Relevadores de Sobrepresión. ....</b>	<b>100</b>
<b>5.5 Nivel de aceite.....</b>	<b>103</b>
<b>5.6 Imagen térmica (26).....</b>	<b>105</b>
<b>5.7 Termómetro (26).....</b>	<b>106</b>
<b>CAPITULO VI. PROTECCIONES ELÉCTRICAS.....</b>	<b>109</b>
<b>6.1 Protección diferencial (87) .....</b>	<b>109</b>
<b>6.2 Relevador de sobre corriente tipo instantáneo (50 H).....</b>	<b>121</b>
<b>6.3 Relevador de sobre corriente temporizado (51 H).....</b>	<b>123</b>
6.3.1 Relevador de sobre corriente temporizado a neutro (51N). ....	129
<b>Conclusiones .....</b>	<b>134</b>
<b>Índice de imágenes .....</b>	<b>137</b>
<b>Bibliografía .....</b>	<b>139</b>

# CAPITULO I

## Teoría de funcionamiento

- 1.1 Definición de un transformador.
- 1.2 Relación de transformación.
- 1.3 Transformador ideal.
- 1.4 Transformador real.
  - 1.4.1 Pérdidas por efecto joule o en el cobre.
  - 1.4.2 Pérdidas por Histéresis.
  - 1.4.3 Pérdidas por flujo de dispersión.
  - 1.4.4 Pérdidas por corrientes de Foucault o parásitas.
- 1.5 Características generales transformador.

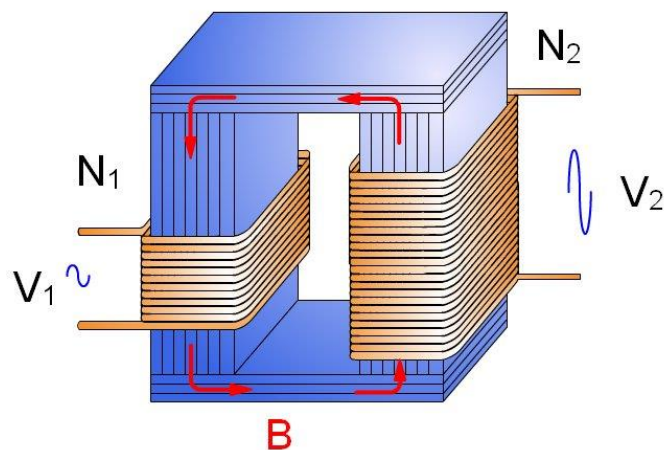
## CAPITULO I. Teoría de funcionamiento.

### 1.1 Definición de un transformador.

#### Transformador

Un transformador es un elemento cuya finalidad es la de poder cambiar la potencia eléctrica alterna que se encuentra a un determinado nivel de voltaje a una potencia eléctrica alterna con otro nivel de voltaje pero sin afectar la frecuencia mediante la acción de un campo magnético.

Está compuesto por 2 o más bobinas de alambre conductor que se enrollan alrededor de un núcleo ferromagnético. Dichas bobinas por lo regular no se encuentran conectadas directamente entre sí, como se puede observar en la Figura 1.1; la única unión entre las bobinas es el flujo magnético que tienen en común mismo que está dentro del núcleo.



1 Figura 1.1 Imagen de un transformador ideal monofásico.

Uno de los devanados del transformador está conectado a una fuente de energía eléctrica alterna y el segundo suministra la energía eléctrica a las cargas. Se le conoce como devanado primario o devanado de entrada al devanado del transformador que se conecta a la fuente de potencia, mientras que el devanado secundario o devanado de salida es el que se conecta a la carga.

## 1.2 Relación de transformación.

La relación de transformación en estas máquinas está directamente ligada con los devanados y el número de espiras que lo conforman tanto en el lado primario como en el lado secundario, se explica de manera general el principio de este fenómeno o característica mediante la siguiente ecuación:

$$\frac{V_P}{V_S} = \frac{N_P}{N_S}$$

Donde:

$N_P$ = Vueltas de alambre en el lado primario

$N_S$ = Vueltas de alambre en el lado secundario

$V_P$ = Voltaje aplicado en el lado primario

$V_S$ = Voltaje producido en el lado secundario

Siendo para el caso de transformación para la corriente:

$$\frac{I_P}{I_S} = \frac{N_S}{N_P}$$

Donde:

$I_P$ = Corriente que fluye por el lado primario

$I_S$ = Corriente que sale por el lado secundario

$a$ = se define como la relación de transformación dada por:

$$\frac{N_P}{N_S} = a$$

### **1.3 Transformador ideal.**

El concepto de transformador ideal es considerado más habitualmente para su uso didáctico cuando se instruye la enseñanza de los conceptos básicos de ésta máquina facilitando su análisis y explicación; básicamente se maneja al transformador ideal como aquel dispositivo que no presenta pérdidas tanto en el devanado de entrada como en el devanado de salida. De tal forma que la

potencia que se tiene a la salida de un transformador ideal será la misma que la potencia de entrada. Aplicándose de esta manera la relación de potencia reactiva “Q” y aparente “S”:

$$Q_{entrada} = V_P I_P \text{ sen } \theta = V_S I_S \text{ sen } \theta = Q_{salida}$$

$$S_{entrada} = V_P I_P = V_S I_S = S_{salida}$$

#### **1.4 Transformador real.**

Al contrario que en el caso donde se presenta al transformador como ideal, en el campo real existe una amplia gama de factores que propicia que existan pérdidas o incluso fallas en un transformador, dichos factores pueden generar una reducción en la eficiencia del funcionamiento en un transformador, pueden existir pérdidas debido a calentamientos y eso a su vez al deterioro de los materiales utilizados en esta máquina; además de factores ambientales como la humedad o temperatura del clima merman la operación del transformador. Siempre se busca tener el mejor desempeño y confianza de un sistema eléctrico por lo que constantemente surgen nuevas alternativas para mejor eficacia y al menor precio posible; a continuación se muestra un bosquejo muy general de las pérdidas presentes en el transformador real:

### **1.4.1 Pérdidas por efecto joule o en el cobre**

Estas pérdidas son debido a la resistencia en el material del conductor, mismo que se usa para los embobinados del transformador cuando en estos pasa la corriente primaria y secundaria. Dicha pérdida va directamente relacionada con la resistencia del conductor y al cuadrado de la corriente que circula matemáticamente hablando se muestra de la forma:

$$Pérdidas por efecto Joule = I^2R$$

Para disminuir este efecto se puede aumentar la sección transversal de los devanados sin embargo esto ocasiona un mayor aumento en la cantidad de material requerido para su fabricación además de que el peso aumenta de forma muy considerable.

### **1.4.2 Pérdidas por Histéresis.**

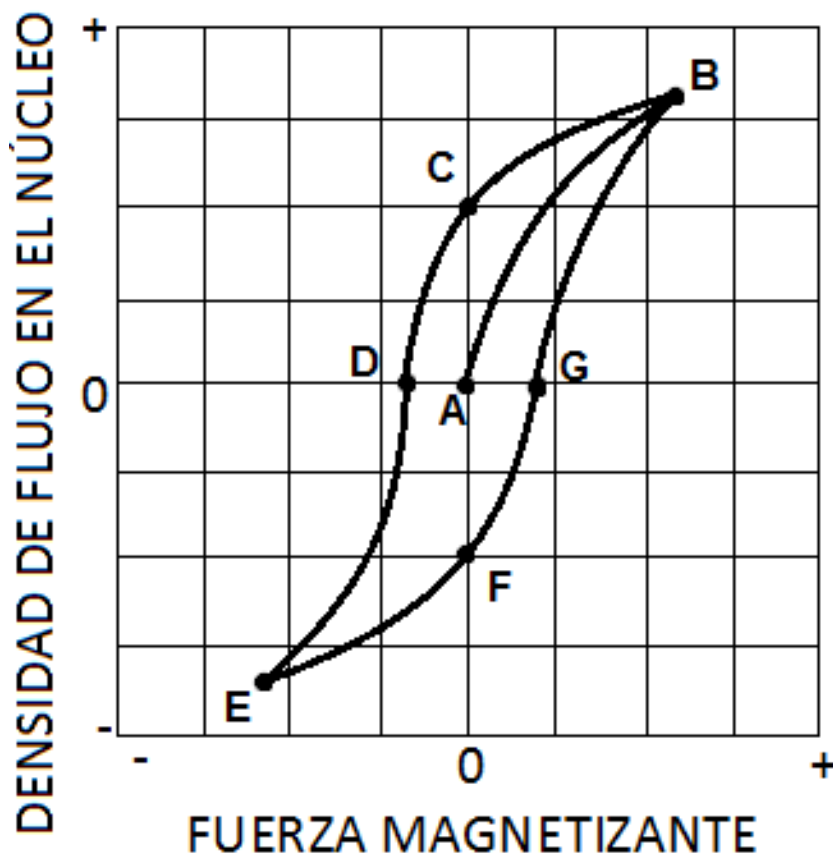
Se define a la histéresis como el atraso en la orientación de las moléculas con respecto a la fuerza magnetizante; Mientras que a la pérdida por histéresis se debe a la energía requerida para alimentar a las moléculas y lograr que giren y tiendan a alinearse con el campo magnético.

Otro factor que afecta mucho en la pérdida de histéresis es la de la frecuencia de la corriente en el transformador, ya que a mayor frecuencia las moléculas del núcleo tendrán que invertir la



alineación mayor cantidad de ocasiones por segundo; de forma tal que será necesaria una mayor cantidad de energía para lograrlo, por lo anterior en los transformadores con núcleo de hierro no se aplican para altas frecuencias.

En si la palabra histéresis viene del griego y cuyo significado es atraso, para su aplicación en este caso hace referencia al atraso que existe en la imantación del material con respecto al campo que se le aplica.



2 Figura 1.4.2 Curva de histéresis.

Imagen recuperada de [Jiménez, J. Ortega & A. Rico, H, 14]

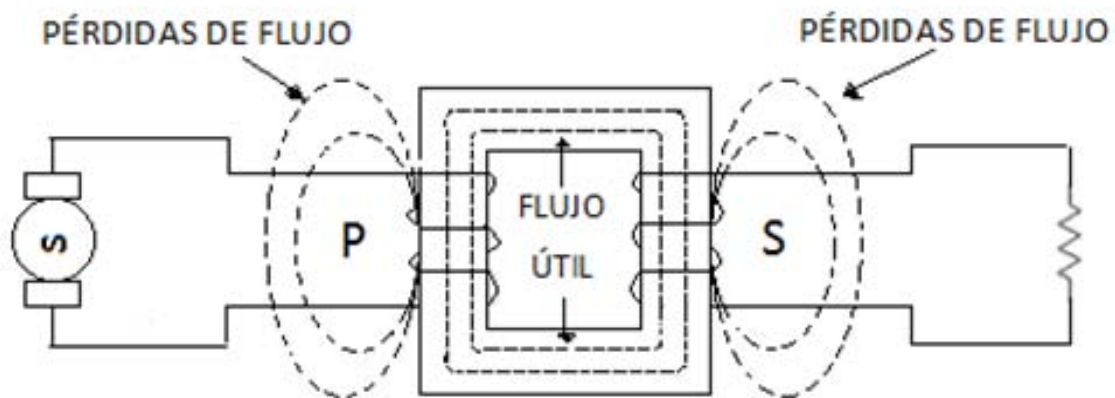
En esta curva el punto A representa la ausencia de una fuerza magnetizante y por ende no existe un flujo en el núcleo; al aplicar la fuerza magnetizante en dirección positiva la curva avanza al punto B, que corresponde al flujo del núcleo en dirección positiva; se puede observar que al reducirse la fuerza magnetizante a cero (punto C), se tiene aún presente flujo en el núcleo en la dirección positiva, a esta densidad de flujo que aún permanece cuando la fuerza magnetizante es cero se le conoce como “densidad de flujo residual” y ésta misma es la que hace posible crear imanes permanentes. Antes de que el material sea magnetizado la fuerza magnetizante debe invertir su dirección y abordar al punto D, lo que corresponde a una densidad de flujo cero.

Siguiendo el ciclo completo de la fuerza magnetizante (D a E) y con ello completar un segundo ciclo (EFGBCDE) se puede apreciar cómo la magnetización del núcleo se encuentra atrasada con respecto a la fuerza magnetizante.

Por lo anteriormente mencionado los fabricantes buscan opciones que permitan disminuir las pérdidas que se ocasionan por este fenómeno, por lo que desde el año de 1896 se implementó el hierro al silicio en las laminaciones del núcleo del transformador, esto inicialmente para la reducción del envejecimiento de éste, sin embargo las propiedades de esta aleación permiten tener un comportamiento como la gráfica de histéresis mucho menor; dicha aleación se ha ido perfeccionando teniendo un desarrollo desde el año de 1957 laminaciones de hierro al silicio con texturizado cúbico mismo desarrollo que se mantiene hasta la actualidad con algunas variantes dependiendo las especificaciones técnicas de fabricación.

### 1.4.3 Pérdidas por flujo de dispersión.

Algunas de las líneas de flujo producidas por los devanados primario y secundario no pasan por el núcleo de hierro debido a que algunas tiende a fugarse desde los devanados hacia el tanque o al ambiente mismo que rodea a estos por lo que no conectan al lado primario con el lado secundario dichas líneas de fuga significan una cantidad de energía no aprovechada esto se visualiza en la figura 1.4.3



3 Figura 1.4.3 Diagrama de las pérdidas de flujo por dispersión.

Imagen recuperada de [Jiménez, J. Ortega & A. Rico, H, 17]

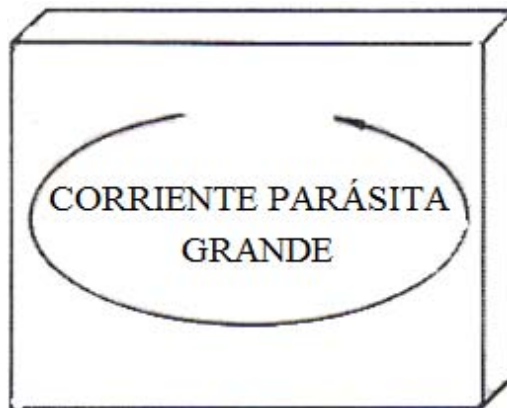
#### 1.4.4 Pérdidas por corrientes de Foucault o parásitas

El núcleo de un transformador está construido con un material conductor por lo que el campo magnético del transformador induce una tensión en el núcleo y con esto hace que circulen pequeñas corrientes dentro de éste y se le nombra como corrientes remolino o corrientes parásitas.

Como la resistencia que encuentran las corrientes parásitas en el núcleo es muy pequeña se les puede considerar como corrientes de cortocircuito.

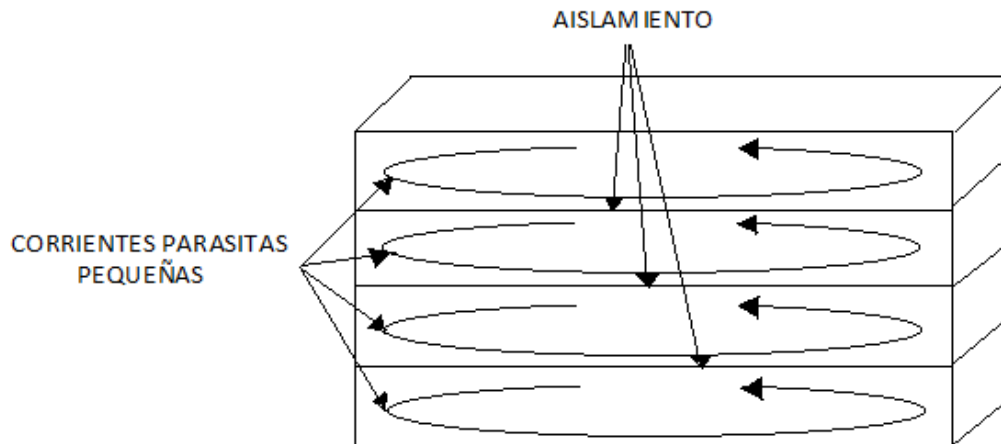
Para reducir las corrientes parásitas en el núcleo se divide a éste en muchas secciones planas o laminaciones y se aísla a estas laminaciones entre sí con un revestimiento aislado por ambos lados de cada laminación.

En la figura 1.4.4 a y 1.4.4 b se pueden apreciar las relaciones de magnitud de corrientes parásitas con respecto al uso de laminaciones en el núcleo.



4 Figura 1.4.4 a Núcleo sin laminar.

*Imagen rescatada de [Jiménez, J. Ortega & A. Rico, H, 16]*



5 Figura 1.4.4 b Núcleo laminado.

*Imagen recuperada de [Jiménez, J. Ortega & A. Rico, H, 16].*

Por lo anterior hoy en día el mercado de los transformadores de potencia exige que exista una alta fiabilidad y buena capacidad de adaptación en las diversas formas de trabajo que se pueden presentar en el ámbito de la generación, distribución y transporte de la energía eléctrica. Con el fin de proveer de una alta calidad de servicio, incorporando, cada vez más, requisitos de un estricto carácter de eficiencia medioambiental, en atención a los requerimientos y expectativas de la sociedad actual. Día con día, el diseño y fabricación de los transformadores de potencia se encuentra en continua optimización, con el fin de contar con sistemas eléctricos más eficientes y económicos.

En la actualidad existe un abundante cuerpo de normativa técnica internacional general, que presentan detalladas líneas de trabajo en el diseño y fabricación de los transformadores de potencia. Dichas normas sirven de referencia para todos los agentes involucrados técnicamente en el desarrollo del producto y esta normativa sirve de guía para que los fabricantes de transformadores

tengan una base de las especificaciones técnicas para definir los principales requerimientos que las empresas eléctricas demandan de un transformador.

Existen dos principales asociaciones internacionales que predominan en la actualidad son la Comisión Electrotécnica Internacional (International Electrotechnical Commission- IEC) y el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (Institute of Electrical and Electronics Engineers IEEE). Ambas se usan en el todo mundo, sin embargo la primera sirve principalmente de referencia en el continente europeo, mientras que la segunda lo hace en el continente americano. La información proporcionada por dichos estándares es muy completa, y se basa en años de investigación, desarrollo y experiencias que han permitido una continua mejora en las líneas de trabajo. Como toda normativa, sus prescripciones tratan de garantizar que los productos presenten las mejores características y tengan las mejores prestaciones posibles con el menor coste posible. Es decir, tratan de establecer un equilibrio entre calidad y coste.

Sin embargo, en ocasiones se presentan casos particulares para los que las condiciones de diseño generales establecidas por ambas asociaciones, resultan demasiado exigentes o no se adaptan correctamente a las condiciones reales de los transformadores. Por lo que el cumplimiento estricto de las prescripciones normativas, obliga a incurrir en sobrecostes innecesarios derivados, como en el caso de aportaciones extra de materiales, así como en un mejorable compromiso medioambiental y energético.

Por ende, en ocasiones, se requiere adaptar las prescripciones normativas para contar con niveles de eficiencia energética y económica acordes al tipo de funcionamiento real particular. También

es importante destacar que los grandes transformadores de potencia no son equipos que se fabriquen en serie, sino que por el contrario, cada unidad es objeto de un diseño específico y personalizado, así como de un proyecto de fabricación individual, a fin de satisfacer las necesidades y especificaciones del cliente.

### 1.5 Características generales transformador

Para el tema presente se considera un transformador de subestación, el cual es un transformador de potencia que se conecta en diversos puntos de las líneas de transmisión para reducir el voltaje a los niveles requeridos para la red eléctrica.

La conexión utilizada para la capacidad de este transformador es la conexión Delta-Estrella, cuya característica es que es que el voltaje de línea en el lado primario es igual al voltaje de fase en el primario conservándose el mismo valor de voltaje  $V_{LP} = V_{\phi P}$ , por otro lado los voltajes del lado secundario si serán diferentes teniendo una relación dada por  $V_{LS} = \sqrt{3}V_{\phi S}$ ; para poder tener una representación de la relación que existe de voltaje de línea a línea para esta conexión es:

$$\frac{V_{LP}}{V_{LS}} = \frac{V_{\phi P}}{\sqrt{3}V_{\phi S}}$$
$$\therefore \frac{V_{LP}}{V_{LS}} = \frac{\alpha}{\sqrt{3}} \quad \text{Donde: } \frac{V_{\phi P}}{V_{\phi S}} = \alpha$$

A su vez esta conexión nos brinda ciertas ventajas; entre ellas la de poder contar con un neutro en el lado secundario con lo que puede ser aterrizado o aislado para de esta forma poder alimentar un sistema de 4 hilos. Además también gracias a esta conexión los desbalances en voltaje son relativamente pequeños. Sin embargo se presenta una desventaja y es que si existe una falla ésta ocasionara que se deba sacar de servicio al transformador.



# CAPITULO II

## Partes constructivas

- 2.1 Elementos fundamentales Introducción
  - 2.1.1 Núcleo (tipos de núcleo)
  - 2.1.2 Devanados
  - 2.1.3 Tanque Conservador
  - 2.1.4 Boquillas terminales (bushing)
  - 2.1.5 Cambiador de derivaciones.
  - 2.1.6 Indicador de nivel de aceite.
  - 2.1.7 Válvula de drenaje
  - 2.1.8 Dispositivo para muestra de aceite.
  - 2.1.9 Grifo de llenado
  - 2.1.10 Placa de características.
  - 2.1.11 Des-humectador de silica-gel
  - 2.1.12 Sistema de puesta a tierra
  - 2.1.13 Cuchillas seccionadoras
  
- 2.2 Sistema de enfriamiento
  - 2.2.1 Tipos de enfriamiento
  - 2.2.2 Radiadores
  - 2.2.3 Ventiladores
  - 2.2.4 Bombas.

## **CAPITULO II. Partes constructivas**

### **2.1 Elementos fundamentales Introducción**

Los componentes y dispositivos que conforman al transformador van tomando relevancia en la medida en que se desee tener un funcionamiento óptimo de éste, aumentando así la complejidad de su fabricación y construcción con forme sea mayor la potencia a la que deben operar o soportar.

El fin principal de cada elemento es de cumplir con condiciones específicas, ya sean del fabricante o del tipo de sistema para el cual está destinado, por lo que los componentes podrán variar dependiendo de condiciones tales como el clima, la altura, el tipo de operación e incluso en el aspecto económico, ya que en varias ocasiones se requiere obtener la mejor eficacia con la menor inversión posible; dentro de las funciones de estos elementos están el poder tener presente las condiciones en las que se encuentra el transformador como lo podría ser, la temperatura, la presión en el tanque, o el tener conocimiento del estado del aceite; otros por su parte sirven para mantener los componentes del transformador protegidos contra las condiciones del medio ambiente, mismas que pueden perjudicar de forma paulatina pero manera severa los materiales usados por el transformador y finalmente el de evitar que el transformador sea expuesto a fallas que ocasionen su deterioro de vida útil o inclusive que éste quede destruido.

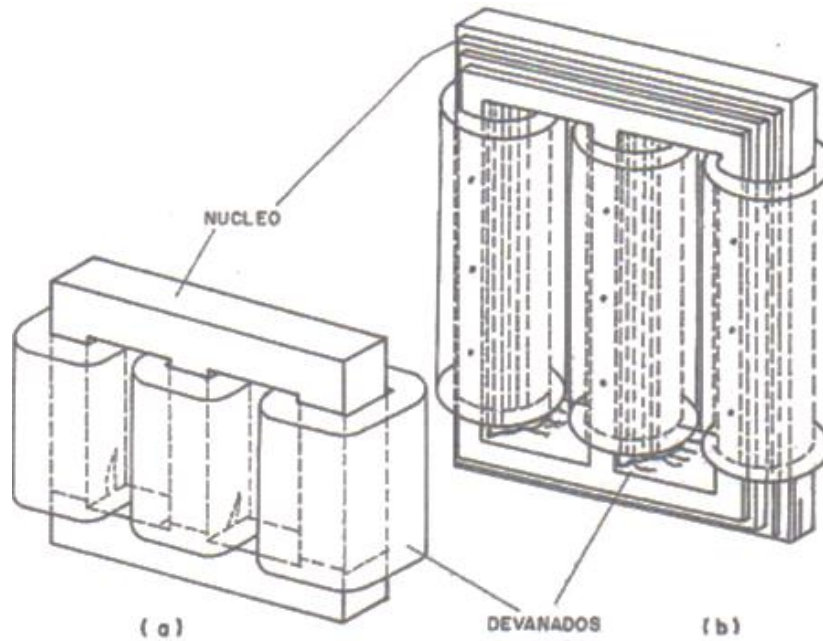
### 2.1.1 Núcleo (tipos de núcleo)

El transformador cuenta esencialmente con un núcleo de hierro, este está conformado por un conjunto de láminas de hierro que en al unir las sobreponiéndolas entre sí forman al núcleo, mismo que se encuentra en un lado enrollado por alambre conductor formándose de esta manera el devanado primario y del otro el devanado secundario justo como se puede apreciar en la figura 1.1 del capítulo anterior, sin embargo existen casos en los que se cuentan con diferentes tipos de núcleo en cuanto su arreglo.

En cuanto a la construcción del transformador tienen 2 tipos de núcleo.

