

**TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ**

INGENIERIA ELÉCTRICA

REPORTE TÉCNICO DE RESIDENCIA PROFESIONAL

PRESENTA

PEÑA NANDAYAPA MAURICIO

ASESOR INTERNO

ING. JORGE DÍAZ HERNÁNDEZ

ASESOR EXTERNO

ING. VÍCTOR HUGO GARCÍA KASSAB

NOMBRE DEL PROYECTO

**“MODERNIZACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN Y MEDICIÓN EN
TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 225 MVA EN LA CENTRAL
HIDROELÉCTRICA BELISARIO DOMINGUEZ”**

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

**CENTRAL HIDROELÉCTRICA “BELISARIO DOMÍNGUEZ”
PRESA LA ANGOSTURA**

24 DE ENERO DEL 2019. TUXTLA GUTIÉRREZ, CHIAPAS.

AGRADECIMIENTOS

Gracias a Dios por permitirme tener y disfrutar de mi familia, gracias a mi familia por apoyarme en cada decisión, proyecto y por permitirme cumplir con excelencia en el desarrollo de este informe de residencia profesional, gracias por creer en mi y gracias Dios por permitirme vivir y disfrutar de la vida.

No ha sido nada sencillo el camino hasta ahora, pero gracias a sus aportes, a sus enseñanzas, su amor incondicional, a su inmensa bondad y apoyo, lo complicado de lograr esta meta se ha notado menos. Lo agradezco y hago presente mi gran afecto hacia ustedes, mi hermosa familia.

Glosario.

ANG: Acrónimo de Angostura.

C.H.: Central Hidroeléctrica.

S.E.: Subestación Eléctrica.

FA: Fase A.

FB: Fase B.

FC: Fase C.

CD: Corriente directa.

CA: Corriente Alterna.

TC: Transformador de corriente.

PR: Protección de respaldo.

PT1: Protección del Transformador uno.

51NT-H: Protección de Sobrecorriente de neutro del TC de neutro del Primario.

51NT-L: Protección de Sobrecorriente de neutro del TC de neutro del secundario.

50FI-H: Protección de falla de interruptor.

51N: Protección de Sobrecorriente temporizada de neutro.

51NT: Protección de Sobrecorriente temporizada de neutro transformador.

86T: Relevador auxiliar de disparo con bloqueo y reposición manual.

87T: Protección diferencial de transformador.

INT: Interruptor.

FR: Fase de Reserva.

MES: Modulo de entradas y salidas.

GCM: Gabinete centralizador monopolar.

Cu/F.O.: Cobre a Fibra óptica.

INDICE

1. Introducción	1
1.1. Antecedentes.	1
1.2. Estado del arte.	3
1.3. Justificación.	6
1.4. Objetivos	7
1.4.1. Objetivo General.	7
1.4.2. Objetivos Específicos.	7
1.5. Metodología.	9
2. Fundamento Teórico	10
2.1. Leyes Fundamentales.	10
2.1.1. Ley de Oersted	10
2.1.2. Ley de Faraday	11
2.1.3. Ley de Lenz	12
2.1.4. Leyes de Kirchhoff.....	13
2.2. Transformadores.	13
2.2.1. Transformadores de Potencia	15
2.2.2. Transformadores en aceite.....	15
2.2.3. Tanque.....	16
2.2.4. Tipos de tanque	17
2.2.4.1. Tipo de tanque de respiración libre.....	17
2.2.4.2. Tipo de tanque conservador.....	18
2.2.4.1. Tipo de tanque sellado.....	20
2.2.5. Pasatapas (bushing).	20
2.2.6. Núcleo y devanado.	21
2.2.7. Sistema de aislamiento	25
2.2.7.1. Aceite aislante.	25
2.2.7.2. Composición química.....	25
2.2.8. Propiedades físicas y Eléctrica.	27
2.2.9. Radiadores, ventiladores y bombas de circulación	28
2.3. Esquema de protección.....	32
2.4. Protección.....	32
2.5. Protección diferencial (87T).	32
2.5.1. Protección diferencial para transformador.....	34
2.6. Protección de sobrecorriente (51).....	35
2.6.1. Protección de sobrecorriente de temporizada de neutro (51N)	35
2.6.2. Protección de sobrecorriente instantanea de respaldo del secundario (51L).	36
2.6.3. Protección de sobrecorriente de neutro de Tc de neutro del primario (51NT-H).	36
2.6.4. Protección de sobrecorriente de neutro del Tc de neutro del secundario (51NT-L).....	38
2.7. Relevador auxiliar de disparo y bloque sostenido del transformador (86T).....	39
3. Desarrollo.....	39
3.1. Pruebas de diagnostico al transformador	39
3.2. Prueba al aceite dieléctrico.	40
3.2.1. Prueba de rigidez dieléctrica.....	40

3.2.2. Número de neutralización.....	41
3.2.3. Tensión interfacial.....	42
3.2.4. Factor de potencia	44
3.2.5. Color	46
3.2.6. Contenido de humedad.....	47
3.3. Pruebas de aislamiento sólido	47
3.3.1. Factor de potencia	48
3.3.2. Resistencia de aislamiento.....	50
3.4. Prueba de corriente de excitación.....	53
3.5. Prueba de relación de transformación.....	53
3.6 Prueba de resistencia (DC) de devanados.....	54
4. Conclusión	54
4.1. Recomendaciones.....	55
5. Anexos	55
A.1 Pruebas de rigidez dieléctrica	55
A.1.2 Equipo empleado.....	58
A.1.3 Precauciones para la ejecución de la prueba	58
A.1.4 Ejecución de la prueba.....	60
A.2 Pruebas de Factor de potencia	61
A.2.1 Equipo empleado.....	61
A.3 Protección diferencial del generador 87G ANSI.....	67
A.4 Protección diferencial del generador - interruptor generador.....	68
A.5 Protección de sobrecorriente de fallas entre fases y de fase a tierra del Transformador Principal	69
A.6 Protección sobre corriente de fallas a tierra (neutro de alta tensión) transformador Principal	70
A.7 Protección diferencial del transformador principal 87 TP ANSI	71
A.8 Protección diferencial del transformador auxiliar 87 TA ANSI.....	73
Referencias bibliográficas	74

INDICE DE FIGURAS

Figura 1 Ubicación de la C.H Belisario Domínguez	1
Figura 2 Ley de Oersted	10
Figura 3 Regla de la mano derecha	10
Figura 4 Ley de Faraday.....	11
Figura 5 Ley de Lenz	12
Figura 6 Ley de Kirchhoff.....	13
Figura 7 Partes de un transformador de potencia.....	16
Figura 8 Transformador; tipo de respiración libre	18
Figura 9 Transformador; tipo de tanque conservador	19
Figura 10 Transformador; tipo de tanque sellado	20
Figura 11 Pasatapa tipo GOB de la ABB	22
Figura 12 Transformador; tipo núcleo.....	24
Figura 13 Transformador; tipo acorazado	24
Figura 14 Transformador; tipo acorazado	24

Figura 15 Conjunto de chapas mediante pernos	23
Figura 16 Característica de operación de protección diferencial	33
Figura 17 Principio de funcionamiento de la protección diferencial	33
Figura 18 Relación entre la tensión interfacial y el número de neutralización	43
Figura 19 Relación entre el índice de myers y el estado de un aceite dieléctrico	45
Figura 20 Circuito equivalente del aislamiento sólido en el interior de un transformador	48
Figura 21 Conexión para prueba de Factor de Potencia	64
Figura 22 Esquema de conexión de la protección 87G.....	67
Figura 23 Esquema de conexión de la protección 87GI	69
Figura 24 Esquema de conexión de la protección 50/51 TP	70
Figura 25 Esquema de conexión de la protección 51N TP	71
Figura 26 Esquema de conexión de la protección 87 TP	72
Figura 27 Esquema de conexión de la protección 87 TA	73

INDICE DE IMÁGENES

Imagen 1 Transformador de potencia 225 MVA	15
Imagen 2 Pasatapas porcelana-aceite	23
Imagen 3 Pasatapas de porcelana	23
Imagen 4 Fuente doble M4100 instrument	45
Imagen 5 Prueba de Resistencia de Aislamiento	50
Imagen 6 Prueba de Rigidez Dieléctrica	56
Imagen 7 Datos obtenidos tras la realización de prueba de rigidez dieléctrica del transformador de potencia	57
Imagen 8 Aparato que realiza pruebas de rigidez dieléctrica al aceite del transformador de potencia 225 MVA	58
Imagen 9 Cuba normalizada ASTM D-877.....	59
Imagen 10 Extracción de aceite del transformador de Potencia	60
Imagen 11 Fuente doble M4100.....	62

INDICE DE TABLAS

Tabla 1	47
---------------	----

DIAGRAMAS

Diagrama 1.....	65
Diagrama 2.....	66

1. INTRODUCCION.

1.1 Antecedentes

La central Hidroeléctrica Belisario Domínguez, se localiza al este de la ciudad de Tuxtla Gutiérrez en el Estado de Chiapas, se encuentra a una distancia de 59.2 Km, situada en el Municipio de Venustiano Carranza. Está en el cauce del Río Grijalva, la altura de la cortina es de 143 metros y una elevación de 567 M.S.N.M.

Tiene la capacidad de generar 900 MW, posee un embalse de mayor capacidad a nivel nacional de aproximadamente 12, 762 m³. Fue puesta en operación en 1974.

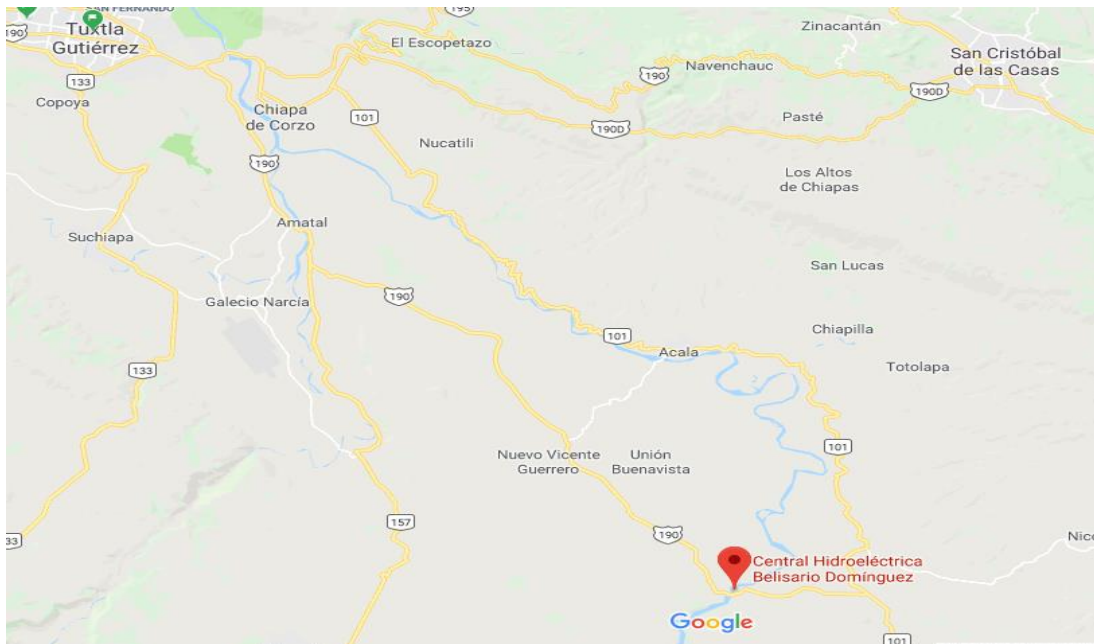


Figura 1 Ubicación de la C.H Belisario Domínguez “Angostura”

El avance tecnológico ha obligado a emigrar a nuevas tecnologías como lo son el uso de relevadores digitales, el reemplazo de cableado de cobre por cable de fibra óptica, debido a que es menos robusto y no tiene afectaciones por contaminación de inducción de voltaje, con ello se evita alarmas falsas y disparo incorrecto de las protecciones.

En los sistemas eléctricos de corriente alterna se manejan normalmente diferencias de potencial e intensidades de corriente considerablemente altas, por ello y para proteger al personal y aislar eléctricamente de los equipos primarios, los equipos de medición y protección, es que estos son alimentados por magnitudes proporcionalmente menores, copiadas fielmente del sistema a través de dispositivos especiales llamados transformadores de instrumentos. La relación de las magnitudes de corriente y potencial logra también una disminución de niveles de aislamiento y capacidad y por lo mismo, del tamaño y costo del equipo.

Los transformadores de potencia son los elementos principales que se encuentran invariablemente en un sistema eléctrico por más grande o pequeño que sea; estos equipos han contribuido de manera muy importante al desarrollo de la industria eléctrica hasta las magnitudes en que actualmente se encuentra.

Debido a que es posible la transformación de los parámetros de tensión y corriente, se tiene la posibilidad de transmitir a grandes distancias, grandes volúmenes de energía eléctrica, permitiendo esto disponer de las fuentes (centrales generadoras) por retiradas que se encuentren de los centros de consumo.

Son también los equipos eléctricos más eficientes que se conocen, ya que, al no tener partes en movimiento, no existen pérdidas por fricción o rozamiento y, por otra parte, la calidad de los materiales ferromagnéticos que componen al núcleo se ha incrementado, lo cual contribuye a que las eficiencias sean del orden 98 al 99%.

Así mismo los transformadores de potencia, cuentan con dispositivos de protección, los cuales protegen al equipo de sufrir un daño mayor cuando ocurre una falla interna o externa. Esos dispositivos monitorean: presión, nivel de aceite, formación de gases, temperatura de devanado y aceite.

También cuentan con sistemas de enfriamiento para mantener la temperatura en un valor adecuado durante su operación. ya que los sobrecalentamientos afectan directamente a su aislamiento interno, provocando la degradación del mismo, lo cual podría ocasionar que el transformador acortara en forma drástica su periodo de vida.

1.2 Estado del Arte

Los relevadores electromecánicos comenzaron a aparecer en los inicios del siglo XX, debido a los crecientes requerimientos de protección de los entonces rudimentarios sistemas eléctricos de potencia.

El desarrollo de los relevadores de protección es una clara muestra de los avances de la tecnología electromecánica y electrónica en todo el mundo. (CFE TRANSMISIÓN, 2002)

- Henry Stanley Montano de Paz, Universidad Don Bosco, El Salvador, estudio el comportamiento y la selección de los transformadores de instrumentos, esto es crítico para la protección y medición, ya que será solo tan eficientemente exacta como lo sean según los parámetros eléctricos que se manejen. La relación de las magnitudes de corriente y potencial logra también una disminución de niveles de aislamiento y capacidad y por lo mismo, del tamaño y costo del equipo.
- Juan Núñez Forestieri, Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil Ecuador, desarrollo y aplicación de un programa de mantenimiento preventivo periódico para transformadores de potencia en aceite, conjuntamente con las actividades pertenecientes al mantenimiento preventivo, se analizó diferentes procedimientos y procesos útiles a la hora de a realizar un mantenimiento correctivo del transformador.
- En 1901 surgieron los relevadores de Sobrecorriente de inducción, en 1905-1908 se desarrolló el principio diferencial de corriente; a partir de

1910 comenzaron a aplicarse los relevadores direccionales y se comenzó a trabajar en el desarrollo de los relevadores de distancia, que se hicieron realidad en los primeros años de la década de 1920-30. (CFE TRANSMISIÓN, 2002)

- Los relevadores estáticos han pasado por tres fases en su desarrollo: las de su construcción a base de bulbos electrónicos, de elementos magnéticos y de elementos semiconductores. El primer intento de utilizar los bulbos electrónicos para la construcción de relevadores fue exitoso y dio lugar a un relevador de protección por onda portadora de líneas de transmisión en el año 1925. (CFE TRANSMISIÓN, 2002)
- En la década de 1930-40 se publicaron varios trabajos sobre la construcción de relevadores de diversos tipos utilizando bulbos electrónicos. La primera versión comercial de un relevador estático de distancia a base de bulbos se hizo realidad en 1948. (CFE TRANSMISIÓN, 2002)
- La utilización de los elementos magnéticos en la construcción de relevadores estáticos se inició en la década de 1930-40. Trabajos posteriores en esta dirección demostraron que los relevadores contruidos a base de elementos magnéticos podían competir con los electrónicos. (CFE TRANSMISIÓN, 2002)
- La aplicación de los semiconductores en el campo de la protección de sistemas eléctricos de potencia comenzó a intentarse desde la década de 1930-40, en relevadores a base de rectificadores de selenio y óxido de cobre, que no tuvieron aplicación práctica. El descubrimiento del transistor dio nuevo impulso a esta línea de desarrollo, lo que se demuestra

por el hecho de que en 1949 surgió el primer comparador de fase transistorizado, en 1954 el primer relevador de distancia transistorizado, y el 1959 y 1961 aparecieron, respectivamente, versiones comerciales de relevadores de Sobrecorriente y de distancia transistorizados. (CFE TRANSMISIÓN, 2002)

- En la década de 1960-70 nació una nueva generación de relevadores estáticos, basados en componentes electrónicas integradas, tales como amplificadores operacionales y compuertas lógicas. En esa década los diferentes fabricantes desarrollaron familias completas de relevadores con esta base electrónica. (CFE TRANSMISIÓN, 2002)
- Una nueva generación de relevadores estáticos se desarrolló en la etapa de introducción masiva del microprocesador en distintas esferas de la industria. Sus orígenes, sin embargo, se remontan a finales de la década de 1960-70, en que se concibieron y probaron algoritmos que demostraron las posibilidades potenciales de la utilización de una computadora digital para realizar funciones de protección. (CFE TRANSMISIÓN, 2002)
- El parque eólico La Venta II es la primera subestación del mundo que muestra el protocolo IEC 61850 en acción dentro de relés de protección de una amplia variedad de proveedores y probar la interoperabilidad entre estos dispositivos.

