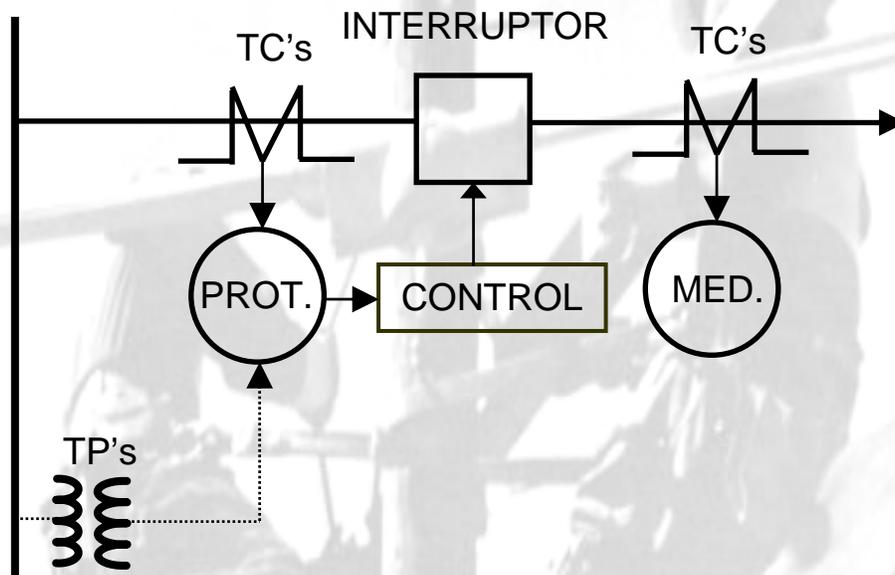




Comisión Federal de Electricidad



PROTECCION, CONTROL Y MEDICION

Manual del Participante

INDICE

	Pág.
Objetivo general	4
Introducción	5
Tema 1 Generalidades del sistema de distribución	
1.1 Introducción	7
1.2 Descripción de los sistemas de distribución	7
1.2.1 Conceptos básicos.	7
1.2.2 Definición de los elementos de los sistemas de distribución	8
1.2.3 Tensiones nominales en los sistemas de distribución	8
1.3 Naturaleza de las fallas	9
1.3.1 Fallas de naturaleza transitoria	9
1.3.2 Fallas de naturaleza permanente	9
1.3.3 Los sistemas de distribución, la naturaleza de sus fallas y la definición de su sistema de protección	9
1.3.4 Los dispositivos de protección en función de la naturaleza de las fallas	11
1.3.5 Zonas de protección	12
1.4 Descripción de una subestación eléctrica	15
1.4.1 Descripción general	15
1.4.2 Transformadores	18
1.4.3 Consideraciones generales	24
1.5 Nomenclatura e identificación de dispositivos	26
1.5.1 Nomenclatura	26
1.5.2 Designación de dispositivos por número	30
1.5.3 Diagramas Trifilares y Unifilares	33
Resumen	35
Ejercicios	36
Evaluación	37
Tema 2 Filosofía de relevadores de protección	38
2.1 Introducción	39
2.2 Definiciones	40
2.3 Objetivos básicos de un sistema de protección	41
2.4 Principios fundamentales de las protecciones	43
2.4.1 Protección primaria	43
2.4.2 Protección de respaldo	44
2.4.3 Zonas de protección	45
2.5 Características funcionales	46
2.6 Factores que influyen en un sistema de protección	47
2.7 Evaluación del funcionamiento de relevadores	48
Resumen	49
Ejercicios	50
Evaluación	51

Tema 3	Descripción y funcionamiento de dispositivos de protección	52
3.1	Introducción	53
3.2	Formas generales de protección eléctrica	53
3.3	Transformadores de instrumento	57
	3.3.1 Transformadores de corriente	57
	3.3.2 Transformadores de potencial	59
3.4	Relevadores	61
3.5	Interruptores	69
3.6	Restauradores, seccionalizadores y fusibles	72
	Resumen	79
	Ejercicios	80
	Evaluación	81
Tema 4	Coordinación de dispositivos de protección	82
4.1	Introducción	83
4.2	Lineamientos básicos	83
4.3	Esquemas de protección	85
4.4	Criterios de coordinación de protecciones	89
	Resumen	95
	Ejercicios	96
	Evaluación	99
Tema 5	Instrumentos de medición	100
5.1	Introducción	101
5.2	Mecanismo de operación de voltmetros y ampérmetros	102
5.3	Conexiones de voltmetros	104
5.4	Conexiones de los ampérmetros	105
5.5	Medición de potencia	106
5.6	Medidores digitales	108
	Resumen	112
	Ejercicios	112
	Evaluación	113
Tema 6	Interpretación de banderas	114
6.1	Introducción	115
6.2	Descripción general	115
6.3	Banderas de equipos de protección	117
	Resumen	121
	Ejercicios (Visita a la S.E. Catemaco)	121
	Evaluación	121
	Bibliografía	122

OBJETIVO GENERAL

Al término del curso los participantes podrán identificar, los distintos equipos de protección asociados a sus circuitos de control, así como los diferentes equipos de medición instalados en las subestaciones de distribución. Esto permitirá a los participantes valorar su función y utilizar la información, que ofrecen los equipos de protección y medición, para contribuir a una mejor operación y mantenimiento de las instalaciones de distribución.

INTRODUCCIÓN

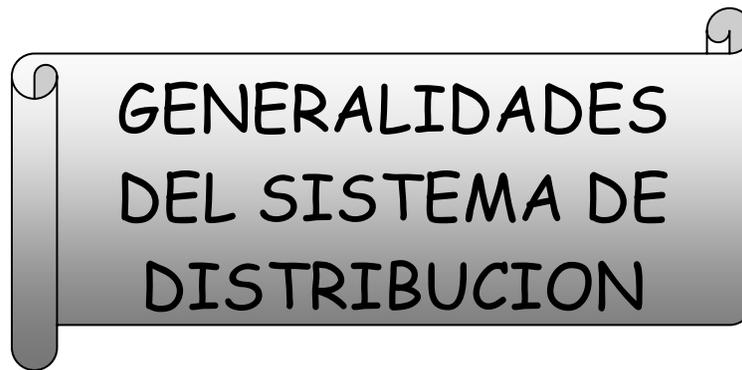
Los relevadores de protección forman parte importante en el Sistema Eléctrico de Potencia y a través de los años ha existido una constante evolución en el desarrollo de estos. Uno de los objetivos de este trabajo es presentar los diferentes tipos de relevadores, sus principios de operación e interpretar la información que nos pueden proporcionar acerca de lo que ocurre en el SEP. Los relevadores tienen la función de supervisar constantemente el SEP, discriminar una condición normal de una condición de falla, y actuar en el menor tiempo posible para aislar la falla del resto del sistema. En esto radica la importancia de la protección por relevadores.

Los sistemas eléctricos de control además de utilizarse en la operación manual o automática de una subestación, forman parte significativa de un esquema de protección, ya que será el encargado de proporcionar las señales necesarias en la operación de interruptores con el objeto de liberar las fallas que se presenten en un SEP. Por lo anterior y por la función normal que desempeñan en el control de una subestación se analizarán los circuitos de control asociados a los esquemas de protección.

Por último es necesario la medición de la energía que entra a una subestación y que se proporciona a los usuarios por medio de los circuitos de distribución. En este apartado se identificarán algunos de los equipos de medición, además del equipo auxiliar necesario, para la medición instantánea e integrada de una subestación.

De forma general el contenido del presente va encaminado al personal de las diferentes áreas que conforman una zona de distribución, el cual deba estar en contacto con las subestaciones de distribución y muy particularmente a lo que se refiere a Protección, Control y Medición.

TEMA 1



Objetivo: Al termino del tema el participante podrá reafirmar sus conocimientos acerca de un sistema de distribución, además será capaz de identificar sus componentes y características, que le permitan obtener una visión más completa del sistema eléctrico.

1.1 Introducción

Los sistemas de distribución forman parte del sistema eléctrico de potencia el cual genera, transmite y distribuye la energía eléctrica y es el que está más próximo a los usuarios. Es de suma importancia para el objeto de nuestro estudio abordar y reafirmar las partes, elementos y características que lo constituyen, esto con el fin de establecer las condiciones necesarias, para situarnos en la parte del sistema eléctrico donde se encuentran operando los sistemas de protección, control y medición.

1.2 Descripción de los sistemas de Distribución.

1.2.1 Conceptos básicos.

Los sistemas eléctricos de potencia están constituidos básicamente por tres grandes grupos.

- ❖ Sistemas de generación
- ❖ Sistemas de transmisión
- ❖ Sistemas de distribución

Los sistemas de distribución a diferencia de los sistemas de generación y transmisión, interactúan en forma directa con la mayoría de los clientes de energía eléctrica, los cuales esperan un servicio que satisfaga sus necesidades en todos los aspectos, los sistemas de distribución como eslabón principal del suministro de energía eléctrica, tiene como función principal transportar la energía eléctrica de las subestaciones de potencia o fuentes de generación a los lugares de utilización, este suministro de energía eléctrica debe darse bajo parámetros de calidad bien definidos, como son voltaje, frecuencia y continuidad. Los sistemas eléctricos de distribución en nuestro país comprenden básicamente seis partes:

- a) Líneas de alta tensión
- b) Subestaciones de distribución
- c) Circuitos de media tensión
- d) Transformadores de distribución
- e) Circuitos secundarios o de baja tensión
- f) Acometidas

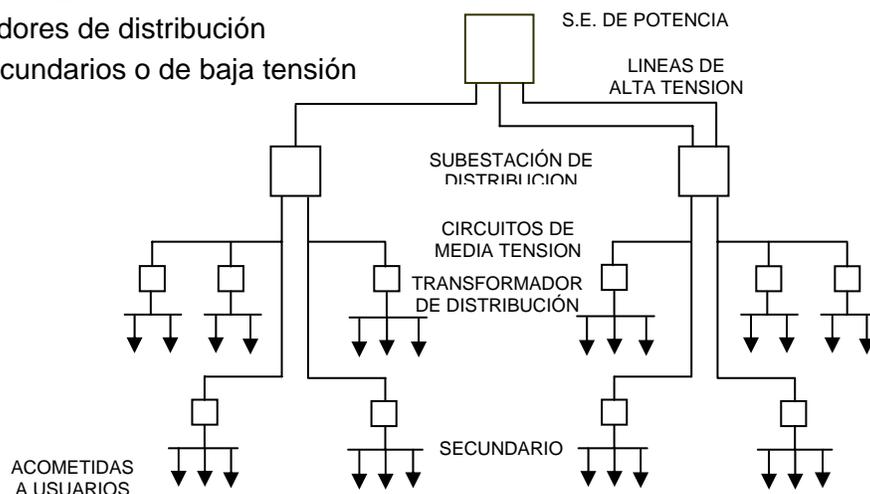


Figura 1
Sistema de distribución

1.2.2 Definición de los elementos de los sistemas de distribución

- Líneas de Subtransmisión.- Circuitos de conducción masiva de energía eléctrica a distancia que alimenta e interconecta las Subestaciones de distribución, los niveles de tensión utilizados en nuestro país son 138, 115, 85 y 69 KV.
- Subestaciones de Distribución.- Conjunto de equipos eléctricos necesarios para la conversión y seccionamiento de energía eléctrica recibida en bloque y distribuida en diferentes trayectorias a través de los circuitos de distribución.
- Circuitos de Media Tensión.- Circuitos eléctricos que parten de las Subestaciones de distribución y proporcionan la potencia eléctrica a los transformadores de distribución, los niveles de tensión utilizados en el país van desde 2.4 hasta 34.5 Kv.
- Transformadores de Distribución.- Equipo eléctrico que reduce la tensión de los circuitos de media tensión a la tensión de utilización de los usuarios.
- Circuitos de Baja Tensión.- Circuitos que emanan de los transformadores de distribución y proporcionan el camino a la potencia eléctrica que será entregada a los usuarios.
- Acometidas.- Circuitos que interconectan al usuario con los sistemas de distribución.

1.2.3 Tensiones nominales en los sistemas de distribución

Las tensiones utilizadas en los sistemas de distribución y sus límites de operación se pueden agrupar de acuerdo a lo indicado en la tabla 1-1, misma que se muestra a continuación.

Tabla 1.1.- Tensiones en los Sistemas de Distribución

CLASIFICACION DE TENSIÓN	COMPONENTE DEL SISTEMA	TENSIÓN NOMINAL KV		
		PREFERENTE	RESTRINGIDA	CONGELADA
BAJA TENSIÓN MENOR DE 1 KV	ACOMETIDAS Y CIRCUITOS SECUNDARIOS	0.12 0.127 0.220 0.240		
MEDIA TENSIÓN MAYOR A 1 KV Y MENOR A 35 KV	CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN	13.8 23 34.5		2.4 4.4 6.9 11.8 20
ALTA TENSIÓN MAYOR A 35 KV Y MENOR A 230 KV	LINEAS DE ALTA TENSION	69 115	85 138	

1.3 Naturaleza de las fallas.

En los sistemas de distribución, pueden presentarse principalmente dos tipos de falla según su naturaleza.

1.3.1 Fallas de naturaleza transitoria.

Son aquellas donde la pérdida de aislamiento de los elementos del sistema sometidos a tensión eléctrica, es momentánea, es decir, que se trata de aislamientos del tipo "recuperable". Algunos tipos de fallas transitorias incluyen contactos momentáneos con ramas de árboles, flameo por contaminación o arqueo del aislamiento por descargas atmosféricas, mezclándose en este último caso las ondas de la sobretensión de forma no sostenida con la corriente de frecuencia nominal.

Dado el corto tiempo de presencia de este fenómeno, incluso en algunas ocasiones los dispositivos de protección contra sobrecorriente no llegan a operar dependiendo de la capacidad de auto-recuperación del aislamiento, por lo que podría establecerse una "auto-liberación" de la falla sin la acción de una protección.

Otros tipos de fallas, de las cuales resultan corrientes de frecuencia nominal pueden ser de naturaleza transitoria si la tensión del elemento fallado es interrumpida rápidamente por la acción de un dispositivo de protección y luego restablecida después de que el aislamiento ha recuperado su capacidad dieléctrica. Tales fallas pueden resultar de descargas atmosféricas con flameo de aislamiento, contacto de aves o animales, movimiento de conductores cercanos, etc.

1.3.2 Fallas de naturaleza permanente.

Son aquellas donde la pérdida de aislamiento del elemento fallado es permanente, al tratarse tanto de aislamientos del tipo "no recuperable", como de aislamientos recuperables en donde su capacidad dieléctrica es drásticamente reducida. Las fallas permanentes son aquellas que requieren reparación, mantenimiento o reposición del equipo antes de que la tensión eléctrica pueda ser restablecida en el punto de falla. Su ocurrencia generalmente origina una pérdida irreversible del aislamiento cuando éste es del tipo "no recuperable". Si se trata de aislamientos del tipo "recuperable", tales como el aire, la pérdida del aislamiento es debida a contacto de elementos conductores, ya sea entre ellos o a tierra, provocados normalmente como consecuencia de fallas mecánicas o estructurales.

1.3.3 Los sistemas de distribución, la naturaleza de sus fallas y la definición de su sistema de protección.

Tanto estadísticas de operación como numerosos estudios, indican que las fallas en un sistema aéreo de distribución tienen el siguiente comportamiento:

Entre un 80-95% del total de fallas son de naturaleza transitoria, correspondiendo complementariamente entre el 20-5% a fallas permanentes. De las fallas transitorias entre un 90-95% son liberadas en el primer intento de restablecimiento de la tensión eléctrica; entre un 4-6% son liberadas posteriormente al segundo intento de restablecimiento; entre un 2-3% desaparecen después del tercer intento y entre 0-1% son despejadas después de un cuarto intento o en posteriores intentos de restablecimiento. A este respecto cabe señalar que en CFE desde 1989 se ha efectuado un seguimiento estadístico a una muestra promedio de 150 circuitos de distribución de 30 subestaciones en tres divisiones, teniéndose hasta la fecha un total de 12,797 fallas con un patrón de comportamiento como el que se indica a continuación:

- FALLAS PERMANENTES : 10%
- FALLAS TRANSITORIAS : 90%
- FALLAS TRANSITORIAS LIBERADAS DESPUÉS DEL 1ER. INTENTO DE RESTABLECIMIENTO : 90%
- FALLAS TRANSITORIAS LIBERADAS DESPUÉS DEL 2DO. INTENTO DE RESTABLECIMIENTO : 6%
- FALLAS TRANSITORIAS LIBERADAS DESPUÉS DEL 3ER. INTENTO DE RESTABLECIMIENTO : 3%
- FALLAS TRANSITORIAS LIBERADAS DESPUÉS DEL 4TO. INTENTO DE RESTABLECIMIENTO : <1%

Este comportamiento se ilustra de manera gráfica en la figura 2

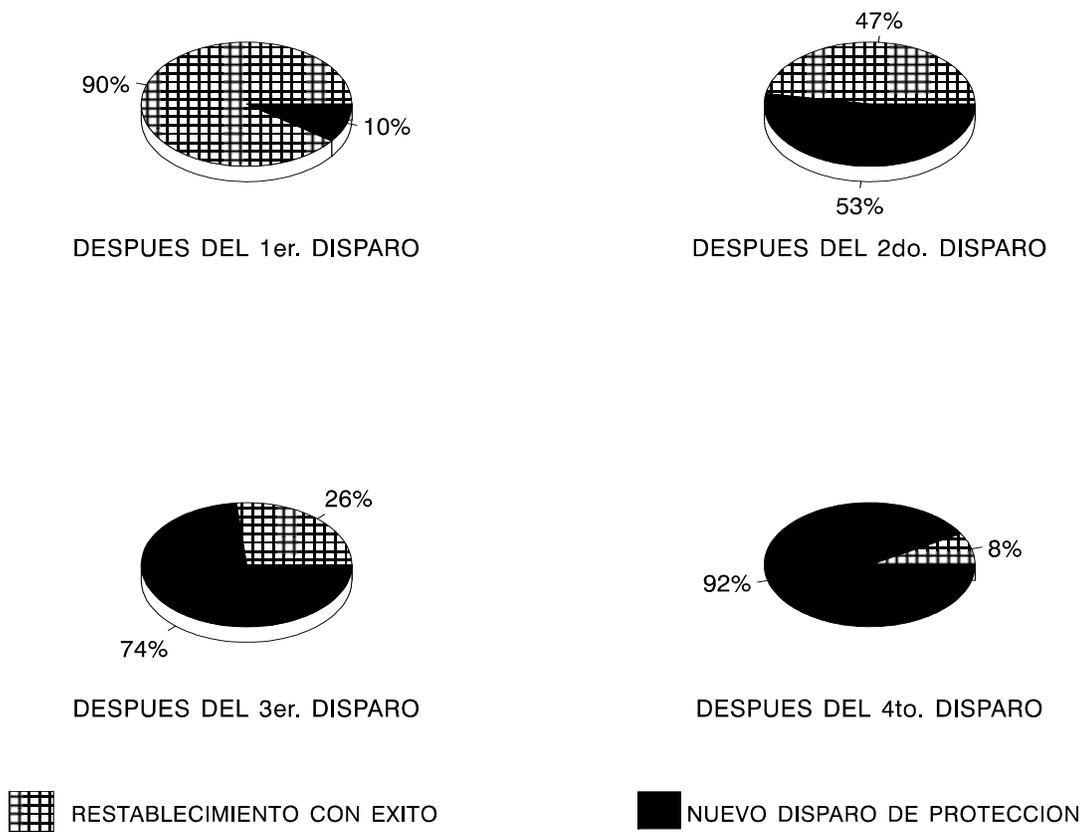


Figura 2

Estadística promedio de éxito para intentos consecutivos de restablecimiento

Como puede observarse, estadísticamente puede concluirse la justificación de un máximo de dos intentos de recierre de manera general, ya que intentos posteriores originarán en su mayoría únicamente esfuerzos innecesarios a los equipos y elementos que conforman el sistema de distribución. por tal razón es necesario establecer de manera particular en cada sistema las políticas correspondientes para el ajuste de los dispositivos de recierre automático, así como de las directrices operativas establecidas para el restablecimiento del servicio en instalaciones afectadas por una falla.

1.3.4 Los dispositivos de protección en función de la naturaleza de las fallas

De acuerdo a la naturaleza de las fallas presentadas en los sistemas de distribución existen dos tipos principales de dispositivos de protección, que por su aplicación protegen el sistema de manera mas eficaz contra los dos tipos de falla anteriormente mencionados:

- a) **Protección contra fallas transitorias.-** Para la liberación de este tipo de fallas se requiere disponer de dispositivos que además de originar la desconexión automática del elemento dañado, tengan la capacidad de restablecer de manera automática la tensión eléctrica, después de permitir una pausa para la desionización del arco de falla. Tales dispositivos corresponden fundamentalmente a los restauradores e interruptores asociados con relevadores.
- b) **Protección contra fallas permanentes.-** Para la liberación de este tipo de fallas se requiere disponer de dispositivos que únicamente originen la desconexión automática y definitiva del elemento dañado. Tales dispositivos corresponden fundamentalmente a seccionadores y fusibles. A este respecto cabe señalar que tanto restauradores como interruptores, también liberan este tipo de fallas después de completar su ciclo preestablecido de restablecimientos y llegar a la posición de bloqueo. Con referencia a los elementos fusibles, mediante cierta implementación de algunos fabricantes, es posible de manera limitada el contar con una característica primitiva de autorestablecimiento (fusibles de triple disparo). Sin embargo este tipo de dispositivos no se consideran como una protección completa contra fallas transitorias al carecer de la característica de “ reposición automática “, por lo que su comportamiento en cuanto a secuencia operativa se refiere, puede llegara ser impredecible dependiendo de las situaciones de falla a que se haya visto expuesto y a la oportunidad con que se hayan reemplazado los elementos fundidos.
- c) **Protección contra fallas transitorias y permanentes.-** Si en un sistema eléctrico todas las fallas fueran de naturaleza permanente (como es el caso de circuitos subterráneos, transformadores, capacitores, etc.), el empleo de cortacircuitos fusibles de bajo costo como protección de todos los elementos, sería la mejor solución. En caso contrario si la mayoría de las fallas fueran de naturaleza transitoria, únicamente sería necesario la instalación de dispositivos de protección dotados de recierre automático y con capacidad de cubrir completamente al sistema o elemento protegido. Sin embargo en los sistemas convencionales de distribución aéreos, ambos tipos de falla están presentes, por lo que el problema derivado es la selección del dispositivo o combinación de dispositivos adecuados para proporcionar la solución más eficaz en todos los casos.

- d) **Definición del sistema de protección más adecuado.-** Para la selección de un sistema de protección, es necesario tener en consideración diversos factores, tales como la importancia del servicio, el número total de fallas por año, la relación de fallas transitorias a fallas permanentes, el costo debido a interrupciones de servicio y los costos de inversión, operación y mantenimiento.

Por otra parte, el desarrollo de los sistemas actuales de distribución ha traído como consecuencia el incremento de las alternativas para distribución de la energía eléctrica. De esa misma manera los dispositivos de protección requieren al ser aplicados, de considerar una serie de detalles que involucran desde el tipo y configuración del sistema, características de los usuarios y servicios, hasta los propios dispositivos que formarán el sistema de protección.

Existen básicamente dos herramientas teóricas de apoyo para la adecuada implementación de un sistema de protecciones, las cuales son:

- El comportamiento estadístico por naturaleza de las fallas presentadas en el sistema de distribución.
- Las zonas de protección o de cobertura para cada uno de los dispositivos de protección seleccionados en función de tipo de falla a proteger.

Bajo estas herramientas puede establecerse la siguiente secuencia para la definición del esquema de protección de un sistema de distribución aéreo:

Debe disponerse en el inicio del circuito de un dispositivo para protección contra fallas transitorias, debiendo verificarse en función de sus ajustes, su máxima cobertura sobre cualquier elemento del circuito. Si con tal verificación se detectan zonas no cubiertas, será necesario la ubicación estratégica de tantos dispositivos similares como sea necesario a efecto de cubrir contra fallas transitorias a la totalidad del circuito.

Establecida ya la protección contra fallas transitorias, es necesario considerar un sistema de protección complementario para fallas permanentes. Por lo anterior es necesario identificar a los componentes del circuito tales como líneas troncales, ramales y subramales con el objeto de dotarlos de dispositivos de protección contra fallas permanentes tales como fusibles y seccionadores. De esta manera cualquier falla de naturaleza permanente presentada en algún componente del sistema originará únicamente la desconexión del mismo, permitiendo la operación normal del resto del sistema.

Para lograr la adecuada armonía operativa entre todos los dispositivos de protección mencionados para cada tipo de falla, es necesario la realización de un estudio de " Coordinación de Protecciones ", en donde mediante la aplicación de ciertos criterios, aunado a las características de algunos equipos y a la experiencia del ingeniero, será posible alcanzar soluciones adecuadas.