- Tipo de Columna:

También conocido como tipo “Core”. En aspectos de construcción para transformadores trifásicos este tipo de núcleo es el más empleado debido a que tienen menos pérdidas en el hierro. En éste, el núcleo de hierro proporciona únicamente un solo circuito magnético conformado por un yugo superior y dos o tres columnas verticales, para una o 3 fases respectivamente, Los devanados se colocan de forma concéntrica en cada una de las respectivas columnas que posee del núcleo, tal y como se observa en la figura 2.1.1. a

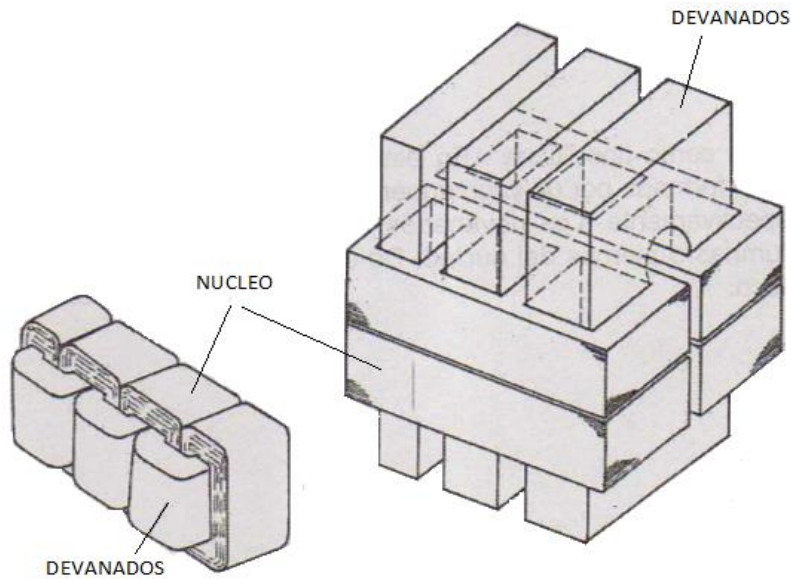


6 Figura 2.1.1 a Núcleo de tipo columnas.

*Imagen recuperada de [Jiménez, J. Ortega & A. Rico, H, 28]*

- Tipo acorazado:

Por otro lado se tiene este tipo núcleo, mismo al que se le conoce con el nombre de tipo “Shell”. Para éste diseño los devanados conforman uno o tres anillos, para el caso de 1 o 3 fases respectivamente, en este el núcleo se coloca alrededor de los devanados, con lo que se crean 2 o una mayor cantidad de circuitos magnéticos que envuelven al circuito eléctrico. Recordaremos que en el tipo columna solo se cuenta con solo un núcleo de hierro que conforma al circuito magnético, para el acorazado existen varios núcleos de hierro que forman diferentes circuitos magnéticos cada uno.



7 Figura 2.1.1 b Núcleo de tipo Acorazado.

*Imagen recuperada de [Jiménez, J. Ortega & A. Rico, H, 28]*

### 2.1.2 Devanados

En la estructura del transformador se tiene al núcleo, mismo que se encuentra con un enrollamiento de alambre conductor (usualmente de cobre), dicho enrollamiento conforma un devanado, por lo que se puede decir que un devanado es el conjunto de espiras que se enrollan alrededor del núcleo:

- Monofásicos

Pueden ser transformadores de potencia o de distribución que se conectan a una línea o fase y a un neutro o tierra. Cuentan solo con un devanado para alta tensión y otro para baja tensión; para representarlo se usa comúnmente el símbolo “ $1\Phi$ ”.

- Trifásicos

Utilizados como transformadores de potencia o de distribución que se conectan a tres líneas o fases y que tienden a encontrarse o no a un neutro o bien a una tierra en común. Como característica cuentan con 3 devanados para la alta tensión y con tres devanados para el lado de baja tensión. Su simbología le representa con “ $3\Phi$ ”

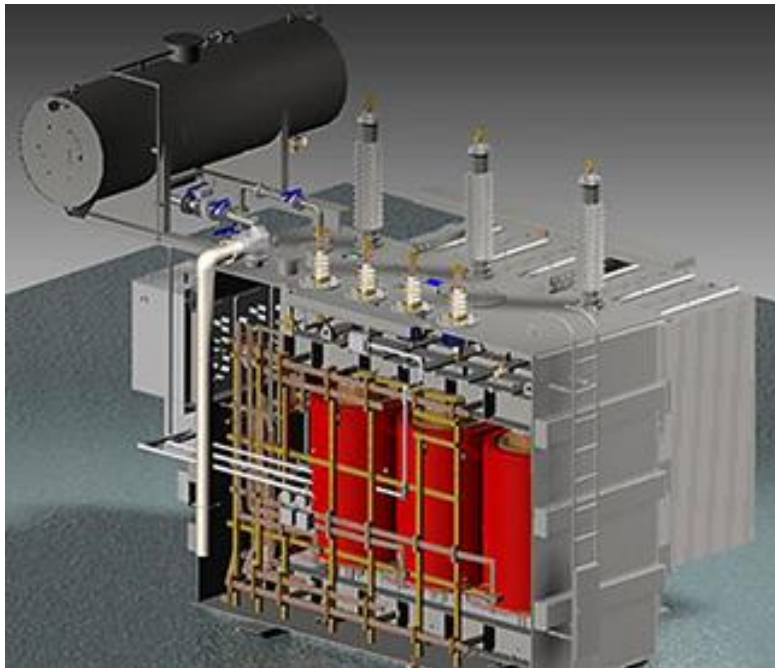
### **2.1.3 Tanque Conservador**

Se utiliza para conservar la cantidad de líquido aislante y los devanados y prevenir su contaminación por los elementos presentes en la atmósfera que le rodea, elementos tales como la humedad y oxígeno que puede ocasionar la reducción o pérdida de la capacidad de aislamiento.

La relevancia de mantener la pureza del aceite aislante toma mayor importancia al manejar tensiones más altas, esto debido al mayor esfuerzo eléctrico en el aceite aislante.

Como se mencionó anteriormente la función de este es el de mantener un nivel estable de aceite dentro del tanque principal en el transformador, evitando presiones internas dentro del mismo, dependiendo de sus características de diseño se fabrica para una capacidad entre el 10% o 20% del volumen neto del transformador. Todo con el fin de poder compensar las variaciones que se presenten en el nivel de aceite debido a los cambios en la temperatura.

Como característica los tanques conservadores deben tener la capacidad de soportar una presión manométrica de  $1 \text{ kg/cm}^2$  así como el vacío absoluto. Existen diversos tipos de tanques conservadores que se pueden clasificar de acuerdo a la forma de mantener el aceite dieléctrico; cabe mencionar que antes de provocar vacío a un tanque conservador se debe tener conocimiento de que su diseño permite soportar la presión de vacío, ya que de no saberlo, se tiene una gran posibilidad de ocasionar su destrucción por implosión.



*8 Figura 2.1.3 Tanque conservador.*

#### **2.1.4 Boquillas terminales (bushing)**

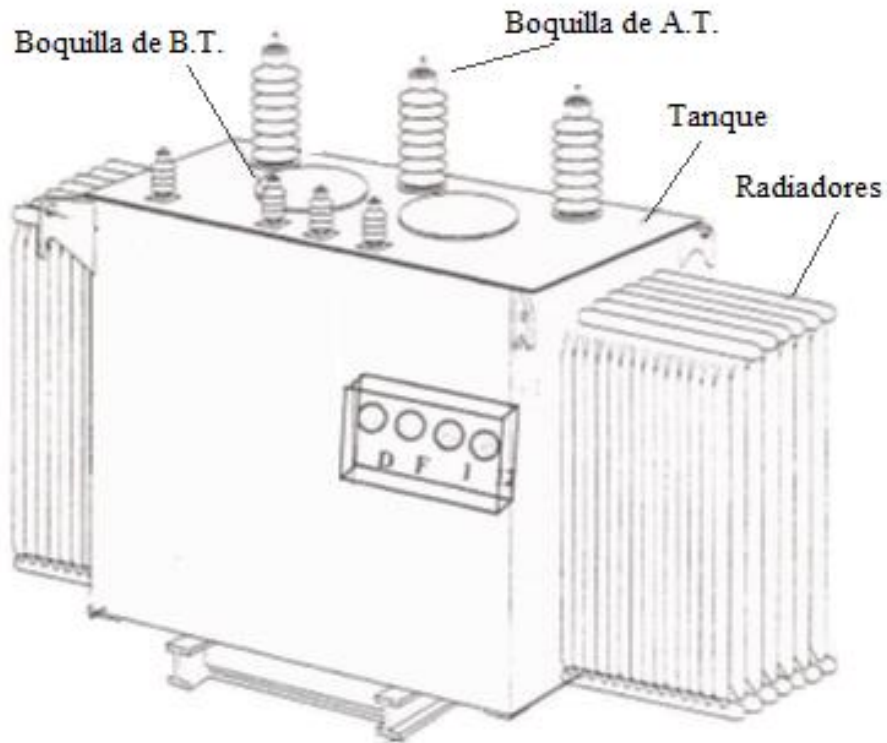
Su función es de conectar los conductores del interior del transformador con las líneas externas. Pueden existir diversos materiales donde sobresalen de porcelana y de vidrio templado. Aunque su apariencia puede resultar muy sencilla en realidad son elementos que requieren de un análisis muy complejo además de mantenimiento y existe una amplia gama de tipos y características.

Existen básicamente 2 tipos de boquillas, una para Alta tensión (A.T) y otra para Baja Tensión (B.T) y cuya diferencia radica en las dimensiones de estas, teniendo una mayor longitud las primaras y una longitud menor para éstas últimas, esta diferencia se puede apreciar en la figura 2.1.4.

Como característica, las boquillas deben tener la capacidad de transportar las corrientes de los equipos en régimen nominal y de sobrecarga, manteniendo el aislamiento tanto para tensión nominal como para sobretensiones y además de poder resistir también esfuerzos mecánicos.

Además estos componentes pueden requerir de un mantenimiento para que estén libres de contaminación como el polvo entre otros muchos otros agentes, ya que de lo contrario esto puede ocasionas que existan fallos o arqueos.





9 Figura 2.1.4 boquillas terminales de alta tensión.

*Imagen recuperada de [Hernández, Román & Trejo, Jesús & Yáñez, Omar, 43]*

### 2.1.5 Cambiador de derivaciones (TAP)

La función del cambiador de derivaciones consiste en que permiten cambiar la relación de transformación de un transformador, El efecto se presenta en forma de un aumento o disminución del voltaje secundario cuando se tiene una misma tensión en el devanado primario.

Por lo regular este tipo de equipos se encuentran conectados en devanado de más alta tensión, con lo que se puede facilitar la conexión de derivadores: debido a que el devanado de alto voltaje cuenta con un elevado número de vueltas, el derivador puede ajustar esta para poder obtener una regulación de tensión eléctrica más eficiente.

Para el caso de conexión de derivadores en el lado de baja tensión no se recomienda realmente debido a que los conductores de los devanados tienen una mayor sección transversal lo que significa que llevan una cantidad de corriente elevada, misma que puede causar arcos eléctricos de gran magnitud al momento en que se realiza el cambio de posición.



10 *Figura 2.5 Cambiador de Derivaciones*

Para el cambiador derivaciones existen 2 grupos diferentes:

- Cambiadores de derivaciones sin carga:

Están diseñados para poder ajustar la relación de transformación donde se requiere desconectar o desenergizar el transformador, esta operación se realiza de forma manual.

- Cambiadores de derivación con carga:

Este tipo de cambiador se puede utilizar con el transformador energizado ya que su diseño está adecuado para trabajar bajo carga, se utiliza en transformadores donde se debe alimentar constantemente la carga, incluyendo el periodo de tiempo en el que el derivador cambia de posición.

### **2.1.6 Indicador de nivel de aceite**

Un elemento importante que permite poder saber las cantidades de aceite con lo que cuenta el transformador y poder tener conocimiento de si las cantidades son las correctas para su operación adecuada. Son instrumentos de medición que se conforman por dos partes principales que se encuentran en la caja o ensamble exterior y que contiene la caratula graduada así como la aguja indicadora y que se encuentra herméticamente cerrada. En la figura 2.1.8 a se muestran los elementos de este.



11 Figura 2.1.6 a Características del indicador de aceite.

*Imagen recuperada de [Jiménez, J. Ortega & A. Rico, H. 90]*

Existen dos tipos básicos de indicadores de nivel de aceite:

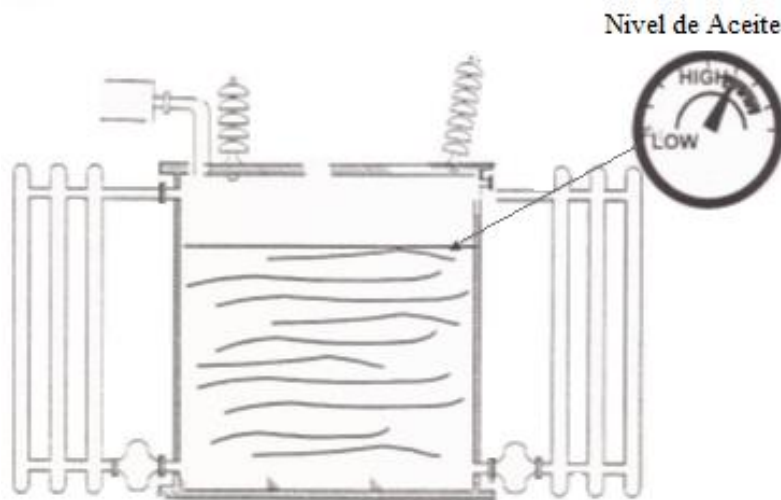
- De indicación directa

Estos son los cuales la transmisión del movimiento del flotador es de tipo mecánico. Por sus características este indicador no permite revisar el instrumento de medición con la cantidad neta de aceite, debido a esto se debe quitar una parte de este. Este tipo de indicadores no deben de ser sometidos a presión total de vacío.

- De indicación indirecta

En este tipo de indicador el movimiento del flotador se transmite al instrumento mediante un acoplamiento magnético; a diferencia del anterior en este si permite revisar el instrumento sin la necesidad de bajar el nivel de aceite. Por sus características de fabricación estos pueden ser sometidos a presiones de vacío.

En la utilización en transformadores eléctricos de potencia se aplica el uso de un indicador magnético de nivel de aceite.



12 Figura 2.1.6 b Indicador de aceite.

*Imagen recuperada de [Hernández, Román & Trejo, Jesús & Yáñez, Omar. 41]*

Adicionalmente debe contar con un juego de contactos de alarma por bajo nivel de aceite. El diámetro de la carátula no debe ser menor a 140 mm y debe tener marcas de 25 °C donde además se debe indicar el nivel normal, bajo y alto. La varilla que contiene el flotador del indicador no

debe de ser obstruida por lo que debe contar con una barrera que lo proteja para evitar que éste se atore en la bolsa de material elastomérico, con el objetivo de evitar indicación incorrecta del nivel de aceite.

### **2.1.7 Válvula de drenaje**

La válvula de drenaje como tal tiene como función principal permitir la evacuación del aceite que se encuentra en el interior del tanque conservador y esto lo hace mediante gravedad por lo mismo se ubica en la parte lateral inferior del transformador.



13 *Figura 2.1.7 válvula de drenaje*

De igual manera permite el acceso para conocer la condición del aceite facilitando el tomar muestras de éste, por lo anterior es común que las válvulas permitan un control de la cantidad que se desea extraer. A continuación se hace un bosquejo general del muestreo del aceite.

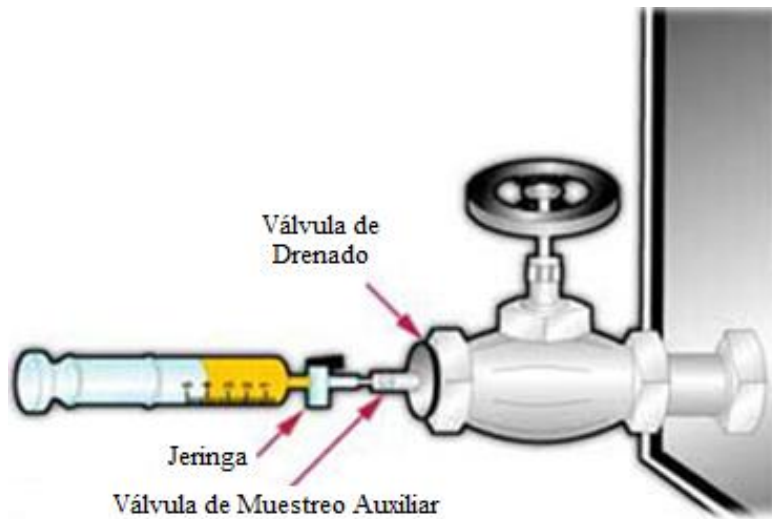
### **2.1.8 Dispositivo para muestra de aceite**

#### **Muestreo**

El muestreo consiste en la acción confiable de tomar una muestra representativa para su posterior análisis.

La confianza que se puede tener de la muestra está directamente relacionada con la precisión del muestreo. A mayor precisión en el muestreo menor será el error del mismo. Para ello se han considerado las siguientes fuentes de error:

- Cantidad de muestra: a mayor cantidad de muestra menor será el error asociado con la medida de la misma.
- Cantidad de muestras: ya que en algunos casos se recomienda tomar muestras compuestas para disminuir el sesgo relacionado con muestras puntuales.
- Clase de muestra: algunos tipos de muestra, como las muestras superficiales, de fondo, o de salida, pueden tomarse de una forma más fácil, reproducible e inequívoca que, por ejemplo, una muestra de corrido



14 *Figura 2.1.8 Toma de muestreo del aceite*

## Equipos y materiales

La siguiente es una lista general de los implementos requeridos en el momento del muestreo:

- Manguera.

La manguera debe ser preferiblemente metálica flexible, normalmente de latón. Otra opción es utilizar una manguera de plástico de polietileno, politetrafluoroetileno (PTFE o teflón) o fluoro-elastómeros para evitar la contaminación de la muestra con ftalatos.

- Jeringa

Jeringa para muestreo de líquidos aislantes con tubería resistente y llave de paso que conecta la válvula con la jeringa, preferiblemente de vidrio.



- Recipientes de vidrio ámbar 500 ml con tapa (aceites dieléctricos).
- Recipientes de vidrio limpios de 250 ml (superficies sólidas), cada uno con relleno de algodón y/o gasa estéril
- Plantillas desechables utilizadas para delimitar el área a muestrear.
- Guantes desechables adecuados.

### **2.1.9 Grifo de llenado**

Es un elemento que básicamente permite el llenado del tanque con el aceite aislante y se encuentra ubicado en la parte superior del transformador, colocado justo sobre el tanque.

### **2.1.10 Placa de características**

Uno de los elementos que podrían parecer poco importantes pues no están directamente relacionadas con el funcionamiento o rendimiento del transformador, pero que sin embargo resulta ser de los más importantes, esto debido a que en la placa de características se encuentra toda la información que se requiere saber acerca del transformador en cuestión.

En dicha placa se pueden encontrar datos que pueden ir desde el peso del transformador, año de fabricación, el fabricante hasta lo más indispensable como lo es la frecuencia y potencia a la que

debe operar, tipo de refrigeración, tensión en el primario y secundario, polaridades, entre otros muchos datos más, según lo considere necesario el fabricante.

Un dato importante que se muestra en la placa de características son las conexiones del transformador.

Para contar con un bosquejo más claro acerca de la información que se puede encontrar en el transformador la podemos clasificar en 2 básicamente:

- Información proporcionada en todos los casos:

- Tipo de transformador.

- Fabricante; con datos tales como: (nombre, número de serie, año de fabricación).

- Aspectos eléctricos como lo son: (número de fases, potencia asignada, frecuencia, tensiones asignadas, corrientes asignadas, impedancia de cortocircuito).

- Tipo de refrigeración.

- Masa total y masa de aceite aislante.

- Anotación abreviada de los niveles de aislamiento.

- Particularidades de los arrollamientos.
  
- Información complementaria que se brinda en algunos casos:
  - Esquema de conexión (en caso de que el símbolo de acoplamiento no dé la indicación completa en relación con las conexiones internas.
  
  - Líquido aislante, en caso de no ser aceite mineral.
  
  - Resistencia al vacío de la cuba y del tanque conservador.
  
  - Calentamiento del aceite y de los arrollamientos.

Esta información resulta de vital trascendencia ya que de no contar con la información se podría realizar una conexión incorrecta que puede derivar en la falla o incluso la pérdida total del transformador por su mala aplicación.

**Industria de Transformadores**  
**AMERICA**  
E-mail: indutransamerica@gmail.com

No.  kVA  FASES  AÑO

NORMA  FRECUENCIA Hz  CONEXION

TENSION Pri. (kv)  CORRIENTE Pri. (A)  POLARIDAD

TENSION Sec. (v)  CORRIENTE Sec. (A)  Uz (%) 85°C

N.B.A. Prim. (kv)  TENSION SERIE P. (kv)  CORRIENTE CC (kA)

N.B.A. Sec. (kv)  TENSION SERIE S. (kv)  DURACION CC (Seg)

VOL. ACEITE (l)  PESO TOTAL (kg)  REFRIGERACION

ALTITUD Mts  CALENTO DEV. °C  CLAS. AISL.

CONSUMIDOR	TENSION (v)
1	
2	
3	
4	
5	



CONMUTADOR DE DERIVACIONES  
MANIOBRESE UNICAMENTE SIN TENSION



**FABRICADO Y ENSAMBLADO EN ECUADOR**

15 Figura 2.1.10 Placa de características de un transformador de la Industria de Transformadores AMERICA

### 2.1.11 Des-humectador de silica-gel

La función esencial y principal de la silica-gel es la de asegurar que el aire que accede al interior del transformador se encuentre libre de humedad, esto debido a que dicha humedad puede ocasionar la oxidación del aceite refrigerante en cuestión.

Su aplicación se encuentra directamente en los respiradores de Silica-gel que llevan todos los transformadores que cuentan con tanque de expansión.



16 *Figura 2.1.11 a Tanque de expansión con respirador de silica-gel*

La razón de la utilización de este tipo de tanque es debido a que el aceite aislante sufre variaciones en su volumen debido al cambio en la temperatura, lo cual produce la expulsión de aire por el tanque de expansión y esto puede ocasionar que se humidifique el aceite.

El que el aceite interactúe con el aire húmedo, provoca que disminuya su capacidad dieléctrica lo cual perjudica el aislamiento del transformador. A su vez el ingreso de humedad al transformador favorece la formulación de sarro y óxido en el tanque de expansión.



17 Figura 2.1.11 b Silica-gel

Como característica del silica-gel se tiene que su color varía de acuerdo a la humedad teniendo las siguientes características:

- |                    |                         |
|--------------------|-------------------------|
| -Color azul oscuro | - seco                  |
| -Color violáceo    | -Humedad entre 20 Y 30% |
| -Color rosado      | -Humedad 100%           |

Mientras que también se cuenta con otra variante de color siendo:

-Color naranja - seco

-Color verde -Humedad 100%

### **2.1.12 Sistema de puesta a tierra.**

Como último accesorio importante en un transformador, es que debe contar con una puesta a tierra al tanque, y otro si el usuario lo requiere al neutro de la fase en la conexión estrella del arreglo “delta-estrella”, esta terminal debe ser de acero inoxidable o latón. Es usado con el fin de reducir riesgos cuando el personal de mantenimiento se acerque al transformador y facilitar un camino a tierra cuando se presenten cortocircuitos.

La puesta a tierra es una combinación de componentes que se utilizan para poder controlar las variables de interés dentro de un sistema de potencia, mismo que se ocasiona debido a que existe un desbalance en la red.

Por falla a tierra se entiende que es aquella que como bien lo dice su nombre sucede cuando una de las fases del sistema llega a entrar en contacto directo a tierra o bien con alguna parte metálica que se encuentre aterrizada.

Dentro de las importancias que se tienen para un sistema de puesta a tierra se tienen:

- Minimización del voltaje y sometimiento a temperaturas elevadas en los equipos.
- Proveer seguridad tanto al transformador como al personal.
- Realizar asistencia a la detección y despeje de fallas.

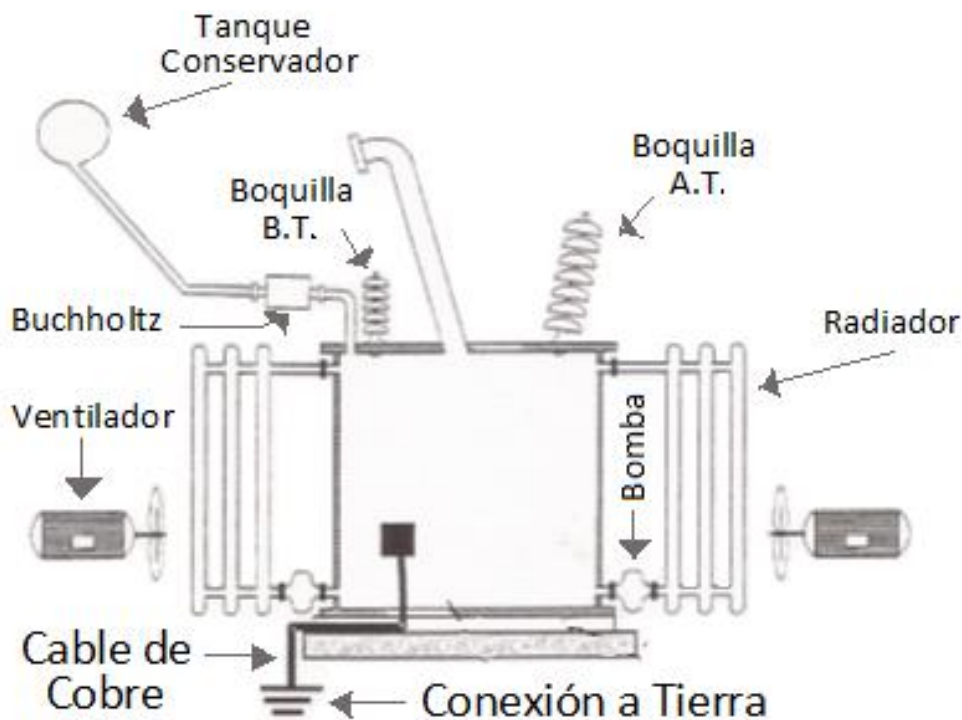
Se puede realizar la clasificación de los métodos que se utilizan en puesta a tierra, esto con forma a su relación con la corriente de falla.

