

16
201.



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES

CAMPUS ARAGÓN

**“LOS RELEVADORES COMO ELEMENTO DE
PROTECCION EN LOS TRANSFORMADORES DE
POTENCIA”**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
**INGENIERO MECANICO
E L E C T R I C O**
P R E S E N T A N:

**CARSI LUNA RUBEN
IZARRARAZ DIAZ ENRIQUE**

ASESOR: ING. EDUARDO RODRIGUEZ FLORES

MEXICO

1998

[Handwritten signature]

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



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.

A mis Profesores.

*Por trasmitirme y compartir sus
conocimientos, por que mi profesión es
fruto de sus enseñanzas*

A México

"Por que estoy orgulloso de mexicano "

A la ENCEP Aragón :

*Por haberme alojado en sus aulas y
concederme el privilegio de formar
parte de ella.*

A la UNAM

*Por ser una institución forjadora
de profesionistas para el servicio de
nuestro país*

A mis Asesores

Ing. Eduardo Rodríguez Flores

Ing. Miguel Angel Maldonado

Muñoz

Ruben Carsi Luna

A mis Padres:

Alicia Luna Ruiz

Ruben Carsi Argueta

*Agradezco a ellos haberme
apoyado en todos los momentos, por
sus consejos sin importarles el
sacrificio realizado.*

A mis Hermanos:

*Por el apoyo brindado y ayudarme en
mi formación académica*

A mi Tío Antonio Luna Ruiz

Por su cariño y amistad

A mis compañeros

*Que pasaron compartiendo el mismo
sendero de nuestra preparación*

A Dios

*Por haberme dado la oportunidad
de vivir y la fuerza necesaria para
alcanzar esta meta tan importante
en mi vida.*

A mis Profesores.

*Por trasmitirme y compartir sus
conocimientos, por que mi
profesión es fruto de sus
enseñanzas*

A México

"Por que estoy orgulloso de mexicano"

A la ENEP Aragón :

*Por haberme alojado en sus aulas y
concederme el privilegio de formar
parte de ella.*

A la UNCAM

*Por ser una institución forjadora de
profesionistas para el servicio de
nuestro país*

A mis Asesores

Ing. Eduardo Rodriguez Flores

Ing. Miguel Angel Maldonado

Muñoz

Enrique Izarraraz Díaz

A mis Padres:

Trinidad Díaz Mora

Luis Izarraras García

*Agradezco a ellos haberme
apoyado en todos los momentos, por
sus consejos sin importarme el
sacrificio realizado.*

A mis Hermanos:

*José Luis, Víctor, Rigoberto, Raúl,
Rogelio, Gerardo, Esther, Yolanda,
Claudia.*

*Por el apoyo brindado y ayudarme en
mi formación académica*

A mis compañeros

*Que pasaron compartiendo el
mismo sendero de nuestra
preparación*

A Dios

*Por haberme dado la oportunidad de
vivir y la fuerza necesaria para
alcanzar esta meta tan importante en
mi vida.*

INDICE

Antecedentes Históricos	1
Marco Teórico	2
Justificación	4
Descripción de la Problemática	6
Objetivo General	8
Objetivos Específicos	8
Introducción	9

Capítulo I.- Generalidades.

1.1. Fundamentos del Transformador	15
1.2. Campos Eléctricos y Magnéticos que cambian con el Tiempo.	17
1.2.1. Caso General de Inducción.....	22
1.3. Autoinductancia e Inductancia Mutua.....	22
1.4. Relación de Voltajes y Corrientes en el Transformador.	26
1.5. Objeto del Transformador.....	29
1.6. Clasificación de los Transformadores.	31
1.7. Comportamiento Magnético de los Materiales Ferromagneticos.	35
1.8. Introducción a los Relevadores.	39
1.8.1. Dispositivos de Protección contra las Perturbaciones.	41
1.8.2. Protección por Relevadores.....	42
1.8.3. Criterios de Diseño de la Protección por Relevadores.	43
1.9. Características de los Relevadores de Protección.	45
1.10. Clasificación de los Relevadores de Protección.	47
1.10.1. Clasificación de los Relevadores de Protección por	

las Características Constructivas.....	48
1.10.2. Clasificación de los Relevadores de Protección por la Magnitud Eléctrica que Controlan.	52
1.10.3. Clasificación de los Relevadores de Protección por el Tiempo de Funcionamiento.	53
1.10.4. Clasificación de los Relevadores de Protección por la Forma de Funcionamiento.	55
1.10.5. Clasificación de los Relevadores de Protecçión por la Forma de Desconexion.	58
1.10.6. Clasificación de los Relevadores de Protección por la Forma de Conexión.	60
1.10.7. Relevadores Auxiliares.....	61

Capitulo II.- Constitución del Transformador.

2.1. Concepción General del Transformador.....	63
2.2. Elementos Constitutivos.	63
2.3. Elementos Magnéticos de los Transformadores.	64
2.4. Elementos Eléctricos de los Transformadores.	67
2.5. Elementos Dialécticos.	75
2.6. Boquillas y Terminales.	77
2.7. Refrigeración de los Transformadores.	80
2.7.1. Refrigeración de Transformadores por Ventilación Independiente. ...	82
2.7.2. Refrigeración de Transformadores por Circulación Forzada de Aceite.	83
2.8. Comparación de los Diferentes Sistemas de Refrigeración de Transformadores.	85
2.9. Tanque y Accesorios.	85

Capítulo III.- Protección del Transformador de Potencia.

3.1. Introducción.	90
3.1.1. Fallas Incipientes.	91
3.1.2. Fallas Eléctricas Severas.	92
3.1.3. Sobretensiones en Transformadores.	92
3.2.- Medios de Protección.	93
3.2.1. Apartarrayos Tipo Válvula.	93
3.2.2. Selección de Apartarrayos.	94
3.2.3. Tensiones Nominales de Apartarrayos.	95
3.3. Explosores.	97
3.3.1. Transformadores de Corriente y de Potencial.	98
3.3.2. Transformadores de Corriente.	98
3.3.3. Sismología y Marcas de Polaridad.	99
3.3.4. Circuito Equivalente de un Transformador de Corriente.	99
3.3.5. Comportamiento de un Transformador de Corriente.	100
3.3.6. Clasificación de T.C. para Protección.	101
3.3.7. Conexiones de Transformadores de Corriente.	104
3.3.7.1 Conexión Estrella de Transformadores de Corriente.	104
3.3.7.2 Conexión Delta de Transformadores de Corriente.	105
3.4. Transformadores de Potencial.	106
3.4.1. Relación de Transformación.	106
3.4.2. Clases de Precisión.	106
3.4.3. Límites de los Factores de Corrección de la Relación.	107
3.4.4. Conexiones de Transformadores de Potencial.	108
3.5.- Protección de Transformadores de Potencia.	108
3.5.1. Protección Primaria.	108

3.5.2. Protección de Respaldo.....	109
3.5.3. Relevadores Diferenciales.....	109
3.5.4. Filtro de Restricción de Armónicas.....	112
3.5.5. Transformadores de Restricción y Transformadores de Corriente Diferencial.....	113
3.5.6. Reglas Generales para la Conexión de la Protección Diferencial.....	114
3.5.7. Ejemplo de Calculo y Conexiones de la Protección Diferencial.....	116
3.6. Protección por Medio de Relevadores Accionados por Gas.....	120
3.6.1. Principio de Funcionamiento.....	121
3.6.2. Relevadores Actuados por Sobrepresion.....	122
3.7. Protección de Respaldo.....	123

Capitulo IV.- Operación Económica del Transformador de Potencia y su Protección.

4.Introduccion.....	125
4.1. Operación de los Transformadores.....	125
4.2. Altura de Operación M.S.N.M.....	127
4.3 Capacidad de un Transformador.....	127
4.3.1 Ciclo de Carga y Curvas de Edemanda.....	128
4.3.2 Selección de la Capacidad.....	128
4.3.3 Ampliación de la Capacidad.....	130
4.4. Disponibilidad de Carga y Capacidad de Sobrecarga.....	130
4.5. Eficiencia Diaria, Anual y Gastos de Operación.....	130
4.6. Ejemplo.....	131
4.7. Evaluación de Costos.....	136
4.7.1 Perdidas en el Núcleo.....	136
4.7.2 Perdidas en el Cobre.....	137

4.7.3 Regulación.....	138
4.7.4 Excitación.....	139
4.7.5 Cargos por Instalación.....	139
4.8. Estudio Técnico-Económico de las Protecciones de un Transformador de Potencia.....	139
4.9. Corrección del Factor de Potencia.....	144
Conclusiones y Recomendaciones.....	146
BIBLIOGRAFIA	150

ANTECEDENTES HISTORICOS

La bobina de inducción fué descubierta en el año de 1831 por Michael Faraday, fué el antecedente para la creación del transformador. Faraday encontró que podían obtenerse corrientes eléctricas por el movimiento de campos magnéticos, así como la importante influencia del hierro en los núcleos magnéticos.

Es a Michael Faraday a quien se debe la constitución del primer transformador elemental, en forma de una bobina llamada bobina de inducción, la cual tenía la forma de un anillo y se encontraba dispuesta en un aro de hierro, siendo alimentada por una continua que era interrumpida se periódicamente, siendo en la actualidad el principio en el cual se basan los diseños de los transformadores modernos.

Pero todavía no se veía el interés por transmitir energía eléctrica alterna ni las ventajas de la alta tensión para el transporte de la misma, hasta que Gualard y Gibbis, construyeron en forma comercial el primer transformador de corriente alterna, marcando en la historia de la humanidad uno de los pasos más firmes en su desarrollo, el cual permitió llevar a los rincones más apartados los beneficios de la electricidad y la fuerza para mover las máquinas. Es importante mencionar que los primeros transformadores eran de pequeña potencia y de tensiones hasta 3000 volts como máximo.

Dentro del campo de la industria eléctrica, no hay duda que el transformador desempeña un papel muy importante. Sus actividades empiezan ya en las centrales de producción de energía eléctrica, centrales que normalmente se encuentran a muchos kilómetros de distancia de los puntos de consumo. Para transportar las grandes cantidades de energía producida, son necesarias las líneas de conducción, las que vemos a través de campos y montañas y cuyos cables están recorridos por corrientes de miles o cientos de miles de voltios.

Los grandes sistemas eléctricos actuales han contribuido enormemente al desarrollo económico, por lo tanto, el papel que representan los transformadores en un sistema es destacado y no exageramos al afirmar que sin la simplicidad, manejabilidad y gran rendimiento del transformador hubiera sido imposible el enorme desarrollo de los últimos años.

MARCO TEORICO

El principio de funcionamiento de los transformador y los relevadores son descritos con la ayuda de varios símbolos, convenciones y términos muchos de los cuales son exclusivos de la ciencia de la electricidad. Uno debe familiarizarse con los términos y símbolos más comunes antes de estudiar los detalles de las técnicas de protección y operación de los transformadores de potencia. El conocimiento de este “lenguaje” allana un sólido camino para un estudio continuo en cualquier materia.

De acuerdo con este principio , nuestra discusión empezará con la introducción teórica de algunos de los conceptos más generales asociados con los transformadores de potencia y sus protecciones. Estos conceptos particulares son partes del vocabulario usado para describir todas las fases del trabajo en el estudio de estos elementos. Debido a la naturaleza básica de estos conceptos, algunos lectores pueden estar familiarizados con ellos y pueden obviar este materia. Sin embargo, si existe alguna duda durante el estudio posterior, la información que se da en este marco podrá utilizarse como referencia.

Corriente eléctrica: El flujo continuo de electrones en un conductor se denomina corriente eléctrica; o simplemente corriente. Tal movimiento de electrones se presenta cuando un conductor (cable) se conecta entre dos puntos de potencial diferente. Si un extremo del cable se conecta a un potencial negativo y el otro a uno positivo, los electrones fluirán del potencial negativo al positivo. Si los extremos de los conductores se conectan a potenciales positivos, pero de diferentes niveles, los electrones fluirán desde el potencial más alto. Si los extremos del cable se conectan a potenciales negativos, pero de diferente niveles, los electrones fluirán desde el potencial más bajo al más alto. El amperio es la unidad eléctrica de medida que se usa para expresar la intensidad del flujo de electrones (corriente eléctrica).

Voltaje (diferencia de potencial): Es la energía necesaria para realizar un trabajo que es mover los electrones para formar una carga. Cuando existen dos cargas diferentes, la fuerza electromotriz entre las cargas es igual a la diferencia de potencial entre ambas cargas.... Dado que el potencial de cada carga se expresa en volts, la diferencia de potencial también se expresa en volts, La diferencia de potencial entre dos cargas es la fuerza electromotriz que actúa entre ambas, a lo cual comúnmente se denomina voltaje. El voltaje, o diferencia de potencial, existe entre dos cargas que no son exactamente iguales, la unidad de diferencia de potencial es el voltio.

Potencia eléctrica: Cuando un voltajes se aplica a un conductor, una corriente fluye a través de él. La cantidad de voltaje y corriente es una indicación de la potencia que fluye por el conductor. El voltaje ya se definió en términos de un

gasto de energía, y la potencia es la rapidez con la cual se gasta la energía. Si para transportar un coulomb de carga a través del dispositivo se gasta un joule de energía, entonces la rapidez del gasto de energía para transferir un coulomb de carga por segundo a través del dispositivo es un wat. Esta potencia absorbida debe ser proporcional tanto al número de coulombs transferidos por segundo, o corriente, como la energía requerida para transportar un coulomb a través del elemento, o voltaje, por tanto su ecuación queda definida como.

$$P = V \times I$$

Energía: Es la capacidad de realizar un trabajo. La cantidad de energía del universo se mantiene constante, pues, de acuerdo con la ley de la conservación de la energía, no puede ser creada ni destruida si no simplemente cambiada de una forma a otra. Una batería cambia la energía química en energía eléctrica, y un generador, la energía mecánica en energía eléctrica. La energía de la corriente eléctrica es la de los electrones que se mueven.

Corriente alterna: Una corriente alterna cambia la dirección de su flujo a intervalos fijos. Durante cada intervalo la corriente se eleva desde cero hasta un máximo, bajando después desde el máximo hasta cero. La corriente máxima en la dirección positiva es igual a la máxima en la dirección negativa. Las corrientes alternas se producen en los generadores de a-c comúnmente denominados alternadores. Debido a que la corriente alterna puede transformarse fácilmente de voltajes altos a bajos, y viceversa, es posible enviar grandes cantidades de energía a baja intensidad a lo largo de cables de un diámetro relativamente pequeño. Es, por tanto, más barato transmitir a grandes distancias una corriente alterna que una continua, y por esta razón es el tipo de corriente que normalmente se encuentra en las casas, oficinas y otros edificios.

Campo magnético: Es un campo electromagnético producido por el paso de corriente en un conductor. Siempre que hay flujo de corriente, existe un campo magnético en torno al conductor, y la dirección de este campo magnético depende del sentido de la corriente eléctrica. El sentido del campo magnético es contrario al de las manecillas del reloj cuando la corriente circula de izquierda a derecha. Si el sentido del flujo de corriente se invierte, el sentido del campo magnético se invierte también.

JUSTIFICACION

Un transformador es una máquina que falla poco en comparación con otros elementos del sistema. Lógicamente, requiere de cuidados y atención, pero se puede decir que son mínimos.

Por otra partes cuando el transformador falla, generalmente es un forma aparatosa y grave, muchas veces con incendio. De ahí la importancia de contar con esquemas de protección rápidos y seguros.

La instalación de un determinado relevador se decide por sus características y otros factores como son la precisión, el tiempo de operación la carga, el método de ajuste, etc., pero sobre todo esto, el relevador debe ser confiable.

En general, se espera que el relevador detecte el cambio entre las condiciones sanas y las de falla, y que envíe una señal cuando esto ocurre.

Por otro lado, un sistema de potencia eléctrica debe asegurar que toda la carga conectada al mismo disponga ininterrumpidamente de energía.

La función de los relevadores de protección acoplados a los interruptores, consiste en prevenir las consecuencias de las fallas. El interruptor debe poder interrumpir tanto las corrientes normales como las corrientes de falla. También, el relevador de protección tiene que reconocer una condición anormal en el sistema de potencia, y actuar adecuadamente para eliminarla con seguridad y así evitar al máximo la perturbación en la operación normal.

Lo que pretendemos finalmente con éste trabajo es darle al transformador un medio de protección seguro y confiable, tomando en cuenta la importancia de este dispositivo en un sistema eléctrico, además de tener un costo muy elevado en comparación con algunos otros elementos.

Por otra parte, asegurando la protección de el transformador de potencia, también se puede garantizar que la interrupción del servicio será mínima, por lo tanto ocasionará menos pérdidas económicamente a las industrias dependientes de este servicio. Además en caso de alguna falla, el medio de protección propuesto tendrá la capacidad de aislar la falla limitando el daño en el lugar en el que esta ocurre e impidiendo que sus efectos se propaguen a los elementos que se encuentran después del transformador protegido.

Finalmente, como ningún sistema eléctrico de potencia constituido por generadores, interruptores, transformadores, circuitos de transmisión y distribución;

está excepto de que no ocurra una falla, el sistema de protección propuesto es igual de importante que cualquiera de los elementos que constituyen este sistema.

Por todo lo anterior, al hacer el diseño de cualquier sistema eléctrico de potencia, no se debe dejar a un lado el diseño de un buen sistema de protección, que permita detectar eficazmente la falla, y así evitar daños al equipo que opera en este sistema.

DESCRIPCION DE LA PROBLEMÁTICA

Los transformadores de potencia constituyen uno de los elementos más importantes en los sistemas eléctricos de potencia, ya sea redes eléctricas o en las instalaciones eléctricas formando parte de las subestaciones eléctricas en cualquiera de sus modalidades; como elevadoras en las plantas generadoras reductoras o de enlace; por lo que la continuidad de su servicio es muy importante.

Los transformadores de potencia por el simple hecho de ser una máquina estática, representan un problema de protección que puede variar dependiendo del tamaño del transformador por proteger.

La reparación de los daños que ocasionan requiere de mucho más tiempo y costos que lo que se necesita para reparar los daños debido a las fallas en las líneas. En las líneas es posible restablecer rápidamente los interruptores y eso ayuda a minorizar la magnitud del daño.

Cuando ocurre una falla en un transformador, generalmente es en forma aparatosa y grave; por lo que se necesita de la atención de personal de superación; y esto, como se mencionó anteriormente, se ve reflejado en costos y tiempo para poder restablecer el transformador dañado.

Las principales condiciones de operación anormales en un sistema eléctrico, por lo general, son los cortos circuitos y las sobrecargas, los cortos circuitos se pueden producir en distintas formas, incluyendo fallas de aislamiento debido a la presencia excesiva de impurezas, daño mecánico al equipo o fallas de utilización de éste como resultado de las sobrecargas o de otros abusos.

Los sistemas eléctricos se pueden sobrecargar simplemente por conectar equipo de utilización adicional al sistema y en ocasiones, también por procedimientos de operación inapropiados.

Las fallas eléctricas más severas en los transformadores son :

- Arqueo entre un devanado y en núcleo o el tanque, debido a sobretensiones causadas por descargas atmosféricas, fallas externas o maniobras de swicheo en el sistemas.
- Arqueo entre devanados o entre espiras contiguas de capas diferentes de un mismo devanado, debido a la misma causa anterior o por movimiento de los devanados bajo la acción de las fuerzas electromagnéticas durante cortos circuitos externos.

- Fallas en los contactos de los cambiadores de derivaciones produciéndose calentamiento localizado o cortocircuitado de vueltas entre derivaciones.

Las fallas entre espiras o a tierra, se presentan, sobre todo, en transformadores viejos o en transformadores cuyo aislante se ha deteriorado por sobrecalentamiento.

Para minimizar los efectos de estas condiciones de operación anormales, las protecciones en los sistemas eléctricos se deben diseñar de manera que:

- 1.- Puedan aislar rápidamente la porción afectada del sistema.
- 2.- Minimicen la magnitud de la corriente de corto circuito presente.
- 3.- Proporcionen circuitos alternativos a través de cambios automáticos para minimizar la duración de la perturbación o el efecto de las salidas.

OBJETIVO GENERAL

Considerando la importancia que el transformador de potencia representa en el funcionamiento de un sistema eléctrico, se ha de realizar este trabajo que tiene como objetivo, analizar la protección de este dispositivo, por medio de relevadores, dada la elevada tensión que maneja, con la finalidad de garantizar la continuidad de su servicio y por consiguiente un considerable ahorro económico.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Proteger al transformador de potencia por medio de relevadores contra los diferentes tipos de perturbaciones que se presentan en un sistema eléctrico.
- Determinar el tipo de relevador de protección que ha de ser empleado para proteger al transformador, de acuerdo a las diferentes fallas que se presentan en la red.
- Determinar lo más rápidamente posible la existencia de una falla, aislando el equipo defectuoso del sistema, limitando los daños en el lugar que ocurra la falla e impidiendo que sus efectos se propaguen.
- Disminuir el daño al equipo y las interrupciones del servicio cuando ocurran las fallas eléctricas.
- Restablecer lo más pronto posible la red después de haber ocurrido una falla.
- Obtener un considerable ahorro económico en el mantenimiento y operación del transformador, aumentando la vida útil del mismo.

OBJETIVO GENERAL

Considerando la importancia que el transformador de potencia representa en el funcionamiento de un sistema eléctrico, se ha de realizar este trabajo que tiene como objetivo, analizar la protección de este dispositivo, por medio de relevadores, dada la elevada tensión que maneja, con la finalidad de garantizar la continuidad de su servicio y por consiguiente un considerable ahorro económico.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Proteger al transformador de potencia por medio de relevadores contra los diferentes tipos de perturbaciones que se presentan en un sistema eléctrico.
- Determinar el tipo de relevador de protección que ha de ser empleador para proteger al transformador, de acuerdo a las diferentes fallas que se presentan en la red.
- Determinar lo más rápidamente posible la existencia de una falla, aislando el equipo defectuoso del sistema, limitando los daños en el lugar que ocurra la falla e impidiendo que sus efectos se propaguen.
- Disminuir el daño al equipo y las interrupciones del servicio cuando ocurran las fallas eléctricas.
- Restablecer lo más pronto posible la red después de haber ocurrido una falla.
- Obtener un considerable ahorro económico en el mantenimiento y operación del transformador, aumentando la vida útil del mismo.

INTRODUCCION.

En un sistema de potencia, los equipos más importantes son los generadores y los transformadores. En estos dispositivos las fallas ocurren con menor frecuencia que en las líneas, pero la reparación de los daños que ocasionan requieren mucho mas tiempo y costos que lo que se necesita para reparar los daños debido a fallas en líneas. En las líneas es posible restablecer rápidamente los interruptores y eso ayuda a aminorar la magnitud del daño. En cambio, cuando ocurre una falla en un generador o en un transformador, siempre se necesita la atención del personal de supervisión. sin embargo, el rápido aislamiento de las fallas ayuda a minimizar el daño sufrido por los aparatos y reduce también la interrupción del servicio debido a la reducción de la tensión y a la inestabilidad.

Las principales condiciones de operación anormales en un sistema eléctrico, por lo general, son los cortocircuitos y las sobrecargas. Los cortocircuitos se pueden producir en distintas formas, incluyendo fallas de aislamiento debidas a presencia excesiva de impurezas, daño mecánico al equipo o fallas de utilización de éste como resultado de las sobrecargas o de otros abusos. Los sistemas eléctricos se pueden sobrecargar simplemente por conectar equipo de utilización adicional al sistema. En ocasiones, también por procedimientos de operación inapropiadas.

Para minimizar los efectos de estas condiciones de operación anormales, la protección en los sistemas eléctricos se deben diseñar de manera que:

- 1.- Puedan aislar rápidamente la porción afectada del sistema.
- 2.- Minimicen la magnitud de la corriente de cortocircuito presente.
- 3.- Proporcionen circuitos alternativos a través de cambios automáticos para minimizar la duración o el efecto de las salidas.

Un sistema eléctrico de potencia debe asegurar que toda carga conectada al mismo disponga ininterrumpidamente de energía.

Como dicho suministro se extiende a poblaciones distantes, el sistema cuenta con varios miles de kilómetros de líneas de distribución. Las líneas de transmisión de alta tensión que conducen energía para grandes cargas, pueden extenderse por varios centenares de kilómetros. Debido a que por lo general todas estas líneas son aéreas y están expuestas a la intemperie, la probabilidad de que se interrumpan por causas tales como tormentas, caída de objetos externos, daño a los aisladores, etc., es muy grande. Estas pueden ocasionar no solo daños mecánicos, sino también fallas eléctricas.

Una de las principales causas de interrupción del suministro continuo, es la falla en derivación o cortocircuito, que ocasiona un cambio súbito y a veces violento en la operación del sistema.

Los transformadores de potencia constituyen uno de los elementos más importantes en los sistemas eléctricos de potencia, ya sea en las grandes redes eléctricas o en las instalaciones eléctricas formando parte de las subestaciones eléctricas en cualquiera de sus modalidades como elevadoras en las plantas generadoras, reductoras o de enlace, por lo que su continuidad de servicio es muy importante, lo que significa que además de la buena técnica de diseño y construcción de transformadores de potencia que existan actualmente, es necesario que se dispongan de elementos de protección contra las posibles fallas que se presenten.

Los transformadores de potencia por el simple hecho de ser máquina estática presentan un problema de protección, que puede variar dependiendo del tamaño (potencia) del transformador por proteger; siendo así como en el transformador de 1000 KVA o menores se pueden emplear protecciones tan simples como el uso de fusibles en alta tensión y la llamada protección Buchholz o relevadores temporizados de acción rápida y fusibles.

En general se debe vigilar y proteger a los transformadores de potencia contra elevaciones de temperatura en el aceite, para lo cual se emplean termómetros especiales, protecciones contra sobrecargas, para lo cual se emplean los llamados elementos de imagen térmica con relevadores térmicos.

Aun cuando el nivel de confiabilidad en el diseño y construcción de los transformadores de potencia es elevado, las condiciones de operación lo exponen a cierto tipo de fallas que pueden producir defectos en la máquina.

Las dos causas principales de defectos de aislamiento están constituidas por las sobretensiones de origen atmosférico y por el calentamiento inadmisibles de los arrollamientos del transformador. Las sobrecargas permanentes o temporales pero frecuentemente repetidas que pueden tolerarse en operación normal, conducen, sin embargo, a un envejecimiento prematuro de los aislantes de los arrollamientos y, finalmente a cortocircuitos entre espiras o entre fases.

La protección de un sistema es uno de los aspectos esenciales a considerar en los sistemas eléctricos y, se debe tomar en cuenta con otros igualmente importantes para seguridad del personal y para la confiabilidad del sistema. El requerimiento de una alta producción por parte de una planta industrial genera la necesidad de una alta confiabilidad por parte de la fuente de suministro.

La tendencia de los industriales a generar electricidad e interconectarse con la red en paralelo ha producido niveles de cortocircuito elevados, esto, aunado a los altos costos del equipo de distribución de potencia eléctrica y los tiempos cortos requeridos para reparación y mantenimiento de equipos como: transformadores, cables, interruptores, etc. , hacen necesario contar con esquemas de protección adecuados.

Los relevadores de protección y los sistemas de relevadores detectan condiciones anormales tales como las fallas en los circuitos eléctricos y, en forma automática, los interruptores funcionan para aislar con mayor rapidez el equipo defectuoso del sistema. Esto limita el daño al lugar en el que se localiza la falla e impide que sus efectos se propaguen al sistema.

La función de los relevadores de protección acoplados a interruptores, conducen a prevenir las consecuencias de las fallas. El interruptor debe poder interrumpir tanto las corrientes normales como las corrientes de falla. También, el relevador de protección tiene que reconocer una condición anormal en el sistema de potencia, y actuar adecuadamente para eliminar con seguridad y así evitar al máximo la perturbación en la operación normal.

Debe entenderse que un relevador de protección no puede prevenir las fallas, solo pueden actuar después de que ésta se ha presentado. Sería muy conveniente que la protección pudiera anticipar y prevenir las fallas, pero obviamente esto es imposible, excepto cuando la causa original de la falla produce alguna anomalía que haga funcionar a un relevador de protección. Sin embargo, algunos dispositivos como el relevador Buchholz, puede anticipar y prevenir las fallas mayores. Dicho relevador es un dispositivo operando con gas, que puede detectar la acumulación de gas producida por la falla de un transformador

La protección por relevadores contra fallas se pueden clasificar en dos grupos:

PROTECCION PRIMARIA.- Debe operar primero para aislar al equipo en falla del sistema.

PROTECCION DE RESPALDO.- Opera solo cuando la protección primaria no lo hace.

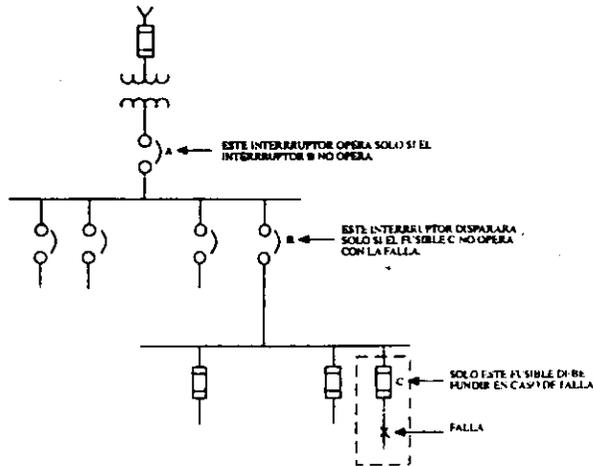
La función de un sistema de protección se puede definir como: " La detección y pronto aislamiento de la porción afectada del sistema por un circuito o por una sobrecarga, que puedan producir daño a la parte afectada, o bien, a la carga que se alimenta ",

Para aislar un cortocircuito o una sobrecarga se requiere de la aplicación de equipo de protección que pueda cumplir con ambas funciones para desconectar la parte afectada del sistema. En algunos casos, el elemento sensor y el dispositivo de interrupción son elementos completamente separados e interconectados solo por los cables de control. En otros casos, los sensores y los dispositivos de interrupción se encuentran en un mismo dispositivo.

Un fusible cumple con ambas funciones, es un elemento sensor y de interrupción, se conecta en serie con el circuito y responde a los efectos térmicos producidos por la circulación de corriente a través del mismo. Los interruptores son sólo dispositivos de interrupción que se deben usar necesariamente con elementos sensores (relevadores).

En el diseño de un sistema eléctrico de potencia, se debe determinar el requerimiento de carga, incluyendo los tamaños y tipos de cargas, así como cualquier requerimiento de tipo especial. También se debe disponer del valor del cortocircuito en el punto de conexión a la red de suministro eléctrico; y conocer las características de los dispositivos de protección de la compañía suministradora. El diseño debe comenzar con una definición preliminar del sistema que cubra los fundamentos del cálculo preliminar de la selección correcta de los dispositivos de protección.

La protección de un sistema debe corresponder a la de un sistema "selectivo". Para ser selectivo, los dispositivos de protección deben ser dimensionados y coordinados con cada uno de los otros, de tal forma que sólo opere primero el dispositivo de protección que se encuentra más cercano a la falla. Si por alguna razón este dispositivo no funciona en su operación, el siguiente dispositivo debe abrir una porción mayor del circuito, y así sucesivamente, hasta el dispositivo de protección de la fuente. Esta secuencia de operación de los dispositivos de protección, se muestra en la siguiente figura.



Proceso selectivo de liberación de una falla.

Para proporcionar una operación selectiva, se debe tener cuidado de seleccionar dispositivos con las capacidades de interrupción apropiadas.

Cuando un relevador opera puede actuar sobre una señal, o bien, completar un circuito para disparar un interruptor, el cual a su vez, aísla la sección del sistema que tiene problema. Los relevadores se fabrican en cualquiera de los siguientes tipos básicos:

- Electromecánicos.
- Estáticos (a base de dispositivos de estado sólido)
- A base de microprocesadores

Esta clasificación se refiere a su tipo constructivo y principio de operación. Los del tipo electromecánico son los más antiguos y su uso es cada vez más restringido, aún cuando son aplicables, con ciertas ventajas.

El relevador electromecánico en su concepto más elemental, consiste de un elemento de operación y un grupo de contactos. El elemento de operación en sí determinan la forma constructiva, que puede ser, en el caso de los relevadores electromecánicos, de cualquiera de los tipos siguientes:

- **Atracción de núcleo.**
- **Armadura con bisagra.**
- **Disco de inducción.**
- **Copa de inducción.**

Un relevador de protección, es un dispositivo que se puede energizar por una señal de voltaje, una señal de corriente o por ambas. Cuando se energiza, opera para indicar o aislar las condiciones anormales de operación. Básicamente, un relevador de protección consiste de un elemento de operación y de un conjunto de contactos. El elemento de operación toma la señal de dispositivos sensores en el sistema.