1.3.5 Zonas de protección

Para una adecuada aplicación de dispositivos de protección, es necesario considerar los siguientes factores:

- Configuración del sistema
- Impedancias del equipo primario y su conexión
- Tensión del sistema
- Procedimiento y prácticas operativas
- Importancia del elemento del sistema a proteger
- Estudio de cortocircuito
- Análisis de cargas o flujos de potencia
- Conexión, localización y relación de transformadores de corriente y potencial
- Tipo de falla (trifásica, de una fase a tierra, etc.)
- Crecimiento de la carga y del sistema

En base al análisis de cada uno de los factores anteriores se pueden definir las zonas de protección necesarias para cada elemento del sistema de eléctrico.

Las "Zonas de protección" se definen como el área de cobertura de un dispositivo de protección, el cual protege uno o más componentes del sistema eléctrico en cualquier situación anormal o falla que se presente.

Las Zonas de Protección se disponen de manera que se traslapen para que ninguna parte del sistema quede sin protección, la figura 3 muestra el sistema de distribución con las siguientes zonas de protección traslapadas:

- Zona de protección de líneas de subtransmisión (1)
- Zona de protección de barras de alta tensión (2)
- Zona de protección de transformadores de potencia (3)
- Zona de protección de barras y circuito de media tensión (4)
- Zona de protección de circuitos de distribución (5)
- Zona de protección de transformadores de distribución y circuitos secundarios (6)
- Zona de protección de transformadores de distribución, circuitos secundarios y acometidas de baja tensión (7)

Las Zonas de Protección se disponen de manera que se traslapen para que ninguna parte del sistema quede sin protección, la siguiente figura muestra el sistema de distribución con zonas de protección traslapadas.

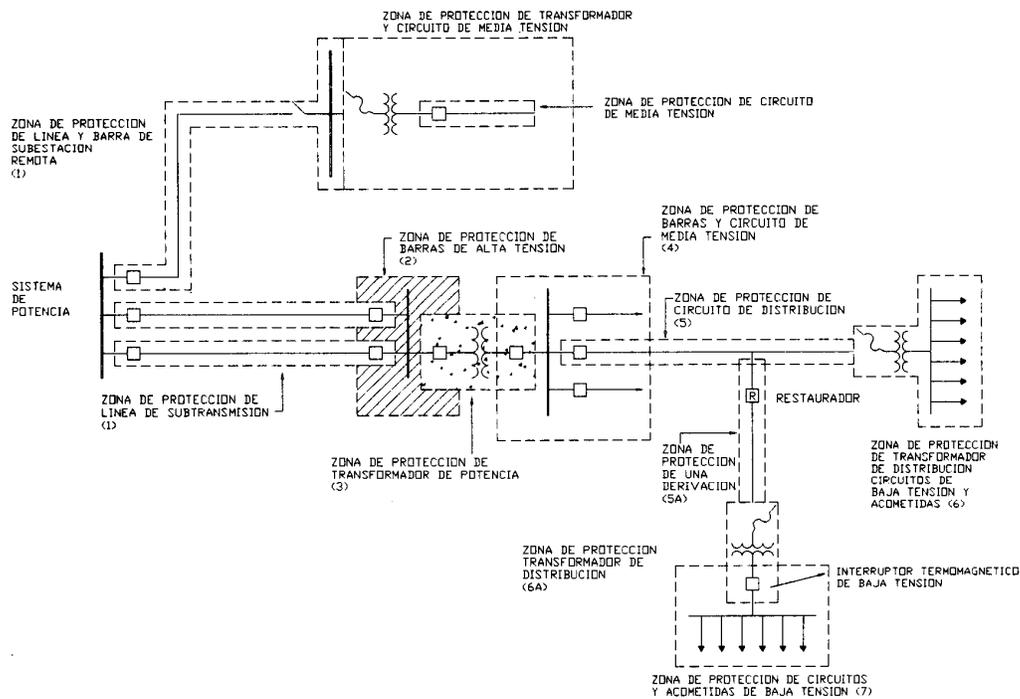


Figura 3
Zonas de Protección Traslapadas

La figura muestra los equipos de seccionamiento localizados en las conexiones de cada elemento del sistema de potencia, esta previsión hace posible desconectar solo el elemento defectuoso, a veces se omite elementos seccionamiento entre dos elementos adyacentes, en cuyo caso ambos elementos deben desconectarse si hay una falla en cualquiera de los dos.

En una zona cada dispositivo de protección realiza una función específica y responde también específica a cierto tipo de cambios en las magnitudes de un circuito en los sistemas de distribución y básicamente en circuitos de mediana y baja tensión, el equipo básico utilizado son dispositivos contra cortocircuito. Estos dispositivos son clasificados en protección primaria y protección de respaldo.

La protección primaria es la primera línea de defensa, mientras que la protección de respaldo solo actúa cuando falla la protección primaria, por lo general los sistemas de media y baja tensión son radiales, si bien la tendencia es manejar sistemas mallados con dispositivos automáticos de seccionamiento, en la actualidad se maneja anillos abiertos con seccionamiento.

Esto ha permitido que cuando ocurre un cortocircuito en el sistema de distribución la protección primaria y de respaldo inician normalmente su funcionamiento; permitiendo en primera instancia que el elemento en cortocircuito sea librado por la protección primaria sin que la protección de respaldo haya tenido tiempo de completar su función.

1.4 Descripción de una Subestación Eléctrica

1.4.1 Descripción general.

Una subestación eléctrica está constituida por equipos y dispositivos, que modifican y controlan algunas características de la potencia eléctrica como son: Voltaje, Corriente, Factor de potencia, Etc.

De las Subestaciones Eléctricas se puede hacer la siguiente clasificación:

A) Por su operación:

- 1.- De corriente alterna.
- 2.- De corriente continua.

B) Por su servicio:

Elevadora
Reductoras
De enlace
De Maniobras
Convertidoras
Receptoras – Elevadoras, Reductoras
De Enlace

Los elementos que constituyen una subestación se pueden clasificar en elementos principales y secundarios.

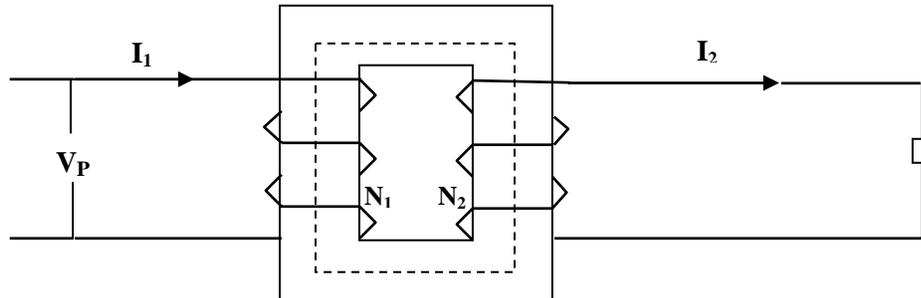
A) Elementos Principales:

1. Transformador.
2. Interruptor de potencia.
3. Banco de baterías.
4. Cortacircuito fusible.
5. Cuchillas desconectadoras.
6. Apartarrayos.
7. Tableros de control.
8. Capacitores.
9. Transformadores de instrumentos.

B) Elementos Secundarios:

1. Cables de control.
2. Alumbrado.
3. Estructura.
4. Herrajes.
5. Sistema de tierras.
6. Trincheras.

Transformador.- Es un dispositivo que transfiere energía de un circuito a otro bajo el principio de inducción electromagnética, esto es enlazado los circuitos magnéticamente y aislándolos eléctricamente.



Los transformadores más comúnmente utilizados en una subestación eléctrica se pueden clasificar por el número de devanados, en dos devanados y tres devanados por la regulación, en regulación fija, regulación variable con carga y sin carga, por el tipo de enfriamiento OA sumergido en aceite con radiadores, OA/FA sumergido en aceite con aire forzado en los radiadores.

Los transformadores de potencia cuentan con algunas de las protecciones y alarmas siguientes: 63P protección de sobrepresión, 63 protección Buchholz, 49 protección y/o alarma de % de carga térmica, 26 alarma de temperatura de aceite, 71 alarma de nivel de aceite.

Interruptor de Potencia.- Tiene como función principal interrumpir y restablecer la continuidad de un circuito eléctrico en condiciones de carga o cortocircuito. Si al instante de ocurrir el corto circuito el voltaje es máximo se tiene una corriente de corto circuito simétrica y si el corto circuito ocurre en cualquier otro instante se tiene una corriente de corto circuito asimétrica.

Los tipos de interruptores de potencia son: Interruptores de gran volumen de aceite, interruptores de bajo volumen de aceite, interruptores neumáticos, interruptores en SF6 e interruptores de vacío.

Banco de Baterías.- Esta constituido por varias baterías interconectadas, para poder suministrar grandes cantidades de corriente durante períodos cortos y además almacenar una determinada cantidad de energía eléctrica, en una subestación eléctrica el banco de baterías proporciona la energía para accionar motores, controles y alumbrado de emergencias cuando no se dispone de servicios propios en forma temporal, las baterías para las barras colectoras de control pueden constar de 12, 14, 60 ó 120 celdas pero lo más común es que usen 60 celdas con un voltaje nominal de 125 volts.

Cortacircuitos Fusibles.- Es un elemento de conexión de circuitos eléctricos, tiene dos funciones: como cuchilla desconectadora, para lo cual se conecta o desconecta y como elemento de protección.

El elemento de protección lo constituye el dispositivo fusible que se encuentra dentro del cartucho de conexión y desconexión. El dispositivo fusible se selecciona de acuerdo a la magnitud de corriente que va a pasar a través del mismo y los fabricantes proporcionan las características tiempo – corriente de ruptura para un rango amplio de magnitud de corriente.

Los elementos fusibles se construyen fundamentalmente de cobre electrolítico con aleación de plata o cobre aleado con estaño.

Cuchilla Desconectadora.- Es un elemento que sirve para desconectar físicamente un circuito eléctrico, por lo general se operan sin carga, pero con algunos aditamentos se puede operar con carga, hasta ciertos límites.

Las cuchillas desconectadoras se pueden clasificar por su operación: a) Con carga, b) Sin carga.

Por su accionamiento: a) Manual, b) Automático.

Características:

- 1.- Tensión nominal de operación
- 2.- Corriente Nominal
- 3.- Corriente de corto circuito
- 4.- Tipo de montaje
- 5.- Tipo de accionamiento individual o en grupo.

Apartarrayos.- Es un dispositivo que nos permite proteger las instalaciones eléctricas contra sobretensiones de origen atmosféricos.

Las ondas de sobretensión que se presentan durante una descarga atmosférica viajan a la velocidad de la luz y dañan el equipo si no se le tiene protegido correctamente, para lo cual se deben tomar en cuenta los siguientes aspectos: a) Descargas directas sobre la instalación y b) Descargas Indirectas.

Las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas se deben a que se almacenan sobre las líneas cargas electrostáticas que al ocurrir la descarga se parten en dos y viajan en ambos sentidos de la línea a la velocidad de la luz estableciendo la onda de sobretensión que el apartarrayo deberá cortar y descargar a tierra, la tensión a que operan los apartarrayos se conoce técnicamente como tensión de cebado.

Tableros de control.- Son los módulos, secciones, gabinetes o paneles que contienen o soportan a los equipos de protección, control y medición de la subestación eléctrica.

Existen varios tipos de tableros: a) Simplex no blindado, b) Simplex blindado, c) Duplex, d) Tipo escritorio, e) Combinado.

Los tableros de control deberán estar contruidos preferentemente conforme a las indicaciones siguientes:

- a) Cada interruptor tendrá su sección.
- b) Los instrumentos de medición, control y elementos indicadores se deben alojar en las cubiertas frontales de las secciones.
- c) Los circuitos secundarios de control y tensión deben tener protección de fusibles.

Capacitores.- Tienen como función principal suministrar potencia reactiva capacitiva al sistema eléctrico en el punto donde son conectados.

Se instalan en bancos trifásicos pudiendo ser fijos o desconectables.

Los efectos que provocan los capacitores aplicados a las cargas son:

- a) Reduce la componente en atraso de la corriente.
- b) Incrementa el voltaje aplicado a la carga.
- c) Reduce las perdidas por $I^2 Z$.
- d) Permite adicionar la carga a las líneas de suministro.

Transformadores de Instrumento.- Son los dispositivos de transformación de corriente y potencial que se desconectan en alta tensión para obtener magnitudes secundarias de valor reducido y proporcional a las magnitudes primarias de corriente y potencial, de los secundarios de TC's y TP's se alimenta a relevadores, medidores y conmutadores para protección y medición del sistema eléctrico.

1.4.2 Transformadores.

Curva de Daño.

Este equipo es la parte más importante y costosa de una subestación, lo encontramos en todos los niveles de voltaje y los hay de diversos tamaños, tipos y conexiones.

El diseño de los esquemas de protección de transformadores es un tema bastante amplio y toma en cuenta para su diseño aspectos propios del transformador como son (tamaño, tipo, conexión, aplicación, etc.) así como el principio de detección de fallas (eléctricas, mecánicas y térmicas).

Los criterios para la selección, aplicación y ajustes de la protección por medio de fusibles o relevadores deberá de considerar que el transformador se debe proteger contra el efecto de las corrientes de fallas externas que al pasar por el transformador durante un tiempo prolongado pudieran dañarlo.

El límite teórico para las sobrecorrientes que pueden soportar los transformadores esta establecido en la norma ANSI C57.92 – 1962 “Guía para sobrecargas de transformadores de potencia y distribución inmersos en aceite”, esta contiene información donde se indica la capacidad de sobrecarga térmica de corto tiempo, durante la revisión se hizo evidente que no se consideraba la resistencia mecánica de los devanados de transformadores, por lo que se decidió incluirlo en una norma por separado.

La norma ANSI – IEEE C57.109 – 1993 “ Guía para la duración de corriente de falla a través de transformadores” considera También los efectos mecánicos (estos son más significativos que los efectos térmicos, particularmente en transformadores de gran capacidad).

Esta norma establece las recomendaciones pensadas esencialmente para la aplicación de protecciones de sobrecorrientes aplicadas para limitar el tiempo de exposición de los transformadores a las corrientes de corto circuito considera para su aplicación 4 categorías de transformadores (I, II, III y IV) dentro de las cuales están los de potencia y distribución, la siguiente tabla nos muestra las capacidades de los transformadores de acuerdo con la categoría que les corresponde.

CATEGORÍA	CAPACIDAD MINIMA EN KVA	
	MONOFASICO	TRIFASICO
I	5 - 500	15 - 500
III	501 - 1667	501 - 5000
III	1667 - 10000	5001 - 3000
IV	> 10000	> 30000

Para propósitos de coordinación y poder seleccionar los ajustes de las protecciones antes mencionadas de acuerdo con la corriente que soportan los transformadores se aplican las “curvas de daño” las cuales son una representación gráfica de las corrientes y tiempos que soportan los transformadores.

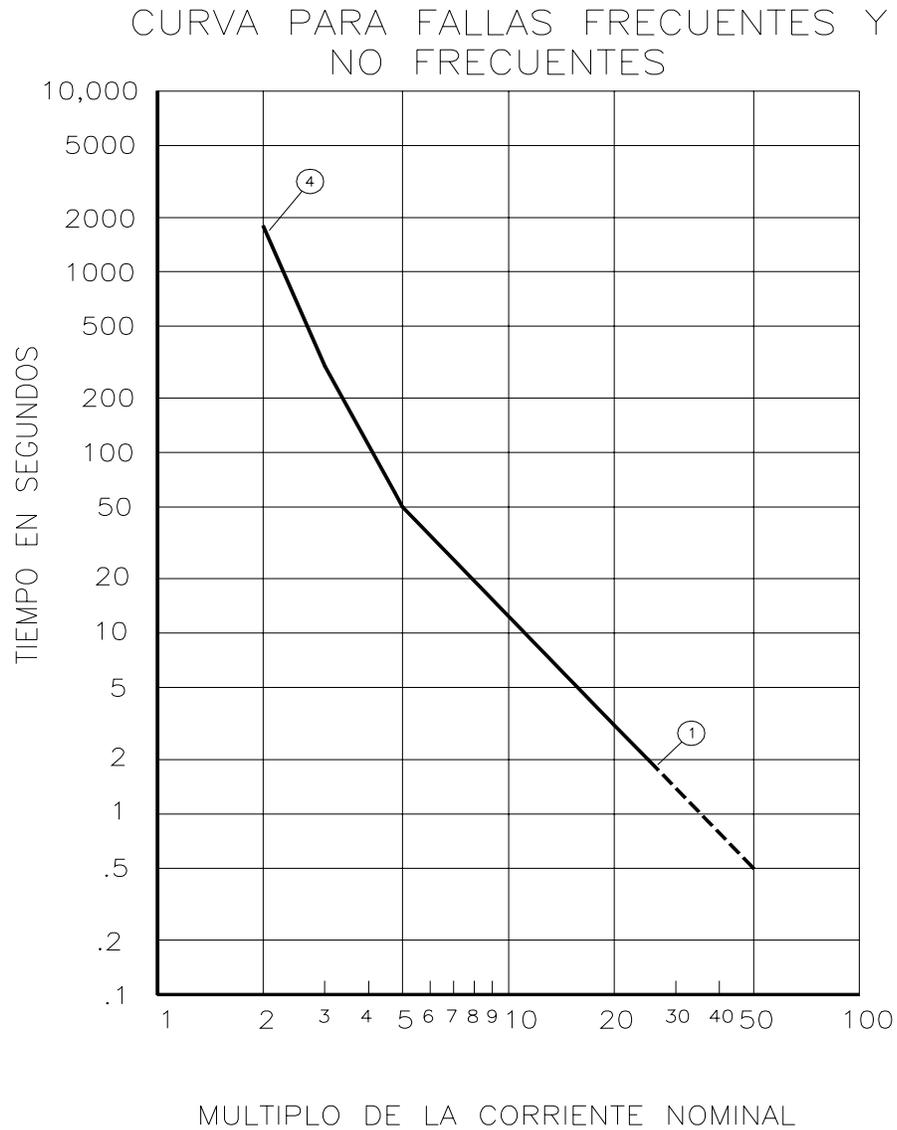
En las categorías de transformadores I y IV, solamente una curva representa ambas consideraciones térmicas y mecánica.

Para transformadores de categoría II y III dos curvas son necesarias dependiendo del número de ocurrencias de fallas en el transformador, tiempo de vida y niveles de corriente de falla las consideraciones de daño mecánico pueden ser despreciables.

En las curvas que tienen dos partes una sólida y una porción punteada, la porción sólida representa la duración de la falla total alcanzada por daño térmico que le pudiera ocurrir al transformador. La porción punteada refleja los efectos mecánicos.

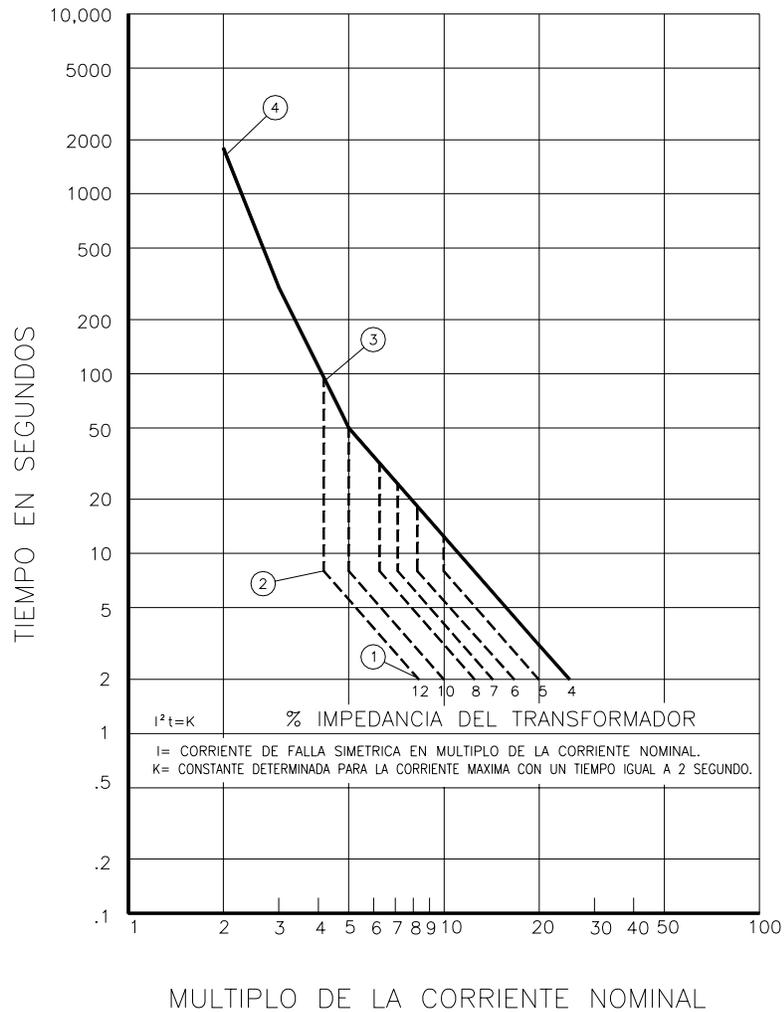
Los transformadores sujetos a fallas frecuentes deberán ser representados con la combinación de porciones de curva para la parte mecánica y térmica, mientras los transformadores sujetos a fallas no frecuentes son representados con la porción térmica solamente.

La validación de estas curvas de daño no pueden ser mostradas por pruebas entonces los efectos son acumulatorios sobre en tiempo de vida del transformador, basados principalmente en información de ingeniería histórica y experiencia de campo.