Por un lado se encuentran los sistemas aislados, que son puestas a tierra a través de una alta impedancia o bien a través de un inductor, se caracterizan por tener bajas corrientes de falla, por lo que no se expone a muy altas temperaturas a los equipos y permite continuidad en la operaciones durante la falla, pero la desventaja que presenta es que tiene una muy baja sensibilidad al momento en que detecta una falla y sobretensiones.

Los sistemas de puesta a tierra sólida o bien a través de una baja impedancia puede garantizar la detección de fallas y la reducción de sobretensiones mientras se presenta ésta, con lo que conlleva a la desconexión del circuito para evitar que existan problemas de calentamiento. Pero al contrario que el caso anterior, está ocasionara la interrupción del servicio. Por todo lo anterior el tipo de



sistema de puesta a tierra que se emplea está directamente relacionada con las características del sistema al que se desea proteger y la aplicación de éste.



18 Figura 2.1.12 Anclaje y conexión a tierra.

*Imagen recuperada de [Zárate, G. Huerta & J. Meneses, O. 41]*

### 2.1.13 Cuchillas seccionadoras

También conocidas como cuchillas desconectoras. Son aquellos elementos que se utilizan para conectar y desconectar (sin presencia de carga) los equipos que conforman una subestación debe existir un flujo de corriente durante de su apertura. Propiamente estos no conforman parte fundamental del transformador; sin embargo dado los elementos mencionados anteriormente éstas

se utilizan para poder dar aislamiento físico a una parte de la subestación o equipos que requieran ser desenergizados para su mantenimiento, un aspecto fundamental y sumamente importante, ya que de lo contrario no se podría tener acceso al transformador y por ende los dispositivos y materiales estarían sometidos a condiciones que tienden a ocasionar una falla de manera paulatina.

Cabe mencionar que las cuchillas constituyen, junto con los interruptores, los principales equipos de maniobra en una subestación.

### **Características de las Cuchillas Desconectadoras.**

La selección del tipo de cuchilla a emplear depende principalmente del arreglo de barras de la subestación, así como del nivel de tensión; sin embargo, existen otros factores que también pueden influir en la selección, como pueden ser: el costo, la altura del equipo, tipo de mecanismo, número de polos, entre otros y está a disposición del jefe de planeación la asignación de cada una de estas según se acople a las condiciones antes mencionadas.

A continuación se muestran imágenes algunos tipos de cuchillas para su apreciación.



19 *Figura 2.1.13 a Cuchilla seccionadora de doble apertura Lateral, imagen izquierda y cuchilla seccionadora de apertura vertical imagen derecha.*



20 Figura 2.1.13 b Cuchilla seccionadora tipo rodilla.

## 2.2 Sistema de enfriamiento.

Dentro de los propósitos principales de este sistema es de incrementar la esperanza de vida del transformador, misma que viene determinada principalmente por el envejecimiento del papel aislante, ya que si este pierde su función, se incrementan las posibilidades de una falla por corto circuito en los arrollamientos del devanado, además al existir un aumento excesivo en la temperatura el aceite también perderá sus propiedades; esto se logra mejorando la capacidad para disipar el calor que se generan cuando se encuentra en operación el transformador, lo cual puede deberse a un aumento de la demanda de la energía por parte de los usuarios, misma demanda que aumenta cuando anochece y a primeras horas del día.

### **2.2.1 Tipos de enfriamiento.**

En el caso de los transformadores en aceite, estos tienen diferentes métodos de ventilación con la finalidad de mantener sus temperaturas de operación dentro de valores normales, por lo regular y en casos generales tratando de que no excedan los 55°C o 65°C Sobre la temperatura ambiente. Sin embargo en casos específicos la temperatura de operación puede venir dada por el fabricante.

Para poder lograr lo anterior se hace uso de accesorios tales como radiadores, ventiladores, intercambiadores de calor, bombas de circulación, principalmente; los cuales se encuentran instalados generalmente en el tanque del transformador y son usados de forma individual o en conjunto y de los cuales se hablará de manera un poco más detallada más adelante.

Algunos de los métodos de ventilación usados en transformadores son:

- Refrigeración natural: ONAN
  
- Refrigeración por aire forzado: ONAF
  
- Refrigeración por aceite forzado: OFAF
  
- Refrigeración por agua: ONWF
  
- Combinación De los anteriores: ONAN/ONAF

## Capacidades

Dentro de las capacidades que puede tener un transformador se tiene que éstas dependerán de acuerdo al tipo de enfriamiento que reciben, las cuales están adecuadas según las normalizadas para su respectiva aplicación en la CFE en la especificación CFE K0000-13; misma que tiene entre sus referencias a la norma NMX-J-284-ANCE, la cual aplica para productos eléctricos en sus especificaciones eléctricas en un transformador de potencia.

A continuación se presenta una tabla con las capacidades normalizadas para transformadores de potencia para subestaciones de distribución.

<b>Capacidad en MVA</b>	<b>Clase de enfriamiento</b>
5/6,25	ONAN/ONAF
7,5/9,375	ONAN/ONAF
12/16/20	ONAN/ONAF/OFAF
18/24/30	ONAN/ONAF/OFAF
24/32/40	ONAN/ONAF/OFAF

*Tabla 2.2.1 a Capacidades normalizadas para transformadores de potencia para subestaciones de distribución según la especificación CFE K0000-13*

Para el caso de la norma NMX-J-284-ANCE en esta también se hacen especificaciones respecto a las temperaturas que se pueden tener en el transformador sin que estas representen un deterioro excesivo de la vida útil de este, teniendo en cuenta la temperatura ambiente que es un factor de

gran importancia a considerar, donde el transformador o los transformadores sujetos a esta norma deben operar a su capacidad nominal siempre y cuando la temperatura ambiental no exceda los 40° C y de manera general la temperatura promedio del ambiente durante un periodo de 24 horas oscile en temperaturas menores a 30 °C .

Para la obtención de la temperatura promedio en esta norma se recomienda hacer un cálculo del promedio de las lecturas de las temperaturas obtenidas durante 24 horas, realizando dichas lecturas cada hora. Otra alternativa es obtener el promedio de las temperaturas máxima y mínima durante el día este valor casi no tiene variación con respecto al método anterior.

Otro de los factores que puede afectar el rango de operación de un transformador es la altitud, por lo que en esta norma se especifica que los transformadores que están destinados a operar a altitudes de entre 0 y 1000 metros deben estar diseñados para operar para una altitud de 1000 metros.

Debido a que con la elevación de la altitud se presenta una disminución en la densidad del aire esto ocasiona que se vea un incremento en la temperatura del transformador cuando este utiliza la disipación de calor mediante el uso de aire ya sea natural o forzado; por lo anterior se debe considerar este factor en un transformador que opere por encima de los 1000 metros por lo que éste se opera a una capacidad reducida, donde se considera tanto la temperatura ambiente como la altitud.

Para el caso de las sobrecargas permisibles o admisibles estas dependen del estado precedente de la carga a la cual está sometido el transformador así como la temperatura del aceite instantes

previos a la presencia de la sobrecarga. El funcionamiento bajo carga nominal se toma como punto de temperatura del aceite a 25°C, después de la presencia de la sobrecarga se procura que la temperatura promedio de los devanados no sea mayor a los 105°C. En este último punto hay que tener precaución de no confundir los valores de temperatura medidos en el aceite y la de los devanados ya que estos no son los mismos, esto debido a que la temperatura de los arrollamientos corresponde al punto más caliente.

En seguida se presente en la tabla 2.2.1 b las duraciones permisibles de sobrecarga para transformadores en baño de aceite.

Carga permanente precedente en % de la nominal	Temperatura de salida del aceite, en °C, en las clases de refrigeración		Duración permisible para una sobrecarga en % de la carga nominal				
	(1)	(2)	10%	20%	30%	40%	50%
			Horas	Horas	Min.	Min.	Min.
50	55	49	3	1.5	60	30	15
70	68	60	2	1	30	15	8
95	78	68	1	0.5	15	8	4

(1) Transformadores con ventilación natural o forzada mediante aire, circulación de aceite forzado por bomba.

(2) Transformadores con circuito de aceite forzado, en circuito cerrado mediante bomba.

*Tabla 2.2.1 b Duraciones permisibles de sobrecarga, temperatura refrigerante 25°C. Transformadores en baño de aceite.*

*Tabla recuperada de [ESCOBAR, José, 260]*

En seguida se describen algunos de los sistemas de enfriamiento más comunes:

### **2.2.2 Radiadores**

Cuando circula una corriente eléctrica a través de un semiconductor se producen pérdidas en forma de calor que elevan la temperatura del semiconductor. Sin embargo para evitar que éste alcance temperaturas que resulten demasiado elevadas se debe contar con un camino de evacuación del calor hacia el exterior. Dicha evacuación de calor se realiza mediante conducción a través de un radiador de calor, normalmente un perfil laminaciones de aluminio, el cual a su vez transmite el calor por convección y radiación hacia el aire ambiente.



*21 Figura 2.2.2 radiadores de un transformador*



### 2.2.3 Ventiladores.

La aplicación de ventiladores en los transformadores es la de tener un sistema de ventilación forzada, es decir que provocan la circulación de aire usando la aplicación de álabes aerodinámicas, permitiendo así la disipación de calor en los transformadores de potencia e intercambiadores de calor de manera más eficiente.

Las características de los ventiladores varían según la marca y zonas de aplicación donde el ruido es un factor que se tiene muy en cuenta principalmente si la zona donde está ubicado el transformador se encuentra cercana a un área urbana aunque en general se busca contar con ventiladores que no causen mucho ruido al estar en funcionamiento ya que esto a su vez se ve representado en un mejor rendimiento y por ende un ahorro de energía de estos.



22 *Figura 2.2.3 ventilador de enfriamiento de un transformador.*

#### 2.2.4 Bombas.

La aplicación de las bombas es que ayudan a incrementar el flujo de aceite a través de los radiadores, con el propósito de poder tener mayor eficacia y acelerar el proceso de disipación de calor que se genera en el transformador.

Dichas bombas cuentan con un indicador de flujo, lo que le permite al operario observar si es que la bomba se encuentra operando, también le permite tener conocimiento del sentido del flujo del aceite.

Los principales tipos de bombas cuyo uso se ha extendido principalmente son básicamente dos: Bombas Axiales y Bombas centrifugas; cuya aplicación de cada una está sujeta al sistema de enfriamiento a utilizar en el transformador.



23 *Figura 2.2.4 Bomba centrifuga para circulación del aceite.*

# CAPITULO III

## Principales fallas de un transformador

3.1 Introducción.

3.2 Sobrecorriente.

3.3 Corto circuito.

3.4 Sobretensiones.

3.5 Falla entre espiras.

3.6 Perturbaciones.

3.6.1 Generación de gas.

3.6.2 Sobrepresión.

3.6.3 Envejecimiento del aislante.

## **CAPITULO III. Principales fallas de un transformador.**

### **3.1 Introducción.**

Idealmente un sistema eléctrico se planea, organiza y diseña con el fin de que éste sea 100% confiable y se toman las medidas pertinentes para su óptimo funcionamiento, sin embargo esto solo se logra idealmente hablando debido a que en la realidad existe una amplia gama de factores que pueden propiciar que se presente una falla o que exista un mal funcionamiento en la operación; dichas anomalías pueden deberse tanto a factores internos donde se ve involucrado el propio sistema o bien que pueden ser externas a éste como lo pueden ser las descargas atmosféricas entre otros.

La presencia de una falla puede tener desde consecuencias menores o de poca importancia como lo pueden ser pérdidas de energía presentándose un mayor calentamiento en algunos elementos del transformador y por ende menor eficacia elementos del transformador hasta consecuencias mayores como la pérdida total del transformados y con ello la interrupción del servicio de suministro dejando a miles o millones de usuarios sin electricidad o peor aún, tener el costo de una vida humana.

### **3.2 Sobre-corriente.**

También es conocido como sobrecarga o Sobreintensidad y se puede definir como toda aquella corriente superior a un valor asignado o determinado por el usuario para un transformador, lo cual se debe a un aumento del consumo de energía eléctrica por parte de los usuarios, lo cual aumenta la carga nominal en condiciones normales del transformador, en esta situación el termómetro detecta y manda la señal para que entren en operación los sistemas de refrigeración adecuados según sea la condición. Para el caso de los conductores, el valor asignado viene dado por la corriente admisible por el material de éste.

### **3.3 Corto circuito.**

El corto circuito se define como cualquier corriente que se encuentre por encima de los valores o rangos normales de operación; Dentro de las causas que lo pueden originar se encuentra la pérdida de aislamiento, explicándolo propiamente en el transformador de potencia, el papel aislante que cubre se va desgastando ya sea debido al paso del tiempo a las condiciones a las que ha sido sometido, con lo que los conductores de los devanados quedan en contacto directo ocasionando que se presente esta falla.

Dentro de los efectos que causa un cortocircuito se encuentran [4]:

- Arco Eléctrico: este es un arco muy brillante y caliente que puede ir desde unos cuantos hasta miles de amperes y su efecto puede ser de gran impacto, debido a que quema prácticamente todo lo que se encuentre en su trayectoria.
- Calentamiento: Al haber en un cortocircuito una gran magnitud de corriente, se presentan efectos de calentamiento muy severos.
- Esfuerzos Magnéticos: Debido a que cuando circula corriente a través de un conductor se genera un campo magnético, cuando llega a circular una corriente de cortocircuito de miles de amperes, el campo magnético incrementa de manera muy importante lo que produce esfuerzos magnéticos muy elevados.



24 *Figura3.3 Deterioro del papel aislante de un embobinado*

### 3.4 Sobretensiones.

De manera muy general se define a una sobretensión como cualquier onda o impulso de tensión que se presente por encima de la máxima tensión de servicio (tensión nominal) para la cual está diseñado un elemento o máquina. Durante el periodo de duración de éste se presenta un aumento de la energía en los circuitos eléctricos lo cual puede llegar a causar la destrucción del equipo.

Las sobretensiones de origen atmosférico están relacionados con los rayos formados durante una tormenta, los equipos al estar a la intemperie y debido al gran número de descargas atmosféricas presentes en casi cualquier parte del mundo dejan expuesto al sistema eléctrico y en este caso al transformador.

Dentro de los efectos principales que causa la caída de un rayo se encuentran:

- Efectos térmicos

Aumentos de temperatura por efecto joule; esto debido a las grandes cantidades de corriente que circulan por los conductores a tal grado que puede provocar incendio.

- Sobretensiones de funcionamiento o maniobra

Estas se pueden presentar debido a la apertura o cierre de los dispositivos de control tales como los contactores o los propios relés de protección.



25 *Figura 3.4 Efectos de la sobretensión en el transformador*

### **3.5 Falla entre espiras**

El transformador requiere menor cuidado comparado con otros equipos eléctricos, sin embargo el grado de mantenimiento e inspección necesarios para su operación depende de su capacidad, de la importancia dentro del sistema eléctrico, de las condiciones climatológicas, del ambiente y en general, de las condiciones de operación.

Un aspecto a destacar es que el aceite de aislamiento se deteriora gradualmente por el uso. Las causas son la absorción de la humedad del aire y de partículas extrañas que entran en el aceite y el principal efecto es la oxidación. En esencia el aceite se oxida debido al contacto con el aire y éste proceso se acelera por el aumento de la temperatura que se presenta en el transformador y por el contacto con metales tales como el cobre, el hierro, etc.

Además de lo anterior, el aceite sufre una serie de reacciones químicas como lo es la descomposición, misma que producen las partículas que no se disuelven en el aceite y que se



precipitan en el núcleo y en los bobinados. Dichas partículas se les da el nombre de sedimentos. Propiamente los sedimentos no afectan directamente la rigidez dieléctrica, pero los depósitos que se forman sobre los devanados impiden su normal refrigeración.

Para poder tener un conocimiento del estado del transformador se realiza mantenimiento e inspección para descubrir las fallas que ocurren y que se están desarrollando lentamente.

Las fallas que se pueden encontrar en dicha inspección son las siguientes:

- Deformación de los materiales de aislamiento y del bobinado, causados por un cortocircuito externo.

El transformador generalmente se diseña y se fabrica para resistir el calor y los golpes mecánicos. Sin embargo, si se expone a golpes mecánicos intensos y frecuentes, inclusive una pequeña deformación puede convertirse en una falla interna seria.

- Aislamiento del núcleo.

Puede existir aislamiento deficiente entre las láminas del núcleo, entre el tornillo de sujeción del núcleo y el tubo de aislamiento, etc. El aislamiento deficiente causa un cortocircuito en el flujo magnético, produce constantemente una corriente de corto circuito en esta zona y provoca un calentamiento excesivo, lo que desarrolla fallas serias.

- Aislamiento deficiente debido a una condición operacional dura, como carga excesiva.

Según se mencionó en las instrucciones de operación, el aislamiento del transformador se deteriora por el aumento de la temperatura y este deterioro con el pasar de los años empeora y se convierte en una falla seria cuando el transformador sufre una carga excesiva.

- Deterioro de los materiales de aislamiento, del aceite, de los bujes, etc. debido a absorción de humedad, a oxidación y a formación de una corona, etc.
- Deterioro del aislamiento de la parte externa del transformador debido al viento, la nieve, la sal y el polvo.

Esto puede prevenirse con una inspección y un mantenimiento correctos.

- Falla en los accesorios, fuga de aceite, fuga de gas, etc.

Otro factor de gran importancia que se debe considerar cuando se evalúa el riesgo de falla es la edad de los transformadores.

Propiamente hablando, en cuanto a la falla que se presente en los devanados se tienen 2 fallas principales a destacar y estas son las siguientes:

- Cortocircuitos

Hay cortocircuitos entre las espiras, entre las fases y entre las bobinas. Como se mencionó anteriormente, la mayoría de las fallas de los cortocircuitos son a causa del deterioro del aceite de aislamiento y a la penetración de la lluvia. Aunque también algunos cortocircuitos se deben al deterioro por calor, que es causado por una carga excesiva anormal. En general, los cortocircuitos internos causan deformaciones graves en las bobinas, como efecto secundario.

- Rompimiento de los terminales de los devanados.

Las terminales de los devanados sufren daños por un exceso de corriente (cortocircuito externo) o bien debido por un rayo. También los accidentes de cortocircuito del sistema que se acumulan, pueden causar daños en el soporte del bobinado, por su fuerza destructora mecánica repetida, que finalmente termina por romper los terminales.

Para evitar que se presenten los cortocircuitos entre las bobinas los conductores de cobre son revestidos en papel aislante y estos se sumergen en el aceite dieléctrico, pero se debe considerar que existe un deterioro del papel aislante, lo que representa una causa de falla frecuente de daños por cortocircuito mismos que pueden provocar un incendio o inclusive en una explosión, debido a la gran cantidad de potencia que se maneja.

A continuación se presenta una foto donde se muestra los daños causados debido a un corto circuito entre las bobinas bobinado primario de un transformador.



26 Figura 5.5 Cortocircuito en Bobinado de un Transformador.

*Imagen Recuperada de [Leza, Escriña & Asociados. 5]*

### **3.6 Perturbaciones**

Cuando en el transformador existen condiciones de uso que van más allá de las capacidades para las que fue diseñado y fabricado, se pueden presentar como consecuencia reacciones en los componentes y elementos que lo conforman, estos efectos merman de manera muy negativa la vida útil de nuestra máquina y aumenta las posibilidades de falla lo que puede traer como consecuencia la interrupción del suministro eléctrico o la pérdida total del transformador, sin embargo se pueden aprovechar estas reacciones para poder prevenir una posible falla antes de que

ésta genere daños mayores o detectarla para tomar las medidas pertinentes, para lo anterior se deben conocer los efectos y características de estas para poder realizar un análisis adecuado que permita a los operadores actuar de manera eficaz.

### **3.6.1 Generación de Gas**

Existen límites especificados por el fabricante y que se pueden encontrar en las especificaciones de placa, pero cuando existe aplicación de cargas que los sobrepasan; Puede generar determinados riesgos y efectos negativos entre los que se encuentran:

- a) La evolución del gas libre proveniente del aislamiento de los bobinados y de las conexiones internas aisladas que se calientan por las sobrecargas pueden ocasionar que corra riesgo el bienestar del sistema de aislación.
  
- b) La formación del gas libre proveniente del aislamiento adyacente a las partes metálicas relacionadas con el flujo electromagnético producido por el bobinado o corriente inducido pueden verse reducidas en su rigidez dieléctrica.
  
- c) El funcionamiento a altas temperaturas provoca una disminución de la resistencia mecánica tanto del aislamiento en el conductor como en su estructura. Dichos efectos son todavía más preocupantes durante los períodos de sobre corrientes transitorias de falla, que es cuando los esfuerzos mecánicos alcanzan sus niveles más altos.

### **3.6.2 Sobrepresión**

Se origina debido al aumento excesivo de la temperatura en los devanados del transformador, lo que genera gases que se van acumulando aumentando la fuerza ejercida en la cuba y debido a la excesiva expansión térmica de conductores, materiales aislantes o partes estructurales a altas temperaturas puede provocar deformaciones permanentes que podrían aportar a ocasionar fallas mecánicas tales como la presencia de fugas o fallas dieléctricas.

### **3.6.3 Envejecimiento del aislamiento**

Los conceptos que a continuación se explican son recopilados del documento: Estudio de sobrecargas basado en las normas. El cual tiene como referencia las Normas (IEEE Guide for Loading: IEEE Std C57-91-1995). Mismas que como se menciona en capítulos anteriores por sus siglas en inglés (Institute of Electrical and Electronics Engineers). Específicamente, la función de estas normas es la de proveer recomendaciones para la operación de transformadores sumergidos en aceite mineral, en las que se consideran diversos factores que pueden presentarse en la operación de este tipo de transformadores; permitiendo para este trabajo tener un panorama general dichos aspectos.

- Factor de aceleración de envejecimiento:

Se tiene que para una determinada temperatura del punto más caliente, el grado en que el envejecimiento del sistema de aislación del transformador es acelerado en comparación

con el nivel de envejecimiento a una temperatura de referencia para los puntos más calientes. Para transformadores con sobre temperatura promedio (medida por resistencia) para los arrollamientos de 65°C, la temperatura de referencia de los puntos más calientes es de 110°C, siendo de 95°C para los transformadores con sobre temperatura promedio de arrollamientos de 55°C.

- Pérdida Porcentual de vida:

El envejecimiento equivalente en horas a la temperatura de referencia en los puntos más calientes por un período de tiempo que usualmente es de 24 horas. La obtención de esta pérdida viene dado por:

$$\text{Pérdida porcentual de vida} = \frac{100}{\text{tiempo total de vida en horas}}$$

Donde el tiempo total normal de vida del aislamiento se considera a la temperatura que hay de referencia en los puntos de más calentamiento, mismo que se obtiene mediante pruebas.

- Vida del aislamiento en transformadores:

Para una temperatura dada en el aislamiento de un transformador, el tiempo total entre el estado inicial en que se considera que el aislamiento es nuevo y el estado final en que puede

ocurrir ya sea un esfuerzo dieléctrico, o un esfuerzo de cortocircuito o movimiento mecánico, en servicio normal, que cause una falla eléctrica.

Es de vital importancia que el aceite que es introducido en el transformador se encuentre completamente deshidratado y desgasificado, debido a que los aislamientos del papel se encuentran secos, por lo que tienden a absorber el agua que contenga el aceite. Donde las exigencias de las condiciones para un aceite deshidratado y desgasificado son:

- Contenido de agua:

Menos de 30 Partes por millón o (PPM) para transformadores de 115 KV y menos de 1' P.P.M. para transformadores de más de 115 KV y hasta 400 KV.

- Contenido de gases:

Menos del 2 % para transformadores de 115 KV y menos de 0.2% para más de 115 KV y hasta 400 KV.



# **CAPITULO IV**

## **Relevadores eléctricos**

4.1 Relevador

4.2 Características generales de las protecciones eléctricas

4.3 Tiempo de operación del relevador

4.4 Coordinación de protecciones.

4.5 Protección primaria y secundaria.

4.6 Elementos auxiliares del relevador eléctrico

4.6.1 Transformadores de instrumento

4.7 Interruptores y Contactos

4.7.1 Interruptor (52)

4.7.2 Contactos

4.8 Pick Up y Drop Out

4.8.1 Salida de Disparo

## 4.9 Evolución del relevador a través del tiempo

### 4.9.1 Relevador de tipo inducción

### 4.9.2 Relevador Microprocesado

#### 4.9.2.1 Características generales

#### 4.9.2.2 Registro de eventos

#### 4.9.2.3 Registro de fallas y oscilografía

#### 4.9.2.4 Medición.

#### 4.9.2.5 Interfaz Humano-Máquina (IHM)

#### 4.9.2.6 Niveles de Acceso

## **CAPITULO IV. Protecciones Eléctricas**

### **4.1 Relevador**

De manera general el relevador de protección es un dispositivo que entra en operación por una señal, que puede ser de voltaje, de corriente o para otros casos donde se requiera, por ambas. Los relevadores tienen la función de proteger el equipo eléctrico de los daños que pueden causar las fallas con lo que se busca reducir en la mayor medida de lo posible los daños y efectos, esto lo logra causando el retiro rápido del servicio de cualquier elemento de un sistema de potencia.

### **4.2 Características generales de las protecciones eléctricas.**

Al utilizar protecciones para un sistema eléctrico existen determinadas características que se buscan en las protecciones eléctricas y que son de vital importancia a considerar como lo son:

- **Selectividad**

Donde se busca que se pueda detectar dónde se originó la falla y poder actuar, lo cual implica que la protección desconecte sólo el circuito donde se presente la falla y si es que esta le corresponde a dicha protección; ya que de lo contrario se podría terminar desconectando una cantidad mayor de circuitos a las necesarias para aislar la falla; todo lo anterior mediante la ayuda o apoyo de un esquema.

- **Economía**

En este sentido Se tiene como principal propósito la mayor protección que se pueda proporcionar invirtiendo la menor cantidad económica posible, esto debido a que los costos de protección se pueden considerar elevados en una primera instancia, por lo que se procura evaluar una gama de protecciones que cumplan con los requerimientos que sean necesarios y dentro de estos se selecciona el que resulte más económico si así resulta conveniente.