Los relevadores tipo atracción y de armadura con bisagra trabajan bajo el principio de atracción magnética, en éstos, la parte móvil llamada armadura es atraída hacia una bobina o hacia la cara del polo de un electroimán, cerrando así un juego de contactos. Estos relevadores pueden operar con corriente directa o con corriente alterna.

Los relevadores tipo inducción son de inducción magnética, ya que el par que se desarrolla en el rotor en movimiento lo hace en la misma forma que un motor eléctrico. Estos relevadores se pueden usar sólo en circuitos de corriente alterna.

En los relevadores tipo armadura con bisagra y atracción de núcleo no se tiene retardo de tiempo inherente, y por lo mismo, se aplican en casos en donde la operación instantánea se requiere.

El relevador del tipo inducción se usa cuando se requiere en la operación del relevador un cierto retraso en el tiempo. Este retraso se produce por la adición de un imán permanente. El disco gira entre este imán causando un frenado en la inducción.

Las partes rotatorias del relevador de inducción tipo copa son de inercia baja, por lo que este relevador es capaz de una operación de alta velocidad, y por lo tanto, se puede usar en funciones en donde se requiere de una respuesta instantánea.

En este trabajo se trata de dar una versión equilibrada entre los dos enfoques que se da tradicionalmente a la protección por relevadores tratando además los distintos temas en una forma bastante simplificada.

CAPITULO I.- GENERALIDADES.

1.1.- FUNDAMENTOS DEL TRANSFORMADOR.

En el proceso de generación-consumo de la energía eléctrica se puede observar que se emplean diferentes tensiones, desde la generación, transmisión, distribución y consumo.

Los elementos que desempeñan la función de hacer variar las tensiones a los diferentes valores requeridos reciben el nombre de "transformadores".

Como se observa en la figura 1.1 para que la energía eléctrica se pueda emplear en centros de consumo industriales o residenciales, es necesario el empleo de transformadores (como partes integrantes de subestaciones eléctricas), los cuales por el empleo que se les da, reciben el nombre de transformadores de potencia o transformadores de distribución y pueden ser transformadores elevadores, reductores o de enlace.

EL TRANSFORMADOR.

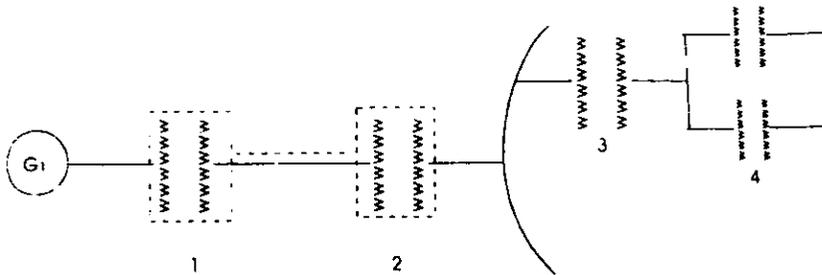
Es un aparato eléctrico estático, empleado para transferir energía eléctrica de un circuito de corriente alterna a otro, sin cambiar de frecuencia; esta transferencia generalmente va acompañada por un cambio de tensión.

Es una máquina eléctrica estática de inducción en la cual la energía eléctrica es transformada en sus parámetros de tensión e intensidad de corriente.

La parte esencial de un transformador, es sin duda el circuito electromagnético, el cual está formado por un núcleo cerrado de laminaciones de hierro y dos bobinas o grupos de bobinas como se muestra en la figura 1.2.

Las bobinas o grupos de bobinas se clasifican en :

- a).- Bobinas del devanado primario
- b).- Bobinas del devanado secundario



Las cuales pueden estar en piernas diferentes como se observa en la figura 1.2.

- 1.- Transformador elevador de tensión
- 2.- Transformador reductor de tensión
- 3.- Transformador reductor de tensión
- 4.- Transformador de distribución

Figura 1.1.- Proceso de generación consumo de la energía eléctrica.

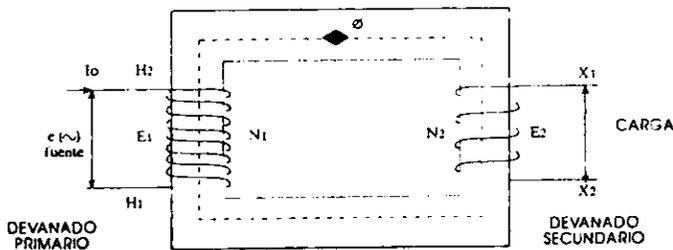


Figura 1.2.- Circuito electromagnético de un transformador.

Se da el nombre de devanado primario, al lado donde se alimenta el transformador y, devanado secundario donde esta conectada la carga. Si el transformador recibe energía a una tensión y la transfiere a otra mayor, se llama transformador elevador, si la transfiere a otra menor se llama transformador reductor; en caso de que el transformador reciba y transfiera energía a una misma

tensión, se dice que se trata de un transformador de enlace; éste tipo de transformadores se emplean para aislar circuitos

De la figura 1.2 se tiene:

$e(\sim)$	Tensión alterna aplicada a las terminales del devanado primario.
I_0	Corriente de magnetización.
Φ	Campo magnético
E_1	Tensión alterna inducida en el devanado primario.
E_2	Tensión alterna inducida en las terminales del devanado secundario.
N_1	Número de vueltas en el devanado primario.
N_2	Número de vueltas en el devanado secundario.

SECUENCIA DE OPERACION.

Al aplicarse una tensión alterna $e(\sim)$, entre las terminales del devanado primario, empieza a circular por las vueltas de la bobina una corriente I_0 , ocasionando con ello una fuerza magnetomotriz ($F.m.m. = N \cdot I$; amper*vueltas), que provoca una circulación de flujo magnético (Φ) a través del núcleo de hierro; éste flujo es abrazado por las bobinas primaria y secundaria. Por las características de la corriente alterna de alimentación el flujo varía de (0) a máximo (+/-) a (0) al pasar el tiempo, induciendo con ello una F.e.m. en los devanados, confirmandose la ecuación de campos de Maxwell.

1.2.- CAMPOS ELECTRICOS Y MAGNETICOS QUE CAMBIAN CON EL TIEMPO.

LEY DE FARADAY.

Cuando por un conductor fluye corriente se produce un campo magnético. En 1831, Michael Faraday, en Londres y Joseph Henry en Albany, encontraron en forma independiente que el efecto inverso también es posible. Es decir, que un campo magnético puede producir una corriente en un circuito cerrado pero debe cumplirse la condición importante de que el flujo magnético de enlace sobre el circuito debe estar cambiando.

Considerando la espira de alambre mostrada en sección transversal en la figura 1.3.a, con un imán de barra moviéndose hacia la espira, de manera que el flujo B del imán a través de la espira se aumente. Esto produce una corriente inducida en la espira que fluye en una dirección tal que el campo magnético de la espira se opone al movimiento (polos iguales se repelen).

En la figura 1.3.b con el imán moviéndose hacia abajo y alejándose de la espira, el flujo B del imán a través de la espira disminuye, produciéndose una corriente inducida que fluye en una dirección tal que el campo magnético de la espira se opone de nuevo al movimiento (polos opuestos se atraen). Por lo tanto, la dirección de la corriente en la espira de la figura 1.3.b es opuesta a la de la figura 1.3.a.

Si el imán se mueve en forma alterna hacia arriba y hacia abajo, se induce una corriente alterna (C.A.), en la espira, constituyendo el arreglo un generador simple de corriente alterna.

El hecho de que la corriente inducida en la espira va siempre en una dirección tal que se opone al cambio que la produjo; es un enunciado de la ley de Lenz, deducida en 1834 por Heinrich Friedrich Lenz.

Si la espira está en circuito abierto, como se muestra en la figura 1.4, entonces en sus terminales aparece una F.e.m. que es igual a la rapidez de disminución del flujo magnético de enlace sobre la espira.

$$V = - \frac{d\Phi_m}{dt} \quad (1)$$

Donde:

V = F.e.m. total, V

Φ_m = Flujo total, Wb

t =Tiempo, s

La ecuación (1) es una forma del enunciado de la ley de Faraday.

La F.e.m. inducida en la espira es igual a la F.e.m. que produce el campo E (asociado a la corriente inducida) integrada sobre todo el perímetro de la espira, considerándose el espacio vacío como despreciable; entonces:

$$V = \int O E * dl \quad (2)$$

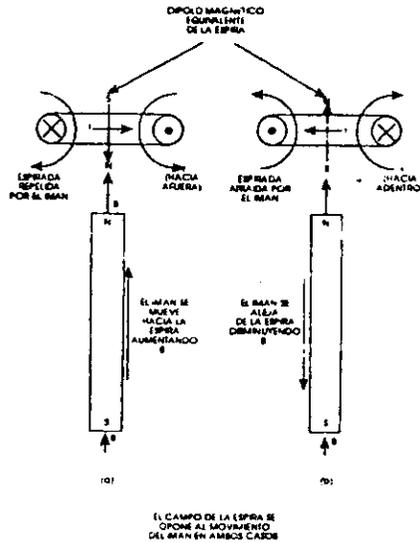


Figura 1.3.- Variación de flujo magnético a través de la espira de alambre moviendo el imán se induce una corriente en la espira.

El flujo total a través de un circuito es igual a la integral de la componente normal de la densidad de flujo B sobre la superficie definida por el circuito; es decir, que el flujo magnético total está dada por:

$$\Phi_m = \iint B \cdot ds \quad (3)$$

La superficie en la que realiza la integración es la superficie limitada por la periferia del circuito, como se muestra en la figura 1.5. La ecuación (3) se aplica a un circuito cerrado de un solo conductor de cualquier número de vueltas o espiras. Es importante observar que cualquier circuito cerrado con cualquier número de vueltas forma la frontera de una sola superficie y $B \cdot ds$ sobre esta superficie da el flujo total. Por lo tanto la integral B en la superficie de la figura 1.5 se obtiene todo el flujo. Las líneas de flujo que pasan a través de las que enlazan el total de las

cuatro vueltas se integran cuatro veces puesto que pasan cuatro veces por la superficie. Sustituyendo la ecuación (3) en la ecuación (1) se tiene:

$$V = - \frac{d}{dt} \iint B \cdot ds \quad (4)$$

Donde:

V = F.e.m. inducida, V
 B = Densidad de flujo, T
 ds = Elemento de superficie, m
 t = Tiempo, s

Cuando la espira o circuito cerrado son estacionarios o fijos, la ecuación (4) se reduce a:

$$V = - \iint \frac{dB}{dt} \cdot ds \quad (5)$$

Esta forma de la ley de Faraday da la F.e.m. inducida debida específicamente a la rapidez de cambio de B en el tiempo para una espira o circuito que es fijo respecto al observador. Esta ecuación se llama ecuación de inducción del transformador.

Combinando las ecuaciones (2) y (5), resulta:

$$V = \int_0 E \cdot dl = - \iint \frac{dB}{dt} \cdot ds \quad (6)$$

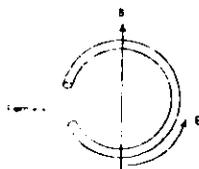


Figura 1.4.- Espira en circuito abierto con FEM en sus terminales debida a un cambio en el flujo magnético a través de la espira.

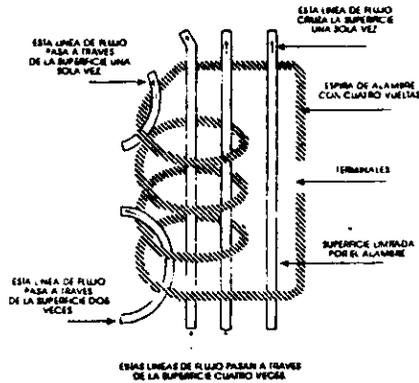


Figura 1.5.- Circuito con bobinas de cuatro vueltas, el alambre constituye la frontera de una superficie continua única.

Donde:

V = F.e.m. inducida, V

E = F.e.m. productora de campo eléctrico, V/m

dl = Elemento de trayectoria, m

B = Densidad de flujo, T

ds = Elemento de área, m

T = Tiempo, s

Esta relación se conoce como la ecuación de Maxwell deducida a partir de la ley de Faraday.

De acuerdo con la ecuación (6), la integral de línea del campo eléctrico alrededor de un circuito cerrado fijo es igual a la componente normal de la rapidez de disminución de la densidad de flujo B , integrada sobre la superficie limitada por el circuito. Ambas son iguales a la F.e.m. total (V) inducida en el circuito.

1.2.1.- CASO GENERAL DE INDUCCION.

La ecuación (6) proporciona la F.e.m. inducida en un circuito cerrado en virtud de la rapidez de cambio de B (inducción del transformador). La ecuación (5) nos proporciona la F.e.m. inducida en un circuito cerrado en virtud de su movimiento. Cuando ambas clases de cambio están ocurriendo simultáneamente, es decir, cuando B cambia en relación con el tiempo y además el circuito está en movimiento.

La F.e.m. total inducida es igual a la suma de las fuerzas electromotrices dadas por las ecuaciones (5) y (6), o:

$$V = \int (V \times B) dl - \iint \frac{dB}{dt} * ds \quad (7)$$

El primer término del miembro de la derecha nos da la F.e.m. inducida por el movimiento, mientras que el segundo término da la F.e.m. inducida que se debe a la rapidez de cambio de B en el tiempo. La integral de línea del primer término se toma alrededor de todo el circuito, mientras que la integral de superficie del segundo término se toma en la superficie limitada por el circuito.

La ecuación (7) es una relación general y proporciona el valor correcto de la F.e.m. total, inducida los casos para el caso especial que lo existe movimiento, $dB/dt=0$, y la ecuación (7) se reduce a:

$$V = \oint (V \times B) * dt \quad (8)$$

Para el caso especial en que solo cambia en el tiempo la densidad de flujo, $V = 0$ y la ecuación (7) se reduce a:

$$V = - \iint \frac{dB}{dt} * ds \quad (9)$$

1.3.- AUTOINDUCTANCIA E INDUCTANCIA MUTUA.

CASO I.

Si dos bobinas toroidales uniformes se devanan en forma intercalada, como se muestra en la figura 1.6a, la bobina 1 de N1 vueltas se indica por medio de un alambre grueso y la bobina 2 de N2 vueltas por medio de un alambre fino. La forma

anillada en que están devanadas las bobinas se supone que tienen una permeabilidad constante. La bobina 1 será llamada devanado primario y la bobina 2. En la figura 1.6b se muestra un diagrama del arreglo.

Si la corriente I_1 en el primario es de valor constante, la F.e.m. V_2 que aparece en las terminales de la bobina del secundario es cero, puesto que el flujo Φ_{m1} producido por la bobina primaria no cambia. se supone que todo el campo magnético producido por I_1 está confinado a la región interior de los devanados toroidales.

Suponiendo ahora que la resistencia R se reduce de manera que I_1 aumente. Esto hace aumentar el flujo magnético Φ_{m1} . Sin considerar el signo negativo se tiene, por la ley de Faraday, que la magnitud de la F.e.m. inducida V_2 en la bobina 2 que aparece en sus terminales es:

$$V_2 = N_2 \frac{d\Phi_{m1}}{dt} \quad (10)$$

Donde el Φ_{m1} es el flujo magnético producido por la bobina del primario, suponiendo que el radio "r" del toroide sea grande en comparación con el radio "s" del devanado (figura 1.6a), la densidad de flujo B puede considerarse constante en el interior del devanado, se advierte que el flujo Φ_{m1} a través del toroide es:

$$\Phi_{m1} = \frac{\mu N_1 I_1 A}{l} \quad (11)$$

Donde:

A = Area de la sección transversal del devanado, m^2

l = Longitud media de la bobina toroidal = $2\pi r$, m

Sustituyendo la ecuación (11) en la ecuación (10) resulta:

$$V_2 = N_1 N_2 \frac{\mu A}{l} \frac{dI_1}{dt} \quad (12)$$

De acuerdo con al ecuación (12), la F.e.m. en el secundario V_2 es proporcional al número de vueltas del secundario N_2 , la permeabilidad del medio dentro del devanado y la rapidez de cambio de la corriente primaria I_1 e inversamente proporcional a la longitud promedio " l " del devanado.

Cuando ponemos:

$$M = N_1 N_2 \frac{\mu A}{l} \quad (13)$$

La ecuación (12) se reduce a:

$$V_2 = M \frac{dI}{dt} \quad (14)$$

Dimensionalmente:

$$M = \frac{\text{F.e.m.}}{\text{corriente}} * \text{tiempo}$$

Entonces M tiene las dimensiones de la inductancia y puesto que M contiene dos bobinas, se dice que es la inductancia mutua de las dos bobinas.

La inductancia L contenida en una sola bobina se le llama autoinductancia. La F.e.m. V_1 desarrollada para una bobina de autoinductancia L_1 es:

$$V_1 = L_1 \frac{dI}{dt} \quad (15)$$

Donde I es la corriente en la bobina. Esta relación que influye a la autoinductancia de una bobina es similar en la forma en la ecuación (14), que contiene la inductancia mutua de dos bobinas.

La inductancia de un toroide es:

$$L = \frac{N^2}{l/\mu A} = \frac{N^2}{R} \quad (16)$$

Donde:

N = Número de vueltas del toroide

$R = l / \mu A$ = Reluctancia de la región encerrada por el devanado toroidal.

La inductancia mutua " M " de dos bobinas es:

$$M = \frac{N_1 N_2}{l / \mu A} = \frac{N_1 N_2}{R} \quad (17)$$

Donde:

N_1 = Número de vueltas primarias

N_2 = Número de vueltas secundarias

R = Reluctancia del circuito magnético que enlaza los devanados primario y secundario.

CASO II.

Considerando ahora la situación invertida respecto a la del caso I; esto es, conectando la batería y la resistencia a través de la bobina, como se observa en la figura 1.6b y dejando abiertas las terminales de la bobina 1. Entonces la F.e.m. V_1 en las terminales de la bobina 1 es:

$$V_1 = N_1 \frac{d\Phi_{m2}}{dt} \quad (18)$$

Donde:

Φ_{m2} = Es el flujo magnético producido por la bobina del secundario.

$$\text{Pero: } \Phi_{m2} = \frac{\mu N_2 I_2 A}{l}$$

Y de la ecuación (18) se convierte en:

$$V_1 = N_1 N_2 \frac{\mu A}{l} \frac{dI_2}{dt} \quad (19)$$

De la expresión (13) para la inductancia mutua:

$$V_1 = M \frac{dI_2}{dt} \quad (20)$$

Entonces de las ecuaciones (13) y (20) tenemos:

$$M = \frac{V_1}{dI_2 / dt} = \frac{V_2}{dI_1 / dt} \quad (21)$$

Por lo tanto, si una cierta rapidez de cambio de corriente respecto al tiempo en el primario induce una cierta tensión en el secundario, la misma rapidez de cambio de corriente aplicada al secundario inducirá la misma tensión en el primario.

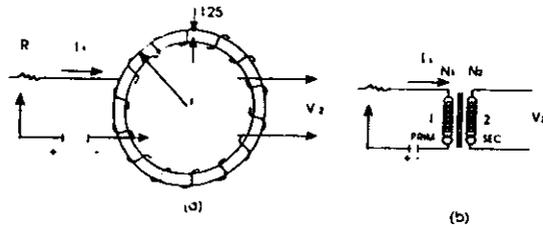


Figura 1.6.- Bobina toroidal con dos devanados.

1.4 RELACION DE VOLTAJES Y CORRIENTES EN EL TRANSFORMADOR.

La magnitud de la F.e.m. inducida en cada uno de los devanados, puede deducirse de la forma siguiente:

Si analizamos en el devanado primario la relación entre la F.e.m. aplicada E (~) y el flujo magnético resultante $\Phi = F.m.m. = I \times N$; gráficamente se ilustra en la figura 1.7.

Relacionando las leyes de Faraday-Lenz a esto; se tiene que la F.e.m. inducida en una espira de cualquiera de los devanados.

$$E_{le} = - \frac{d\Phi}{dt} \quad (22)$$

Si analizamos los términos de la ecuación anterior observamos que varia de (0,+/- máx, 0) y, por lo tanto; es máximo en los puntos 1 y 2 de la gráfica; así mismo, que estos dos máximos se alcanzan en un semi-ciclo ($T/2 = 1/2f$), sustituyendo estos valores en la ecuación (22) tendremos:

$$E_{le} = - \frac{d\Phi}{dt} = - \frac{2\Phi_{m\acute{a}x.}}{1/2 f} = - 4f\Phi_{m\acute{a}x.} \quad (23)$$

Considerando que E (~) de alimentación es senoidal y por tanto la F.m.m y/o el flujo resultante también lo será, podemos afectar a la ecuación anterior por el factor de forma; para éste tipo de onda (factor de forma de onda senoidal = 1.11), por tener cualquiera de los devanados un número N de vueltas se determina que la F.e.m. inducida tendrá un valor de:

$$E = - 4.44 * N * f * A * B_{m\acute{a}x.} \quad (\text{volts}) \quad (24)$$

Considerando estas ecuaciones en el sistema MKS.

F = Frecuencia de la fuente de alimentación, Hz

$\Phi_{m\acute{a}x.}$ = Número máximo de líneas de flujo magnético, Wb

A = Sección transversal del núcleo. m

$B_{m\acute{a}x.}$ = Densidad de flujo magnético, Wb / m

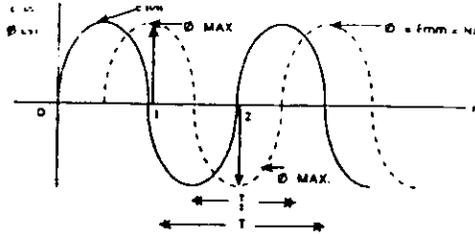


Figura 1.7.- Formas de onda de la FEM aplicada y el flujo magnético en el devanado primario.

El valor de la tensión inducida, depende directamente del número de vueltas de la bobina (A mayor número de vueltas corresponderá mayor tensión inducida), de la frecuencia de la fuente de alimentación y de la densidad de flujo del núcleo magnético.

La relación de tensión con respecto al número de vueltas de los devanados primario y secundario:

$$E_1 / E_2 = N_1 / N_2 \quad (25)$$

La tensión en función del número de vueltas de los devanados y de la tensión secundaria, será igual a:

$$E_1 = N_1 * E_2 / N_2 \quad (\text{volts}) \quad (26)$$

La tensión secundaria inducida, en función del número de vueltas de los devanados y de la tensión primaria, será igual a:

$$E_2 = N_2 * E_1 / N_1 \quad (\text{volts}) \quad (27)$$

La relación de corrientes con respecto al número de vueltas de los devanados primario y secundario.

$$N_1 * I_1 = N_2 * I_2 \quad (28)$$

La corriente que circula en el devanado primario, en función del número de vueltas de los devanados y de la corriente circulante en el devanado secundario.

$$I_1 = N_2 \cdot I_2 / N_1 \quad (29)$$

La corriente que circula en el devanado secundario en función del número de espiras de los devanados y de la corriente circulante en el devanado primario.

$$I_2 = N_1 \cdot I_1 / N_2$$

1.5.- OBJETO DEL TRANSFORMADOR.

Si se debe transportar a distancia, una cierta potencia desde un generador de energía eléctrica hasta el lugar de utilización, cuyo factor de potencia es $\cos\phi$. Si se adopta corriente monofásica a una tensión V , la corriente sería I y la potencia transportada será:

$$P = V I \cos\phi$$

Siendo R la resistencia de la línea de transporte. También se hubiera podido adoptar una tensión NV (con $N > 1$), y transportar la misma potencia con una corriente I / N .

$$P = NV (I / N) \cos\phi$$

En el primer caso, las pérdidas por efecto Joule en la línea valen:

$$P = R I^2$$

Y, en el segundo caso:

$$P R^2 = R N \frac{I^2}{N^2}$$

La igualdad:

$$R I^2 = (R N^2) \frac{I^2}{N^2}$$

Demuestra que, con una tensión NV y para las mismas pérdidas de potencia en la línea, se puede dar a está una resistencia N veces mayor; como la longitud y el material es el mismo en ambos casos, se puede dar, por lo tanto, una sección de contacto N veces menor.

Para una pérdida de potencia dada, la sección de todos los conductores, su masa y su precio, son inversamente proporcionales al cuadrado de la tensión.

Como consecuencia, el transporte de energía eléctrica resulta más económico cuanto mayor sea la tensión de transporte. Por otra parte, la energía eléctrica es más fácil de producir y menos peligrosa a baja tensión; por otra parte, es más económica de transportar a alta tensión. De aquí, el gran interés que ofrece el transformador con el que, con pequeñas pérdidas, es posible obtener lo siguiente:

1. A la salida de una central generadora, transformar la energía eléctrica a baja tensión y gran intensidad de energía a alta tensión y pequeña intensidad (transformador elevador)
2. A la entrada en el lugar de utilización, transformar la energía eléctrica a alta tensión y pequeña intensidad de energía a baja tensión y gran intensidad (transformador reductor).

En la figura 1.8 se esquematiza esté doble proceso que solamente es posible de forma sencilla y económica mediante el empleo de transformadores.

Esta es la aplicación más importante de los transformadores; y cuando estos se utilizan para el transporte y distribución de energía eléctrica en los grandes sistemas eléctricos y reciben en general, el nombre de transformadores de potencia.

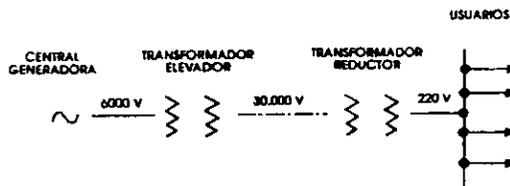


Figura 1.8.- Esquema de bloques de una transmisión de energía por medio de transformadores.

1.6.- CLASIFICACION DE LOS TRANSFORMADORES.

La clasificación que se emplea prácticamente es: si el transformador eleva la tensión se denomina transformador elevador, y transformador reductor en caso contrario.

Por el sistema de tensiones que transforman se denominan:

- a).- Transformador monofásico-monofásico.
- b).- Transformador trifásico-trifásico.
- c).- Transformador trifásico-Haxafásico.
- d).- Transformador trifásico-dodecafásico.

Etc., siendo estos los que más se emplean en la práctica.

POR LA DISPOSICION DEL CIRCUITO MAGNETICO:

- a) Se denominan transformadores de columna cuando, tanto el primario como el secundario están repartidos entre dos columnas del circuito magnético. (Caso de transformadores monofásicos, figura 1.9) o entre columnas del circuito magnético (caso de transformadores trifásicos, figura 1.10), en ambos casos, el circuito magnético se cierra exclusivamente por las dos culatas, superior e inferior.
- b) El transformador acorazado (figura 1.11), caracterizado por la existencia de dos columnas exteriores, por las que se cierra el circuito magnético y que están desprovistas de bobinas. En los transformadores monofásicos, figura 1.11; los devanados primario y secundario se agrupan en las columnas central y el transformador consta de tres columnas en los transformadores trifásicos (figura 1.12), los devanados primario y secundario están montados generalmente, en un núcleo común y por consiguiente, el transformador consta de tres columnas.

Los transformadores de columnas requieren mayor cantidad de cobre pero menos cantidad de hierro que los transformadores acorazados de las mismas características de funcionamiento.

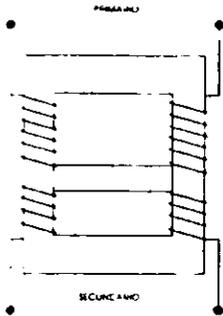


Figura 1.9.- Disposición general de un transformador monofásico de columnas.

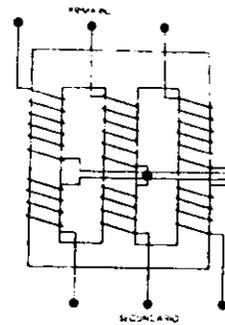


Figura 1.10.- Disposición general de un transformador trifásico de columnas.

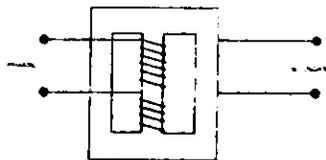


Figura 1.11.- Disposición general de un transformador monofásico

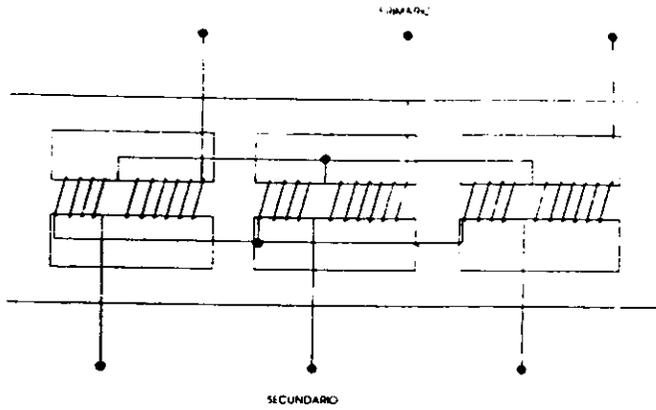


Figura 1.12.- Disposición general de un transformador trifásico

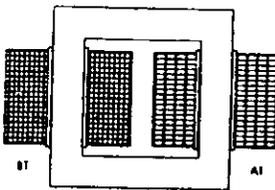


Figura 1.13.- Transformador de devanados separados.

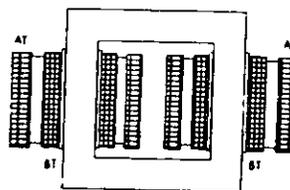


Figura 1.14.- Transformador de devanados concéntricos.

POR LA DISPOSICION DE LOS DEVANADOS.

a) Transformadores de devanados separados (figura 1.13), en los cuales los devanados primario y secundario, están montados en columnas diferentes del circuito magnético.

b) Transformadores de devanados concéntricos (figura 1.14); en estos los devanados están montados en la misma columna; el devanado de baja tensión se dispone casi siempre en el interior más próximo al hierro, para evitar el peligro de un arco entre el núcleo y el devanado de alta tensión y, al mismo tiempo, para facilitar las reparaciones en el devanado de alta tensión. el cual está más expuesto a averías que el otro devanado.

c) Transformadores de devanados doblemente concéntricos (figura 1.15) que derivan de los anteriores y en los que el devanado de baja tensión está subdividido en dos mitades quedando el devanado de alta tensión en la parte central, es decir; entre las dos mitades del devanado de baja tensión.

d) Transformadores de devanados superpuestos (figura 1.16), en los que las bobinas se montan alternadas sobre la misma columna y de forma que se dejan siempre dos secciones de baja tensión en los extremos.

POR EL SISTEMA DE REFRIGERACION.

- a).- Transformadores refrigerados por aire.
- b).- Transformadores refrigerados por aire y aceite.
- c).- Transformadores refrigerados por agua y aceite.

Etc., En el capítulo II se mencionan detenidamente los distintos sistemas de refrigeración del transformador.

POR EL MEDIO AMBIENTE EN QUE DEBEN FUNCIONAR.

- a).- Transformadores para interior.
- b).- Transformadores para intemperie.

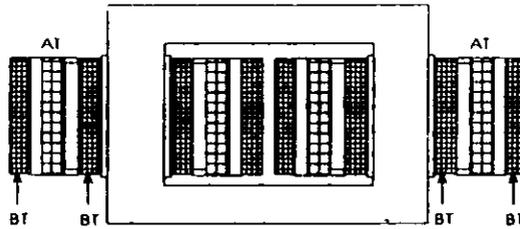


Figura 1.15.- Transformador de devanados doblemente concéntricos.

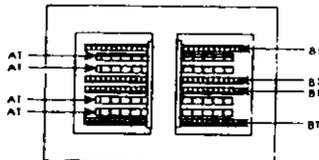


Figura 1.16.- Transformador de devanados superpuestos.

1.7.- COMPORTAMIENTO MAGNETICO DE LOS MATERIALES FERROMAGNETICOS.

La permeabilidad magnética se define según la siguiente ecuación:

$$B = \mu H$$

La permeabilidad magnética de los materiales ferromagnéticos es muy alta, llegando hasta 6000 veces la permeabilidad del espacio libre; la permeabilidad se supone constante. Independientemente de la fuerza magnetomotriz aplicada al material.

Aunque la permeabilidad es constante en el espacio libre, esto no es completamente cierto para el hierro y otros materiales ferromagnéticos.

Para ilustrar el comportamiento de la permeabilidad en un material ferromagnético, se aplica una corriente continua al núcleo que se ilustra en la figura 1.17, iniciando con 0A y subiendo lentamente hasta la máxima corriente permitida. Cuando el flujo producido en el núcleo se supone en contra de la fuerza magnetomotriz que lo produce, el plano resultante luce como en la figura 1.18.