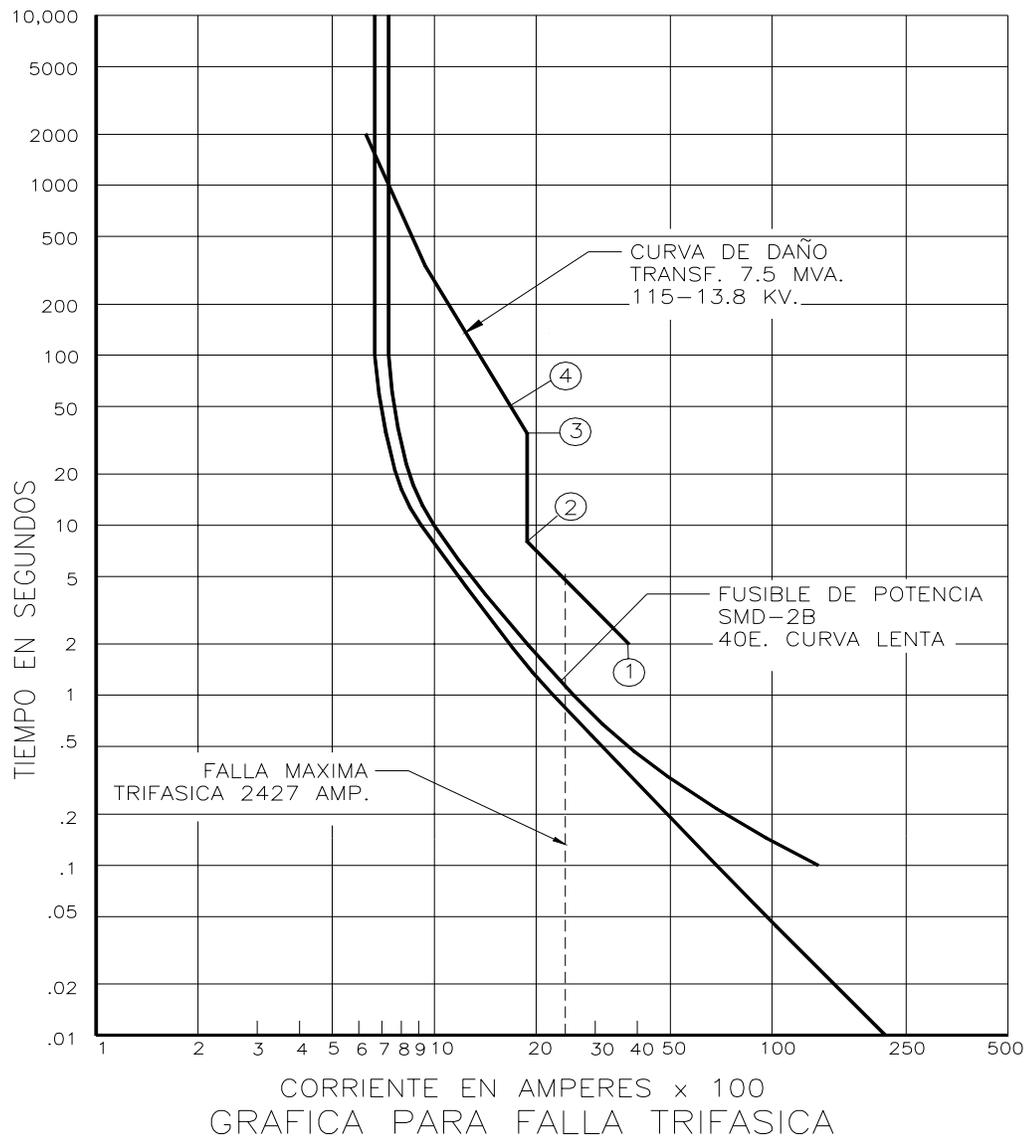
TRANSFORMADORES CATEGORÍA I

TRANSFORMADORES CATEGORÍA III

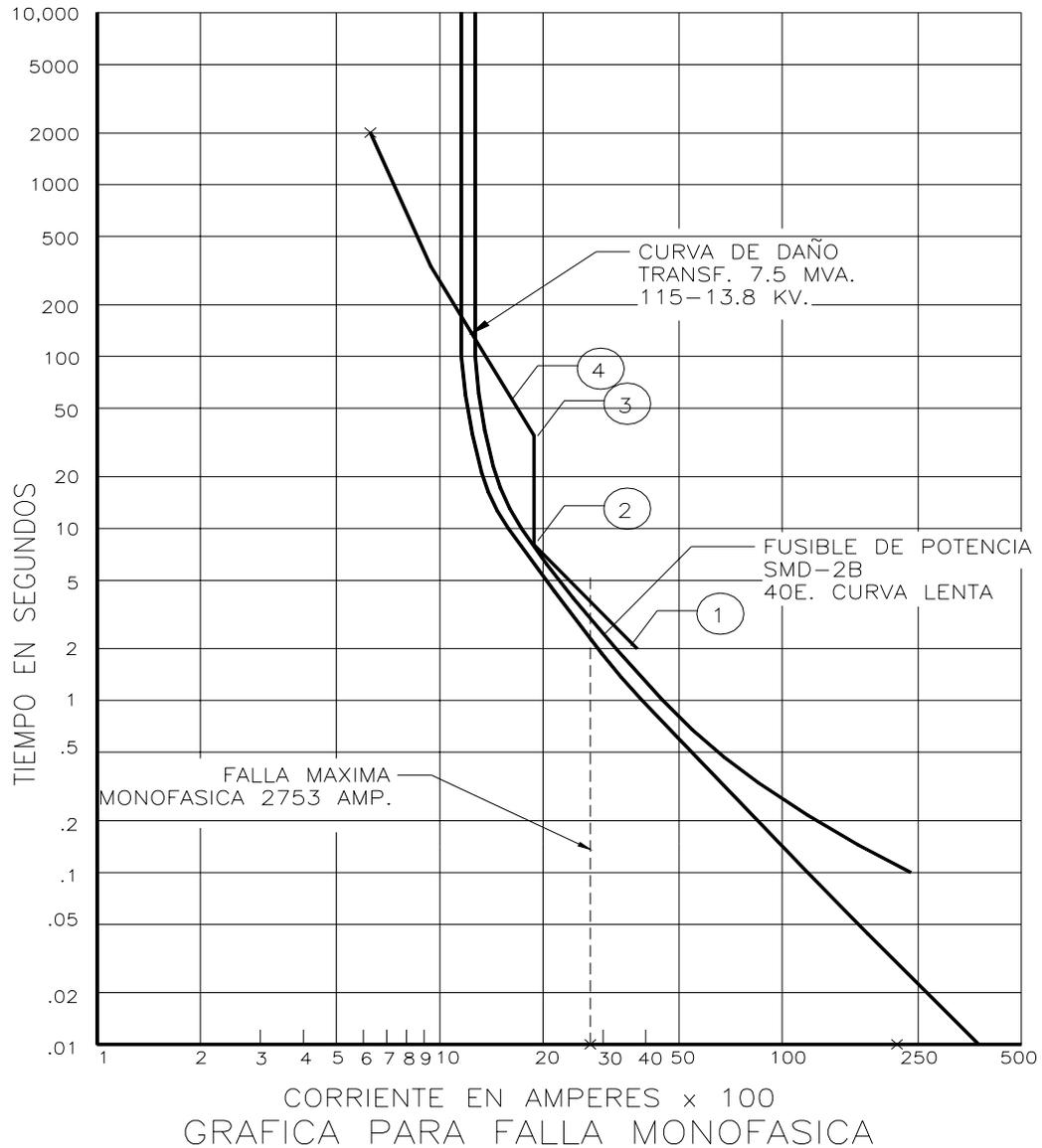
CURVA PARA FALLAS FRECUENTES



GRAFICA PARA FALLA TRIFASICA



GRAFICA PARA FALLA MONOFASICA



1.4.3 Consideraciones generales

La finalidad de proteger un sistema contra corto circuitos, es procurar que las consecuencias sean mínimas, tanto en lo que se refiere a daños en el equipo como a la magnitud de interrupción, por lo que se deben optimizar las características de rapidez, selectividad, sensibilidad y confiabilidad sin dejar de considerar el costo.

Las primeras características, se analizan al realizar un estudio de coordinación, que conduce a la adecuada selección de los dispositivos y sus ajustes capaces de distinguir entre la corriente mínima de falla y la máxima carga, que opere en el tiempo mínimo para que permita realizar las funciones de protección primaria y respaldo.

Los valores adecuados de corriente a los cuales los dispositivos de protección deben efectuar la interrupción de un circuito pueden determinarse considerando las capacidades de los equipos protegidos y la manera en que cada uno de ellos este relacionada con los diversos equipos de protección que exista en el sistema de distribución.

En lo que se refiere a las subestaciones de distribución, el equipo principal a proteger es el transformador de potencia, por lo que se ha normalizado en base a los criterios generales de aplicación de protecciones, una clasificación en función de las capacidades utilizadas. A saber:

- Transformadores mayores de 12 MVA
- Transformadores de 7.5 a 12 MVA
- Transformadores menores de 7.5 MVA.

Los transformadores mayores de 12 MVA, tienen el esquema de protección mas completo con dispositivos de detección interna y externa. Entre los primeros sobre sale la protección BUCHHOLTZ que detecta el flujo de gases originados por fallas incipientes dentro del transformador. En la detección externa sobresale la protección diferencial, la cual por su gran velocidad y selectividad nos despeja fallas del transformador o dentro de la zona diferencial, la protección de respaldo con relevadores de sobrecorriente es los que esta relacionado con los alimentadores de distribución y protege al transformador contra fallas externas, en el caso de fallar la protección de los alimentadores.

Para la protección de respaldo de fase de los transformadores mayores de 12 MVA; se seleccionan relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso; y para la protección contra fallas de línea a tierra se utilizan relevadores de tiempo medio inverso el cual por su característica menos inversa nos permite superar el problema de coordinación con el dispositivo de disparo.

Los transformadores de 7.5 a 12 MVA, para la detección de fallas externas no cuentan con la protección diferencial y solo quedan con los fusibles de potencia

coordinados con los relevadores de sobrecorriente de fase y tierra para fallas de bus y respaldo de los alimentadores. Y para su protección interna el transformador cuenta con los siguientes dispositivos:

a) Relevador de Nivel	71Q
b) Relevador de Presión	63P
c) Relevador Térmico de liquido	26Q
d) Relevador Térmico de Devanados	49 T

Para subestaciones que están dentro de este rango de capacidades el relevador 63P algunas veces es sustituido por un dispositivo de desfogue tipo “cuello de ganso” obturado por un vidrio que se rompe a una presión crítica, permitiendo la salida de gases provocados por fallas interna. Ocasionalmente se tienen transformadores de potencia en estas capacidades que cuentan con tanque conservador y poseen también el relevador de flujo y presencia de gases (buchholtz).

Para la protección de los transformadores de 7.5 a 12 MVA, se utilizan fusibles de potencia de velocidad lenta y se seleccionan relevadores de sobrecorriente de tiempo extremadamente inverso para una coordinación correcta; y para la protección contra falla de línea a tierra se utilizan relevadores de tiempo medio inverso el cual por su característica menos inversa nos permite superar el problema de coordinación con el dispositivo de disparo a tierra de los restauradores.

Los transformadores menores de 7.5 MVA no cuentan con la protección diferencial; y los dispositivos de detección externa son prácticamente el fusible de potencia y el interruptor de banco en el lado del devanado secundario.

Para la protección de transformadores menores de 7.5 MVA se utilizan fusibles de potencia de velocidad lenta. Y para fallas de bus y respaldo de alimentadores se seleccionan relevadores de sobrecorriente extremadamente inverso, así como para la protección contra fallas a tierra se usan relevadores de tiempo medio inverso, ya que generalmente se emplean restauradores en los alimentadores.

Por la capacidad de estos transformadores no cuentan con dispositivos de detección interna como dispositivos de detección interna como el relevador “buchholtz”, pero generalmente tienen indicadores de nivel y temperatura de aceite y en algunos casos en que se tiene tanque conservador están provistos del relevador de flujo y presencia de gases “Buchholtz”, así como de válvula de sobrepresión o en su lugar “cuello de ganso”. Y para obtener un mejor aprovechamiento de estos indicadores es necesario contar con un control remoto de alarmas y señalización.

1.5 Nomenclatura e identificación de dispositivos

1.5.1 Nomenclatura

Artículo 171.- Para la segura y adecuada operación, la nomenclatura para identificar voltajes, estaciones y equipos, será uniforme en toda la república. Deberá además facilitar la representación gráfica por los medios técnicos o tecnológicos disponibles en la operación

Artículo 172.- Será obligatorio el uso de la nomenclatura en la operación.

Artículo 173.- Las áreas de control se podrán identificar por los números siguientes:

1. AREA CENTRAL
2. AREA ORIENTAL
3. AREA OCCIDENTAL
4. AREA NOROESTE
5. AREA NORTE
6. AREA NOROESTE
7. AREA BAJA CALIFORNIA
8. AREA PENINSULAR

Artículo 174.- Las tensiones de operación (voltajes) se identificarán por la siguiente tabla de colores:

	400	KV	Azul
	230	KV	Amarillo
de 161 hasta	138	KV	Verde
de 115 hasta	60	KV	Morado Magenta
de 44 hasta	13.2	KV	Blanco
menor de	13.2	KV	Naranja

Este código de colores se aplicará en tableros mímicos, dibujos, diagramas unifilares y monitores de T.V.

Artículo 175.- La identificación de la estación, se hará con la combinación de tres letras y es responsabilidad de cada área de control asignarla, evitando que se repita esta identificación dentro del área y en las otras áreas de control.

Artículo 176.- Para distinguir la identificación entre dos estaciones con nomenclatura igual de áreas de control diferentes, se tomará en cuenta el número de identificación de cada área.

Artículo 177.- La nomenclatura de las estaciones se definirá con las siguientes normas:

- La abreviatura del nombre de la instalación más conocida, por ejemplo:

Querétaro QRO.

- Las tres primeras letras del nombre, por ejemplo:

Pitirera PIT

- Las iniciales de las tres primeras sílabas, por ejemplo:

Mazatepec MZT

- Para los nombres de dos palabras, se utilizarán las dos primera palabras, y la primera de la segunda palabra, o la primera letra de la primera palabra y dos primeras de la segunda, ejemplo:

Río Bravo RIB
Pto. Escondido PES

- Se tomarán otras letras para evitar repeticiones en el caso de agotarse las posibilidades anteriores, ejemplo:

Manzanillo MNZ

Artículo 178.- La identificación del equipo de una instalación determinada, se hará con cinco dígitos. Como única excepción y sujeto a revisiones posteriores, los alimentadores de distribución (radiales) en 34.5 KV y voltajes inferiores conservarán la nomenclatura de cuatro dígitos en las instalaciones.

Artículo 179.- El orden que ocuparán de acuerdo a su función los dígitos, se hará de izquierda a derecha.

PRIMERO - Tensión de operación
SEGUNDO - Tipo de equipo
TERCERO Y
CUARTO - Número asignado al equipo (las combinaciones que resulten) del 0 al 9 para el tercer dígito, combinado del 0 al 9 del cuarto dígito.
QUINTO - Tipo de dispositivo.

Artículo 180.- TENSIÓN DE OPERACION. Está definido por el primer carácter alfanumérico de acuerdo a lo siguiente:

TENSIÓN EN KV	NÚMERO
0.00 a 2.40	1
2.41 - 4.16	2
4.17 - 6.99	3
7.00 - 16.50	4
16.60 - 44.00	5
44.10 - 70.00	6
70.10 - 115.00	7
115.10 - 161.00	8
161.10 - 230.00	9
230.10 - 499.00	A
500.10 - 700.00	B

Artículo 181.- TIPO DE EQUIPO. Está definido por el segundo carácter numérico de acuerdo a lo siguiente:

NUMERO	EQUIPO
1	Grupo Generador -Transformador
2	Transformadores o autotransformadores
3	Líneas o Alimentadores
4	Reactores
5	Capacitores (serie o paralelo)
6	Equipo especial
7	Esq. de interruptor de transferencia o comodín.
8	Esquema de interruptor y medio.
9	Esquema de interruptor de amarre de barras.
0	Esquema de doble int. Lado barra número 2

Artículo 182.- NUMERO ASIGNADO AL EQUIPO. El tercero y cuarto carácter definen el número económico del equipo de que se trate y su combinación permite tener del 00 al 99.

Artículo 183.- TIPO DE DISPOSITIVO Para identificarlo se usa el quinto carácter numérico que especifica el tipo de dispositivo de que se trata.

NUMERO	TIPO DE DISPOSITIVO
0	Interruptor.
1	Cuchillas a barra uno.
2	Cuchillas a barra dos.
3	Cuchillas adicionales.
4	Cuchillas fusibles.
5	Interruptor de gabinete blindado (extracción).
6	Cuchillas de enlace entre alimentadores y/o barras.
7	Cuchillas de puesta a tierra.
8	Cuchillas de transferencia.
9	Cuchillas lado equipo (líneas, transformador, generador, reactor, capacitor).

Artículo 184.- Las barra se identifican en la forma siguiente:

B1 Tensión en KV

B2 Tensión en KV

BT Tensión en KV

Por ejemplo:

B1 115 KV que significa barra uno de 115 KV.

B2 115 KV que significa barra dos de 115 KV.

BT 115 KV que significa barra de transferencia de 115 KV.

Artículo 185.- El siguiente equipo se identifica:

U Unidad

T Transformador

AT Autotransformador

R Reactor

C Capacitor

Artículo 186.- Cuando se trata de un grupo generador y transformador, se debe identificar con el mismo número; por ejemplo: Si el generador se identifica como U 10, el transformador se identifica como T 10.

Como se ve en ejemplo anterior, no se usan guiones entre la letra y el número, si no un espacio.

1.5.2 Designación de dispositivos por número.

Elemento principal.	1
Relé de tiempo retardado para arranque o cierre.	2
Relé de entrelace.	3
Contactador principal.	4
Elemento de parar.	5
Interruptor de arranque.	6
Interruptor de Anodo.	7
Elemento de desconexión de la fuente de control.	8
Elemento Reversible.	9
Switch de secuencia unitaria	10
Aplicación futura.	11
Elemento de sobrevelocidad.	12
Elemento de velocidad síncrona.	13
Elemento de baja velocidad.	14
Elemento de correspondencia de velocidad o frecuencia.	15
Aplicación futura.	16
Switch de descarga o de conexión en shunt.	17
Elemento de aceleración o desaceleración.	18
Contactador de transición entre el arranque y marcha.	19
Válvula operada eléctricamente.	20
Relevador de distancia.	21
Interruptor de circuito igualador.	22
Elemento de control de temperatura.	23
Aplicación futura.	24
Elemento de sincronización o para verificar sincronización.	25
Elemento de aparato térmico.	26
Relevador de bajo voltaje.	27
Aplicación futura.	28
Contactador de aislamiento.	29
Relé anunciador.	30
Elemento de excitación separada.	31
Relevador de potencia direccional.	32
Switch de posiciones.	33
Switch de secuencia operado por motor.	34
Elemento de operación de escobillas o para conectar en corto circuito los anillos deslizantes.	35
Elemento de Polaridad.	36
Relé de baja potencia o baja corriente.	37
Elemento de protección de chumacera.	38

Aplicación futura.	39
Relé de campo.	40
Interruptor de campo.	41
Interruptor de marcha.	42
Elemento selector de transferencia manual.	43
Relé de arranque de secuencia unitaria.	44
Aplicación futura.	45
Relé de corriente para fase inversa.	46
Relé de voltaje de secuencia de fase.	47
Relé de secuencia incompleta.	48
Relé térmico del transformador.	49
Relé de sobrecorriente instantánea.	50
Relé de sobrecorriente de tiempo (C.A.).	51
Interruptor de corriente alterna.	52
Relé de excitador o de generador (C.D.).	53
Interruptor de C:D: de lata velocidad.	54
Relé de factor de potencia.	55
Relé de aplicación de campo.	56
Elemento de cortocircuito o de conexión a tierra.	57
Relé de falla para rectificador de potencia.	58
Relé de sobre voltaje.	59
Relé de voltaje balanceado.	60
Relé de corriente balanceada.	61
Relé de tiempo retardado para arranque o apertura.	62
Relé de presión, de líquido o de gas, de nivel o de flujo (Buchholz).	63
Relé de protección a tierra.	64
Gobernador.	65
Elemento de aceleración intermitente.	66
Relevador direccional de sobrecorriente (C.A.).	67
Relé de bloqueo.	68
Dispositivo de opción.	69
Rostato operado eléctricamente.	70
Aplicación futura.	71
Interruptor de corriente directa.	72
Contactador de resistor de carga.	73
Relé de alarma.	74
Mecanismo de cambio de posición.	75
Relé de sobrecarga (C.D.).	76
Transmisor de pulsaciones.	77

Relé de medición de ángulo de fase o pérdida de sincronismo.	78
Relé de recierre (C.A.).	79
Aplicación futura.	80
Relé de frecuencia.	81
Relé de recierre (C.D.).	82
Relé de transferencia o de control selectivo automático.	83
Mecanismo de operación.	84
Relé receptor de Carrier o hilo piloto.	85
Relé auxiliar de bloqueo.	86
Relevador de protección diferencial.	87
Motor auxiliar o grupo motor generador.	88
Switch de línea.	89
Elemento de regulación.	90
Relé de voltaje direccional.	91
Relé de voltaje y de potencia direccional.	92
Contactador de cambio de campo.	93
Relé de disparo.	94

1.5.3 Diagramas Trifilares y Unifilares

Diagrama Trifilar .- es aquel que muestra a detalle mediante un grafico a tres hilos las conexiones entre dispositivos, componentes, partes de un circuito eléctrico o de un sistema de circuitos, representados mediante símbolos.

En la figura se muestra un ejemplo de un diagrama trifilar:

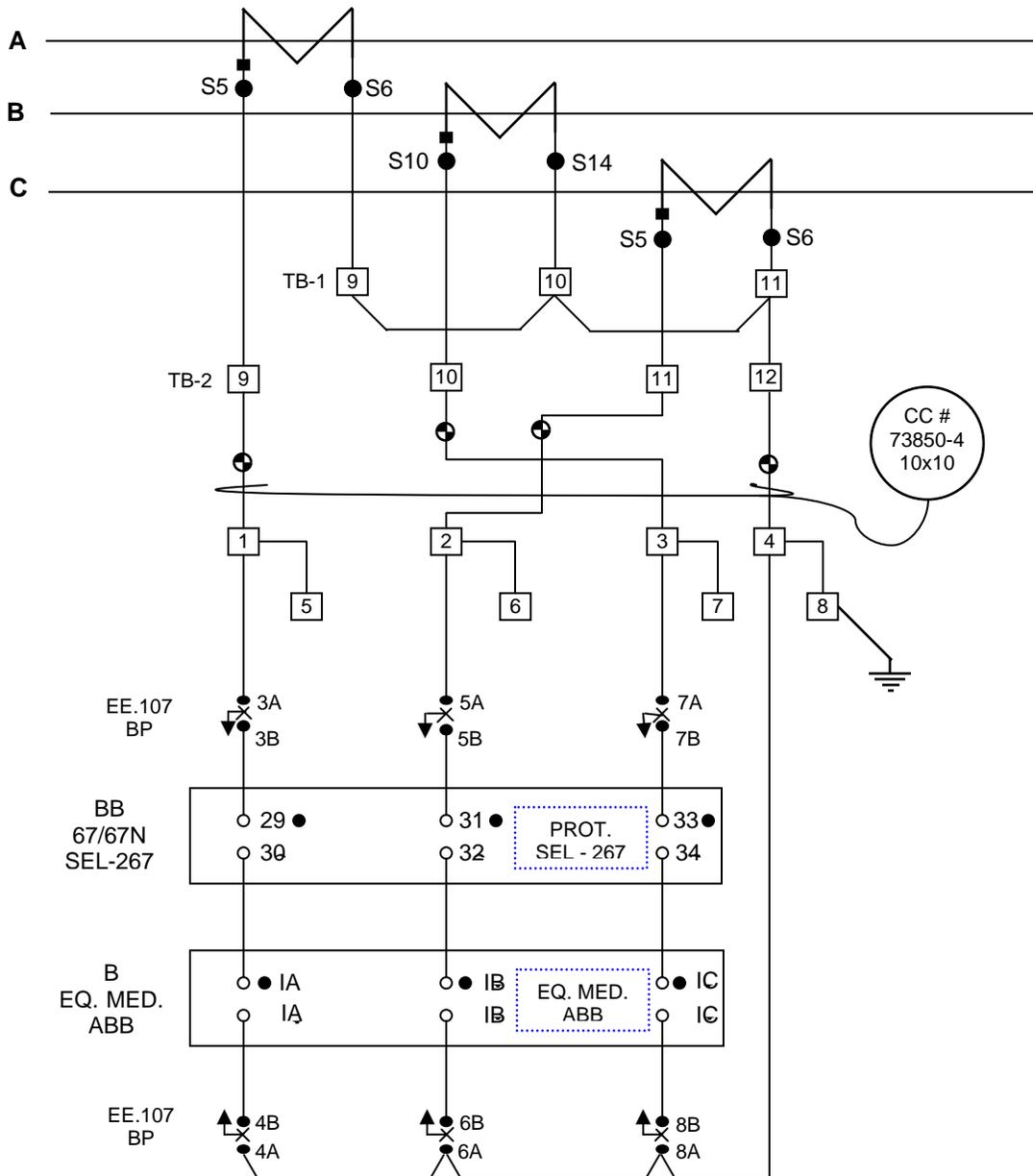
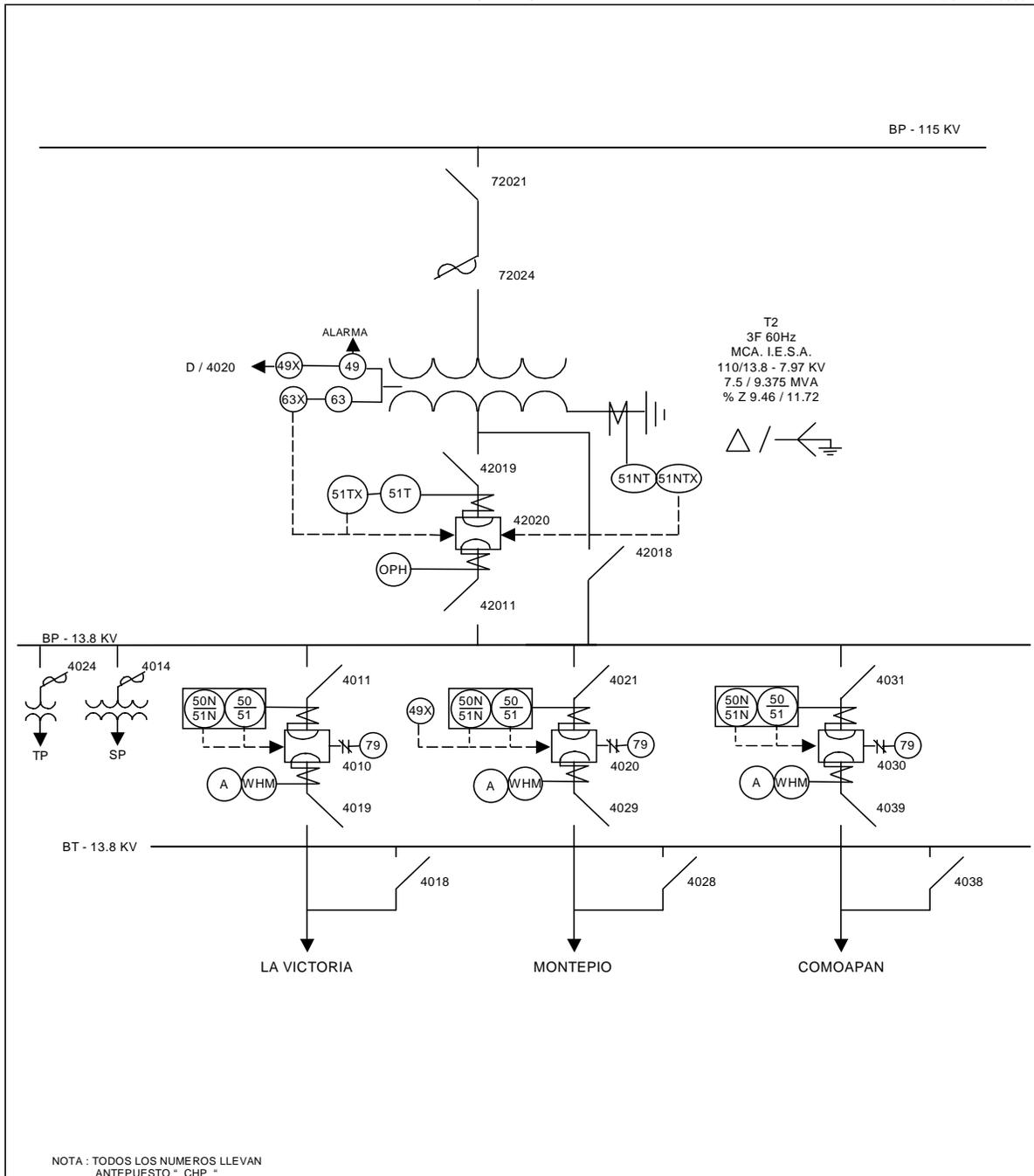


Diagrama Unifilar.- Un Diagrama Unifilar es aquel que muestra en forma sencilla mediante una sola línea las conexiones entre dispositivos, componentes, partes de un circuito eléctrico o de un sistema de circuitos, representados mediante símbolos.