- **Simplicidad**

Esto lleva a la condición de que el sistema compuesto por los relevadores de protección debe estar diseñado de la manera más simple y sencillo que se pueda, por lo que al incluir protecciones se evalúa de manera detallada si esta es realmente necesaria. Por lo mismo cada componente añadido se aplica principalmente para mejorar los alcances de la protección, pero que ya no resulta de vital importancia para efectuar la protección.

### 4.3 Tiempo de Operación del Relevador

Es el tiempo que tarda un relevador desde que se inicia una falla de un equipo primario, hasta que se envía la salida de disparo, durante este tiempo el relevador realiza la medición de sus entradas analógicas, procesa la información y emite su decisión de disparo.

Retomando la importancia del tiempo de respuesta en la operación de las protecciones se tienen tres clasificaciones:

- Instantáneo

Los relevadores de sobre corriente instantánea no suelen usarse como único elemento protector en los sistemas eléctricos de potencia y por lo regular se usan en conjunto con otras protecciones. Cuyo tiempo de operación es menor a 0.01 segundos oscilando de manera más específica en un rango de operación de entre los 10 a los 60 milisegundos.

- Alta velocidad

Su característica de funcionamiento es la misma que la protección instantánea entrando en funcionamiento cuando se presenten valores de corriente a los cuales ha sido ajustado para operar, sin embargo como característica presenta que éste opera en un tiempo menor de 0.05 segundos.

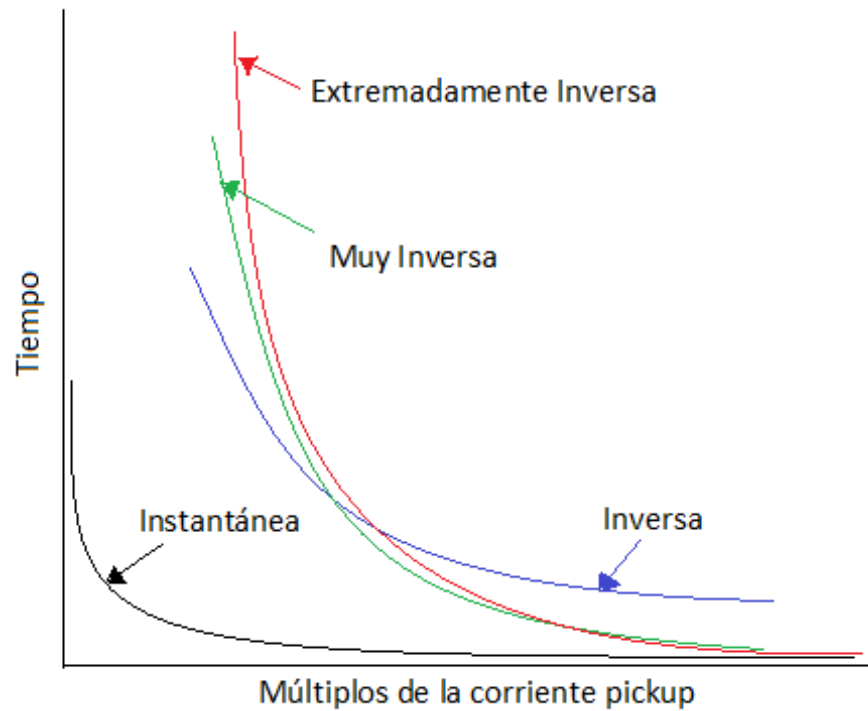
- Con retraso de tiempo

También conocidos como protecciones de tiempo definido; estos cuentan con un mecanismo de tiempo de ajuste que es el encargado de producir el retraso deseado o necesario. Este relevador entra en operación sólo cuando la sobre corriente se mantiene durante el tiempo indicado y establecido para esta protección; de no ser así el relevador no entrara en operación ni mandará señal de disparo, limitándose nuevamente a sus condiciones de monitoreo.

Existen diferentes tiempos de funcionamiento que se aplican para el relevador con retraso de tiempo y dentro de estos se tienen:

- Tiempo inverso: Su aplicación es para aquellos sistemas donde existe una variación en el número de fuentes de alimentación y que presentan por ende una amplia variación en las corrientes de corto circuito.
- Tiempo muy inverso: Se caracterizan por ser más lentos que los de tiempo inverso, su tiempo de activación es más rápida en presencia de corrientes altas, mientras que son más lentos para las corrientes bajas.
- Tiempo extremadamente inverso: Se usan en circuitos de distribución primaria donde se permiten altas corrientes iniciales; son de ajuste más retardado que los de tiempo muy inverso.

El comportamiento de los relevadores con retraso de tiempo e instantáneo se muestra a continuación en la gráfica 4.3:



27 Figura 4.3 Gráfica Comportamiento de relevadores con retraso de tiempo e instantáneo.

Los relevadores de protección que se utilizan en sistemas eléctricos de corriente alterna se accionan por corriente o tensión, mismos que se suministran por los transformadores de corriente y transformadores de potencial.

#### **4.4 Coordinación de protecciones.**

Existen casos donde resulta muy complicado poder anticipar donde puede ocurrir una falla en el sistema, por lo que el esquema de protección se diseña para los eventos de falla más probables, por lo regular esto se realiza gracias a las experiencias previas en sistemas similares.

Se debe tomar en cuenta que las protecciones a utilizar variaran según sea la condición de cada sistema donde dichas condiciones de funcionamiento serán diferentes, por lo anterior se debe analizar individualmente cada sistema y seleccionar las protecciones según se crea conveniente.

Por lo anteriormente mencionado se cuenta con la Coordinación de protecciones; mismo que se realiza con la finalidad de poder determinar los ajustes de relés de sobre corriente.

Éste consiste esencialmente en verificar y organizar las curvas tiempo-corriente de cada uno de los relés que se pretendan utilizar en el sistema y que puedan encontrarse en serie entre el dispositivo que se desea proteger y la fuente. La realización de este debe efectuarse al comienzo de cualquier proyecto de un sistema eléctrico, la importancia de esto es que puede indicar o señalar que se pueden requerir algunos cambios en las especificaciones, en la ubicación o bien en el ajuste de ciertos equipos de protección.

Debe considerarse que es necesario realizar una revisión o análisis cuando las condiciones son modificadas como podría ser el remplazo de equipos del sistema o bien de manera general cuando



se realicen modificaciones importantes, esto debido a que se pueden presentar cambios en los valores de operación a los cuales ya ha sido ajustado el relevador.

En resumen la finalidad de un estudio de coordinación es la de poder determinar las características, los ajuste y los rangos de los relevadores de protección para garantizar una selectividad eficiente.

#### **4.5 Protección primaria y secundaria.**

##### **Protección primaria.**

Ante la presencia de una falla eléctrica el tiempo resulta ser un factor de vital importancia, llegando al rango de los milisegundos, si un equipo no es desconectado dentro de los límites permisibles, se podría ocasionar severos daños en éste o en definitiva causar la pérdida total del equipo.

La protección primaria es aquella que debe tener como principal característica el operar con la mayor rapidez posible y se diseña de tal forma que desconecte la menor cantidad de equipo presente en el sistema de potencia, aislando el elemento que presentó la falla.

De manera general en la protección primaria se consideran los siguientes puntos:

- Cuando se llega a presentar una falla cualquiera dentro de una determinada zona determinada el o los relevadores en cuestión deben mandar señal para disparar todos los interruptores que se encuentran involucrados solo en dicha zona procurando desconectar la menor cantidad de elementos que sea posible para su protección.
- Si se encuentran zonas de traslape que se encuentran alimentadas por los interruptores. Cuando se produce una falla en una de las 2 zonas se deben disparar todos los interruptores que se encuentran alimentando a ambas; esto haciendo referencia a que propiamente de es de importancia de un relevador discriminar si una falla se presenta en una zona determinada del sistema sino más bien en que esa zona se encuentra alimentada por un punto al cual se ha asignado al relevador, este detectará que existe falla y mandara a abrir los interruptores que conecten o alimenten al circuito que está presentando fallas, he aquí la gran importancia de contar con una buena planeación del sistema de protección para poder determinar los casos en los que se pueden realizar zonas de traslape ya sea porque el aspecto económico así lo justifica o lo requiere; o bien, que la desconexión de esas zonas en traslape no causa mayor complicación según la estructura del sistema por su arreglo y/o diseño.

### **Protección secundaria.**

Se le denomina protección secundaria o también conocida con el nombre de protección de respaldo a aquella protección que entra en operación cuando la protección primaria falla o que no entra en acción mandando señal de apertura cuando se presentan condiciones anómalas que ponen en riesgo al sistema y mismas condiciones para las cuales han sido ajustadas dichas protecciones primarias.

La protección secundaria se utiliza únicamente para la protección contra cortocircuitos debido a que éste representa la falla que predomina en los sistemas de potencia. Sin embargo en el manual de (*Curso básico de Protecciones Eléctricas de Luz y Fuerza del Centro, de Zárate, G. & J. Meneses, O.*) hace mención que la experiencia ha demostrado que en aspectos de economía no es conveniente o justificable utilizar la protección de respaldo para los casos donde no se vean involucrados los cortocircuitos. Considerando que debido a la mejora tecnológica en los relevadores es cada vez mayor y por lo mismo el costo de estos tiende a aumentar de manera considerable.

A muy grandes rasgos dependiendo de las características del fabricante, este menciona en la placa de características las condiciones de uso a las cuales puede ser sometido el transformador y las cuales pueden quedar sujetas a las normas ANSI o IEEE.

Como un ejemplo de explicación, considerando para este caso que el transformador de potencia puede operar entre uno y 3 segundos a 50 veces la corriente nominal entonces se tiene un ajuste de los relevadores que se consideran a 50 veces dicha corriente nominal; es decir  $50 I_n$  lo que en cuestión resultaría en  $(203.77A)(50) = 10,188 A \approx 10 KA$ .

Sin embargo las corrientes de cortocircuito superan por mucho éstos valores.

## **4.6 Elementos auxiliares del relevador eléctrico.**

De manera general el relevador no opera de forma única y requiere de otros dispositivos o elementos que le permitan recibir la información para determinar si entra en operación o no además que la acción de apertura solo involucra al relevador para mandar la señal de disparo o de apertura del circuito, sin embargo propiamente la función de apertura la realizan los interruptores siendo estos los que efectivamente aíslan al sistema. En seguida se mencionan dichos elementos necesarios para que el relevador pueda efectuar la función de protección de un sistema eléctrico de manera adecuada.

### **4.6.1 Transformadores de instrumento.**

A grandes rasgos los elementos fundamentales que intervienen en el sistema de protección eléctrica de alta tensión son los transformadores de instrumento, mismos que envían información al relevador, los relevadores detectan si hay falla para mandar señal de disparo a los interruptores que son los que se abren desconectando al circuito.

Los relevadores pueden recibir información de las condiciones de operación en el circuito del transformador mediante la ayuda de unos elementos llamados transformadores de instrumento, cuyo fin es el de facilitar la toma de lecturas tanto de corriente como de voltaje de valores muy elevados y que su medición directa resultaría imposible o extremadamente costosa. El funcionamiento está basado en la relación de transformación de cualquier transformador, como se explica en el capítulo I.

Estos dispositivos se clasifican en:

### **Transformador de Corriente (TC)**

Transformador de instrumento utilizado para medir la corriente primaria de un elemento del sistema de potencia y proporcionar en forma proporcional una corriente secundaria. Su conexión debe ser en serie; el primario del transformador, que consta de muy pocas espiras, es conectado en serie con el circuito cuya intensidad se desea medir y el secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los aparatos de medición y de protección que requieran ser energizados. Los rangos de corriente que por lo regular manejan a la salida es de 5 A o en ocasiones de 1 A; lo anterior dependerá de las características requeridas.

Estos transformadores de corriente se diseñan tanto para servicio interior como exterior. Para el caso de servicio interior estos cuentan con la ventaja de ser más económicos y su fabricación está destinada para tensiones de servicio de hasta 25 kV y cuentan con aislamiento en resina sintética; mientras que por otro lado los de servicio exterior están contruidos con aislamiento de porcelana y aceite. Actualmente se sigue usando aislamientos a base de papel y aceite, mismos que se encuentra al interior de un recipiente metálico, con boquillas de porcelana.

Para el caso de su aplicación como transformador de medición, es decir cuya función es la de medir las magnitudes de corriente en el sistema, este debe contar con cierto parámetro de precisión a fin de poder reproducir acertadamente la magnitud y el ángulo de fase de dicha corriente; para estos parámetros se cuenta con una precisión que oscile entre el 10 % y no más del 20% sobre el valor

nominal; mientras que su aplicación como transformador de protección estos elementos deben conservar su precisión has valores que lleguen hasta veinte veces la magnitud de la corriente nominal.

Los parámetros de operación normalizados de este transformador para su aplicación en subestaciones de potencia están diseñados para poder soportar una corriente primaria con valores de: 300, 400, 600, 800, 1200, 1500, 2000 y 4000 amperes.

En cuanto a los límites térmicos un transformador debe tener la capacidad de soportar de manera permanente hasta un 20% adicional al valor nominal de corriente, lo anterior sin sobrepasar la temperatura especificada para su operación. Para dicho límite las normas recomiendan una densidad de corriente de  $2 \text{ A/mm}^2$  de manera continua; se ve involucrado además el límite de corto circuito que es la corriente de corto circuito máxima que puede soportar un TC durante un intervalo de tiempo entre 1 y 5 segundos, en cuyo caso las normas ANSI permiten una densidad de corriente de  $143 \text{ A/mm}^2$  durante un segundo.

Estos transformadores también cuentan con la *clase de precisión para protección*, donde los núcleos se diseñan para que los valores de la corriente secundaria sean proporcionales a los valores del lado primario, de tal forma que resistan hasta 20 veces el valor de la corriente nominal.

En la fabricación de transformadores donde se busca que sean resistentes a los cortos circuito, estos requieren de una gran sección de cobre en los embobinados, lo que implica una reducción en el número de espiras del primario; esto a su vez produce un inconveniente debido a que la potencia

de precisión varía de manera significativa con el cuadrado del número de ampere-vueltas en el lado primario, por lo que la exactitud de un TC diseñado para resistir cortos circuitos se ve mermada. En resumen se sacrifica precisión a fin de tener un TC de gran resistencia a cortos circuitos.

### **Transformador de Potencial (TP)**

Transformador de instrumento utilizado para medir la tensión primaria de un elemento del sistema de potencia y brindar en forma proporcional un valor de tensión secundaria, donde los valores para el lado primario se selecciona el valor normalizado inmediato superior al valor calculado de la tensión nominal de la instalación, mientras que el lado secundario cuenta con valores normalizados de acuerdo a la ANSI a tensiones de 120 V para dispositivos de hasta 25KV y de 115 V para los valores que superen los 35 KV. Su conexión debe ser en paralelo con la red de alimentación y se utiliza para permitir la lectura de los voltímetros.

La función de estos transformadores es la de proporcionar aislamiento contra la alta tensión del circuito de potencia, a su vez alimentan a los relevadores con magnitudes que resultan proporcionales a las que se encuentran en el circuito de potencia, para lo anterior se considera una reducción suficiente en la magnitud para que de esta forma los relevadores puedan diseñarse de un tamaño más pequeño y por ende menos costoso, ya que de lo contrario las dimensiones de estos serían colosales.

Para el uso adecuado tanto de los transformadores de corriente como de potencial se requiere considerar ciertos requisitos como son la construcción mecánica, el tipo de aislamiento a utilizar, que puede ser (seco o líquido), relación en función de las corrientes o potencial tanto del lado primario tanto del secundario, régimen térmico, condiciones de servicio, precisión, entre otros.

Para determinar la potencia nominal, es decir la potencia secundaria expresada en volt-ampères que se presenta en su aplicación bajo regímenes nominales se suman todas las potencias consumidas por los instrumentos conectados en paralelo con el devanado secundario del TP, considerando además las pérdidas que se presentan debido a las caídas de tensión que se crean en los cables de alimentación, misma que se ve incrementada con forme se aumenta la distancia entre éste y los instrumentos que alimentan.

A través de la experiencia de campo laboral se considera que para el caso de TP donde el voltaje secundario es de 120 V, los calibres conductores inferiores al número 12 AWG no son recomendables ya que dicho calibre reduce la carga del cable por lo que le proporciona una alta resistencia mecánica lo cual disminuye de manera considerable una ruptura del circuito eliminando el desarrollo de cortos circuitos que pongan en peligro al sistema.

Para este transformador también se designa la *clase de precisión*, la cual se designa por el error máximo permisible expresado en porcentaje que el transformador debe suministrar en su medición cuando opera a tensión y frecuencia nominales; dicha precisión debe garantizarse para valores que oscilen entre el 90% y 110% de la tensión nominal real.



## 4.7 Interruptores y Contactos.

### 4.7.1 Interruptor (52).

El interruptor de potencia para corriente alterna es un dispositivo que tiene la finalidad de cerrar o abrir un circuito de corriente alterna bajo condiciones de emergencia o de falla al recibir la señal de disparo proveniente del relevador.

### 4.7.2 Contactos.

Haciendo referencia a los contactos, estos cuentan con 2 estados conocidos como normalmente abiertos (NA) o normalmente cerrados (NC). En el caso donde se haga mención de condiciones normales esto se refiere cuando los relevadores no operan, principalmente y de manera deseable debido a que no se han presentado las condiciones de operación anómalas que los hagan entrar en servicio; cuando se use el termino normalmente cerrado o normalmente abierto es en las condiciones en que se encuentra el o los contactos originalmente, es decir antes de que el relevador mande señal para modificar esta condición.

El símbolo para designar contactos NA o NC se muestran en las figuras 4.7.2 a y 4.7.2 b.



28 Figura 4.7.2 a Contactos NA lado izquierdo; NC lado derecho. Simbología Europea.



29 Figura 4.7.2 b Contactos NA lado izquierdo; NC lado derecho. Simbología Americana.

#### 4.8 Pick Up y Drop Out

Se tiene entendido que el nivel mínimo de corriente establecido para que entre en operación el relevador se le conoce con el nombre de Pick Up. De esta manera cuando se menciona que el relevador manda señal de Pick Up esto hace referencia a que se han alcanzado los valores de corriente a los cuales ha sido ajustado para entrar en operación y mandar a aislar el circuito abriendo el o los interruptores correspondientes.

Por otro lado para el caso del “drop out” este hace referencia a cuando las condiciones de falla cesan por lo que el sistema ya no presenta riesgos de ser dañado por lo que se procede a la reposición del contacto re energizando nuevamente el sistema.

#### **4.8.1 Salida de Disparo**

Orden que se efectúa a través de contactos secos normalmente abiertos (NA) o dispositivos de estado sólido de alta capacidad de corriente y alta velocidad, que se aplica a los interruptores, para causar su apertura des energizando el elemento protegido.

#### **4.9 Evolución del relevador a través del tiempo**

Los relevadores han estado presentes en los sistemas eléctricos desde hace ya muchas décadas, sin embargo con el paso del tiempo las necesidades han sido modificadas así como el exorbitante desarrollo de la tecnología deja al alcance nuevas alternativas que se adecúen a las exigencias de la época en cuestión, por lo anterior se mostrará el desarrollo general de los relevadores considerando los relevadores aplicados en su inicio y los que se encuentran en la actualidad con sus características muy generales, con el propósito de brindar un pequeño bosquejo de éstos.

##### **4.9.1 Relevador de tipo inducción.**

En esta clasificación se encuentran los relevadores electromecánicos y su funcionamiento como lo dice su nombre está basado en la inducción magnética que se produce al circular una corriente a través de un material conductor, por lo que el par que se desarrolla cuando se giran los contactos móviles, se basa en el principio de funcionamiento de los motores eléctricos. Estos fueron los primeros relevadores utilizados para su aplicación como protección de los sistemas eléctricos ante

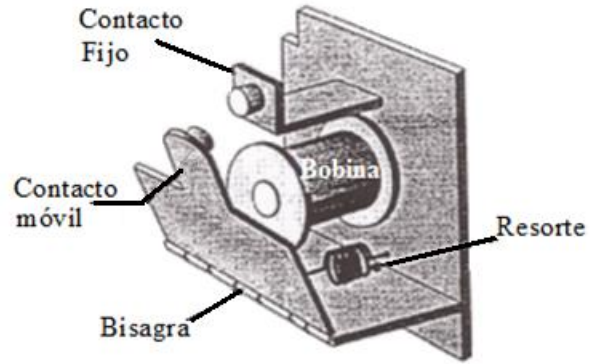
la presencia de fallas que pudieran ocasionar la pérdida de elementos costosos o de gran importancia.



30 Figura 4.9.1 Relevador electromecánico.

- **Relevador de tipo armadura con bisagra y atracción de núcleo.**

Al igual que en el caso anterior este relevador basa su funcionamiento bajo el principio de atracción magnética. En este tipo de relevador no presenta retardo de tiempo en su funcionamiento y su aplicación es principalmente para aquellas situaciones donde sea necesaria una respuesta instantánea.

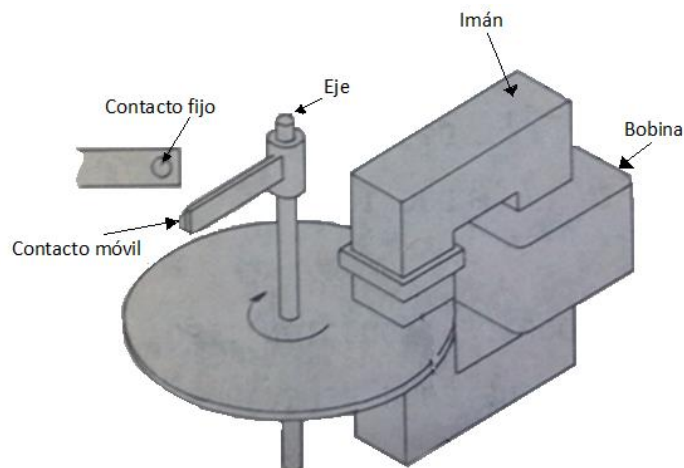


31 Figura 4.9.1 a Relevador tipo Bisagra.

Imagen recuperada de [Jiménez, J. Ortega & A. Rico, H, 72]

- **Relevador de tipo disco inducción.**

La aplicación del relevador de tipo Disco Inducción está destinada para aquellos casos donde se requiera la operación del relevador con un cierto retraso en el tiempo, lo cual se logra gracias a un electroimán permanente; donde el disco gira entre el imán lo que produce que exista un frenado en la inducción,

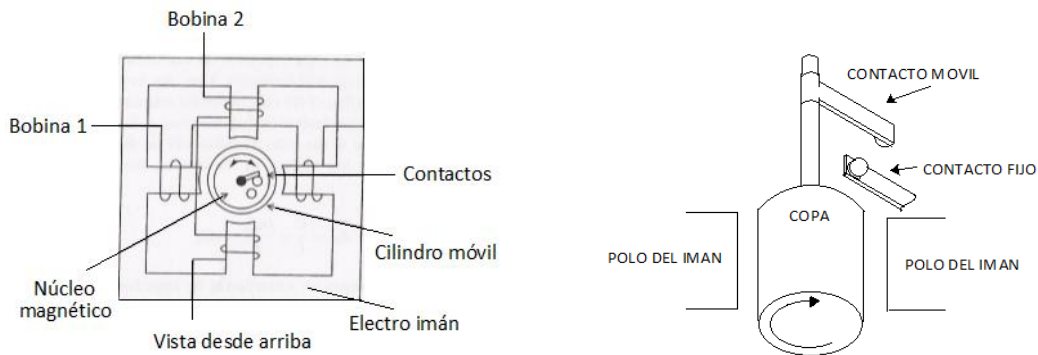


32 Figura 4.9.1 b Relevador tipo disco de inducción.

Imagen recuperada de [Harper. Protección de instalaciones eléctricas, industriales y comerciales. 324]

## Relevador de inducción tipo copa.

La aplicación para este tipo de relevadores se destinaba para los casos donde se requiera que el relevador actuara con una alta velocidad, es decir de manera instantánea



33 Figura 4.9.1 c Relevador de inducción tipo copa.

*Imagen recuperada de [Harper. Protección de instalaciones eléctricas, industriales y comerciales. 324]*

## 4.9.2 Relevador micro procesado

Con el paso de los años se ha visto un gran incremento en la demanda de la energía eléctrica por parte de los usuarios, lo cual ha generado que los sistemas eléctricos de distribución y subestaciones sean de mucho mayor tamaño y por ende con una mayor complejidad de sus interconexiones, además de que la exigencia de los sistemas de protección es mayor.