Este tipo de gráfico se llama curva de saturación. Al principio, un pequeño aumento en la fuerza magnetomotriz produce un enorme aumento en el flujo resultante. Después de cierto punto, sin embargo, los siguientes aumentos en la fuerza magnetomotriz casi no produce cambio alguno. La región de esta figura en la que la curva se aplanan se llama región de saturación y se dice, entonces, que el núcleo está saturado. En contraste, la región en donde el flujo cambia muy rápidamente se llama región no saturada de la curva y se dice que el núcleo no está saturado. La zona de transición entre la región no saturada y la saturada, en ocasiones se le llama "rodilla de la curva".

La figura 1.19, muestra otro gráfico estrechamente relacionado con el anterior. Este, ilustra un gráfico de densidad de flujo magnético B contra intensidad magnética H. De las ecuaciones:

$$H = Ni / lc$$

$$B = \Phi / A$$

Es muy fácil ver que la intensidad magnética es directamente proporcional a la fuerza magnetomotriz y la densidad de flujo magnético es directamente proporcional al flujo para cualquier núcleo dado. Por consiguiente, la relación entre B y H tiene la misma forma que la relación entre flujo y fuerza magnetomotriz. La pendiente de la densidad de flujo contra la curva de intensidad magnética en cualquier valor de H en la figura 1.19 es; por definición: La permeabilidad del núcleo de esa intensidad magnética. La curva muestra que la permeabilidad es grande y relativamente constante en la región no saturada y luego cae gradualmente hasta un valor muy bajo, mientras que el núcleo se satura exageradamente.

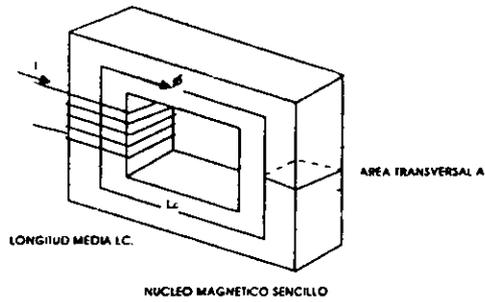


Figura 1.17.- Núcleo magnético sencillo.

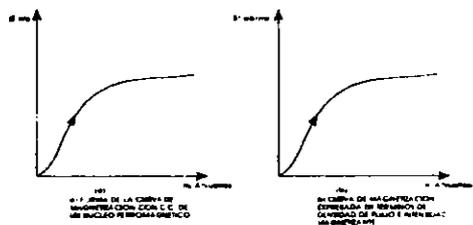


Figura 1.18.- (a) Forma de la curva de magnetización de c.c. de un núcleo ferromagnético. (b) curva de magnetización expresada en términos de densidad de flujo e intensidad magnetizante.

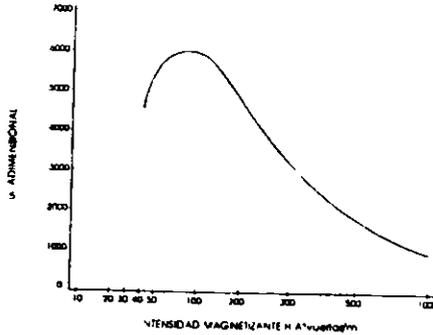


Figura 1.19.- Representación gráfica de permeabilidad relativa (μ_r) como función de la intensidad magnetizante (H) para una pieza de acero regular.

La figura 1.20, es una curva de magnetización típica para una pieza de acero. La región altamente saturada de la curva puede ajustarse al gráfico solamente con la intensidad de magnetización mostrada logaritmicamente.

La ventaja de usar un material ferromagnético para los núcleos en los transformadores, es que muchas veces se logra más flujo para una fuerza magnetomotriz dada, con hierro, que con aire.

Sin embargo, si el flujo resultante debe ser proporcional a la fuerza magnetomotriz aplicada, entonces el núcleo debe hacerse funcionar en la región no saturada de la curva de magnetización. La forma no lineal de esta curva explica muchas propiedades importantes de los transformadores.

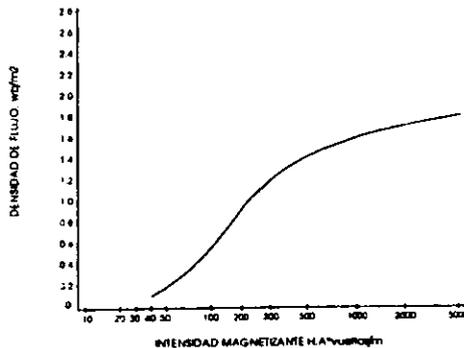


Figura 1.20.- Curva de magnetización de una pieza de acero regular.

1.8.- INTRODUCCION A LOS RELEVADORES.

La función de los relevadores usados para protección es determinar lo más pronto posible la existencia de corto circuito en el sistema por lo que la mayoría en los circuitos en el sistema por lo que la mayoría en los relevadores operan en más o menos un ciclo de la frecuencia del sistema (0.017 seg. a 60 Hz) por lo que pueden enviar la señal de disparo a los interruptores correspondientes, ésta función difícilmente podría ser realizada por un operador humano en forma tan confiable, rápida y económica.

Los relevadores no sólo deben operar en forma rápida, también deben ser precisos en su operación es decir dentro de sus diferentes niveles de sofisticación deben estar en posibilidades de distinguir entre cortos circuitos y algunas otras anomalías como ondas de corriente momentáneas debidas a arranque de motores, picos de carga o corrientes magnetizantes.

Los relevadores deben ser selectivos en su operación, es decir que sólo deben aislar aquellas partes del sistema que así se requiera, minimizando el número de elementos que se desconectan de la red estando a veces en posibilidades de indicar la causa posible de la falla ocurrida.

Existen muchas causas que pueden perturbar el servicio normal de los generadores, transformadores, barras y redes eléctricas. Solamente enunciaremos algunas de ellas:

1. Perforación en los aislantes de máquinas y cables, producidos por envejecimiento, corrosión o por calentamiento.
2. Descargas atmosféricas y sobretensiones interiores.
3. Destrucciones mecánicas por embalamiento de máquinas, por caídas de arboles en líneas aéreas, etc.
4. Influencia de animales; roedores que corroen los cables, pájaros que provocan corto circuitos en líneas aéreas, etc.
5. Factores humanos, como falsas maniobras en las máquinas, apertura de un seccionado bajo carga, etc.
6. Exceso de carga conectada en la línea, por que los generadores y transformadores deben trabajar en condiciones muy apuradas.

Todas las perturbaciones enumeradas y otras más, pueden reducirse a cinco grupos principales, que son:

1. Cortocircuito
2. Sobrecarga
3. Retorno de corriente
4. Subtensión
5. Sobretenión.

Se produce cortocircuito cuando hay conexión directa entre dos o más conductores de distinta fase, en una conducción eléctrica. Los cortocircuitos aumentan extraordinariamente la intensidad de la corriente que atraviesa un circuito eléctrico. Los cortocircuitos tienen efectos desastrosos sobre las máquinas y líneas eléctricas, por esta razón, deben remediarse rápidamente, de lo contrario deterioran las líneas eléctricas, fundiendo los conductores y llegando en ocasiones a destruir las máquinas eléctricas.

Se dice que un circuito está sobrecargado; cuando el circuito trabaja con mayor intensidad de corriente que aquella para la que está proyectada.

No deben confundirse los conceptos cortocircuito y sobrecarga. El cortocircuito se caracteriza por un aumento prácticamente instantáneo y muchas veces mayor de la intensidad de corriente que pasa por un circuito, mientras que la sobrecarga está caracterizada por un aumento de cierta duración y algo mayor de dicha intensidad de corriente.

Aunque no como en el caso de los cortocircuitos los efectos de las sobrecargas pueden resultar nocivos para máquinas y conductores pues provocan, sobre todo, calentamientos indeseables que, a la larga, pueden producir perforaciones en los aislantes y cortocircuitos; además, las máquinas sobrecargadas trabajan siempre con bajo rendimiento.

El retorno de corriente, se produce, sobre todo en los circuitos de corriente continua, cuando la intensidad de corriente del circuito disminuye hasta valores inferiores a cero; en este caso, como la intensidad es de valor negativo, el sentido de la corriente se invierte.

La subtensión aparece cuando, por una u otra causa, la tensión en la central es inferior a la nominal.

La sobretenión es lo contrario de la subtensión, o sea; una tensión en la central, mayor que la nominal.

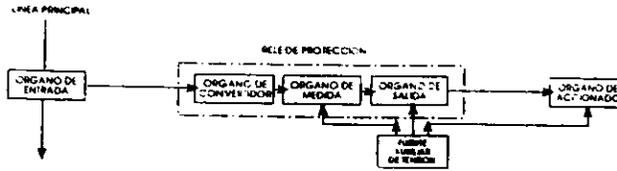


Figura 1.21.- Esquema de la disposición general de un relevador de protección.

1.8.1.- DISPOSITIVOS DE PROTECCION CONTRA LAS PERTURBACIONES.

Para disminuir los efectos de estas perturbaciones, son necesarios dispositivos de protección apropiados. cualquier dispositivo de protección consta de los elementos mencionados en la figura 1.21 es decir:

1. Un órgano de entrada, que detecta las señales procedentes de una perturbación y las convierte en señales aptas para ser recogidas por el relevador de protección, es decir, de potencia y de baja tensión. Por lo general los órganos de entrada de los dispositivos de corriente de protección, son transformadores de intensidad y transformadores de tensión los cuales, además de órganos de entrada, sirven de aislamiento eléctrico entre las partes de alta y baja tensión del sistema eléctrico.
2. En el órgano de conversión, se convierten las señales procedentes del órgano de entrada, de tal forma que puedan medirse por el órgano que sigue. Algunas veces, no existe éste órgano de conversión y las señales pasan directamente desde el organo de medida.
3. El órgano de medida es sin duda, la parte más importante del dispositivo de protección; aquí se miden las señales procedentes de los órganos anteriores, previamente adaptadas por dichos órganos, y se decide de acuerdo con el valor de la medida, cuando debe estar en funcionamiento el correspondiente dispositivo de protección.

4. El órgano de salida es el elemento intermediario entre el dispositivo de protección y los órganos accionados por éste dispositivo. Amplifica las señales procedentes del órgano de medida y, engloban también los elementos necesarios para aumentar el número de señales de salida. Los órganos de salida clásicos son los contactores de mando y actualmente, los elementos lógicos con sus correspondientes dispositivos de amplificación.
5. El órgano accionado es, generalmente, la bobina de mando de los disyuntores, que producen la desconexión de éstos en caso de perturbación.
6. Existe siempre una fuente auxiliar de tensión que actúa como órgano de alimentación del dispositivo de protección. Esta fuente auxiliar puede ser una baterías de acumuladores a baja tensión o bien la propia red, a través de los correspondientes transformadores de intensidad y de tensión.

Los elementos que hemos llamado órgano convertidos, órgano de medida y órgano de salida generalmente están englobados en un sólo aparato, denominado relevador de protección.

1.8.2.- PROTECCION POR RELEVADORES.

La protección por relevadores es una de las diversas características del diseño de un sistema, relacionado con la disminución del daño al equipo y con las interrupciones al servicio cuando ocurren las fallas eléctricas. Dentro de límites económicos un sistema eléctrico de potencia debe diseñarse de tal manera que pueda estar adecuadamente protegido.

La función de la protección por relevadores es originar el retiro rápido del servicio de cualquier elemento de un sistema de potencia, cuando este sufre un cortocircuito o cuando empieza a funcionar en cualquier forma anormal, que pueda originar daño o interfiera de otra manera con el funcionamiento eficaz del resto del sistema.

La protección actúa sobre interruptores, que son los que desconectan el elemento defectuoso del sistema cuando reciben la señal de protección. Los interruptores están localizados de tal manera que cada uno de los elementos (generador, transformador, línea de transmisión, etc.) puedan desconectarse por completo del resto del sistema.

1.8.3.- CRITERIOS DE DISEÑO DE LA PROTECCION POR RELEVADORES.

Para cumplir las condiciones que les han sido asignadas, es decir, reaccionar a las perturbaciones producidas en las redes y máquinas, de manera eficiente, los relevadores de protección han de cubrir un conjunto de exigencias de las que, las más importantes son:

-
- Fiabilidad
- Sensibilidad
- Rapidez
- Selectividad
- Automaticidad

Fiabilidad.- Los relevadores de protección protegen máquinas y dispositivos cuyo valor es mucho más elevado que el del relevador, su fiabilidad (es decir, su seguridad de funcionamiento) ha de ser también mucho mayor que la del aparato o parte de la instalación protegida.

Sensibilidad.- Los relevadores de protección han de ser sensibles, su funcionamiento ha de ser correcto para el valor mínimo de las perturbaciones que pueda aparecer en el lugar del defecto.

Rapidez.- Los defectos en las líneas y aparatos, están caracterizados por la aparición de un arco eléctrico que calienta y destruye los aislantes y conductores en el lugar del defecto; pero estas destrucciones son proporcionales a la duración del arco por lo que, para una protección eficiente, el relevador correspondiente ha de separar la parte afectada lo más rápidamente posible.

Selectividad.- Las características y los valores de funcionamiento de los relevadores han de elegirse de tal forma que, aún para las condiciones más desfavorables, solamente queda desconectada la parte de la red o de la máquina que esté afectada por el defecto.

Automaticidad.- La enorme complejidad de las actuales redes eléctricas hace que resulte difícil localizar una falla, ya que una perturbación cualquiera en un punto de la red, repercute sobre todos los demás.

Además de las condiciones expuestas, un buen relevador de protección ha de cumplir también otras exigencias, como son:

- a) Su funcionamiento debe permanecer inalterado para las variaciones de configuración de la red, tales como puestas en paralelo, modificación de la alimentación, etc.
- b) El funcionamiento debe producirse bajo cualquiera que sea la intensidad del cortocircuito la naturaleza y la situación de los defectos, etc.
- c) El relevador debe ser insensible a las sobrecargas y sobretensiones momentáneas.
- d) El relevador ha de tener un consumo propio muy pequeño.

Una sobrecarga o un cortocircuito en un elemento de la red, están caracterizados, generalmente, por una intensidad de corriente mayor que la normal y por una caída de tensión, también mayor que la normal; por lo tanto, estos factores pueden tenerse en cuenta para prever los correspondientes dispositivos de protección.

Resumiendo los criterios más empleados para detectar un defecto, son los que se citan a continuación:

1. Aumento de la intensidad de corriente.
2. Disminución de la tensión.
3. Disminución de la impedancia aparente.
4. Comparación de la fase o de la amplitud de las corrientes de entrada y salida.
5. Inversión del sentido de la potencia entre la entrada y la salida.

En los relevadores de protección, estos criterios se utilizan individualmente, en otros casos, asociados con objeto de reforzar la seguridad del sistema de protección.

1.9.- CARACTERISTICAS DE LOS RELEVADORES DE PROTECCION.

Las características del funcionamiento más interesantes de los relevadores de protección son:

CARACTERISTICAS DE CORRIENTE:

Corriente nominal.- Corriente para la que ha sido calibrado el relevador.

Corriente de funcionamiento.- Denominada también corriente de desbloqueo, es el límite inferior del valor de la corriente que provoca el funcionamiento del relevador.

Corriente permanente admisible.- Llamada algunas veces corriente de calentamiento, es el valor máximo de la intensidad que puede soportar permanente la bobina del relevador.

Corriente máxima admisible.- Llamada también valor de sobreintensidad, es el valor máximo de la intensidad que puede soportar la bobina del relevador durante un tiempo determinado.

Corriente a la apertura.- Es el valor máximo de la intensidad que pueden cortar los contactos del relevador en el momento de apertura de los mismos.

Corriente al cierre.- Valor máximo de la intensidad que puede atravesar los contactos del relevador, en el momento del cierre de los mismos.

Corriente de retorno.- Valor de la corriente para que el relevador vuelva a su posición de reposo.

CARACTERISTICAS DE TENSION:

Tensión de servicio.- Es la tensión para la que ha sido calibrado el relevador.

Tensión de funcionamiento.- Denominada otras veces tensión de desbloqueo es el límite inferior del valor de la tensión que provoca el funcionamiento del relevador.

Tensión permanentemente admisible.- Es el valor máximo de la tensión que puede soportar permanente la bobina del relevador.

Tensión máxima admisible.- También se le llama valor de sobretensión y es el valor máximo de la tensión que puede soportar la bobina del relevador en un tiempo específico.

Tensión de retorno.- Valor de tensión necesaria para que el relevador vuelva a su posición de reposo.

CARACTERISTICAS DE POTENCIA:

Potencia de consumo.- Es la potencia absorbida por los circuitos del relevador para la tensión de servicio y la intensidad nominal.

Potencia de funcionamiento.- Denominada también potencia de desbloqueo, es el límite inferior del valor de la potencia, que provoca el funcionamiento del relevador.

Potencia permanente admisible.- Es el valor máximo de la potencia que puede soportar los circuitos del relevador.

Potencia a la apertura.- Es el valor máximo de la potencia que puede cortar los contactos del relevador, en el momento de la apertura de los mismos.

Potencia de cierre.- Es el valor máximo de la potencia que puede soportar los contactos del relevador, en el momento del cierre de los mismos.

Potencia de retorno.- Valor de la potencia para la que el relevador vuelva a su posición de reposo.

CARACTERISTICAS DE TIEMPO:

Instante de excitación.- Instante en el que la magnitud eléctrica, alcanza el valor de funcionamiento.

Tiempo de funcionamiento.- Es el intervalo de tiempo comprendido entre el instante de excitación y el accionamiento de los contactos del relevador.

Temporización.- Retardo introducido voluntariamente en el tiempo de funcionamiento del relevador.

Relevador de acción instantánea.- Relevador sin dispositivo de retardo. Entra en acción en el mismo instante en que la magnitud eléctrica llega a su valor de funcionamiento.

Relevador de acción diferida.- Llamada otras veces relevador temporizado, tiene un dispositivo de temporización de tal forma, que entra en acción después de cierto de haber alcanzado la magnitud eléctrica su valor de funcionamiento.

Relevador de retardo independiente.- Llamada otras veces relevador temporizado, tiene un dispositivo de temporización de tal forma, que entra en acción después de cierto tiempo de haber alcanzado la magnitud eléctrica su valor de funcionamiento.

Relevador de retardo dependiente.- Es el relevador de acción diferido cuyo retardo es siempre el mismo cualquiera que sea el valor de la magnitud eléctrica que provoca el funcionamiento del relevador.

Relevador de retardo independiente.- Es el relevador de acción diferida cuyo retardo varía con el valor de la magnitud eléctrica que provoca el funcionamiento del relevador.

1.10.- CLASIFICACION DE LOS RELEVADORES DE PROTECCION.

Existen diferentes tipos de relevadores usados en la protección de los sistemas de potencia normalmente accionados por señales eléctricas y eventualmente por algún tipo de elemento como son los relevadores accionados por presión o temperatura, en particular para los sistemas de potencia se emplean relevadores accionados eléctricamente.

Los relevadores se pueden clasificar de acuerdo a diferentes criterios como son:

- 1.- Por las características constructivas.
- 2.- Por la magnitud eléctrica que controlan o miden.
- 3.- Por las características del tiempo de funcionamiento.
- 4.- Por la forma de funcionamiento.
- 5.- Por la forma de desconexión.
- 6.- Por la forma de conexión.

1.10.1.- CLASIFICACION DE LOS RELEVADORES DE PROTECCION POR LAS CARACTERISTICAS CONSTRUCTIVAS.

Tomando en cuenta las características constructivas, los relevadores de protección pueden ser:

- Relevadores electromagnéticos.
- Relevadores de inducción.
- Relevadores electrodinámicos.
- Relevadores electrónicos.
- Relevadores térmicos.

Los relevadores electromagnéticos están basados en la fuerza de atracción ejercida entre piezas de material magnético. Está fuerza mueve una pieza móvil en el sentido de disminución de la reluctancia del circuito magnético. En la figura 1.22 observamos dos ejemplos típicos de relevadores electromagnéticos; en la figura 1.22a, el circuito magnético está constituido por un electroimán y una armadura móvil, en la figura 1.22b, el circuito está formado por un electroimán con núcleo de succión.

En ambos casos, el circuito magnético del relevador, sobre el que están bobinados uno o varios arrollamientos E, alimentados por las tensiones o las corrientes, que se han de medir, comprende en elemento móvil M, que lleva un contacto C y que se mantienen en su posición de equilibrio por un esfuerzo antagonista, generalmente debido a un resorte R. Cuando la corriente que circula por los bobinados alcanza un valor suficiente, el elemento móvil se desvía de forma que cierre el circuito magnético, lo que provoca el cierre de los contactos. En la figura 1.22a, el circuito magnético dispone de un entrehierro constante, de un núcleo fijo y de una armadura móvil y el entrehierro variable; el núcleo móvil se mantiene en su posición de equilibrio por la acción de un resorte o por su propio peso.

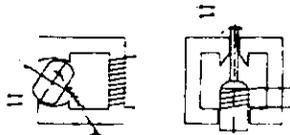


Figura 1.22.- Relevador de protección electromagnético
a).- de armadura móvil. b).- de núcleo de succión.

Las principales ventajas de los relevadores electromagnéticos están en su simplicidad, robustez y su economía. Estas ventajas hacen que los relevadores electromagnéticos sean empleados como relevadores de tensión, de intensidad, etc.

Los relevadores de inducción, son muy empleados en la actualidad por las muchas aplicaciones y combinaciones que admiten; su principio de funcionamiento es el siguiente, (mostrado en la figura 1.23): Un disco D, móvil alrededor de un eje H, horizontal, gira en el entrehierro E de un sistema electromagnético análogo al de un contador. En el tipo de electroimán de inducción, un núcleo central a dividido en su extremo en dos piezas polares A y A', lleva un arrollamiento PP'. El retorno del flujo magnético que atraviesa el núcleo, se realiza por dos culatas B y B' frente a una armadura C, la cual puede desplazarse paralelamente a sí misma, haciendo variar el entrehierro.

Sobre los dos grupos de piezas polares AB y A'B' se montan en serie las bobinas de un segundo arrollamiento QQ', de forma que se produzcan en estos dos grupos, dos polos de nombres opuestos.

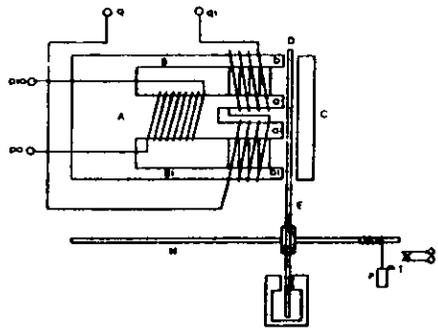


Figura 1.23.- Relevador de protección de inducción.

En la figura 1.24 se representa otro sistema de electroimán de inducción; el arrollamiento QQ' está montado en la armadura del electroimán CC'. En ambos casos, el arrollamiento PP' tiene una inductancia bastante mayor que la de los arrollamientos QQ'. Esta inductancia puede modificarse a voluntad, eligiendo convenientemente la separación entre los polos AB y A'B', o bien variando la longitud de la pieza polar CC'.

El par desarrollado sobre el disco vale :

$$M = K1 \Phi1 \Phi2 \text{ sen } (\Phi1 \Phi2)$$

Donde:

$K1$ = Constante del aparato.

$\Phi1$ = Flujo magnético producido por el arrollamiento PP' .

$\Phi2$ = Flujo magnético producido por el arrollamiento QQ' .

$\Phi1\Phi2$ = Angulo de defasamiento entre $\Phi1$ y $\Phi2$.

Para obtener un relevador de protección, basta oponer al par del disco, un par resistente de valor fijo conveniente y previamente calibrado. En los relevadores esquematizados en las figuras 1.23 y 1.24, éste par resistente viene dado por un contrapeso P , arrollado sobre el eje o sobre una polea. Se puede regular el valor de funcionamiento del relevador, actuando sobre la posición de la armadura C y, sobre el valor del contrapeso P , en su caso, la temporización del relevador, por la posición de la cadena o cuerda de suspensión del contrapeso.

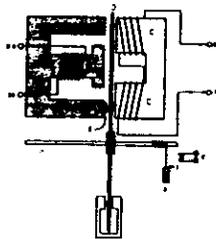


Figura 1.24.- Otro tipo de relevador de protección de inducción.

El funcionamiento de los electrodinámicos está basado en la acción de una bobina fija sobre una bobina móvil, incluyen también un circuito magnético de hierro u otro material magnético y, en este caso, se denominan relevadores ferrodinámicos.

En la figura 1.25 representamos esquemáticamente un relevador ferrodinámico; el par es debido a la acción del flujo de las bobinas de campo sobre la corriente que pasa por el cuadro móvil, y vale:

$$M = K1 i1 i2 \cos\alpha$$

Donde:

$K1$ = Constante del aparato.

$i1$ = Corriente de la bobina de campo.

$i2$ = Corriente de la bobina del cuadro móvil.

α = Defasamiento entre las corrientes $i1$ e $i2$.

La tensión del circuito se aplica a la bobina móvil a través de una resistencia en serie. Para evitar que, a causa de la autoinductancia de la bobina móvil, las corrientes inducidas en ésta por el campo inductor, originen un par parásito antagonista, que es particularmente perjudicial cuando la corriente es elevada y la tensión es pequeña. La autoinducción del cuadro se compensa, conectando una fracción de la resistencia en serie, en paralelo con un condensador de capacidad adecuada.

La sensibilidad de estos relevadores es muy grande, aunque no permiten una temporización larga en su funcionamiento, debido al débil desplazamiento angular de la bobina móvil. Tienen el inconveniente de su elevado costo de construcción.

Los relevadores electrónicos recurren, para su funcionamiento, a dispositivos electrónicos tales como diodos, transistores, tiristores, etc. Estos relevadores se emplean en la técnica de la protección desde hace relativamente poco tiempo y aún no se han cubierto todas las posibilidades que los dispositivos electrónicos pueden proporcionar en la protección de máquinas y redes.

Los relevadores térmicos se emplean, sobre todo contra las sobrecargas. Estos relevadores desconectan la máquina cuando sus devanados, por causa de una sobrecarga, alcanzan una temperatura capaz de dañar a los aislantes, es decir, de un dispositivo cuya ley de calentamiento sea análoga a la del objeto protegido.

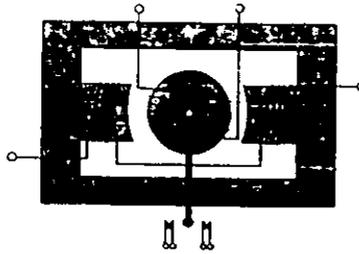


Figura 1.25.- Relevador de protección electrodinámico.

1.10.2.- CLASIFICACION DE LOS RELEVADORES DE PROTECCION POR LA MAGNITUD ELECTRICA QUE CONTROLAN.

Por la magnitud eléctrica que controlan los relevadores de protección pueden ser:

- Relevadores de intensidad
- Relevadores de tensión
- Relevadores de producto
- Relevadores de cociente.
- Relevadores diferenciales.
- Relevadores de frecuencia.

Los relevadores de intensidad actúan por la acción de la intensidad de corriente que lo atraviesa. Estos dispositivos pueden ser relevadores de máxima intensidad, cuando entran en funcionamiento si la intensidad del órgano protegido sobrepasa un cierto valor previamente determinado o relevador de mínima intensidad, si el funcionamiento tiene lugar cuando la intensidad disminuye por debajo de un valor previamente fijado. Por lo general estos relevadores son electromagnéticos y en algunos casos térmicos.

Los relevadores de tensión actúan por las variaciones de la tensión a que está sometido el relevador. Se llaman relevadores de máxima tensión y relevadores de sobretensión, si actúan al sobrepasar la tensión el valor previamente fijado, y relevador de mínima tensión o relevador de subtensión, si entran en funcionamiento cuando la tensión baja por debajo del valor prefijado. Generalmente son del tipo electromagnético.

Los relevadores de producto actúan, por la acción del producto de dos magnitudes eléctricas, los más conocidos son los relevadores de potencia, los cuales entran en funcionamiento por la acción del producto de la corriente que atraviesa por la tensión a que están sometidos los bornes de éste mismo. Normalmente son del tipo ferrodinámicos.

Los relevadores de cociente entran en funcionamiento cuando el cociente de dos magnitudes eléctricas llega a cierto valor prefijado. Los más conocidos son los relevadores de mínima impedancia, que actúan cuando la impedancia del relevador, disminuye por debajo del valor prefijado, es decir, por la relación:

$$Z = V / I$$

Los relevadores diferenciales entran en funcionamiento, cuando la diferencia de dos o más magnitudes eléctricas del mismo tipo sobrepasan un valor fijado de antemano. Los relevadores diferenciales se caracterizan, por su sensibilidad y por su selectividad; por lo general son del tipo electromagnético.

Los relevadores de frecuencia funcionan cuando la frecuencia se aparta del valor previamente establecido, por lo general son del tipo de inducción.

1.10.3.- CLASIFICACION DE LOS RELEVADORES DE PROTECCION POR EL TIEMPO DE FUNCIONAMIENTO.

Teniendo en cuenta el tiempo de funcionamiento, los relevadores de protección se pueden clasificar en:

- Relevadores de acción instantánea.
- Relevadores de acción diferida.

Los relevadores de acción instantánea no tienen dispositivo de retardo, entran en funcionamiento en el mismo instante en que la magnitud eléctrica controlada sobrepasan el valor previamente ajustado. Se les llama también relevadores instantáneos.

En la figura 1.26 se representa la característica de funcionamiento de un relevador instantáneo de máxima intensidad. En el eje de las abscisas se representan las intensidades de corriente y en el eje de las ordenadas, los tiempos de

funcionamiento o desconexión del relevador. Mientras el circuito protegido por el relevador está atravesado por una corriente inferior o igual a la intensidad nominal I_0 , el relevador no funciona. Si se presenta una sobreintensidad, el relevador funciona después de transcurrido el tiempo t_0 que, en los relevadores actuales es del orden de centésimas de segundo, es decir, prácticamente instantáneo. Cualquiera que sea el valor de sobreintensidad, el tiempo de funcionamiento del relevador es t_0 .

Los relevadores de acción diferida se llaman también, relevadores temporizados. Estos relevadores tienen un dispositivo de temporización de tal forma, que el relevador entra en funcionamiento después de cierto tiempo de haber alcanzado la magnitud eléctrica controlada del valor de su funcionamiento. A su vez, los relevadores de acción diferida pueden ser:

- Relevadores de retardo independiente.
- Relevadores de retardo dependiente.

Los relevadores de retardo independiente, se temporización es siempre la misma, cualquiera que sea el valor de la magnitud eléctrica que provoca el funcionamiento del relevador. En la figura 1.27, se presenta la característica de funcionamiento de un relevador de retardo independiente de máxima intensidad. La corriente nominal del relevador es I_0 y su tiempo de funcionamiento es t_0 ; se se presenta una sobreintensidad de valor cualquiera (I_1 , I_2 , etc.) el relevador entra en funcionamiento después de transcurrido el tiempo $t_0 + t_1$, siendo t_1 la temporización del relevador. Esta temporización es ajustable y puede llegar a valer desde uno o varios segundos.

Los relevadores de retardo dependiente no tienen una temporización fija, como los anteriores, sino que varía con el valor de la magnitud eléctrica que controla el relevador. Casi siempre son de tiempo inverso, la temporización es inversamente proporcional al valor de la magnitud controlada.

En la figura 1.28 se representa la característica de funcionamiento de un relevador de retardo dependiente de máxima intensidad con tiempo inverso. I_0 es la corriente nominal del relevador y t_0 el tiempo propio de funcionamiento; a I_0 le corresponde una temporización t , siendo el tiempo total de funcionamiento $t_0 + t_1$. A un valor I_1 mayor que el anterior, le corresponde una temporización t_1 menor que la anterior, y así sucesivamente. Para una sobreintensidad muchas veces mayor I_C , considerada como corriente de cortocircuito, el relevador actúa como si se tratara de un relevador instantáneo, es decir que su tiempo total de funcionamiento se reduce a t_0 .

Pueden ajustarse los tiempos de funcionamiento, obteniéndose una familia de curvas parecidas a las representada en la figura 1.28 y aproximadamente paralelas.

1.10.4.- CLASIFICACION DE LOS RELEVADORES DE PROTECCION POR LA FORMA DE FUNCIONAMIENTO.

Por la forma con que actúan sobre el dispositivo de disparo del interruptor, los relevadores de protección pueden ser:

- Relevadores directos.
- Relevadores indirectos.