En la figura se muestra un ejemplo de un diagrama unifilar:

**COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
ZONA DE DISTRIBUCION LOS TUXTLAS
DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES S.E. CHILAPAN
(CHP)**

FECHA: 210600



Resumen.

Los sistemas eléctricos de potencia están constituidos básicamente por tres grandes grupos.

- ❖ Sistemas de generación
- ❖ Sistemas de transmisión
- ❖ Sistemas de distribución

Los sistemas eléctricos de distribución en nuestro país comprenden básicamente seis partes:

- f) Líneas de alta tensión
- g) Subestaciones de distribución
- h) Circuitos de media tensión
- i) Transformadores de distribución
- j) Circuitos secundarios o de baja tensión
- f) Acometidas

Fallas de naturaleza transitoria.

Son aquellas donde la pérdida de aislamiento de los elementos del sistema sometidos a tensión eléctrica, es momentánea, es decir, que se trata de aislamientos del tipo "recuperable".

Fallas de naturaleza permanente.

Son aquellas donde la pérdida de aislamiento del elemento fallado es permanente, al tratarse tanto de aislamientos del tipo "no recuperable", como de aislamientos recuperables en donde su capacidad dieléctrica es drásticamente reducida.

Entre un 80-95% del total de fallas son de naturaleza transitoria, correspondiendo complementariamente entre el 20-5% a fallas permanentes.

Existen básicamente dos herramientas teóricas de apoyo para la adecuada implementación de un sistema de protecciones, las cuales son:

- ❖ El comportamiento estadístico por naturaleza de las fallas presentadas en el sistema de distribución.
- ❖ Las zonas de protección o de cobertura para cada uno de los dispositivos de protección seleccionados en función de tipo de falla a proteger.

Las "Zonas de protección" se definen como el área de cobertura de un dispositivo de protección, el cual protege uno o más componentes del sistema eléctrico en cualquier situación anormal o falla que se presente.

Una subestación eléctrica está constituida por equipos y dispositivos, que modifican y controlan algunas características de la potencia eléctrica como son: Voltaje, Corriente, Factor de potencia, Etc.

Transformador.- Es un dispositivo que transfiere energía de un circuito a otro bajo el principio de inducción electromagnética, esto es enlazado los circuitos magnéticamente y aislándolos eléctricamente.

Interruptor de Potencia.- Tiene como función principal interrumpir y restablecer la continuidad de un circuito eléctrico en condiciones de carga o cortocircuito.

Transformadores de Instrumento.- Son los dispositivos de transformación de corriente y potencial que se desconectan en alta tensión para obtener magnitudes secundarias de valor reducido y proporcional a las magnitudes primarias de corriente y potencial, de los secundarios de TC's y TP's se alimenta a relevadores, medidores y conmutadores para protección y medición del sistema eléctrico.

La finalidad de proteger un sistema contra corto circuitos, es procurar que las consecuencias sean mínimas, tanto en lo que se refiere a daños en el equipo como a la magnitud de interrupción, por lo que se deben optimizar las características de rapidez, selectividad, sensibilidad y confiabilidad sin dejar de considerar el costo.

Para la segura y adecuada operación del sistema eléctrico nacional, la nomenclatura para identificar voltajes, estaciones y equipos, así como la designación de dispositivos por número, será uniforme en toda la república. Deberá además facilitar la representación gráfica por los medios técnicos o tecnológicos disponibles en la operación.

Ejercicios.

Se solicita a los participantes que se integren en equipos de acuerdo a la parte del sistema de distribución que correspondan, con el fin de identificar las partes de éste y los voltajes de operación, de esa parte del sistema mediante un dialogo. Posteriormente un representante de cada equipo mencionara la parte del sistema, el o los voltajes de operación y un comentario de alguna característica relativo a su parte del sistema de distribución.

EVALUACIÓN FORMATIVA

Participante: _____ Fecha: _____

Instructor: _____

Tema: _____

Primera sección: Completa las siguientes cuestionamientos según corresponda
(Puntaje para cada reactivo: 1)

- 1.- Los sistemas eléctricos de potencia constan de tres grandes grupos los cuales son:
- 2.- Las líneas de alta tensión y circuitos de media tensión son parte de un:
- 3.- Es un conjunto de equipos eléctricos necesarios para la conversión y seccionamiento de energía eléctrica recibida en bloque y distribuida en diferentes trayectorias a través de los circuitos de distribución:
- 4.- Son aquellas fallas donde la pérdida de aislamiento de los elementos del sistema sometidos a tensión eléctrica, es momentánea:
- 5.- Tiene como función principal interrumpir y restablecer la continuidad de un circuito eléctrico en condiciones de carga o de cortocircuito:

Segunda sección: A la pregunta planteada escoja una opción subrayando la respuesta.
(Puntaje para cada reactivo: 1)

- 6.- El porcentaje de ocurrencia de fallas transitorias es:
 - a) 70 - 80%
 - b) 75 – 85 %
 - c) 80 – 95 %
- 7.- Se define como el área de cobertura de un dispositivo de protección:
 - a) Protección de respaldo
 - b) Zona de protección
 - c) Traslape de zona
- 8.- Al ocurrir una falla en el sistema es la primera línea de defensa para liberarla:
 - a) Seccionalizador
 - b) Apartarrayo
 - c) Protección primaria
- 9.- El dispositivo 79 significa que es:
 - a) Rele de campo
 - b) Rele de sobrevoltaje
 - c) Relevador de Recierre
- 10.- La nomenclatura 72010 se refiere a:
 - a) Interruptor de 115 Kv T-1
 - b) Interruptor de 13.8 Kv G-1
 - c) Cuchillas a B-1 115 Kv T-1

Indicador de avance: Si obtuvo 8 reactivos o más, esta usted preparado para continuar con el siguiente tema, si obtuvo menos repase el tema.

TEMA 2



Objetivo: Al finalizar este tema, el participante podrá identificar a un relevador de protección a partir de su función en el sistema de potencia, de sus principios fundamentales y de sus características funcionales.

2.1 Introducción.

Sabemos que un Sistema Eléctrico de Potencia está conformado principalmente, por grandes estaciones generadoras, transformadores de potencia, líneas de transmisión, barras conectoras, etc. Si bien es cierto que estos son algunos de los elementos básicos y principales, existen otros componentes indispensables y fascinantes. Sin alguna la PROTECCIÓN POR RELEVADORES; es uno de ellos.

El instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE), define a un relevador de protección como “un dispositivo electrónico que esta diseñado para interpretar condiciones de entrada de manera predeterminada y después de condiciones especificadas provocar la operación de contacto o cambio repentino en el circuito de control eléctrico asociado.” También indica la IEEE: “las entradas son usualmente señales eléctricas, pero pueden ser mecánicas, térmicas, u otras cantidades. Un limit switch o un dispositivo simple similar no es un relevador.”

Los relevadores de protección aplicados comúnmente es un sistema eléctrico de potencia se ajuntan a la definición hecha por la IEEE y en la gran mayoría de los casos sus señales de entradas son eléctricas, de esta manera pueden detectar fallas eléctricas o “cortocircuitos” en cualquiera de los elementos que conforman el sistema. Dado que nuestro sistema se conforma por tres fases balanceadas, son cuatro los tipos de fallas que pueden presentarse: trifásica, bifásica, bifásica a tierra y monofásica. Cada una de estas fallas tienen un comportamiento distinto, por lo que es necesario analizarlas por separado ya que debe asegurarse la operación adecuada de los relevadores para la ocurrencia de cualquiera de ellas. Las causas que provocan los tipos de fallas anteriormente mencionadas se deben principalmente a descargas atmosféricas, fallas de aislamiento por degradación o contaminación ambiental, corrosión de herrajes, vandalismo, quema de caña, aves y otros animales, heladas.

Algunos especialistas afirman que un Sistema Eléctrico sin relevadores de protección es como un automóvil sin frenos. Por lo anterior debemos entender que si bien un Sistema Eléctrico puede cumplir con su función básica sin la necesidad de las protecciones, en la misma forma que lo haría un vehículo sin frenos, ante cualquier eventualidad o anomalía en su camino, invariablemente se presentaría una colisión o colapso que interrumpiría su operación normal.

Su importancia radica en la imprescindible necesidad de proteger todos y cada uno de los elementos del Sistema, a fin de que se pueda cumplir en condiciones de confiabilidad, sus funciones de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica. Actualmente y gracias a los enormes avances de la tecnología digital, los relevadores de protección cumplen adicionalmente con otras funciones de suma importancia: La ubicación precisa del punto donde se presenta una falla eléctrica

(Localización de fallas), magnitudes y comportamiento fasorial de los parámetros eléctricos, secuencia de eventos y otras señalizaciones principalmente.

La protección por relevadores es pues una de las diversas características de diseño y funcionamiento implementadas en sistema para reducir los efectos de una falla, tales como daños al equipo, interrupciones del servicio, entre otras.

2.2 Definiciones

Es necesario antes continuar adelante en el estudio básico de protecciones, definir con claridad algunos de los términos y conceptos usualmente empleados durante el desarrollo de las actividades de aplicación de la materia.

Relevador principal.

Cualquier relevador cuya función principal consiste en detectar condiciones anormales de operación de algún elemento y mediante un contacto operar algún otro relé o el cambio repentino de un circuito eléctrico de control asociado (relevador de protección).

Relevador auxiliar.

Cualquier relevador energizado a través de los contactos de un relevador principal. Por ejemplo el relevador de contactos múltiples (86) el cual operado por el relé diferencial 87 T.

Burden.

Se define como la carga, expresada en VA, conectada a los circuitos secundarios de los transformadores de instrumento. El burden esta formado por la impedancia de los relevadores, dispositivos de medición, cables de control y otros dispositivos involucrados.

Angulo característico.

Es el ángulo entre dos vectores representativos de las cantidades de operación aplicadas a un relevador.

Curva característica.

Es la curva que muestra el valor de operación correspondiente a varios valores de la cantidad de energización o combinaciones de estas, según sea el caso.

Cantidad característica.

Es una cantidad o valor, característico de la operación de un relevador, por ejemplo, la corriente para un relevador de sobrecorriente, voltaje para un relevador de voltaje, ángulo de fase para un relevador direccional, impedancia para un relevador de distancia, etc.

Drop - out.

El drop-out o reposición ocurre cuando un relevador cambia de su posición de energizado a la posición de desenergizado.

Pick – up.

Se dice que un relé esta en “pick-up” cuando cambia de una posición de desenergizado a la posición de energizado.

Tiempo de operación.

Cuando estando el relé desenergizado en sus condiciones iniciales, es el tiempo que transcurre entre la aplicación de una cantidad característica y el instante cuando el relé opera.

Relevador instantáneo.

Es un relé el cual opera y repone con tiempo de retardo no intencional. Es decir, todos los relés requieren algún tiempo para operar, solo que éste es propio y no obedece a un ajuste de retardo predeterminado.

Relevador de tiempo inverso.

Es un relevador cuyo tiempo de operación es inverso a la cantidad eléctrica característica.

El tiempo de retardo puede ser previamente ajustado.

Sistema de protección.

Es una combinación de equipos de protección diseñados para asegurar, bajo condiciones predeterminadas, generalmente anormales, la desconexión de un elemento de sistema, dar una señal de alarmas o ambas.

Relevador de arranque.

Es una unidad la cual responde a condiciones anormales e inicia la operación de otros elementos de sistemas de protección.

Ajuste.

Los valores límites de una cantidad “características” o “energización” que se le asigna a un relevador para que opere bajo condiciones especificadas.

2.3 Objetivos básicos de un sistema de protección.

El objetivo básico de un sistema de protecciones consiste en originar el retiro o desconexión rápida del servicio a cualquier elemento del sistema eléctrico de potencia, cuando ocurre una falla en éste o empieza a funcionar en forma anormal pudiendo

originar daños en el equipo primario o afectar el funcionamiento eficaz del resto del sistema.

Por lo tanto, podemos decir que la función principal de un sistema de protecciones aplicado en un sistema eléctrico de potencia es reducir los efectos de las fallas eléctricas o “cortocircuitos” y de otras condiciones anormales, sobre todo cuando se trata de generadores y motores. Los efectos de una falla son: daños en equipo eléctrico primario, interrupción del servicio de energía, tiempos prolongados de restablecimiento por extensión del disturbio, pérdida en la estabilidad del sistema, entre otras.

Una función complementaria de las protecciones es indicar la ubicación exacta del punto donde se presenta la falla registrando la distancia en kilómetros de la misma. Así también, la protección tiene la función de indicar el tipo de falla y las fases falladas. En la actualidad, como ya se mencionó, una gran cantidad de equipos de tecnología digital incluyen también un sistema de registro que muestra valores de falla, comportamiento vectorial de los parámetros eléctricos, secuencia de eventos y otras señalizaciones importantes.

Algo que debe quedar muy claro en este momento, es que la función de las protecciones no consiste en evitar que una falla eléctrica se presente si no en reducir sus efectos. Debemos entender que la protección solo va actuar una vez que el cortocircuito o una condición anormal se presenta, para evitar o prevenir la ocurrencia de una falla, existen características de diseño y operación implementadas para actuar en este sentido, de las cuales podemos mencionar las siguientes:

- A. Provisión de aislamiento adecuado.
- B. Coordinación de aislamiento.
- C. Hilo de guarda.
- D. Resistencia mecánica.
- E. Mantenimiento apropiado.

Par el cumplimiento de su objetivo básico las protecciones son ayudadas, en esta tarea, por interruptores que sirven para desconectar el elemento defectuoso cuando el relevador se lo ordena. Los interruptores están localizados de tal manera que cada generador, transformador, barra colectora, línea de transmisión, etc. Puede desconectarse por completo del resto del sistema. Estos equipos deben ser capaces de conducir momentáneamente la corriente máxima de cortocircuito que puede fluir por ellos en un momento determinado, interrumpirla y además soportar el cierre de un cortocircuito e interrumpirlo de acuerdo con ciertas normas.

Un sistema de protecciones entonces, no esta conformado de relevadores, para poder cumplir en su totalidad con el objetivo requiere también, además de los ya mencionados interruptores, de transformadores de instrumento, bancos de baterías,

relevadores auxiliares, y otros dispositivos secundarios, como cuadros de alarmas, registradores de disturbios, localizadores de falla, los cuales asisten al ingeniero de protección proporcionándole información y elementos que le permiten detectar fallas de funcionamiento y analizar con certeza disturbios, con el propósito de optimizar el desempeño del sistema de protección.

2.4 Principios fundamentales de las protecciones.

El estudio y aplicación de la ingeniería de protecciones se basa en principios fundamentales que rigen en todo momento durante el proyecto y operación de éstos sistemas. Del cumplimiento cabal de estos principios dependen en gran medida su respuesta óptima.

Los principios fundamentales o criterios a considerar en el proyecto y operación de un sistema de protecciones aplicado en un sistema de potencia se resumen en los tres conceptos siguientes:

- 1. Protección Primaria.**
- 2. Protección de Respaldo.**
- 3. Zonas de Protección.**

A continuación analizaremos los conceptos de protección primaria y protección de respaldo. La protección primaria es la primera línea de defensa, mientras que las funciones de la protección de respaldo sólo se dan cuando falla la protección primaria.

2.4.1 Protección primaria.

En otras palabras, se considera como protección primaria a aquella que tiene la función de detectar y disparar (abrir, desconectar) en primera instancia, únicamente los interruptores que “conectan” al elemento fallado con el resto del sistema, logrando con ello que el sistema continúe operando normalmente.

En una figura más adelante muestra un arreglo típico de **zonas de protección** primaria en sistema simplificado. Se puede observar primero que los interruptores están localizados en las conexiones de cada elemento, haciendo posible desconectar solo el elemento dañado. En ocasiones puede omitirse un interruptor entre dos elementos adyacentes, en este caso, ambos elementos deben desconectarse si una falla ocurre en cualquiera de ellos.

Otra observación es la zona imaginaria que se establece en forma separada alrededor de cada elemento. Esto significa que cualquier falla dentro de cualquiera de

estas zonas, marcadas por los recuadros segmentados, originará el disparo de todos los interruptores que se encuentran dentro de esa zona , solo de ellos.

Al ocurrir una falla en la región donde se traslapan dos zonas adyacentes de protección, se dispararán más interruptores que el mínimo necesario para desconectar el elemento dañado. De no existir este traslape, cualquier falla que ocurra en el área entre dos zonas (zona oscura), no estaría situada en ninguna de las dos y los interruptores no dispararían. Cuando una falla fuera de la zona de protección de un relevador dado se dice que esta se encuentra fuera de su “alcance” y no puede ser “vista” por este.

Finalmente, se observa que las zonas adyacentes de protección se traslapan alrededor de un interruptor. Esta es la práctica más usual.

2.4.2 Protección de respaldo.

La protección de respaldo es aquella que opera para respaldar a la protección primaria en caso de que ésta no logre “librar alguna falla, debido a problemas en su sistema de operación.

La protección primaria puede fallar debido a problemas en cualquiera de los puntos siguientes:

- A. Circuitos secundarios de corriente y voltaje.
- B. Alimentación de corriente directa.
- C. Relevador de protección.
- D. Circuito de disparo.
- E. Interruptor.

Debe procurarse que la protección de respaldo no comporta o emplee arreglos comunes que determinado momento origine que los problemas en la operación de la protección primaria también la afecte.

En ocasiones la protección de respaldo desempeña la función de proporcionar protección primaria cuando por algún motivo quien debería desempeñar esta función, se encuentra fuera de servicio por mantenimiento o falla.

La operación de una protección de respaldo implica necesariamente el disparo de un mayor número de interruptores en comparación con una operación normal de la protección primaria, desconectándose por este motivo una mayor parte del sistema. Esta Situación en ocasiones suele ser inevitable, y aunque no es lo más deseable, en determinados casos es lo menos grave.

Aún cuando la operación de un respaldo sea correcta siempre casi siempre pueden considerarse indeseables, por lo que deben implementarse acciones que eviten estas operaciones. Un requisito adicional en la aplicación de un respaldo, consiste en

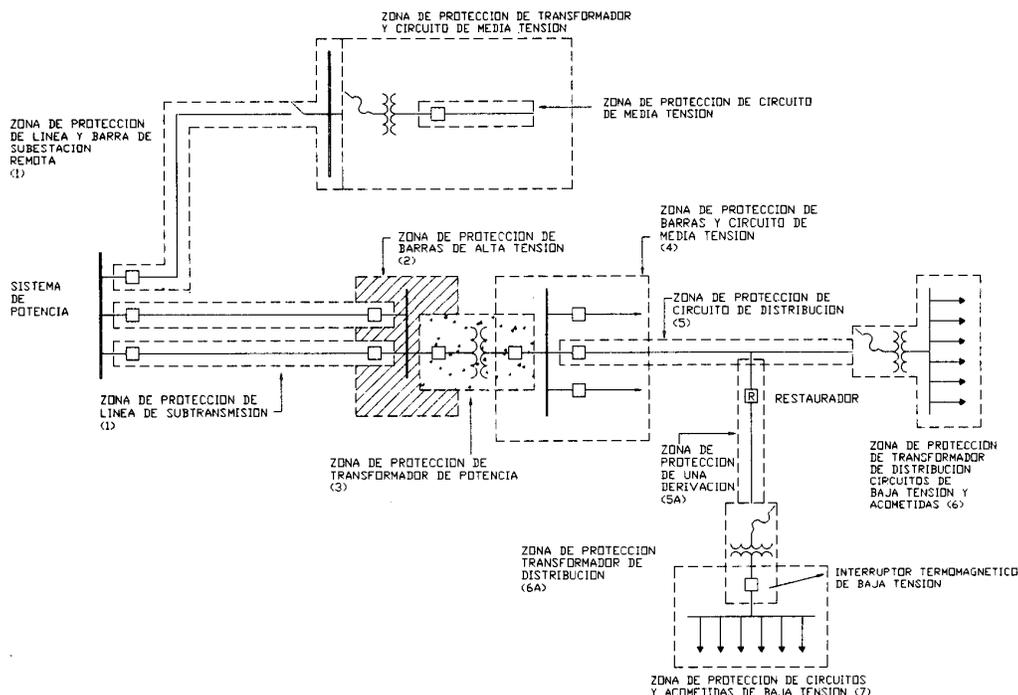
proporcionar un retardo intencional en su funcionamiento para que le permita a la protección primaria el tiempo suficiente para que esta tenga la oportunidad de librar en primera instancia la falla.

Es decir, al ocurrir un corto circuito ambas protecciones inician su funcionamiento, pero solo protección primaria dará salida de disparo, en caso de no tener problemas, en ese momento la de respaldo se repondrá sin haber tenido tiempo de completar su función.

No debe confundirse a una protección de respaldo con una segunda protección o protección redundante. Esta última puede operar el mismo tiempo que la considerada primaria, actuando como una protección más para asegurar el libramiento oportuno de la falla. Cuando una protección redundante se aplica, lo esencial es cuidar que estas operen bajo distintas características de principio de funcionamiento. Así por ejemplo, para proteger una línea de transmisión en uno de sus extremos se aplican dos esquemas de protección primaria (PP1 y PP2); una de comparación direccional (SLYP – SLCN) y otra de comparación de fases (SLDY). Por tan solo citar un ejemplo.

2.4.3 Zonas de protección

La zona de protección es aquella parte de un sistema de potencia cubierta por una cierta protección, y por lo general contiene uno, o como máximo dos elementos del sistema. Las zonas se disponen de manera que se traslapen, para que ninguna parte del sistema quede sin protección. La figura muestra una disposición típica.



2.5 Características funcionales.

Un sistema de protección debe cumplir con cuatro requisitos básicos para satisfacer ciertas características funcionales:

1. Confiabilidad
2. Selectividad
3. Rapidez
4. Sensibilidad

Confiabilidad

Un requisito básico es que el equipo de protección por relevadores debe ser digno de confianza.

En contraste con la mayoría de los otros elementos de un sistema de potencia, la protección por relevadores se mantiene inactiva la mayor parte del tiempo. Algunos equipos de protección funcionan una sola vez en varios años. Otros como los relevadores de líneas de transmisión funcionan más frecuentemente, pero aun así éstos lo hacen sólo algunas veces por año. Esta falta de operaciones frecuentes debe compensarse de otra forma para asegurar que el equipo de protección funcionará cuando se le requiera o le toque su turno.

La confiabilidad de un sistema de protección requiere de la implementación de una serie de medidas que garanticen su operación correcta tanto en condiciones de falla como en condiciones normales de operación del sistema. Aunque el requisito de confiabilidad es un aspecto muy amplio y detallado para tratarlo en este espacio, es necesario que al menos mencionemos aquí algunas prácticas aplicables tendientes a incrementar la confiabilidad de un sistema de protección.

1. Selección adecuada de relevadores y equipo asociados
2. Mantenimiento periódico
3. Personal calificado
4. Puesta en servicio
5. Registro histórico
6. Análisis de comportamiento, etc.