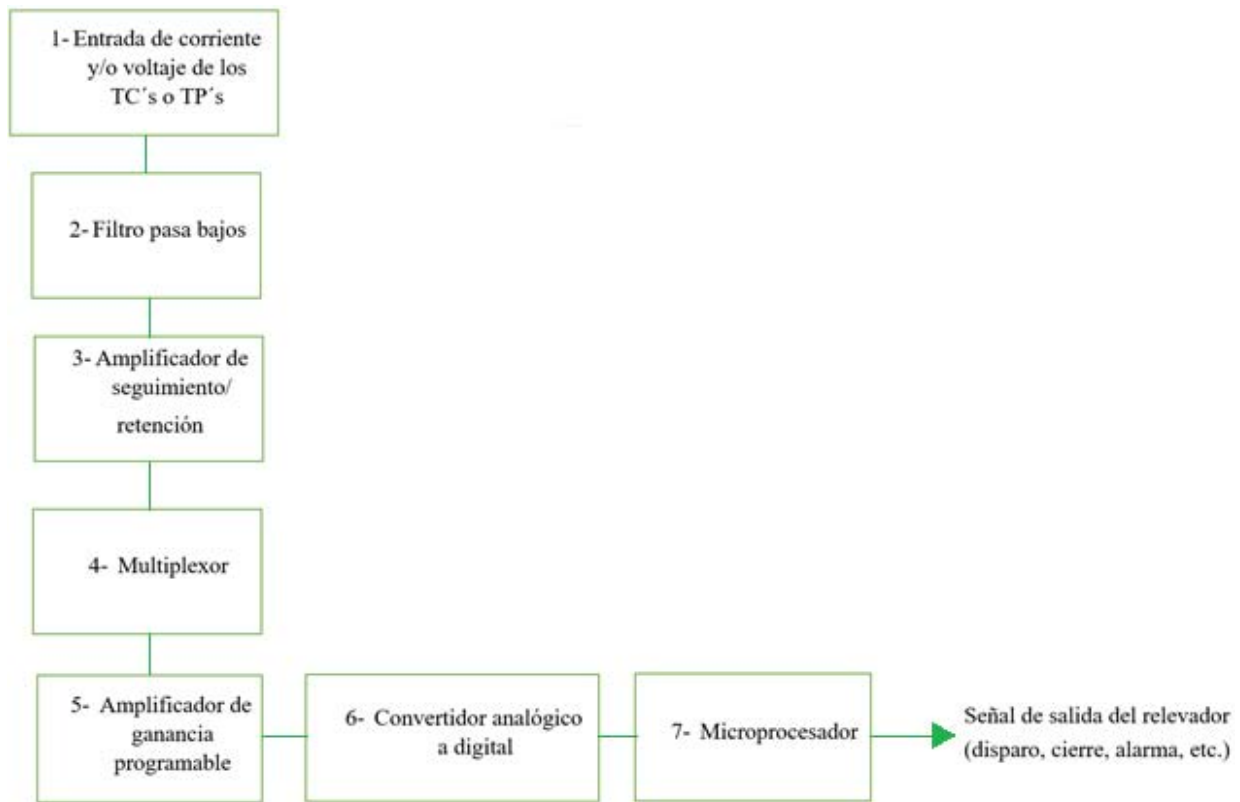
Los relevadores estáticos se basan en el empleo de circuitos electrónicos y componentes, así como de programas computacionales que ayudan a lograr gran variedad de funciones; abriendo así una amplia gama de tipos de relevadores tales como los Relevadores electrónicos, de transductores, de transistores, entre otros, pero mismos que se abordan solo como mención en esta obra, pues su estudio y análisis de cada uno va más allá del propósito de la misma.

Dentro de la protección un relevador estático viene siendo aquel en el que la medición la comparación de las cantidades eléctricas se realiza mediante una *red estática*, la cual está diseñada para dar una señal de salida en la dirección del disparo, esto cuando se presenta una condición crítica. Esta señal de salida opera a un dispositivo de disparo que puede ser electrónico. [10].



34 Figura 4.9.2 a Relevador microprocesado Schweitzer Engineering Laboratories (SEL).

Para tener una apreciación general del funcionamiento de estos relevadores se tiene lo que se conoce *Typical Logic Units* por su nombre en inglés sin embargo para aterrizarlo de una manera más sencilla éste hace referencia al algoritmo de funciones en la que procede su funcionamiento y este se puede apreciar en la figura 4.9.2 b.



35 Figura 4.9.2 b Unidades Lógicas típicas de un relevador microprocesado.

Donde:

- (1) Entrada de los TC's que reduce los valores más adecuados de corriente para el relevador.
- (2) La función del filtro pasa bajos es la de eliminar el ruido que es producido a causa de altas frecuencias (en este caso 60 Hz).
- (3) El amplificador de seguimiento/retención como lo indica su nombre sirve para poder tener seguimiento de la señal analógica proveniente de los transformadores para posteriormente



tener la retención de la señal, es decir contar con un congelar por intervalos de determinados de dicha señal.

(4) Toma una señal que ha sido congelada y lo realiza por secuencias de tiempo. Actúa como un conmutador que interconecta a dos o más segmentos de una misma red para poder enlazar los datos, funcionando como un puente; este es el paso previo para su conversión de señal analógica a señal digital.

(5) Amplificador de ganancia programable, el cual sirve para el procesado de las señales, medidas y para este caso, convertidor de señal analógica a digital.

(6) Propiamente en este punto se finaliza la conversión de la señal de analógica a digital.

(7) Los microprocesadores que en conjunto con un software apropiado proveen las características de protección requeridas, mandando señal de operación para las unidades auxiliares para mandar señal de disparo, de cierre, de alarma, entre otros.

Las unidades de estado sólido proveen una mayor flexibilidad en su uso, una mayor gama de características de ajuste, además de contar con una mayor precisión, todo lo anterior reduciendo las dimensiones de los dispositivos, sin embargo esto tiene desventaja, debido a que su mecanismo es más complejo aumentando el costo y dificultando su mantenimiento, por lo mismo como se

mencionó anteriormente se procura ajustar e incluir en el sistema eléctrico solo aquellas protecciones que son de vital importancia para proteger a los elementos de las principales fallas que pueden presentarse, reduciendo de esta manera la inversión de dinero que pueda resultar en pérdidas más que en una inversión efectiva.

#### **4.9.2.1 Características y condiciones generales**

Tomando como referencia las Características Técnicas Para Relevadores de Protección Especificación CFE G0000-81 se encuentran las siguientes:

Funciones Requeridas: Todos los relevadores deben ser microprocesados y debe contar con las siguientes aplicaciones:

- Registro secuencial de eventos.
- Registro de fallas y oscilografía.
- Debe contar con contraseña de seguridad (password) que restrinja el acceso al relevador.
- Debe contar con memoria no volátil para que en caso de pérdida de alimentación de Vc.c., no se pierdan los valores de ajuste y configuración.
- Función de autodiagnóstico que supervise el funcionamiento del relevador, verificando al menos: los niveles de tensión de salida de la fuente de alimentación interna y el correcto funcionamiento de los convertidores analógico digital y de los microprocesadores.

- Debe mostrar las magnitudes medidas en las entradas analógicas con las que cuente el relevador.

Es importante que las funciones solicitadas en esta especificación que sean habilitadas para trabajar simultáneamente, no deben interferir entre ellas ni en sus tiempos de operación.

#### **4.9.2.2 Registro de eventos**

Para este punto el relevador debe contar con registros de memoria para almacenar cuando menos los últimos 100 eventos ocurridos, aunque este valor puede variar dependiendo de si se especifica otro número en las Características Particulares. Cuenta con *Unidad de Evaluación de Dispositivo* para la explotación de registros de eventos, registro de disturbios, cambio de ajustes y todas las funciones con las que cuente el relevador, utilizando su programa de aplicación.

Entre los conceptos que pueden generar un reporte de evento por selección del usuario, se tienen los siguientes:

- Cambios en el estado de las entradas y salidas digitales, activación (“pick-up”) y reposición (“drop-out”) de los elementos de protección, medición, control y monitoreo disponibles en el propio relevador.

- Cada evento debe estar asociado además de su identificador de elemento, entrada o salida, con una etiqueta de tiempo que debe incluir la fecha (año, mes y día) y horario (hora, minuto, segundo y milisegundo) de ocurrencia.

#### **4.9.2.3 Registro de fallas y oscilografía.**

El relevador debe contar con registros de memoria no volátil del tipo circular para almacenar cuando menos los registros de las últimas 6 fallas (a menos que se especifique otro número en las Características Particulares).

Cada registro debe contener la información siguiente:

- Un reporte oscilográfico de las corrientes de fase y neutro (sí el relevador cuenta con entradas de tensión, también debe incluir las tensiones de fase a neutro), señales digitales como: arranque y reposición de los elementos internos y de las funciones operadas; estado de las entradas y salidas digitales; y protecciones operadas, fecha (año, mes y día) y horario (hora, minuto, segundo y milisegundo) de ocurrencia de la falla.

#### **4.9.2.4 Medición**

Con el constante aumento en la demanda de energía y los avances tecnológicos ha surgido una necesidad de contar con mayores datos disponibles que permitan al operador estar al tanto o

informado de las condiciones y características que se tienen presentes en el sistema eléctrico que brinda servicio a miles de usuarios con lo, por ende el relevador debe contar con la capacidad de medir una mayor gama de información tal y como lo son: corriente, tensión, ángulo de fase, frecuencia, potencia activa, potencia reactiva y factor de potencia dependiendo del tipo de entradas analógicas, dichos valores medidos tienen que estar referidos al lado primario para el caso de las protecciones correspondientes en ese lado del transformador y en el caso en el que se cuente con protecciones del lado secundario deben estar referidas al lado secundario, con la ayuda del TC. Debe además permitir consultar dichas mediciones.

En estos dispositivos siempre se busca tener la mayor precisión posible para las lecturas por lo que se requiere una clase de exactitud máxima del 5 % en todas las magnitudes, inicialmente este rango podría resultar muy pequeño sin embargo en los casos en los que exista falla o un mal funcionamiento éste margen puede resultar de vital importancia.

Debe contar con una pantalla o “display”, donde pueda configurarse el despliegue de todas aquellas magnitudes y variables medidas y/o registradas, correspondientes tanto a las funciones básicas como a las opcionales requeridas.

#### **4.9.2.5 Interfaz Humano-Máquina (IHM).**

Cuando un relevador entra en funcionamiento mandando señal de disparando para aislar al circuito ante la presencia de una falla, esta debe de informar de tal evento al operador en cuestión, por lo que se cuenta con un (IHM) o Interfaz humano-máquina, y este consiste en una pantalla y teclado

integrado en el relevador para acceso del usuario a los datos de medición, configuración y ajuste de un relevador de protección; además se puede contar con elementos sencillos como los “LED” o Diodo emisor de luz, para el caso de este último se utiliza para señalar que operó alguna función del relevador de protección y que indique al menos los siguientes estados:

- Relevador listo y/o falla interna (encendido indica relevador listo, apagado o cambio de color, indica falla interna).
- Relevador operado.

En el caso de que se utilice pantalla, las alarmas deben de mostrarse de manera consecutiva sin la intervención del usuario. Debe contar por lo menos con dos indicaciones visuales, configurables por el usuario. Debe permitir la reposición local de todas las indicaciones.

Para el caso donde se cuente con pantalla LCD, ésta debe permitir visualizar el estado, registros de eventos, alarmas y banderas de operación de las funciones de protección; con la restricción de la clave de acceso correspondiente, poder modificar la configuración y ajustes sin que se requieran equipos externos para dicha función.

#### **4.9.2.6 Niveles de Acceso.**

De manera general el relevador debe contar al menos con dos niveles de acceso.

Durante una sesión de acceso abierta en el relevador, en cualquier nivel, la función de protección debe tener prioridad, permitiendo que el relevador opere al presentarse una falla, debiendo generar todas las banderas, indicaciones y registros que identifiquen el tipo de falla.

Las sesiones de acceso deben ser a través de un puerto de comunicaciones por medio de una unidad de evaluación local o remota o a través de la interfaz IHM.

Las contraseñas deben poder ser asignadas y/o modificadas por el usuario.

- Primer nivel de acceso

En éste nivel de acceso es donde se permite al usuario el monitoreo del relevador, la obtención y/o visualización de mediciones, registros y ajustes; todo lo anterior con a limitante en que no se pueden efectuar cambios en los mismos; se debe acceder a este nivel, en forma directa o bien si es que lo dispone por parte de la empresa a través del uso de una contraseña de seguridad o (password).

Por otro lado para un nivel de acceso superior, éste debe estar restringido con contraseña (password) de seguridad. A este nivel se le conoce como:

- Segundo nivel de acceso

Este nivel permite al usuario el acceso además de lo contenido en el modo de monitoreo a la configuración, la modificación de ajustes, curvas, constantes, secuencias, configuración de entradas y salidas digitales, entre otros.

# **CAPITULO V**

## **Protecciones mecánicas**

5.1 Introducción.

5.2 Relevador Buchholtz (97).

5.3 Relevador de presión súbita.

5.4 Relevadores de Sobrepresión.

5.5 Nivel de aceite.

5.6 Imagen térmica (26).

5.7 Termómetro.



## **CAPITULO V. Protecciones mecánicas**

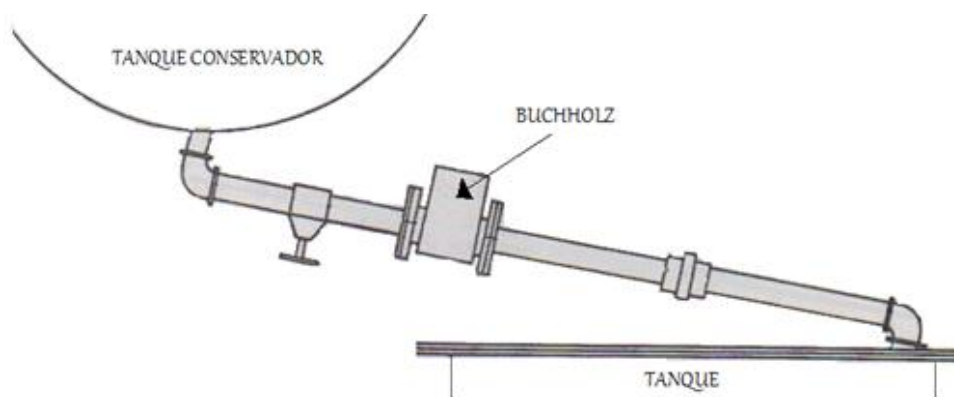
### **5.1 Introducción**

Propiamente en esta obra se aborda como protección mecánica a aquellas que su aplicación y funcionamiento no van directamente relacionadas con los niveles de corriente o tensión que se encuentran presentes en el transformador de potencia; sino más bien a aquellas que detectan y protegen al transformador de los efectos que se producen, esto a causa de alguna falla en el funcionamiento o anomalía. Dichos efectos se pueden ver manifestados como el aumento repentino o acelerado de la temperatura en los devanados y en el aceite aislante; con lo que desata otra serie de reacciones como la liberación de gases o aumentos de presión. Estas manifestaciones anómalas provocarán la intervención de estos relevadores y estos a su vez, dependiendo de la magnitud del fenómeno pueden mandar una señal de alarma o en definitiva ordenar y provocar la interrupción del suministro eléctrico; todo lo anterior lo deben realizar de manera eficaz y en periodos de tiempo que eviten que el transformador sea sometido a condiciones que provoquen daños irreversibles e incluso la pérdida total de éste.

### **5.2 Relevador de Flujo de Gases (Buchholz)**

Se le considera como una de las protecciones más importantes del transformador de potencia y su utilización está reservada únicamente para transformadores con depósito de aceite; se encuentra ubicado en el canal de conducción de los gases hacia el depósito conservador, mismo que se encuentra en la parte superior de los transformadores; como se puede observar en la imagen 5.2 .

Cuando se llegan a presentar fallas en el funcionamiento de un transformador, estas generan calentamientos que pueden llegar a alcanzar temperaturas de 150 °C o incluso mayores y el efecto que tiene esto es la producción de gases, mismos que dependerán en cantidad y rapidez de desarrollo de forma directamente proporcional a la magnitud de la falla.



36 Figura 5.2 Disposición de montaje de un relé Buchholz en un transformador que tiene el tanque conservador colocado separadamente de la caja.

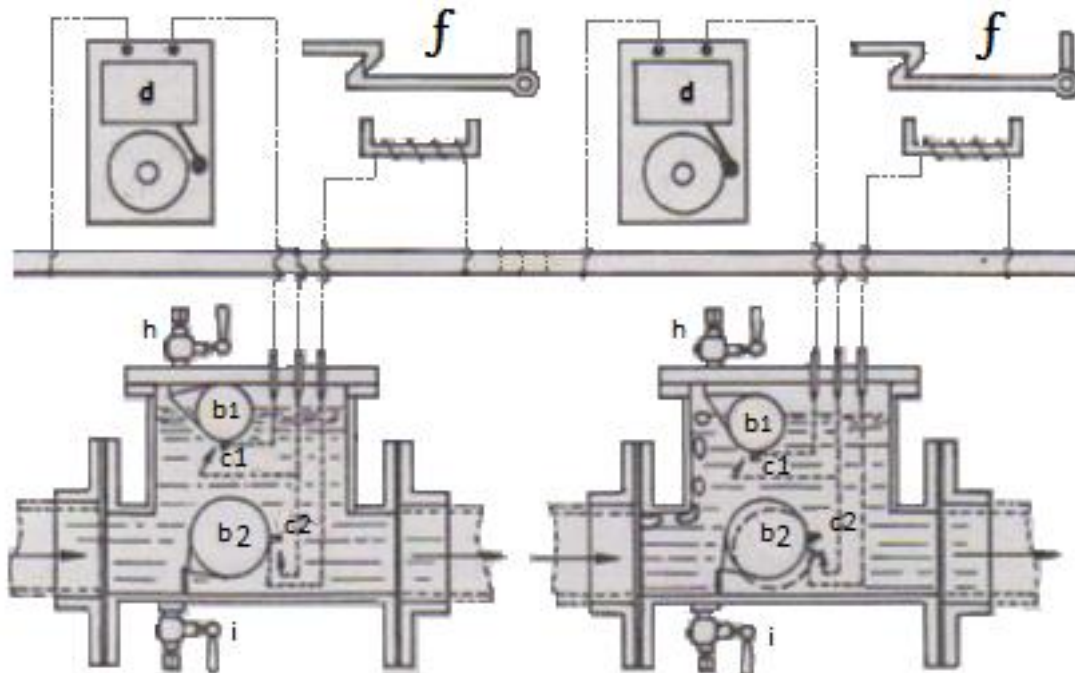
*Imagen recuperada de [Jiménez, J. Ortega & A. Rico, H, 76]*

Las causas y los efectos que producen las fallas en el transformador se abordan en un capítulo III con más detenimiento. Sin embargo en esta sección se explicará la aplicación y funcionamiento del relevador Buchholz.

Cuando se causa la elevación de temperatura debido a un defecto de poca importancia, se producen pequeñas burbujas de gas, mismas que se elevan hacia el tanque conservador, sin embargo en su trayecto estas son interceptadas y atrapadas en el relevador, provocando que el flotador  $b_1$

comience a descender; una vez la cantidad de gas llega a una cantidad determinada el flotador  $b_1$  tendrá un descenso tal que ocasiona el cierre de los contactos  $C_1$  que es el que alimenta al circuito de alarma, mandando así una señal preventiva que informa a los trabajadores que ha ocurrido una falla que si bien no es de urgencia extrema atender, si requiere la atención y evaluación del personal especializado.

En un caso donde exista una mayor presencia de gas, el nivel en el relé Buchholz tenderá a bajar haciendo que el flotador  $b_2$  cerrara los contactos  $C_2$  que accionará el mecanismo “f” de desconexión de los interruptores de alta y baja. Lo anteriormente mencionado se puede apreciar en la imagen 5.2 a.



37 Figura 5.2 a Esquema de funcionamiento de un relevador Buchholz

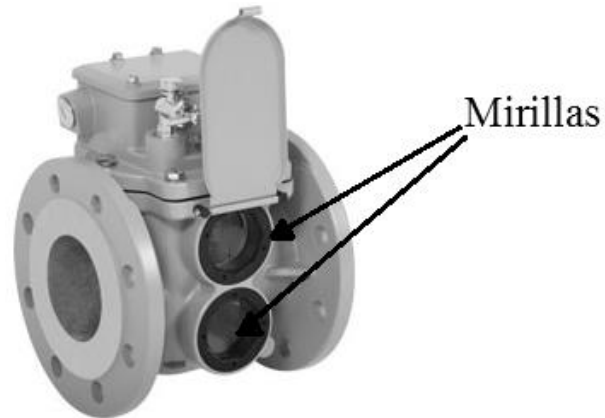
Imagen recuperada de [Jiménez, J. Ortega & A. Rico, H, 76].

Donde:

- Flotador móvil:  $b_1$  y  $b_2$
- Contacto de alarma:  $c_1$
- Contactos de disparo:  $c_2$
- Circuito de alarma:  $d$
- Mecanismo de desconexión :  $f$
- Válvula para purga de gases:  $h$
- Válvula para purga de aceite y prueba:  $i$

El relé además como se aprecia en la imagen 5.2 b, este relevador cuenta con una mirilla que nos permite apreciar el color y la cantidad de gases; donde el color de los gases nos da un indicio del lugar donde se presentó el defecto en cuestión, por ejemplo, para el caso de gases de color blanco estos se deben a que el papel aislante ha sido deteriorado, en el caso de que exista la presencia un gas de color amarillento es debido al deterioro de la madera, mientras que para los gases de color negro o grisáceo su casusa es por la descomposición que ha tenido el aceite, ya sea por las condiciones a las que está siendo sometido o bien al envejecimiento a causa del tiempo.

En el manual de (*Operación y Mantenimiento de Transformadores de Potencia. Jiménez, J. Ortega, A. Rico, H*), hace mención que para el caso real, es difícil determinar el color de los gases debido a que por lo regular tienden a ser una combinación de los 3 colores que se mencionaron al principio.



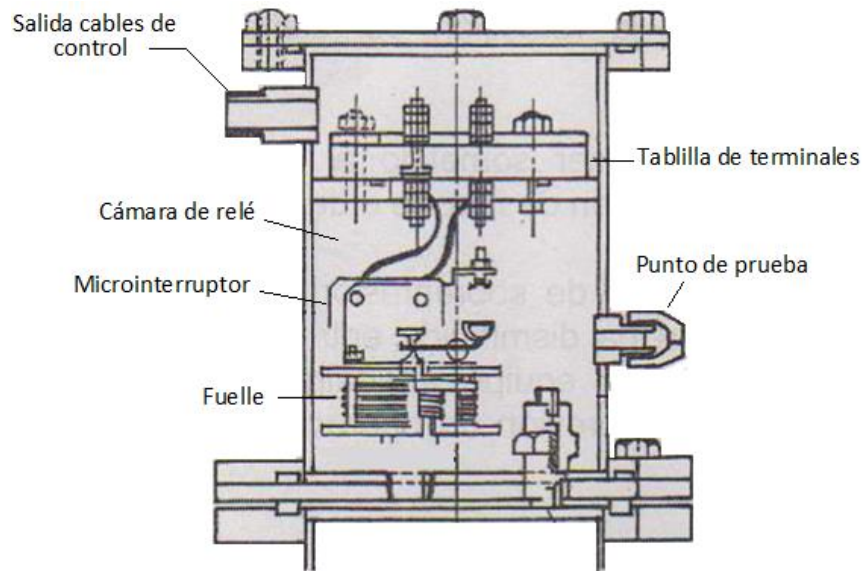
38 *Figura 5.2 b Mirilla del relevador buchholz.*

Como un dato breve, en un transformador pueden estar instalados relés Buchholz antisísmicos o normales, donde para el primer caso como su nombre lo indica están diseñados para soportar sismos que pueden ser de baja o mediana intensidad y con ello evitar que se desconecte al transformador que se encuentra en servicio, mientras que en los normales hay una posibilidad considerable de que manden a desconectar al transformador cuando exista un temblor.

### **5.3 Relevador de presión Súbita**

El relevador de presión súbita se utiliza con el fin de poder asegurar una protección más completa. Cuando se presenta una falla interna en un transformador sumergido en aceite, la presión del tanque se ve incrementada rápidamente, esto se debe al arqueo dentro del aceite a causa de un cortocircuito en los devanados. Cuando se presenta este repentino incremento de presión el relevador puede ser empleado para la señalización del problema advirtiéndolo al trabajador de la presencia de una falla; la estructura del relevador está diseñada de tal manera que no entra en operación cuando las condiciones de presión internas del tanque se encuentran en los rangos normales establecidos de

operación; cabe resaltar nuevamente que este relevador no entrará en acción cuando se presenten cambios suaves en la presión y solo se activará en presencia de cambios bruscos de ésta, lo que causará que el fuelle del relevador se expanda y con ello cierre el micro interruptor.



39 Figura 5.3 Construcción de un relevador de presión súbita.

*Imagen recuperada de [Jiménez, J. Ortega & A. Rico, H, 85]*

#### **5.4 Relevadores de Sobrepresión.**

La función de estos dispositivos es la de proteger al resto de los elementos de un transformador contra los esfuerzos mecánicos que se pueden presentar debido a la elevación de la presión del aceite todo lo anterior como resultado de una falla interna, o bien que se produzca por la operación anormal del transformador.

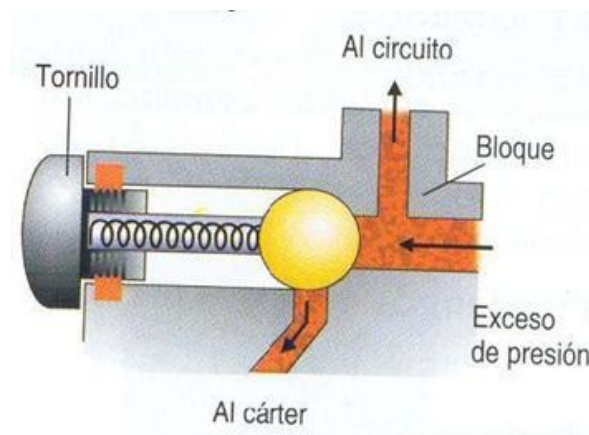
La clasificación de estos se encuentra como:

- De resorte

Este tipo de dispositivo es de reposición automática, lo que significa que cierran nuevamente una vez que se logre liberar la sobrepresión.



40 Figura 5.4 a Relevador de sobrepresión de aceite de resorte.



41 Figura 5.4 b Mecanismo de un relevador de sobrepresión de aceite de resorte.

- De diafragma

Una vez que se produce la sobrepresión el diafragma se rompe por lo que el aceite se derrama hasta que los niveles de aceite entre el tanque conservador y el tubo de montaje del diafragma se estabilizan.



42 *Figura 5.4 c Relevador de sobrepresión de aceite de diafragma.*

De las descripciones anteriores se puede deducir entonces que cuando entre en funcionamiento un relevador de sobrepresión de resorte este derramará menor cantidad de aceite que el relevador de sobrepresión de diafragma.