Los relevadores directos actúan directamente sobre el dispositivos de disparo del interruptor principal. En la figura 1.29, se representa un generador con un interruptor en posición de conectar. Dos fases del generador se llevan a través de dos relevadores A1 y A2 que, son de máxima intensidad. Por el circuito circula una corriente demasiado elevada, uno o los dos relevadores entran en funcionamiento; al atraer la armadura, esta suelta el dispositivo del interruptor, al que esta mecánicamente unido, y dicho disyuntor se dispara por la acción del muelle antagonista, abriéndose el circuito. Este dispositivo se utiliza solamente para pequeñas potencias y tensiones.

Cuando se trabaja con altas tensiones o existe el peligro de elevadas corrientes de cortocircuitos, se utiliza el dispositivo representado en la figura 1.30, que difiere del anterior en que los relevadores están alimentados a través de transformadores de intensidad; de ésta forma los relevadores no quedan sometidos a altas tensiones y, gracias a la saturación de los transformadores, aún cuando se produzcan intensas corrientes de cortocircuito se pueden lograr que las corrientes de cortocircuito que atraviesan a los relevadores sean admisibles. Los transformadores de intensidad han de ser robustos, puesto que han de suministrar la corriente para accionar el dispositivo de desenganche del interruptor.

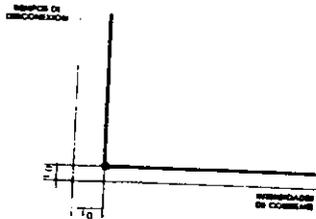


Figura 1.26.- Características de funcionamiento de un relevador instantáneo.

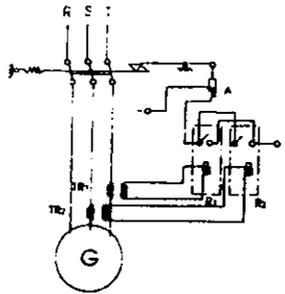


Figura 1.31.- Esquema de conexiones de un relevador indirecto.

Los relevadores indirectos no actúan directamente sobre el dispositivo de desenganche del interruptor, sino a través de contactos de cierre o de apertura, según los casos. En la figura 1.31, se han representado esquemáticamente dos relevadores indirectos de sobreintensidad. Los relevadores R1 R2 están alimentados a través de transformadores de intensidad; cuando se presenta una sobreintensidad en el circuito, uno o los dos relevadores atraen sus armaduras y unos contactos de cierre mecánicamente solidarios a éstas; mediante estos contactos se cierra el circuito del aparato de disparo A, desconectándose el interruptor, como los contactos de ambos relevadores entran en funcionamiento para conseguir la desconexión del interruptor. Con ésta disposición, los relevadores R sólo tienen que cerrar un contacto y, por lo tanto, sólo tienen que ejercer fuerzas pequeñas, lo cual significa que pueden construirse pequeños y sensibles; además, los transformadores de intensidad también pueden dimensionarse para una potencia más pequeña.

Los relevadores primarios son preferibles en interruptores aislados (cabinas de distribución, pequeñas subestaciones transformadoras, instalaciones industriales, etc.) donde no hay interés en centralizar los relevadores sobre tableros, donde no hay más que relevadores de intensidad y donde se desea evitar el costo y mantenimiento de la fuente auxiliar de energía, necesaria para la alimentación de los aparatos de desenganche.

Los relevadores indirectos resultan más convenientes en las centrales y estaciones de alguna importancia, porque pueden agruparse sobre un tablero, facilitando el control de la explotación.

1.10.5.- CLASIFICACION DE LOS RELEVADORES DE PROTECCION POR LA FORMA DE DESCONEXION.

Por la forma como se desconecta el interruptor en caso de perturbación, los relevadores de protección son:

- Relevadores de desconexión mecánica.
- Relevadores de desconexión eléctrica.

Los relevadores de desconexión mecánica son siempre relevadores directos, desconectan el interruptor utilizando medios mecánicos tales como resortes, juegos de palancas, levas, etc.

Para relevadores directos de sobreintensidad como se muestra en la figura 1.32, cuando la bobina de excitación es recorrida por intensidad igual o mayor que la intensidad nominal de la línea, según la indicación del tambor de ajuste C, situada frente al índice, la fuerza atractiva ejercida sobre el núcleo vence la resistencia del resorte "b", se desplaza la pieza "a" hacia la izquierda, y el núcleo comienza su movimiento ascensional. En este movimiento, y gracias al tope inferior "d", arrastra consigo la palanca.

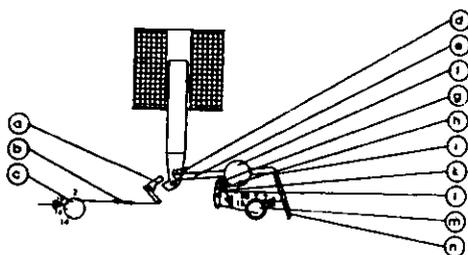


Figura 1.32.- Dispositivo mecánico de desconexión para relevadores directos de máxima intensidad.

Los relevadores de desconexión eléctrica son, casi siempre relevadores indirectos. Al funcionar el relevador, cierra o abre, un circuito auxiliar en el que se encuentra la bobina de desenganche del interruptor. Por la naturaleza de los contactos que accionan los relevadores de desconexión eléctrica se clasifican en:

- Relevadores de contacto de cierre.
- Relevadores de contacto de apertura.
- Relevadores de contacto de conmutación.

En la figura 1.33 , se muestra un relevador de contacto de cierre. El circuito de la bobina de desconexión está abierto; al funcionar un relevador, este acciona un contacto que cierra al circuito; con lo que la bobina atrae a su núcleo y abre al interruptor. Cuando se conectan varios relevadores sobre una misma bobina de apertura, los contactos de cierre se conectan en paralelo.

En el relevador de contacto de apertura, como el ilustrado en la figura 1.34, cuando el relevador no esta en funcionamiento, está cerrado el circuito de la bobina de desenganche del interruptor; este permanece cerrado por la acción del nucleo atraído por la bobina. Al entrar en funcionamiento el relevador de protección, este acciona un contacto que abre el circuito anterior , el núcleo de la bobina se suelta, desenganchando al interruptor. Cuando se montan varios relevadores sobre una misma bobina de desenganche, los contactos de apertura se montan en serie.

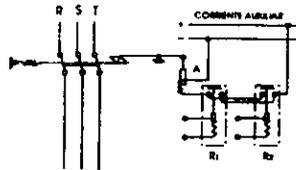


Figura 1.33.- Esquemas de conexiones de un relevador de desconexión eléctrica por contactos de cierre.

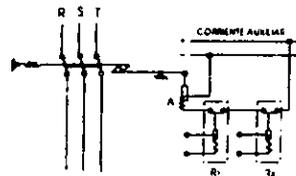


Figura 1.34.- Esquema de conexiones de un relevador de desconexión eléctrica por contacto de apertura.

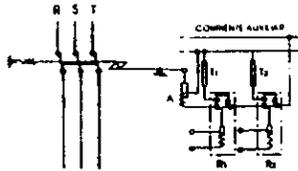


Figura 1.35.- Esquema de conexiones de un relevador de desconexión eléctrica por contacto de conmutación.

El inconveniente de los dos relevadores anteriores, tanto de cierre como de apertura, es que se forma siempre un arco eléctrico al abrirse o cerrarse los contactos. Para evitar esto se ideó el relevador de contacto de conmutación, mostrándolo en la figura 1.35. Normalmente está cerrado el circuito de la bobina de desenganche y el interruptor está cerrado por la posición del núcleo, atraído por la bobina. Cuando el relevador entra en funcionamiento, primero cierra un contacto en paralelo con la bobina de desenganche con una resistencia y unos instantes después, se abre otro contacto, de tal forma que la bobina queda desconectada del circuito, provocando la apertura del interruptor, mientras el circuito se cierra sobre la resistencia anterior.

1.10.6.- CLASIFICACION DE LOS RELEVADORES DE PROTECCION POR LA FORMA DE CONEXION.

Después de haber estado en funcionamiento, y cuando han cesado las causas de perturbación, los relevadores de protección deben permitir que los elementos protegidos, vuelvan a su funcionamiento normal, cerrando el interruptor correspondiente. Por la forma de conectar nuevamente éste interruptor al circuito, los relevadores de protección pueden ser:

- Relevadores de cierre automático
- Relevadores de bloqueo.

Los relevadores de cierre automático, constan de un circuito protegido por ellos, vuelve automáticamente a las condiciones iniciales de funcionamiento, al cesar las perturbaciones que provocó la acción del relevador; es decir, que el

relevador se restablece por sí solo y queda en condiciones de funcionar nuevamente cuando sea necesario.

En los relevadores de bloqueo, el circuito protegido no vuelve a las condiciones de funcionamiento anteriores a las perturbaciones, cuando cesa ésta perturbación. Hay que restablecer manualmente el relevador, disponiendo los contactos para que pueda funcionar de nuevo, pues, de lo contrario, el circuito protegido por el relevador quedaría permanentemente bloqueado.

Los relevadores de protección de bloqueo están combinados con dispositivos de señalización óptica, luminosa o sonora, que indican al personal de servicio la presencia de una perturbación.

1.10.7.- RELEVADORES AUXILIARES.

Además de los relevadores de protección, en los sistemas de protección se utilizan otros relevadores que cumplen funciones complementarias, los más importantes son:

- Relevadores intermedios.
- Relevadores de señalización.

RELEVADORES INTERMEDIOS.

Muchas veces, los contactos de los relevadores de protección son excesivamente débiles para accionar directamente la bobina de disparo del interruptor. En la figura 1.36, se intercala entre el relevador de protección 2 y la bobina de disparo 4 un relevador intermedio cuyos contactos ya pueden soportar la corriente que ha de atravesar la bobina de disparo del interruptor.

RELEVADORES DE SEÑALIZACION.

Estos relevadores constan de un circuito electromagnético el cual, al ser excitada su bobina, deja libre un disco, que cae, haciendo que se cierre uno o dos contactos conmutables produciendo, por un lado, la alarma mediante una bocina y aviso óptico mediante indicadores o mediante una lámpara de señalización.

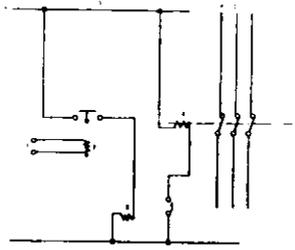


Figura 1.36.- Esquema de conexiones de un relevador de protección con relevador intermedio: 1.-Magnitud a medir, 2.-Relevador de protección, 3.- Relevador intermedio, 4.- Bobina de desconexión del interruptor principal, 5.- Interruptor principal, 6.- Línea de corriente auxiliar.

CAPITULO II.- CONSTITUCION DEL TRANSFORMADOR.

2.1.- CONCEPCION GENERAL DEL TRANSFORMADOR.

El transformador comprende, un circuito magnético sobre el que están montados arrollamientos de cobre o de aluminio, generalmente separados entre sí. A pesar de esta simplicidad, se han ideado muchas variantes constructivas para los transformadores en vista al ahorro de material magnético o de arrollamientos, a la facilidad de transporte, al menor tiempo empleado en el montaje, a su menor dimensionamiento, a su funcionamiento en condiciones anormales de servicio, etc. Si tratáramos todas estas variantes constructivas resultaría complicado ya que la mayoría de ellas no tienen actualmente aplicación y otras están en periodo experimental.

Por estas razones, en éste capítulo damos las variantes constructivas y los elementos estructurales de los transformadores en el transporte y distribución de la energía eléctrica.

En la actualidad, la mayoría de transformadores construidos, se pueden agrupar en dos sistemas constructivos:

- 1.- Transformadores de columna con arrollamientos concéntricos.
- 2.- Transformadores acorazados con arrollamientos alternados.

2.2.- ELEMENTOS CONSTITUTIVOS.

Un transformador está constituido por los siguientes elementos estructurales:

- 1.- Elementos magnéticos.
 - a) Núcleos
 - b) Culatas o yugos
- 2.- Elementos eléctricos.
 - a) Arrollamientos de alta tensión
 - b) Arrollamientos de baja tensión

3.- Elementos dieléctricos

- a) Aislamientos generales
- b) Aislamientos especiales

4.- Elementos mecánicos

- a) Elementos de fijación de los órganos magnéticos y eléctricos.
- b) Elementos de transporte y manutención del transformador.

5.- Refrigeración

6.- Accesorios.

2.3.- ELEMENTOS MAGNETICOS DE LOS TRANSFORMADORES.

Los órganos magnéticos constituyen el circuito magnético del transformador, que está formado por dos o más núcleos alrededor de los cuales se arrollan los devanados de alta y baja tensión, de dos o más culatas que unen los núcleos magnéticos, cerrando de esta forma el circuito magnético.

El circuito magnético del transformador está constituido por chapas magnéticas de 0.35mm. de grueso. Antes se utilizaban planchas aleadas, con gran cantidad de silicio, cuya cifra de pérdidas era de 11.5 W/Kg. En la actualidad se utilizan las chapas magnéticas de grano orientado, cuya cifra de pérdidas es solamente de 0.4 a 0.6 W/Kg. En el sentido más apropiado, que es de la magnetización en el mismo sentido de la laminación y cuya curva de magnetización es casi rectangular. Todas las chapas magnéticas van aisladas a ambos lados, por medio de esmalte o con aislamiento de papel; esto hace para reducir pérdidas por corrientes parásitas.

La unión entre núcleos y culatas puede efectuarse por dos procedimientos:

- a) Por junta lisa, en que la unión entre núcleos y culatas se hace simplemente por contacto y suele emplearse en transformadores de gran potencia, como se muestra en la fig. 2.1.
- b) Por juntas ensambladas, en que la unión entre núcleos y culatas se hacen por ensamble y es el procedimiento más utilizado en transformadores de pequeña y mediana potencia, como se observa en la fig. 2.2.



Figura 2.1.- Junta lisa para unión de columnas y culatas.



Figura 2.2.- Junta ensamblada para unión de columnas y culatas.

En los transformadores de gran potencia se debe conseguir una enérgica ventilación, esto se logra a la forma en que se coloquen las chapas del núcleo. como se observa en la figura 2.3, otras veces se practican estos canales directamente, disponiendo de forma adecuada las chapas en el sentido transversal, ya que el calor se transmite mejor a lo largo del hierro que a través de las planchas aisladas como las mostradas en la figura 2.4; las culatas, cuya forma no afecta a los arrollamientos, se hacen casi siempre de sección cuadrada o rectangular, algunas veces de sección escalonada aunque siempre más sencilla que la sección de los núcleos correspondientes.

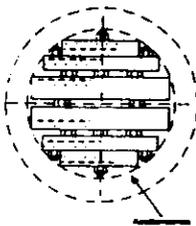


Figura 2.3.- Núcleo de sección escalonada con subdivisión de los paquetes de chapas mediante separadores escalonados

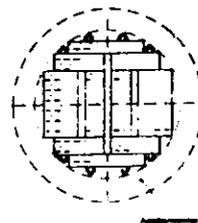


Figura 2.4.- Núcleo de sección escalonada, con canales longitudinales de ventilación.

La formación del circuito magnético debe hacerse de tal manera, que permita la colocación de los arrollamientos y después cerrarlos en la debida forma. El circuito magnético más sencillo como el de la figura 2.5, es un marco constituido por las chapas magnéticas, con dos columnas y dos culatas; sobre columnas se lleva acabo manualmente los arrollamientos: Este procedimiento es aplicable solamente a transformadores monofásicos de pequeña potencia. En transformadores de gran potencia, se disponen los núcleos y las culatas separadamente y se montan después de colocar los correspondientes arrollamientos, como se muestra en la figura 2.6.

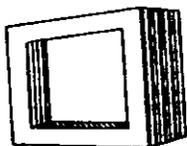


Figura 2.5.- Circuito magnético monofásico.

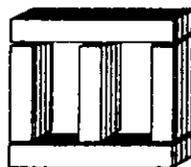


Figura 2.6.- Circuito magnético con culatas y columnas separadas.

En los transformadores de gran potencia, el transporte constituye un auténtico problema, ya que las dimensiones del circuito magnético hacen difícil el paso por los túneles o carreteras estrechas. Una forma de solucionar este problema es reducir la altura del transformador, disminuyendo la sección de las culatas y complementándolas mediante dos columnas exteriores que no llevan arrollamientos. De ésta manera, para los transformadores monofásicos, destinados generalmente a instalarse en bancos trifásicos, se obtiene el transformador de 4 columnas y, para los transformadores trifásicos. El transformador de 5 columnas. Casi todos los transformadores de potencia superior a los 30 MVA llevan el circuito magnético dispuesto de esta forma.

La construcción del circuito magnético debe realizarse de tal forma que, después de la colocación de los arrollamientos y la terminación de las conexiones, todas las chapas, tanto de las columnas como de las culatas, constituyan un conjunto rígido.

En los transformadores de pequeña y mediana potencia, el conjunto de chapas de cada columna se sujeta rígidamente mediante remaches o tornillos pasantes, aislados por manguitos y arandelas de presspan de 113mm de espesor, para evitar que pongan en corto circuito a las chapas o que constituyan con ellas espiras cerradas atravesadas por el flujo alterno, en las cuales se inducirían corrientes parásitas que provocarían pérdidas importantes por calentamiento; los remaches o

tornillos se colocan con taladros practicados en las chapas, cuyo diámetro ha de ser algo mayor que el de los remaches o tornillos, para poder intercalar los manguitos aislantes de presspan. También debajo de las arandelas se colocan arandelas de presspan, de forma que el órgano de fijación (tornillo o remache) quede totalmente aislado del núcleo magnético. Las líneas de flujo magnético en los núcleos tienen la forma indicada como se muestra en la figura 2.7; evidentemente parte de la sección transversal del hierro se desperdicia a causa de los elementos de fijación, lo que debe tenerse en cuenta en el proyecto del circuito magnético del transformador. Las chapas que constituyen las culatas se sujetan entre sí por los mismos procedimientos. El conjunto se afirma mediante planchas de madera impregnada en los transformadores más pequeños y mediante perfiles laminados convenientemente aislados de las chapas por planchas de presspan, en los transformadores de mayor tamaño; estos elementos (planchas y perfiles laminados) sirven además como elemento estructural complementario para soportar y fijar mecánicamente los arrollamientos, utilizando como separadores taquetes de madera impregnada.

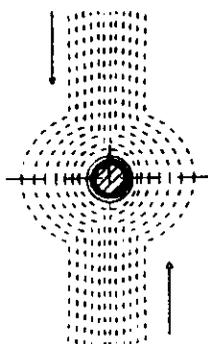


Figura 2.7.- Forma de las líneas de flujo magnético en las proximidades de un remache o tornillo pasante.

2.4.- ELEMENTOS ELECTRICOS DE LOS TRANSFORMADORES.

Los elementos eléctricos de los transformadores están constituidos por los arrollamientos de alta y baja tensión. La mayor parte de las averías que se producen en los transformadores, se deben a las siguientes causas:

1. Sobretensiones de origen atmosférico o debido a maniobra de interruptores en la red. Los arcos que pueden producirse, se sitúan entre dos tramos de

- un mismo arrollamiento o entre arrollamientos y la carcasa del transformador.
2. Sobreintensidades, que son consecuencia de cortocircuitos accidentales en las redes. Provocan elevados esfuerzos electrodinámicos que pueden comprometer seriamente las resistencias mecánicas de los arrollamientos.
 3. Lenta descomposición de un aislante localmente mal refrigerado.

Los arrollamientos de un transformador han de preverse teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- a) Comportamiento ante las sobretensiones tiene especialmente ante las ondas de sobretensión de frente escarpado.
- b) Resistencia ante los esfuerzos electrodinámicos de cortocircuito.
- c) Envejecimiento de los aislantes.

El comportamiento ante las sobretensiones tiene especial importancia en los arrollamientos de alta tensión. Antes, se pretendía obtener la resistencia a las ondas de sobretensión, recargando el aislamiento en los arrollamientos del transformador más expuestas, es decir, las situaciones en el extremo de la entrada de la línea; la tendencia actual consiste en repetir los esfuerzos lo más uniforme posible a lo largo del arrollamiento. Durante los primeros microsegundos, la onda de sobretensión tiene carácter esencialmente capacitivo; solamente intervienen las capacidades serie y las capacidades entre estos mismos elementos y la masa, denominadas capacidades derivación. El comportamiento al choque de un devanado está caracterizado por el factor:

$$\alpha = C_d / C_s$$

Donde:

C_d = Capacidad derivación

C_s = Capacidad serie

Cuando menor sea el factor α , mejor diseñado está el arrollamiento. Como la capacidad derivación esta determinada por las distancias de aislamiento necesarias debidas a la tensión de prueba, para disminuir el valor de α , hay que aumentar el valor de la capacidad serie.

La siguiente condición que debe tenerse en cuenta el proyecto de un devanado para transformador es su buen comportamiento ante los cortocircuitos; ésta condición debe considerarse como la más importante para los devanados de baja

tensión, por lo que circulan corrientes elevadas. Aunque este problema ha existido siempre, actualmente debe estudiarse con más atención debido principalmente a las siguientes razones:

1. El rápido y constante incremento de la potencias de cortocircuito de los sistemas eléctricos.
2. El aumento de las potencias nominales de los transformadores.
3. Algunas formas recientes de explotación de sistemas eléctricos, voluntariamente multiplican los cortocircuitos entre fase y tierra para facilitar la extinción de los defectos fugitivos en la línea; en estos casos, el cortocircuito ya no es accidente sino que debe incluirse entre las condiciones normales de servicio.

Los arrollamientos de un transformador están situados en un campo magnético, el campo de dispersión entre el devanado primario y el secundario; por consiguiente están sometidos a esfuerzos electrodinámicos que son pequeños a la corriente nominal de servicio, pero que pueden resultar muy elevados, en caso de cortocircuito en la red secundaria. En el caso de transformadores de arrollamiento concéntricos, la componente principal del campo de dispersión es la componente axial que produce esfuerzos electrodinámicos radiales, los cuales son de tracción respecto al devanado exterior y de compresión respecto al devanado inferior. El cálculo de estos esfuerzos permite al constructor asegurarse de que la tracción ejercida sobre los conductores del arrollamiento exterior queda por debajo de los límites de deformación elástica del cobre y que las chapas radiales están suficientemente ajustada para evitar cualquier aplastamiento del devanado inferior.

Además el cálculo de los esfuerzos electrodinámicos se realiza actualmente por calculadoras electrónicas, ya que su complejidad hace muy difícil el cálculo directo.

Los aislamientos de un transformador envejecen y aunque conserven unas buenas cualidades dieléctricas, se vuelven quebradizos con el tiempo, y su fragilidad puede originar cortocircuitos. Las principales causas que provocan el envejecimiento de los aislantes sólidos son:

- a).- La temperatura
- b).- La humedad
- c).- El contenido de oxígeno disuelto en el aceite

Por consiguiente, deben reducirse estas causas por medios adecuados.

Los arrollamientos se realizan, utilizándose el cobre como conductor de una forma general. En los arrollamientos para pequeñas intensidades de corriente, se emplean conductores de sección circular, los arrollamientos destinados a ser atravesados por corrientes de elevada intensidad, utilizan conductores de sección rectangular con aristas redondeadas.

Las bobinas se colocan sobre tubos aislantes de papel baquelizado, unas veces directamente y otras veces separados de estos tubos aislantes por listones de madera secados al calor e impregnados en aceite aislante, o por tiras de presspan; estas disposiciones favorecen la circulación del fluido refrigerante.

Existen una veintena de tipos de bobinados que pueden aplicarse a los arrollamientos de alta y baja tensión de los transformadores; todos ellos pueden dividirse en tres grandes grupos:

- a).- Arrollamiento helicoidales
- b).- Arrollamientos con bobinas superpuestas
- c).- Arrollamientos con bobinas concéntricas.

Los arrollamientos helicoidales se emplean sobre todo, para fuertes intensidades de corriente, es decir en los arrollamientos de baja tensión. El conductor de sección rectangular, se arrolla en hélice continua con las espiras algo separadas y sin aislamiento entre ellas, es decir, a base de cobre desnudo. Por lo general, los arrollamientos helicoidales están constituidos por gran número de conductores, arrollados sobre un cilindro aislante de gran resistencia mecánica de sección relativamente pequeña y conectados en paralelo ya que de esta forma se reducen las pérdidas suplementarias por circulación de corrientes parásitas.

Los arrollamientos con bobinas superpuestas, están constituidas con un gran número de bobinas elementales de pocas espiras, que se montan separadamente, conectándose después cada entrada de una bobina con salida de la anterior, se emplean para mediana y alta tensión, son las más empleadas en la técnica constructiva de los transformadores. A su vez, los arrollamientos con bobinas superpuestas se clasifican en dos grupos denominados, respectivamente arrollamientos de galleta y arrollamientos de bloque.

Los arrollamientos de galleta. Están formados por bobinas de dos capas de espiras, denominadas dobletes, devanadas en sentido contrario, sin necesidad de soldadura, como se observa en la figura 2.8.

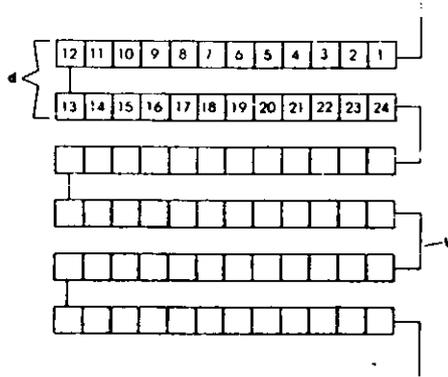


Figura 2.8.- Representación esquemática de un arrollamiento de galletas sencillo: d-doblete, v-conexiones exteriores.

Los separadores, mantenidos interiormente por medio de regletas longitudinales, separan las galletas; este tipo de arrollamientos, a base de conductores de sección rectangular, aislados con papel impregnado, se emplean para tensiones hasta 110 KV.

Cuando la corriente de servicio es elevada, los conductores resultarían de sección demasiado grande y las pérdidas por corrientes parásitas serían también grandes; para evitar este inconveniente, se bobinan varios conductores en paralelo como se muestra en la figura 2.9, cuando existen dificultades para que las conexiones exteriores formen salientes, se pueden conectar los conductores exteriores en paralelo, como se observa en la figura 2.10, para los devanados interiores y con objeto de evitar pérdidas de espacio en sentido radial, se utiliza el bobinado continuo, sin soldaduras.

Para tensiones superiores a 130 KV el reparto inicial de la tensión de choque a lo largo del arrollamiento, es un factor determinante del dimensionamiento y aislamiento de este arrollamiento; se han buscado las soluciones adecuadas para aumentar los valores de las capacidades serie de los arrollamientos ya que, un arrollamiento se comporta tanto mejor respecto a las sobretensiones, cuanto mayor es su capacidad serie. Para ello se disponen las bobinas entrelazadas como lo observado en la figura 2.11, es decir que cada galleta, en lugar de estar constituidas por una sucesión de espiras en serie, está bobinada intercalando otras espiras, situadas más lejos a lo largo del arrollamiento, de forma que se realice la sucesión de conductores representadas en la figura 2.11; es decir, bobinando dos conductores en paralelo, cruzándolos sobre el diámetro interior de cada galleta (enlaces 1-2 y 3-4

de la figura 2.11) y soldándolos a continuación sobre el diámetro exterior para formar el enlace 2-3.

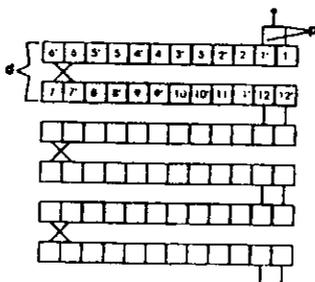


Figura 2.9 Representación esquemática de un arrollamiento de galleta con conexión interior de los conductores en paralelo: d-dobletes, p-conductores en paralelo, v- conexiones interiores.

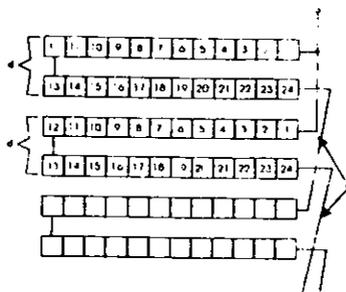


Figura 2.10.- Representación esquemática de un arrollamiento de galleta con conexión exterior de los conductores en paralelo: d- doblete, v- conexiones exteriores soldadas.

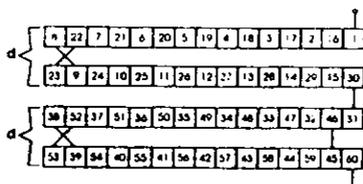


Figura 2.11.- Representación esquemática de un arrollamiento de galleta con conductores entrelazados.

Para aumentar las capacidades serie, se emplean también pantallas electrostáticas metálicas y aisladas, que se oponen al potencial de las espiras vecinas, para mejorar el reparto del campo electrostático; estas pantallas se disponen con arrollamientos de galleta normales o entrelazados y, en éste último caso, la capacidad serie puede resultar hasta 100 veces mayor que la del arrollamiento de galleta normal, sin pantalla electrostática.

De esta forma, la distribución de las sobretensiones a lo largo del devanado, es prácticamente lineal y desaparece la necesidad de recargar el aislamiento de las galletas de entrada que muchas veces ocasionaba un aumento local de la diferencia existente entre la temperatura del punto más caliente y la temperatura media del cobre. También resulta que puede reducirse a su mínimo valor de la longitud axial de los bobinados y, de esta forma, es posible situar la entrada de alta tensión en el plano mediano del arrollamiento correspondiente, con dos medias partes en paralelo bobinadas en dirección inversa; como resultado, las distancias eléctricas en los extremos de las columnas puede dimensionarse solamente para la tensión del neutro, lo que significa que la altura del transformador puede quedar reducida.

Así como los arrollamientos de galleta se emplean preferentemente para altas tensiones, los arrollamientos de bloque se utilizan, sobre todo para tensiones medias (de 6 a 25 KV) estos arrollamientos están constituidos por un número limitado de capas de espiras de conductor de sección circular o rectangular, según los casos, generalmente se subdivide cada bobina en dos medias bobinas o dobletes, realizando los empalmes por aislante radial; a partir del centro, se bobina el conductor en dos sentidos axiales opuestos. En la figura 2.12, se muestra la sección de un arrollamiento helicoidal de baja tensión asociada con un arrollamiento helicoidal de alta tensión con bobinas de bloques en doblete.



Figura 2.12.- Sección de un arrollamiento de alta tensión con bobinas de bloques en doblete, asociado a un arrollamiento helicoidal de baja tensión.

El arrollamiento con bobinas concéntricas, llamado también arrollamiento por capas (figura 2.13); el arrollamiento está dividido en unas cuantas capas concéntricas, largas, cilíndricas y de pequeño espesor, conectadas en serie entre ellas. Entre las bobinas se disponen canales verticales de refrigeración por los que circula el aceite, asegurando de esta forma la disposición del calor. Este tipo de arrollamiento tiene excelente comportamiento a las sobretensiones, ya que las capacidades series son las capacidades derivadas de cada capa está aislada de la siguiente por un tubo de papel enrollado cuyos extremos quedan redoblados en forma de collarines y, hacia el exterior, por un canal de refrigeración, relleno de aceite, sirve a la vez, como aislante y como dispositivo de refrigeración. Finalmente, una pantalla electrostática, puesta aq potencial de la línea, recubre la capa exterior y permite obtener un reparto prácticamente lineal de las tensiones.

Una cuestión importante que debe tenerse en cuenta, sobre todo para arrollamientos destinados a corrientes de elevada intensidad, es el desequilibrio en las fuerzas magnetomotrices producido por las formas de regulación incorporadas al arrollamiento principal. Se debe tener cuidado en alejar las tomas de regulación de los extremos, donde los esfuerzos electrodinámicos debido a los cortocircuitos resultan más elevados; cuando lo exija la amplitud de variación de tensión que se desea obtener o la propia potencia del transformador, las tomas de las derivaciones intermedias debe estar repartidas en diferentes puntos del arrollamiento, de forma que queden compensadas, en lo posible, las fuerzas magnetomotrices. Finalmente, en los transformadores de interconexión de gran potencia, es norma separar el arrollamiento principal del arrollamiento de regulación, de forma que cada escalón de regulación se halla desplegado en toda la longitud del arrollamiento; en estos casos, para pequeñas variaciones de tensión. los arrollamientos de regulación se devanan en una capa, sobre un cilindro de papel baquelizado como soporte, mientras que para campos re regulación más amplios, se adoptan arrollamientos de regulación con dobletes, simples o entrelazados.