1.3 Justificación

La modernización del esquema de protección nace de la necesidad de mantener la confiabilidad del banco de transformación T-2 13.8/115 kV, 225 MW, así como la disponibilidad del mismo.

Es necesario mantener al banco de transformación protegido con Esquemas de Protección modernos apegados al protocolo IEC-61850. Los esquemas deben contar con equipos de última tecnología como son los relevadores digitales; estos diseñados bajo estándares aprobados a nivel internacional, estos nos otorgan muchas herramientas que garantizan la confiabilidad del esquema como son el poder acceder al equipo desde una vía local o remota y obtener datos para los análisis de falla o condiciones de operación del esquema de protección. Comunicación eficaz entre los medios de obtención de señales de los equipos de instrumento; el medio de transporte de estas señales debe ser la fibra óptica debido a las altas ventajas que se brinda en su aplicación en campo, la rapidez con la que viaja la señal, la garantía de una señal pura y no contaminada por inducción eléctrica de los campos eléctricos que se generan en la C.H. evitando así falsas alarmas y disparos incorrectos, así como la reducción del uso de cableado tradicional a base de conductores de control de cobre, contribuyendo a la optimización del Esquema de protección y coadyuvando con la conservación del medio ambiente y los recursos limitados.

El objetivo de un sistema de potencia es suministrar energía eléctrica de forma ininterrumpida a los usuarios (industrias, sector público, hogares), así como ofrecer calidad en el servicio eléctrico. Así mismo por estas razones, debe existir un monitoreo constante y adecuado en cada uno de los equipos que conforman el sistema eléctrico de potencia en los diferentes niveles de tensión, generación. Algunos de estos equipos son generadores, transformadores, líneas.

Los transformadores son componentes de suma importancia para el sistema eléctrico en los diferentes niveles de tensión, razón principal que motiva a desarrollar técnicas innovadoras para su protección, medición y diagnóstico. Lo anterior con el propósito de realizar evaluaciones técnico-económicas y en caso de ser necesario aplicar acciones correctivas que garanticen el

funcionamiento apropiado en los equipos, para que a su vez se pueda extender el ciclo de vida de los mismos. Sin embargo, el ciclo de vida de un transformador está directamente asociado con su sistema de aislamiento, que por su propia naturaleza sufre un desgaste natural; aunado a esto existen condiciones externas como son los cambios continuos de carga.

Por lo consiguiente, las condiciones del sistema de aislamiento del transformado dependerán directamente de los niveles de estrés, eléctrico, mecánico, térmico y químico, al cual estén operando. No obstante, si el sistema de aislamiento sufre de un nivel de estrés muy elevado.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo General

Diseñar el sistema de protección con respecto a las normas aplicables, enlistar y realizar los diferentes tipos de prueba para el transformador de potencia de 225 MVA.

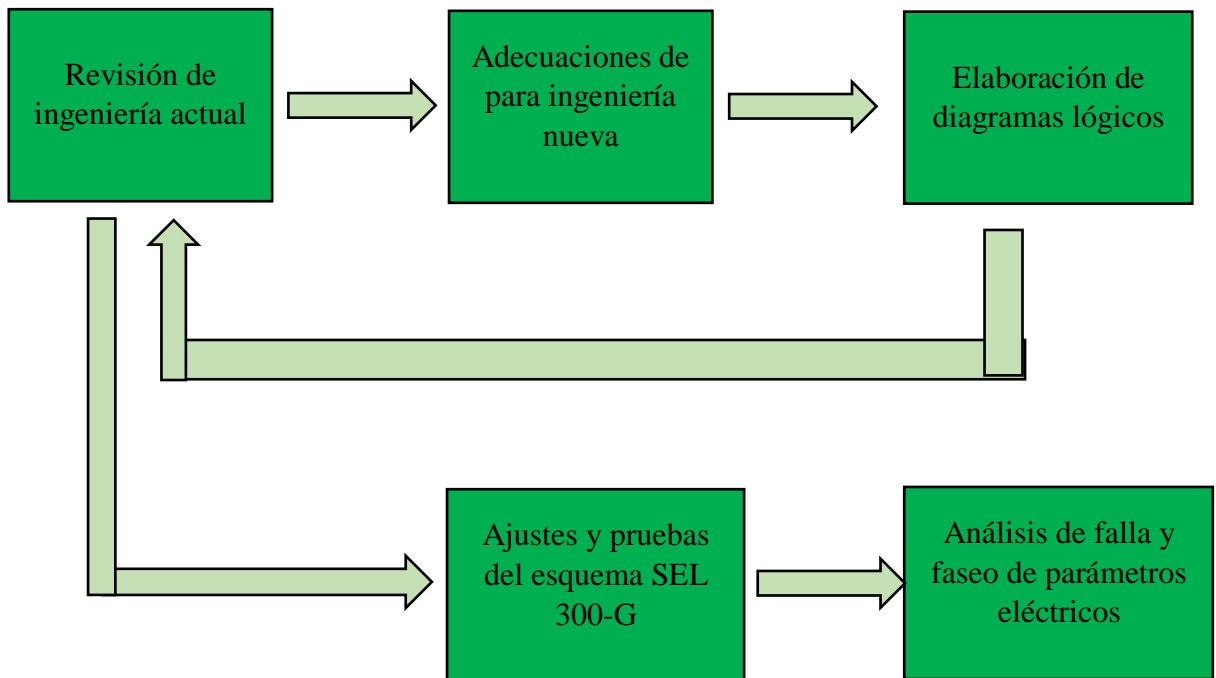
1.4.2 Objetivo Especifico

- Elaboración de diagramas lógicos de todas las adecuaciones nuevas y las actualizaciones previas, en software AutoCAD.

- Revisión de ingeniería actual realizando levantamiento previo de la ingeniería vieja con la que se encuentra la operación del esquema de protección.
- Adecuaciones para ingeniería nueva con la tecnología a implementarse en el esquema de protección con base a los protocolos IEC-61850. Sustituyendo cables de control por cables de fibra óptica para el manejo de señales de campo.
- Ajustes y pruebas del esquema de protección SEL 300-G
- Diseñar la dimensión de la protección diferencial del transformador de excitación
- Diseñar el diagrama de sobre presión (87)

1.5. Metodología.

a) Diagrama a bloques de hardware.



2. FUNDAMENTO TEORICO

2.1 Leyes Fundamentales

El transformador es una máquina eléctrica que basada en el principio de inducción electromagnética transfiere potencia eléctrica de un devanado a otro, estando ambos aislados eléctricamente entre sí, pero unidos por medio del campo electromagnético. Este proceso se modifica la tensión y la corriente manteniendo prácticamente constantes la frecuencia y la impedancia.

El principio de operación de los transformadores se puede comprender fácilmente si se consideran las leyes fundamentales:

2.1.1 Ley de Oersted

Cuando un conductor circula una corriente, alrededor de este conductor se origina un campo magnético cuyo sentido depende del sentido de la corriente.

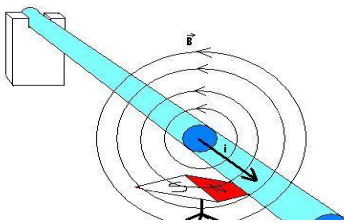


Figura 2 Ley de Oersted

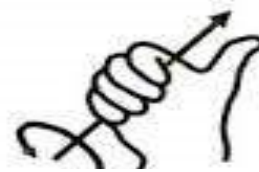


Figura 3 Regla de la mano derecha

2.1.2 Ley de Faraday

Relaciona la razón de cambio de flujo magnético que pasa a través de una espira (o lazo) con la magnitud de la fuerza electromotriz \mathcal{E} inducida en la espira. La relación es:

$$\mathcal{E} = \frac{d\Phi}{dt}$$

La fuerza electromotriz, o FEM, se refiere a la diferencia de potencia a través de la espira descargada (es decir, cuando la resistencia en el circuito es alta). En la práctica es a menudo suficiente a pensar la FEM como un voltaje, pues tanto el voltaje y como la FEM se miden con la misma unidad, el volt.

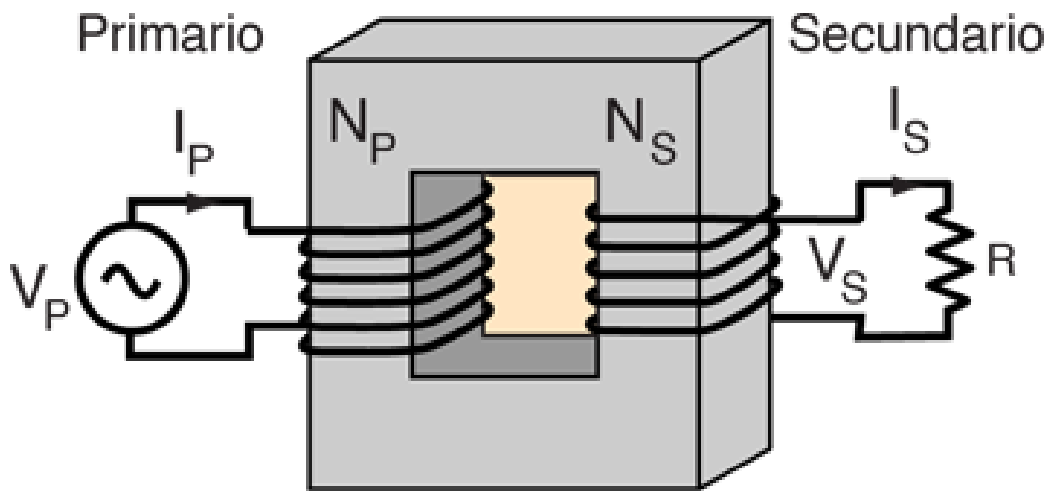


Figura 4 Ley de Faraday

2.1.3 Ley de Lenz

Es una consecuencia del principio de conservación de la energía aplicado a la inducción electromagnética. Nos dice en qué dirección fluye la corriente, y establece que la dirección siempre es tal que se opone al cambio de flujo que la produce. Esto significa que cada campo magnético generado por una corriente inducida va en la dirección opuesta al cambio en el campo original.

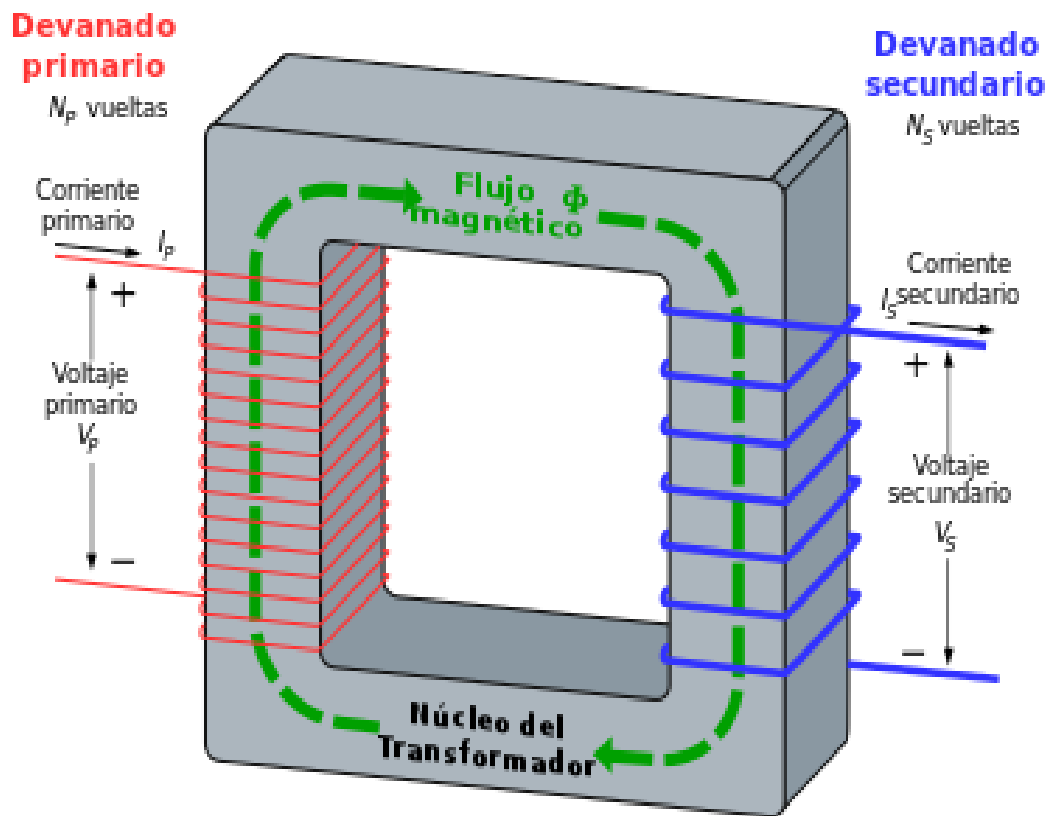


Figura 5 Ley de Lenz

2.1.4 Leyes de Kirchhoff

Voltajes: la sumatoria vectorial de las caídas de voltaje en circuito es igual a la suma de las fuentes que se encuentren en él.

Corrientes: la suma vectorial de las corrientes que entran en el nodo de un circuito eléctrico es igual a la suma de las corrientes que salen de ese nodo.

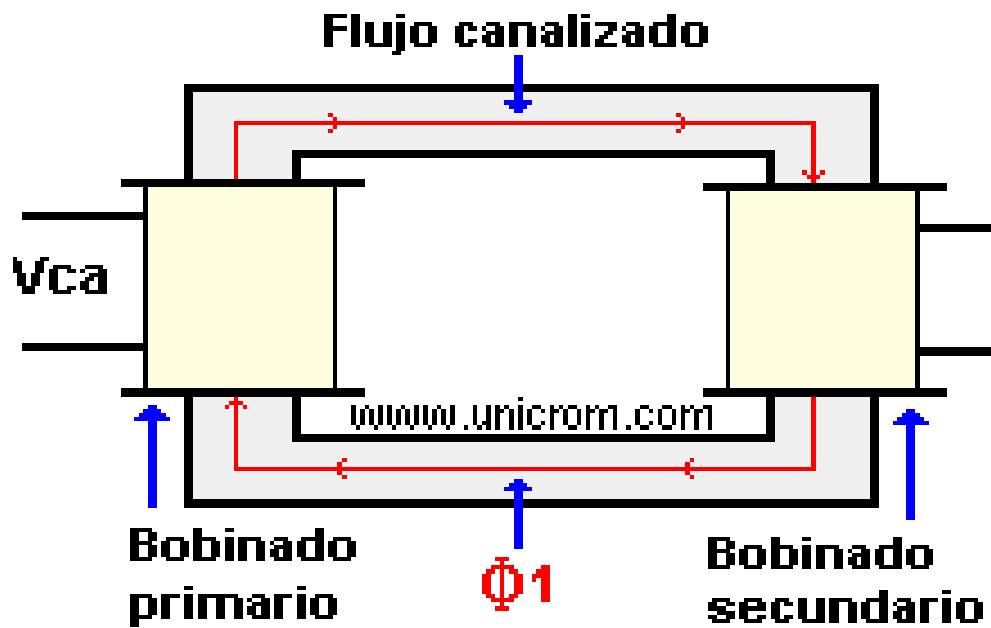


Figura 6 Leyes de Kirchhoff

2.2 Transformadores

Se denomina transformador a una máquina eléctrica que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo constante la frecuencia.

La potencia que ingresa al equipo no varía en el caso de un transformador ideal (sin pérdidas) pero las máquinas reales presentan un pequeño porcentaje de pérdidas, dependiendo de su diseño, tamaño, etc.

Su funcionamiento se basa en el fenómeno de la inducción electromagnética y están constituidos, en su forma más simple, por dos bobinas devanadas sobre un núcleo cerrado de hierro de silicio.

Las bobinas o devanados se denominan primarios y secundarios según correspondan a la entrada o salida del sistema en cuestión, respectivamente. También existen transformadores con más devanados; en este caso, puede existir un devanado terciario, de menor tensión que el secundario.

- **Transformador de Instrumentos**

Uno de los elementos más importantes en la aplicación de los relevadores de protección son los llamados transformadores de instrumentación, llamados así por que su aplicación es exclusivamente para propósitos de medición y protección de los sistemas de potencia.

Funciones principales:

- Proveer aislamiento entre el voltaje pleno del sistema y los instrumentos que normalmente operan con niveles de voltaje bajos, que no presentan peligro para los equipos ni para el personal.
- Reducir en forma proporcional los valores de corriente del sistema, para que sean utilizados por los dispositivos de protección y medición.

- **Transformador de Corriente**

Un transformador de corriente (TC) trabaja bajo el mismo principio de funcionamiento de un transformador ideal.

El devanado primario está conectado en serie con la línea o alimentador y muchas veces, es esta misma por lo que la corriente primaria es la misma de la línea y la impedancia primaria es lo suficientemente pequeña que puede ser despreciada.

2.2.1 Transformador de potencia

Son los que se utilizan para las subestaciones y transformación de la energía en media y alta tensión. Se aplican en subestaciones, centrales de generación y usuarios de grandes potencias.

Se construyen en potencias, voltajes y frecuencias estandarizadas según la región o país en donde va a trabajar.