En aspectos generales los dispositivos de sobrepresión de tipo resorte se construyen y ajustan por el fabricante para que su operación se ubique en un rango que oscila entre 7-10 lb/pulg<sup>2</sup>. Esto



también aplica para los relevadores de sobrepresión de tipo diafragma que se diseñan para operar en este rango de presión. Para el caso del relevador de resorte estos cierran nuevamente cuando la presión ha disminuido a un rango de valores de entre 3.5 y 5 lb/pulg<sup>2</sup>. [4].

Estos dispositivos de sobrepresión se instalan por lo regular en las cubiertas o sobre las paredes de la cuba del transformador, lo que permite tener una eficiente descarga al momento de presentarse la sobrepresión a causas como lo poder un arco eléctrico a causa de un cortocircuito.

## 5.5 Nivel de aceite

Cuando se cuenta con un transformador cuyo funcionamiento requiere de aceite aislante y tanque conservador, es muy importante también contar con un dispositivo que permita al operador checar los niveles de la cantidad de éste, a grandes rasgos ésta es la función de los indicadores de nivel de líquido.

Se pueden clasificar en 2 tipos básicos:

- **De indicación directa:** Son todos aquellos en los que el movimiento del flotador es de tipo mecánico, es decir la lectura va directamente relacionada con el efecto que el nivel de aceite tenga en dicho flotador, tiene las desventaja de que no es posible revisar este instrumento de medición con la cantidad neta de aceite, por ende se debe retirar parte del líquido. Se

debe tener precaución de que este tipo de indicadores sea sometido a presiones de vacío o podría causar daños éste.

- **De indicación indirecta:** Son aquellos en donde el movimiento del transformador se transmite al instrumento indicador mediante acoplamiento magnético. La ventaja que presenta este dispositivo con respecto al de indicación directa es que éste si permite la intervención en el instrumento sin la necesidad de bajar el nivel de aceite, además de que su fabricación soporta el ser expuesto a presiones de vacío.

En aspectos generales estos indicadores cuentan con contactos auxiliares para informar en caso de presentar valores anormales debido a una cantidad insuficiente del aceite debido a fugas o a un mantenimiento mal efectuado por los operadores, lo que hace enviar una señal de alarma o inclusive a mandar una señal de disparo.



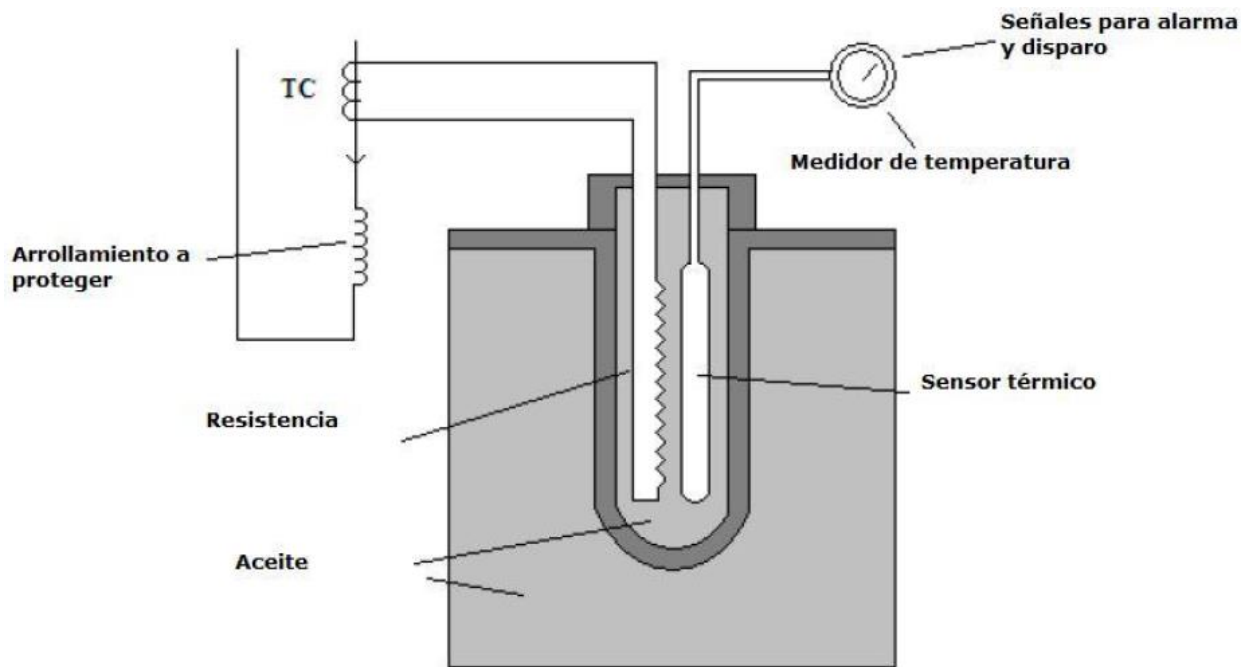
43 *Figura 5.5 Indicador de nivel de aceite.*

## 5.6 Imagen térmica (26)

La función que tiene la protección térmica consta en poder determinar la temperatura a la que se encuentran los devanados, teniendo la referencia, la corriente que pasa a través de estos y poder evitar que los transformadores sean sometidos a sobrecargas, mismas que originan el aumento de temperatura.

Estos dispositivos son relés térmicos que cuentan con micro interruptores para poder mandar señales ya sean bien para alarma o de disparo, ocasionando así la desconexión de carga o dependiendo de la configuración y condiciones de ajuste para arrancar ventiladores o la bomba de aceite.

La imagen térmica es básicamente un termómetro conformado por resistencia con cuerpo que aumenta su temperatura conforme aumenta la corriente. Su principio de funcionamiento radica en que la temperatura del material del devanado (cobre), depende de la temperatura que posee el aceite así como también de la cantidad de calor que se producen mediante pérdidas, con lo que permite reproducir en imagen las mismas características y condiciones las temperaturas a las que se encuentra el transformador. Lo anterior se consigue sumergiendo la resistencia en aceite, así como el cuerpo de caldeo debe estar alimentado por una corriente que se a proporcional a la carga que tiene el transformador, esto último mediante el uso de un TC que permite tener un equivalente de la corriente que circula en el devanado secundario de dicho TC como se puede apreciar en la figura 5.6.



44 Figura 5.6 Estructura de la Imagen Térmica.

Imagen recuperada de [Jiménez, J. Ortega & A. Rico, H, 10]

## 5.7 Termómetro (26)

Una de las diferencias que existe con el termómetro con respecto a la imagen térmica es que en el caso de la imagen térmica nos brinda información de la temperatura que existe en el punto más caliente del transformador, la cual viene siendo en los devanados, mientras que en el caso del termómetro éste toma la temperatura del aceite.

Conforme se vaya presentando un aumento en la temperatura la aguja indicadora en su marcha ascendente puede causar el cierre de contactos, lo que ocasiona que entren en funcionamiento los

ventiladores o la bomba de aceite, o en su defecto la activación de alarmas que avisen a los operadores de que se está presentando dicho aumento anormal de temperatura.

Cuenta con una caratula que muestra al operador la temperatura a la que se encuentra el aceite, la configuración de las lecturas puede darse en grados Celsius ( $^{\circ}\text{C}$ ) o en grados Fahrenheit ( $^{\circ}\text{F}$ ).



45 *Figura 5.7 indicador de temperatura.*

# **CAPITULO VI**

## **Protecciones Eléctricas**

6.1 Protección diferencial (87).

6.2 Sistema de puesta a tierra.

6.3 Relevador de sobre corriente tipo instantáneo (50 H).

6.4 Relevador de sobre corriente temporizado (51 H).

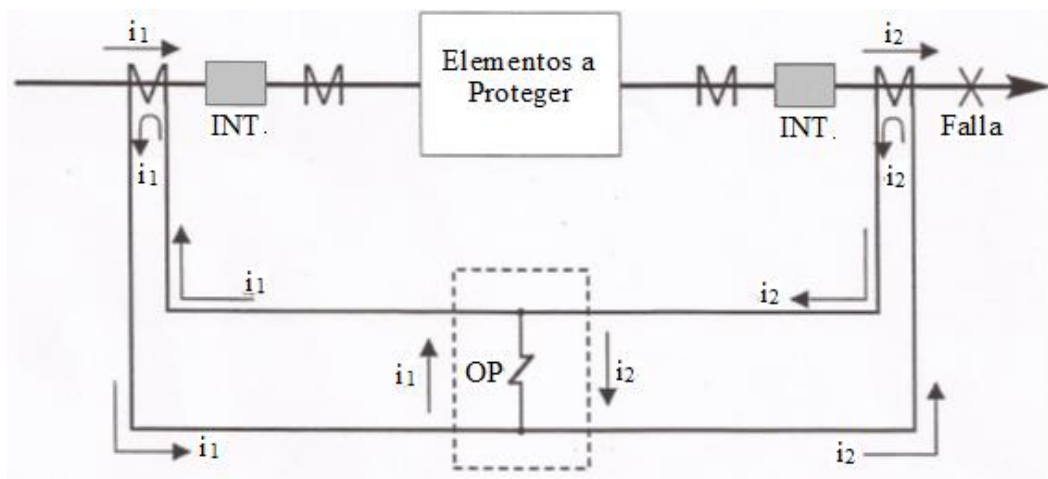
6.4.1 Relevador de sobre corriente temporizado a neutro (51N).

## CAPITULO VI. Protecciones Eléctricas.

### 6.1 Protección diferencial (87)

Esta protección es de las más importantes y su aplicación está destinada para las fallas de fase a fase o de fase a tierra; el uso de esta protección se encuentra en transformadores con capacidades que van desde los 5MVA o superiores. Otro nombre con el que se le conoce a esta protección es Merz-Price.

La protección diferencial se basa básicamente en la diferencia de dos magnitudes eléctricas que prácticamente son dos corrientes que se comparan entre sí, como característica principal de debe contar con 2, tener una alta selectividad y un tiempo rápido de disparo cuando se presente la falla, en la siguiente figura se puede apreciar el principio de funcionamiento.



46 Figura 6.1 a Principio de funcionamiento de la protección diferencial con falla externa o en condiciones normales.

Imagen recuperada de [Zárate, G. Huerta, J. Meneses, O. 116]

Los elementos a proteger ubicados dentro del sistema que resguarda ésta protección no se limita únicamente a transformadores, pudiendo ser además protegidas líneas de transmisión, generadores, motores, reguladores, entre otros.

El concepto radica en que en condiciones normales de diferencia de las corrientes que pasan por las bobinas de operación es igual a cero, esto se debe a que tanto la corriente  $i_1$  e  $i_2$  tienen magnitudes similares.

Donde:

$i_{op}$  = Corriente de operación

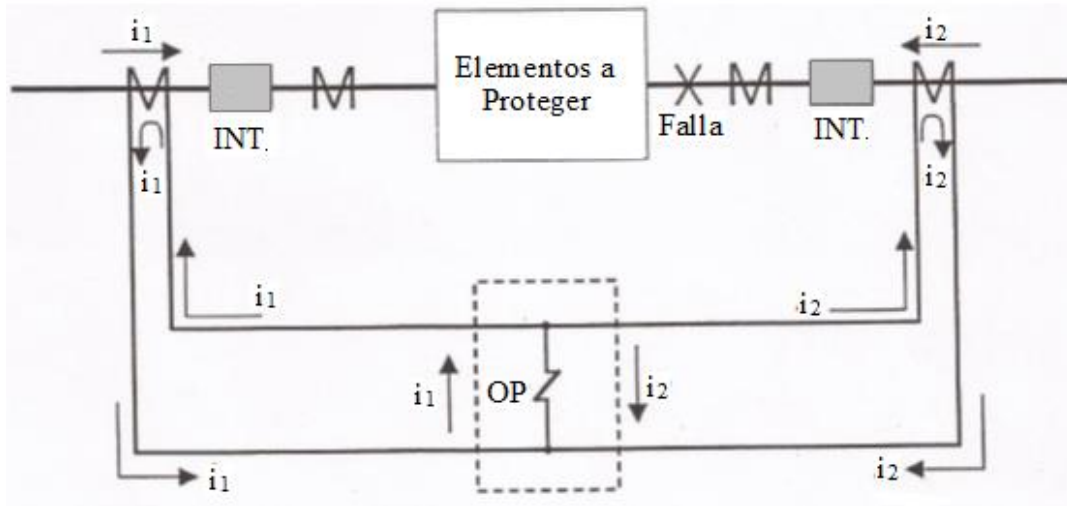
$i_1$  = Corriente de entrada T.C. 1

$i_2$  = Corriente de salida T.C. 2

\* La corriente de operación es igual a cero en el elemento diferencial.

Para el caso de condiciones de falla en el tramo comprendido por los T.C. se tiene que las corrientes  $i_1$  e  $i_2$  serán distintas en su magnitud y el sentido del flujo de las corrientes va en una misma dirección a través del relevador OP. Produciendo un valor resultante positivo como que se muestra en la imagen 6.1 b, y por ende aparece una corriente operatoria en el relevador que cierra sus contactos y estos a su vez mandan a abrir los interruptores para librar la falla.





47 Figura 6.1 b Principio de funcionamiento de la protección diferencial con falla interna.

Imagen recuperada de [Zárate, G. Huerta, J. Meneses, O. 117]

Matemáticamente cuando la falla es interna se presenta se tiene que:

$$i_{op} = i_1 + i_2$$

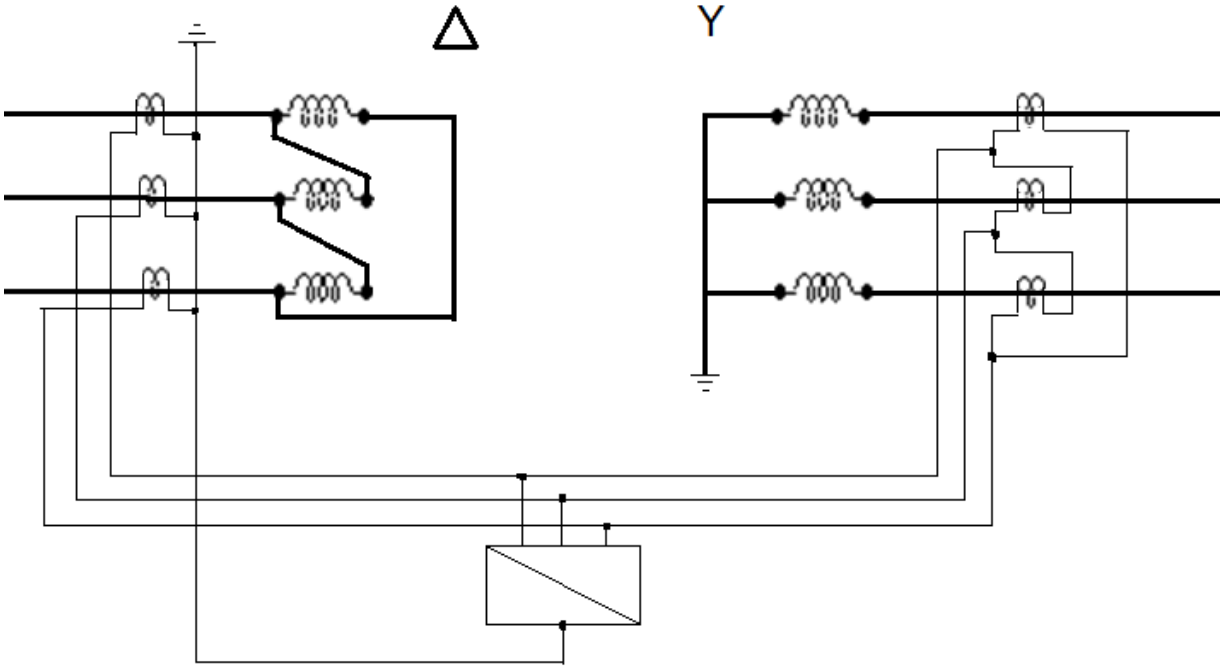
Para este caso la suma de ambas corrientes secundarias fluye por el elemento diferencial haciéndolo operar.

La protección debe tener la capacidad tanto de eliminar todos los tipos de corto circuito internos así como los cortos entre las espiras y debe detectar las fallas causadas por arcos eléctricos en las boquillas del transformador, además de que su operación debe estar aplicada exclusivamente para las fallas internas suficientemente severas; por otro lado el relevador diferencial no debe operar para cargas o fallas externas.

Cabe mencionar que no todos los casos donde se presente una corriente diferencial en la bobina de operación son a causa de una falla propia del funcionamiento del transformador de potencia, podido ser para algunos casos debido a:

- La corriente de magnetización inicial.
- Los errores propios de los transformadores de corriente localizados en cada uno de los extremos del transformador.
  
- Un mal ajuste en la relación de transformación en los TCs.

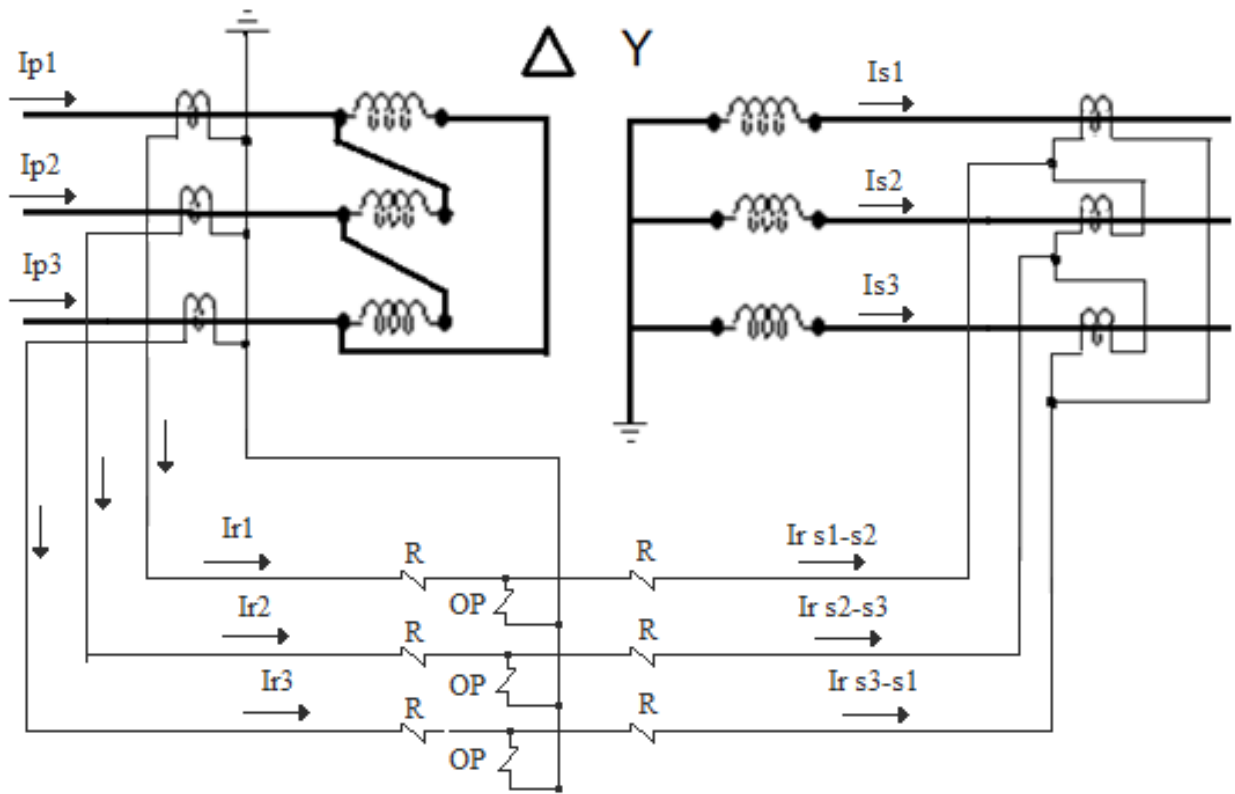
En un transformador conectado en delta-estrella, las corrientes de carga que pasan en los devanados no se encuentran en posición directa de fase, ya que se encuentran desplazados  $30^\circ$  entre la entrada del transformador con respecto a su salida, por lo que para compensar esto, los secundarios de los transformadores de corriente se conectan en delta en el lado de la estrella y en estrella en el lado de la delta. Dicho arreglo se puede apreciar de manera general y más claramente en la figura 6.1 c.



48 Figura 6.1 c Diagrama trifilar de la protección diferencial 87.

En la aplicación de este tipo de protección se encuentra el denominado relevador diferencial de porcentaje, el cual basa su funcionamiento a partir de un determinado porcentaje de corriente, la cual se denomina como corriente de operación; esto debido a que al utilizar esta protección para un valor fijo de corriente se pueden ocasionar problemas haciendo que entre en operación ante corrientes de fallas externas a la sección protegida o puede que no opere cuando existe presencia de un aumento de corrientes dentro de dicha sección protegida pero que el relevador no las detecte como falla, esto debido a que su ajuste se realiza para valores superiores a los requeridos, haciendo de esta una protección poco confiable; por ello para solucionar esta problemática y poder lograr que actúe de manera correcta y eficiente se implementan en los relevadores diferenciales las bobinas de restricción, de esta manera la protección opera bajo un margen porcentual y no sobre

un valor específico de corriente; la aplicación principal de esta característica en el relevador está destinado para transformadores y para generadores.



49 Figura 6.1 d Diagrama trifilar con corrientes y bobinas de restricción de la protección diferencial 87.

Donde:

R = Bobina de restricción.

Op = Bobina de operación.

Ip = Corriente a la entrada del transformador de potencia.

Is = Corriente a la salida del transformador de potencia.

Ir = Corriente en el secundario de los TCs al relevador.

Para poder determinar los valores de corriente del transformador se toman los valores que se proporcionan para este caso se tiene la siguiente ecuación:

Por el lado de alta tensión:

$$I_n = \frac{30 \text{ MVA}}{\sqrt{3}(85\text{KV})} = 203.77 \approx 203 \text{ A}$$

Por el lado de media tensión:

$$I_n = \frac{30 \text{ MVA}}{\sqrt{3}(23\text{KV})} = 753.066 \approx 753 \text{ A}$$

Donde  $I_n$  = Es la corriente nominal, es decir a la corriente que opera el transformador.

Por lo que para cada caso se selecciona el TC correspondiente:

Por el lado de alta tensión:

Seleccionando un Tc con una relación de transformación 250:5 K= 50

$$I_{s1} = \frac{203.77 \text{ A}}{50} = 4.08 \text{ A}$$

Por lo que la corriente al relevador será:  $I_1 = I_{s1} = 4.08 \text{ A}$

Por el lado de media tensión:

Seleccionando un Tc con una relación de transformación 800:5 K= 160

$$I_{s2} = \frac{753.066 A}{160} = 4.707 A$$

Sin embargo se debe considerar la conexión del transformador de potencia en delta estrella lo que ocasiona un cambio de valor en la corriente.

Siendo de esta manera:

$$I_2 = \sqrt{3}I_{s2}$$

$$\therefore I_2 = \sqrt{3}(4.707A) = 8.153 A$$

Para éste análisis se puede observar que la  $I_2$  tiene un valor muy elevado; por lo que se debe elegir un TC con diferente relación de transformación; se toma un TC con la relación de transformación 1000:5 K= 200.

Por lo que se tiene:

$$I_{s2} = \frac{753.066 A}{200} = 3.765 A$$

$$\therefore I_2 = \sqrt{3}(3.765A) = 6.521 A$$

Aun con el cambio de relación de transformación TC existe una diferencia considerable entre las corrientes  $I_1$  e  $I_2$  por lo que para lograr disminuir la diferencia de estos valores se utilizan

transformadores de corriente auxiliares que cuentan con taps de ajuste de relación, ya que como se observó en varias ocasiones puede resultar no ser posible igualar las corrientes secundarias.

A continuación se muestra una tabla con los diversos taps de los TC auxiliares:

W1	W2
2.9	2.9
3.2	3.2
3.5	3.5
3.8	3.8
4.2	4.2
4.6	4.6
5	5
8.7	8.7

La relación se da de la siguiente manera:

$$\frac{w_1}{w_2} = \frac{I_1}{I_2}$$

Seleccionando  $w_2 = 5$  se procede a calcular el valor de  $w_1$ ; de tal manera que queda:

$$w_1 = \frac{w_2 I_1}{I_2} = \frac{(5)(4.08 A)}{6.521 A} = 3.125$$

Checando la tabla se determina usar el tap 3.2 debido a que es el valor más cercano disponible.

Teniendo finalmente una relación de corrientes a las salidas de los TCs:

$$\frac{I_1}{w_1} = \frac{4.08 A}{3.2} = 1.275 A$$
$$\frac{I_2}{w_2} = \frac{6.51 A}{5} = 1.304 A$$

Ahora bien para poder determinar el porcentaje de error se tiene la siguiente ecuación:

$$\%E = \frac{\frac{w_1}{w_2} - \frac{I_1}{I_2}}{D} * 100$$

Donde D = al valor más pequeño de los cocientes.

$$\therefore \%E = \frac{0.64 - 0.625}{0.625} * 100 = 2.42\%$$

Se debe considerar que el porcentaje de error no debe sobrepasar el 5% de lo contrario se deben analizar nuevamente los valores de transformación de los TC y de los taps de los TC's auxiliares.

Finalmente para determinar el porcentaje al cual opera la protección con el uso de las bobinas de restricción considerando como ejemplo para este caso una tolerancia del 20% en la diferencia de las corrientes. Se toman las corrientes obtenidas:

$$I_1 = 1.275 A; I_2 = 1.304 A.$$



Para poder realizarlo anterior es necesario tomar ciertas consideraciones; como se explica anteriormente la operación del relevador no se presenta cuando  $I_1 = I_2$ , por lo que la corriente de operación  $I_o = 0$ ; sin embargo se establece una relación entre el número de espiras que se encuentran en la bobina de restricción y el número de espiras presentes en la bobina de operación, para este caso se representa con la constante “ke” de tal manera que  $0 < ke < 1$

Por lo que se tiene:

$$N_r = (ke)(N_o)$$

Donde:

$N_r$  = Número de espiras de la bobina de restricción.