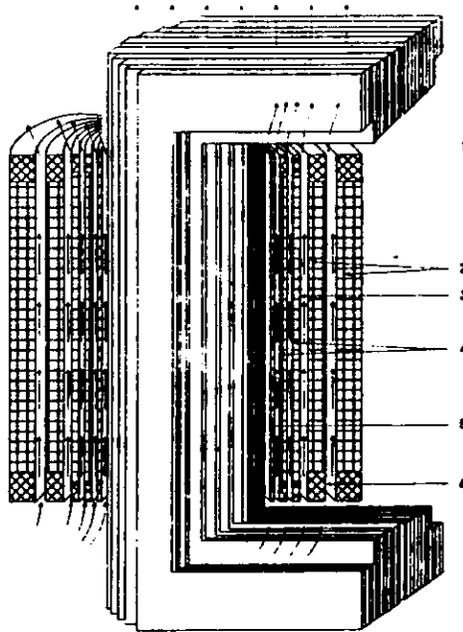


Figura 2.13.- Canales de refrigeración de los arrollamientos por capas de un transformador: 1- circuito magnético, 2- Arrollamiento de alta tensión, 3- Cilindro aislante entre los arrollamientos de alta y baja tensión, 4- Arrollamiento de baja tensión, 5- Cilindro aislante entre el arrollamiento de baja tensión y el núcleo del transformador.

2.5.- ELEMENTOS DIELECTRICOS.

Con objeto de conseguir mejor aislamiento, mayor impermeabilidad, buenas propiedades de conductividad térmica y suficiente rigidez mecánica para proteger las bobinas contra los esfuerzos mecánicos, se procede a la impregnación de las bobinas, antes de montarlas sobre los núcleos. mediante un secado previo al vacío en caliente, tras de cuya operación las bobinas se sumergen en barniz aislante para,

finalmente, realizar un último secado según las especificaciones especiales de cada tipo de barniz.

En lo que se refiere al aislamiento, propiamente dicho, cabe distinguir:

- 1.- Aislamiento entre espiras.
- 2.- Aislamiento entre capas de espiras.
- 3.- Aislamiento entre bobinas.
- 4.- Aislamiento entre enrollamientos.
- 5.- Aislamiento respecto a masa.

El aislamiento entre arrollamientos y el aislamiento respecto a masa, constituye el aislante principal, que tiene extraordinaria importancia en los transformadores de alta tensión. el aislamiento entre espiras está constituido generalmente por varias capas de papel, que deben alargarse de forma que rodeen las espiras extremas; en las bobinas de entrada hay que reforzar este aislamiento. En lo que se refiere al aislamiento entre bobinas, las bobinas se colocan sobre tubos aislantes de papel baquelizado, que no solamente actúa como aislamiento, sino también para proporcionar la necesaria fijación mecánica. Cuando las bobinas constan de muchas espiras, se dividen en muchos grupos, donde los conductores se colocan dentro de carretes o tubos aislantes; a su vez, estos carretes se colocan sobre un cilindro aislante de presspan o baquelita, colocando entre carrete y carrete, distanciadores constituidos por tiras de presspan de varios milímetros de espesor, que permiten la refrigeración de los costados radiales de los carretes. Para soportar los distanciadores se prevén tiras verticales de presspan cortadas en forma de cola de milano que se fijan a los distanciadores, tal como se muestra en la figura 2.14.



Figura 2.14.- Tiras verticales aislantes cortadas en cola de milano y distanciadores radiales, fijados a las anteriores.

Cuando las bobinas han de aislarse en sentido vertical, se emplean separadores de madera impregnada y, también capas de presspan o de baquelita.

El aislamiento principal entre arrollamiento de alta y baja tensión, entre arrollamiento y masa está constituido, generalmente, por uno o más cilindros

aislantes de cartón prensado de papel impregnado con resinas sintéticas, etc. Colocados entre ambos arrollamientos o entre el arrollamiento y las culatas se colocan sombreretes aislantes, colocados sobre las caras extremas de los arrollamientos; los sombreretes están distanciados, por medio de separadores, de madera que formen canales para la circulación del aceite.

La fijación mecánica de las bobinas de cada columna han de evitar, en lo posible, cualquier deformación que pueda producirse a causa de los esfuerzos electrodinámicos de cortocircuito. Para ello, sobre las cabezas, por medio de capas aislantes, aprietan fuertes tornillos fijados al armazón de la culata o, en otros casos, se disponen tirantes longitudinales paralelamente al eje del núcleo.

2.6.- BOQUILLAS Y TERMINALES.

Las terminales de un transformador son los bornes a los cuales se conectan las conexiones de entrada y salida de los bobinados. Cuando el transformador está introducido en un tanque de chapa de hierro, lo que es el caso más general, en la tapa o en los costados del tanque deben disponerse boquillas aislantes, en cuyo interior están situados las terminales del transformador. Estos aisladores tienen muy diversas formas constructivas que dependen de la tensión de la presión de aceite que deben soportar, de la corriente de servicio y de si el transformador se destina a montaje interior o exterior.

Las boquillas para tensiones de servicio hasta de 1 KV, se construyen de porcelana. Para tensiones de servicio de 36 KV, se emplean también boquillas de porcelana de un solo cuerpo, lisas para interiores y de campana para exteriores, como se muestra en la figura 2.15. Para tensiones de servicio comprendidas entre 36 y 110 KV se emplean generalmente boquillas de porcelana de tubos concéntricos, como el mostrado en la figura 2.19; para asegurar la homogeneidad, reduciendo al mismo tiempo las paredes individuales, otras veces, para el mismo margen de tensiones de servicio, se utilizan boquillas de porcelana, huecos y rellenos de aceite o de pasta de compound con objeto de disminuir el campo eléctrico en los puntos más peligrosos inmediatos al conductor, ya que estas sustancias tienen mejores propiedades dieléctricas que la porcelana.

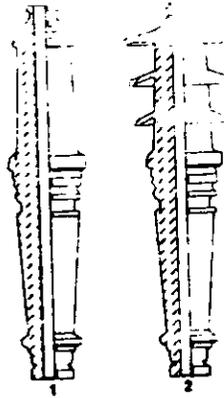


Figura 2.15.- Boquillas de porcelana de un solo cuerpo para tensiones de servicio hasta de 36 KV: 1-Boquillas para interior, 2-Boquillas para exterior.



Figura 2.16.- Boquillas de porcelana de tubos concéntricos, para tensiones de servicio comprendidas entre 36 y 110 KV.

Para muy altas tensiones de servicio (superiores a 110 KV) se presentan problemas relativos al campo eléctrico. En las boquillas descritas hasta ahora, el reparto equipotencial es muy desigual en el interior y en la superficie del aislador, de forma que la mayor parte de la diferencia de potencial aparece en las proximidades de la brida; como consecuencia resultan efectos al rededor de arcos eléctricos que acabarían por destruir el material aislante. Si se pretendiera remediar este inconveniente mediante boquillas normales de porcelana, se necesitaría un cuerpo aislante muy voluminoso y, por lo tanto, de dimensiones antieconómicas. Este inconveniente puede evitarse, guiando el reparto equipotencial casi uniforme de dicho campo. Se utilizan dos procedimientos:

a).- Boquillas rellenas de aceite.

b).- Boquillas tipo condensador.

Exteriormente ambos tipos de boquillas son muy parecidas, aunque su fundamento es completamente diferente. La boquilla llena de aceite mostrada en la figura 2.16, está constituida por un aislador de porcelana fijado a la tapa del transformador por medio de una brida. En la parte superior, se fija la terminal que asegura la conexión con la red así como una cámara de vidrio con un nivel que permite darse cuenta del estado de relleno del la boquilla. El interior de la boquilla está constituida por un grupo de cilindros aislantes concéntricos del pequeño espesor, que contiene armaduras metálicas, para realizar un reparto favorable del campo eléctrico. Los tubos aislantes se mantienen espaciados por medio de separadores de madera dura tratada, situados en sus extremos superior e inferior; estos separadores tienen la forma de arandelas y están perforados por agujeros de pequeño diámetro, para permitir la circulación de aceite. Esta disposición evita que una sobrepresión brusca accidental en el tanque no se transmita inmediatamente al interior del aislador. Estos aisladores se construyen para tensiones de servicio de 400 KV.

La boquilla tipo condensador como se observa en la figura 2.17, está constituida por un cuerpo aislante de papel baquelizado, enrollado en caliente y, bajo presión sobre un tubo de cobre. En el aislamiento se insertan armaduras semiconductoras, de forma que se constituyan una serie de condensadores cilindricos y coaxiales que reparten convenientemente la tensión entre el tubo de cobre y una brida de fijación introducida en el cuerpo aislante. Una envoltura exterior de porcelana, protege el cuerpo aislante de las influencias atmosféricas. El espacio intermedio entre el cuerpo aislante y la cubierta de porcelana; está ocupado por un aceite especial tratado para obtener una elevada rigidez dieléctrica; este aceite está herméticamente aislado de las influencias exteriores. Se construyen boquillas entre 30 y 750 KV, es decir que su ampo de aplicación se extiende desde las medias tensiones hasta las más elevadas tensiones de transporte empleadas en la actualidad.

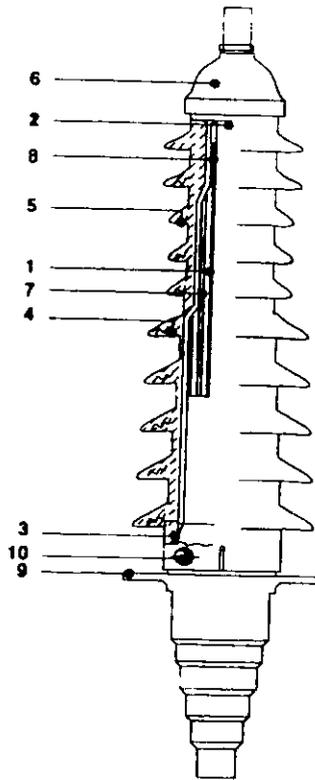


Figura 2.17.- Boquilla tipo condensador para tensiones de servicio hasta 750KV 1-Cuerpos de papel fenoplástico, 2-Tubo metálico central, 3-Brida de fijación, 4-Aislador exterior de porcelana, 5-Junta de unión entre los cuerpos del aislador de porcelana, 6-Cubierta exterior de estanqueidad, 7-Junta de dilatación, 8-Papel fenoplástico, 9-Tornillo de degasificación, 10-Borne de medida.

2.7.- REFRIGERACION DE LOS TRANSFORMADORES.

Las pérdidas de energía que se producen en un transformador en servicio, tanto en el circuito magnético como en los arrollamientos, se convierten en calor, que es necesario evacuar al medio exterior, con objeto de que la evaluación de temperatura interna, sea inferior al calentamiento admitido como normal en los distintos elementos que constituyen el transformador.

Refrigeración por aire.- La temperatura por aire refrigerante no sobrepasará en ningún caso los siguientes valores:

a).- 30°C para la temperatura media diaria.

b).- 20°C para la temperatura media anual.

Refrigeración por agua.- La temperatura máxima del agua de refrigeración a la entrada del transformador será de 25°C.

Estos límites de calentamiento y de refrigeración tienen gran importancia, ya que el envejecimiento de un transformador es función de la temperatura de 8°C sobre los límites expuestos representa una reducción de 50% de la vida del transformador, puesto que si está sometido a frecuentes cortocircuitos de cierta duración, los calentamientos producidos pueden rebasar los límites máximos admitidos, lo que provoca una disminución de la vida del transformador.

La mayoría de los transformadores están refrigerados por aceite, el cual se emplea como aislante y como medio evacuador del calor producida por pérdidas de energía eléctrica en los arrollamientos y en el circuito magnético, hasta el agente refrigerante exterior, generalmente aire o agua. La construcción del tanque del transformador se rige, esencialmente por sistema de refrigeración elegido.

SISTEMA DE REFRIGERACION.

Clasificación de los sistemas de refrigeración de los transformadores:

1. Autorrefrigeración, es decir, por radiación y convección natural.
2. Ventilación independiente (circulación de aire).
3. Circulación forzada del aceite, por medio de bombas, que pueda estar asociada con:

a).- Autorrefrigeración.

b).- Ventilación independiente.

c).- Refrigeración por agua.

AUTORREFRIGERACION DE TRANSFORMADORES.

En la autorrefrigeración de transformadores, la evacuación del calor producido se efectúa por radiación y convección natural. Por su sencillez, es el sistema más generalizado y se emplea en transformadores hasta potencias de unos 30 MVA.

Los transformadores de muy pequeñas potencias (hasta 1 MVA) se montan directamente al aire, sin caja protectora y sin aceite.

Para transformadores de potencias hasta unos 75 KVA, se emplea ya la refrigeración por aceite pero con tanques de paredes lisas. Para potencias mayores y, hasta unos 200KVA, se aumenta la superficie de refrigeración, recurriendo al empleo de tanques ondulados, pudiendo ser la profundidad de onda hasta 300 mm.

Para potencias más elevadas, la superficie de la caja ondulada resulta insuficiente para evacuar el calor y debe recurrirse entonces el empleo de dispositivos de refrigeración especiales. Las firmas europeas prefieren el empleo de radiadores. Unas veces estos radiadores se colocan normalmente a la superficie de radiación sin necesidad de dimensionar la superficie de radiación del tanque excesivamente; la unión de los radiadores a la caja, se consigue mediante tubos embriados, o por soldadura. Las casas constructoras americanas o europeas, en lugar de los radiadores independientes adosados al tanque del transformador, refieren al tanque con haz de tubos soldados a la parte superior e inferior del tanque, en una, dos o más hileras y por el interior de estos tubos circula el aceite del transformador, evacuando el calor por la superficie de refrigeración que representa las paredes de los tubos.

2.7.1.- REFRIGERACION DE TRANSFORMADORES POR VENTILACION INDEPENDIENTE.

Para potencias superiores a unos 20 MVA, ya que resulta difícil montar en el contorno del tanque, los suficientes radiadores para disipar de forma natural, el calor producido por las pérdidas de energía. En estos casos, es de empleo general el soplado de los radiadores mediante ventiladores adosados, que envían el aire refrigerante a través de dichos radiadores. De esta manera, se consigue una reducción de las dimensiones exteriores del transformador sobre las del tipo normal de autorrefrigeración y una economía de material tan importante que a pesar de los gastos de instalación de los ventiladores el transformador con este tipo de sistemas de refrigeración resulta más económico que el transformador autorrefrigerado, sobre todo a partir de potencias de unos 15 MVA, también sucede que, con un moderado gasto de materiales, puede aumentarse la potencia nominal de un transformador determinado, proyectado en principio para autorrefrigeración. Los transformadores de ventilación independiente, pueden dividirse en dos grandes grupos:

1. Transformadores con ventilación independiente, los cuales se proyectan de forma que están autorrefrigerados hasta el 60% de su potencia nominal, recurriéndose al empleo de ventiladores para cargas más elevadas.

2. Transformadores con autorrefrigeración hasta plena potencia nominal, que puede incrementarse hasta un 25% mediante una ventilación independiente suplementaria.

Los radiadores pueden estar adosados al tanque del transformador y unidos a éste mediante soldadura o tubos embriados. En este caso, los ventiladores pueden estar dispuestos para el soplado vertical. El sistema de soplado horizontal parece preferible, ya que se necesitan menos ventiladores que para el soplado vertical y, además, son de marcha silenciosa.

Para transformadores de gran potencia, los radiadores se montan sobre colectores, para construir un equipo separado del tanque del transformador. Las canalizaciones que enlazan al tanque y al equipo de refrigeración son de diámetros suficientes para que la circulación del aceite se realice naturalmente.

En cualquiera de la disposición que se han reseñado, las maniobras de conexión y desconexión de los ventiladores, pueden realizarse manual o automáticamente. La maniobra manual requiere una cuidadosa vigilancia y solamente puede utilizarse en las instalaciones provistas de personal especialmente encargado del control de la instalación; por esta causa, casi siempre resulta más conveniente la maniobra automática de los ventiladores, ya que, de esta forma, el funcionamiento del transformador no queda afectado por los descuidos o fallos del personal encargado de realizar las operaciones.

2.7.2.- REFRIGERACION DE TRANSFORMADORES POR CIRCULACION FORZADA DE ACEITE.

En los transformadores de potencias muy elevadas, es necesario recurrir al sistema de circulación forzada de aceite ya que las pérdidas de energía disipada en calor tiene un valor absoluto bastante considerable, aunque resulten pequeñas en relación con la potencia total del transformador. Como la circulación forzada del aceite favorece la evacuación del calor, pueden reducirse considerablemente las dimensiones generales del transformador, lo que resulta una importante ventaja para su transporte, instalación y espacio ocupado.

En los transformadores refrigerados por circulación forzada de aceite, se aspira el aceite caliente, por medio de una bomba, y luego es impulsado hacia los equipos de enfriamiento donde se refrigera por convección natural de aire, por la acción del aire soplado o por circulación de agua. El aceite refrigerado se impulsa después a la parte inferior del transformador, desde donde pasa por los canales de refrigeración practicados entre los arrollamientos, para iniciar, una vez caliente, un nuevo ciclo de recirculación.

La circulación forzada de aceite con refrigeración por convección de aire, es decir, por autorrefrigeración no tiene ventaja especial, necesitándose además mucho espacio para la instalación del grupo de radiadores que, en este caso, han de montarse además separados del tanque, para que la acción del aire circulante resulte eficiente. Por esta razón este sistema es poco empleado, sustituyéndose por los otros sistemas de circulación forzada de aceite.

Mucho más importante es la circulación forzada de aceite con ventilación independiente. En este caso, los equipos refrigeradores, están constituidos por haces de tubos sobre los que soplan los ventiladores, el aceite caliente, tomado en la parte superior del tanque es lanzado por acción de una bomba, por el interior del equipo aerorefrigerante hasta la parte inferior del transformador, desde donde se lanza a presión por los canales de refrigeración pasando en los diversos arrollamientos del transformador. Generalmente, el grupo de motores-bombas es del tipo sumergido; el motor y la bomba están encerrados en una carcasa y se sumergen en el aceite, lo que evita los retenes, proporciona una buena estanqueidad y el grupo resulta de funcionamiento silencioso. La capacidad de refrigeración es de 75 a 100 KW por ventilador; por lo tanto, el número de elementos refrigeradores que se ha de instalar, es función de las pérdidas y depende de la potencia del transformador. Estos refrigeradores ofrecen elevadas resistencias a la circulación de aire por lo que, cuando no funcionan los ventiladores, es muy escaso el efecto refrigerante conseguido. Por esta razón, debe estar siempre en funcionamiento algunos ventiladores, aunque el transformador marche en vacío. Cuando el aire refrigerante tiene muchas impurezas, debe filtrarse previamente.

La circulación forzada de aceite con refrigeración por agua presenta especiales ventajas, en lo que se refiere a costes de adquisición y peso por unidad de potencia. En las instalaciones por agua de refrigeración disponible, como suelen ser todas las centrales, este sistema puede emplearse ya en forma rentable, para potencias superiores a 6MVA. En algunas centrales eléctricas subterráneas, éste es el único sistema de refrigeración que puede aplicarse.

La circulación de agua se realiza generalmente en tubos verticales y ambos sentidos, ascendente o descendente. El aceite caliente impulsado por una bomba circula por la parte exterior de los tubos de agua refrigerante de abajo a arriba. El recorrido del aceite se prolonga muchas veces por unas cámaras horizontales, con lo cual se consigue una refrigeración más eficaz. Los equipos refrigeradores se construyen para potencias comprendidas entre 75 y 300 KVA.

La presión del agua dentro de los tubos debe ser inferior a la del aceite que los rodea para evitar que el agua puede penetrar en el tanque del transformador, en caso de producirse alguna avería en el equipo refrigerante.

El control de este sistema de refrigeración se realiza vigilando la corriente de aceite y midiendo las temperaturas de entrada y salida del agua refrigerante.

El equipo de refrigeración está constituido por dos unidades que trabajan en paralelo. Muchas veces, cada una de las unidades trabajando aisladamente, permite la utilización de la mitad de la potencia del transformador y, simultáneamente, se puede realizar la limpieza y servicio o revisión del equipo refrigerador que está fuera de servicio. Otras veces, se proyecta el equipo refrigerante para la potencia total y se prevé una unidad refrigeradora de reserva.

2.8.- COMPARACION DE LOS DIFERENTES SISTEMAS DE REFRIGERACION DE TRANSFORMADORES.

No pueden darse normas definitivas para la elección del sistema de refrigeración más adecuado ya que, en muchas ocasiones, resultan determinantes las condiciones derivadas del lugar de montaje y las condiciones particulares de la instalación.

Sin embargo, aunque muchas veces se prefiere la autorrefrigeración por su sencillez y por la ausencia de equipos de refrigeración, para potencias superiores a unos 15 MVA conviene realizar un estudio comparativo con la ventilación independiente, ya que este sistema de refrigeración resulta de más bajo costo, a pesar del mayor desembolso inicial necesario para la adquisición de los ventiladores y armario de control.

En transformadores de potencias superiores a los 100 MVA, casi siempre se utiliza la refrigeración con circulación forzada de aceite. En estos casos; la ventilación independiente resulta, por lo general, más conveniente en instalaciones a la intemperie, mientras que la refrigeración por agua puede utilizarse indistintamente en instalaciones exteriores e interiores aunque casi siempre es preferible en instalaciones interiores.

Hay que tener en cuenta que sobre todo para potencias muy elevadas, el sistema de refrigeración que se ha de emplear está impuesto muchas veces por las condiciones del transporte del transformador hasta el lugar de su montaje definitivo.

2.9.- TANQUE Y ACCESORIOS.

Casi en todos los transformadores actuales están encerrados en un tanque relleno de aceite mineral, procedente de la destilación del petróleo bruto y que sirve como aislante y como refrigerante. La construcción de el tanque depende esencialmente, de la clase de refrigeración elegida (aire o agua), por lo que, bajo este aspecto, el tanque de los transformadores es de forma ovalada y se construye de

chapa de caldera de alta calidad. El tanque y la tapa están atornillados y provistos de juntas de estanqueidad de goma resistente al aceite. Casi siempre, el tanque descansa sobre un robusto carro dotado de cuatro pares de ruedas gemelas, orientables, y de cuatro placas que sirven de apoyo a los gatos de elevación. Para cambiar el sentido de traslación lateral, con relación al eje de el tanque por medio de los gatos, hasta que punto inferior de la pestaña de la rueda se encuentre por encima de la vía y permita girarla 90° alrededor de su eje vertical de suspensión, después de haber destornillado los tornillos de fijación. Si hay que contar con ángulos de rotación inferiores a 90° se prevé la fijación de los tornillos según el ángulo correspondiente.

El carro y a veces los refuerzos verticales de el tanque, llevan taladros para los ganchos de arrastre. Debajo del marco de fijación de la tapa, fijos a los refuerzos verticales y en los lados mayores, se disponen cuatro cárcamos, que permiten la elevación completa del transformador por medio el puente grúa. Para facilitar la revisiones, como la parte activa del transformador está soportada por la tapa, basta con destornillar ésta, alzarla por sus cárcamos y extraerla, sin tener que efectuar desconexiones eléctricas. En el carro se sitúan, diametralmente opuestos, tornillos de puesta a tierra pintados de color normalizado.

Diversos tubos, soldados al tanque y provistos de bridas, permiten la fijación de los radiadores, dispositivos refrigeradores y tuberías. La tapa también lleva otras bridas y accesorios para el montaje de pasatapas, tubos y dispositivos de protección y vigilancia.

Para su correcto funcionamiento, los transformadores están equipados con diversos accesorios, entre los que se pueden citar, como más importantes:

1. Depósito conservador de aceite.
2. Indicador de nivel de aceite.
3. Desecador de aire.
4. Termómetro de mercurio.
5. Aparato detector de gas (relevador buchholz).
6. Imagen térmica.
7. Termostatos.
8. Válvula de seguridad.
9. Válvulas de llenado y vaciado de aceite, válvulas de purga.

El depósito conservador de aceite es un pequeño depósito situado en la parte superior de la tapa del transformador, en comunicación con la caja, totalmente cerrada, en la cual, la temperatura del aceite es más baja. porque en ellos apenas existe circulación y la superficie en contacto con el aire es también menor:

El depósito conservador de aceite cumple 3 importantes funciones:

a).- mantener constante el nivel del aceite.

El aislamiento interno del transformador se establece teniendo en cuenta la presencia del aceite aislante. Por consiguiente, resulta esencial que el tanque del transformador esté siempre constante el nivel del aceite, a pesar de la dilatación o de la concentración del volumen de aceite en función de las variaciones de temperatura; esta dilatación o contracción quedan absorbidas en el depósito conservador, de forma que el nivel de aceite en el interior del tanque, permanece constante.

b).- Evitar el envejecimiento del aceite.

Bajo la acción del oxígeno y de las sales minerales, que actúan como catalizador, en el aceite de los transformadores se produce una reacción de envejecimiento, cuya velocidad está favorecida por la temperatura. Este envejecimiento se traduce en un aumento de la acidez del aceite y la formación de compuestos que atacan la celulosa, provocando la degradación de las características eléctricas de los aislantes.

c).- Impedir la absorción de humedad.

Los aceites empleados para el aislamiento de transformadores son muy higroscópicos su contenido de agua afecta, por otra parte, a la rigidez dieléctrica. Por ejemplo, en un aceite bien secado, basta una absorción de agua de 1 por 1000 para que la resistencia a la perforación caiga de 120 KV a 50 KV. Además la absorción de agua por el aceite entraña el riesgo de una concentración de humedad en los aislamientos de los bobinados y cables de alimentación, algunos de los cuales son muy higroscópicos, con el consiguiente peligro de una degradación de sus propiedades dieléctricas.

El conservador de aceite es, generalmente, cilíndrico y está provisto de varios orificios, a los que se conectan las correspondientes tuberías, cada una de ellas con una misión propia:

1.- Una en la parte superior, para el llenado del depósito.

2.- Tres en la parte inferior, que corresponden, respectivamente, a la conexión con el tanque del transformador, a través del relevador Buchholz, a la conexión con la tubería de vaciado y a la conexión con el secador de aire.

Para mantener constante el nivel de aceite en el transformador, el conservador de aceite está largamente sobredimensionado, para contener, aproximadamente el 10% del volumen total del aceite, con lo que se puede hacer frente a cualquier

variación del nivel de aceite debida a dilataciones, contracciones, variaciones de carga.

Para reducir la oxidación del aceite, éste solamente se halla en contacto con el aire sobre una superficie relativamente pequeña. Además, la temperatura del aceite en el conservador es, menos elevada que en el tanque principal.

Algunas veces, en transformadores de gran potencia, se utilizan diversas disposiciones denominadas, en general, respiradores que, en combinación con el depósito conservador de aceite, evitan la oxidación del aceite del transformador.

El indicador del nivel de aceite, generalmente se monta sobre una de las paredes laterales del depósito conservador. En los transformadores pequeños es una simple mirilla circular con una señal que indica el nivel mínimo de aceite.

Se utilizan uno o varios termómetros de mercurio para medición de la temperatura en el punto más caliente del tanque del transformador. El termómetro está provisto de dos contactos, cada uno de ellos ajustado para un valor máximo de la temperatura; el primero acciona una señal de alarma y el segundo provoca la desconexión del interruptor del transformador.

El detector (aparato de gases), más conocido con el nombre de relevador Buchholz, constituye una protección al transformador contra fallas en el interior de el tanque, cortocircuitos a tierra, cortocircuitos entre espiras, etc. y, en general, los defectos de aislamiento que caen fuera del dominio de la protección contra sobreintensidades, se hace un estudio completo del funcionamiento y posibilidades del relevador Buchholz.

La imagen térmica es un dispositivo que se aplica, sobre todo, a los transformadores de gran potencia y que permite seguir en todo instante, desde el exterior del transformador, la evolución de la temperatura del punto caliente del arrollamiento al que se ha conectado. De esta manera, se protegen los arrollamientos contra las elevaciones inadmisibles de temperatura, debido a sobrecargas o a fallos en el sistema de refrigeración.

Los termostatos se emplean para controlar la temperatura del aire de ventilación y el caudal necesario de este aire para una refrigeración eficaz; indirectamente protegen a los arrollamientos contra las sobrecargas.

Se utilizan también válvulas y tubos de seguridad, montados sobre la tapa del transformador y que sirven para proteger a el tanque contra sobrepresiones elevadas, que pueden resultar peligrosas, por ejemplo cuando un cortocircuito interno produce un calentamiento elevado del aceite del transformador que en parte, se evapora

produciendo gran cantidad de burbujas de gas que provocan sobre presiones sobre las paredes interiores de el tanque del transformador.

Finalmente, se pueden citar otros accesorios y elementos de trabajo, como válvulas de llenado y de vaciado de aceite, grifos de purga y para tomas de muestra de aceite, caja de conexiones, placas de características. etc. En la figura 2.18, se muestra físicamente un transformador de potencia.

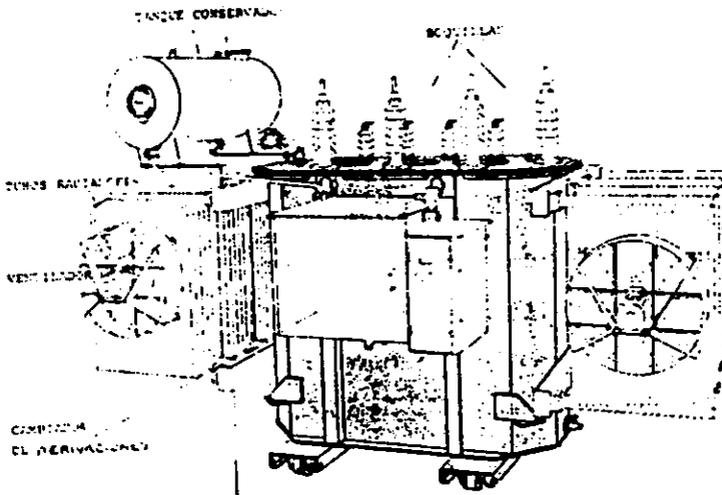


Figura 2.18.- Esquema físico de un transformador de potencia.

CAPITULO III.- PROTECCION DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

3.1.- INTRODUCCION.

Los transformadores de potencia son máquinas que fallan poco en comparación con otros elementos del sistema. Lógicamente, requiere cuidados y atención, pero se puede decir que son mínimos.

Por otra parte, cuando el transformador falla, generalmente es en forma aparatosa y grave. De ahí la importancia de contar con esquemas de protección rápidos y seguros. La principal de estos esquemas es la protección diferencial; otra protección importante es la de acumulación de gases o Buchholz.

En un transformador se pueden presentar tres tipos de condiciones anormales:

- Fallas internas.
- Calentamiento excesivo por sobrecargas.
- Sobre calentamientos y esfuerzos mecánicos por fallas externas.

Las fallas internas pueden ser subdivididas en dos grupos:

- Fallas incipientes.
- Fallas eléctricas que causan daños inmediatos de mayor cuantía.

El tamaño (capacidad en KVA de los transformadores) varía de acuerdo a las normas y prácticas usadas por las empresas electricas, no obstante para un criterio de aplicación se puede tomar como guía general lo siguiente:

- a) Transformadores hasta 2500 KVA se pueden proteger la mayoría de los casos solo con fusibles.
- b) Transformadores de 2500 a 5000 KVA; en el caso aún cuando se pueden usar fusibles para la protección contra sobrecorrientes, es deseable el caso de relevadores de protección en el sistema tanto en los lados de alto y bajo voltaje del transformador.
- c) Transformadores de 5000 a 10 000 KVA ; en este caso se recomienda la protección diferencial al menos con relevadores del tipo inducción.
- d) Transformadores de 10 000 KVA y potencias superiores: en el caso se recomienda la protección diferencial, relevadores de presión y/o temperatura.

Dependiendo de la función que desempeñe el transformador dentro del sistema, así como de su localización, la decisión que se debe de adoptar para su protección es la siguiente:

- a) Si el transformador forma parte importante de toda la red o si la localización del transformador en el sistema de potencia esta sujeto al estudio de estabilidad. En estos casos probablemente el transformador se somete a una doble protección diferencial y adicionalmente se usen relevadores de presión y de temperatura.
- b) Si el transformador es del tipo reductor es posible que una protección diferencial reforzada con relevadores de sobrecorriente sea suficiente.
- c) Cuando el transformador se encuentre cercano a una fuente de generación como puede ser el caso de un transformador elevador en una central generadora, requerirá de una protección diferencial con alta restricción de armónicas debido al problema de las corrientes magnetizantes de inserción además de los relevadores de presión y temperatura.

En términos generales se afirma que a mayor tensión y mayor capacidad de operación se requiere de una mejor protección ya que es importante detectar y eliminar las fallas con un mínimo de retraso y con un máximo de seguridad.

3.1.1.- FALLAS INCIPIENTES.