2.2.2 Transformador en aceite

Se caracteriza principalmente por que el núcleo ferromagnético se encuentra totalmente sumergido en aceite, consta de un tanque con tapa, intercambiadores de calor, bombas y cubículo para el aceite.



Imagen 1 Transformador de potencia 225 MVA

2.2.3 Tanque

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

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



Figura 7 Partes de un transformador de potencia en aceite

2.2.4. Tipos de tanque

En la actualidad podemos encontrar diferentes tipos de diseños de tanques para transformadores. Dentro de los cuales existen y más comunes en nuestro medio se encuentran los de *tipo respiración libre*, *los tipos de tanque conservador* y *los de tipo sellado*.

2.2.4.1 Tipo de respiración libre

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

Este diseño de tanque no posee un removedor de humedad en la tubería de respiración, por ende, el transformador tendrá una fuente de humedad, oxígeno y contaminación por dicha tubería.

Como se verá más adelante la humedad y el oxígeno son enemigos del aislamiento del transformador, es recomendable entonces al obrero instalar un removedor de humedad (como la silica gel) en dicha tubería, de manera que se reduzca el ingreso de humedad, oxígeno y contaminación al transformador.

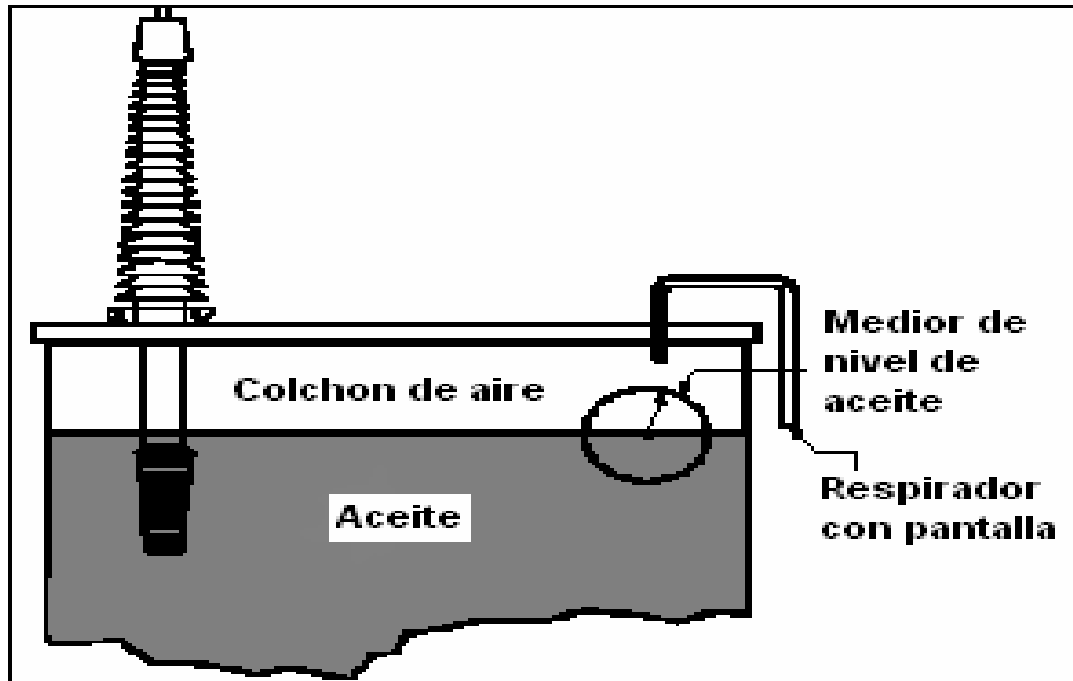


Figura 8 Transformador; tipo de respiración libre

2.2.4.2. Tipo de tanque conservador

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

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

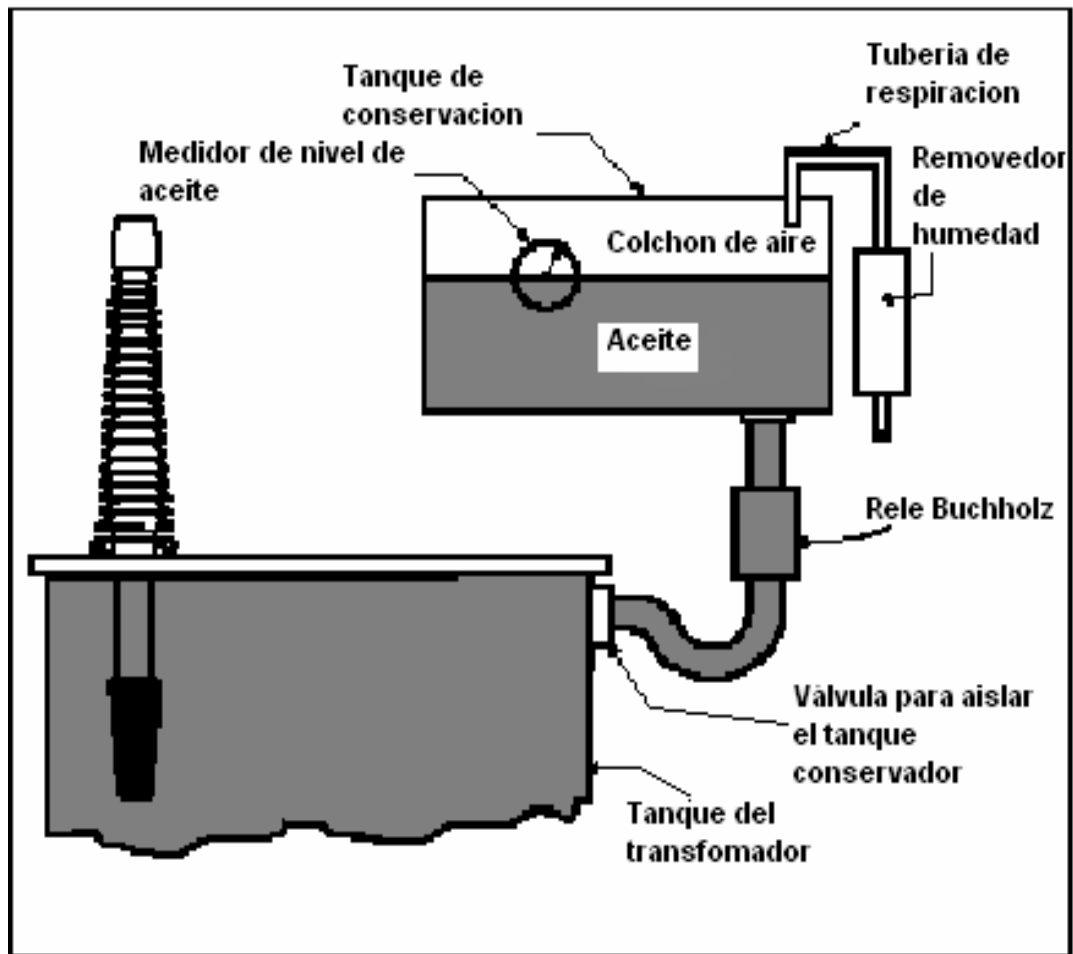


Figura 10 Transformador; tipo de tanque conservador

2.2.4.3 Tipo de tanque sellado

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

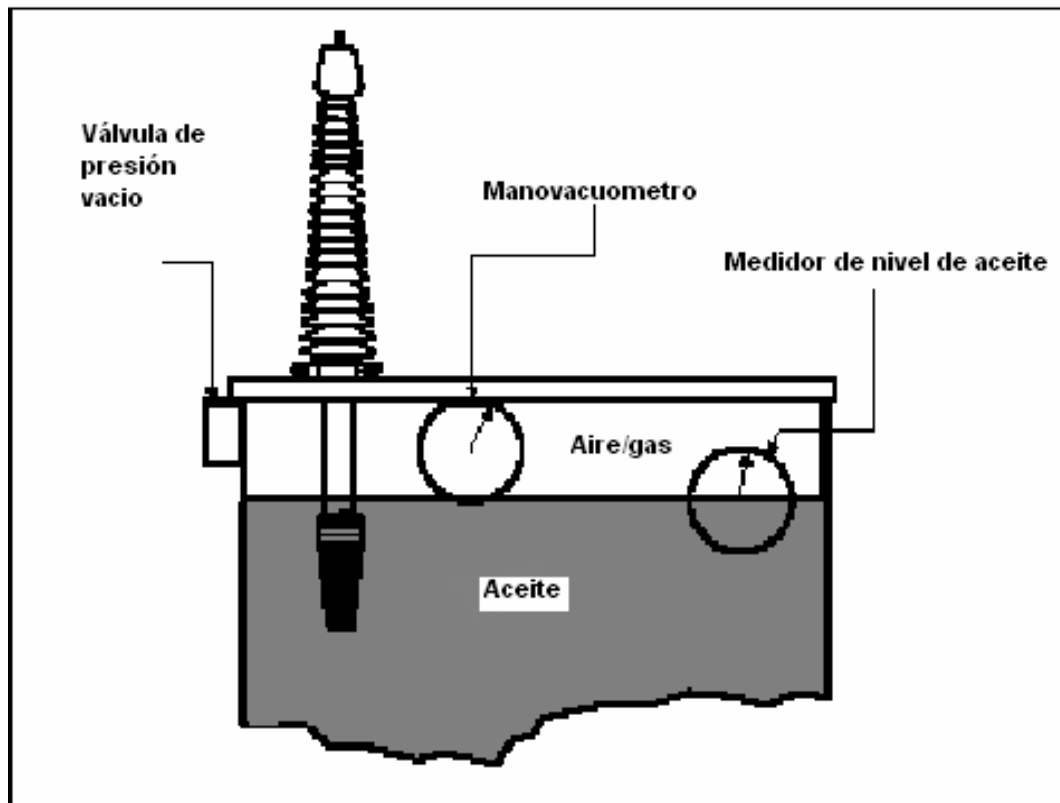


Figura 10 Transformador; tipo de tanque sellado

2.2.5 Pasatapas (bushings)

La función de los pasatapas en un transformador es de llevar o transportar los conductores de los devanados a través del tanque y hacia el exterior de una

manera segura. Los pasatapas están diseñados para: soportar las tensiones de operación normal y anormal, mantener la humedad fuera del transformador y resistir los esfuerzos mecánicos debido al peso y tensión de los conductores conectados a ellos.

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

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

Los pasatapas son de forma cilíndrica, cubiertos con un esmalte especial para evitar la adherencia de humedad y contaminantes. Están provistos de “faldas” con el objeto de aumentar la distancia de fuga (distancia entre el terminal del pasatapa y su base acoplada al tanque) y así reducir la posibilidad de un arco debido a sobre voltajes.

2.2.6 Núcleo y Devanados

Los dos tipos fundamentales de diseño de la parte activa de un transformador son el tipo núcleo, en el cual dos grupos de devanados abrazan a un núcleo único y el tipo acorazado, en el cual el flujo que atraviesa a un único grupo de devanados está formado, al menos, por dos componentes existentes en circuitos magnéticos en paralelo.

el diseño del tipo núcleo es usado en transformadores de potencia con valores de corriente y KVA bajos, mientras que el tipo acorazado es usado en transformadores con potencias iguales o mayores de 50 MVA.

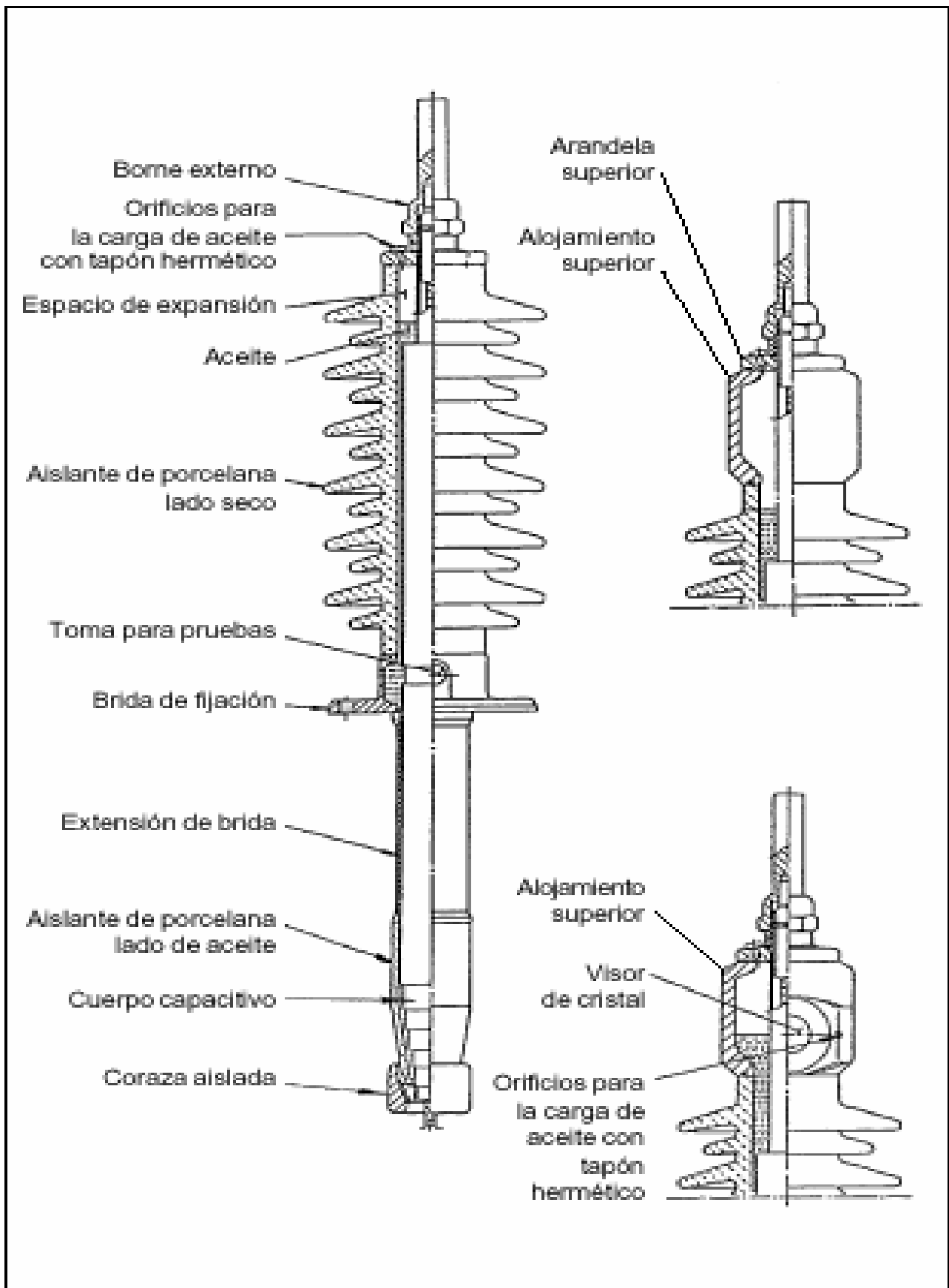


Figura 11 Pasatapa de tipo GOB de la ABB



Imagen 2 Pasatapa de porcelana-aceite



Imagen 3 Pasatapa de porcelana

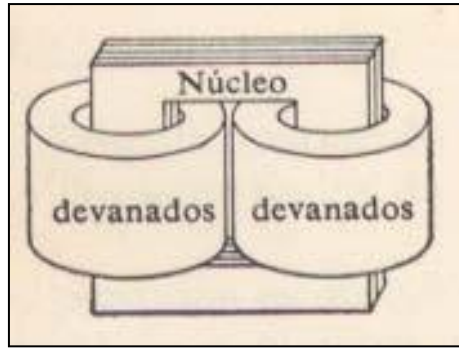


Figura 12 Transformador; tipo núcleo

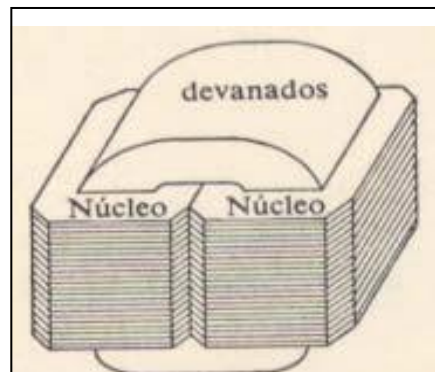


Figura 13 Transformador; tipo acorazado

El núcleo de un transformador está formado por chapas, las cuales están hechas con una aleación de hierro de grano orientado y silicio (con esta aleación se reducen las pérdidas por histéresis y corrientes parásitas). Las chapas que forman el núcleo están aisladas eléctricamente una de otras con revestimiento a pruebas de aceite (tradicionalmente barniz) para reducir las pérdidas por corrientes parásitas.

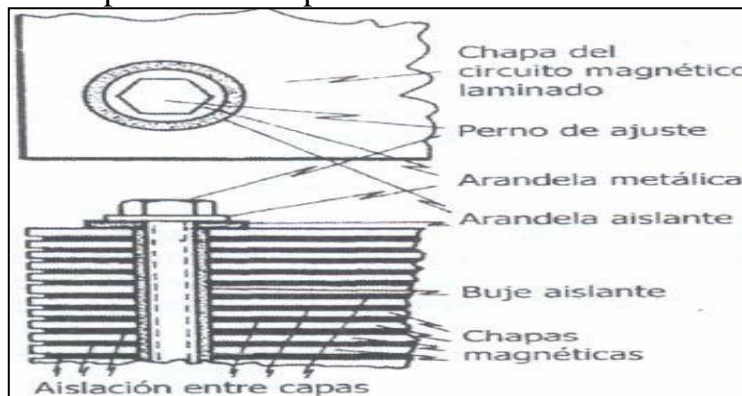


Figura 14 Transformador; tipo acorazado

2.2.7 Sistema de Aislamiento

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

El sistema de aislamiento de un transformador en aceite consta principalmente de dos tipos de materiales aislantes; aceite y papel.