Selectividad

Esta es la propiedad por medio de la cual sólo se aísla el elemento del sistema que se encuentra en condición de falla, sin afectar al resto del sistema. La selectividad es absoluta si la protección responde sólo a fallas que ocurren dentro de su propia zona y

relativa si se obtiene graduando los ajustes de las protecciones de las diversas zonas que puedan responder a una falla dada.

Rapidez de operación

Se requiere que las protecciones sean de acción rápida. Mientras más corto sea el tiempo que dure una falla, más carga podrá transmitirse entre puntos dados del sistema de potencia, sin que haya pérdida de sincronismo.

Sensibilidad

La protección debe ser lo suficientemente sensible como para operar confiablemente en condiciones de valores mínimos de aportación de falla. Debe ser capaz de operar para respaldar fallas que aun estando fuera de su zona de protección sea necesario respaldar.

2.6 Factores que influyen en un sistema de protección

Existen cuatro factores que influyen en los relevadores de protección:

- Económico
- El factor personalidad de la ingeniería de relevadores
- Interruptores y Transformadores de instrumentos
- Parámetros para medición adecuada de fallas

Economía

Este factor ya fue discutido de alguna manera con anterioridad. Sin embargo es importante insistir en la importancia del factor economía en la aplicación de sistemas de protección. No siempre el esquema de protección más sofisticado, completo y caro, es el más adecuado para proporcionar protección a un elemento del sistema. La selección y aplicación de un esquema de protección, debe hacerse previo estudio y análisis de una necesidad en particular y en base a las características funcionales mencionadas anteriormente en este documento. Deben por lo tanto evaluarse el costo-beneficio considerando la importancia estratégica de la instalación y las características del elemento a proteger, la frecuencia de fallas, la magnitud de éstas y sus repercusiones en el sistema y en el servicio a los usuarios.

Factor personalidad

“En un sistema de potencia es imprevisible que, cuando y donde ocurrirá una condición anormal. Existe una infinidad de posibilidades. Esto tiende a hacer de la protección un arte además de una ciencia.

Aunque tiene mucho de tecnología, el sistema de protección y su práctica están lejos de estandarizarse. Por lo que la protección refleja la personalidad de los ingenieros del sistema, haciendo más interesante el arte y la práctica de las protecciones.

Interruptores y Transformadores de instrumentos

La protección sólo puede ser aplicada donde hay interruptores o dispositivos similares para aislar adecuadamente el área afectada y donde transformadores de voltaje y corriente son adecuados para proporcionar información acerca de fallas y problemas en el sistema.

Parámetros para medición de fallas

La clave para la selección y aplicación de una protección está primero en determinar que medidas existen para distinguir entre condiciones tolerables e intolerables. En base a esta información pueden encontrarse e incluso diseñarse, relevadores o sistemas de relevadores que operen en respuesta a estos parámetros.

Los parámetros de medida comúnmente utilizados son: corriente, voltaje, impedancia, reactancia, potencia, factor de potencia, frecuencia, temperatura y presión. Cualquier cambio significativo en ellos puede proporcionar un medio para detectar condiciones anormales y ser utilizado para la operación de un relevador.

2.7 Evaluación del funcionamiento de relevadores

El funcionamiento de los relevadores de protección se evalúa en base a las evidencias de las operaciones directas y específicas documentadas y se clasifican de la manera siguiente:

1. Operación correcta:
 - a). Deseada
 - b). Indeseada

2. Operación incorrecta:
 - a). No deseada
 - b). Aceptable

3. Operación incompleta

Resumen

Relevador principal.

Cualquier relevador cuya función principal consiste en detectar condiciones anormales de operación de algún elemento y mediante un contacto operar algún otro relé o el cambio repentino de un circuito eléctrico de control asociado (relevador de protección).

Relevador auxiliar.

Cualquier relevador energizado a través de los contactos de un relevador principal. Por ejemplo el relevador de contactos múltiples (86) el cual operado por el relé diferencial 87 T.

Cantidad característica.

Es una cantidad o valor, característico de la operación de un relevador, por ejemplo, la corriente para un relevador de sobrecorriente, voltaje para un relevador de voltaje, ángulo de fase para un relevador direccional, impedancia para un relevador de distancia, etc.

Sistema de protección.

Es una combinación de equipos de protección diseñados para asegurar, bajo condiciones predeterminadas, generalmente anormales, la desconexión de un elemento de sistema, dar una señal de alarmas o ambas.

El objetivo básico de un sistema de protecciones consiste en originar el retiro o desconexión rápida del servicio a cualquier elemento del sistema eléctrico de potencia, cuando ocurre una falla en éste o empieza a funcionar en forma anormal pudiendo originar daños en el equipo primario o afectar el funcionamiento eficaz del resto del sistema.

La función principal de un sistema de protecciones aplicado en un sistema eléctrico de potencia es reducir los efectos de las fallas eléctricas o “cortocircuitos” y de otras condiciones anormales.

La protección primaria es aquella que tiene la función de detectar y disparar (abrir, desconectar) en primera instancia, únicamente los interruptores que “conectan” al elemento fallado con el resto del sistema, logrando con ello que el sistema continúe operando normalmente.

La protección de respaldo es aquella que opera para respaldar a la protección primaria en caso de que ésta no logre “librar alguna falla, debido a problemas en su sistema de operación.

La operación de una protección de respaldo implica necesariamente el disparo de un mayor número de interruptores en comparación con una operación normal de la protección primaria, desconectándose por este motivo una mayor parte del sistema. Esta Situación en ocasiones suele ser inevitable, y aunque no es lo más deseable, en determinados casos es lo menos grave.

La zona de protección es aquella parte de un sistema de potencia cubierta por una cierta protección, y por lo general contiene uno, o como máximo dos elementos del sistema. Las zonas se disponen de manera que se traslapen, para que ninguna parte del sistema quede sin protección.

Un sistema de protección debe cumplir con cuatro requisitos básicos para satisfacer ciertas características funcionales:

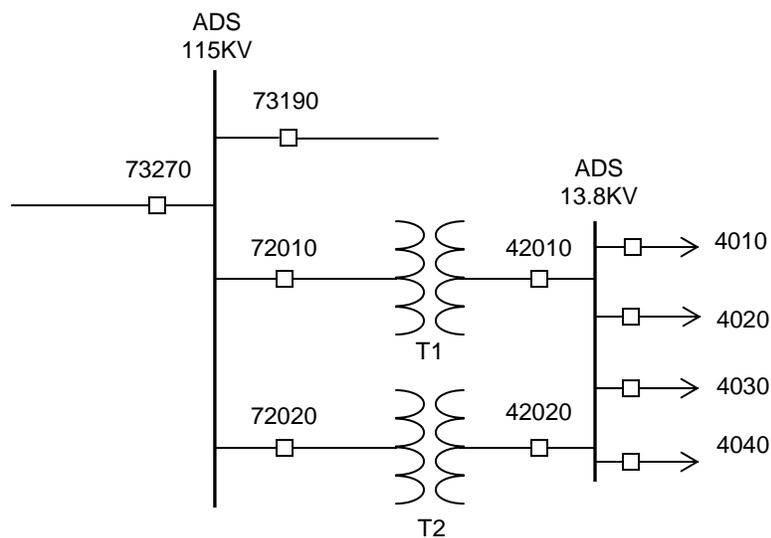
1. Confiabilidad
2. Selectividad
3. Rapidez
4. Sensibilidad

Existen cuatro factores que influyen en los relevadores de protección:

- ❖ Económico
- ❖ El factor personalidad de la ingeniería de relevadores
- ❖ Interruptores y Transformadores de instrumentos
- ❖ Parámetros para medición adecuada de fallas

Ejercicio.

En el siguiente diagrama unifilar marque las zonas de protección de los equipos que lo forman y resalte las zonas de traslape.



EVALUACIÓN FORMATIVA

Participante: _____ Fecha: _____

Instructor: _____

Tema: _____

Primera sección: Completa las siguientes cuestionamientos según corresponda
(Puntaje para cada reactivo: 1)

- 1.- Cualquier relevador cuya función principal consiste en detectar condiciones anormales de operación de algún elemento y mediante un contacto operar algún otro relé o el cambio repentino de un circuito eléctrico de control asociado se define como:
- 2.- La combinación de equipos de protección diseñados para asegurar, bajo condiciones predeterminadas, generalmente anormales, la desconexión de un elemento de sistema, dar una señal de alarmas o ambas; es un:
- 3.- La función principal de un sistema de protecciones aplicado en un sistema eléctrico de potencia es:
- 4.- La protección que opera en caso de que la protección primaria no logre librar una falla es:
- 5.- Lo que se define como la carga de los circuitos secundarios de los TC's es el:

Segunda sección: A la pregunta planteada escoja una opción subrayando la respuesta.
(Puntaje para cada reactivo: 1)

- 6.- El cambio del relé de desenergizado a posición energizado se le conoce como:
a) Burden b) Drop-out c) Pick-up
- 7.- Es uno de los requisitos básicos que debe tener un sistema de protección:
a) Protección de respaldo b) Confiabilidad c) Alimentación de C.D.
- 8.- Factor que influye en un sistema de protección:
a) Factor personalidad b) Registro histórico c) Coordinación de aislamiento
- 9.- En la evaluación del funcionamiento de reles la operación incorrecta se considera:
a) Deseada e indeseada b) Incompleta c) No deseada y Aceptable
- 10.- Es un relevador el cual opera y repone con tiempo de retardo no intencional:
a) Relevador de Nivel b) Relevador instantáneo c) Relevador de tiempo

Indicador de avance: Si obtuvo 8 reactivos o más, esta usted preparado para continuar con el siguiente tema, si obtuvo menos repase el tema.

TEMA 3



Objetivo: Al final del tema el participante podrá distinguir en base a características particulares, principios de operación y funcionamiento, a los diferentes dispositivos de protección que forman parte de un sistema de distribución.

Introducción

La forma más simple de proteger a los sistemas contra las fallas de cortocircuito es mediante la utilización de elementos fusibles, los cuales tuvieron una función muy importante dentro del desarrollo de los sistemas de protección , y aún en la actualidad tienen gran aplicación a voltajes reducidos. Pero a voltajes más elevados los fusibles ya no cubren adecuadamente los requerimientos para una adecuada protección, por lo tanto aparecen los transformadores de instrumento, que desempeñan funciones importantísimas como la de reducir las magnitudes de corriente y voltaje a valores manejables para el uso de equipos de protección y medición, además de aislar a éstos de los altos voltajes del sistema de potencia. El objeto de este tema consiste en analizar los diferentes dispositivos de protección en base a la descripción y funcionamiento de cada uno de ellos dentro del sistema de distribución.

3.2 Formas generales de protección eléctrica

Todo sistema eléctrico debe estar protegido mediante uno o varios sistemas que sean prácticos:

Para que un sistema fuera protegido en forma perfecta tendrían que usarse protecciones, ya que un sistema de protección puede fallar también, sin embargo desde un punto de vista práctico y económico no se puede llegar más que a ciertos límites establecidos por los equipos generalizados de protección que se fabrican en forma normal.

A continuación se mencionan algunas formas de protección eléctrica.

- 1.- Apartarrayos
- 2.- Hilos de guarda
- 3.- Aislamiento
- 4.- Sistema de Tierra
- 5.- Fusibles
- 6.- Relevadores

Los apartarrayos son aparatos que disminuyen los de sobretensiones creadas en el sistema eléctrico por agentes exteriores e interiores como descargas atmosféricas y operación de interruptores.

El apartarrayos se encuentra conectado permanentemente en cada fase y cuando se presenta una Sobretensión de determinada magnitud, descargando la corriente a tierra.

Se fabrican diferentes tipos de apartarrayos, siendo los más empleados los de tipo “autovalvular” y “de resistencia variable”.

El apartarrayos tipo autovalvular consiste de varias chapas de explosores conectados en serie por medio de resistencias variables cuya función es dar una operación más sensible y precisa.

El apartarrayo de resistencia variable utiliza dos explosores conectados en serie A. Una resistencia variable y se utilizan generalmente en media tensión y sistemas de distribución.

La función del apartarrayos no es eliminar las ondas de Sobretensión presentadas durante las descargas atmosféricas, si no limitar su magnitud a valores que no sean perjudiciales para los equipos del sistema.

Los apartarrayos protegen también a las instalaciones contra descargas directas, para lo cual tienen un cierto radio de protección.

La tensión a la que operan los apartarrayos se conoce técnicamente como tensión de cebado del apartarrayo.

Para protección y seguridad de las instalaciones contra descargas directas se instalan unas varillas conocidas como bayonetas e hilos de guarda semejantes a los que se colocan en las líneas de transmisión.

Con aislamientos adecuados se mantiene en operación correcta el sistema evitando que agentes externos intervengan y puedan alterar su buen funcionamiento.

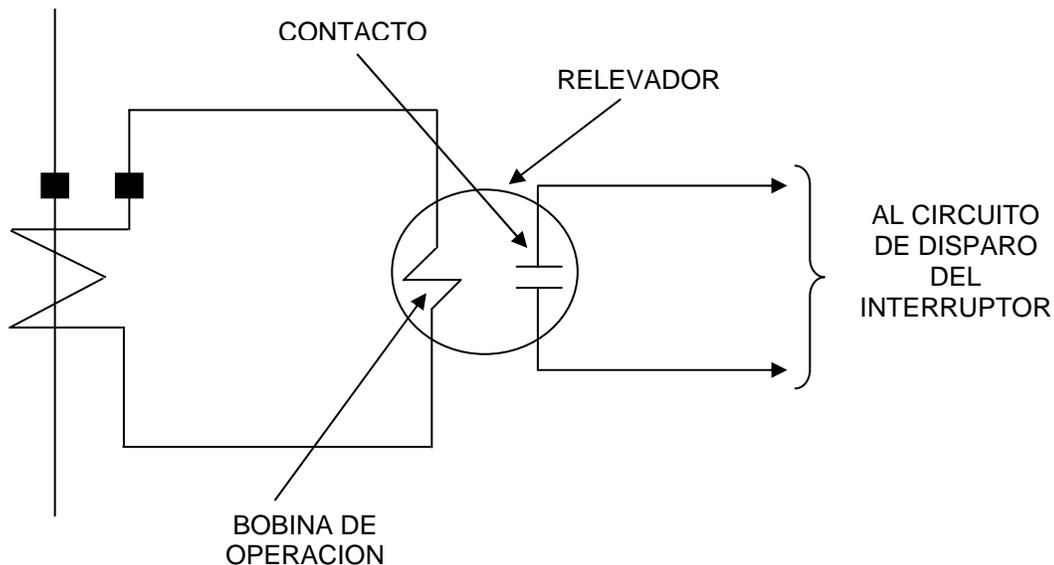
El sistema de tierra es el arreglo de conductores y electrodos en forma de malla, para proporcionar el punto de referencia de potencial cero, además de descargar las sobretensiones evitando acumulación de descargas electrostáticas y el consiguiente potencial en equipos y estructuras.

Los fusibles interrumpen la sobrecorriente que por descarga o falla pasa a través de transformadores o líneas aéreas de baja tensión evitando con esto que estos componentes de la red de distribución sufra daños mayores por estas causas.

Por ser el fusible un elemento que tiene un tiempo de operación en función de la magnitud de la corriente se dice que es coordinable.

Los relevadores son dispositivos que responden a algunas o varias características del sistema eléctrico como son voltaje, corriente, frecuencia, factor de potencia, etc., las cuales se alteran al ocurrir una falla en el sistema, mientras no varían las características del sistema los relevadores se mantienen inactivos y al interruptor al ocurrir una falla, el relevador detecta y selecciona la característica para la cual debe actuar enviando señal de apertura al interruptor correspondiente para aislar la parte fallada del sistema. Así, por ejemplo, un relevador de sobrecorriente actúa sobre un contacto del circuito de disparo de un interruptor de línea cuando las condiciones de sobrecorriente de esta línea pasa de ciertos límites.

En términos generales un relevador eléctrico es un dispositivo que, colocado en un circuito eléctrico, produce cambios en otro o en propio circuito. Un relevador del tipo sencillo consta de una bobina y un contacto conectados en la forma siguiente:



Como se observa, del circuito por proteger se reciben las señales, que en este caso es una sobrecorriente la cual ocasionará que el relevador cierre su contacto el cual pertenece a un circuito de control que abre el interruptor para aislar la falla.

La filosofía general de la aplicación de relevadores es dividir el sistema de potencia con zonas de protección que pueden ser protegidas adecuadamente con la mínima parte del sistema conectado, las zonas de protección son para:

- 1.- Generadores o grupo generador, transformador.
- 2.- Transformadores.
- 3.- Barras.
- 4.- Líneas de Transmisión y Distribución.

La protección de cada zona esta traslapada para evitar la posibilidad de áreas desprotegidas.

Protección Primaria.- Proporciona la primera línea de protección, la protección primaria debe desconectar únicamente el elemento dañado. Es evidente que para fallas dentro de una región donde las zonas se traslapan se ocasionara la apertura de mas interruptores que el mínimo necesario para aislar el elemento dañado.

En caso de que una falla no sea liberada por la protección primaria, actuará la protección llamada de “Respaldo” la cual generalmente desconecta una considerable mayor parte del sistema.

Protección de Respaldo.- Tanto los esquemas de protección, como el equipo asociado a ellos esta sujeto a fallas y esto da por resultado que todos los elementos de potencia cuenten con protección de respaldo, algunas de las causas que contribuyen a la falla de los esquemas de protección son:

- 1.- Falla de alimentación de corriente y voltaje a los relevadores debido a fallas en los transformadores de corriente o potencial y/o los circuitos asociados a ellos.
- 2.- Falla alimentación de disparo de C.D.
- 3.- Falla en el propio relevador.
- 4.- Falla en el circuito de disparo del propio interruptor o en el mecanismo de apertura.

3.3 Transformadores de Instrumento

Se utilizan en los sistemas eléctricos, para reducir la magnitud de corrientes y potenciales primarios, a valores secundarios no peligrosos y normalizados para ser utilizados en relevadores de protección y medidores.

Existen dos tipos de transformadores de instrumento:

- a) Transformadores de Corriente " TC "
- b) Transformadores de Potencial " TP "

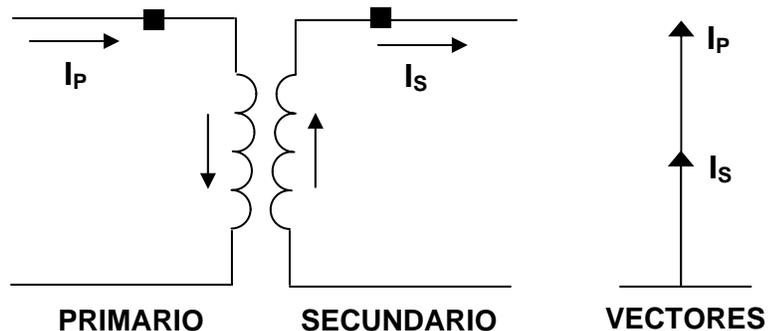
3.3.1 Transformadores de Corriente.

Es el dispositivo que nos alimenta una corriente proporcionalmente menor en el circuito secundario con respecto a la del primario.

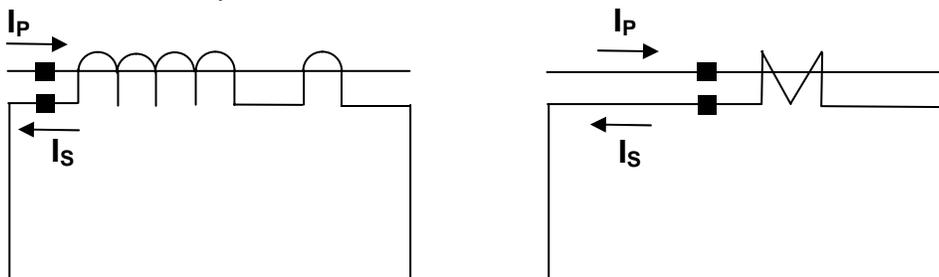
Existen dos tipos de TC's :

- a) Tipo Bushing o boquilla
- b) Tipo Devanado

Marcas de polaridad de TC's.



La corriente saliendo en la terminal con marca de polaridad en el lado secundario esta en fase con la corriente entrando en la terminal con marca de polaridad en el lado primario.

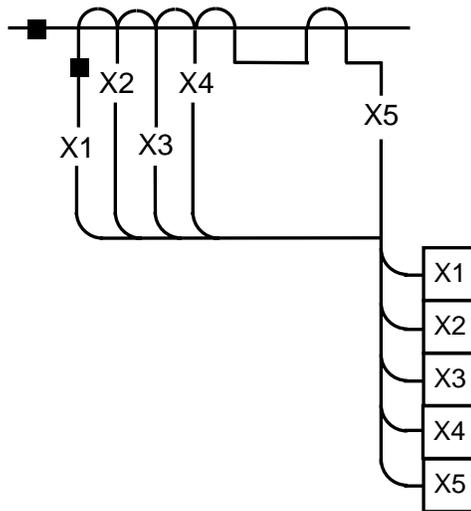


Relación de Transformación de Corriente RTC.

La RTC determina la proporcionalidad entre las magnitudes de corriente.

$$RTC = IP / IS$$

En los TC's que cuentan con varias derivaciones secundarias, se considera polaridad a terminal menor, del par correspondiente a la RTC seleccionada siempre que la corriente se considere entrando en la terminal con marca de polaridad en el lado primario.



A continuación se muestran datos tabulados correspondientes a un TC con varias derivaciones.

TAP	RTC	TAP	RTC
X1 – X5	600 / 5	X3 – X4	250 / 5
X2 – X5	500 / 5	X4 – X5	200 / 5
X3 – X5	450 / 5	X1 – X3	150 / 5
X1 – X4	400 / 5	X1 – X2	100 / 5
X2 – X4	300 / 5	X2 – X3	50 / 5

Dentro de las especificaciones generales de un TC se encuentra la CLASE. Las clases nominales de TC's para protección son las indicadas en la siguiente tabla.

CLASE	POTENCIA	BURDEN
C-10	2.5 VA	0.1
C-20	5.0 VA	0.2
C-50	12.5 VA	0.5
C-100	25 VA	1.0
C-200	50 VA	2.0
C-400	100 VA	4.0
C-800	200 VA	8.0

Lo anterior según las normas ANSI para un error máximo de 10% a 20 veces la corriente nominal.

La CLASE indicada en un TC de relación múltiple corresponde a la relación máxima, para las relaciones disponibles restantes, la CLASE se reduce en forma directamente proporcional.

Ejemplo:

Suponiendo un TC de RTC 1200 – 100 / 5, clase C – 800 conectado en RTC = 600 / 5, la clase para esta RTC es

$$\text{Clase} = (\text{Max. Clase} / \text{Max. RTC}) \times \text{RTC}$$

$$\text{Clase} = (800 / 1200) \times 600 = 400$$

En los datos tabulados de Clase, Potencia y Burden se observa que para Clase-400 corresponden 100 VA de potencia y 4 ohms de burden.

3.3.2 Transformador de Potencial.

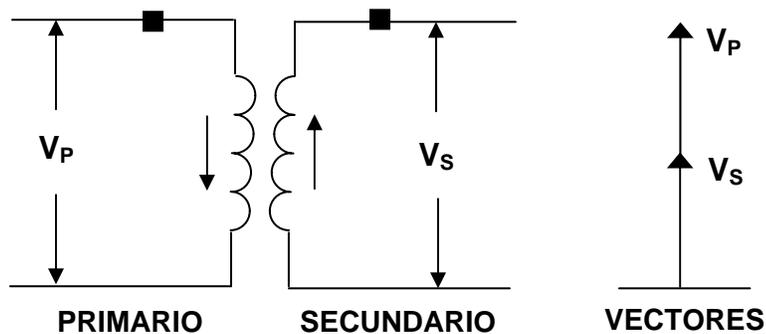
Es un transformador para protección o medición, donde la tensión secundaria es, dentro de las condiciones normales de operación, prácticamente proporcional a la tensión primaria y defasada de ella un ángulo cercano a cero, para un sentido apropiado de conexiones.

El primario del TP está conectado entre fases, o bien entre fase y tierra, en tanto que el secundario está conectado a circuitos de potencial de aparatos de protección o medición conectados en paralelo.

La conexión entre fase y tierra se emplea normalmente con grupos de tres transformadores monofásicos conectados en estrella:

- 1.- Cuando se trata de subestaciones de 45 KV o superior.
- 2.- Cuando se desea medir la tensión y la potencia de cada una de las fases por separado.
- 3.- Para alimentar algún indicador de tierra.
- 4.- Cuando el número de VA, suministrado por dos transformadores de potencial es insuficiente.

La tensión de servicio se escoge generalmente la nominal de aislamiento en KV superior y más próxima a la tensión de servicio.



La tensión nominal secundaria según ANSI es de 120 volts para los transformadores de tensión nominal de servicio hasta 25 kv y de 115 volts con aquellos de 34.5 kv o más.