Todas las fallas son muy serias. sobre todo porque siempre está presente el peligro de incendio. Sin embargo existe un grupo de fallas llamadas incipientes, las cuales en su etapa inicial no son severas, pero pueden dar lugar a fallas mayores si no son libradas lo más rápidamente posible.

De este tipo son las fallas siguientes:

- Las fallas en aislamiento de los tornillos de sujeción de las laminaciones y del aislamiento superficial de las mismas.
- Conexiones de alta resistencia o defectuosas en los embobinados con producción de arqueo o calentamiento localizado.
- Fallas en el sistema de enfriamiento, nivel bajo de aceite u obstrucción del flujo de aceite, las cuales causarán puntos calientes en los devanados con el subsecuente deterioro de su aislamiento.

3.1.2.- FALLAS ELECTRICAS SEVERAS.

Las fallas eléctricas más severas son de los tipos siguientes:

- Arqueo entre un devanado y el núcleo o el tanque, debido a sobretensiones causadas por descargas atmosféricas, fallas externas o maniobras de interruptores en el sistema.
- Arqueo entre devanados o entre espiras contiguas de capas diferentes de un mismo devanado, debido a la misma causa anterior o por movimiento de los devanados bajo la acción de fuerzas electromagnéticas durante corto circuitos externos.
- Fallas en los contactos de cambiadores de derivaciones produciéndose calentamiento localizado en las vueltas entre derivaciones.

Las fallas entre espiras o a tierra se presentan, sobre todo, en transformadores viejos o en transformadores cuyo aislamiento se ha deteriorado por sobrecalentamiento.

3.1.3.- SOBRETENSIONES EN TRANSFORMADORES.

Las sobretensiones mayores a que están sujetos los transformadores en operación son por descargas atmosféricas. Estas tensiones se presentan en la forma de impulso caracterizado por una rapidísima elevación a su valor máximo y un lento descenso a cero.

El efecto es mayor sobre el aislamiento del transformador a medida que la elevación de tensión es más rápida, y su descenso es más lento.

Las características de construcción del transformador determinan su comportamiento eléctrico bajo el efecto de las descargas atmosféricas.

Los dispositivos de protección que se usen contra las sobretensiones y el nivel de aislamiento de las líneas adyacentes determinan el valor máximo del voltaje que puede presentarse en las terminales de un transformador bajo cualquier circunstancia. Además de las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas, un transformador puede verse sometido a sobretensiones menos severas originadas cada vez que ocurre un cambio en la topología del sistema como es el caso de las maniobras de interruptores o cuando se presentan fallas.

En estos casos las sobretensiones que se presentan son mayores cuando hay reencendido intermitente del arco dentro de un interruptor, alcanzándose valores hasta del voltaje nominal dependiendo de las características del sistema.

Como en el caso de las descargas atmosféricas, los dispositivos de protección o el aislamiento de las líneas determinan la máxima sobretensión que puede presentarse.

3.2.- MEDIOS DE PROTECCION.

INTERCEPCION DE DESCARGAS ATMOSFERICAS DIRECTAS.

La protección de líneas e instalaciones contra las descargas atmosféricas directas debe hacerse básicamente mediante "blindaje" para evitar que incidan sobre los conductores eléctricos o equipo. Dicho blindaje suministrará además, trayectorias para drenarlas fácilmente a tierra (pararrayos en instalaciones e hilos de guarda en líneas).

Esto es necesario debido a que siempre existe la posibilidad de que durante una descarga demasiado severa el margen de protección suministrado por los dispositivos de protección tales como apartarrayos y explosores, sea inadecuado y pueden presentarse elevaciones de tensión muy rápidas con valores de cresta muy altos o corrientes de descarga muy por encima de sus valores máximos de trabajo.

3.2.1.- APARTARRAYOS TIPO VALVULA.

El apartarrayos tipo válvula se hace usualmente de dos elementos, un elemento tipo explosor capaz de soportar el valor máximo de cresta del voltaje nominal de operación, y un elemento valvular capaz de interrumpir el arco o corriente de frecuencia nominal establecido en su interior bajo las condiciones propias de recuperación de voltaje de la línea.

El apartarrayos suministra el más alto grado de protección contra sobretensiones debido a que el voltaje de ruptura del elemento tipo gap (el cual determina el voltaje inicial máximo de descarga) y el voltaje descarga de elemento valvular (el cual determina el voltaje máximo durante la descarga) tienen

aproximadamente un mismo valor que se mantiene constante a lo largo de una descarga.

El valor nominal de los apartarrayos se escoge en tal forma que es el mínimo posible, pero superior al mayor voltaje de operación que puede presentarse (extremos de líneas largas abiertas, sobretensiones ocasionadas durante rechazos de carga, etc.) y superior a la mayor sobretensión bajo condiciones de falla.

Este valor nominal mínimo para los apartarrayos permite seleccionar el nivel básico de aislamiento (BIL) mínimo para transformadores y equipo, compatible con aquellos y con un margen de seguridad determinado.

En general no se considera que sea económico aplicar apartarrayos capaces de soportar (sin operar) sobretensiones causadas por todas las posibilidades de interrupción de fallas con reencendido de arco siempre y cuando esto no represente operaciones muy frecuentes que puedan dañarlo. El margen de seguridad suministrado por un apartarrayos puede verse disminuido apreciablemente debido a impulsos con frentes de onda de pendiente muy alta (crecimiento de la tensión muy rápida) o a corrientes de descarga muy grandes (o también a crecimiento de la corriente de descarga muy elevado).-

La regla usual de seleccionar voltajes nominales de apartarrayos al 105% del voltaje de operación para sistemas no aterrizados o aterrizados a través de impedancia del 84% (80% de 105%) para sistemas sólidamente aterrizados, puede ser inadecuada para algunos sistemas por lo que deberá acudir al cálculo de sobretensiones trnsitorias y permanentes cuando haya lugar a dudas.

3.2.2.- SELECCION DE APARTARRAYOS.

El apartarrayos protege contra las descargas indirectas cuyas ondas viajan a través de la línea de entrada a la subestación y contra las descargas directas, también protegen al equipo contra algunas ondas que se presentan por operaciones de maniobra.

Algunos de los modernos apartarrayos son capaces de descargar cualquier descarga eléctrica, no es práctico diseñar apartarrayos con un intervalo de tiempo apreciable en las descargas de corriente a tierra debido a la cantidad de energía almacenada.

Aunque una descarga del apartarrayos puede ser de varios cientos de amperes de duración, es muy corta en comparación con la energía total absorbida por el

apartarrayos. La primera consideración en la aplicación de un apartarrayos es determinar el máximo voltaje de línea a tierra a que el apartarrayos puede estar sujeto para cualquier operación del sistema o falla.

3.2.3.- TENSIONES NOMINALES DE APARTARRAYOS.

Los sobrevoltajes de falla a tierra pueden ser causados por la pérdida súbita de carga en generadores de plantas hidroeléctricas, por desenergización de líneas en vacío, por fenómenos de resonancia o por fallas en el sistema dentro del tipo de fallas internas, en este grupo lo más importante a considerar son los sobrevoltajes por fallas en el sistema, los otros casos se consideran como casos especiales.

El máximo sobrevoltaje por condiciones de falla, se obtiene para la falla de línea a tierra considerando el efecto de la aterrización. De acuerdo con las normas IEC la relación de X_0 / X_1 y R_0 / X_1 dan una clasificación de los sistemas de acuerdo a la forma en que se encuentran aterrizados sus neutros para la determinación de sus sobrevoltajes.

Tabla 3.2.- Clasificación de sistemas por el método de conexión a tierra de acuerdo con las normas IEC 71-1 para la determinación de sobrevoltajes por falla.

DESCRIPCION	CLASE	RELACION DE X_0 / X_1	LIMITE R_0 / X_1	COEFICIENTE DE ATERRIZACION EN %
ATERRIZADO	A	$\ll 3$	$\ll 1$	$\cong 70$
ATERRIZADO	B	≤ 3	≤ 1	80
ATERRIZADO	C	> 3	> 1	100
NO ATERRIZADO	D	$-\infty$ a -40	$\cong 0$	100
NO ATERRIZADO	E	-40 a 0	---	---

• NOTA:

TIPO A.- Es un sistema compuesto de 4 hilos, multiterrizado directamente y con neutro común, se utiliza en algunos sistemas de distribución.

TIPO B.- Es un sistema conectado en estrella con el neutro efectivamente conectado a tierra.

TIPO C.- Es un sistema conectado en estrella y aterrizado a través de resistores, reactores, neutralizadores o transformadores de tierra.

TIPO D.- Es un sistema compuesto de circuitos no aterrizados (delta-estrella).

TIPO E.- Es un sistema compuesto de circuitos no aterrizados de gran longitud y con capacitancia elevada.

Los apartarrayos suelen localizarse en las subestaciones eléctricas lo más cercano al equipo por proteger. sin embargo algunas veces pueden encontrarse

localizados a una distancia del equipo que aunque es relativamente corta se le conoce como localización remota de apartarrayos. La figura 3.1 indica la localización que pueden tener los apartarrayos para protección considerando desde luego que este número de apartarrayos es el óptimo ya que los apartarrayos A conectados a la entrada y a la salida de la subestación representa la protección mínima, si se considera que está protección resulta insuficiente entonces se instalan unos apartarrayos C en las barras colectoras o bien los apartarrayos B en la proximidad de los transformadores.

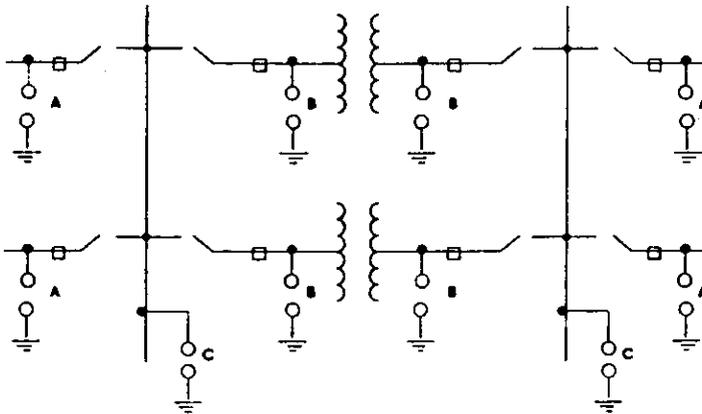


Figura 3.1. - Localización de apartarrayos en una subestación eléctrica.

En algunos casos es posible proteger uno o más aparatos con un apartarrayos. Esta condición normalmente se presenta en subestaciones donde los interruptores de entrada de la línea y los transformadores se encuentran separados por una distancia apreciable. También en algunos casos cuando físicamente no sea conveniente la instalación de apartarrayos directamente conectados a las terminales del equipo por proteger, en estos casos es necesario determinar las zonas de protección de los apartarrayos.

Estos se ilustran en la figura 3.2 donde:

- S = Distancia protegida antes del apartarrayos.
- D = Distancia protegida después del apartarrayos.

La evolución de estas distancias ha sido hecha del resultado de numerosos estudios de ondas viajeras de varios parámetros de circuitos y la aplicación de estas curvas obtenidas de los estudios simplifica el análisis. Los componentes de esta curva son:

$E_r / E_s, (S / V) / F \dots$ Para la distancia S.
 y $E_T / E_A, (D / V) / F' \dots$ Para la distancia D.

Donde:

- E_r = Máximo cambio de voltaje en el transformador.
- E_s = Máximo cambio de voltaje en el apartarrayos (relacionado con el transformador)
- V = Velocidad de propagación (1000 pies / μ seg.)
- F, F' = Frente de onda en μ seg.
- E_T = Máximo cambio de voltaje en el apartarrayos.
- E_A = Máximo cambio de voltaje en el apartarrayos (relacionado con el interruptor).

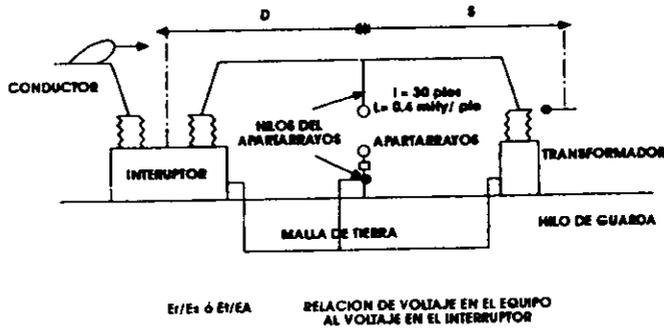


Figura 3.2.- Zonas de protección del apartarrayos.

3.3.- EXPLOSORES.

Cualquier condición de falla produce esfuerzos mecánicos y térmicos en los devanados del transformador, las sobrecargas se pueden sostener por periodos de tiempo más o menos largos, estando limitadas solo por las elevaciones de temperatura permisible en los devanados y el aceite. Las sobrecargas excesivas deterioran el aislamiento y producen las fallas subsecuentes, es importante especificar indicadores de temperatura en los devanados y aceite debidamente coordinados con los medios de protección que produzcan el disparo de interruptores en condiciones de falla dentro de los límites establecidos.

Las fallas en las terminales del transformador si son en el lado de alimentación no tienen efecto severo en el transformador, pero las que ocurren en el lado de carga lo tienen, éste tipo de fallas no hacen operar a los relevadores

Buchholz, debido a esto se deben ajustar las zonas de protección de los relevadores diferenciales o de fallas a tierra.

La mayoría de las fallas internas, son fallas a tierra o de fase a fase, la severidad de estas fallas depende de su localización, diseño del transformador y del método de conexión a tierra del transformador.

Las fallas incipientes, son las de tipo interno que no constituyen un riesgo inmediato, sin embargo, si se dejan sin detectar pueden conducir a fallas mayores. La mayoría de éste tipo de fallas son las de bobina a núcleo debido a fallas de aislamiento, fallas de aislamiento entre laminaciones del núcleo, fallas en el aceite debido a pérdidas o también obstrucción en la circulación del aceite, en cualquier caso se presenta un sobrecalentamiento en el transformador.

Las protecciones aplicadas a los transformadores de potencia son:

- Relevadores de presión de gas y aceite.
- Relevadores de sobrecorriente y de falla a tierra.
- Relevador de falla a tierra restringida.
- Protección diferencial.
- Fuga a tanque o herraje.

3.3.1.- TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y DE POTENCIAL.

Los transformadores de corriente y de potencial se usan para proteger tanto al personal como a los aparatos. Son instrumentos a través de los cuales se conectan los relevadores a los circuitos de alta tensión. De esta manera los relevadores pueden hacerse relativamente pequeños y menos costosos por operar con bajas tensiones y bajas corrientes.

3.3.2.- TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

El transformador de corriente (T.C.) proporciona aislamiento de la alta tensión al circuito de potencia y reduce la magnitud de la corriente sin modificar sus demás características. Existen dos tipos de T.C. según su uso:

- a).- TRANSFORMADORES DE CORRIENTE PARA INSTRUMENTOS DE MEDICION.

Estos transformadores son generalmente de alta precisión y se saturan con dos veces la corriente nominal para evitar daños en los aparatos de medición en caso de cortocircuito en alta tensión.

b).- TRANSFORMADORES DE CORRIENTE PARA RELEVADORES DE PROTECCION.

Los T.C. utilizados en protección, generalmente son de menor precisión que los T.C. para medición se saturan con veinte veces la corriente nominal con el objeto de tener señal de salida en el circuito secundario, en caso de cortocircuito en alta tensión, para que los relevadores operen correctamente.

3.3.3.- SIMBOLOGIA Y MARCAS DE POLARIDAD.

En los diagramas eléctricos, los transformadores de corriente se representan en cualquiera de las dos formas mostradas en la figura 3.3. En las cuales la línea horizontal representa el devanado primario que se conecta en serie con el circuito de alta tensión y el resto del diagrama, que se asemeja a una "M" corresponde al devanado secundario. Las marcas de polaridad, representadas por pequeños cuadros, designan las direcciones instantáneas de la corriente entrando en el primario y la corriente saliendo del secundario durante un medio ciclo.

3.3.4. CIRCUITO EQUIVALENTE DE UN TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.

La figura 3.4a, muestra el circuito equivalente aproximado de un T.C. La magnitud de la corriente se reduce a través de los devanados "ab" y "cd" del transformador. La impedancia del devanado primario (Z_H) se multiplica por n para referirlo al secundario. La impedancia del secundario es Z_L y las pérdidas de excitación se representa como R_m y X_m .

Se puede reducir éste circuito más, como se muestra en la figura 3.4b. El valor de Z_H se puede despreciar, puesto que no afecta a la corriente transformada I_H/n , ni al voltaje a través de X_m . La corriente de excitación I_e queda representada como la corriente que circula a través de X_m

En la figura 3.4c, se representa el diagrama fasorial mostrando las caídas de voltaje con magnitudes mas grandes de las reales para mejor visualización del mismo. En general Z_L es resistivo. I_e atrasa a V_{cd} 90° y es la causa principal de error.

3.3.5.- COMPORTAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.

El comportamiento de un T.C. se mide por su habilidad para reproducir la corriente primaria en términos del secundario; en particular, por el voltaje secundario mas alto que el transformador pueda producir sin saturarse y por consiguiente con bajo porcentaje de error.

El voltaje inducido (V_{cd}) en el devanado secundario, debe ser lo suficientemente alto para poder hacer circular la corriente a través de la impedancia conectada al secundario.

$$V_{cd} = V_s$$

$$V_s = I_L (Z_L + Z_T + Z_B)$$

Donde:

- V_s = Voltaje inducido en el secundario.
- I_L = Corriente secundaria máxima.
- Z_B = Impedancia conectada.
- Z_L = Impedancia del devanado secundario.
- Z_T = Impedancia de las terminales de conexión.



Figura 3.3.- Símbologia de un transformador de corriente con polaridad.

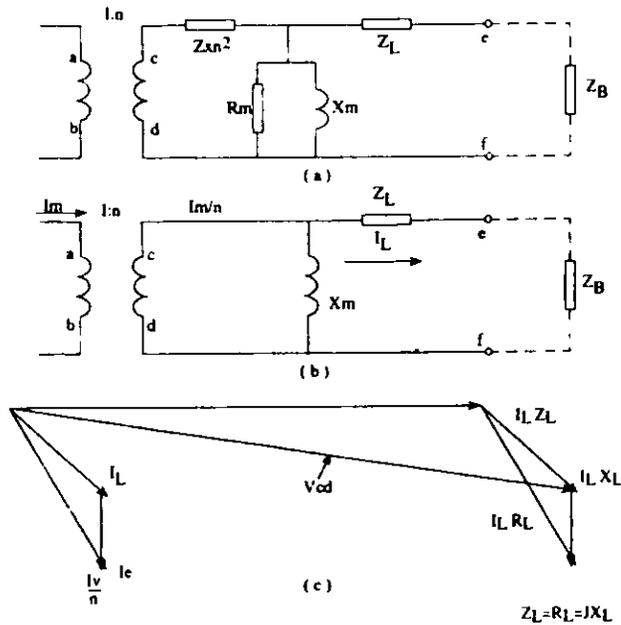


Figura 3.4. Circuito equivalente y diagrama fasorial de un transformador de corriente.

El valor de I_L puede estimarse dividiendo la corriente de falla máxima entre la relación del T.C. seleccionado.

3.3.6.- CLASIFICACION DE T.C. PARA PROTECCION.

Los T.C. para protección se clasifican según las normas nacionales (NOM-J-109/1977), mediante dos símbolos: una letra y el voltaje de clase, los cuales definen las características del transformador. Las letras de designación pueden ser:

- C = Indica que la relación de transformación puede ser calculada.
- T = Indica que la relación debe ser determinada mediante pruebas.

La clasificación "C" cubre los T.C. tipo dona ó boquilla con el devanado secundario uniformemente distribuido o cualquier otro transformador en el cual, el flujo de dispersión en el núcleo tiene un efecto despreciable sobre el error de relación, dentro de los límites de corriente y carga establecidos por las normas.

La clasificación "T" cubre la mayoría de T.C. tipo devanado y cualquier otro transformador, en los cuales el flujo de dispersión afecta la relación de transformación en forma apreciable.

El voltaje de las terminales del secundario, es el voltaje que el transformador entregará a una carga estándar con 20 veces la corriente nominal secundaria sin exceder el 10% de error de relación.

El T.C. tipo boquilla tiene el devanado secundario aislado y bobinado sobre el núcleo y no tiene devanado primario como una parte integral de su estructura. Está provisto con aislamiento en el orificio a través del cual se hace pasar el conductor de línea de alta tensión, para formar el devanado primario. Normalmente estos T.C. son de relación múltiple. La corriente nominal secundaria es de 5 amperes, pero puede ser empleada una corriente nominal de 1 ampere, siempre que así se especifique. Los T.C. tipo boquilla reciben este nombre por que normalmente van instalados en las boquillas de transformadores o interruptores de potencia.

La figura 3.5 muestra un T.C. tipo boquilla con relación total de 1200/5. Las terminales H1 y H2 corresponden a la línea de A.T. que forma el devanado primario y las terminales marcadas con las letras "X" corresponden a las derivaciones del devanado secundario. Las marcas de polaridad están representadas implícitamente por H1 en el primario y el secundario por la X de menor subíndice.

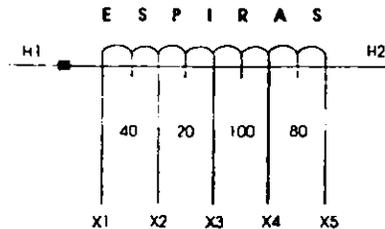


Figura 3.5.- Transformador de corriente tipo boquilla de relación múltiple.

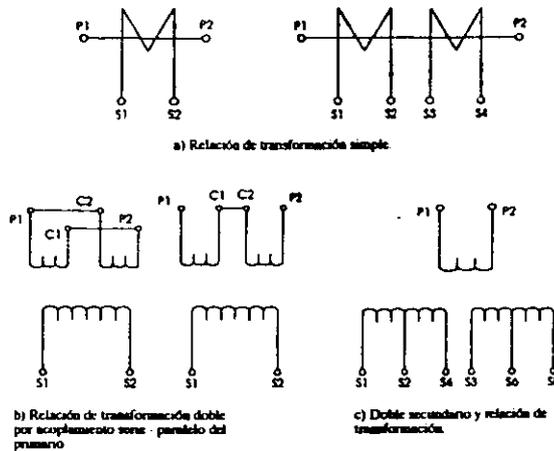


Figura 3.6.- Diferentes versiones de transformadores de corrientes tipo devanado.

El T.C. tipo devanado es aquel en el cual el devanado primario está fijado mecánicamente al núcleo y puede tener una o mas vueltas primarias. Los devanados primario y secundario están aislados completamente y permanentemente unidos al núcleo formando una estructura integral. En cada relación el primer número corresponde a la corriente nominal del devanado primario y el segundo número a la corriente nominal del devanado secundario, que en todos los casos es igual a 5 amperes.

La figura 3.7, muestra la capacidad de voltaje secundario para varios T.C. clase-C graficados contra corrientes secundarias. Con un transformador de clase-C 200 por ejemplo, la relación de transformación puede ser calculada y el error de relación no debe ser mayor del 10% con corrientes entre 1 y 20 veces la nominal, si la carga no excede el valor de 2.0 ohms. El número 200 indica que en las terminales secundarias del transformador aparece 200 volts cuando entrega una corriente de 100 amperes (20 veces la corriente nominal secundaria de 5 amperes) a la carga normalizada B 2.0, de acuerdo con $V = Z I$. La precisión normalizada, se aplica solamente al devanado completo del transformador. Cuando se usa una derivación se tiene un voltaje menor proporcional al voltaje nominal.

Además de la precisión el fabricante debiera suministrar otros datos sobre los transformadores, como la capacidad térmica, resistencia del devanado secundario, curvas de excitación (también llamadas curvas de saturación); cuando se trate de T.C. del tipo "C". En el caso de T.C. del tipo "T" se suministra además el error de relación y ángulo medido mediante un puente patrón y también el valor de clase al devanado secundario.

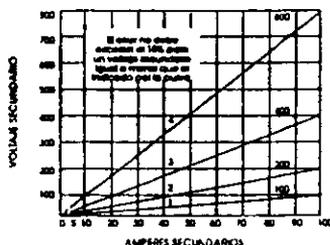


Figura 3.7.- Características de transformadores de corriente tipo "c".

3.3.7.- CONEXIONES DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

En los sistemas de potencia trifásicos se utilizan generalmente las conexiones estrella y delta en los secundarios de los T.C., para propósitos de protección.

3.3.7.1.- CONEXION ESTRELLA DE TRANSFORMADORES DE DE CORRIENTE.

Se unen normalmente las terminales de no polaridad para formar la estrella y se aterriza. Las terminales de polaridad van conectadas a los relevadores de protección (Figura 3.8).

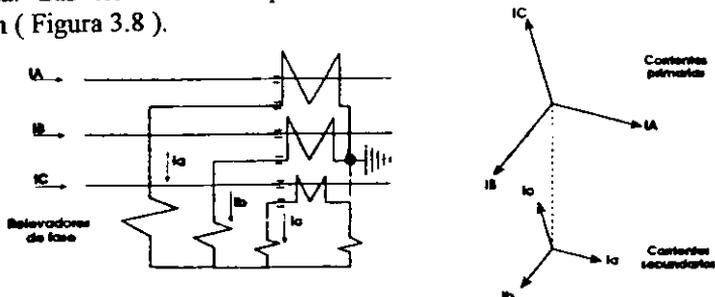


Figura 3.8.- Conexión estrella de transformadores de corriente y diagramas vectoriales de las corrientes primarias y secundarias.

3.3.7.2.- CONEXION DELTA DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

Existen dos posibilidades de efectuar la conexión delta, en el primer caso las corrientes que van a los relevadores están adelantadas 30° con respecto a las corrientes de fase y en el segundo caso, dichas corrientes están atrasadas por el mismo ángulo (ver figuras 3.9 y 3.10). Se considera un sistema trifásico balanceado.

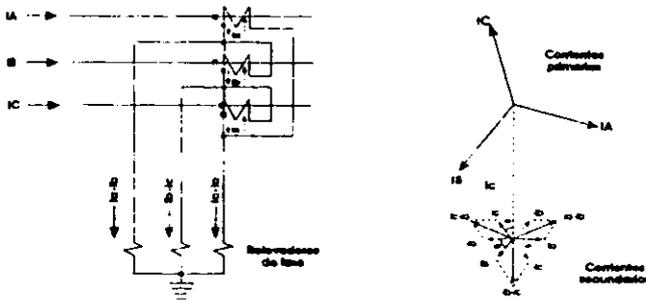


Figura 3.9.- Conexión de transformadores de corriente en delta y diagrama vectorial de corrientes primarias y secundarias. Las corrientes fuera de la delta están adelantadas 30° respecto a la corriente de fase.

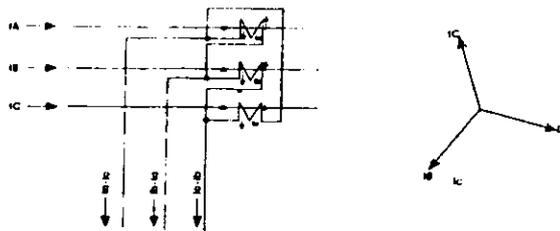


Figura 3.10.- Conexión de transformadores de corriente en delta y diagrama vectorial de corrientes primarias y secundarias. Las corrientes fuera de la delta están atrasadas 30° respecto a la corriente de fase.

3.4.-TRANSFORMADORES DE POTENCIAL.

Es necesario usar T.P. para ciertos relevadores que operan con magnitudes de voltaje. El devanado primario del transformador de potencial se conecta a las terminales del circuito donde el voltaje va a ser medido y el devanado secundario suministra un voltaje proporcional al voltaje primario con un ángulo de fase entre ellos tan pequeño como sea posible.

La norma nacional NOM-J-1980 define al transformador de potencial como el transformador diseñado para suministrar la tensión adecuada a los instrumentos de medición o protección, en el cual la tensión secundaria en las condiciones normales de uso, es proporcional a la tensión primaria, defasada respecto a ella un ángulo cercano a cero.

3.4.1.- RELACION DE TRANSFORMACION.

La relación de transformación está en función del voltaje nominal primario y el voltaje nominal secundario, este último es normalmente de $120 / \sqrt{3}$ para protección y $200 / \sqrt{3}$ para medición.

3.4.2.- CLASES DE PRECISION.

Las clases de precisión normalizadas para T.P. son 0.3, 0.6 y 1.2. Se designa por el máximo error admisible expresado en por ciento, que el transformador puede introducir en la medición de potencia, operando con su tensión nominal primaria y a su frecuencia nominal.

Ejemplo: 0.6Y , 1.2Z. Si un T.P. tiene esta precisión, significa que para una carga Y (ver tabla 3-I) tendrá un error de relación y ángulo no mayor de 0.6% y si la carga es Z, su error será de 1.2%.

TABLA 3-I.- Cargas nominales de precisión más usuales para transformadores de potencial con tensión secundaria nominal de 120 y 69.3 volts.

CARACTERISTICAS DE LAS CARGAS DE PRECISION

CARGA NORMAL DE PRECISION VA	DESIGNACIÓN EQUIVALENTE	FACTOR DE POTENCIA	120 VOLTS RECTANCIA			69.3 VOLTS		
			RESISTENCIA OHMS	OHMS	AMPS	CORRIENTE OHMS	RESISTENCIA OHMS	RESISTENCIA OHMS
000.00		0.00	000.000	0000.00	0.0000	000.0	00.0	0.00

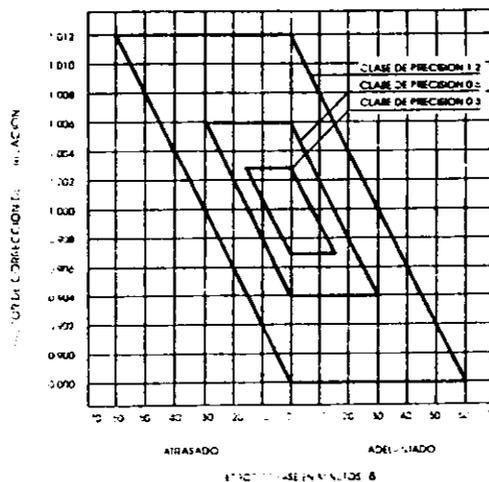


Figura 3.11.- Clases de precisión para transformadores de potencial.

3.4.3.- LIMITES DE LOS FACTORES DE CORRECCION DE LA RELACION.

En la figura 3.11 se muestran tres paralelogramos que representan los límites del error de fase para T.P. clases 0.3, 0.6 y 1.2.

Para mediciones en aparatos en que se considera solo la magnitud del voltaje, los límites del factor de corrección de la relación están dados por las líneas horizontales de la gráfica.

Ejemplo: Para la precisión 1.2, los límites del FCR, son:

$$FCR = 1 \pm (\% E / 100) = 1 \pm (1.2 / 100)$$

El límite superior es : $FCR1 = 1 + 0.012 = 1.012$

El límite inferior es : $FCR2 = 1 - 0.012 = 0.988$

Las líneas oblicuas representan los valores correspondientes al error del ángulo.

3.4.4.- CONEXIONES DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL.

En caso de circuitos muy importantes, se utiliza un juego de T.P. exclusivos, instalados en el propio circuito. Lo mas usual es instalar un juego de T.P. por barra y con ellos se polarizan todos los circuitos correspondientes a la misma barra. Los T.P. normalmente tienen tres devanados secundarios, uno de los cuales se utilizan para medición, el segundo para polarizar relevadores con voltajes de fase y tierra; el tercero se conecta en delta quebrada para polarizar relevadores con 3Vo, como se observa en la figura 3.12.

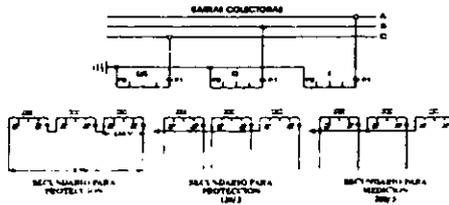


Figura 3.12.- Diagrama típico de conexiones de transformadores de potencial, para usarse en circuitos de potencia.

3.5.- PROTECCION DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

Al igual que todos los elementos del sistema de potencia, los transformadores de 10 MVA en adelante están provistos de una protección primaria y otra de respaldo.

3.5.1.- PROTECCION PRIMARIA.

Como protección primaria se utiliza el relevador diferencial y como complemento el relevador de acumulación de gas (Buchholz). El objetivo primordial de la protección primaria de un transformador en su desconexión es la

forma más rápida posible cuando se ha presentado una falla en su interior o algún punto exterior sobre él; entendiéndose que dicha falla una vez que se ha presentado va a causarle un daño inmediato cada vez mayor o va a provocar una inestabilidad en el sistema a medida que el tiempo de desconexión es más largo. Los requisitos más importantes que debe llenar una protección primaria son:

- a) Alta sensibilidad.
- b) Alta velocidad.
- c) Selectividad (Solamente debe operar en caso de que realmente se presente falla en el transformador).