2.2.7.1 Aceite Aislante

El aceite usado en transformadores desempeña básicamente cuatro funciones.

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

2.2.7.2 Composición Química

El aceite empleado en transformadores y algunos otros equipos eléctricos es de tipo mineral. Dicho aceite se encuentra formado por compuestos de hidrocarburos y no-hidrocarburos.

a) Hidrocarburos

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

- Parafínicos
- Nafténicos
- Compuestos aromáticos

b) No Hidrocarburos

El petróleo, del cual se deriva el aceite usado en transformadores, también contiene compuestos que no son hidrocarburos. Dichos compuestos presentan una estructura semejante a la de los hidrocarburos, los átomos de carbono son reemplazados por uno, dos, tres o mas átomos de azufre, oxígeno o nitrógeno. Los compuestos no hidrocarburos en el aceite mineral puede ser ácidos naftenicos, esterres, alcoholes, entre otros.

Existen algunos factores químicos que son críticos para los aceites, como, por ejemplo:

- Acidez
Una baja acidez en un aceite minera es necesaria para minimizar la conducción eléctrica, la corrosión de los metales y maximizar, la vida del sistema de aislamiento.
- Formación de gas bajo arco
- Contenido de agua
Un aceite mineral con contenido de agua bajo es necesario para alcanzar una rigidez dieléctrica adecuada, maximizar la vida del sistema de aislamiento y minimizar la corrosión de los metales.

2.2.8 Propiedades Físicas

Algunas de las propiedades físicas de un aceite mineral incluyen

- **Viscosidad**

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

- **Gravedad específica**

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

- **Tensión interfacial**

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

- **Estabilidad de oxidación**

- **Volatilidad**

Propiedades Eléctricas

Las principales propiedades eléctricas de un aceite nuevo incluyen...

- **Rigidez dieléctrica**

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

- **Rigidez de impulso**

Con la rigidez de impulso se mide la habilidad del aceite a resistir condiciones de voltajes transcientes (sobrevoltajes debido a las maniobras).

- **Permitividad relativa / constante dieléctrica**

La permitividad relativa es la relación entre la capacitancia de un material aislante medida por medio de la configuración de electrodos y la capacitancia de la misma configuración de electrodos con el aire (o vacío) como dieléctrico. La permitividad relativa es dependiente de la temperatura y la frecuencia de voltaje. Los valores típicos de la permitividad relativa de un aceite nuevo están entre 2.1 y 2.5 a 90°C. La oxidación tiende a incrementar estos valores.

2.2.9 Radiadores, ventiladores y bomba de circulación

Los transformadores en aceite posees diferentes métodos de ventilación con el objeto de mantener sus temperaturas de operación dentro de los valores normales (no excediendo los 55 o 65° sobre la temperatura ambiente). Para el efecto, en cada método utiliza accesorios como radiadores, ventiladores, intercambiadores de calor, bombas de circulación, los cuales se encuentran instalados generalmente en el tanque del transformador y son usados de forma individual o en conjunto.

Algunos de los métodos de ventilación usados en transformadores son:

- **TIPO OA**

Sumergido en aceite, con enfriamiento natural. Este es el enfriamiento más comúnmente usado y el que frecuentemente resulta el más económico y adaptable a la generalidad de las aplicaciones. En estos transformadores, el aceite aislante circula

por convección natural dentro de un tanque con paredes lisas, corrugadas o bien previstos de enfriadores tubulares o radiadores separables.

- **TIPO OA/FA**

Sumergido en aceite con enfriamiento propio y con enfriamiento de aire forzado. Este tipo de transformadores es básicamente una unidad OA a la cual se le han agregado ventiladores para aumentar la disipación del calor en las superficies de enfriamiento y por lo tanto, aumentar los KVA de salida.

- **TIPO OA/FOA/FOA**

Sumergido en aceite con enfriamiento propio, con enfriamiento de aceite forzado-aire forzado, con enfriamiento aceite forzado-aire forzado. El régimen del transformador tipo OA, sumergido en aceite puede ser aumentado por el empleo combinado de bombas y ventiladores. En la construcción se usan los radiadores desprendibles normales con la adición de ventiladores montados sobre dichos radiadores y bombas de aceite conectados a los cabezales de los radiadores.

- **TIPO FOA**

Sumergidos en aceite, con enfriamiento por aceite forzado con enfriadores de aire forzado. El aceite de estos transformadores es

enfriado al hacerlo pasar por cambiadores de calor o radiadores de aire y aceite colocados fuera del tanque. Su diseño esta destinado a usarse únicamente con los ventiladores y las bombas de aceite trabajando continuamente.

- **TIPO OW**

Sumergidos en aceite, con enfriamiento por agua. Este tipo de transformador está equipado con un cambiador de calor tubular colocado fuera del tanque, el agua de enfriamiento circula en el interior de los tubos y se drena por gravedad o por medio de una bomba independiente. El aceite fluye, estando en contacto con la superficie exterior de los tubos.

- **TIPO FOW**

Sumergido en aceite, con enfriamiento de aceite forzado con enfriadores de agua forzada.

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

- **TIPO AA**

Tipo seco, con enfriamiento propio. La característica primordial es que no contienen aceite u otro líquido para efectuar las funciones

de aislamiento y enfriamiento, y es el aire el único medio aislante que rodea el núcleo y las bobinas menos de 15KV y hasta 2 000 KVA.

- **TIPO AFA**

Tipo seco, con enfriamiento por aire forzado. Para aumentar la potencia del transformador AA, se usa el enfriamiento con aire forzado. El diseño comprende un ventilador que empuja el aire en un ducto colocado en la parte inferior del transformador.

- **TIPO AA/AFA**

Tipo seco, con enfriamiento natural con enfriamiento por aire forzado. La denominación de estos transformadores indica que tienen dos regímenes, uno por enfriamiento natural y el otro contando con la circulación forzada por medio de ventiladores, cuyo control es automático y opera mediante un relevador térmico.

El tipo de enfriamiento que utiliza los transformadores de potencia de la Central Hidroeléctrica es una combinación de OW y FOA ya que la al combinar estos dos tipos de enfriamiento elevan el nivel de disipación de calor, y así poder mantener la eficiencia del transformador

2.3 Esquema de protección

Es un grupo o arreglo de dispositivos que se interconectan o interrelacionan para proteger a los equipos eléctricos primarios, detectando condiciones anormales de operación para evitar o reducir daños mayores al elemento primario. (CFE TRANSMISIÓN, 2013)

2.4. Protección

Es el conjunto de relevadores y aparatos asociados que disparan los interruptores necesarios para separar equipo fallado, o que hacen operar otros dispositivos como válvulas, extintores y alarmas, para evitar que el daño aumente de proporciones o que se propague. (CFE, 2001)

2.5. Protección diferencial (87T).

Un relevador diferencial se puede definir como aquel que opera cuando la diferencia vectorial de dos o más cantidades eléctricas similares excede una cantidad determinada. En la mayoría de las aplicaciones con relevadores diferenciales se utiliza el de tipo corriente diferencial y el más extensamente usado en funciones de protección es el relevador diferencial de porcentaje (AGAPITO MENDOZA ROMERO). El principio de funcionamiento de la protección diferencial se puede asumir que se basa en la 1ª Ley de Kirchhoff que afirma: “La suma de las corrientes que llegan a un nodo igual a la suma de corrientes que salen del mismo”, dicho de otra forma “la corriente que entra a un elemento del sistema es igual a la que sale de él”. (CFE TRANSMISIÓN, 2010)

La corriente diferencial requerida para que el relevador funcione es una magnitud variable, debido al efecto de la bobina de restricción. Siendo el número de vueltas de ambas bobinas (operación y restricción) el mismo, se establece que la magnitud de operación es proporcional a $i_1 - i_2$ y la magnitud

de restricción, es proporcional a $(i_1 + i_2) / 2$, ya que la bobina de operación está conectada en el punto medio de la bobina de operación. La característica de operación diferencial de porcentaje se muestra en la siguiente.

La implementación de este tipo de relevadores diferenciales de porcentaje para la protección de transformadores de potencia es debido a la necesidad de compensar además de la diferencia de relación de los TC's de alta y baja tensión, las diferencias en las corrientes secundarias ocasionadas por el cambio de TAP's del transformador. (ARROYO CASTILLO JESÚS EDUARDO, 2012)

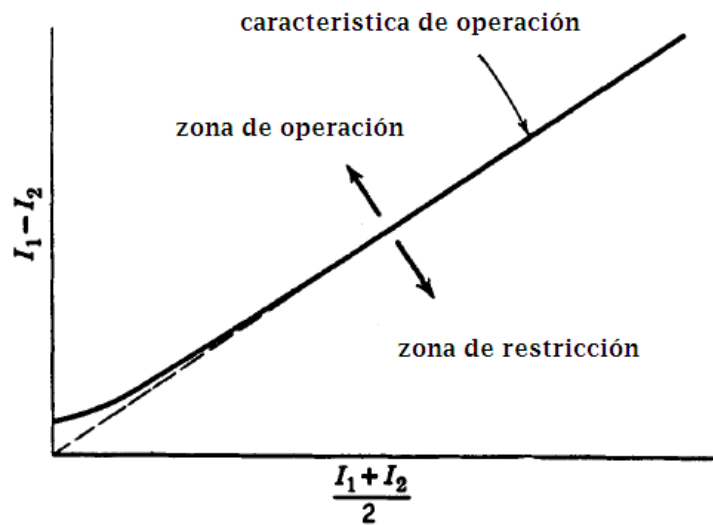


Figura 16 Característica de operación de protección diferencial

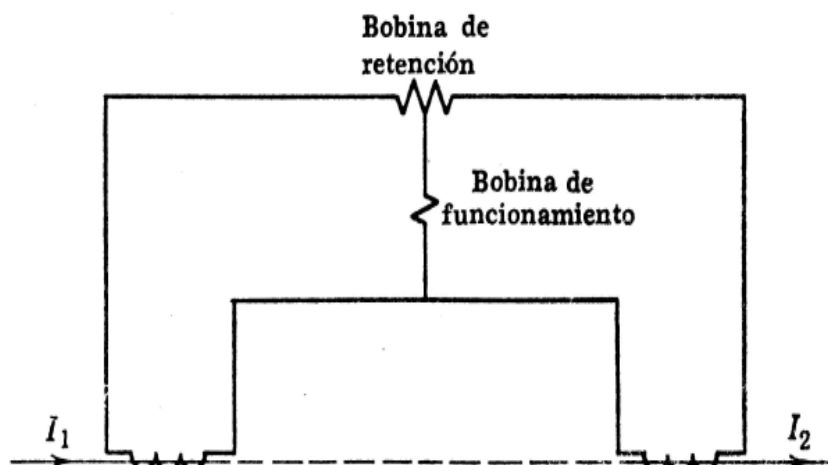


Figura 17 Principio de funcionamiento de la protección diferencial

2.5.1. Protección diferencial para transformador

Operación tripolar.

Debe de contar con una función de Sobrecorriente en cada una de las entradas de corriente (restricción) para realizar lo siguiente.

Protecciones de Sobrecorriente del lado de alta del transformador (51H),
Protección de Sobrecorriente del lado de baja del transformador (51L),
Protección de Sobrecorriente del terciario del transformador (ver aplicaciones con servicios propios, para transformadores de tres devanados) (51T),
Protección de Sobrecorriente del neutro, debe proteger de forma independiente cada punto de aterrizamiento con lo que cuente el transformador. (51NTH, 51NTL), c) Debe contar con una restricción por cada entrada de corriente para cada devanado. Para los devanados en alta y baja tensión debe haber una restricción por cada interruptor, conforme al arreglo de barras. En caso de requerirse restricciones adicionales se debe especificar en características particulares. (CFE TRANSMISIÓN, 2013)

Criterios de ajuste:

87T (con restricción de pendiente).

- a) Ajustar Pickup al 30% del valor de la máxima capacidad del transformador. b) Primer pendiente ajustar al 30%, para cubrir errores de relación de TC's y por variaciones de relación primaria por el cambiador de derivaciones.
- b) Segunda pendiente ajustar al 60%, aplicada a partir de 300% del valor de la capacidad del transformador, para cubrir los errores por saturación de los TC's a niveles altos de corrientes.
- c) Bloqueo por segunda armónica: Ajustar a 15%, para evitar operaciones incorrectas por energización con corrientes de Inrush.
- d) Bloqueo por quinta armónica: Ajustar a 35%, para evitar operaciones incorrectas por alta corriente provocada por sobre excitación. (CFE TRANSMISIÓN, 2014)

2.6. Protección de Sobrecorriente (51)

La protección de Sobrecorriente, en los sistemas de protección es de las más comunes, debido a que una Sobrecorriente es la anomalía que ocurre con mayor frecuencia y es definida de la siguiente manera

La protección de Sobrecorriente es la protección que actúa al existir un aumento de corriente por arriba de los valores normales de operación. El funcionamiento del esquema de protección depende de lo siguiente:

- a) El nivel mínimo de corriente establecido para su operación (Pick Up)
- b) El tiempo en el cual la protección opera, es decir, la respuesta que tendrá el esquema de protección con respecto al tiempo.

Las funciones de Sobrecorriente temporizadas por sus características de operación pueden ser de tiempo definido o tiempo inverso.

Los elementos de Sobrecorriente pueden ser:

- De fase.
- De neutro.
- De secuencia negativa. (ARROYO CASTILLO JESÚS EDUARDO, 2012)

2.6.1. Protección de Sobrecorriente de temporizada de neutro (51N).

Protección de Sobrecorriente instantáneos de neutro (51). Debe permitir operar primero a las protecciones primarias del banco y de los alimentadores. Tiene un retardo de tiempo para fallas en el banco de transformadores o en alimentadores. Opera como protección de sobrecarga del transformador. Se debe ajustar al 220% de la capacidad del transformador. [9]

2.6.2. Protección de Sobrecorriente instantánea de respaldo del secundario (51L).

Criterios de ajuste:

Pickup.

Se ajusta al 200% de la capacidad OA del transformador.

Tipo de Curva.

Se debe seleccionar una curva muy inversa, y que permita coordinar con las curvas de los relevadores instalados en los alimentadores.

Palanca.

El tiempo de operación debe estar entre 0.6 y 0.8 segundos para falla trifásica en el bus de baja tensión. Se debe mantener un margen de coordinación de entre 200 y 300 ms contra las protecciones de los alimentadores y/o líneas. Considerar los tiempos de operación de los interruptores de baja tensión. Qué su característica se encuentre por debajo de la curva de daño (por falla frecuente) del transformador. (CFE TRANSMISIÓN, 2014)

2.6.3. Protección de Sobrecorriente de neutro del TC de neutro del Primario. (51NT-H).

Compromisos:

- a) Debe permitir operar primero a las protecciones primarias del banco y las protecciones de bus de alta tensión.

- b) Debe coordinar con las protecciones de tierra de las líneas de alta tensión.
- c) Debe operar bajo la situación de fuera de paso en cambiador de taps por arriba de 2 pasos de diferencia.
- d) No debe operar con la corriente residual generada por el polo abierto durante la secuencia de recierre monopolar en las líneas adyacentes.

Criterios de ajuste:

Pickup.

- a) Para transformadores que alimentan cargas radiales, se debe ajustar al 25% de la capacidad máxima del transformador. En caso contrario, debe ser ajustado al 25%.

Tipo de Curva.

- a) Se debe seleccionar una curva inversa, y que permita coordinar con las curvas de los relevadores 67N instalados en el lado de alta tensión.

Palanca.

- a) El tiempo de operación debe estar entre 0.6 y 0.8 segundos para falla monofásica en el bus de alta tensión.
- b) Se debe mantener un margen de coordinación de entre 200 y 300 ms (debiendo quedar un tiempo de respuesta de entre 0.8 y 1.0 segundo) contra las protecciones 67N y zonas 2 de los relevadores de distancia (21) de las líneas de alta tensión para fallas en el extremo con el interruptor abierto (line end). (CFE TRANSMISIÓN, 2014)

2.6.4. Protección de Sobrecorriente de neutro del TC de neutro del secundario (51NT-L).

Compromisos:

- a) Debe permitir operar primero a las protecciones primarias del banco y las protecciones de los alimentadores de baja tensión.
- b) Debe coordinar con las protecciones de tierra de los alimentadores de baja tensión.
- c) Debe operar bajo la situación de fuera de paso en cambiador de taps por arriba de 2 pasos de diferencia.
- d) No debe operar con la corriente residual generada por el polo abierto durante la secuencia de recierre monopolar en las líneas adyacentes.

Criterios de ajuste:

Pickup.

Se debe ajustar al 30% de la capacidad máxima del transformador para transformadores que alimentan únicamente carga radial. En el caso de que la carga no sea radial, el ajuste debe ser al 25% de la capacidad máxima del transformador. Toda vez que se tenga habilitado el 51NT-H, de lo contrario, ajustar al 20 y 25%, respectivamente.

Tipo de Curva.

Se debe seleccionar una curva inversa, y que permita coordinar con las curvas de los relevadores instalados en lado baja tensión o alimentadores.

Palanca.