La caída de potencial de polaridad a no polaridad en las terminales del lado primario está en fase con la caída de potencial de polaridad a no polaridad en las terminales del lado secundario.

Clase de Precisión

A continuación se presentan las diferentes clases de precisión para los instrumentos y aparatos normalmente conectados a los transformadores de potencial.

CLASE	UTILIZACIÓN
0.1	Calibración
0.2 - 0.3	Medición de Laboratorio
0.5 – 0.6	Wattorímetros
1.2 – 3.5	Vóltmetros, Registradores, Relevadores.

3.4 Relevadores.

Aún cuando existen muchos dispositivos de protección, en esta sección se describirán los usados en subestaciones de distribución para protecciones de banco y alimentadores.

Relevadores de Sobrecorriente.

El uso de relevadores de sobrecorriente no direccionales es muy extenso en nuestras subestaciones de distribución, como protección de alimentadores así como protección de respaldo para bancos de transformación. Esto es debido a sus características de velocidad, seguridad, simplicidad y confiabilidad.

Sin embargo, su aplicación, ajustes y mantenimiento como todo equipo requiere de algunos lineamientos básicos que aseguren las características indicadas anteriormente.

- Relevador de Sobrecorriente Instantáneo (50)

Es un relevador que funciona instantáneamente para un excesivo valor de corriente e indica una falla en el aparato o circuito protegido (0.05 segundos o menor).

- Relevador de Sobrecorriente con retraso de tiempo (51)

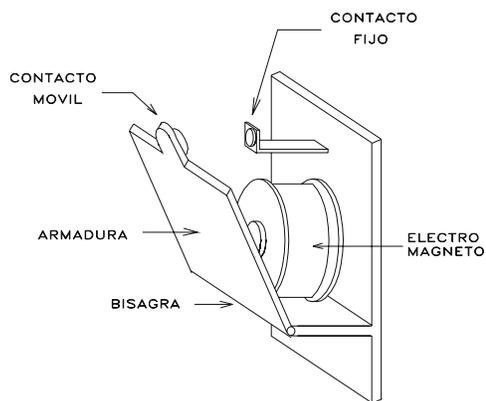
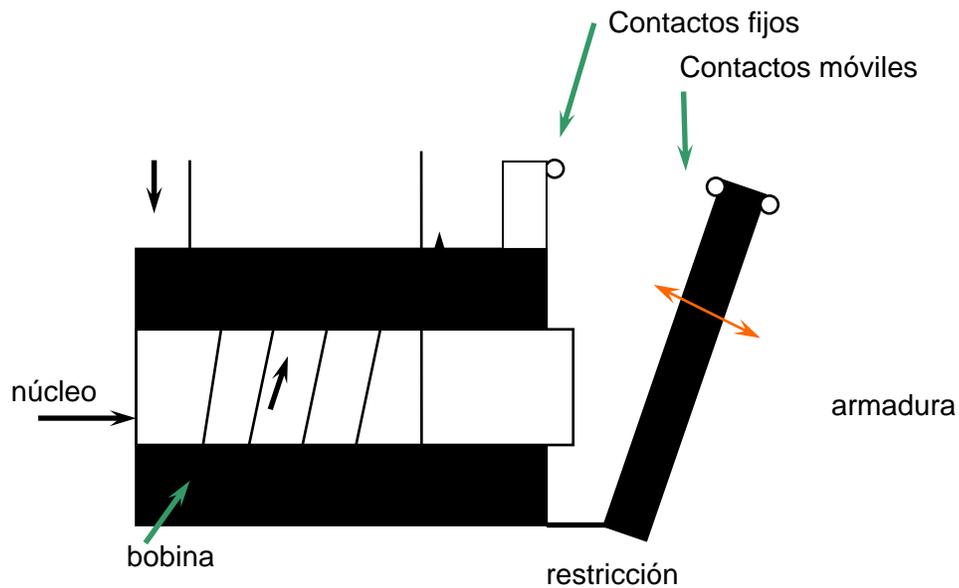
Es un relevador con una característica de tiempo definida o inversa, que funciona cuando la corriente en el circuito excede un valor predeterminado, a mayor corriente, menor tiempo en la característica inversa.

Principios de Operación.

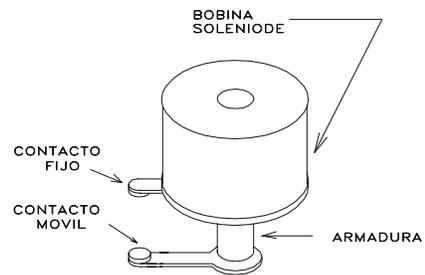
- Relevador 50

Este relevador, aún cuando ya existe de tipo estático, el más comúnmente usado es el de tipo de atracción electromagnética y es básicamente un electroimán alimentado a través de un TC la fuerza ejercida sobre el elemento móvil es proporcional al cuadrado del flujo en el entre-hierro; existen dos tipos básicos: de resorte y de émbolo como se muestra en las figuras:

ATRACCION ELECTROMAGNETICA



TIPO ARMADURA BISAGRA



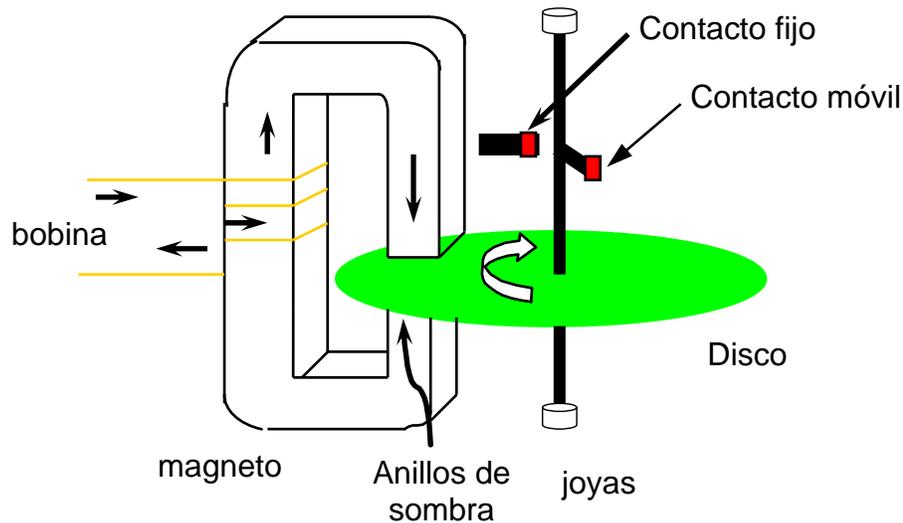
TIPO EMBOLO

➤ Relevador 51

De este tipo de relevadores también se tienen de estado sólido, los electromecánicos operan bajo el principio de inducción electromagnética y han sido los más ampliamente utilizados. Debido a su principio de operación no actúan con C.D.

Este relevador es un motor de inducción de fase auxiliar con contactos. La fuerza actuante se desarrolla en un elemento móvil, generalmente un disco, de material no magnético conductor de la corriente por la interacción de los flujos electromagnéticos con las corrientes parásitas (de foucalt) que se inducen en éste.

INDUCCION ELECTROMAGNETICA



➤ Partes principales y conexiones de un relevador 50 / 51

Se indica 50/51 porque generalmente en una misma caja vienen los dos relees formando así un esquema. Físicamente esta constituido por su unidad instantánea 50 que se ajusta a través de un tornillo que introduce o saca el émbolo dando mayor o menor restricción, o con un dial que regula la tensión del resorte (de menos uso), al cerrar los contactos, levanta al mismo tiempo mecánicamente una lámina que indica la operación del relevador. En otros casos, esta función se hace a través de C.D., permitiendo al mismo tiempo sellar la operación del relevador, a través de un contacto auxiliar.

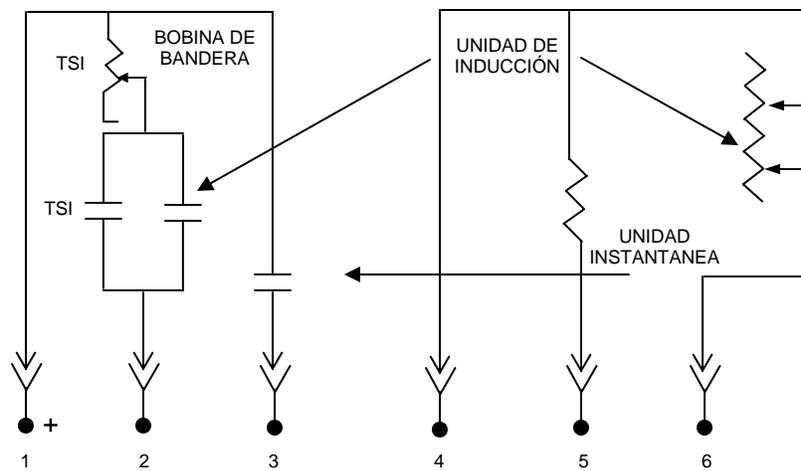
La unidad de inducción, es decir, la característica de tipo inverso, es más complicada.

Primeramente identificamos el disco del relevador montado sobre un eje que esta fijado con cierto juego en soportes completamente lisos, que minimizan la fricción. Cuenta además con un resorte helicoidal anclado a su marco de montaje y al propio eje con opción a girar sobre el mismo para darle mayor o menor restricción al giro y que nos permitirá darle su ajuste de pick-up durante la calibración. Al fondo en la parte superior se tienen un determinado número de orificios con rosca que significan diferentes derivaciones de la bobina que se conecta al TC, por medio de un tornillo se selecciona la corriente mínima de operación del relevador, le denominamos " TAP ".

Montado sobre el eje se encuentra el contacto móvil a través de un dial en la parte superior del eje numerado del 1 al 10, este dial acerca o aleja este contacto del contacto

fijo anclado al marco del relevador, variándonos así el tiempo de operación del mismo. Este ajuste le denominamos “ PALANCA “ y permite establecer un juego de curvas similares tiempo corriente del relevador.

Comúnmente los relevadores cuentan con elementos que permiten la desconexión del relevador a sus fuentes de alimentación, dejan abiertos los circuitos de control y en cortocircuito el de corriente. Ciertos relevadores utilizan una clavija general que denominamos peineta que establece la continuidad entre la caja alambrada al exterior por la parte posterior del relevador por medio de tornillos y el propio relevador o a través de clavijas individuales (dedos) que tienen el mismo principio. La figura muestra el arreglo esquemático de un relevador 50/51.



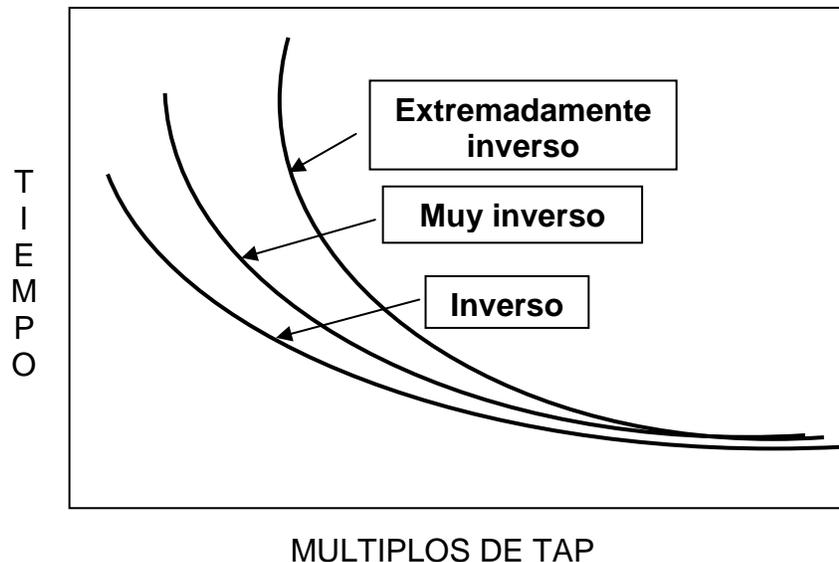
- Diferentes tipos de curvas de relevadores de sobrecorriente y su aplicación.

Existen en el mercado diferentes tipos de relevadores de sobrecorriente, la diferencia principal la constituye básicamente su característica tiempo – corriente, como se muestra en la figura, a saber:

- ❖ Tiempo definido.- Este tipo de curva puede aplicarse donde no hay necesidad de coordinar con otros dispositivos, además que la corriente de falla no varía para condiciones de generación máxima y mínima, así como para bus local y remoto.
- ❖ Tiempo moderadamente inverso.- Es muy semejante a la curva de tiempo definido, su aplicación para circuitos es mínima y solamente como respaldo de banco de transformación.

- ❖ Tiempo inverso.- Donde hay grandes variaciones en la corriente de falla por cambios de generación o switcheos de línea, puede lograrse una buena utilización.
- ❖ Tiempo muy inverso.- Pueden utilizarse para coordinar con fusibles aún cuando es menos deseable que el extremadamente inverso. Su utilización es muy adecuada donde existen variaciones de corriente de fallas pequeñas y donde el tiempo de libramiento de falla cercana es importante.
- ❖ Tiempo extremadamente inverso.- Es el que mejor coordina con fusibles y restauradores sobre el mismo circuito, como podrá observarse en la coordinación de los dispositivos de protección.

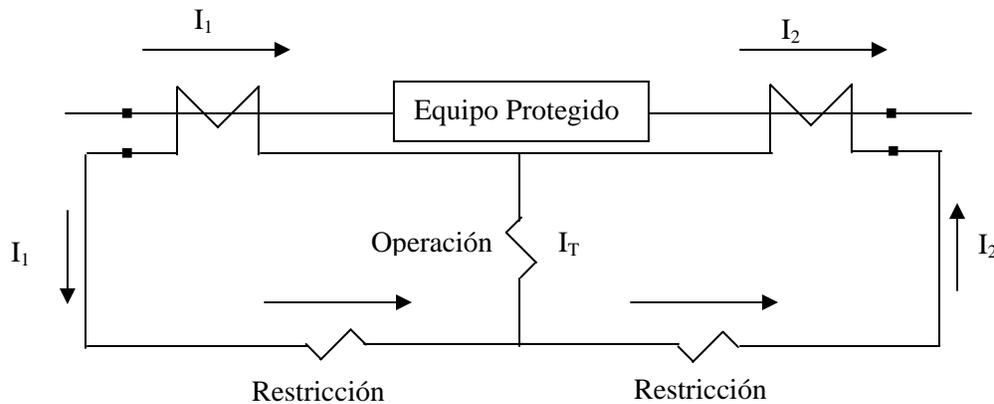
CURVAS DE TIEMPO INVERSO



Relevadores Diferenciales.

Como lo indica su nombre, estos relevadores operan bajo una diferencia de corriente. Su principio de operación es similar a la de un relevador de sobrecorriente de inducción. Estos dispositivos brindan la protección más selectiva ya que su zona de operación está restringida al área definida por los transformadores de corriente ubicados en los extremos del equipo protegido. Comparan las corrientes de entrada y salida sin involucrar condiciones externas. Recibe el número de función 87 y se acostumbra una letra como sufijo para definir el equipo que está protegido, así puede ser una B, T o G, indicando Barras, Transformador o Generador respectivamente.

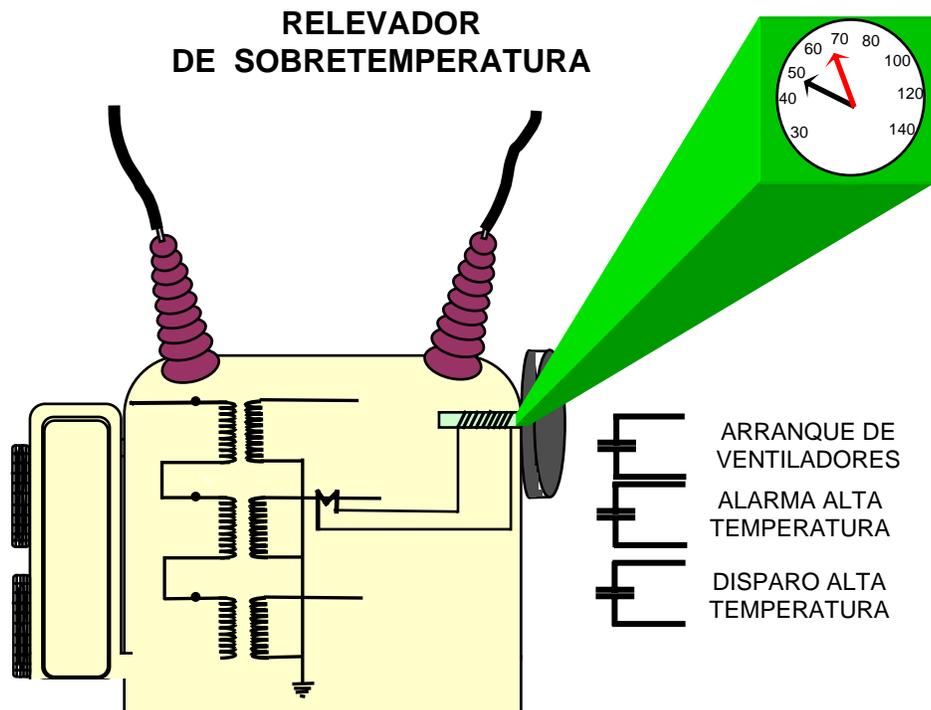
La figura siguiente muestra el diagrama unifilar de conexiones para un transformador.



Relevadores de Temperatura.

Estos dispositivos son termómetros acondicionados con microinterruptores calibrados a temperaturas específicas, los cuales se utilizan para arranque de grupos de ventiladores así como para mandar alguna señal de alarma o de disparo para desconexión de carga. Se usan en subestaciones para la protección de transformadores de potencia, y éstos pueden ser para aceite, devanado (Hot Spot) o porcentaje de carga térmica, y dependiendo su uso reciben su número de función:

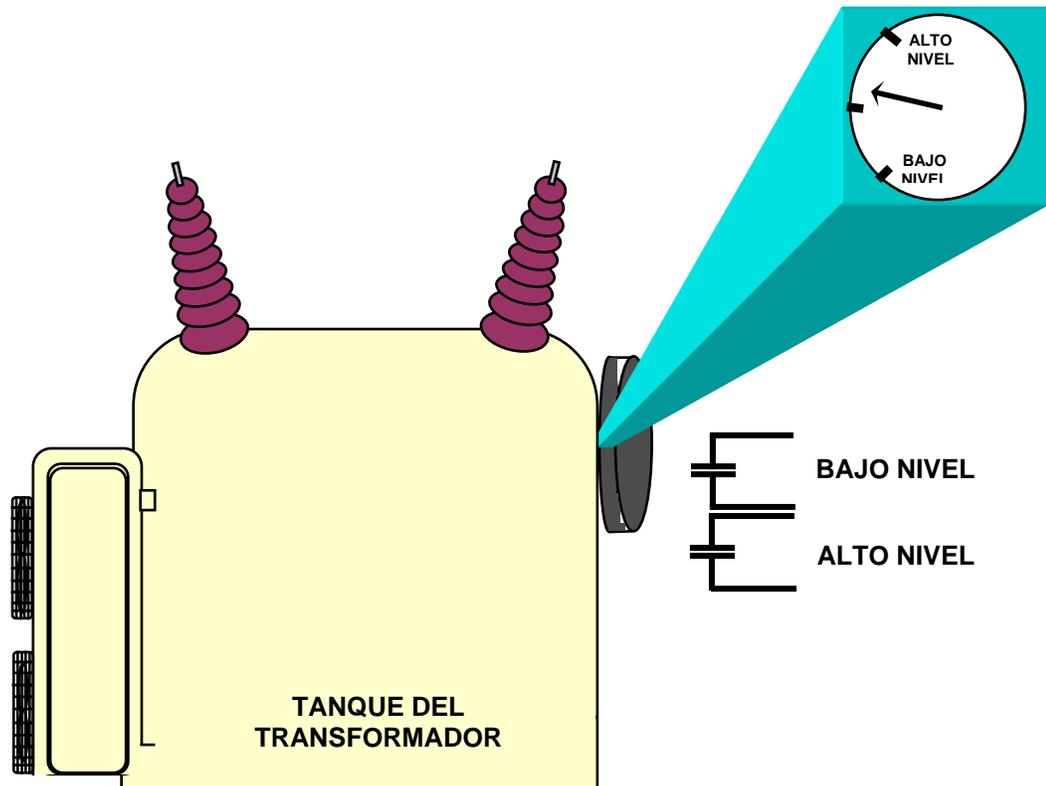
- 26Q Temperatura de Aceite
- 49T Temperatura de Devanado



Relevador de Nivel.

Se utilizan en las subestaciones para la protección de transformadores de potencia para detectar niveles críticos del líquido aislante (aceite dieléctrico); reciben el número de función 71Q.

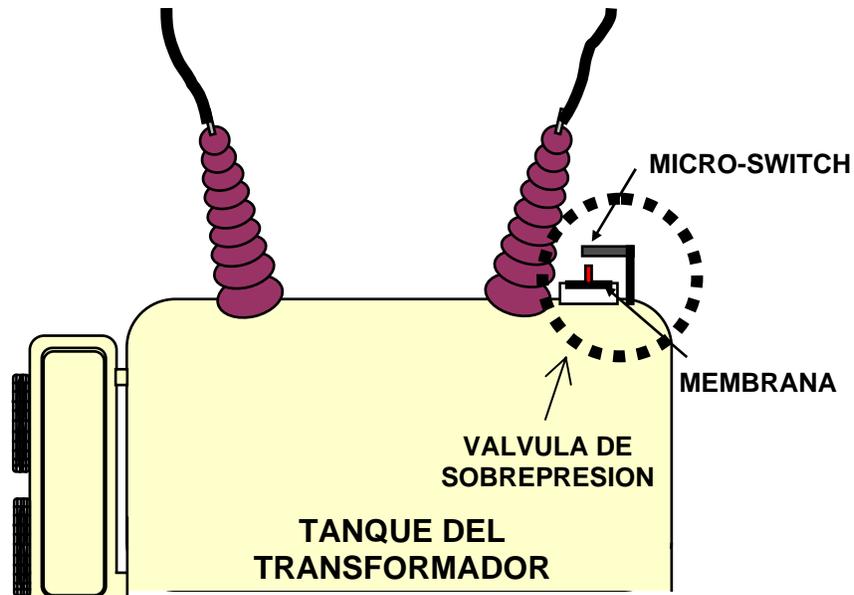
RELEVADOR DE NIVEL DE LIQUIDO



Relevador de Presión.

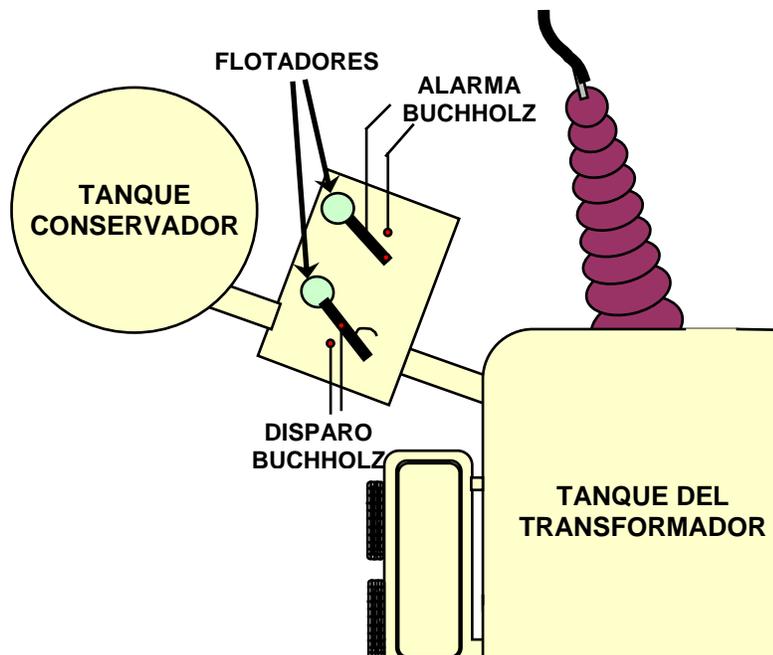
En subestaciones tienen su aplicación como dispositivos de protección de transformadores de potencia, al detectar y desfogar sobrepresiones internas y peligrosas causadas por fallas; el número de función que reciben es el 63P.

Su operación es a través de un diafragma que detecta la presión interna y acciona un microinterruptor.



Relevador de fluido y presencia de gases.

Son comúnmente conocidos como “ Buchholz “ y se utilizan en las subestaciones para la protección de transformadores de potencia que cuenten con tanque conservador para la protección de transformadores de potencia que cuenten con tanque conservador al actuar como trampas de gases entre el tanque principal y el tanque conservador, así como detector de flujo inverso del líquido dieléctrico; se le proporciona el número 63T de función.