3.5.2.- PROTECCION DE RESPALDO.

Como protección de respaldo se entiende a la protección suministrada por los relevadores capaces de detectar una falla en el equipo y que operará solamente después de que la protección primaria ha fallado en su operación.

Lo más importante que debe tener una protección de respaldo es:

- a) Los relevadores de respaldo deben localizarse en tal forma que no empleen o controlen algún dispositivo en común con los relevadores primarios.
- b) Los relevadores de respaldo deben ser sencillos y operar con suficiente atraso en tal forma que la protección primaria pueda operar. Esto es importante ya que se dota a la protección primaria hasta donde es posible de sensibilidad, velocidad y selectividad suficiente para dar una buena protección y continuidad de servicio.

3.5.3.-RELEVADORES DIFERENCIALES.

Existen varios tipos de relevadores diferenciales, dependiendo del equipo que protejan, la definición para dicho relevador es: " Un relevador que opera cuando la diferencia vectorial de dos ó mas cantidades eléctricas similares excede una cantidad predeterminada".

En general cualquier tipo de relevador cuando se conecta en una cierta forma puede operar como un relevador diferencial, no es propiamente la construcción sino la conexión que hace al relevador diferencial. En la figura 3.13 se muestra un esquema simplificado de la protección diferencial, indicando los sentidos de las

corrientes secundarias de operación o con falla externa. En este caso las corrientes secundarias quedan compensadas y no circula corriente por la bobina de operación.

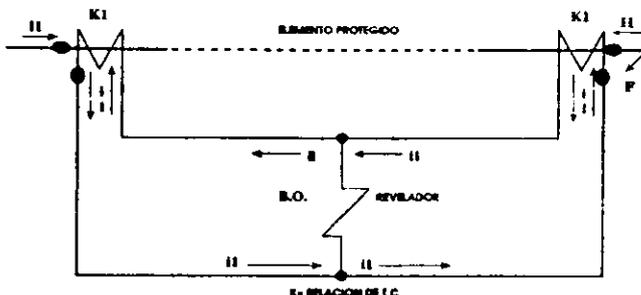


Figura 3.13.- Esquema de la protección diferencial mostrando los sentidos de las corrientes instantáneas en condiciones normales de operación.

La figura 3.14 presenta el sentido de las corrientes secundarias del T.C. en caso de falla interna. En este caso las corrientes secundarias se oponen y se suman para circular a través de la bobina de operación del relevador, haciéndolo funcionar. De lo expuesto se deduce que el relevador opera únicamente con fallas internas. Para que la protección diferencial opere correctamente en condiciones de carga o de falla externa, es necesario que las relaciones de los T.C. sean iguales y se interconecten adecuadamente.

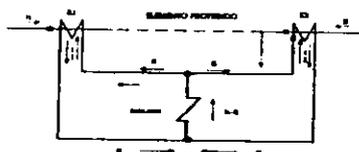


Figura 3.14.- Esquema de protección diferencial mostrando los sentidos de las corrientes instantáneas en condiciones de falla interna.

El principio de operación de la protección diferencial puede aplicarse donde se incluya un transformador de potencia, pero en este caso, las relaciones de transformación y las conexiones de los T.C. en los lados opuestos del transformador de potencia deben ser tales que compensen el cambio de la magnitud y el ángulo de fase entre las corrientes del transformador de potencia.

El tipo mas extensamente usado es el relevador diferencial de porcentaje, el cual se muestra en la figura 3.15, en forma simple.

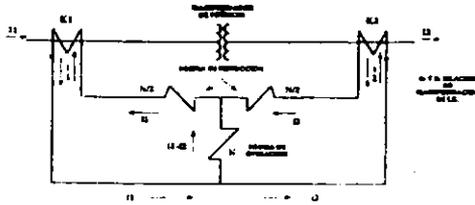


Figura 3.15.- Diagrama de conexiones de un relevador diferencial con bobina de restricción.

La corriente diferencial requerida para que el relevador funcione es una magnitud variable, debido al efecto de la bobina de restricción.

$$\text{Ampervueltas de operación : } \propto (i_1 - i_2)N$$

$$\text{Ampervueltas de restricción. } \propto i_1 (N/2) + i_2 (N/2) = [(i_1 + i_2) / 2] N$$

Siendo el número de vueltas "N" una constante, 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 esta conectada en el punto medio de la bobina de operación. La característica de operación de este relevador se muestra en la figura 3.16, en donde se observa que la relación de corriente diferencial a la corriente promedio de restricción, es un porcentaje fijo. Estos porcentajes varían de acuerdo al uso que se vaya a dar el relevador y pueden ser 10, 15, 30 ó 45 %. Los dos primeros valores (10 y 15 %), se utilizan en la protección diferencial de generadores, ya que en este caso los T.C. son de la misma relación y solamente se necesita compensar el por ciento de error de dichos T.C. Los porcentajes de 30 y 45 % se utilizan para la protección de transformadores debido a las necesidades de compensar además, las diferencias en las corrientes secundarias ocasionadas por el cambio de derivaciones del transformador de potencia y por diferencia de relación de los T.C. de alta tensión y baja tensión, como se observa en la figura 3.17.

Para poder aplicar este relevador en la protección del transformador, es necesario agregarle otros componentes para su buen funcionamiento al excitar un transformador y al tener corrientes secundarias ligeramente diferentes entre los T.C. de alta y baja tensión debido a la dificultad de compensar al 100% la diferencia entre las corrientes de A.T. y B.T. con las relaciones de los transformadores de corriente K1 y K2.

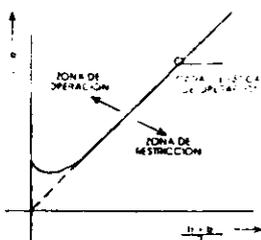


Figura 3.16.- Curva característica del relevador diferencial de porcentaje.

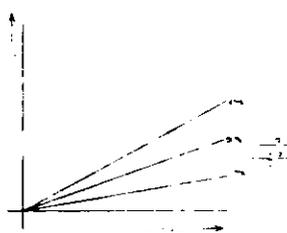


Figura 3.17.- Curva característica del relevador diferencial con diferentes ajustes de porcentaje.

3.5.4.- FILTRO DE RESTRICCION DE ARMONICAS.

Cuando un transformador se energiza, circula una corriente transitoria de magnetización con alto contenido de armónicas, particularmente la segunda armónica. Esta corriente que el relevador diferencial detecta como falla interna puede alcanzar valores pico de 8 a 30 veces la corriente de plena carga, dependiendo del tamaño del transformador, del sistema de potencia, resistencia de la fuente del transformador y algunos otros parámetros. Para evitar la operación incorrecta del relevador diferencial al excitar un transformador, debido a que esta corriente circula solamente por los T.C. de A.T. (el interruptor de B.T. se encuentra abierto), se agrega al relevador una unidad de restricción de armónicas formada por una bobina de operación con filtro de bloqueo de segunda armónica y una bobina de restricción con filtro de paso de segunda armónica (como se muestra en la figura 3.18). De esta manera se aprovecha la segunda armónica para restringir y desensibilizar al relevador durante la excitación del banco. Este método de restricción de armónicas es un diseño delicado ya que debe proporcionar el par de restricción suficiente para evitar la operación del relevador en condiciones de excitación, sin hacer insensible al relevador en condiciones de falla interna.

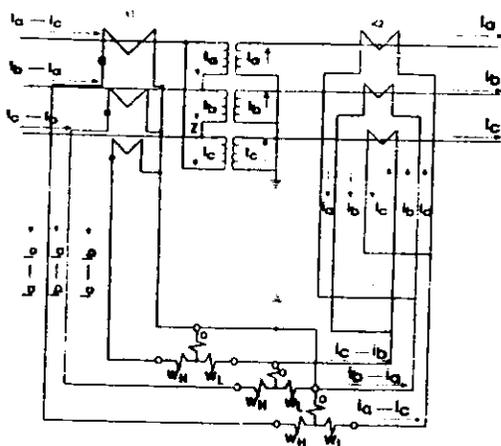


Figura 3.18.- Diagrama elemental de la protección diferencial para transformadores.

3.5.5.- TRANSFORMADORES DE RESTRICCIÓN Y TRANSFORMADORES DE CORRIENTE DIFERENCIAL.

Debido a que solo en raras ocasiones se pueden igualar las corrientes secundarias al seleccionar las relaciones de los T.C., los relevadores diferenciales para protección de transformadores están provistos con transformadores auxiliares de restricción con derivaciones de ajuste de relación, por medio de los cuales las corrientes de paso pueden ser compensadas dentro de un 5%. Cuando el transformador protegido está equipado con cambiador de derivaciones, es obvio que no se tendrá un buen ajuste en todos los puntos del cambiador de relación. Las corrientes secundarias se compensan en el punto medio del rango del cambiador. El transformador de paso se complementa con el transformador de corriente diferencial para cancelar el efecto de la corriente diferencial ocasionada por ajuste de las corrientes secundarias. Si las corrientes secundarias son iguales, se seleccionan las mismas derivaciones de ajuste y dichas corrientes circularán únicamente por los transformadores de paso, es decir la corriente a través del transformador diferencial es igual a cero, sin embargo cuando las corrientes secundarias son diferentes, se seleccionan también derivaciones diferentes (el valor de la derivación debe ser directamente proporcional al valor de la corriente secundaria correspondiente), en

este caso la porción de la corriente que circula del secundario de un T.C. al otro T.C. a través del transformador de paso, pasa también por una parte del devanado del T.C. diferencial en un sentido y la corriente restante o diferencial pasa por otra porción del mismo T.C. diferencial pero en sentido contrario a la anterior, de manera que los ampervueltas resultantes son iguales o aproximadamente iguales a cero, es decir la señal de salida de la bobina de operación será mínima, comparada con la señal de restricción.

La señal de restricción se toma de los secundarios de los transformadores de paso y se rectifican a través de un puente antes de ser enviada a la bobina de restricción. La señal de operación, en forma similar se envía a la bobina de operación.

3.5.6.- REGLAS GENERALES PARA LA CONEXION DE LA PROTECCION_DIFERENCIAL.

Las siguientes reglas son seleccionadas para facilitar la aplicación de relevadores en la protección de transformadores de potencia.

1. Los transformadores de corriente de relación múltiple, deben ser usados en una derivación que dé aproximadamente 5 amperes en condiciones de carga máxima. Este arreglo proporciona buena sensibilidad sin introducir problemas térmicos en el T.C., cables de conexión o en el relevador.
2. Por regla general los T.C. del lado de la delta de de un banco delta-estrella, deben conectarse en estrella, y los T.C. del lado de la estrella deben conectarse en delta. Este arreglo compensa el defasamiento angular de 30° introduciendo por el banco delta-estrella y bloquea la corriente de secuencia cero en la protección diferencial en caso de fallas a tierra externas. Si los T.C. del devanado en estrella se conectan en estrella, los relevadores pueden operar en caso de falla externa ya que la $3I_0$ (tres veces la corriente I_0), circularía por dichos T.C. y las bobinas de operación de los relevadores para retornar por su neutro. Al estar los T.C. en delta, dicha $3I_0$ producida por falla externa queda atrapada dentro de la delta, evitando una operación errónea.
3. Los relevadores deben conectarse de manera que las corrientes secundarias del lado de A.T. pasen por las bobinas de restricción y entren a los secundarios de los T.C. de B.T. (quedando en fase) para condiciones de carga balanceada. Cuando el transformador tiene más de dos devanados,

deben considerarse todas las combinaciones tomando dos devanados en cada caso.

4. La relación de las derivaciones de los relevadores debe ser lo más cercano posible a la relación de corrientes secundarias para condiciones de carga máxima balanceada. Cuando se tengan más de dos devanados, deben considerarse todas las combinaciones, tomando dos devanados en cada caso y basados siempre en la misma capacidad en KVA.
5. Una vez seleccionadas las relaciones de los T.C. y las derivaciones del relevador, debe verificarse la capacidad de carga continua de los devanados del relevador con la carga del banco. Si la corriente en el relevador excede su capacidad continua, debe usarse una relación de T.C. mayor o derivaciones de mayor capacidad de corriente. La capacidad continua requerida por el relevador debe determinarse en base a los KVA máximos del banco.
6. El porcentaje de error de ajuste debe verificarse siempre para comprobar que las derivaciones seleccionadas del relevador tengan un margen de seguridad adecuado.

El porcentaje de error de ajuste se calcula mediante la siguiente expresión:

$$E = \{ [(IL / IH) - (WL / WH)] / X \} * 100\% \quad (A)$$

Donde:

IL, IH = Corrientes que llegan al relevador (considerando los mismos KVA bse), por los lados de B.T. y A.T. respectivamente.

WL, WH = Derivaciones de ajuste del relevador por el lado de B.T. y A.T. respectivamente.

X = El menor de los dos cocientes (IL / IH) ó (WL / WH).

Cuando se tengan mas de dos devanados, deben calcularse todas las combinaciones, considerando dos devanados en cada caso.

7. Para asegurar la operación correcta del esquema de protección, el error de relación de los T.C. no debe ser mayor de 10% en condiciones de falla externa máxima simétrica.

3.5.7.- EJEMPLO DE CALCULO Y CONEXIONES DE LA PROTECCION DIFERENCIAL.

La figura 3.19 muestra un transformador de 30 MVA, 85 / 23 KV conexión delta-estrella, se incluyen en el diagrama los transformadores de corriente indicando los sentidos de sus corrientes secundarias. Este diagrama sirve para analizar los sentidos y ángulos de las corrientes para poder conectar adecuadamente la protección diferencial.

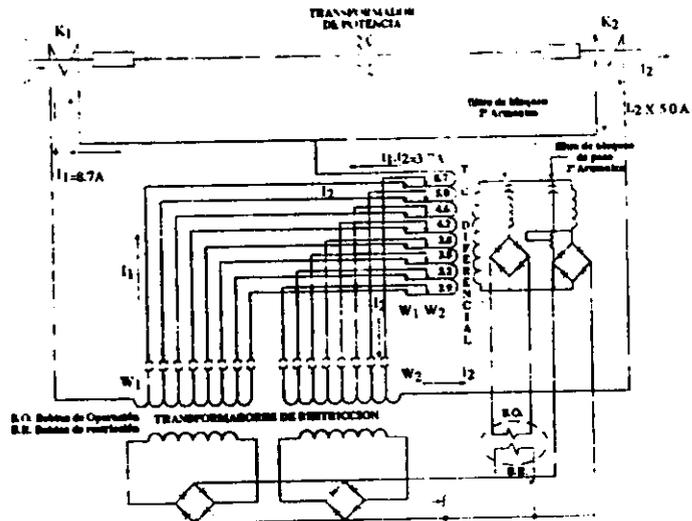


Figura 3.19.- Diagrama trifilar de un transformador de potencia mostrando los T.C. y relevadores para conectar la protección diferencial.

a).- FASEO DE CORRIENTES.

En el ejemplo se asignan como Ia, Ib e Ic a las corrientes en cada uno de los devanados de la delta, considerando que las corrientes fluyen a través del banco para alimentar una carga balanceada o una falla trifásica externa. Dichas corrientes inducen en los devanados secundarios correspondientes corrientes en fase, estando el sentido de las mismas de acuerdo con las marcas de polaridad. En el caso del devanado de baja tensión del transformador de potencia las corrientes de línea son las mismas que las corrientes de fase debido a la conexión en estrella, sin embargo en el lado de alta tensión, las corrientes de línea son corrientes resultantes de la diferencia vectorial de las corrientes de fase, como puede verse en la figura 3.20, donde se presentan los nodos de la delta.

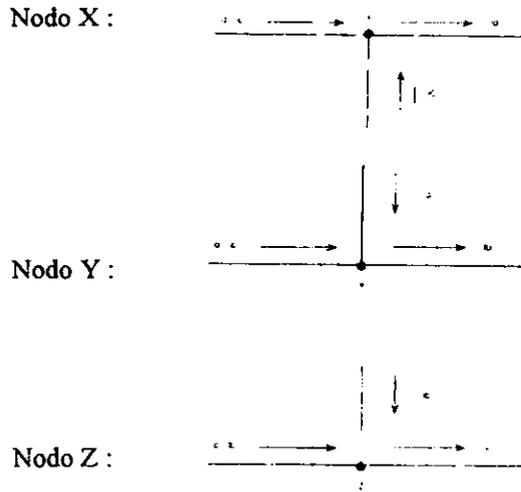


Figura 3.20.- Determinación de las corrientes de línea entrando a los devanados de alta tensión.

b).- CONEXIONES DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

Los secundarios de los T.C. del lado de alta tensión se conectan en estrella debido a la conexión delta del transformador de potencia. Las terminales secundarias de los T.C. del lado de B.T. se dejan preparadas para realizar las conexiones correspondientes. El siguiente paso es interconectar los T.C. de A.T. y B.T. a través de los relevadores. Esto se realiza de manera que la corriente que sale del secundario de un T.C. de alta tensión se hace pasar a través de las bobinas de restricción de un relevador y se hace llegar a dos T.C. de B.T. de manera que se compensen las corrientes, quedando en fase, así al efectuar todas las conexiones, resulta una conexión delta en los secundarios de los T.C. de baja tensión. Finalmente, se conectan entre sí los extremos libres de las bobinas de operación y al neutro de los T.C. en estrella y se aterriza. La figura 3.21 muestra la conexión completa de la protección diferencial del banco.

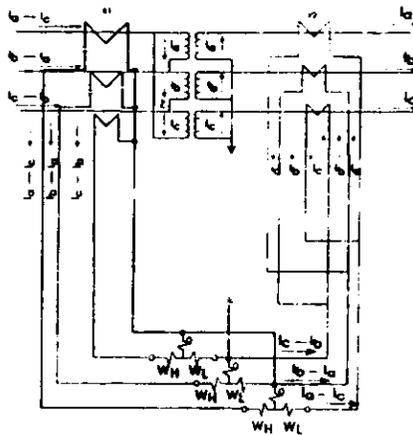


Figura 3.21.- Diagrama de la protección diferencial de un banco delta-estrella mostrando el faseo de corrientes.

C).- SELECCION DE LA RELACION DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y DE LAS DERIVACIONES DE LAS BOBINAS DE RESTRICCIÓN

Se calculan las corrientes de línea del transformador de potencia y en función de dichas corrientes se seleccionan las relaciones de los T.C con ayuda del listado de relaciones de T.C. normalizadas dadas con anterioridad. (se busca un T.C. cuya corriente nominal primaria sea la inmediata superior al valor calculado).

Considerando los KVA máximos del banco (30 MVA) y los voltajes nominales, se efectuan los siguientes cálculos:

KV	CORRIENTE PRIMARIA	RELACION T.C	i SECUNDARIA	i RELEVADOR
85	$30,000 / \sqrt{3} \cdot 85 = 203.8 \text{ A}$	$K1 = 250 / 5$	$203.8 / 50 = 4.08 \text{ A}$	4.08 A
23	$30,000 / \sqrt{3} \cdot 23 = 753.1 \text{ A}$	$K2 = 1000 / 5$	$753.1 / 200 = 3.77 \text{ A}$	6.52 A

La relación de K2 se selecciona de 1000 / 5 en lugar de 800 / 5 debido a que la conexión delta hace que la corriente hacia el relevador sea $\sqrt{3}$ veces mayor.

Las derivaciones de compensación de los relevadores se seleccionan de manera que sean directamente proporcionales a las corrientes correspondientes, es decir:

$$WL / WH = IL / IH$$

Las derivaciones disponibles, tanto para WL como para WH son 2.9, 3.2, 3.5, 3.8, 4.2, 4.6, 5.0 y 8.7. Las relaciones de derivaciones se muestran en la tabla 3-II.

TABLA 3-II.- RELACION DE DERIVACIONES DEL RELEVADOR DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR.

	2.9	3.2	3.5	3.8	4.2	4.6	5.0	8.7
2.9	1.000	1.103	1.207	1.310	1.448	1.586	1.724	3.000
3.2		1.000	1.094	1.188	1.313	1.438	1.563	2.719
3.5			1.000	1.086	1.200	1.314	1.429	2.486
3.8				1.000	1.105	1.211	1.316	2.289
4.2					1.000	1.095	1.190	2.071
4.6						1.000	1.087	1.891
5.0							1.000	1.740
8.7								1.000

$$IL / IH = 6.52 / 4.08 = 1.598$$

Con este valor se selecciona la relación de las derivaciones de la tabla 3-II, siendo el valor mas cercano de 1.586, que corresponde a 4.6 / 2.9.

$$WL / WH = 4.6 / 2.9 = 1.586$$

De donde:

Ajuste del devanado de restricción del lado de 23 KV es igual a WL = 4.6

Ajuste del devanado de restricción del lado de 85 KV es igual a WH = 2.9

Cuando la relación de corrientes IL / IH es mayor de 3.0 (8.7 / 2.9 = 3.0), las corrientes secundarias ya no se pueden compensar con las derivaciones del relevador y se hace necesario el uso de transformadores de corriente auxiliares para lograr el ajuste y en algunos casos puede ser más conveniente cambiar la relación de un juego de T.C. principales.

d).- CALCULO DE PORCIENTO DE ERROR.

Sustituyendo en la ecuación (A) os valores obtenidos, se tiene:

$$E = [(1.598 - 1.586) / 1.586] * 100\% = 0.76\%$$

Este porcentaje de error no debe exceder del 5% para asegurar la correcta operación del relevador.

3.6.- PROTECCION POR MEDIO DE RELEVADORES ACCIONADOS POR GAS.

Cuando ocurre una falla dentro del tanque de un transformador, generalmente se genera gas, generación que es lenta para falla incipiente y violenta para falla fuertes. La mayoría de los cortocircuitos que se desarrollan, se calientan inmediatamente hasta la temperatura del arco. El calor producido por la alta corriente local hace que se descomponga el aceite del transformador y se produzca un gas que puede aprovecharse para detectar las fallas en los devanados, se fabrican los siguientes relevadores:

1. Relevador acumulador de gas, al que se le conoce como relevador de Buchholz, que es accionado por el gas formado.
2. Relevador con régimen de elevación de presión, que actúa mediante la medición de la velocidad de formación de gas.
3. Relevadores de presión y dispositivos de aligeramiento de presión, que actúan a partir de una medida de la presión total acumulada.
4. Analizadores de gas, que actúan con base del análisis de los productos en descomposición.

El relevador Buchholz es la forma de protección más sencilla y de uso muy común en todos los transformadores provistos de tanque conservador. Consiste en una cámara conectada en el lado superior del tramo de tubo que une al tanque conservador del aceite con el tanque del transformador; esta cámara contiene dos flotadores cilíndricos, uno cerca de la parte superior y el otro opuesto al orificio del tubo que va al transformador como se muestra en la figura 3.22.

En condiciones normales, los flotadores están arriba, pero al ocurrir una falla, se producen burbujas de gas por la descomposición del aceite, éstas salen del transformador en dirección al conservador. Al llegar al relevador de Buchholz, las burbujas son atrapadas y reducen por ello el nivel de aceite en la cámara, haciendo que caiga el flotador superior. Por lo general ésta es una caída lenta, y cuando el flotador ha caído una cierta medida predeterminada, se cierran dos contactos controlados por el flotador y producen una señal de advertencia audible y visual.

Sin embargo, si la falla es fuerte, el ascenso del gas y del aceite por el tubo arrastra al flotador inferior, el cual es empujado instantáneamente y hace operar sus

contactos, disparando el interruptor. La fuga de aceite hace que opere el flotador superior, y si persiste, también hace operar al flotador inferior. Al hacer un cambio de aceite, debe tenerse el cuidado de evitar que se produzcan señales falsas.

La ventaja principal de los relevadores Buchholz consiste en que indican las fallas incipientes, fallas entre vueltas o calentamiento del núcleo y, con ello, permiten que un transformador se puede retirar de servicio antes de que ocurra un daño grave.

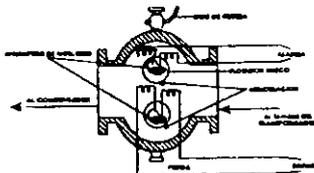


Figura 3.22.- Relevador de Buchholz.

Este relevador es capaz de operar con gran rapidez para fallas internas "mayores", su característica más sobresaliente es su sensibilidad a las fallas incipientes, esto es, fallas menores inicialmente, con desprendimiento de gases inflamables que causan daños lentos pero crecientemente.

Para fallas mayores opera con gran confiabilidad aunque en este caso existen relevadores eléctricos de más alta velocidad. Este relevador aprovecha circunstancias de que los aceites minerales producen gases inflamables al descomponerse a temperaturas superiores a los 350°C, tales como acetilenos y otros hidrocarburos de molécula simple, hidrógeno y monóxido de carbono.

3.6.1.- PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO.

La figura 3.23 muestra que a medida que el gas se acumula en el relevador, el nivel de aceite baja y con éste el flotador superior, mismo que opera un interruptor de mercurio que hace sonar una alarma en esta primera etapa. Este mecanismo responde a pequeños desprendimientos de gases.

Para fallas severas la generación de gases causa movimiento de aceite y gas en el tubo que interconecta al transformador con el tanque conservador y por lo tanto

en el relevador Buchholz, accionándose un segundo mecanismo que a su vez opera un interruptor de mercurio para disparo.

Los relevadores Buchholz se fabrican en diferentes tamaños de acuerdo a la capacidad de los transformadores. La tabla siguiente indica los valores de gas acumulado para operar alarma y velocidad de aceite para provocar disparo en relevadores Buchholz.

CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR	Ø DEL TUBO DE INTERCONEXION	GAS ACUMULADO (cm ALARMA RANGO AJUSTE NOR.		VEL. DEL ACEITE cm/seg. DISPARO RANGO AJUSTE	
		NOR.			
HASTA 1 MVA	2,5 cm	100-120	100	75-125	90
DE 1 A 10 MVA	5.0 cm	185-125	210	80-135	100
ARRIBA DE 10 MVA	7.5 cm	220-280	250	95-155	110

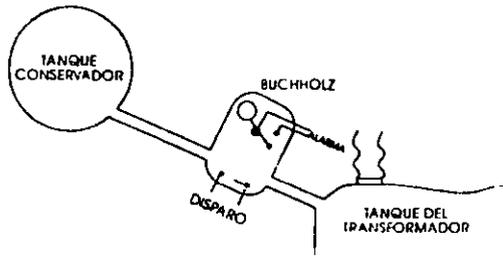


Figura 3.23.- Relevador Buchholz.

3.6.2.- RELEVADORES ACTUADOS POR SOBREPRESION.

En transformadores con sello hermético, la unidad de disparo del relevador Buchholz no es aplicable por lo que puede usarse una unidad de sobrepresión como se muestra en la figura 3.24.

También puede usarse un relevador de presión súbita, el cual responda a la velocidad de cambio de la presión y no al valor mismo de esta, consiguiéndose tiempo de operación de 1 a 6 ciclos para fallas severas.

Debido a la alta sensibilidad de los mecanismos que operan contactos de mercurio, estos relevadores pueden operar erróneamente por alguno de los siguientes motivos:

- a) Movimientos sísmicos.
- b) Choque mecánico en algún punto cercano al relevador.
- c) Vibración o movimiento de aceite ocasionados por cortos circuitos externos al transformador.
- d) Vibración debida a flujos magnéticos normales o al energizar el transformador.

En todo caso la ausencia de gases en el relevador después de haber operado, nos indicará una operación indeseable.

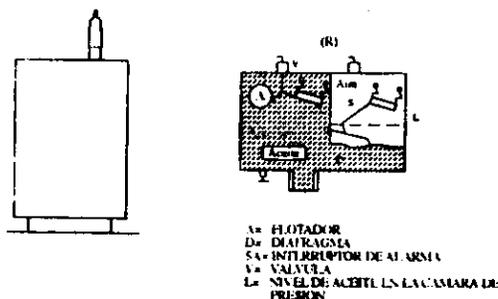


Figura 3.24.-Relevador de sobrepresión

3.7.- PROTECCION DE RESPALDO.

Una falla externa a un transformador da como resultado una sobrecarga que puede provocar falla en el transformador, si no se libra rápidamente. El transformador puede librarse antes de que ocurran daños, usando relevadores de sobrecorriente.

Los relevadores de sobrecorriente de fase se ajustan de manera que su corriente mínima de operación sea mayor que la del transformador cuando éste se encuentre sujeto a una sobrecarga por necesidades del servicio. Generalmente se utilizan relevadores de sobrecorriente con características de tiempo inverso para una buena coordinación. Es común ajustar dichos relevadores de 150 a 200% de la capacidad con otros relevadores con los que se encuentren relacionados.

Como se mencionó, la práctica de protección consta en todos los casos de una protección primaria que es completamente selectiva y se provee además una

protección de respaldo normalmente más lenta que es capaz de detectar condiciones anormales en cualquier punto del sistema y de operar en caso de que la protección primaria falle.

La protección primaria de un transformador es fundamental su protección diferencial, complementada con un relevador buchholz que le da sensibilidad para fallas incipientes y también opera confiablemente durante fallas severas. El transformador tiene también otros dispositivos de seguridad complementarios que lo protegen de sobrepresión interna, bajo nivel de aceite, calentamiento por sobrecarga, contacto del aceite con aire humedo, etc.

La protección diferencial debe ser complementada con una protección selectiva de fallas a tierra en el caso de que el transformador no esté aterrizado sólidamente.

La protección de respaldo de las líneas adyacentes a un transformador, constituye también casi invariablemente la protección de respaldo del mismo transformador, o sea de su protección diferencial. El ajuste de rapidez de dicha protección se hace tomando en cuenta la coordinación con las protecciones de las líneas adyacentes al transformador y no se hacen estimaciones de su comportamiento para fallas dentro del mismo.

CAPITULO IV.- OPERACION ECONOMICA DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y SU PROTECCION.

4.- INTRODUCCION.

Todos los sistemas eléctricos, tanto de los suministradores como de los usuarios en tarifas de subtransmisión o transmisión deben ser evaluados de acuerdo a su confiabilidad, también a su eficiencia económica o resultados financieros obtenidos, es, decir, se debe suministrar un servicio eléctrico confiable al menor costo posible. Este objetivo sólo podrá ser alcanzado si el sistemas y los dispositivos son diseñados de acuerdo a un análisis económico adecuado a las circunstancias del país o zona donde se desarrolla.

En primer lugar, será necesario formular las alternativas variables, en segundo término analizarlas para asegurar las metas o índices de confiabilidad establecidos, y finalmente compararlas económicamente para escoger las alternativas técnico-económica más convenientes.

En la realidad todas las máquinas eléctricas operan como partes integrantes de un sistema eléctrico. Dentro de los sistemas de potencia y en las redes de distribución debe ser considerado el factor económico, que se supone ha sido considerado en la transmisión determinando las tensiones más económicas de transmisión y la sección más económica del conductor en la transmisión y distribución.

4.-1.- OPERACION DE LOS TRANSFORMADORES.

Las corrientes de carga en un transformador producen esfuerzos magnéticos en los devanados y también producen calentamientos (pérdidas por efecto Joule) RI , este calor generado va de los que los rodea. La cantidad total del calor generado y la eficiencia para disiparlo determina la temperatura final del devanado, esta temperatura final conjuntamente con el ciclo de carga del transformador determina la carga con que puede operar un transformador sin dañar excesivamente sus aislamientos.

Se emplean varios métodos para mejorar la eficiencia en la disipación del calor como son: radiadores de enfriamiento, se emplean para aumentar el área de la superficie del tanque y de ésta forma disipar el calor en un área mayor.

En casos necesarios se instalan ventiladores cerca de los radiadores de manera que el aire circulante aumente la capacidad de transferencia del calor. En otros casos pueden ser usadas circulación forzada de aceite, que transmiten el calor de los devanados del transformador a la superficie del tanque en una forma mucho más rápida.

Los fabricantes usualmente diseñan un transformador para suministrar una carga continua (de acuerdo a su capacidad de placa) para ciertas condiciones específicas de operación esta carga dará una vida normal esperada para los aislamientos y de aquí al transformador.

El deterioro del aislamiento se presenta por la carga a cualquier valor sobre la nominal en donde son más nocivos los calentamientos. El grado de deterioro se incrementa aproximadamente el doble por cada 5 a 10 °c de incremento de la temperatura del conductor.

Por otro lado es conveniente considerar que el deterioro del aislamiento es acumulativo, un transformador puede ser sobrecargado durante algunos periodos y otros periodos operar con poca carga, el efecto combinado de estos ciclos puede ser tal que el deterioro puede ser retardado.