El tiempo de operación debe estar entre 0.6 y 0.8 segundos para una falla monofásica en el bus de baja tensión. Se debe mantener un margen de coordinación de entre 200 y 300 ms, Debiendo quedar un tiempo de respuesta de entre 0.8 y 1.0 segundo) contra las protecciones 67N y zonas 2 de los 21 de las líneas de baja tensión para fallas en el extremo con el interruptor abierto (line end). (CFE TRANSMISIÓN, 2014)

2.7. Relevador auxiliar de disparo y bloque sostenido del transformador (86T).

Son relés biestables para cargas fuertes especialmente diseñados para actuar como relé de disparo y bloqueo en subestaciones y sistemas eléctricos críticos. Ofrecen alta velocidad y seguridad para la operación de interruptores y otros equipos de potencia.

Después de un disparo, el relé bloquea cualquier orden de mando adicional hasta que no recibe una señal de reset (reset manual o reset eléctrico), evitando la energización de equipos de potencia críticos como interruptores, transformadores de potencia o generadores bajo condiciones de falta (presión de gas, nivel de aceite, temperatura, descargas parciales y otras alarmas / señales de estado del equipamiento primario). (ARTECHE, 2018).

3. Desarrollo**3.1 Pruebas de diagnóstico al Transformador**

Se estudia los métodos que permiten la detección de fallas incipientes en un transformador en aceite mediante el análisis de los gases generados en el interior de él. Se le realiza varias pruebas eléctricas, físicas y químicas al sistema de aislamiento de un transformador constituyen el conocimiento base para el desarrollo del mantenimiento de un transformador de potencia en aceite.

Se llevo a cabo las pruebas.

- Pruebas al aceite dieléctrico
- Pruebas al aislamiento sólido
- Prueba de corriente de excitación
- Prueba de relación de transformación
- Prueba de resistencia DC de devanados

3.2. Pruebas al aceite dieléctrico

3.2.1 Rigidez dieléctrica

La rigidez dieléctrica de un aceite aislante es una medida de la habilidad que posee el aceite para soportar los elevados esfuerzos eléctricos que existen en el interior de un transformador sin que se produzca la falla del equipo.

Para esta prueba se utiliza un equipo denominado *Medidor de Rigidez Dieléctrica*, en el cual, se aplica un voltaje AC con una tasa de crecimiento controlada, a dos electrodos que pueden tener dos formas diferente según la norma que se aplique en el caso, y están inmersos en el fluido aislante a ser probado. El “entrehierro” o la separación entre electrodos es calibrada a una distancia específica (de acuerdo a la norma que se va aplicar). Cuando aparece un arco entre los electrodos, el voltaje registrado en ese instante es la rigidez dieléctrica de la muestra sometida a prueba.

Los métodos para la medición de la rigidez dieléctrica de los aceites aislantes de origen mineral son:

a) *Norma ASTM D-877*

Este método utiliza una cuba con electrodos con caras planas, separado a una distancia de 0.1”, con una tasa de crecimiento de tensión de 3 Kv/seg. La norma D-877 es recomendada para probar aceites en servicio o aceites nuevos sin tratamiento previo a la energización del equipo.

b) ***Norma ASTM D-1816***

En este método se utiliza una cuba con electrodos de caras semiesféricas espaciados entre sí 0.1” y con una tasa de crecimiento de tensión de 2 Kv/seg.

Por años se ha tomado a la prueba de rigidez dieléctrica como la más importante a la hora de emitir un diagnóstico del estado del aceite de un transformador. Se han encontrado casos de transformadores en los que la rigidez dieléctrica de su aceite estaba por encima de los 30 KV (rigidez dieléctrica buena), sin embargo, muchos aceites presentaban un considerable contenido de humedad y un elevado grado de acidez, mientras que en el interior del transformador la presencia de lodo era apreciable, no fue el caso de la C.H Belisario Domínguez.

En la actualidad las pruebas como *tensión interfacial*, *Número de neutralización*, *Factor de potencia* y *contenido de humedad*, constituyen un complemento necesario a la prueba de rigidez dieléctrica a la hora de emitir un diagnóstico más confiable del estado del aceite y del transformador.

La prueba de rigidez dieléctrica ayuda a detectar la presencia de herrumbre u otras partículas metálicas, suciedad, fibras de celulosa y agua en estado libre en el aceite (los anteriores contaminantes producen una marcada reducción en la rigidez dieléctrica del aceite).

Por otra parte, la prueba de rigidez dieléctrica no dice nada sobre el estado del aislamiento sólido, el grado de acidez del aceite, la presencia de lodo en el transformador y la presencia de agua en forma disuelta en el aceite sino a partir del 80% de saturación.

3.2.2 Número de neutralización

El Número de Neutralización (N.N) o la Acidez de un aceite dieléctrico es una medida de los componentes ácidos existentes en

el. El contenido de acidez se expresa como el número de miligramos de hidróxido de potasio (KOH), como base, que se necesitan para neutralizar los ácidos existentes en un gramo de muestra de aceite.

En un aceite nuevo, cualquier ácido existente es considerado un residuo del proceso de refinamiento. En un aceite en servicio, la oxidación del mismo y del aislamiento sólido forman ácidos a medida que el transformador se envejece. Los productos de la oxidación forman lodo, el cual se precipita al interior del transformador. Los ácidos atacan a los metales, barnices, celulosa, etc, formando más lodo. Se ha encontrado que la formación del lodo (componentes polares en solución) en un transformador comienza cuando la acidez del aceite esta entre 0.05 y 0.1 mgKOH/gr, mientras que la precipitación del mismo en el interior del transformador ocurre cuando el aceite alcanza valores de acidez por arriba de 0.4 mgKOH/gr.

3.2.3 Tensión interfacial

A medida que el aceite se envejece, se contamina de partículas diminutas y de productos de la oxidación. Estos contaminantes se extienden a través de la interfase agua/aceite debilitando la tensión entre los dos líquidos.

La tensión Interfacial es una medida de las fuerzas de atracción entre las moléculas de dos fluidos inmiscibles y esta dada en dynas/cm o en mN/m.

Existen dos normas que se utilizan para realizar la prueba de tensión interfacial

- Prueba de campo: ASTM D-2285
- Prueba de laboratorio: ASTM D-971

La Prueba de tensión interfacial es excelente para detectar contaminantes polares solubles en el aceite y productos de la oxidación. Se sabe que la precipitación de lodo en el transformador comienza cuando la tensión interfacial alcanza valores por debajo de las 22 dynas/cm.

Existen estudios que han mostrado una relación definida entre la tensión interfacial y la acidez de un aceite dieléctrico. Un incremento en la acidez debe estar acompañado de una reducción en la tensión interfacial. La relación inversa entre la tensión interfacial y la acidez prácticamente elimina de cierta forma los “errores” al evaluar el estado de un aceite dieléctrico. En los rangos ácidos, los resultados de la prueba de Acidez se vuelven cuestionables ya que dependen de la habilidad de la persona que realiza la prueba para emitir un diagnostico. En cambio la prueba de tensión Interfacial realizada con equipos de precisión, constituye una excelente prueba de respaldo para la prueba de Acidez.

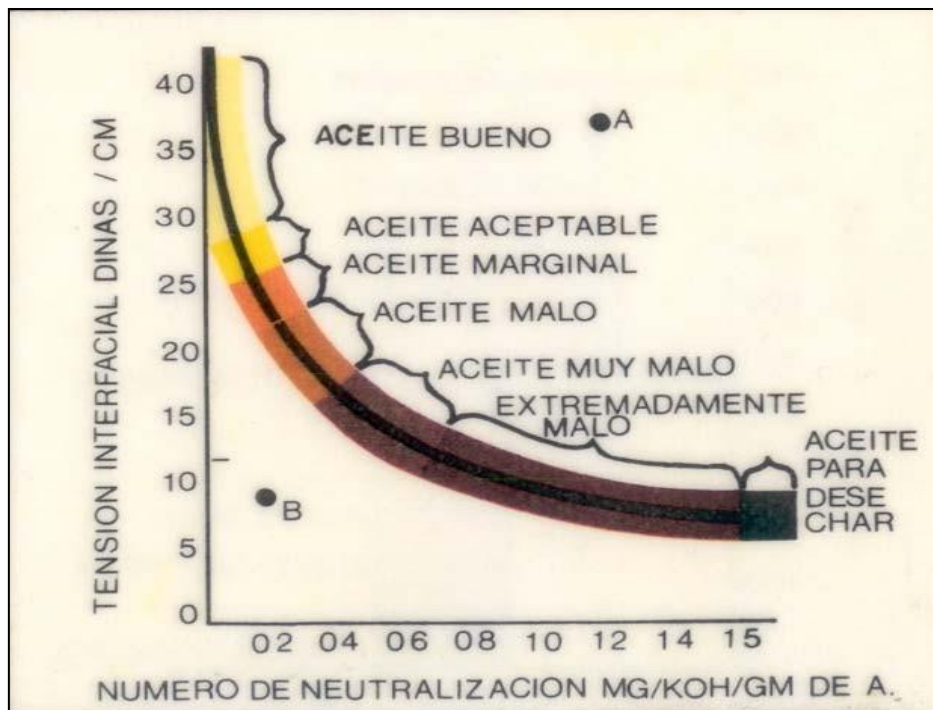


Figura 18 Relación entre la tensión interfacial y el número de neutralización

De los párrafos anteriores se sabe que una elevada tensión Interfacial significa que el transformador esta libre de lodo. Así mismo, un aceite con una elevada acidez significa que esta deteriorado. Al dividir el valor de Tensión Interfacial para el de Número de Neutralización se obtendrá un número que es una excelente medida para evaluar la condición del transformador. Este número es conocido como el *Índice de Myers* o *Índice de Calidad*.

$$\text{Índice de Myers} = \text{tensión Interfacial} /$$
$$\text{Numero de Neutralización}$$

3.2.4 Factor de potencia

El Factor de Potencia del aceite mide la “corriente de fuga” existente en el aceite, la cual, es una medida de contaminación y/o deterioro del mismo.

El Factor de Potencia del aceite se define como la relación entre la potencia disipada en el, en watios, y el producto del voltaje efectivo aplicado y la corriente resultante, el cual esta dado en voltiamperes, cuando el aceite es probado bajo condiciones predeterminadas.

Para la medición del Factor de Potencia del aceite se utiliza un equipo que lleva el nombre de *Medidor de Factor de Potencia de Aislamiento*, el cual sirve tanto para medir el factor de potencia del aceite como del aislamiento sólido y pasatapas.

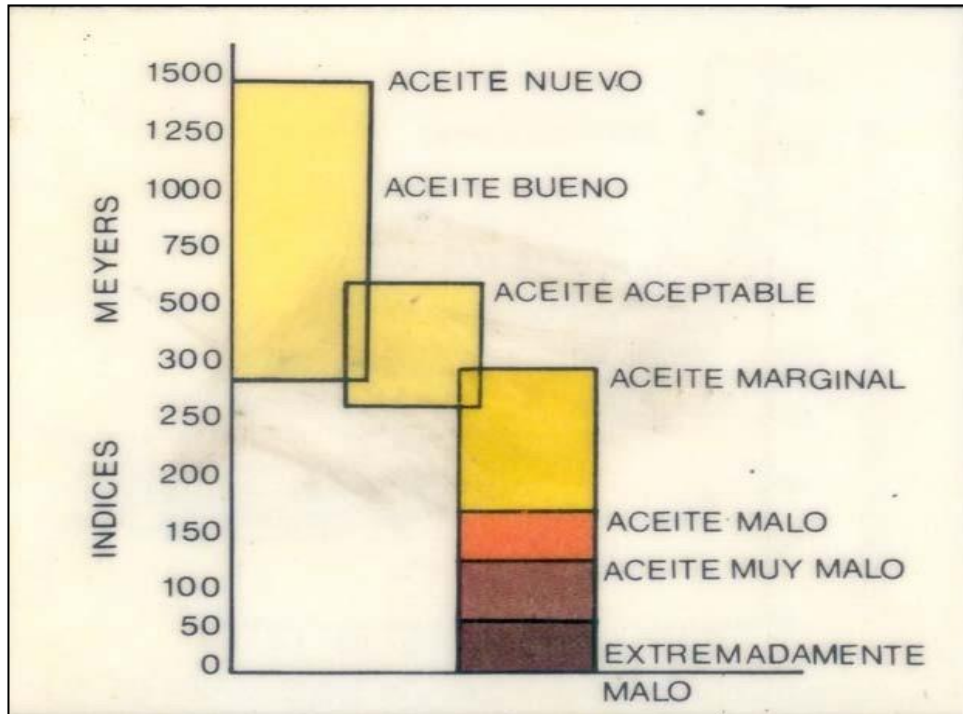


Figura 19 Relación entre el índice de Myers y el estado de un aceite dieléctrico.



Imagen 4 Fuente doble M4100 instrument

Un elevado valor en el Factor de Potencia es indicativo de que el aceite posee contaminantes como agua, productos de la oxidación, jabones metálicos, carbón, residuos de barniz, entre otros.

De acuerdo a la Doble Engineering Company junto con la aplicación de la norma ASTM D-924, el factor de potencia de un aceite nuevo no debe exceder un valor de 0.5 % a 25°C. Aceites en servicio con factores de potencia entre 0.5% y 1% a 25°C necesitaran una investigación adicional para determinar el porque de estos valores. Si el factor de potencia esta entre 1% y 2% a 25°C, en el transformador podría producirse una falla interna debido al mal estado del aceite (la recuperación o reacondicionamiento del mismo sería necesario).

Se considerara como un peligro operacional un aceite con un factor de potencia superior a 2% a 25°C (la recuperación o el reemplazo del mismo sería necesario).

3.2.5 Color

Los aceites dieléctricos deben tener un color claro (transparente los nuevos), de manera que se pueda inspeccionar el interior del equipo al que protege.

Un cambio en el color del aceite de un transformador dentro de un periodo de tiempo corto es indicativo de que existe contaminación y/o deterioro en él. Un oscurecimiento en el color del aceite sin cambio significativo en la acidez del mismo es indicativo de que la contaminación del aceite proviene de alguna fuente externa.

El color de un aceite aislante es expresado por medio de un número, el cual esta basado en la comparación del color de la muestra con una serie de colores estándar contenidos en un colorímetro.

3.2.6 Contenido de humedad

El agua puede presentarse de varias formas en un aceite aislante. La presencia de agua en forma libre o en suspensión puede ser determinada por una inspección visual de la muestra. La presencia de agua en forma disuelta es normalmente determinada por medios físicos o químicos. El contenido de agua en un aceite aislante puede estar dado en partes por millón (ppm) o en porcentaje de saturación.

El método más utilizado para la determinación de agua en un líquido aislante es el de Karl Fisher.

En la tabla I pueden verse valores límites para el contenido de agua de un aceite aislante en servicio con respecto al voltaje de operación del equipo.

Nivel de voltaje	<69K V	Entre 69 KV y 288 KV	>28 8 KV
Contenido de agua (ppm) en el aceite (ASTM -D1533)	35	25	20

Tabla I

3.3 Pruebas al aislamiento sólido

Para verificar el estado de aislamiento se realizan las pruebas de *Factor de Potencia*, tanto al aislamiento como a los pasatapas, y la prueba de resistencia de aislamiento.

3.3.1 Factor de potencia

Cualquier devanado en un transformador esta aislado de los otros y de tierra por medio del aislamiento sólido (papel, barniz, etc). En cada capacitancia existen perdidas dieléctricas, las cuales están representadas por los resistores en serie con cada capacitancia.

El factor de potencia del aislamiento es una mediada de las perdidas de potencia a través del sistema de aislamiento y tierra causados por una corriente de fuga.

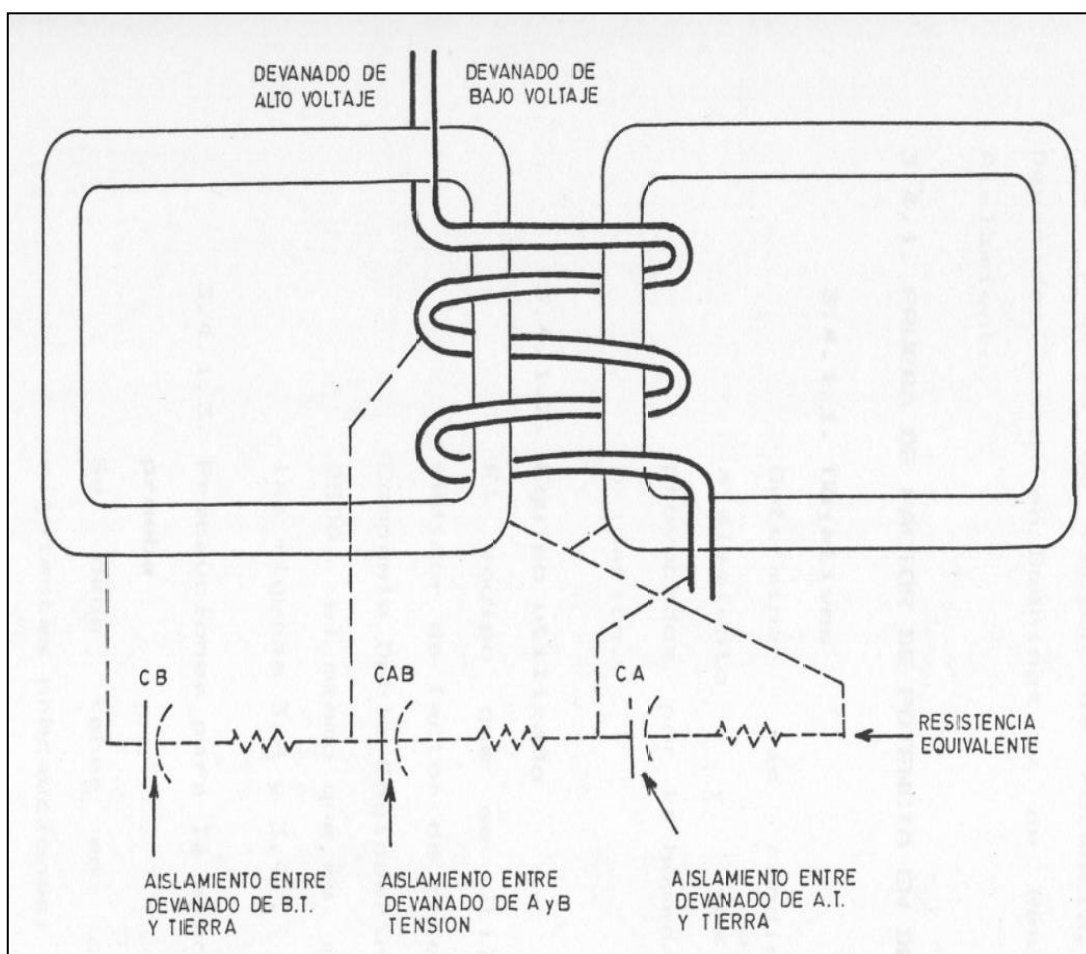


Figura 20 Circuito equivalente del aislamiento sólido en el interior de un transformador

El factor de potencia del aislamiento es comúnmente definido como la relación entre la resistencia y la impedancia de la combinación capacitancia-resistencia que se forma en el sistema de aislamiento.