Relevadores auxiliares.

Son aquellos dispositivos que complementan los esquemas de protecciones y que sirven para diferir la función principal del relevador ya sea: Transfiriendo, bloqueando, sellando o multiplicando la capacidad de operación.

Por lo general reciben el número de función del relevador principal, agregándose como sufijo la letra X. Aunque existen relevadores de función propia y definida que auxilian a otros, como es el caso del relevador 86 (Bloqueo sostenido) que acompaña generalmente a los relevadores 87 de protección diferencial.

Estos relevadores operan generalmente bajo el principio de atracción electromagnética ya descrito anteriormente.

Relevadores de Recierre.

Los relevadores de recierre son del tipo de relevadores de programa que supervisan la posición de un interruptor permitiendo su reenergización ya sea instantánea o con tiempo, posterior a una apertura del mismo por acción de su sistema de protección.

Se hace la observación de que tiene una secuencia de operación de acuerdo a las necesidades de aplicación y por diseño del mismo, que lo bloquean una vez que se cumplieron el número designado de intentos de cierre sobre una falla permanente, así como también su reposición una vez que no es cumplido su ciclo completo, el interruptor cierra definitivamente, es decir, si la falla es temporal.

3.5 Interruptores.

El interruptor es el dispositivo mecánico que conecta e interrumpe, una o repetidas veces, en condiciones normales y anormales de trabajo un circuito eléctrico.

Esta diseñado básicamente para llevar en forma continua altas corrientes, interrumpir en condiciones de seguridad las corrientes de falla y soportar los esfuerzos electrodinámicos debidos a éstas.

Nuestro interés principal del mismo es su circuito de control. El control de interruptores es el que se encarga de:

- a) Abrir y cerrar el mismo a través de una manija, cuando uno lo requiera.
- b) Que dispare inmediatamente cuando existe una falla; y el equipo de protección se lo indique.

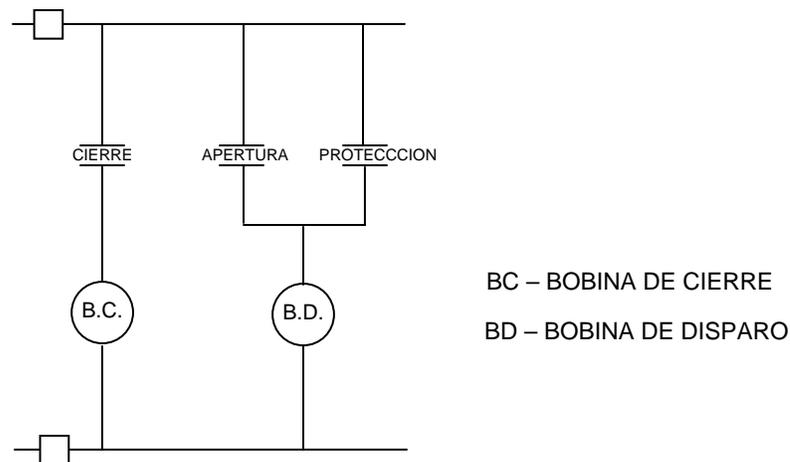
- c) Indique a través de lámparas de señalización su estado de abierto o cerrado local y remotamente.
- d) Enviar señales que indiquen alguna anomalía como falta de presión de aire u otro gas que se utilice para su operación.
- e) Bloquearse en su operación si existe alguna anomalía.

Es pues el control de interruptor la parte principal para ejercer las funciones para las cuales está diseñado.

Este control esta alimentado para su operación por una fuente de alimentación de corriente que puede ser alterna o directa. Independientemente al control esta la fuente de alterna o directa en algunos casos, que efectúa la carga del elemento mecánico que hace la apertura o cierre.

Para los efectos de control eléctrico de interruptores, la acción de liberar un trinquete o abrir una válvula se efectúa a través de electroimanes que se energizan por conducto de este control.

Estos electroimanes llamados bobinas de cierre y disparo, son pues las que debemos energizar por medio del mismo. Un diagrama que muestra lo anterior es el siguiente:



Supongamos el control alimentado por corriente directa. El esquema mostrado hace que el interruptor al cual pertenecen las bobinas de disparo y cierre efectúe estas funciones.

Pero que sucede si el interruptor se cierra con falla en el circuito?

La protección cerrará el contacto de la misma en el control de interruptor inmediatamente que este cierre, ocasionando que mientras no se abra el contacto manual que operemos para cierre el interruptor abra y cierre repetidas veces en tanto no se abra el contacto de cierre. A lo anterior se le llama bombeo del interruptor.

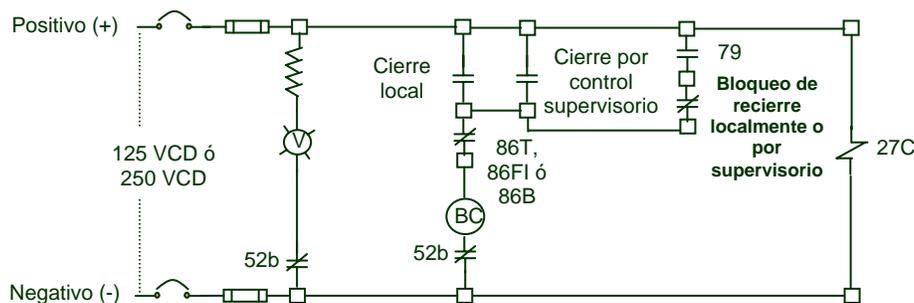
Otro problema, es que no se cuenta con bloqueo al cierre para el caso en que se baje la presión o no se accione el motor de carga mecánica. En el diagrama mostrado, no se indica tampoco la señalización.

La manera de lograr romper sellos y señalización, es por medio de contactos auxiliares montados sobre el vástago principal del interruptor directamente, su accionamiento es mecánico.

EL diagrama que se muestra resolverá el que se queme la bobina de disparo además de que contamos con señalización este a través de la bobina de disparo, nos da algunas ventajas:

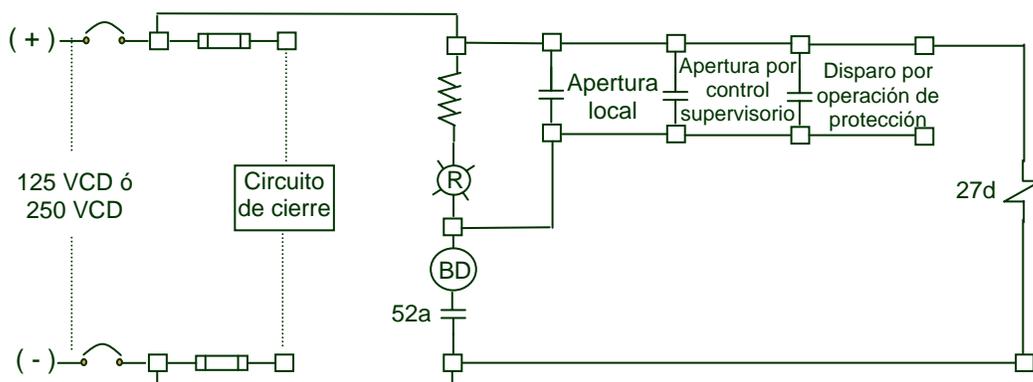
- Mantener caliente y por consiguiente en condiciones adecuadas.
- Supervisa la continuidad del circuito de disparo.

Diagrama de control de cierre de interruptor.



De todas formas seguimos teniendo el problema de bombeo del interruptor, además se puede apreciar en los diagramas anteriores que la fuente de alimentación es a través de un juego de fusibles para el cierre y el disparo. Esto no se usa, lo normalizado es el cierre a través de fusibles y el disparo antes de éstos, con objeto de que se asegure, ya que dada la utilización del interruptor como dispositivo de apertura bajo condiciones anormales del sistema o bajo falla principalmente, debe tenerse plena seguridad en el disparo por lo cual se ha normalizado de la forma en que se indica.

Diagrama de control de disparo de interruptor.



3.6 Restauradores, Seccionalizadores y Fusibles.

Restauradores.

Un restaurador es un dispositivo electromecánico habilitado para sensibilizar e interrumpir en determinado tiempo, sobrecorrientes en un circuito debidas ala eventualidad de una falla, así como de hacer recierres automáticamente y reenergizar el circuito. En caso de persistir la falla, vuelve a abrir, recerrando nuevamente, esta secuencia de operación se lleva a cabo hasta cuatro operaciones de apertura al final de las cuales quedará bloqueado. La secuencia realiza dos importantes funciones.

1. Prueba la línea para determinar si la condición de falla ha desaparecido.
2. Discrimina las fallas temporales de las permanentes.

Teoría de Operación.

Independientemente que efectúen la misma función, existen diferentes características de restauradores como son:

- a) Número de fases.- En nuestro país en su mayoría el sistema de distribución es trifásico, por lo que solamente en los casos de distribución monofásica se utilizarán restauradores monofásicos.
- b) Medio interruptivo.- En aceite o en vacío, se están utilizando de los dos tipos en la actualidad, aún cuando el tipo de cámaras en vacío es más moderno.
- c) Tipo de control.- Hidráulico o electrónico, es también más moderno el tipo electrónico y utiliza para su operación señales de TC que son sensadas convenientemente a través de relevadores electrónicos, requieren de una fuente de polarización para que el restaurador logre su operación.

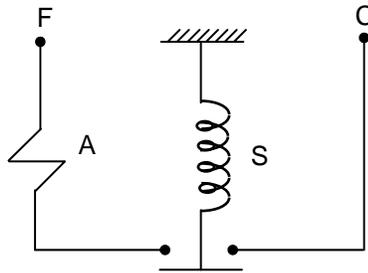
En el caso de los hidráulicos existen distintos tipos de disparo, como son:

1. Disparo serie.- Como se muestra en la figura, este tipo de disparo utiliza la energía electromecánica generada por la acción de la sobrecorriente a través de la bobina A, abriendo los contactos del restaurador y cargando el resorte S al mismo tiempo.

Después de un tiempo predeterminado que usualmente es de 90 a 120 ciclos, libera el resorte S cerrando nuevamente el circuito.

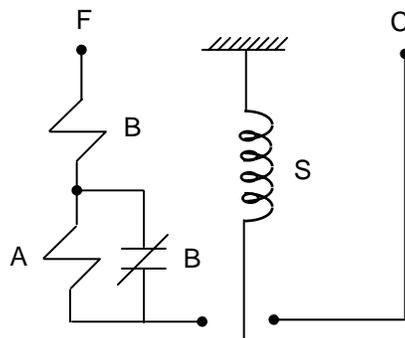
Se ha normalizado que la bobina de operación A efectúe su pick-up al 200 % de su corriente nominal. Es decir , a partir de este valor comienza a operar.

La secuencia y tiempos de operación de apertura y cierre se realiza a través de un mecanismo de bombas, pistones y válvulas.



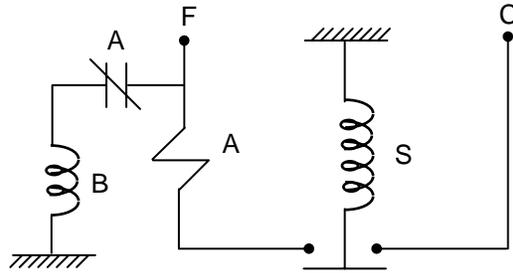
2. Disparo serie con relevadores.- El arreglo es similar al anterior, sólo que la bobina de operación " A " es energizada únicamente al llegar la corriente al valor de pick-up de la bobina auxiliar " B ", antes de este valor, " A " está puenteadada a través de un contacto N.C. propio de la bobina " B " como se ve en la figura.

Las funciones de tiempo y recierre utilizan el mismo principio indicado en el tipo anterior.



3. Disparo serie piloto.- Difiere de los dos tipos anteriores debido a que su operación de apertura y cierre la efectúa con bobinas diferentes, lo que hace que requiera menos energía para operar.

El principio de apertura es el mismo modificándose el arreglo de cierre, para el cual utiliza una bobina a voltaje pleno fase tierra o entre fases del lado fuente, la cual es energizada por medio de un contacto N.C. de la propia bobina de operación " A ", una vez que el restaurador abre, se energiza la bobina " B " ya que se cierra el contacto " A ", esto hace que se cargue el resorte S y quede preparado de esta forma el recierre. El principio de temporización es el mismo de los casos anteriores.



Seccionadores.

Es un dispositivo de características similares a las del restaurador, es decir, a través de un control hidráulico y bobinas serie o electrónico y TC, sensa la corriente de cortocircuito superior a la mínima preestablecida para actuar y cuenta el número de veces que ésta es interrumpida por un dispositivo de respaldo que es generalmente un restaurador. Después de una cantidad específica de recuentos, el seccionador abre sus contactos cuando la línea esta desenergizada. Esto nos permite prever puntos de seccionamiento automático a bajo costo ya que no cuentan con capacidad interruptiva para la corriente de falla ni, por lo tanto, curvas características de operación tiempo – corriente. Aunque si tienen capacidad interruptiva suficiente para la corriente de carga.

Principio de operación.

Los seccionadores hidráulicos tienen un pistón que levanta una varilla la cual accionará la barra de apertura de contactos del dispositivo previamente cargada al momento del cierre.

El seccionador puede ser colocado para uno, dos o tres recuentos hasta la apertura, simplemente cambiando la altura de la varilla de corte. Dado que la corriente mínima de cuenta es 160 % de la capacidad de la bobina solenoide, se obtienen diferentes valores de corriente mínima de recuento cambiando la bobina.

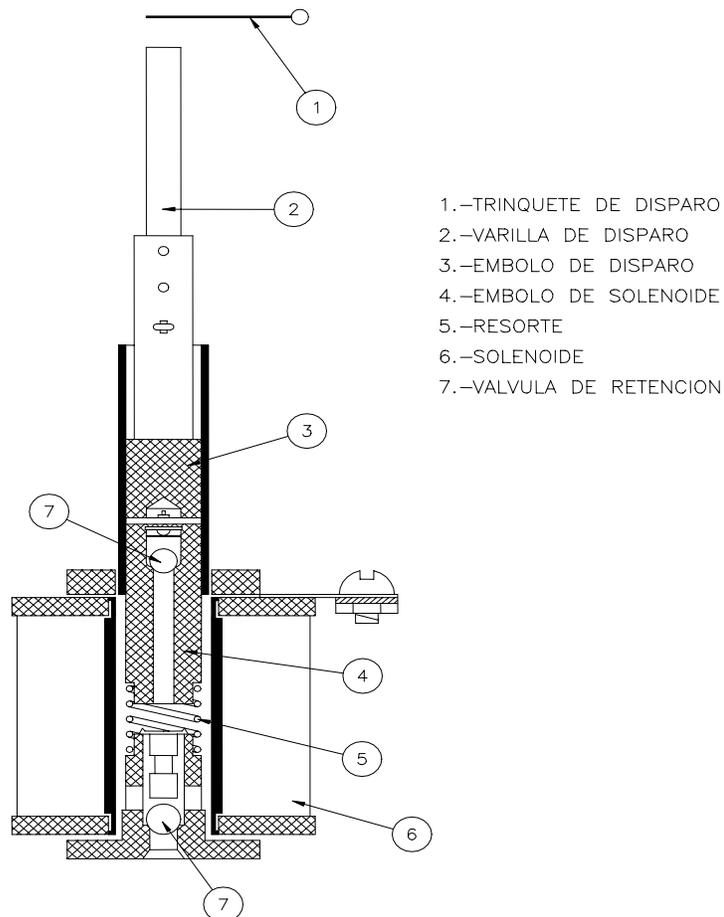
Si la falla es temporal, el pistón de corte se repone lentamente a su posición original, “olvidando “ de esta manera los recuentos. El tiempo de reposición para seccionadores con control hidráulico es aproximadamente un minuto por recuento. Después que el seccionador queda abierto cumpliendo la cantidad seleccionada de recuentos debe ser cerrado manualmente.

Sin capacidad de ruptura, estos dispositivos cuestan considerablemente menos que los restauradores o los interruptores con la misma capacidad de corriente nominal.

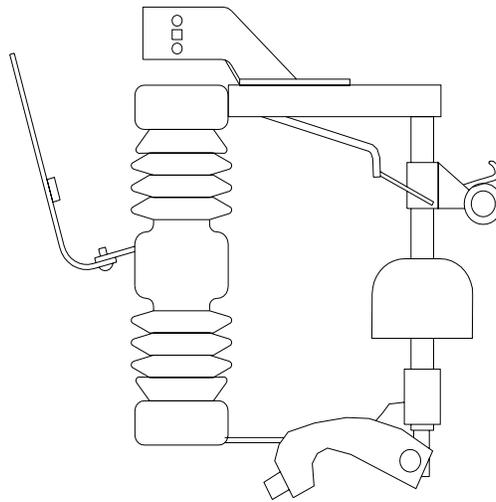
Los seccionadores con control hidráulico tienen capacidades en 14.4 KV en los monofásicos de 140 amperes o trifásicos de 200 amperes. Pueden ser fácilmente montados sobre postes y operados con una pértiga común.

Los seccionadores con control electrónico efectúan el mismo trabajo solo que a través de tarjetas y TC's, requieren de fuente de alimentación externa que pueda polarizar sus circuitos. Están disponibles para 14.4 KV hasta 34.5 KV y 400 amperes nominales. Con esta capacidad, pueden aplicarse para muchos usos que no podían ser resueltos en el pasado. Además, se dispone de accesorios especiales para ampliar el uso de los seccionadores electrónicos.

La economía es la principal ventaja que se obtiene del uso de los seccionadores automáticos.



MECANISMO HIDRULICO DE UN SECCIONALIZADOR



Seccionador monofásico tipo electrónico

Fusibles.

Es un elemento de aleación metálica que por efecto térmico se funde al paso de una corriente eléctrica superior a un valor predeterminado.

Un fusible debe especificarse en base a la frecuencia de operación, capacidad nominal de corriente, voltaje nominal de operación, voltaje máximo de diseño y capacidad interruptiva.

La capacidad nominal es por definición la corriente que el elemento puede soportar continuamente sin sufrir calentamientos que pudieran modificar sus características de diseño.

El tipo de fusible en conjunto con la capacidad da información suficiente para entrar a las curvas características y verificar sus tiempos de operación en ellas.

Existen tres tiempos característicos de operación de un fusible:

1. MMT o tiempo mínimo de fusión (Minimun Melting Time) es el intervalo que existe entre la aparición de la falla y el momento en que el elemento es roto por fusión y se establece el arco eléctrico.
2. Tiempo de arqueado (Arcing Time) es el intervalo durante el cual persiste el arco eléctrico.

3. MCT o tiempo máximo de limpieza (Maximun Clearing Time), es el intervalo de tiempo entre la aparición de la falla y la apertura total del elemento fusible; es la suma del tiempo mínimo de fusión y el tiempo de arqueo.

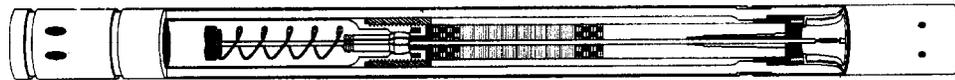
Para coordinación de elementos fusibles, debe considerar los siguientes aspectos:

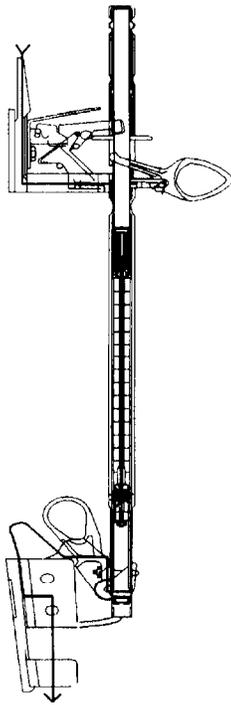
1. El elemento fusible no debe operar a causa de corriente de carga, debe ser capaz de mantener el flujo de la corriente de carga máxima sin calentarse al grado de modificar sus características originales.
2. Para coordinar sus tiempos de operación con los del equipo adyacente, debemos estar concientes de que para valores cercanos al MMT el fusible perderá sus características de diseño y aún cuando el elemento no sea fundido, no se apegará a sus tiempos originales.
3. La falla no es librada hasta que se rebasa el valor de MCT.

Para elementos fusibles utilizados para protección de subestaciones y líneas de subtransmisión, es necesario especificar el voltaje de operación.

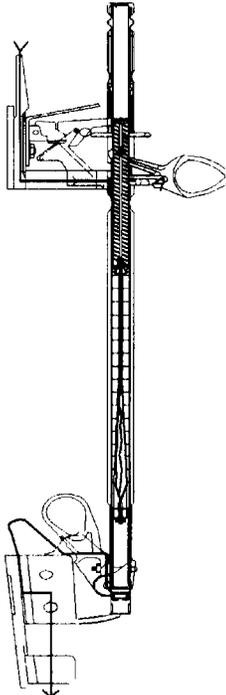
En la aplicación de elementos fusibles deben considerarse las características de los dispositivos de protección adyacentes a éste y las del circuito buscando la correcta operación y discriminación de la falla a través de la coordinación de los tiempos de operación.

FUSIBLE DE POTENCIA

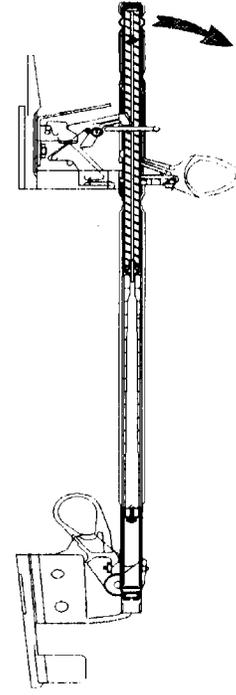




1.- EMPIEZA LA FUSION DEL
ELEMENTO FUSIBLE



2.- EL ARCO COMIENZA A EXTINGUIRSE POR
LA ACCION DEL ACIDO BORICO



3.- SE ALARGA Y EXTINGUE EL ARCO
POR LA ACTUACION DEL RESORTE
LIBERANDO EL TRINQUETE PARA
QUE CAIGA EL PORTAFUSIBLE

OPERACIÓN DE UN FUSIBLE DE POTENCIA DEL TIPO COMPLETAMENTE REEMPLAZABLE

Resumen.

Formas de protección eléctrica:

- | | | |
|---------------------|-----------------------|-----------------|
| 1.- Apartarrayos | 3.- Aislamiento | 5.- Fusibles |
| 2.- Hilos de guarda | 4.- Sistema de Tierra | 6.- Relevadores |

La **filosofía general** de la aplicación de relevadores es dividir el sistema de potencia con zonas de protección que pueden ser protegidas adecuadamente con la mínima parte del sistema conectado, las zonas de protección son para:

- 1.- Generadores o grupo generador, transformador.
- 2.- Transformadores.
- 3.- Barras.
- 4.- Líneas de Transmisión y Distribución.

El **transformador de corriente** es el dispositivo que nos alimenta una corriente proporcionalmente menor en el circuito secundario con respecto a la del primario.

Existen dos tipos de TC's :

1. Tipo Bushing o boquilla
2. Tipo Devanado

➤ **Relevador de Sobrecorriente Instantáneo (50)**

Es un relevador que funciona instantáneamente para un excesivo valor de corriente e indica una falla en el aparato o circuito protegido (0.05 segundos o menor).

➤ **Relevador de Sobrecorriente con retraso de tiempo (51)**

Es un relevador con una característica de tiempo definida o inversa, que funciona cuando la corriente en el circuito excede un valor predeterminado, a mayor corriente, menor tiempo en la característica inversa.

Relevadores Diferenciales.

Como lo indica su nombre, estos relevadores operan bajo una diferencia de corriente. Su principio de operación es similar a la de un relevador de sobrecorriente de inducción. Estos dispositivos brindan la protección más selectiva ya que su zona de operación esta restringida al área definida por los transformadores de corriente ubicados en los extremos del equipo protegido.

Relevadores de Temperatura.

Estos dispositivos son termómetros acondicionados con microinterruptores calibrados a temperaturas específicas, los cuales se utilizan para arranque de grupos de ventiladores así como para mandar alguna señal de alarma o de disparo para desconexión de carga.

Relevador de Nivel.

Se utilizan en las subestaciones para la protección de transformadores de potencia para detectar niveles críticos del líquido aislante (aceite dieléctrico).

Relevador de Presión.

En subestaciones tienen su aplicación como dispositivos de protección de transformadores de potencia, al detectar y desfogar sobrepresiones internas y peligrosas causadas por fallas.

Relevador de fluido y presencia de gases.

Son comúnmente conocidos como “ Buchholz “ y se utilizan en las subestaciones para la protección de transformadores de potencia que cuenten con tanque conservador al actuar como trampas de gases entre el tanque principal y el tanque conservador.

Interruptores.