$N_o$  = Número de espiras de la bobina de operación.

La condición de operación del relevador se da por la ecuación:

$$(N_o I_o)^2 > \left( \frac{N_r}{2} I_1 + \frac{N_r}{2} I_2 \right)^2$$

Si se sustituyen los valores para  $N_r$  se tiene:

$$(N_o I_o)^2 > \left[ \left( \frac{ke N_o}{2} \right) (I_1 + I_2) \right]^2$$

Y desarrollando la ecuación finalmente se obtiene:

$$\text{Ecuación a)} \quad I_1 > \frac{2 + ke}{2 - ke} (I_2)$$

O bien

$$\text{Ecuación b)} \quad \frac{2 - ke}{2 + ke} (I_1) > I_2$$

Con lo anterior ya se puede determinar la relación de espiras necesaria entre la bobina de operación y de restricción para la tolerancia especificada.

Como:

$$I_2 = 0.8 I_1$$

Entonces de la ecuación b) se tiene:

$$\frac{2 - ke}{2 + ke} (I_1) = 0.8 I_2$$

$$2 - ke = (2 + ke)(0.8)$$

$$1.8 ke = 0.4$$

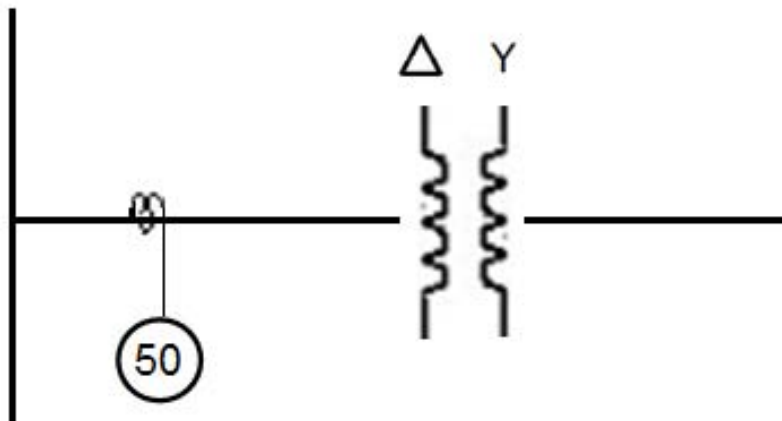
Por lo que la relación entre el número de espiras para este caso es:

$$ke = 0.222$$

## 6.2 Relevador de sobre corriente tipo instantáneo (50 H)

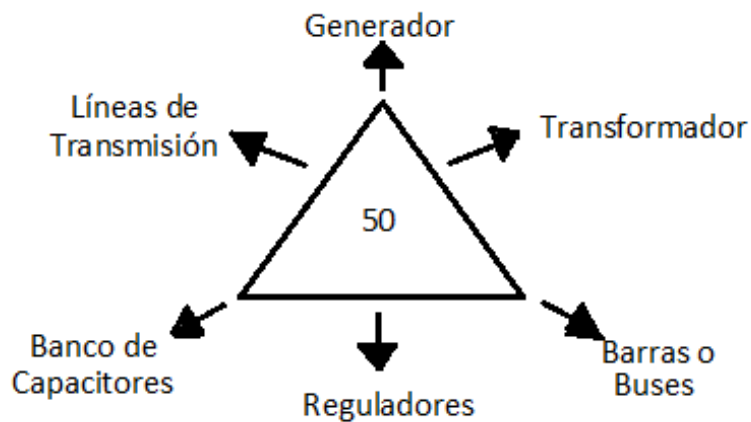
Este relevador como su nombre lo indica debe mandar señal de apertura al momento en que se detecta una corriente muy elevada, como característica principal este dispositivo no toma en cuenta el periodo de la duración de una falla, o si la corriente se encuentra por valores muy cercanos a la indicada para su operación; es decir, su único objetivo es mandar señal para abrir los contactos en el instante en que se detecte una corriente igual o superior para la cual ha sido ajustado. Por lo anterior los ajustes de la corriente de operación del relevador deben estar en un rango de valores superiores a los de sobrecargas permitidas para la operación del transformador, pero inferior a corrientes de corto circuito.

El diagrama unifilar de la protección de sobre corriente 50 ubicado por el lado de la alimentación del transformador se puede apreciar en la siguiente imagen.



50 Figura6.2 a Diagrama unifilar de la protección instantánea 50.

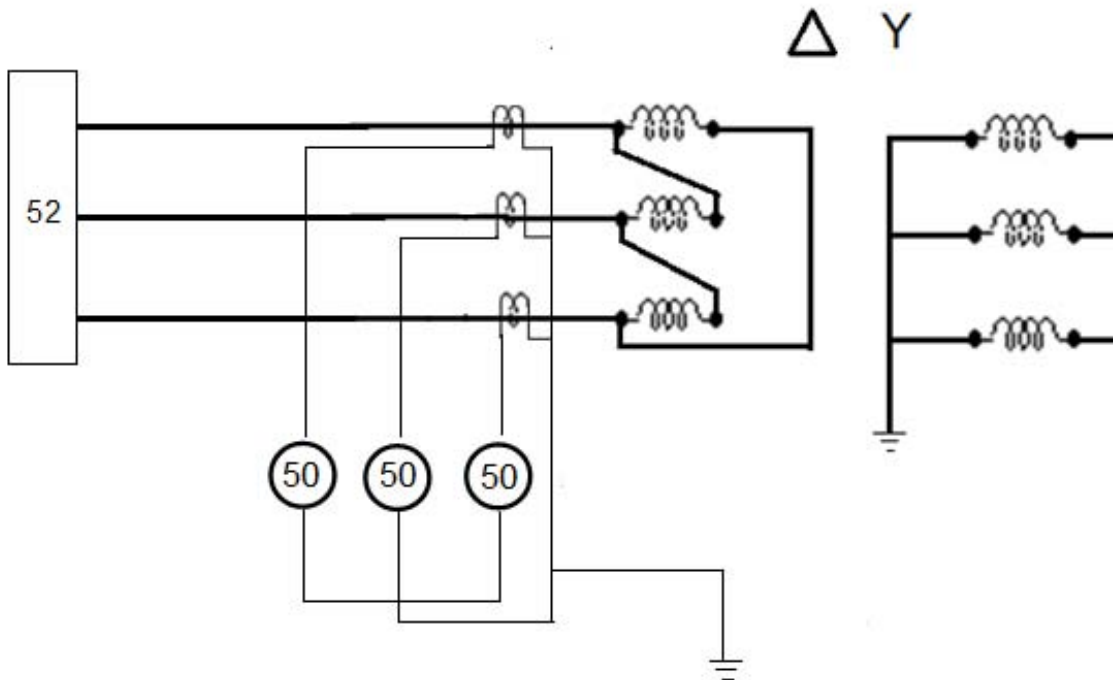
Dentro de las características que se pueden apreciar en este relevador se encuentra que tiene la ventaja de que reduce el tiempo de operación a un mínimo (dentro de un rango de entre los 10 y 60 milisegundos), en el manual de (*Operación y mantenimiento de transformadores de potencia. Jiménez, J. Ortega, A. Rico, H.*) hace mención que de manera general el tiempo de operación de este tipo de relevador opera en un rango que oscila en los 50 milisegundos cuando la corriente de operación supera el 120% del pick up y para los casos en que los que la corriente de operación supera el 250% del pickup la operación del relevador oscila a valores que oscilan por los 16 milisegundos; por lo anterior su utilización se encuentra dentro de lo que se denomina como protecciones primarias y sus aplicaciones son diversas dentro de un sistema eléctrico, en este trabajo su utilización está destinada para la protección del transformador, dichas aplicaciones se pueden apreciar en la siguiente imagen.



51 Figura 6.2 b Relevador de sobre corriente y sus aplicaciones.

Imagen recuperada de [Zárate, G. Huerta, J. Meneses, O. 101]

En el caso para las condiciones de un sistema trifásico de potencia se conectan los TC's para cada una de las alimentaciones, conectando el lado de alta tensión en serie, mientras que el lado secundario de los TC's se conectan en un arreglo en estrella, esto con el fin de no modificar la relación de corriente de línea y de fase a los relevadores, siendo la única modificación los valores transformados por la relación de cada TC; permitiendo además el aterrizar a tierra.



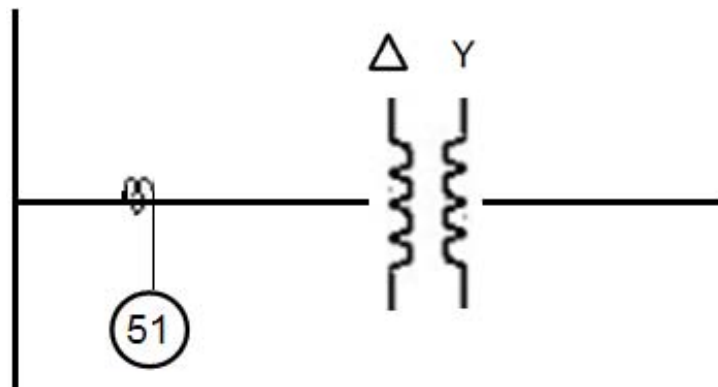
52 Imagen 6.2 c Diagrama trifilar de la protección de sobrecorriente 50.

### 6.3 Relevador de sobre corriente temporizado (51 H)

El funcionamiento del relevador de sobre corriente temporizado tiene el mismo funcionamiento que el relevador de sobre corriente (50), que es la de mandar señal de apertura a los interruptores

cuando se han alcanzado valores de corriente que pueden ser críticos para el sistema eléctrico; sin embargo tiene como diferencia en que éste relevador si se puede ajustar a un determinado tiempo y condiciones de operación; y el tiempo en el que tarde en operar va directamente relacionado con la corriente que registre y analice el relevador.

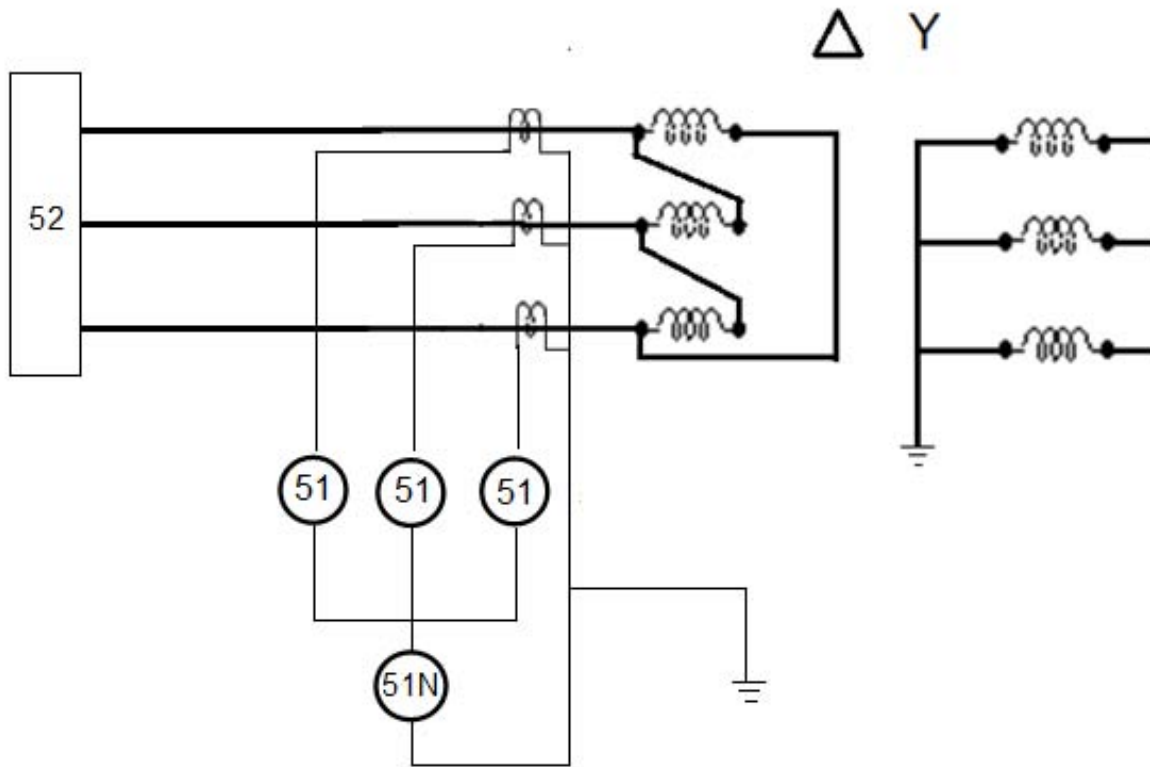
Por lo anterior el diagrama unifilar de la protección de sobre corriente (51 H) no diferencia del de la protección de sobre corriente (50 H), en seguida se muestra la imagen del diagrama en cuestión.



53 Figura 6.3 a Diagrama unifilar de la protección de sobrecorriente 51.

La utilización de este relevador va destinada como protección de respaldo, es decir que entra en funcionamiento si se presentan condiciones de falla con aumentos muy elevados de corriente en los que no exista la operación de los relevadores de sobre corriente instantáneos (50), esto debido a fallos que se pueden presentar en esta protección a razón de que como anteriormente se mencionó, las protecciones primarias pueden tender a presentar errores en su funcionamiento.

Garantizando de esta forma el bienestar del transformador y de sus componentes. A continuación se muestra la imagen con el diagrama trifilar de esta protección de respaldo.



54 Figura 6.3 b Diagrama trifilar de la protección de sobrecorriente 51.

De igual manera como en el caso del relevador (50) el arreglo de los TC's se realiza en forma de estrella, para evitar modificar los valores de corriente en el secundario entre los valores de corriente de línea y fase, contando además con la inclusión de la protección 51 N, misma que su función se menciona más adelante.

Como ejemplo para poder demostrar el funcionamiento de este tipo de relevador; en el manual de (*Curso básico de Protecciones Eléctricas de Luz y Fuerza del Centro, de Zárate, G. & J. Meneses, O.*) se menciona una apertura con una corriente sostenida a 450 amperes. Y además que este relevador abra después de 1.9 segundos con una corriente de corto circuito de 3,750 amperes. Se tiene además en dicho ejemplo una relación de 60/1 (300/5) en el T.C.

$$\text{Ajuste del relevador} = \frac{\text{corriente sostenida}}{\text{relación de transformación}}$$

Por lo tanto:

$$\text{Ajuste del relevador} = \frac{450 \text{ A}}{60} = 7.5 \text{ A}$$

Como no existen derivaciones de 7.5 amperes se utiliza la de 8 amperes. Dicho valor será la corriente mínima de operación (pick-up).

Ahora bien en este ejemplo para este tipo de relevador se menciona que también se puede indicar el tiempo de operación por lo que para encontrar la curva de ajuste que cumpla con la condición de 3,750 amperes a 1.9 segundo se dividen los 3750 amperes entre la relación de transformación del TC que es de 60:1.

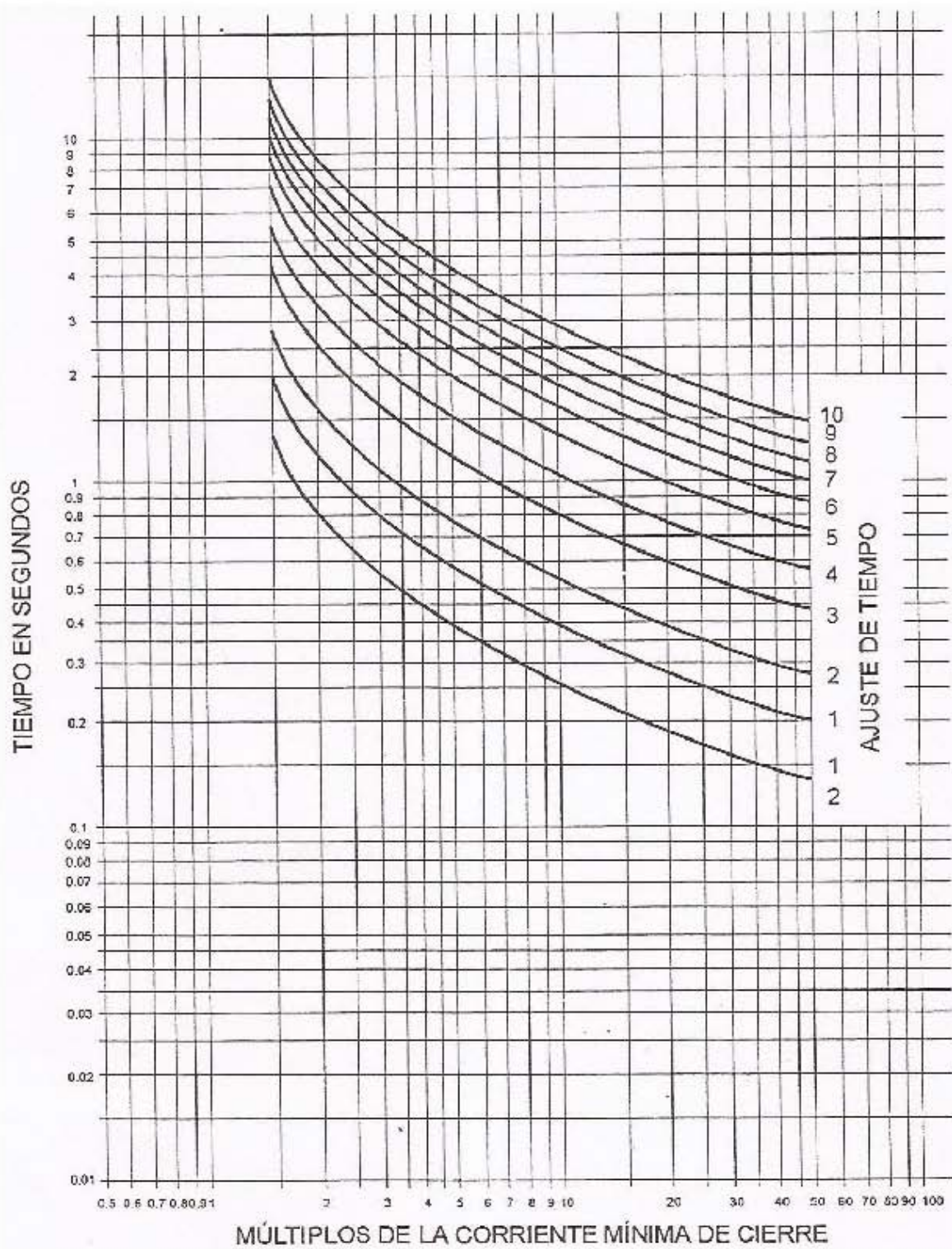
$$I_s = \frac{3750 \text{ A}}{60} = 62.5 \text{ A}$$



Ahora se procede a dividir este valor entre la corriente mínima de operación “pick-up” que se determinó es de 8 A. Para obtener el múltiplo de la corriente mínima de cierre.

$$\frac{62.5 A}{8 A} = 7.8$$

Aplicando estos datos a las curvas se tiene que es 7.8 veces la corriente mínima de operación y 1.9 segundos, se puede apreciar la curva No. 6 que es la que satisface el problema.



55 Figura 6.3 Curvas corriente tiempo para relevadores de tipo IAC con características de tiempo inverso.

Imagen recuperada de [Zárate, G. Huerta & J. Meneses, O. 104].

En la actualidad gracias al avance tecnológico en las últimas décadas el cálculo de las condiciones de operación para mandar señal apertura al interruptor lo realiza el software mediante el empleo de algoritmos y determinar si en efecto existe una falla en el sistema, tomando en cuenta además el tiempo en el cual debe operar para las condiciones que se presenten en las corrientes provenientes de los TC's.

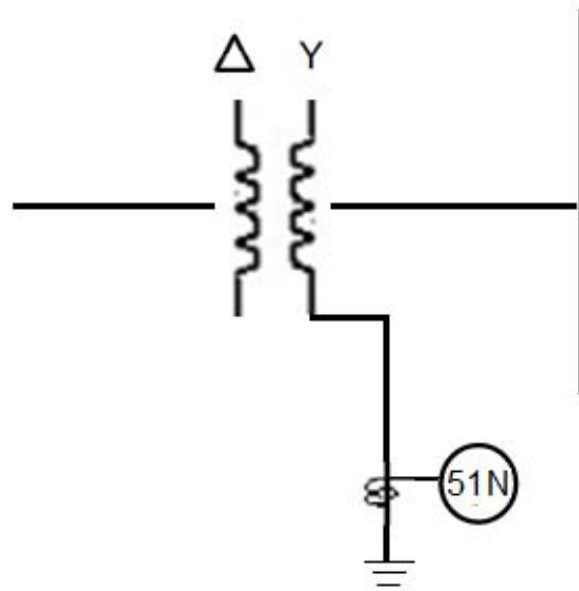
Cabe mencionar que para ambos casos tanto la protección 50 y 51 su conexión esta habitualmente por el lado de mayor tensión o voltaje del transformador; para este caso por la relación de transformación viene siendo por a la entrada o lado primario. Se debe tener consideración en que el monitoreo de las corrientes de entrada y de salida del transformador es proporcionado por el relevador diferencial el cual como se vio anteriormente cuenta con TC's del lado primario y secundario; sin embargo queda a disposición del jefe de diseño y proyecto determinar si es viable o no la inclusión de las protecciones 50 y 51 también por el lado secundario del transformador.

### **6.3.1 Relevador de sobre corriente temporizado a neutro (51N).**

La aplicación de esta protección de sobre corriente es con el fin de detectar las fallas de neutro o tierra que ocurren dentro de la zona a proteger del transformador. De manera más simple este dispositivo 51N sólo opera ante la presencia de fallas de tierra, no a fallas de fase.

En la aplicación del transformador esta protección se conecta en el arreglo trifásico en estrella por el lado del secundario, conectándose al neutro de dicho arreglo, he aquí la importancia de la ventaja que nos puede proporcionar este tipo de conexión al ofrecer el punto neutro.

La conexión del relevador es similar al igual que en los casos anteriores, donde se cuenta con un TC's que proporciona la corriente de operación del relevador, sin embargo para este caso no se conecta a una línea si no que particularmente éste se conecta en la puesta a tierra del lado secundario.



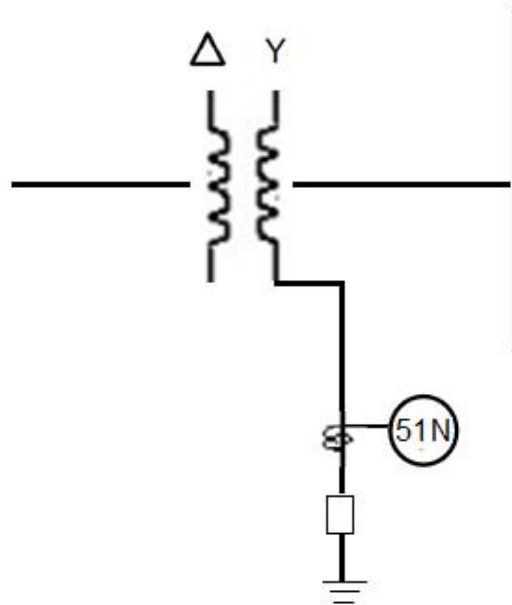
56 Figura 6.3.1 a Diagrama unifilar de la protección de sobrecorriente 51N.

En el funcionamiento del transformador de potencia las condiciones de operación normal la corriente que atraviesa el neutro es de un valor muy diminuta esto con relación a la corriente que está presente en la de fase, además de la aplicación de un TC, permitiendo el ajuste del dispositivo de protección 51 a la corriente que opera .

Para el caso de la aplicación del TC junto con el relevador, este garantiza una mayor precisión sin embargo esto requiere de mayor espacio y tiempo en le ejecución del proyecto de protección; por

el lado contrario si se opta por la aplicación de relés que cuentan con capacidad para recibir y monitorear directamente los valores de la señal del neutro ahorran espacio y tiempo de obra sin embargo puede reducir ligeramente la precisión de las lecturas y monitoreo.