Si el aislamiento fuera perfecto (condición teórica) no habría corriente de fuga, entonces el factor de potencia sería igual a cero. Ningún aislante es perfecto, por tanto la presencia de una corriente de fuga en él es posible. Mientras mayor sea dicha corriente de fuga las pérdidas de potencia en el aislamiento serán mayores y por ende se tendrá un mayor factor de potencia del aislamiento.

Hasta la actualidad no se han definido valores de factor de potencia del aislamiento, pero en la práctica se considerarían valores normales entre 0.5% y 2% referidos a 20°C, a excepción de unidades nuevas en donde el factor de potencia del aislamiento debe estar por debajo del 0.05% a 20°C.

Adicionalmente a las pruebas de factor de potencia realizadas al aislamiento sólido y al aceite dieléctrico, también se le efectúa esta prueba a los pasatapas del transformador, los cuales deben estar libre de impurezas, ya que la presencia de las mismas puede afectar los resultados de la prueba.

Un factor muy importante a considerar durante la realización de esta prueba es la temperatura. Se sabe que la magnitud del factor de potencia del aislamiento varía directamente con la temperatura. Debido a lo anterior existen factores de corrección por temperatura, de manera que se pueda llevar los valores de factor de potencia obtenidos en la prueba a una base de temperatura común (20°C) y de esta manera poder compararlos con los recomendados.

El factor de potencia del aislamiento ayuda a detectar: *humedad, carbonización del aislamiento, pasatapas defectuosos, contaminación del aceite con materiales disueltos o partículas conductivas, núcleos no aterrizados o mal aterrizados*, entre otros.

3.3.2 Resistencia de aislamiento

La prueba de resistencia de aislamiento es una prueba no destructiva que ayuda a diagnosticar el estado del aislamiento. La resistencia de aislamiento de un aislante eléctrico se define como la resistencia, en megohms ($M\Omega$), que ofrece el aislante a la aplicación de un voltaje directo.

La medición de la resistencia de aislamiento para el caso de los transformadores se la realiza entre devanados y entre devanados y tierra, durante intervalos de tiempo de entre un minuto a diez minutos.

Para realizar esta medición se utiliza un equipo llamado *Medidor de Resistencia de Aislamiento* (llamado comúnmente MEGGER), el cual puede funcionar de forma manual o por medio de baterías, siendo analógico o digital.

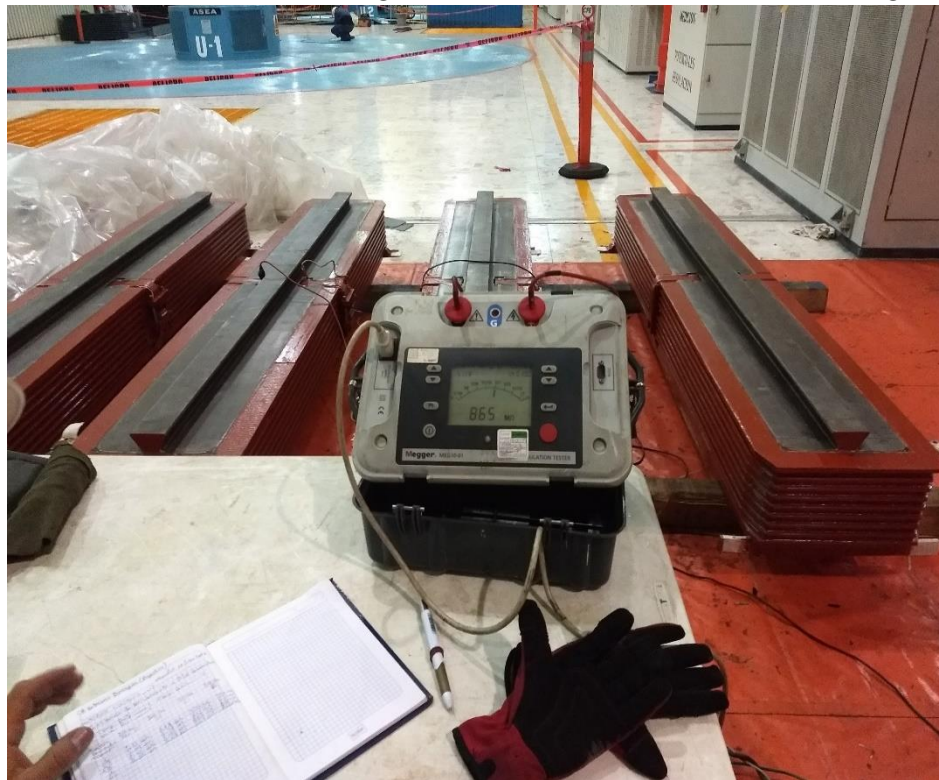


Imagen 5 Prueba de resistencia de aislamiento

Este aparato posee un generador DC, el cual genera un alto voltaje DC que produce una pequeña corriente, llamada *corriente de aislamiento*, la cual consta de dos componentes principales: la componente que fluye a través del aislamiento y la componente que fluye sobre el aislamiento.

La corriente que fluye a través del aislamiento esta formada por las siguientes corrientes:

- **Corriente de carga capacitiva**, la cual posee una elevada magnitud y es de corta duración (normalmente desaparece cuando los primeros datos son tomados). Esta corriente no afecta a los valores de la medición.
- **Corriente de absorción**, la cual decae a una tasa decreciente desde un valor comparativamente alto hasta cercanamente cero. Usualmente la resistencia medida en los primeros minutos de la prueba es ampliamente influenciada por la corriente de absorción.

La corriente que fluye sobre el aislamiento consta de la *Corriente de fuga*, la cual es la más importante a la hora de evaluar la condición del aislamiento. Teóricamente, esta corriente debe permanecer constante en el tiempo para cualquier valor de voltaje aplicado al aislamiento. Un valor constante de esta corriente en el tiempo es sinónimo de que el aislamiento bajo prueba esta en buenas condiciones y libre de contaminantes.

La resistencia de aislamiento es considerada como una indicación confiable de la presencia de o ausencia de contaminantes dañinos y/o degradación. Sin embargo, los valores de la resistencia de

aislamiento son sensibles a pequeños cambios debido a diferentes factores como:

- **Humedad:** La absorción de humedad por parte del aislamiento tendrá un gran efecto (reducción) en la resistencia del aislamiento.
- **Temperatura:** La resistencia de asilamiento varía inversamente con la temperatura, es por esto que existen factores de corrección por temperatura para la resistencia de aislamiento.
- **Potencial aplicado:** Si la resistencia de aislamiento decrece significativamente con un incremento del potencial aplicado, lo anterior puede ser indicativo de la existencia de imperfecciones o fracturas en el aislamiento, agravadas por la presencia de contaminantes o humedad.
- **Duración de la prueba:** El valor de la resistencia de aislamiento de un devanado normalmente aumenta en el tiempo con la aplicación del voltaje de prueba. El incremento normalmente es rápido al principio y las lecturas gradualmente se aproximan a un valor constante. Para un devanado seco, la resistencia de aislamiento se incrementara por horas, sin embargo podríamos decir que se hace constante entre los primeros 10 y 15 minutos de prueba. Si el devanado posee humedad, a los pocos minutos (1 a 2) la resistencia de aislamiento alcanzara un valor estable. El cambio en la resistencia de aislamiento con la duración de la prueba puede ser útil en la apreciación de cuan limpio y libre de humedad se encuentra el aislamiento.

3.4 Prueba de corriente de excitación

La corriente de excitación de un transformador de potencia suele ser poco intensa. Los valores de esta corriente normalmente están entre el 4 y el 8 % de la corriente nominal del transformador, sin embargo se puede asumir un valor promedio de la misma en 5 % de la corriente nominal.

La prueba de corriente de excitación permite detectar fallas en el circuito magnético y devanados, tales como cortocircuitos entre espiras, fallas en el aislamiento de los pernos de sujeción del núcleo, mal contacto en el cambiador de taps, fallas en el aislamiento entre laminas del núcleo, mal contacto entre laminaciones sueltas, sobrecalentamiento, mala puesta a tierra, entre otras.

3.5 Prueba de relación de transformación

El objetivo de la prueba de relación de transformación es la de verificar la relación del número de vueltas entre los devanados primario y secundario de un transformador, comparando los resultados con los datos de placa o con resultados obtenidos en pruebas anteriores (los valores obtenidos en la prueba de relación de transformación, para considerarse satisfactorios deberán estar dentro del 0.5% de los valores de placa).

En el análisis de los resultados obtenidos en esta prueba se puede detectar defectos en el transformador como vueltas cortocircuitadas en sus devanados, errores en el número de espiras, espiras abiertas, fallas entre contactos del tap, entre otros.

Para la realización de esta prueba se utiliza un equipo denominado *Medidor de relación de Transformación*, comúnmente llamado TTR, por las siglas del inglés de Transformer Turns Ratio.

3.1 Prueba de resistencia (DC) de devanados

La prueba de resistencia de devanados indicará un cambio en la resistencia DC de los devanados en el caso de que existiesen vueltas cortocircuitadas, empalmes sueltos o malos contactos.

Los resultados obtenidos al realizar esta prueba deberán ser comparados con los proporcionados por el fabricante del equipo o con los resultados obtenidos en pruebas anteriores.

Para la medición de la resistencia DC de devanados se utiliza un equipo denominado *Microohmetro*, el cual puede funcionar de forma manual o por medio de baterías, siendo analógico o digital.

4. Conclusión

Una vez analizadas y estudiadas las diferentes pruebas eléctricas, físicas y químicas realizadas al sistema de aislamiento de un transformador de potencia en aceite se puede concluir que, como un hemograma completo de la sangre de una persona, el análisis cromatográfico del aceite de un transformador constituye una herramienta poderosa a la hora de emitir un diagnóstico del estado del transformador, pasando a ser esta prueba, la más importante.

Así mismo el desconocimiento o la no ejecución de las pruebas podrían llevar a un acortamiento considerable de la vida útil del transformador o en el peor de los casos a un daño fatal del mismo.

El empleo de equipos modernos dentro del diagnóstico del estado del transformador, ayudan a focalizar las acciones correctivas donde más se las requiere, las cuales permiten aun alargamiento de la vida útil del transformador y garantizan, hasta cierto punto, la continuidad del servicio.

4.1 Recomendaciones

Con el objeto de que los resultados de las pruebas de diagnóstico puedan ser comparados con datos anteriores, es necesario que todas las pruebas se realicen, de ser posible, con el mismo equipo y en las mismas condiciones. Los equipos de pruebas periódicamente deberán ser calibrados de acuerdo a las recomendaciones del fabricante y/o según las normas relacionadas a ese equipo.

5. ANEXOS

En este anexo se verán de manera general los procedimientos y consideraciones generales para la ejecución de las pruebas de mantenimiento menor de la unidad 2, para el diagnóstico de este mismo. Se ha tomado a las normas americanas ASTM (American Society for Testing and Materials) como base para el desarrollo de las pruebas realizadas al aceite dieléctrico.

A.1 Prueba de rigidez dieléctrica

Para la ejecución de la prueba de rigidez dieléctrica de un aceite dieléctrico, las normas ASTM poseen varios métodos, pero utilizaremos:

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

Las especificaciones de este método con respecto a los electrodos pueden verse en las normas ASTM, en el volumen con título “Electrical Insulating Liquids and Gases, Electrical Protective Equipmente”.



Imagen 6 Equipo de Rigidez Dieléctrica

HISTORIAL-PBAS

Archivo Inicio Insertar Diseño de página Fórmulas Datos Revisar Vista Ayuda ¿Qué desea hacer?

Cortar Copiar Pegar Copiar formato

Arial 10 A A Ajustar texto

N K S Fuente Alineación Combinar y centrar General \$ % 000 Número

K71 2017

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	
66	TIPO DE PRUEBA	CRITERIO DE EVALUACION	MEDICION		2012	2013	2014	2015	2016 A	2016B	2017	2018	
67													
68	RIGIDEZ DIELECT. ACEITE	> 40KV	(kV)		46.6			26				53.6	
69					40.8			32.8					52.8
70					41.6			35.8					52.2
71	TIPO DE PRUEBA	CRITERIO DE EVALUACION	MEDICION		2012	2013	2014	2015	2016 A	2016B	2017	2018	
72													
73	F.P. ACEITE a 25 °C ØA	0.05 A 0.3%	%		0.080			0.094			0.144	0.144	
74	F.P. ACEITE a 25 °C ØB		%		0.080			0.091			0.146	0.146	
75	F.P. ACEITE a 25 °C ØC		%		0.080			0.092			0.152	0.152	
76	TIPO DE PRUEBA	CRITERIO DE EVALUACION	MEDICION		2012	2013	2014	2015	2016 A	2016B	2017	2018	
77													
78	F.P. ACEITE a 100 °C ØA	0.05 A 0.3%	%								5.510	5.51	
79	F.P. ACEITE a 100 °C ØB		%								5.790	5.79	
80	F.P. ACEITE a 100 °C ØC		%								5.595	5.595	
81	TIPO DE PRUEBA	CRITERIO DE EVALUACION	MEDICION		2012	2013	2014	2015	2016 A	2016B	2017	2018	
82													
83	RESISTIVIDAD	>250 X10E6Ma-cm	Ma-cm										

Imagen 7 Datos obtenidos tras prueba de Rigidez Dieléctrica al transformador de potencia

A.1.2 Equipo empleado

Para la ejecución de esta prueba se puede utilizar cualquier medidor de rigidez dieléctrica cuyos componentes principales (transformador, equipo de interrupción, voltímetro y cuba) cumplan con los requerimientos de la norma ASTM.



Imagen 8 Aparato que realiza pruebas de rigidez dieléctrica al aceite de transformador de potencia 225 MVA

A.1.3 Precauciones para la ejecución de la prueba

- Se deberá verificar que la temperatura de la muestra sea la misma que la cuberna donde se va a efectuar la prueba, pero la temperatura del cuarto no deberá ser menor que 20°C (68°F). La realización de esta prueba con la temperatura de

la cuberna menor a 20°C da resultados variables e insatisfactorios.

- Se debera limpiar la cuba y los electrodos con el aceite que “ordeñe del transformador de potencia”, realizara este proceso unas dos o tres veces, ya terminado el proceso, se toma la ultima para realizar la prueba.
- Al inicio de la prueba se debe revisar que la separación de los electrodos este en la norma correcta, de no estarlo calibrar si es necesario.



Imagen 9 Cuba normalizada ASTM D-877

A.1.4 Ejecución de la prueba

- Llenar lentamente la cuba del medidor de rigidez para evitar el atrapamiento de aire. El llenado se lo realizara hasta un nivel no menor 20 mm o 0.8 plg sobre la parte superior de los electrodos.



Imagen 10 Extracción del aceite del transformador de potencia

- Colocar la cuba en el probador del medidor de rigidez y permita que el líquido repose por un periodo de no menos de 2 minutos, pero no más de 3 minutos.
- Aplique el voltaje de prueba con una tasa de crecimiento de 3 KV /seg hasta que ocurra a la ruptura del aceite. Anote el valor de rigidez obtenido.

A.2 Prueba de Factor de Potencia

Se utilizó la norma ASTM D-924, bajo el conjunto del método recomendado por el fabricante de la compañía *Doble Engineering Corp.*

A.2.1 Equipo empleado

- En la actualidad existen una variedad de equipos para realizar la prueba del Factor de potencia de un aceite dieléctrico, los cuales pueden encontrarse tanto en el mercado nacional como internacional. Algunas de las compañías que fabrican estos equipos son: *Doble Engineering Copr*, *Avo – Biddle*, *Megabras*, *Nansen*, entre otras. En nuestro caso ocupado el equipo para la medición a cargo de *Doble Engineering Copr*.



Imagen 11 Fuente doble M4100 instrument

A.2.3 Ejecución de la prueba

- Se debe tener listo y en condiciones de prueba el equipo de medición de factor de potencia.