Por ésta razón la disponibilidad de un transformador puede ser en ocasiones muy diferentes a su capacidad de placa. En la figura 4.1 se ilustra la variación de carga de un transformador con relación a su capacidad de placa.

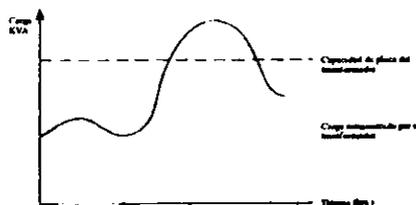


Figura 4.1.- Variación de carga de un transformador con relación a su capacidad de placa.

Un transformador usualmente no debe fallar cuando opera con una carga que exceda a su capacidad, con tal de que esta carga se mantenga en valores razonables, sin embargo, sobrecargas repetidas causan daño acelerado en los transformadores y entonces el transformador puede fallar aún cuando se le apliquen cargas relativamente pequeñas o fallar rápido debido a vibraciones o esfuerzos mecánicos cuando se ha movido.

La capacidad de temperatura para transformadores sumergidos en aceite se da usualmente como 55 °C o hasta 65°C sobre la temperatura ambiente, es decir, esto se refiere a la diferencia entre la temperatura ambiente, estando este valor relacionado con el tipo de aislamiento usado.

La suma de la temperatura ambiente, la temperatura promedio del devanado y la elevación de temperatura de la prueba de calentamiento del transformador, determina la temperatura del calentamiento del transformador.

Usando la temperatura ambiente de 30 °C, estos valores se suman como sigue.

CAPACIDAD DE TEMPERATURA 55°C DEL TRANSFORMADOR	ELEVACION	65°C
TEMPERATURA AMBIENTE 30°C		30°C
TEMPERATURA AMBIENTE DEL DEVANADO 85°C		95°C
ELEVACION SOBRE EL PROMEDIO DEL DEVANADO 10°C		15°C
	95°C	110°C

4.2.- ALTURA DE OPERACION M.S.N.M.

Debe considerarse que la eficiencia de disipación del calor producido por el transformador varía con la altura de operación del mismo, ya que se sabe de la disipación por convección en equipo y máquinas eléctricas cuando están diseñadas para operar a una cierta altura en (m.s.n.m.) por ejemplo a nivel de mar, sufre una reducción de capacidad normal por cada 1000 m. de altura sobre el máximo de 1000 m. para conservar la capacidad del nivel del mar.

4.3 CAPACIDAD DE UN TRANSFORMADOR

La disponibilidad de carga de un transformador se puede definir como la carga pico que un transformador puede suministrar para un ciclo de carga específico, sin exceder los límites de calentamiento de los devanados.

La capacidad de carga de un transformador está determinada por el ciclo de carga y por las características del transformador que son :

- Ciclo de carga y curvas de demandas.
- Selección de la capacidad.
- Ampliación de la capacidad.

4.3.1- CICLO DE CARGA Y CURVAS DE DEMANDA.

La selección de un transformador generalmente debe estar basada en un estudio de las cargas del consumidor.

Es necesario antes de todo hacer una curva de demanda tal como el ejemplo que se indica a continuación:

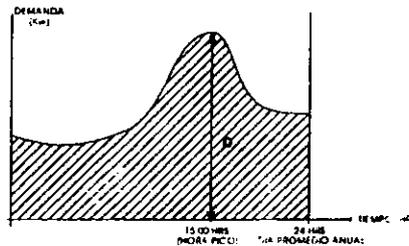


Figura 4.2.- Curva de demanda de usuarios demandando corriente.

La curva mostrada en figura 4.2, se calcula en función de las horas en las cuales el usuario demandara mayor corriente arrandando sus máquinas. Claro que para lograr dicha curva se hace necesario conocer el ciclo completo de la instalación con el tipo de máquinas, iluminación, etc.

4.3.2.- SELECCION DE LA CAPACIDAD.

De la curva de demanda diaria, se obtiene un valor promedio, aunque este no será el valor que se utilice, ya que además se debe tomar en consideración lo siguiente:

Se deben de considerar los picos de carga, los cuales no deben de envejecer prematuramente los aislamientos del transformador.

Es necesario tomar en cuenta que un transformador si puede ser sobrecargado con un cierto porcentaje y durante un período de tiempo determinado, sin reducir su vida; siempre y cuando el transformador haya estado trabajando por debajo de su capacidad nominal en un cierto porcentaje y durante cierto tiempo.

EJEMPLO: Si la unidad ha estado trabajando al 70% durante 8 horas, se podrá sobrecargar al 115% durante 8 horas o bien, 130% durante 4 horas.

La idea anterior obedece simplemente al periodo de tiempo que en la unidad tardan en sobrecalentarse los aislamientos después de estar fríos, es decir; por debajo de su temperatura de operación. En otras palabras, el deterioro de los aislamientos es acumulativo.

Por cada 5 °C o 10 °C de sobrecalentamiento el deterioro es el doble del normal.

Una vez que se selecciona la capacidad media habrá que tomarse en cuenta a que porcentaje de carga estará trabajando más frecuentemente la unidad, Esto es muy importante, ya que así al especificar el equipo se puede indicar a que porcentaje de carga se requiere la máxima eficiencia del transformador.

Una carga equivalente para cualquier parte del ciclo de carga diaria puede obtenerse con la siguiente ecuación:

$$\text{Valor r.m.s. de la carga} = \frac{C_1 T_1 + C_2 T_2 + \dots + C_n T_n}{T_1 + T_2 + \dots + T_n}$$

DONDE :

C_1, C_2, \dots, C_n = carga en KV.

T_1, T_2, \dots, T_n = Tiempo de las cargas.

4.3.3.- AMPLIACION DE LA CAPACIDAD.

Es necesario dar un cierto margen a la capacidad del transformador con el objeto de poder suministrar demandas no previstas en la curva de demanda. La ampliación de este criterio es muy amplio pues puede depender del conocimiento del especificador o ingeniero del proyecto.

4.4.- DISPONIBILIDAD DE CARGA Y CAPACIDAD DE SOBRECARGA.

La disponibilidad de sobrecarga de un transformador se puede definir como la carga pico que un transformador puede suministrar para un ciclo de carga específico, sin exceder los límites de calentamiento de los devanados.

La capacidad de carga de un transformador está determinada por el ciclo y por las características del transformador.

Si un transformador se usa en condiciones normales, nunca por encima de su capacidad nominal durará muchos años. Sin embargo si sufre sobrecalentamientos debe tener una vida más corta.

El deterioro en las propiedades mecánicas trae como consecuencia pérdidas de la rigidez necesaria para soportar las tensiones debidas a cortocircuitos en las líneas. Al volverse más dieléctrico se producen arcos entre secciones del devanado o entre espiras, destruyendo el transformador. Por lo general toda falla eléctrica es producto de una falla mecánica.

4.5- EFICIENCIA DIARIA, ANUAL Y GASTOS DE OPERACION.

La mayoría de los transformador que se emplean en el suministro de energía eléctrica, ya sea en subestaciones de gran potencia o en redes de distribución, operan continuamente cada año pero entregando plena carga continuamente.

Debido a esto es importante mantener las pérdidas del núcleo tan bajas como sean posibles, usando en el diseño materiales magnéticos de tal grado, como por ejemplo, el acero de grado orientado.

Usar materiales de alta calidad magnética aumenta el costo inicial del transformador, sin embargo, para condición de carga dada hay un diseño óptimo para el cual la suma de los intereses anuales y cargos por depreciación sobre el costo inicial, más el costo anual de las pérdidas por energía es un mínimo. Por tanto la eficiencia a plena carga calculada en términos de las potencias de entrada y salida no representa el único criterio. Los conceptos de eficiencia diarios y eficiencia anual también son importantes, estos conceptos pueden ser expresados como sigue

$$\text{Eficiencia a plena carga} = 1 - \frac{\text{Pérdidas}}{\text{Pérdidas} + \text{Potencias de salida}}$$

$$\text{Eficiencia diaria} = 1 - \frac{\text{Pérdidas diarias de energía}}{\text{Energía de salida} + \text{Pérdidas diarias de energía}}$$

$$\text{Eficiencia anual} = 1 - \frac{\text{Pérdidas anuales de energía}}{\text{Energía de salida} + \text{Pérdidas anuales de energía}}$$

4.6- EJEMPLO

La variación anual de una carga alimentada por dos transformadores A y B de 107 MVA es la siguiente:

250 días al año con :

- 107 MVA a un F.P. de 0.8 atrasado durante 8hrs/día.
- 106 MVA a un F.P. de 0.8 atrasado durante 8hrs/día.
- 33.3 MVA a un F.P. unitario durante 8hrs/día.

115 días al año con :

- 33.3 MVA a un F.P. unitario durante 8hrs/día.
- 25 MVA a un F.P. unitario durante /hrs/día.
- En vacío durante 8hrs/día.

Los transformadores tienen la siguiente información:

Transformador A:

- Costo inicial	N\$ 47,680
- Pérdidas en el núcleo	0.75 MVA
- Pérdidas en el cobre a plena carga	2 mva.

Transformador B:

- Costo inicial	N\$ 45,892
- Pérdidas en el núcleo	1.0 MVA
- Pérdidas en el cobre a plena carga	2.5 MVA

Se desea :

- Los factores de forma y carga anual.
- Calcular la eficiencia a plena carga y F.P. 0.8 atrasado para los dos transformadores.
- Calcular el costo total anual de operación de cada transformador suponiendo un 10% de interés y depreciación anual

SOLUCION:

a) El valor promedio de carga anual es :

$$\text{carga promedio anual} = \frac{C1T1 + C2T2 + C3T3 + C4T4}{T1 + T2 + T3 + T4}$$

Donde:

C1, C2, C3, C4.- Son las cargas en KVA.

T1, T2, T3, T4.- Son los tiempos para cada carga en horas.

$$\text{Carga promedio anual} = \frac{(107 \times 2000) + (106 \times 2000) + (33.3 \times 2920) + (25 \times 920)}{8760}$$

$$\text{Carga promedio anual} = 62.355 \text{ KVA}$$

$$\text{Factor de carga (KC)} = \frac{\text{Carga promedio anual}}{\text{Demanda máxima anual}} = \frac{62.355}{107}$$

$$K_c = 0.5827$$

$$\text{Valor R.M.S. de la carga} = \frac{C_1 T_1 + C_2 T_2 + C_3 T_3 + C_4 T_4}{T_1 + T_2 + T_3 + T_4}$$

$$\text{Valor R.M.S. de la carga} = \frac{(107 \times 2000) + (106 \times 2000) + (33.3 \times 2920) + (25 \times 920)}{8760}$$

$$\text{Valor R.M.S. de la carga} = 74.929$$

El factor de forma (Kf) :

$$K_f = \frac{\text{Valor R.M.S. de la carga}}{\text{Carga promedio anual}} = \frac{74.929}{62.355}$$

b). Calcular la eficiencia a plena carga y F.P. 0.8 atrasado para los dos transformadores.

Para el transformador A:

$$\text{Eficiencia a plena carga} = 1.0 \frac{2.75}{2.75 + 85.6} = 0.9688$$

Para el transformador B:

$$\text{Eficiencia a plena carga} = 1.0 \frac{3.5}{3.5 + 85.6} = 0.9607$$

Para cada uno de los 250 días del año:

Para el transformador A:

- Pérdidas en el núcleo = $0.75 \times 24 = 18$
- Pérdida en el núcleo a 107 MVA = $2 \times 8 = 19$
- Pérdidas en el cobre a 106 MVA = $(106 / 107) \times 2 \times 8 = 15.702$
- Pérdidas en el cobre a 33.3 MVA = $(33.3 / 107) \times 2 \times 8 = 1.5496$

- Pérdidas diarias en el cobre = 33.2516

- Pérdidas totales diarias = pérdidas diarias totales en el cobre +
pérdidas en el núcleo pérdidas totales diarias = 18 + 33.2516 =
51.2516

Para el transformador B:

- Pérdidas en el núcleo = 1 x 24 = 24

- Pérdidas en el cobre a 107 MVA = 2.5 x 8 = 20

- Pérdidas en el cobre a 106 MVA = (106 / 107) x 2.5 x 8 = 19.62

- Pérdidas en el cobre a 33.3 MVA = (33.3 / 107) x 2.5 x 8 = 1.9370

- Pérdidas diarias totales en el cobre = 41.557

- Pérdidas totales diarias = 24 + 41.557 = 65.557

- Energía entregada diariamente = (107x8x0.8) + (106x8x0.8) +
33.3x8) = 1629.6

- Eficiencia diaria del transformador A = 1.0 - $\frac{51.2516}{1680.85} = 0.9695$

- Eficiencia diaria del transformador B = 1.0 - $\frac{65.557}{1695.15} = 0.9613$

Para cada uno de los 115 días del año:

Para el transformador A:

- Pérdida en el núcleo = 0.75 x 24 = 18

- Pérdidas en el cobre a 33.3 MVA = (33.3 / 107) x 2 x 8 = 1.5496

- Pérdida en el cobre a 23 MVA = (25 / 107) x 2 x 8 = 0.8734

- Pérdidas en el cobre por día = 2.4230

- Pérdidas totales por día = 20.4230

Para el transformador B :

- Pérdidas en el núcleo = $1 \times 24 = 24$

- Pérdidas totales en el cobre a 33.3 MVA = $(33.3 / 170) \times 2.5 \times 8 = 1.937$

- Pérdidas en el cobre a 25 MVA = $(25 / 107) \times 2.5 \times 8 = 1.0917$

- Pérdidas diarias en el cobre = 3.0287

- Pérdidas totales por día = 27.0287

- Energía de salida por día = $(33.3 \times 1 \times 8) = 466.4$

- Eficiencia diaria del transformador A = $1.0 - \frac{20.4230}{486.82}$

- Eficiencia diaria del transformador B = $1.0 - \frac{27.0287}{493.4287} = 0.9452$

Para el transformador B:

- Pérdidas anuales = $(65.557 \times 250) + (27.0287 \times 115) = 19.497$

- Energía entregada anualmente = $(1629 \times 250) + (466.4 \times 115) = 461036$

- Eficiencia anual = $1.0 - \frac{19.497}{480.533} = 0.9594 \%$

Para el transformador A:

- Pérdidas anuales = $(51.2516 \times 250) + (20.4230 \times 115) = 15.1615$

“ La energía entregada diariamente para los 250 días del año y para los 115 días del año igual al transformador B”.

- Energía entregada anualmente = 461036

$$\text{- Eficiencia anual} = 1.0 - \frac{15165}{461036 + 151615} = 0.7525\%$$

4.7.- EVALUACION DE COSTOS.

Cuando el problema consiste en seleccionar un transformador de distribución de varios posibles, de distinto fabricantes, es conveniente evaluar los costos totales anuales, estos costos pueden ser usados también para establecer lineamientos para su instalación y tamaños para reemplazar transformadores de distribución.

Los costos anuales para un transformador de distribución se determinan considerando los costos de cinco fuentes.

- Pérdidas en el núcleo.
- Pérdidas en el cobre.
- Regulación.
- Excitación.
- Cargos por instalación.

4.7.1- PERDIDAS EN EL NUCLEO.

Las pérdidas en el núcleo de un transformador es independiente de la carga y tanto los costos de demanda y energía están asociados con las pérdidas y es necesario considerarlas en un caso para hacer los cargos adecuados, y en el otro para saber en cuánto aumenta el costo de operación.

Una fórmula para calcular el costo de las pérdidas en el núcleo es la siguiente:

$$C1 = FC (1 + A) (SR + EH)$$

Donde :

C1 = Costo anual de las pérdidas en pesos .

F = Pérdidas en el núcleo en KW al voltaje nominal, este dato debe ser proporcionado por los fabricantes y se obtiene de las pruebas al transformador.

A = Cargos con pérdidas en el sistema, que incluye el suministro de pérdidas al transformador.

S = Cargos por inversión en los transformadores de distribución desde lageneración hasta el lado primario del transformador en pesos/KW.

R = Tasa para capitalización de la inversión.

E = Cargos por energía (pesos/KW).

H = 8,760 (horas en un año).

4.7.2 PERDIDAS EN EL COBRE.

Las pérdidas en el cobre varían con el cuadrado de la corriente en el transformador, por tanto el cargo por demanda debe ser modificado por un factor de coincidencia de carga pico, para tomar en cuenta la coincidencia de la carga del transformador sobre la carga de pico, Dado que estos ciclos de pérdidas varían con el cuadrado de la carga, el cargo por energía se determina multiplicando el pico por el factor de pérdidas.

$$C2 = Cn (1 + A) (SPR + EHF)L$$

Donde :

C2 = Costo anual de las pérdidas en el cobre en pesos.

Cn = Pérdidas en el cobre a plena carga en KW, este valor es normalmente proporcionando por el fabricante de los datos de prueba.

A = Cargo por pérdidas en el sistema.

S = Cargos por inversión en los transformadores (peso/KW de demanda)

R = Tasa por capitalización de la inversión.

P = Coincidencia por pico en el sistema.

E = Cargos por energía (pesos/KW).

H = 8.760 (horas por año).

F = Factor de pérdidas.

Además :

$$P = \frac{\text{Máximas demandas combinadas}}{\text{Suma de las máximas demandas individuales}}$$

El factor de pérdidas es la relación del promedio de pérdidas en el sistema a las pérdidas para carga pico durante un periodo específico de tiempo y se obtiene de acuerdo con :

$$F = 0.9 \times (\text{factor de carga}) + (\text{factor de carga})$$

Donde en esta fórmula el factor de carga para un transformador de distribución normalmente varían entre 0.15 y 0.40.

$$K_c = \frac{\text{KWH para un año}}{\text{KW pico} \times 8,760 \text{ horas/año}}$$

L = Carga pico-pico por unidad.,

$$L = \frac{\text{Carga en KVA}}{\text{KVA conectados}}$$

4.7.3.- REGULACION

Las pérdidas por regulación normalmente no son considerados en los transformadores de distribución donde sus efectos son despreciables.

4.7.4.- EXCITACION.

La excitación en los transformadores puede ser compensada mediante la instalación de capacitores en la red de distribución primaria, los cargos por instalación de los costos anuales de estas pérdidas. La fórmula para evaluar en forma aproximada este costo es :

$$C4 = G \times N \times D \times R$$

Donde :

G = Generación unitaria.

N = Capacidad del transformador

D = Costos de los capacitores instalados.

R = Tasa por capitalización de la inversión.

4.7.5.- CARGOS POR INSTALACION.

Estos cargos son variables, ya que dependen de la compañía suministradora, pero otros deben ser considerados como son :

- Costos por mano de obra.
- Costos de transporte.
- Costos por herramienta.
- Costos por seguros.
- Costos por supervisión.
- Costos varios administrativos.

4.8.- ESTUDIO TECNICO-ECONOMICO DE LAS PROTECCIONES DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

Los tiempos para las actividades, tratan de ajustarse a lo que normalmente sucede en la práctica, tomando en cuenta la intervención de factores que por una causa u otra afectan al tiempo empleado, como son por ejemplo: averías en equipo

de transporte, pruebas mal efectuadas, tardanza en maniobras por trámite de licencias para desenergizar el equipo, etc.

Cada una de las maniobras se da en tres etapas que son :

A).- EJECUCION.- Se consideran todas aquellas actividades que se realizan desde los preparativos para desarrollar estos trabajos, desde el desarrollo de los mismos, hasta el regreso del personal al centro de trabajo.

B).- ANALISIS.- Comprende el tiempo empleado en cálculos, comparaciones, estudio de historial y comentarios con jefes inmediatos superiores o personas que por naturaleza de su trabajo pudieran tener alguna intervención.

C).- TRAMITES DE OFICINA.- Es el tiempo que se ocupa en el registro de los trabajos en el archivo correspondiente, actualización de gráficas, curvas y el tramite que se sigue para turnar a otros departamentos si procede.

En la estimación de tiempo empleado en cada actividad, intervienen tres clasificaciones de tiempo: óptimo, medio y pésimo. Algunas veces el trabajo se desarrolla con rapidez y eficiencia debido a tener condiciones y factores propios para hacerlo, que es cuando se emplea un tiempo medio es aquel que se utiliza en el trabajo normalmente a un 20% de la eficiencia y el tiempo pésimo es el que se ocupa debido aparte del trabajo desarrollado, con imprevistos y dificultades necesarias de solucionar para poder efectuar las actividades encomendadas.

Una vez, teniendo estas tres clasificaciones de tiempo, se traduce a tiempo de media estadística mediante la fórmula :

$$\text{Media estadística} = \frac{T. \text{ óptimo} + 4T. \text{ Medio} + T. \text{ pésimo}}{\dots\dots\dots}$$

Al efectuar la suma de las medias estadísticas de la ejecución, análisis y trámites de oficina, se obtiene lo que se considera el tiempo total empleado.

CONSIDERACIONES DE EQUIPO NECESARIO.

Se toma en cuenta el equipo necesario para dicha actividad, ya sea en forma directa o indirecta, mencionando el equipo principal y auxiliar.

COSTOS.

Es importante hacer notar que los costos a continuación calculados, han sido hechos en base a salarios reales tomados del tabulador de personal en vigor del 1° de enero al 30 de diciembre de 1991.

Los costos de los equipos son los precios de adquisición, tomando en consideración que son relativamente nuevos, la depreciación del equipo es considerada como un 10%.

Cabe mencionar que existen algunos conceptos que no se tomaron en consideración, pero que pueden tomarse como incluidos debido a que su influencia en los costos sería mínima, como es por ejemplo la depreciación de herramientas, etc.

Considerando una depreciación anual del equipo del 10%, ya que las pruebas a cada equipo se efectúan una vez al año y que el equipo es probado en una área determina, se tiene:

a).- Probador de resistencia de aislamiento motorizado: Marca megger, rango de 0 50000Mo, voltaje de prueba de hasta 2500volts c.d.

Precio.....N\$20,000.00
Depreciación anual.....N\$ 2,000.00

b).- Probador del factor de potencia: Marca doble de 2500 volts c.a. de prueba, con maleta para terminales.

Precio.....N\$ 75,000.00
Depreciación anual.....N\$ 7,000.00

c).- Probador de relación de transformación. Marca biddle.

Precio.....N\$ 45,000.00
Depreciación anual.....N\$ 4,500.00

d).- Probador de rigidez dieléctrica. Marca balteau con calibrador.

Precio.....N\$ 36,000.00
Depreciación anual.....N\$ 3,600.00

NUCLEO ACORAZADO

TIPO OA	FOA1	FOA2
elevación		55°C
N° de fases		1
frecuencia		60 Hz
altitud		2300 MSNM

De acuerdo a lo anterior y suponiendo que existe una falla en el interior del transformador, la cual hace operar al relevador 63 (Buchholz), como consecuencia tien que salir de servicio, para su inspección y diagnostico del daño causado por la falla.

Tomando en cuenta las consideraciones anteriores y suponiendo que el transformador debe ser de servicio durante 48 hrs. Para su estudio de falla, es aspecto económico de mano de obra será la suma de los salarios de las personas que para el caso se requieran.

Nivel del trabajador requerido	salario/hora	salario/48 horas
1 Ingeniero CL-20A.....	N\$ 16.84	N\$ 808.32
2 electricista.....	N\$ 26.60	N\$ 276.80
2 Ayudantes de electricista.....	N\$ 21.60	N\$ 518.40
1 Ayudante técnico.....	N\$ 10.32	N\$ 495.36
	-----	-----
	TOTAL N\$ 75.36	N\$ 3098.88

Considerando que el personal que efectúa el diagnostico de la falla arroja un costo de N\$ 75.36 por cada hora de labor, pero como se realiza el trabajo en 48 horas, que es el tiempo que se encuentra fuera de servicio el transformador; daría un monto de costo de mano de obra por dichas horas trabajadas de N\$ 3098.88.

4.9.- CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA.

Una de las formas de reducir la máxima demanda de un transformador es mejorando el factor de potencia. El criterio es el mismo que se aplica para los generadores. En términos generales se establece que si el factor de potencia es por ejemplo de 0.8 atrasado, la cantidad de energía que se entrega es de 1.25 veces mayor que la que se entregaría si el factor de potencia fuera unitario.

Con objeto que los consumidores traten de mejorar su factor de potencia a los valores mínimos establecidos por las compañías suministradoras, las tarifas industriales consideran un cargo por demanda máxima, así como un cargo por KW/H consumido, con el fin de garantizar un servicio eficiente desde el punto de vista del transformador ya que un factor de potencia inadecuado en la carga originaría una entrega de KVA alta con un bajo valor de potencia activa en KW.

La corrección del factor de potencia aún cuando requiera de alguna forma de inversión en equipo, representa un ahorro, en algunos casos considerables ya que reduce los cargos por depreciación e interés, por otra parte, existen algunas ventajas del orden técnico para el consumidor, tales como menores pérdidas por calentamiento, mayor eficiencia desde el punto de vista de carga, menor tamaño en los cables de distribución e interruptores así como una mejor regulación de voltaje.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Al dar lectura a lo desarrollado en capítulos anteriores, se encontrará que no existe nada nuevo; solamente se pretendió dar una guía de conceptos básicos, deberes y formas de efectuar la protección a transformadores de potencia por medio de relevadores, así como los costos de la misma.

Es importante saber distinguir las diferentes protecciones que existen, sus funciones y el porqué de cada una de ellas, ya que sólo de esta manera se puede estar en condiciones de formarse un criterio para cada sistema en particular, ya que algunos por su tamaño, tipo y cantidad de elementos, es posible que no sea necesario llevar un control tan estricto como el que se expone o por el contrario se tenga que ver con lujo de detalle.

Resalta de una manera especial la importancia de una protección bien planeada y mejor ejecutada, redundando en la disminución de mantenimientos correctivos generalmente costosos.

En la descripción de cada una de las partes más importantes de la máquina estática mencionada puede notarse además de su construcción y características el importante papel que desempeñan durante la operación del transformador, con lo cual se está más en condiciones de poder interpretar con mayor exactitud los resultados obtenidos que se recomienda para cada una de las partes y algunas veces poder predecir la mala protección o predeterminar alguna falla incipiente.

En la parte correspondiente al equipo necesario, se hace mención del dispositivo a utilizar en cada protección, siendo descritas previamente, cada una de sus partes y la forma en que funciona. Es recomendable tener excesivo cuidado en el uso de estos dispositivos, pues frecuentemente se presentan casos de averías en el equipo que casi siempre pudieron evitarse si se enseña a utilizar, haciendo siempre hincapié en que son dispositivos sumamente sensibles y por lo tanto de fácil deterioro; creando esta conciencia en el personal de trabajo, se tendrán a parte de reducciones de gastos de reparación en los equipos e incumplimiento de programas de mantenimiento preventivo o retraso de éstos por lo anterior expuesto, prácticamente nulos, una mayor confiabilidad en los resultados de las protecciones teniendo conocimiento que las ha efectuado una persona que conoce y sabe lo que está haciendo.

Para el cálculo de los costos, la depreciación del equipo se hizo tomando en cuenta la vida media que generalmente tiene juntamente con lo considerado para efectos contables; los salarios y prestaciones son los reales hasta la fecha en que se elaboró el trabajo, y en caso de aumentar éstos, el tema no quedará obsoleto, pues

bastará con que se hagan los mismos cálculos que se presentan con los nuevos salarios que se tengan.

Siendo la economía uno de los móviles más importantes para toda actividad, no queda excluida por ningún motivo en este trabajo, ya que podrían presentarse un sin número de procedimientos, pruebas, técnicas a desarrollar, etc. Con un porcentaje muy elevado en eficiencia de ingeniería pura, pero que si no se justifican económicamente no se serán aplicados.

Para la obtención del máximo nivel permisible de protección sin incremento del costo, el nivel óptimo que permite la operación económica de una industria y el nivel actual de mantenimiento preventivo, preventivo con relación a una base aceptada, se deberá contar en primer lugar, con personal responsable que pueda proporcionar los datos que se necesitan y que éstos sean verídicos o en el peor de los casos, lo más apegado que sea posible a la realidad.

También es recomendable el conocimiento por parte del personal de ingeniería de los dispositivos presentados, que aunque sencillos, es necesario su perfecto entendimiento para que su aplicación sea fructífera, además de uniformizar criterios con las personas que ejecuten los trabajos para que todo sea realizado desde el mismo punto de vista; esta última recomendación es muy importante para tomar decisiones adecuadas.

Otra importante recomendación es dar a conocer las normas de seguridad y reglamentos internos a todo el personal que interviene en los trabajos de mantenimiento para reducir los accidentes que en muchos casos puede ser de consecuencias fatales. Estas normas de seguridad deben impartirse regularmente en cursos de capacitación, los cuales deben ser tomados en cuenta en el calendario de programación de mantenimiento.

Por otro lado la finalidad de la protección aplicada a dispositivos eléctricos, principalmente a transformadores de potencia es lograr una confiabilidad óptima durante su operación. Esta confiabilidad en su concepto más amplio puede ser conseguida al costo más bajo posible si se toman en cuenta los siguientes puntos:

1. Al efectuar la instalación de la protección debemos asegurarnos que las condiciones del equipo serán mejores y que éste no se expondrá a algún deterioro o contaminación.
2. Es necesario que el personal conozca cuando menos en forma general el equipo e instalaciones relativas y que cada trabajador esté debidamente preparado para cumplir con las funciones correspondiente a su puesto.

3. La función de mantenimiento para que sea efectiva requiere ser regulada por un proceso administrativo.
4. Llevar un control adecuado del mantenimiento, en el cual se incluye el inventario del equipo, programación de mantenimiento, reportes de mantenimiento, instructivos, historial de pruebas, hoja de inspección, reportes de su operación, refacciones en el almacén, etc.
5. El control de equipo debe ser llevado desde la preparación para la puesta en servicio o antes si es posible, para verificar que su instalación se efectuó en forma correcta utilizando los procedimientos técnicos recomendados y para tener la seguridad de que no se somete a condiciones de operación diferentes a las de diseño.
6. Las actividades de mantenimiento preventivo requieren ser planeadas en base a un conocimiento amplio del estado real del equipo, a excepción de ciertos trabajos cuya programación se decide de acuerdo con las recomendaciones de servicio distadas por el fabricante.
7. Dar tiempo suficiente a las actividades de los programas de trabajo para que el mantenimiento se efectúe en forma adecuada.
8. El mantenimiento predictivo es fundamental para conocer el estado y comportamiento de los componentes del equipo y la tendencia a deteriorarse. El análisis de los datos recientes o estadísticos nos permiten dictaminar cuando el equipo requiere algún trabajo específico de mantenimiento y la urgencia de efectuarlo. Al programarse solamente los trabajos considerados necesarios se evita el sobremantenimiento y como consecuencia se reducen los costos.
9. Contar con el equipo, aparatos, herramientas y materiales suficientes para efectuar los trabajos de mantenimiento en forma óptima.
10. El aceite aislante de un dispositivo eléctrico es parte activa en su funcionamiento, por lo que se debe prestar la mayor atención para evitar la ocurrencia de averías graves y costosas. La propiedad aislante del aceite es inestable habiendo una tendencia natural a degradarse por humedad y descomposición. Las pruebas de acidez y tensión interfacial son una guía definitiva para controlar el deterioro normal por envejecimiento del aceite. Este envejecimiento se acelera enormemente con las altas temperaturas, siendo de recomendarse no sobrepasar los límites impuestos por el fabricante.

11. El estado de conservación y contaminación del aceite aislante es indicador de las condiciones de operación impuestas al equipo y del comportamiento de sus demás componentes, lo cual significa que es un medio que se presta para diagnosticar anomalías y detectar fallas incipientes.

BIBLIOGRAFIA

- Electricidad y Magnetismo para estudiantes de Ciencia e Ingeniería
Luis L. Cantu
Edit. Limusa.
- Fundamentos de Instalaciones Eléctricas de media y alta tensión
Gilberto Enriquez Harper
Edit. Limusa
- Sistema de Distribución
Roberto espinosa y Lara
Edit. Trillas
- Características y capacidad de Sobre Carga en trasformadores
Dr. Rafael Mier Maza, investigador de industrial eléctrica S.A.
Edit. Limusa
- Fundamentos de Protección de sistemas eléctricos de potencia
Gilberto Enriquez Harper.
Edit. Limusa
- Instrumentación electrónica y mediciones
Williamm David Cooper
Edit. Prentice Hall.
- Cursos de transformadores y motores trifasicos de inducción
Gilberto Enriquez Harp
Edit. Limusaa
- Elementos de centrales eléctricas Tomo II
Gilberto Enriquez Harper
Edit. Limusa
- Handbook of transformer design applications
William M. Flanagan
Edit. MaGraw - Hillinc