Para éste elemento, el relevador se conecta en el secundario del transformador auxiliar mismo que se encuentra aterrizado con la presencia de una reactancia monofásica como se aprecia en la imagen 6.4.1 b

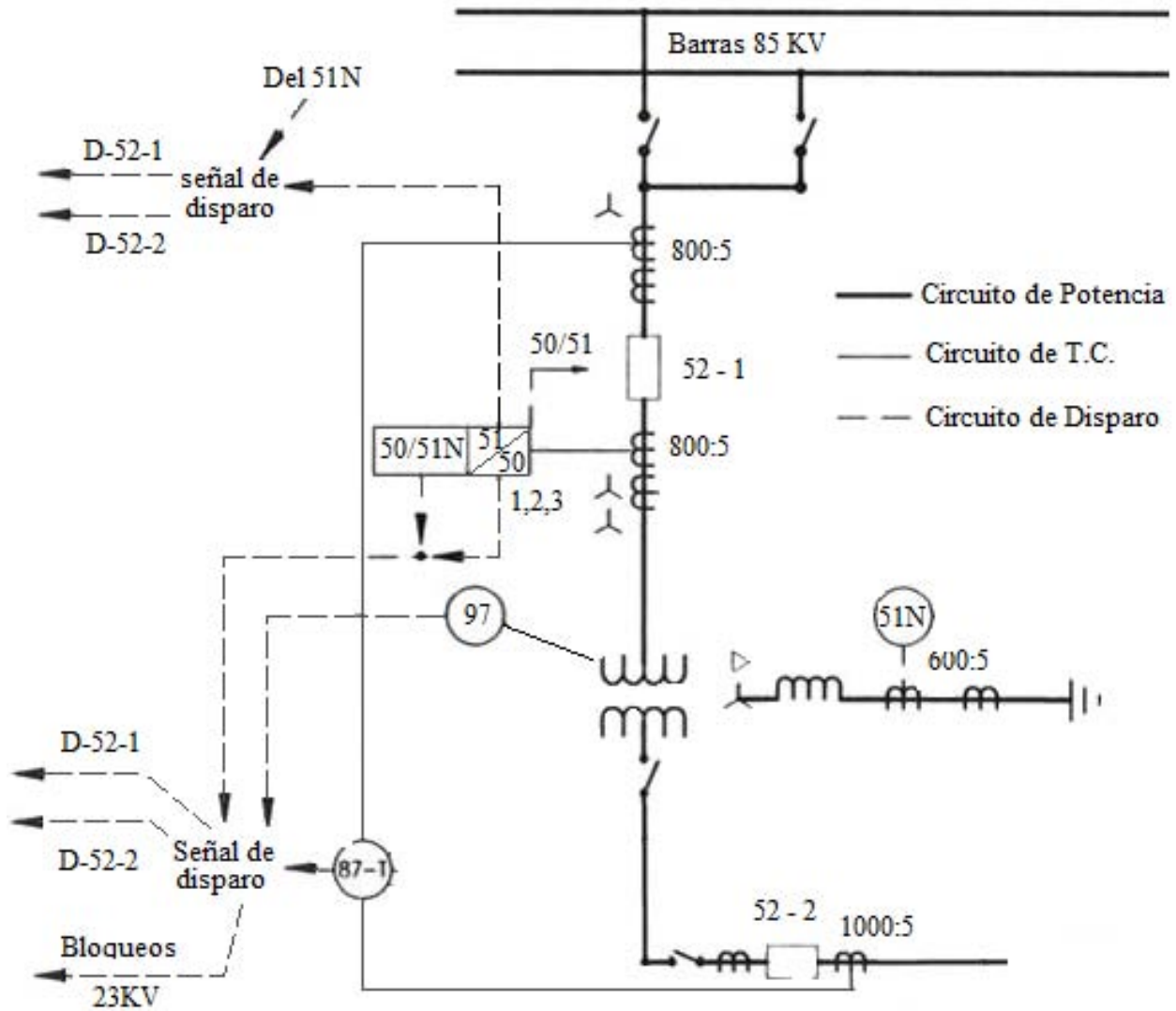


57 Figura 6.3.1b Diagrama unifilar de la protección instantánea 51N.

De igual manera la aplicación de este dispositivo se efectúa como protección secundaria por lo que envía la señal de disparo únicamente después de que la protección primaria ha fallado en su operación, donde además cuenta con la ventaja de que se puede ajustar su tiempo de operación a

uno relativamente bajo sin ocasionar complicaciones en cuanto a la coordinación con las protecciones primarias que son de alta velocidad de operación, de tal forma que no interfiere con el funcionamiento de estos.

El funcionamiento en conjunto de las protecciones garantiza seguridad fiable del transformador y de los componentes que lo conforman; anteriormente se analizó individualmente cada elemento correspondiente para comprender sus características e importancia dentro del sistema de protección, a continuación se muestra un diagrama que permite apreciar de manera más general de las principales protecciones del transformador de 30 MVA, 85/23 KV a manera de facilitar su entendimiento y aterrizar de manera más concisa el tema.



58 Figura 6.3.1 c Protecciones mecánicas y eléctricas de un transformador de potencia de 30 MVA, 85/23 KV

## Conclusiones

A lo largo de este trabajo se especifican los diversos tipos de protecciones que se pueden encontrar presentes en el transformador y la aplicación y función que cumplen para poder protegerlo contra amenazas de falla que pueden terminar con la pérdida total de este elemento tan importante dentro de la subestación eléctrica, además de las pérdidas económicas debido a su alto costo y el tiempo de adquisición.

Se expone que las protecciones a un transformador de potencia no se limitan únicamente al aspecto eléctrico si no que existe una amplia gama de factores que pueden producir falla en los componentes de éste, y que no se limitan únicamente a la misión de evitarlos ya que también actúan como elementos que monitorean e informan constantemente de las condiciones de operación que le son de gran utilidad al operador para determinar las acciones correspondientes para cada caso. Logrando de esta manera poder discriminar las diversas causas y efectos ante la presencia de una falla debido a que estas no se limitan únicamente a su factor de ocurrencia sino que además se enlaza la razón que la está causando, por lo que es necesario contar con un mantenimiento efectivo para prevenir fallas así como una constante revisión de los parámetros de operación para que de esta manera se detecten las anomalías en el transformador de potencia; como se aborda en este trabajo la presencia de cortocircuito se debe al desgaste en el aislamiento, lo que puede generar tanto un aumento excesivo de temperatura como sobrepresiones dentro del tanque, sin embargo gracias a que se tiene conocimiento de que el corto circuito puede ser el efecto de una causa tal, se toman las consideraciones y prevenciones pertinentes para tener en óptimas condiciones al papel aislante el cual envejece con el paso del tiempo o bien debido a las condiciones ambientales a la que es expuesto haciendo factible que se exponga a condiciones muy severas al transformador.



Por lo anterior los operadores también deben tener especial consideración al momento de determinar la capacidad y el periodo de tiempo a la que debe ser sometido el transformador sin que esto implique un factor para el aumento de probabilidades de presentar falla o de limitar de manera excesiva el periodo de vida del transformador en cuestión y estar al pendiente de los dispositivos que permiten tener conocimiento de dichas condiciones de operación tales como el termómetro, relevador de imagen térmica, el nivel de aceite, las lecturas de los relevadores microprocesados, la mirilla del relevador Buchholz.

La aplicación de los relevadores no suele limitarse exclusivamente a éstos elementos, se requiere de dispositivos auxiliares que complementen su funcionamiento y operación como es el caso de los TCs o TPs y los interruptores, los cuales se deben analizar para corroborar que la implementación de estos es la adecuada y de manera correcta, lo que establece una serie de consideraciones entre las que principalmente se consideran las de normas establecidas mismas que surgen del ámbito experimental y por experiencias de campo que se adquieren en cuestión; pero no obstante que requieren de una base sólida y científica que lo sustente y se corrobore como cierta, esto mediante pruebas especiales. Con lo anterior se puede tomar un criterio más objetivo y acertado tal y como lo es en los casos de las protecciones primarias las cuales tienen probabilidad de falla al no operar en las condiciones que se requiera y para los cuales fueron ajustados, lo que provoca que se implemente una forma de garantizar la protección, lo anterior se logra al agregar las protecciones de respaldo, pero solo aquellas que sean necesarias solo para los casos donde se presentan cortocircuitos y que además se justifique económicamente dicha implementación.

El constante crecimiento urbano y por ende el aumento considerable de la energía eléctrica exige un margen de calidad cada vez superior, procurando garantizar el suministro constante e ininterrumpido, para poder lograr este aspecto las tecnologías se aplican a los elementos de protección con lo que se adquiere mayor precisión en las mediciones y un funcionamiento más óptimo y confiable, esto se observa principalmente en los relevadores de sobrecorriente del transformador de potencia, donde con el paso de los años la implementación de software y elementos electrónicos facilita su aplicación y garantía de funcionamiento.

## Índice de imágenes

1 FIGURA 1.1 IMAGEN DE UN TRANSFORMADOR IDEAL MONOFÁSICO. ....	2
2 FIGURA 1.4.2 CURVA DE HISTÉRESIS. ....	7
3 FIGURA 1.4.3 DIAGRAMA DE LAS PÉRDIDAS DE FLUJO POR DISPERSIÓN. ....	9
4 FIGURA 1.4.4 A NÚCLEO SIN LAMINAR. ....	10
5 FIGURA 1.4.4 B NÚCLEO LAMINADO. ....	11
6 FIGURA 2.1.1 A NÚCLEO DE TIPO COLUMNAS. ....	18
7 FIGURA 2.1.1 B NÚCLEO DE TIPO ACORAZADO. ....	19
8 FIGURA 2.1.3 TANQUE CONSERVADOR. ....	21
9 FIGURA 2.1.4 BOQUILLAS TERMINALES DE ALTA TENSIÓN. ....	23
10 FIGURA 2.5 CAMBIADOR DE DERIVACIONES. ....	24
11 FIGURA 2.1.6 A CARACTERÍSTICAS DEL INDICADOR DE ACEITE. ....	26
12 FIGURA 2.1.6 B INDICADOR DE ACEITE. ....	27
13 FIGURA 2.1.7 VÁLVULA DE DRENAJE. ....	28
14 FIGURA 2.1.8 TOMA DE MUESTREO DEL ACEITE. ....	30
15 FIGURA 2.1.10 PLACA DE CARACTERÍSTICAS DE UN TRANSFORMADOR DE LA INDUSTRIA DE TRANSFORMADORES AMERICA. ....	34
16 FIGURA 2.1.11 A TANQUE DE EXPANSIÓN CON RESPIRADOR DE SILICA-GEL. ....	35
17 FIGURA 2.1.11 B SILICA-GEL. ....	36
18 FIGURA 2.1.12 ANCLAJE Y CONEXIÓN A TIERRA. ....	39
19 FIGURA 2.1.13 A CUCHILLA SECCIONADORA DE DOBLE APERTURA LATERAL, IMAGEN IZQUIERDA Y CUCHILLA SECCIONADORA DE APERTURA VERTICAL IMAGEN DERECHA. ....	40
20 FIGURA 2.1.13 B CUCHILLA SECCIONADORA TIPO RODILLA. ....	41
21 FIGURA 2.2.2 RADIADORES DE UN TRANSFORMADOR. ....	46
22 FIGURA 2.2.3 VENTILADOR DE ENFRIAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR. ....	47
23 FIGURA 2.2.4 BOMBA CENTRIFUGA PARA CIRCULACIÓN DEL ACEITE. ....	48
24 FIGURA 3.3 DETERIORO DEL PAPEL AISLANTE DE UN EMBOBINADO. ....	52
25 FIGURA 3.4 EFECTOS DE LA SOBRETENSIÓN EN EL TRANSFORMADOR. ....	54
26 FIGURA 5.5 CORTOCIRCUITO EN BOBINADO DE UN TRANSFORMADOR. ....	58
27 FIGURA 4.3 GRÁFICA COMPORTAMIENTO DE RELEVADORES CON RETRASO DE TIEMPO E INSTANTÁNEO. ....	69
28 FIGURA 4.7.2 A CONTACTOS NA LADO IZQUIERDO; NC LADO DERECHO. SIMBOLOGÍA EUROPEA. .	79
29 FIGURA 4.7.2 B CONTACTOS NA LADO IZQUIERDO; NC LADO DERECHO. SIMBOLOGÍA AMERICANA. .....	80
30 FIGURA 4.9.1 RELEVADOR ELECTROMECAÁNICO. ....	82
31 FIGURA 4.9.1 A RELEVADOR TIPO BISAGRA. ....	83
32 FIGURA 4.9.1 B RELEVADOR TIPO DISCO DE INDUCCIÓN. ....	83
33 FIGURA 4.9.1 C RELEVADOR DE INDUCCIÓN TIPO COPA. ....	84

34	FIGURA 4.9.2 A RELEVADOR MICROPROCESADO SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES (SEL).	85
35	FIGURA 4.9.2 B UNIDADES LÓGICAS TÍPICAS DE UN RELEVADOR MICROPROCESADO.	86
36	FIGURA 5.2 DISPOSICIÓN DE MONTAJE DE UN RELÉ BUCHHOLZ EN UN TRANSFORMADOR QUE TIENE EL TANQUE CONSERVADOR COLOCADO SEPARADAMENTE DE LA CAJA.	96
37	FIGURA 5.2 A ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO DE UN RELEVADOR BUCHHOLTZ	97
38	FIGURA 5.2 B MIRILLA DEL RELEVADOR BUCHHOLZ.	99
39	FIGURA 5.3 CONSTRUCCIÓN DE UN RELEVADOR DE PRESIÓN SÚBITA.	100
40	FIGURA 5.4 A RELEVADOR DE SOBREPRESIÓN DE ACEITE DE RESORTE.	101
41	FIGURA 5.4 B MECANISMO DE UN RELEVADOR DE SOBREPRESIÓN DE ACEITE DE RESORTE.	101
42	FIGURA 5.4 C RELEVADOR DE SOBREPRESIÓN DE ACEITE DE DIAFRAGMA.	102
43	FIGURA 5.5 INDICADOR DE NIVEL DE ACEITE.	104
44	FIGURA 5.6 ESTRUCTURA DE LA IMAGEN TÉRMICA.	106
45	FIGURA 5.7 INDICADOR DE TEMPERATURA.	107
46	FIGURA 6.1 A PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL CON FALLA EXTERNA O EN CONDICIONES NORMALES.	109
47	FIGURA 6.1 B PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL CON FALLA INTERNA.	111
48	FIGURA 6.1 C DIAGRAMA TRIFILAR DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL 87.	113
49	FIGURA 6.1 D DIAGRAMA TRIFILAR CON CORRIENTES Y BOBINAS DE RESTRICCIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL 87.	114
50	FIGURA 6.2 A DIAGRAMA UNIFILAR DE LA PROTECCIÓN INSTANTÁNEA 50.	121
51	FIGURA 6.2 B RELEVADOR DE SOBRE CORRIENTE Y SUS APLICACIONES.	122
52	FIGURA 6.2 C DIAGRAMA TRIFILAR DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE 50.	123
53	FIGURA 6.3 A DIAGRAMA UNIFILAR DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE 51.	124
54	FIGURA 6.3 B DIAGRAMA TRIFILAR DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE 51.	125
55	FIGURA 6.3 CURVAS CORRIENTE TIEMPO PARA RELEVADORES DE TIPO IAC CON CARACTERÍSTICAS DE TIEMPO INVERSO.	128
56	FIGURA 6.3.1 A DIAGRAMA UNIFILAR DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE 51N.	130
57	FIGURA 6.3.1B DIAGRAMA UNIFILAR DE LA PROTECCIÓN INSTANTÁNEA 51N.	131
58	FIGURA 6.3.1 C PROTECCIONES MECÁNICAS Y ELÉCTRICAS DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 30 MVA, 85/23 KV	133

## Bibliografía

1. JIMÉNEZ, J. Ortega, A. Rico, H. Operación y mantenimiento de transformadores de potencia. Comisión Federal de Electricidad. 12-17, 27, 28, 74-77, 90.
2. MIRANDA, J. (2016). Transformadores y autotransformadores de potencia para subestaciones de distribución. Especificación CFE K0000-13. Comisión Federal de Electricidad. 2-2, 11, 12, 23.
3. HARPER, Enríquez. Fundamentos de Protecciones de Sistemas Eléctricos por Relevadores. Editorial LIMUSA. Segunda reimpresión. Impreso en México. 230-234, 463-474, 477-489.
4. HARPER, Enríquez. Protección de Instalaciones Eléctricas Industriales y Comerciales. Editorial LIMUSA. Segunda edición. Hecho en México. 147-151, 245-247, 319-324, 337-377.
5. HARPER, Enríquez. (2008). Manual técnico de subestaciones eléctricas. Editorial Limusa. Primera edición. Impreso en México. 96.
6. HARPER, Enríquez. Elementos de diseño de subestaciones eléctricas. Editorial Limusa. 79.
7. MASON. C. Russel (1982). El arte y la Ciencia de la Protección por Relevadores. (9a impresión en español). 21-25, 27-29. CIA. EDITORIAL CONTINENTAL, S. A. DE C. V.
8. CHAPMAN, J. (2012). Máquinas Eléctricas. Editorial MC GRAW-HILL. Quinta edición. Impreso en México. 4, 40, 42.

9. ZÁRATE, G. Huerta & J. Meneses, O. (2001). Curso Básico de protecciones eléctricas. Luz y Fuerza del Centro. Subdirección de recursos humanos. 41, 101- 107, 116 117.
10. B. Ravindranath. M. Chander. Protección de Sistemas de potencia e Interruptores. Capítulo 6. Editorial LIMUSA. Primera edición. Impreso en México.
11. HERNÁNDEZ, Román & Trejo, Jesús & Yañez, Omar. (2002). Curso ayudante de subestación convencional. Luz y Fuerza del Centro. Subdirección de producción. Gerencia de transmisión y transformación. 41-46.
12. BLACKBURN, Lewis & Domin, Thomas. Protective Relaying Principles and Applications. Editorial CRC Press. Tercera edición. 170-172, 188, 189.
13. LUCA, Marcos. (1996). Máquinas eléctricas. Tercera parte. Editorial Alfaomega. Impreso en México. 15-17, 133.
14. ESCOBAR, José. (2014). Diseño de subestaciones eléctricas. Editorial Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito. Primera edición. 259.
15. MONTECELOS, Jesús. (2015). Subestaciones eléctricas. Editorial Paraninfo. Primera edición. Impreso en España. 91-93, 98-103, 110, 135.
16. HOROWITZ, Stanley & Phadke, Arun. Power System Relaying. Editorial Wiley. Tercera edición. 23, 32, 39, 43.
17. FITZGERALD, D. & Higginbotham, S.M., Gravel, D. (1982). Fundamentos de Ingeniería Eléctrica. Editorial MC GRAW-HILL. Cuarta edición. Impreso en México. 2, 3.
18. MARTÍN, Raúl. Diseño de subestaciones eléctricas. Editorial MC GRAW-HILL. Primera edición. Impreso en México. 49-57.
19. GE Energy Industrial Solutions. Protección de falla a tierra. Programa digital de especificación.
20. Especificación CFE G0000-81“Características Técnicas para Relevadores de Protección”.
21. TAFOLLA, R. (2014). Consideraciones generales para optimizar el diseño electromecánico de subestaciones de transmisión. México: UNAM, Facultad de

- Ingeniería. Tesis de Licenciatura en Ingeniero Eléctrico Electrónico. 16-20. Recuperado el 8 de septiembre de 2016, de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/3549/Tesis.pdf?sequence=1>
22. TADEO Czerweny S.A. Soluciones transformadoras. Estudio de sobrecargas Basado en las Normas ANSI/IEEE C57.91-1995. 3-6, 10. Recuperado el 13 de Septiembre de 2016, de <http://www.tadeoczerweny.com.ar/newsletters/200507/images/SOBRECARGASrev1.pdf>
23. Ministerio de ciencia y tecnología. Terminología ITC-BT-01. 7, 23 Recuperado el 14 de Septiembre de 2016, de [http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/ITC\\_BT\\_01.pdf](http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/ITC_BT_01.pdf)
24. D.I: Sistemas de Protección de Transformadores. Curso: Introducción a los Sistemas de Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia. IIE - Facultad de Ingeniería – UDELAR. 9,10. Recuperado el 30 de septiembre de 2016, de [https://eva.fing.edu.uy/pluginfile.php/71721/mod\\_resource/content/3/D\\_I%20M%20Transformadores.pdf](https://eva.fing.edu.uy/pluginfile.php/71721/mod_resource/content/3/D_I%20M%20Transformadores.pdf)
25. Muestreo de aceites dieléctricos y superficies sólidas-bifenilos policlorados (pcb). Instituto de Hidrología. Meteorología y Estudios Ambientales. IDEAM. Recuperado el 30 de septiembre de 2016, de <http://www.metropol.gov.co/Residuos/Documents/PROTOCOLOS%20ANALISIS%20PCBs/M2-SAPc-05%20MUESTREO%20DE%20PCB%20EN%20ACEITES%20DIELECTRICOS%20Y%20SUPERFICIES%20S%C3%93LIDAS.pdf>
26. Muestreo de aceites dieléctricos y superficies sólidas-bifenilos policlorados (pcb). Instituto de Hidrología. Meteorología y Estudios Ambientales. IDEAM. Recuperado el 30 de septiembre de 2016, de <http://www.metropol.gov.co/Residuos/Documents/PROTOCOLOS%20ANALISIS%20PCBs/M2-SAPc-05%20MUESTREO%20DE%20PCB%20EN%20ACEITES%20DIELECTRICOS%20Y%20SUPERFICIES%20S%C3%93LIDAS.pdf>
27. FLORES, D. (2010). Detección de fallas a tierra en redes de distribución con neutro aislado y resonante. Informe pasantía. Universidad Simón Bolívar. Coordinación de

- ingeniería eléctrica. 6-8. Recuperado el 18 de octubre de 2016, de <http://159.90.80.55/tesis/000149048.pdf>
28. LEZA, Escriña & Asociados. Circular 09.14. Riesgos en transformadores de Potencia. L.E.A. Argentina Buenos Aires. 1-3. Recuperado el 1 de noviembre de 2016, de [http://www.lea-global.com/uploads/circulares/2015/09/4\\_riesgo\\_en\\_transformadores.pdf](http://www.lea-global.com/uploads/circulares/2015/09/4_riesgo_en_transformadores.pdf)
29. Operación y mantenimiento de transformadores de potencia. Manual de usuario. 1ZCL000002EG-ES– rev. 1. ABB. 16-19. Recuperado el 1 de noviembre de 2016, de [https://library.e.abb.com/public/9b7a293c90c90788852573fa007b78dc/1ZCL000002EG-ES\\_Manual%20del%20Usuario.pdf](https://library.e.abb.com/public/9b7a293c90c90788852573fa007b78dc/1ZCL000002EG-ES_Manual%20del%20Usuario.pdf)
30. Norma NMX-J-284-ANCE 2006. Recuperado el 3 de junio de 2017, de <https://es.scribd.com/document/192661979/NMX-J-284-ANCE-2006>
31. ABB. Operación y mantenimiento de transformadores de potencia. 1ZCL000002EG-ES– rev.1. Manual del usuario. 10, 13-15. Recuperado el 15 de noviembre de 2016, de [https://library.e.abb.com/public/9b7a293c90c90788852573fa007b78dc/1ZCL000002EG-ES\\_Manual%20del%20Usuario.pdf](https://library.e.abb.com/public/9b7a293c90c90788852573fa007b78dc/1ZCL000002EG-ES_Manual%20del%20Usuario.pdf)
32. GIRALDO, Juliana. Cardona, Diego. (2013). Manual interactivo de mantenimiento industrial para transformadores en aceite. Universidad Tecnológica de Pereira Facultad de Tecnología. 30-34. Recuperado el 12 de diciembre de 2016, de <http://repositorio.utp.edu.co/dspace/bitstream/handle/11059/3875/621314R934M.pdf;jsessionid=0CB2543B91665C7998D4713FBAAEA2A89?sequence=1>
33. RAMOS, Pablo. (2012). Optimización del Diseño de Grandes Transformadores de Potencia Incluyendo Aspectos Colaborativos y Medioambientales. Universidad de Sevilla Escuela Superior de Ingeniería. 5, 6, 11, 12. Recuperado el 15 de diciembre de 2016, de [http://catedraendesa.us.es/documentos/trabajo\\_master/Resumen%20Adaptado%20v0.pdf](http://catedraendesa.us.es/documentos/trabajo_master/Resumen%20Adaptado%20v0.pdf)
34. CÁMARA, Lizama & Brizzet, Blanco, et al. (2010). Diseño y construcción de un sistema de lavado en vivo para los aisladores de transformadores. 1-4. Recuperado 22 de diciembre de 2016, de [http://www.ingenieria.unam.mx/~revistafi/ejemplares/V13N2/V13N2\\_art10.pdf](http://www.ingenieria.unam.mx/~revistafi/ejemplares/V13N2/V13N2_art10.pdf)
35. SEMIKRON. Inovation + Service. Rdiadores, Accesorios y montajes. 2, 38, 40-42. Recuperado el 22 de diciembre de 2016, de [http://www.fra.utn.edu.ar/download/carreras/ingenierias/electrica/materias/planestudio/quintonivel/electronicaII/hojas\\_datos/disipadores/catalogo.pdf](http://www.fra.utn.edu.ar/download/carreras/ingenierias/electrica/materias/planestudio/quintonivel/electronicaII/hojas_datos/disipadores/catalogo.pdf)



36. Littelfuse. Catálogo de relés de protección. Portafolio de seguridad eléctrica. 8-10, 22. Recuperado el 22 de diciembre de 2016, de [http://www.littelfuse.com/~media/files/littelfuse/technical-resources/documents/product-catalogs/littelfuse\\_spanish\\_relay\\_catalog.pdf](http://www.littelfuse.com/~media/files/littelfuse/technical-resources/documents/product-catalogs/littelfuse_spanish_relay_catalog.pdf)
37. CAMPOS, Alberto. (2012). Partes que componen un transformador Benemérita Universidad Autónoma del Estado de Puebla. Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica. 3,4, 8, 9, 11. Recuperado el 1 de Enero de 2017, de <https://es.scribd.com/doc/98705484/partes-del-transformador>
38. FONSECA, Octavio. Ensayos al Aceite Dieléctrico... Diagnósticos esenciales en cualquier programa de Mantenimiento Eléctrico. 2,4, 8-11. Recuperado el 2 de enero de 2017, de <http://www.kayelectric.com.ve/ima/pdf/04.pdf>
39. ARROLLO, Jesús & Guadarrama, Edgar.(2012). Protecciones eléctricas en subestación San Francisco 85-23 KV/30MVA. (Tesis pregrado). Instituto Politécnico Nacional. ESIME. 22-25, 30, 44, 45. Recuperado el 24 de enero de 2017, de <http://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/11493/19.pdf?sequence=1>
40. MEZA, Renato. Protección de sistemas eléctricos de potencia. (Apuntes de clases lmv n3 y martes n4). FIME UANL. 10-14, 24, 32, 72-77, 83-85. Recuperado el 27 de enero de 2017, de <http://gama.fime.uanl.mx/~omeza/pro/PROTECCION.pdf>
41. ESCARRIA, Hernán. (Junio 2014). Desarrollos tecnológicos Materiales. ABB Group. 5-7. Recupera el 3 de junio de 2017, de [http://www04.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/0/d2240a96ea09d11ec1257d0a00689a2b/\\$file/4.+Hernan+Escarria.pdf](http://www04.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/0/d2240a96ea09d11ec1257d0a00689a2b/$file/4.+Hernan+Escarria.pdf)