- Llenar la celda de prueba con el aceite a ser probado, hasta una altura aproximada de $\frac{3}{4}$ " del tope superior, para luego tapar la celda apropiadamente.
- Colocar la celda en una superficie aislante plana, nivelada, evitando que la superficie del líquido quede a desnivel, para luego dejar reposar la muestra por un periodo de 5 minutos.
- Realizar las conexiones del equipo a la celda de prueba. Se conecta el gancho del cable de alta tensión a la manija de la celda, el terminal de baja tensión al cilindro metálico de la celda y el cable de guarda del cable de alta tensión al tornillo de guarda de la celda.
- Una vez hechas las conexiones, se prepara los controles del equipo de medición de factor de potencia y se energiza la celda de prueba que contiene el aceite a probarse.
- Se procederá a leer los valores obtenidos de los volt-amperes de carga obtenidos y las pérdidas en wattios del aceite bajo prueba.

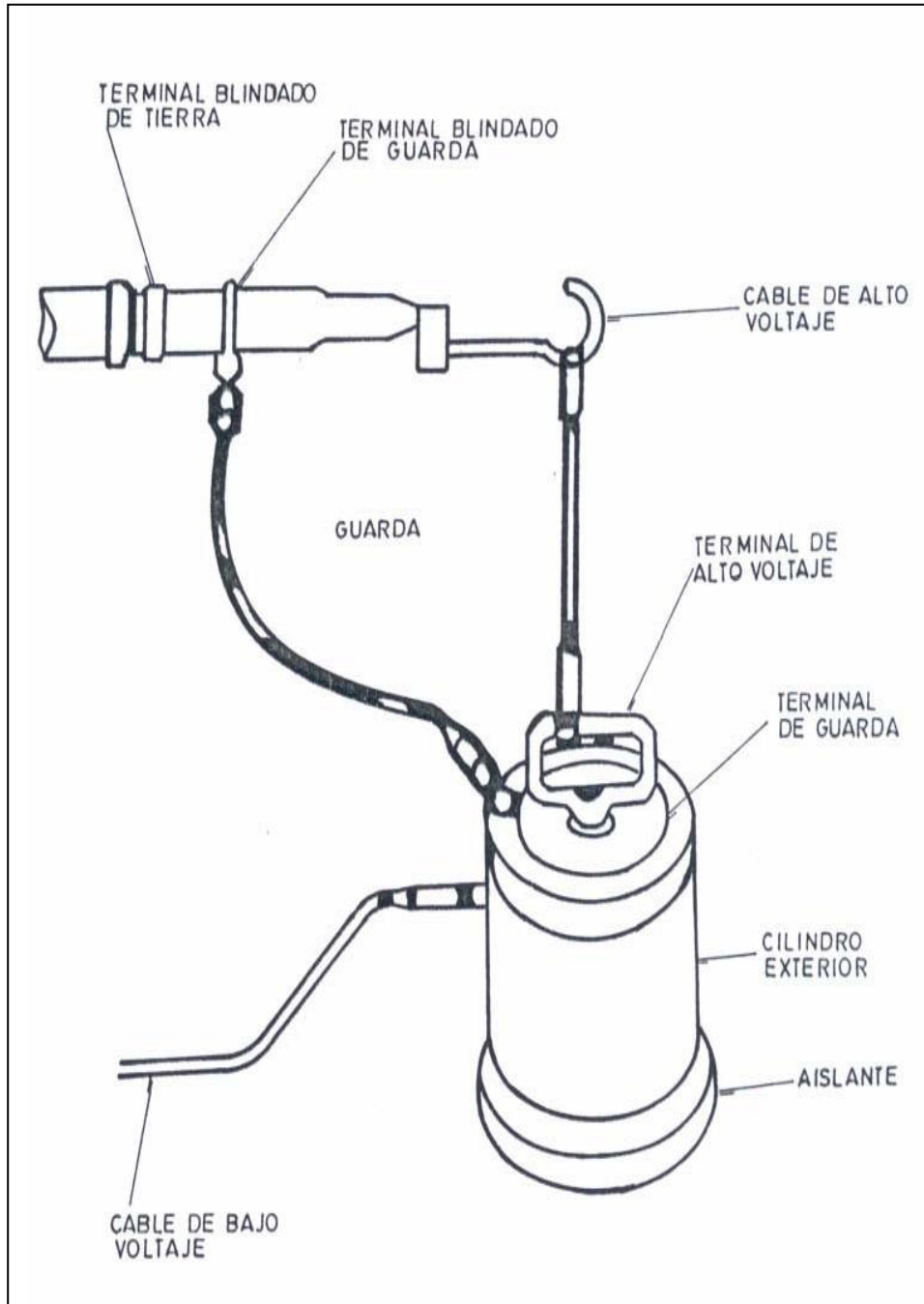
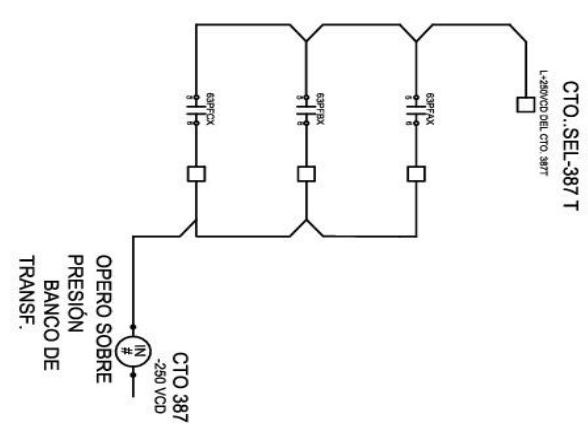
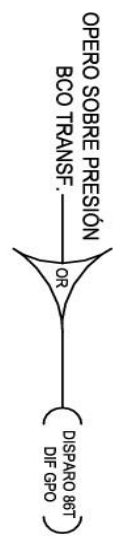
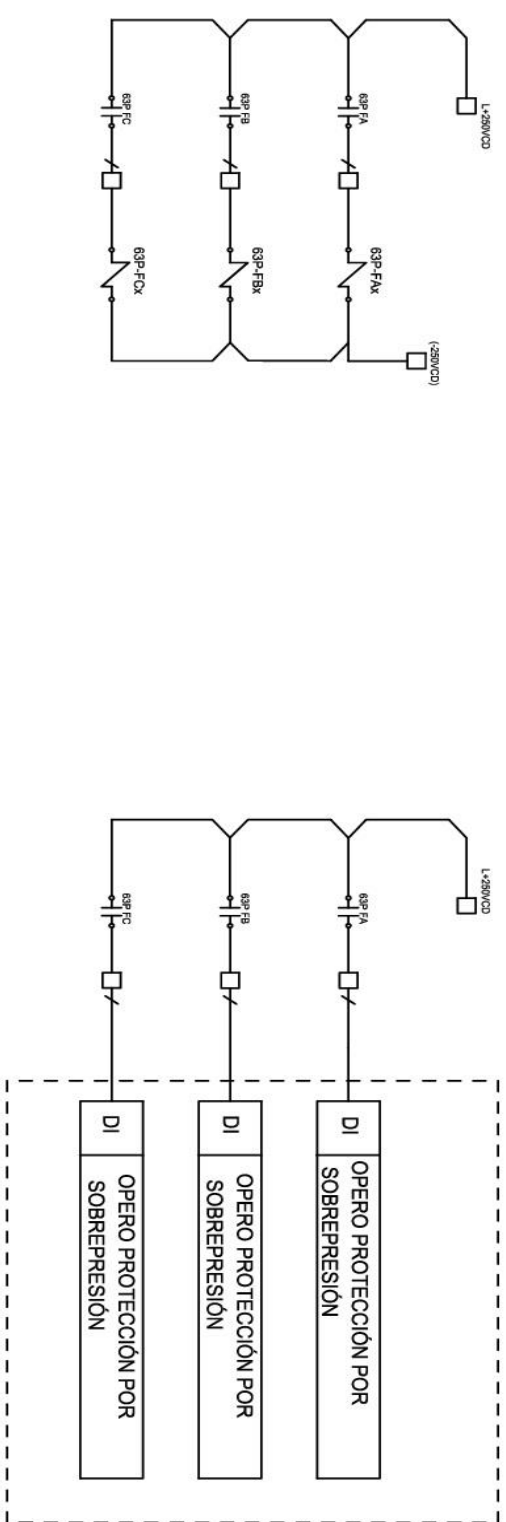


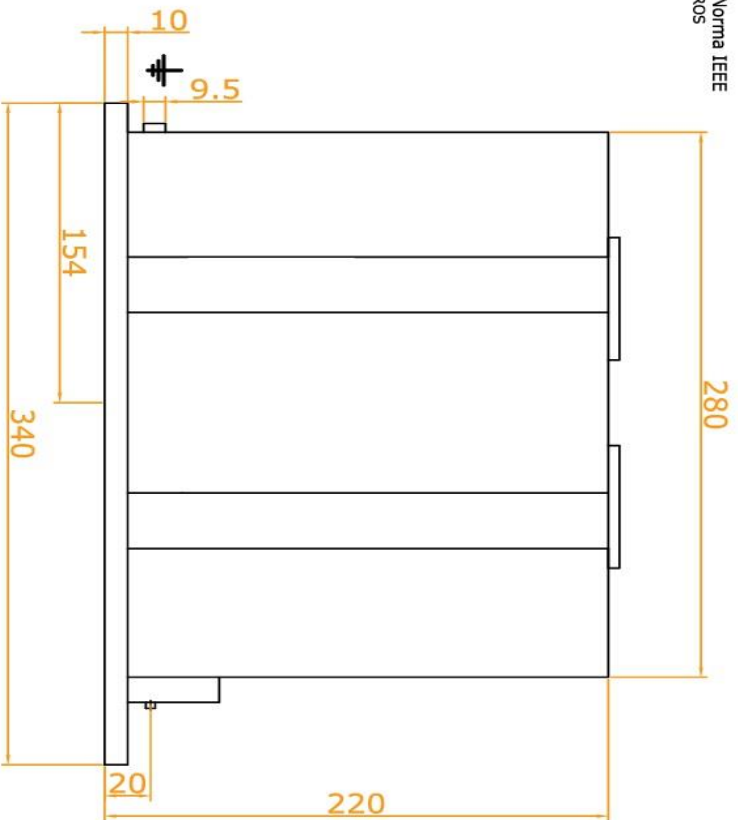
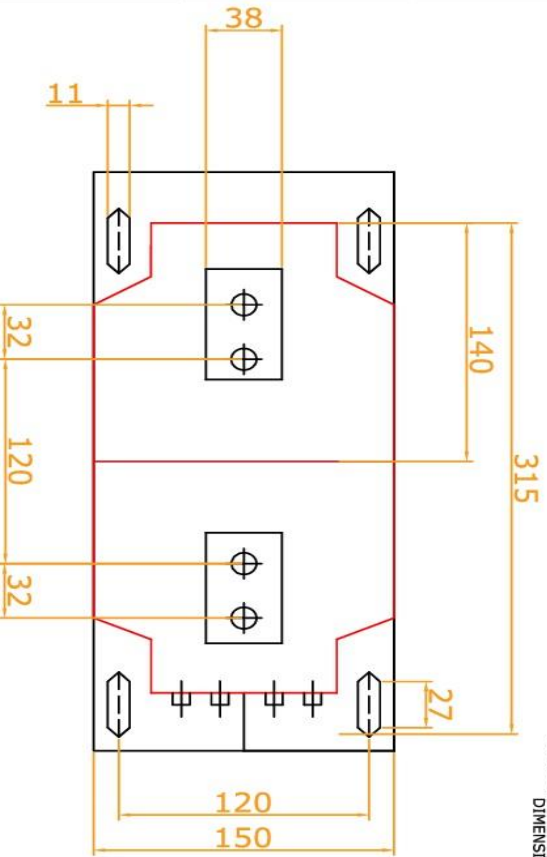
Figura 21 Conexión para prueba de Factor de Potencia.



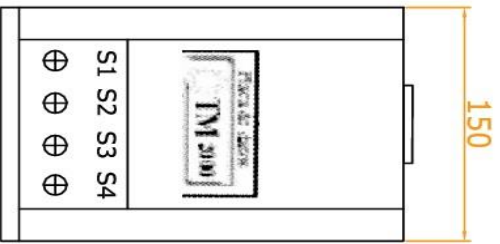
COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD		TÍTULO DEL DOCUMENTO: TRANSFORMADOR PRINCIPAL		PROYECTO: PROTECCIÓN DIFERENCIAL TRANSF. DE EXCITACIÓN U2	
CFE		SUBDIRECCIÓN REGIONAL DE GENERACIÓN HIDROELECTRICA GUAYMA		REALIZADO POR: C.H. BIZ	
SUBDIRECCIÓN REGIONAL DE GENERACIÓN HIDROELECTRICA GUAYMA		DEPARTAMENTO DE INGENIERIA EN ELECTRICIDAD		FECHA DE ENTREGA: 1987	
SUBDIRECCIÓN REGIONAL DE GENERACIÓN HIDROELECTRICA GUAYMA		CENTRO DE INVESTIGACIONES EN ELECTRICIDAD		AUTORIZADO POR: FISICA 1387	
SUBDIRECCIÓN REGIONAL DE GENERACIÓN HIDROELECTRICA GUAYMA		LABORATORIO DE INVESTIGACIONES EN ELECTRICIDAD		FECHA DE ENTREGA: 1987	

VISTA SUPERIOR

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE TIPO SOPORTE.
Modelo JFS-15.
Clase 15KV, Servicio Interior. Norma IEEE
DIMENSIONES EN MILIMETROS



VISTA LATERAL



VISTA FRONTAL

Corriente de corto circuito			
I Primaria	5 a 600 Amps.	800 a 2000 Amps	
Térmica	70 x I nom	50 KA	
Dinámica	175 x I nom	125 KA	

Número de Secundarios	Precisión para medición				Precisión Protección
	B0.1	B0.2	B0.5	B1.0	
UNO	0.3	0.3	0.3	0.3	0.6
DOS	0.3	0.3	0.3	0.6	---
					C-50

CARACTERÍSTICAS

- Fabricación y probados de acuerdo a normas IEEE C57.13 y NOM
- Relaciones de norma desde 5:5 hasta 2000:5 amperes
- Clase de aislamiento 15 KV, N. B. A. I. 95KV
- Corriente en permanencia 1.2 X IN
- Encapsulado con resina sintética
- Base de aluminio integral

CFE	TÍTULO DEL DOCUMENTO	PROYECTO
COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD	DISEÑO DE TRANSFORMADOR DE CORRIENTE LADO ALTA Y BAJA	PROTECCIÓN DIFERENCIAL TRANSF. DE EXCITACION UZ
SUBGERENCIA REGIONAL DE INGENIERÍA HIDROELECTRICA CIGUALVA	DISEÑO DE TRANSFORMADOR DE CORRIENTE LADO ALTA Y BAJA	REALIZADO POR: INGENIERO EN ELECTRICIDAD
PROYECTO DE INGENIERÍA HIDROELECTRICA CIGUALVA	REVISIÓN: 1	PROYECTO: C-H 80Z
PROYECTO DE INGENIERÍA HIDROELECTRICA CIGUALVA	REVISIÓN: 2	FECHA: 1987

A.3 Protección Diferencial del generador (87 G) ANSI

Protege contra corto circuito entre fases, corto circuito entre espiras y tierra en las bobinas del generador o en la zona protegida que se trate (Compara la corriente que sale de un bobinado con la corriente que entra en el mismo bobinado). Para ello se debe tomar en cuenta que existen diferencias que no son imputables a una falla. Estas corrientes diferenciales que corresponden a valores de la operación normal son las siguientes:

- Las corrientes de magnetización (o de carga) del elemento protegido que es una cantidad constante.
- El error de relación de los transformadores de corriente que es una diferencia casi proporcional a los valores de la corriente. Si la protección diferencial se aplica a un transformador de potencia que tiene diferentes tomas (taps), el error de los transformadores de corriente será del mismo tipo por esta causa.
- El error debido a la saturación de los transformadores de corriente, el cual prácticamente no existe con pequeñas corrientes, pero que se hace mayor con elevadas corrientes.

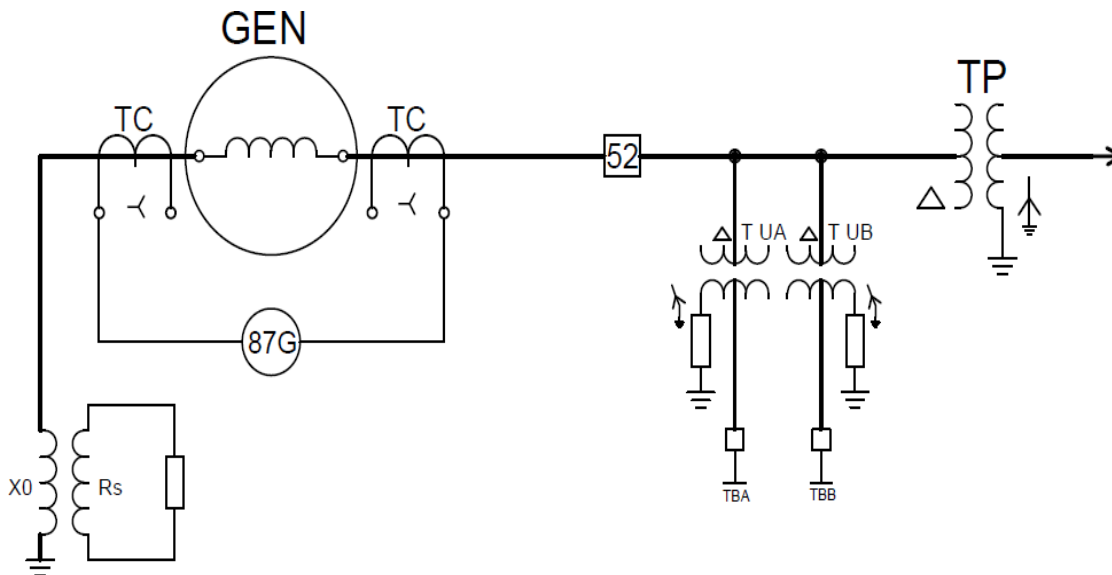


Figura 22 Esquema de conexión de la protección 87G

La corriente diferencial que no es falla es la suma de estas tres componentes y su cálculo permite establecer el ajuste del relé diferencial para que no efectúe una falsa operación.

ajuste:

El ajuste de la protección diferencial se define en tres rangos de valores que son:

- La zona 1 que corresponde a una mínima corriente diferencial que es constante. Esta zona queda definida con el valor de I_B .
- La zona 2 que corresponde a una característica con pendiente que debe considerar las diferencias de relación de transformación, tanto de los transformadores de corriente como del equipo protegido, como es el caso de los transformadores de potencia. Esta zona queda definida con la pendiente $K1$.
- La zona 3 que debe permitir evitar cualquier error consecuencia de una posible saturación de los transformadores de corriente. Este aspecto puede ser crítico si existe la posibilidad de un flujo remanente en los transformadores de corriente. Esta zona queda definida con la pendiente $K2$.

El ajuste que se le debe dar a esta protección debe ser un valor porcentual menor, al valor de referencia de corriente, para incrementar la sensibilidad de la protección, considerando la tolerancia pertinente.

A.4 Protección diferencial del generador – Interruptor Generador

Protege contra corto circuito entre fases, corto circuito entre espiras y tierra entre las zonas comprendidas entre el neutro del generador, y los TC'S localizados en el gabinete del interruptor el generador, (Compara la corriente que sale de un bobinado con la corriente que entra en el mismo bobinado).

Esta protección es un diferencial, tiene un ajuste porcentual para con el valor de referencia de corriente, se ajusta un porcentual muy bajo para incrementar la sensibilidad de la protección. Aunque en operación normal esta protección puede provocar un falso disparo por que el ajuste es muy pequeño.

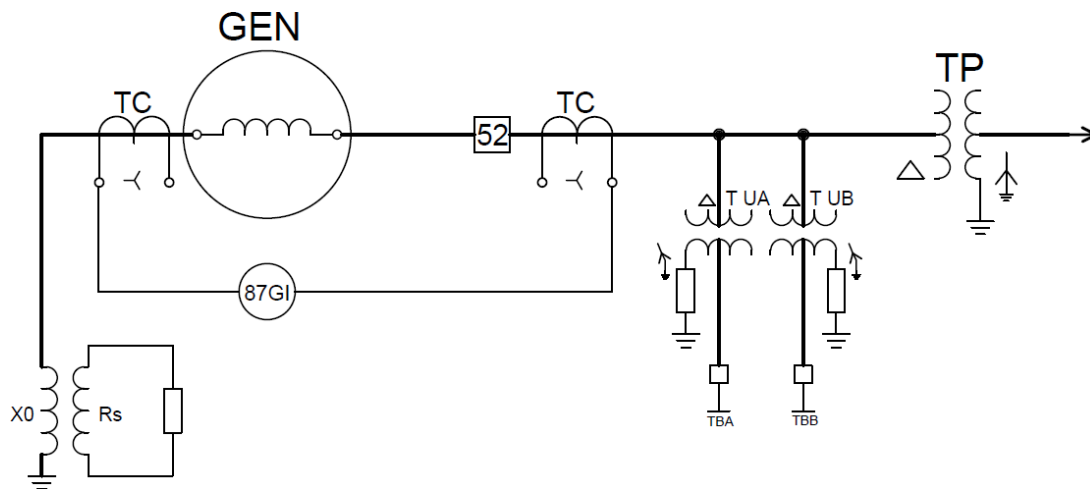


Figura 23 Esquema de conexión de la protección 87GI

ajuste:

Se recomiendan ajustar a una ganancia entre el 10% y 15%, con un tiempo instantáneo.

A.5 Sobrecorriente de fallas entre fases y de fase a tierra del Transformador

Principal.

Esta protección de sobrecorriente protege al transformador principal contra fallas internas y externas entre fases y de fase a tierra.

Esta protección protege al transformador contra cortos circuitos y sobrecargas. Este relevador cuenta con unidad instantánea y con unidad temporizada

Se tiene un TC por fase en lado de alta del transformador. El elemento de tiempo inverso se puede ajustar a una carga más elevada, a una máxima de 150% y con acción retardada suficiente para la selectividad con los demás equipos. El elemento instantáneo se debe tener a un ajuste más elevado para una corriente máxima de cortocircuito, para una falla externa o para la corriente magnetizante transitoria de conexión.

AJUSTES:

El ajuste de la unidad instantánea debe ser superior a la máxima corriente subtransitoria asimétrica para una falla en el lado de baja tensión del transformador.

Unidad Instantánea (50): 1.3 – 1.5 a falla trifásica máxima del lado de baja tensión del transformador.

Unidad de tiempo (51): 1.20 I_n a un tiempo de 1.0 a 1.5 s.

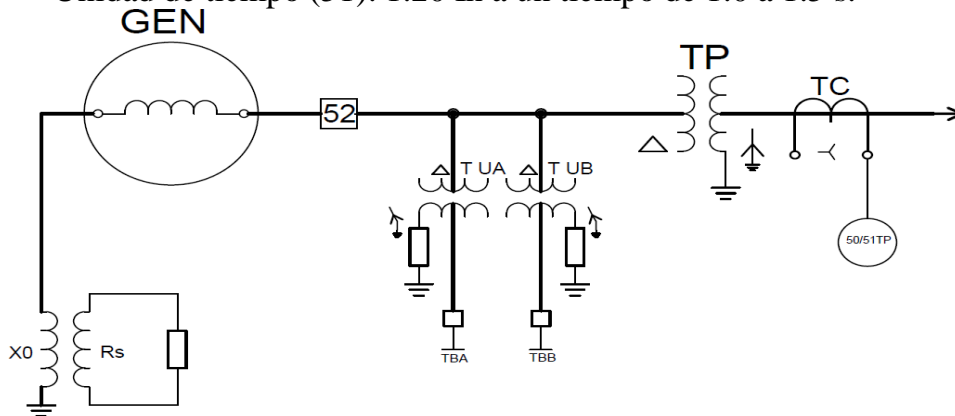


Figura 24 Esquema de conexión de la protección 50/51 TP

A.6 Protección sobre corriente de fallas a tierra (neutro de alta tensión) Transformador Principal

La protección de sobrecorriente de falla a tierra se utiliza para detectar fallas a tierra en el neutro de los devanados de alta tensión del transformador principal. Esta protección también operara para fallas a tierra lejanas al transformador principal, como protección de respaldo a líneas de transmisión con un retardo de tiempo, así también se puede coordinar con otros relevadores de protección (67N).

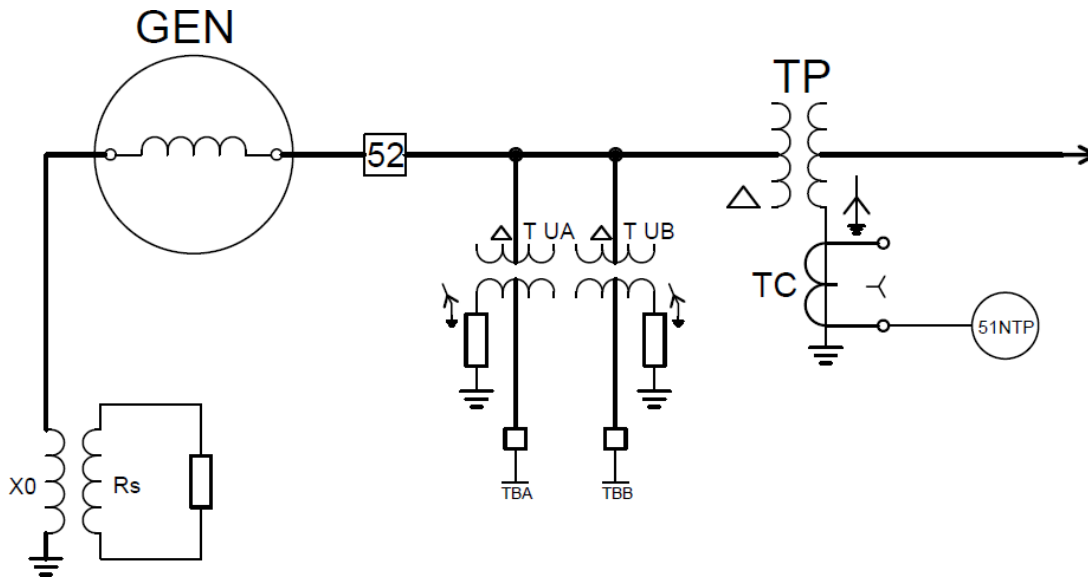


Figura 25 Esquema de conexión de la protección 51N TP

Ajustes:

Este relevador se ajustará para que opere con un 10% de desbalance de la corriente de falla monofásica del transformador

A.7 Protección Diferencial del Transformador de principal (87 TP)

Protege contra corto circuito entre espiras, corto circuito entre fases y tierra en los devanados del transformador o en la zona protegida que se trate (compara la corriente que sale de un devanado con la corriente que entra en el mismo devanado). Para ello se debe tomar en cuenta que existen diferencias que no son imputables a una falla. Estas corrientes diferenciales que corresponden a valores de la operación normal son las siguientes:

Las corrientes de magnetización (o de carga) del elemento protegido que es una cantidad constante. El error de relación de los transformadores de corriente que es una diferencia casi proporcional a los valores de la corriente. Si la protección diferencial se aplica a un transformador de potencia que tiene diferentes tomas (taps), el error de los transformadores de corriente será del mismo tipo por esta causa.

La corriente diferencial que no es falla es la suma de estas tres componentes y su cálculo permite establecer el ajuste del relé diferencial para que no efectúe una falsa operación.

La protección diferencial debe emplear la restricción de armónicas, para evitar disparos indeseados debidos a corrientes de “inrush”. El relevador debe utilizar al menos la corriente de la segunda armónica que está presente en toda energización de transformadores, para restringir o reducir la sensibilidad del relevador durante este periodo.

El relevador diferencial debe incluir una unidad instantánea, la cual se ajusta por encima de la corriente de “inrush” del transformador.

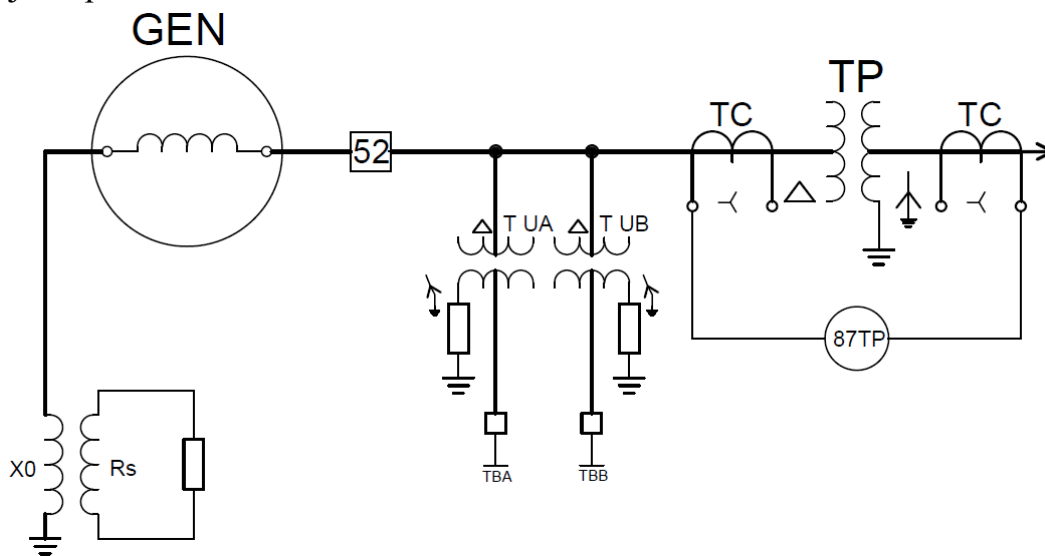


Figura 26 Esquema de conexión de la protección 87TP

El ajuste de la protección diferencial se define en tres rangos de valores que son:

- La zona 1 que corresponde a una mínima corriente diferencial que es constante. Esta zona queda definida con el valor de I_B .
- La zona 2 que corresponde a una característica con pendiente que debe considerar las diferencias de relación de transformación, tanto de los transformadores de corriente como del equipo protegido, como es el caso de los transformadores de potencia. Esta zona queda definida con la pendiente $K1$.

- La zona 3 que debe permitir evitar cualquier error consecuencia de una posible saturación de los transformadores de corriente. Este aspecto puede ser crítico si existe la posibilidad de un flujo remanente en los transformadores de corriente. Esta zona queda definida con la pendiente K2.

A.8 Protección Diferencial del transformador auxiliar (87 TA) ANSI

Protección contra sobrecorrientes en los devanados del transformador auxiliar, esta protección diferencial protege contra corto circuito internos en los devanados del transformador.

Los relevadores diferenciales deben tomar en cuentas los siguientes factores para su ajuste:

- Diferentes niveles de voltajes.
- Diferentes relaciones de transformación.
- Desfasamiento angular de fase de 30° , introducido por la conexión Delta-Estrella en el transformador.
- La corriente de magnetización o de Inrush.

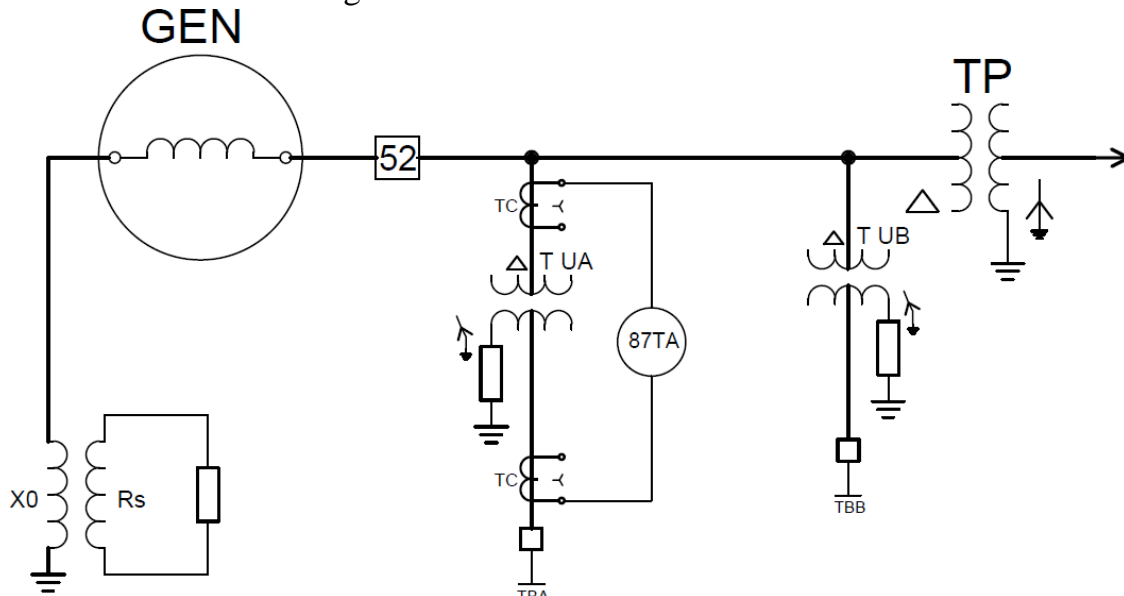


Figura 27 Esquema de conexión de la protección 87TA

Referencias bibliográficas

- AGAPITO MENDOZA ROMERO. (s.f.). *PROTECCIÓN POR RELEVADORES A SISTEMAS DE POTENCIA*. IPN.
- ARROYO CASTILLO JESÚS EDUARDO, G. R. (2012). “PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN SUBESTACIÓN SAN FRANCISCO 85-23kV/30 MVA”. MÉXICO D.F. : IPN.
- ARTECHE. (2018). *ARTECHE*. Recuperado el 21 de NOVIEMBRE de 2018, de <https://www.artech.com/es/rel%C3%A9s-de-disparo-y-bloqueo>
- CFE. (2001). REGLAS DE DESPACHO Y OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL. MÉXICO D.F.: DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACIÓN.
- CFE TRANSMISIÓN. (2002). *FILOSOFÍAS Y PRINCIPIOS BÁSICOS DE LAS PROTECCIONES*.
- CFE TRANSMISIÓN. (2010). *CURSO DE PROTECCIONES S.E. LA VENTOSA*. SEIPE.
- CFE TRANSMISIÓN. (2013). *ESQUEMAS NORMALIZADOS DE PROTECCIONES PARA TRANSFORMADORES, AUTOTRANSFORMADORES Y REACTORES DE POTENCIA*. CD. DE MÉXICO: ESPECIFICACIÓN CFE G0000-62.
- CFE TRANSMISIÓN. (2014). *CRITERIOS DE AJUSTE PARA PROTECCIONES DE TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES*. GERENCIA DE PROTECCIONES.
- SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. (2009). *SIMPLIFY IEC 61850 APPLICATIONS*. PULLMAN, WASHINGTON USA: SEL.