El interruptor es el dispositivo mecánico que conecta e interrumpe, una o repetidas veces, en condiciones normales y anormales de trabajo un circuito eléctrico.

Esta diseñado básicamente para llevar en forma continua altas corrientes, interrumpir en condiciones de seguridad las corrientes de falla y soportar los esfuerzos electrodinámicos debidos a éstas.

Restauradores.

Un restaurador es un dispositivo electromecánico habilitado para sensibilizar e interrumpir en determinado tiempo, sobrecorrientes en un circuito debidas ala eventualidad de una falla, así como de hacer recierres automáticamente y reenergizar el circuito.

Seccionalizadores.

Es un dispositivo de características similares a las del restaurador, es decir, a través de un control hidráulico y bobinas serie o electrónico y TC, sensa la corriente de cortocircuito superior a la mínima preestablecida para actuar y cuenta el número de veces que ésta es interrumpida por un dispositivo de respaldo que es generalmente un restaurador. Después de una cantidad específica de recuentos, el seccionalizador abre sus contactos cuando la línea esta desenergizada.

Fusibles.

Es un elemento de aleación metálica que por efecto térmico se funde al paso de una corriente eléctrica superior a un valor predeterminado.

Ejercicio.

Se les solicitara a los participantes realicen una lista de los relevadores de protección de un transformador de potencia indicando sus números de identificación.

EVALUACIÓN FORMATIVA

Participante: _____ Fecha: _____

Instructor: _____

Tema: _____

Primera sección: Completa las siguientes cuestionamientos según corresponda
(Puntaje para cada reactivo: 1)

- 1.- La filosofía general de la aplicación de relevadores es dividir el sistema de potencia con zonas de protección, menciona dos de ellas:
- 2.- Menciona dos formas de protección eléctrica:
- 3.- Es la que proporciona la primera línea de protección y debe desconectar únicamente el elemento dañado:
- 4.- Es un transformador para protección o medición, donde la tensión secundaria es, dentro de las condiciones normales de operación, proporcional a la tensión primaria:
- 5.- Es un elemento de aleación metálica que por efecto térmico se funde al paso de una corriente eléctrica superior a un valor predeterminado:

Segunda sección: A la pregunta planteada escoja una opción subrayando la respuesta.
(Puntaje para cada reactivo: 1)

- 6.- Es el principio de operación del relevador de sobrecorriente instantáneo 50:
 - a) Atracción electromagnética
 - b) Sobretensión
 - c) Corrientes circulantes
- 7.- El principio de inducción electromagnética es propio de un relevador:
 - a) 50
 - b) 51
 - c) 79
- 8.- El relevador de temperatura de devanados del transformador de potencia se designa con el numero:
 - a) 26Q
 - b) 63T
 - c) 49T
- 9.- Este es un relevador auxiliar para transferir, bloquear, sellar, o multiplicar la capacidad de operación que acompaña generalmente a los relevadores 87 (diferenciales):
 - a) 86
 - b) 71Q
 - c) 94X
- 10.- Cual es la principal ventaja de utilizar Seccionalizadores en un circuito de distribución:
 - a) Interrumpe altas corrientes
 - b) Economía
 - c) Recierre automático

Indicador de avance: Si obtuvo 8 reactivos o más, esta usted preparado para continuar con el siguiente tema, si obtuvo menos repase el tema.

TEMA 4



Objetivo: Al concluir el tema el participante podrá identificar cómo se realiza una coordinación de dispositivos de protección, y será capaz de distinguir la importancia de ésta, para la operación de un sistema de distribución.

4.1 Introducción.

Es conveniente tener un conocimiento de las propiedades generales y particulares de los relevadores de sobrecorriente con el fin de aprovecharlas en la solución de los problemas que presenta la protección de un sistema eléctrico.

Entre las características principales de los relevadores de sobrecorriente (51) se encuentra el tiempo de operación y aún más la facilidad para ajustarlo.

Esto ha sido una de las principales propiedades que ha contribuido al desarrollo tan amplio de la protección por relevador, ya que se puede lograr una coordinación perfecta en tiempo de apertura de los interruptores de tal manera que se aíslan las regiones afectadas por falla abriendo primero el interruptor próximo a la falla.

La protección de sobrecorriente es de las más sencillas y económicas y tiene su aplicación en alimentadores radiales, líneas de subtransmisión y respaldos.

Las características de tiempo de los relevadores de sobrecorriente permiten formar cascadas en cuanto a tiempo de apertura, lo anterior tomando en cuenta la magnitud de la falla de tal manera que a mayor magnitud de corriente de falla menos tiempo deberá de tardar en operar el relevador de aquí la designación de " Tiempo Inverso ".

En el desarrollo del tema se vera como es posible la coordinación de relevadores de sobrecorriente con otros dispositivos de protección analizando esquemas y criterios de coordinación de protecciones.

4.2 Lineamientos básicos.

Redes Aéreas.

Estudios estadísticos efectuados en sistemas de distribución aérea, han demostrado que hasta el 95% de las fallas son transitorias.

Las causas típicas de dichas fallas pueden resumirse en:

- Conductores que por acción del viento se tocan
- Descargas atmosféricas sobre algún aislador.
- Animales que " puentean " alguna superficie conectada a tierra con los conductores o conductores entre sí.
- Ramas de árboles, antenas, láminas, etc.
- Sobrecargas momentáneas que producen ondas de corriente las que pueden hacer operar los dispositivos de protección.
- Contaminación ambiental.
- Vandalismo.

La experiencia real de fallas nos han demostrado que en el primer recierre se elimina hasta el 88% de ellas, en el segundo un 5% adicional y en el tercero un 2% más, quedando un promedio del 5% de fallas permanentes.

Para la ubicación correcta del equipo de protecciones deberá tenerse en cuenta lo siguiente:

1. El primer punto lógico a proteger será la salida del alimentador.
2. Idealmente el origen de cada ramal debería considerarse como punto de seccionalización con el objeto de limitar el retiro de servicio al menor segmento práctico del sistema.
3. Se debe tomar en cuenta la facilidad de acceso al equipo de protección que se instale.
4. La decisión definitiva del grado de protección debe quedar sujeta a una evaluación técnico-económica que tome en cuenta la inversión inicial en los equipos contra los ahorros en costo y beneficio a largo plazo.

Los factores que deben tomarse en cuenta para la aplicación apropiada del equipo de protección se puede resumir:

- a) Distancia y calibres de conductores a lo largo del circuito que se desea proteger.
- b) Voltaje del sistema.
- c) Corrientes normales de carga en las ubicaciones del equipo de protección.
- d) Niveles de falla máxima y mínimos en los puntos que se desean proteger. (Generación máxima y mínima).
- e) Valores mínimos de operación.
- f) Características operativas (curvas tiempo-corriente) y secuencia seleccionada en los equipos de protección.
- g) En el equipo de protección se deben considerar ciertos márgenes de capacidad, tales que cubran los futuros crecimientos de carga o probables modificaciones del sistema.
- h) Normalmente, a medida que las distancias desde la subestación aumentan, se utilizan equipos menos caros y menos sofisticados.

Existen dos principios básicos que deben tomarse en cuenta en la coordinación de dispositivos de protección:

- El dispositivo de protección más cercano debe eliminar una falla permanente o transitoria antes que el dispositivo de respaldo, adyacente al lado de alimentación, interrumpa el circuito en forma definitiva.
- Las interrupciones del servicio motivadas por fallas permanentes, deben ser restringidas a una sección del circuito lo más pequeña y por el tiempo menor que sea posible.

Redes subterráneas.

La distribución subterránea de energía eléctrica se ha ido desarrollando cada vez con mayor intensidad, tanto en la evolución de los materiales empleados para su construcción, como en las técnicas y sistemas utilizados en su diseño.

Como cualquier sistema eléctrico, las redes subterráneas están expuestas a la ocurrencia de fallas, muchas de ellas originadas por problemas diversos algunos de ellos distintos de los que ocurren en las redes aéreas, y cuyas consecuencias pueden crear interrupciones de mayor tiempo o daño en las instalaciones, cuando éstas o su protección no están debidamente calculadas y diseñadas.

4.3 Esquemas de Protección.

Tomando como punto de partida la capacidad de los transformadores de potencia podemos tener diferentes arreglos de esquemas de protección contra sobrecorrientes con diversos equipos a saber.

A) Esquemas de protección Relevador - Relevador

Las subestaciones que emplean este arreglo son con transformadores 10 MVA's o mayores, el transformador de potencia y su correspondiente curva de sobrecarga normalizada (ANSI), nos fija un límite de seguridad en la coordinación de protecciones con los alimentadores de distribución. Por lo que al transformador se le protege contra sobrecarga a partir del 200% de su capacidad en OA, además se protege contra carga desbalanceada para un valor del 30% de la capacidad nominal en OA, para lograrlo se utiliza un relevador de sobrecorriente 51NT de respaldo conectado al TC del neutro del transformador, para ambos casos, si se presentan condiciones anormales en el sistema que pongan en riesgo el transformador, los relevadores 51F y 51N deben disparar el o los interruptores correspondientes.

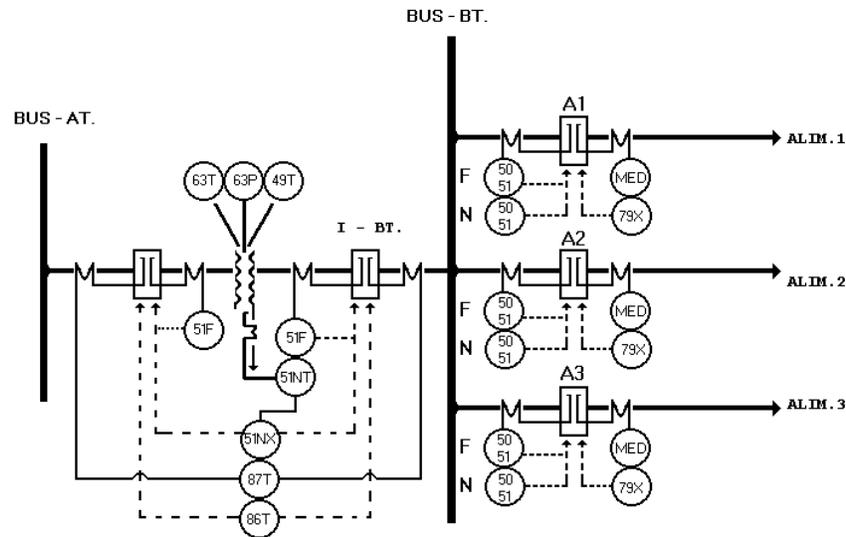
La corriente magnetización (inrush) al energizar el transformador, la cual en distribución tiene valores hasta 12 veces la corriente nominal en OA en un tiempo de 0.1 segundo, no debe operar los relevadores de respaldo de fase (51) que protegen al transformador, para evitar disparos indeseables.

Los relevadores de respaldo del transformador, deben protegerlo contra fallas externas, especialmente si ocurren en las barras colectoras del lado B.T. La falla externa puede causar daños al transformador si no despeja rápidamente, pues le produce una sobrecarga muy severa, al presentarse esta condición, los relevadores deben disparar en un tiempo no mayor de 1.0 segundo.

Los alimentadores de distribución en subestaciones con transformadores mayores a 10 MVA, generalmente cuentan con interruptores de potencia, asociados con relevadores de protección por sobrecorriente (50/51, 50N/51N). La capacidad de los alimentadores están en función del voltaje y del conductor. El conductor de los alimentadores asociados al transformador mayor de 12 MVA es ACSR - 266 / 336 MCM. Sobre la capacidad de los alimentadores se ha aceptado como regla general una capacidad nominal de 5 MW .

Los valores de corto circuito en las barras de baja tensión son calculados en base a la impedancia equivalente del sistema y al impedancia del transformador, para con estos valores encontrar los ajustes de coordinación adecuados entre la protección de sobrecorriente del transformador y al protección de sobrecorriente del alimentador. El criterio de coordinación empleado para este caso es RELEVADOR - RELEVADOR.

A continuación se muestra diagrama unifilar de una subestación con arreglo de protección relevador - relevador :

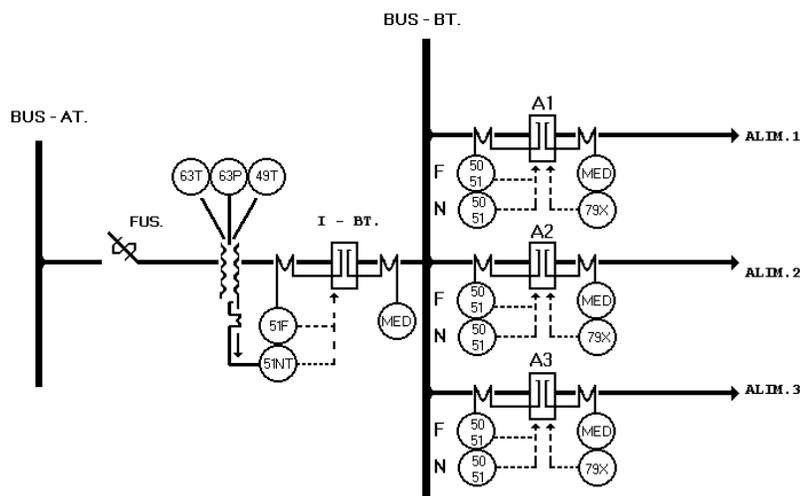


Esquemas de protección para una subestación de distribución con un Transformador de Potencia mayor de 10 MVA e Interruptores de circuito

B) Esquema de protección Fusible - Relevador.

Las subestaciones que emplean este esquema de protección son aquellas en las cuales sus bancos de transformación tienen una capacidad entre 7.5 y menor de 10 MVA'S y no se justifica económicamente el empleo de un interruptor de potencia en el lado de alta tensión. Para la protección externa del transformador se emplean fusibles de potencia en lado de alta tensión y relevadores de sobrecorrientes en lado de baja tensión.

Un diagrama unifilar se muestra a continuación para subestaciones de este tipo.



Podemos observar que son los fusibles de potencia los que realmente protegen al transformador y lo aíslan en caso de falla, además de respaldar la función de los relevadores del interruptor de baja tensión.

Los fusibles de potencia deben cumplir algunas condiciones para su elección como medio de protección primaria del transformador :

- a) Las curvas MMT y MCT del fusible deben quedar abajo de la curva de daño del transformador.
- b) El fusible deberá soportar la corriente de magnetización (Inrush), es decir, la curva MMT quedara a la derecha e los siguientes puntos : $3I_n = 10.0$ seg.; $6I_n = 1.00$ seg.; $12I_n = 0.10$ seg.; $25I_n = 0.01$ seg.; $I_n =$ corriente nominal (OA) del transformador.
- c) El fusible deberá soportar las corrientes de carga fría. La carga es el resultado de la combinación de cargas conectados en el circuito y que al momento de energizar el transformador pueden intervenir. La experiencia ha determinado que la curva MMT debe quedar a la derecha de los siguientes : $6I_n = 1$ seg.; $3I_n=10$ seg.
- d) L a curva MMT se toma como frontera de coordinación para los elementos inferiores en la cascada.

Los relevadores de sobrecorriente de fases que operen sobre el interruptor de banco de baja tensión, protegen al transformador contra sobrecargas sostenidas, evitando que operen los fusibles de potencia cuyo costo es elevado y de tiempo de reposición largo para estás anomalías que no son fallas internas del transformador. Otra de las funciones es respaldar la operación de los relevadores de fase de los circuitos, para el caso en que estos no operaran con falla en el alimentador primario.

El relevador 5INT para detectar fallas a tierra, debe conectarse del T.C. de neutro del transformador de potencia ya que, al circular la corriente de falla directamente por el neutro de transformador, su reflejo a través del T.C. es mas fiel que una conexión residual de una estrella. Cuando existe interruptor en alta tensión, este relevador actuara sobre el mismo para eliminar las fallas de fase a tierra del devanado de baja tensión del transformador.

Para el caso que describimos la función del relevador será las fallas en el bus y respaldar la operación de los relevadores 5IN de los alimentadores. Las fallas del transformador las despejaran únicamente los fusibles de potencia.

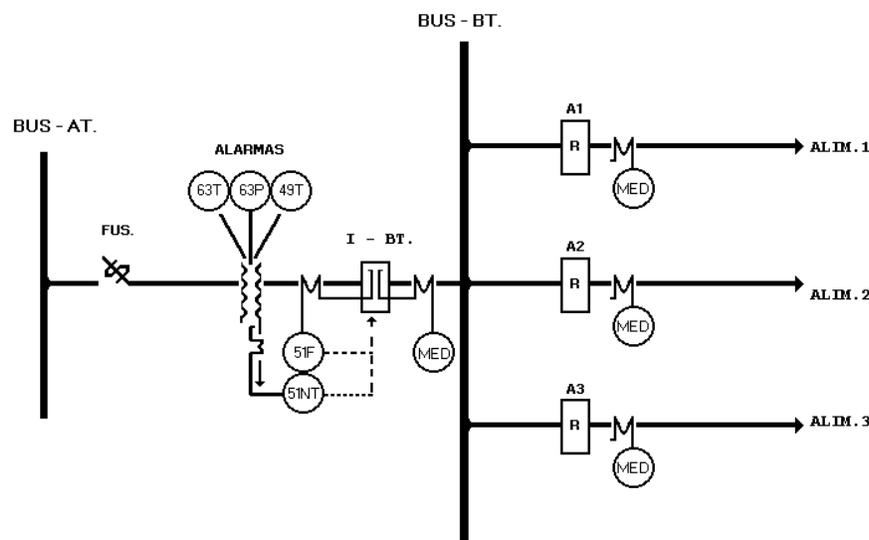
Los relevadores que operan sobre el interruptor de banco de baja tensión, carecen de unidad instantánea (50) ya que siendo el bus y al salida de los alimentadores el mismo punto eléctrico, operarían simultáneamente con los relevadores del alimentador, no existiendo coordinación. Los relevadores para protección interna del transformador, al no contar con equipo de desconexión en alta tensión pierden su utilidad, a menos que la S.E. cuenten con control supervisorio que permita tomar medidas correctivas al emitirse señales de alarma por condiciones anormales en la misma.

Los relevadores de sobrecorriente de fase del interruptor de banco en baja tensión deben ajustarse para un pick-up máximo del 20% de la capacidad nominal del transformador y su tiempo de operación para falla en la barra de baja tensión deberá tener de 0.3 - 0.4 seg., mas que el tiempo de operación del esquema de protección del alimentador.

El relevador 5INT, debido a que no afecta con la corriente de carga, es posible ajustarlo a un valor entre el 10 y el 70% de esta. El tiempo de operación deberá seleccionarse en forma similar al de los relevadores de fase.

C) Esquema de protección Fusible - Relevador - Restaurador.

Las subestaciones que utilizan este arreglo de protección, podemos decir que son del tipo rural y su uso se limita a la protección de transformadores con capacidades con capacidades menores de 7.5 MVA'S, por lo que tampoco se justifica económicamente el empleo de interruptor de potencia en alta tensión, por lo tanto se utilizan fusibles de potencia y únicamente se emplea interruptor de potencia en baja tensión para proteger al transformador contra fallas en el bus, y como respaldo de los alimentadores, para evitar fusión de fusible por fallas externas ajenas al transformador. Para los alimentadores generalmente se emplean restauradores ya que por la carga que se alimenta y el bajo nivel de falla no se justifica económicamente el uso de interruptores de potencia. A continuación se muestra un diagrama unifilar con este arreglo.



Para la selección y ajustes con este arreglo se emplean los criterios de coordinación fusible - relevador mencionado en el inciso anterior. Y para coordinar los alimentadores se utiliza el criterio relevador - restaurador, respetando los tiempos de coordinación del relevador con al curva acumulada del restaurador, si se trata de relevador electromecánico ya que esta consideración es a causa del recierre rápido del restaurador y los arranques del disco del relevador durante la falla pueden acumular tiempos por desplazamiento del disco debido a los recierres producidos, reduciéndose con esto el tiempo de coordinación entre el relevador y el restaurador.

Alimentadores primarios.

Podemos distinguir tres tipos básico de alimentadores primarios :

- a) Tipo rural .- Con dos tipos carga, la que alimenta pequeños poblados cuya carga se caracteriza por motores chicos (bombas, molinos, pequeñas industrias) y alumbrado y la que alimenta grandes sistemas de bombeo.
- b) Tipo urbano.- aquel que tiene carga de alumbrado y grandes comercios y pequeñas industrias.
- c) Tipo industrial.- Urbano o rural que se caracteriza por grandes consumos de energía y por grandes motores.

Los alimentadores primarios generalmente operan en forma radial y en el caso de existir anillos, estos están normalmente abiertos operando como circuito radiales alimentando la carga de diferentes subestaciones.

La forma mas usual de protección para las fallas que se presentan en el alimentador primario es la de sobrecorriente, con esquema formado por tres relevadores de fase alimentados a través de igual numero de TCs cuyos secundarios se conectan en estrella y un relevador residual que como su nombre lo indica se conecta al neutro común de la estrella formada. Este esquema cuenta siempre con unidades de sobrecorriente de disparo instantáneo (50).

También debe tenerse un relevador de recierre (79) que permita recerrar el interruptor cuando este abra por acción de los relevadores de sobrecorriente por una falla transitoria, que son las que se presentan en gran porcentaje en comparación a otras fallas.

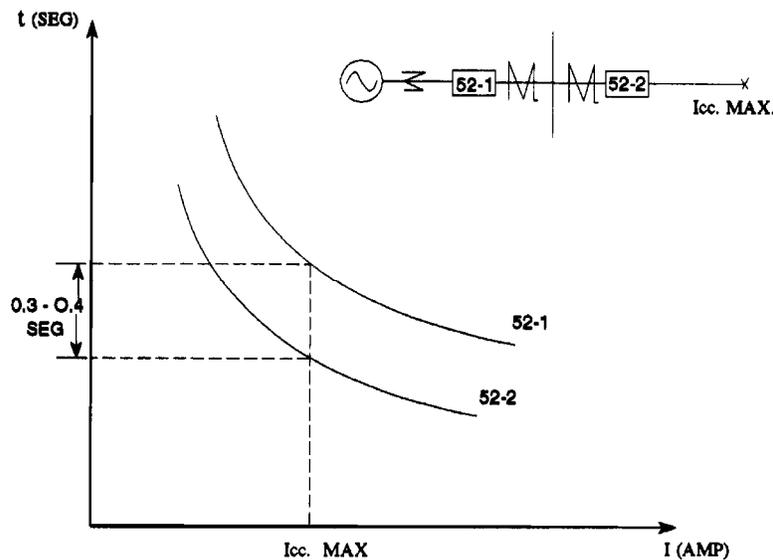
Si la falla es permanente el relevador tiene la habilidad para dejar al interruptor bloqueado y abierto si después de un número predeterminado de operaciones para las que se programo no se despeja esta falla (generalmente de 2.5 a 15 segundos). Si se cuenta con control supervisorio, su función queda condicionado al reglamento de operación.

4.4 Criterios de Coordinación de Protecciones

Es importante conocer los diferentes criterios que se aplican para la coordinación de diversos equipos de protección contra sobrecorriente. Por lo que a continuación se explican los diferentes casos que se presentan y la reglas que determinan la coordinación adecuada de dichos dispositivos, considerando sus características particulares de operación.

Coordinación Interruptor - Interruptor

Debe existir una coordinación mínima de 0.3 a 0.4 segundos entre ambas protecciones para la máxima corriente de corto circuito común a ambos equipos.



Coordinación interruptor - restaurador.

La coordinación de estos dispositivos ocurre en un circuito donde el interruptor actúa como respaldo normalmente dentro de la subestación. Para el caso de relevadores electromecánicos de sobrecorriente, en el estudio de coordinación es necesario notar lo siguiente:

a.- Un interruptor abre y despeja la falla varios ciclos después que su relevador de sobrecorriente opera.

b.- El tiempo de reposición del relevador del interruptor es extremadamente largo y si la corriente de falla se reaplica antes de que el relevador se reponga completamente este avanza nuevamente hacia el punto de cierre desde la posición de reposición incompleta.

Para aclarar los conceptos expuestos, veamos un ejemplo:(tiempo p/palanca 5).

Restaurador ajustado a una secuencia 2A-2C, intervalo de recierre de 2 segundos, tiempo de despeje para curva A de 0.035 segundos y para curva C de 0.3 segundos.

RELEVADOR DEL INTERRUPTOR. Tiempo de operación del relevador 0.6 segundos y 30 segundos para reponerse totalmente.

Al producirse una falla opera el restaurador en curva A y el relevador del interruptor inicia su carrera durante 0.035 segundos es decir avanza un por ciento de su carrera total.

$$\frac{0.035}{0.6} \times 100 = 5.8\%$$

A continuación el restaurador abre para liberar la falla durante 2 segundos y el relevador del interruptor se repone.

$$\frac{2}{30} \times 100 = 6.7 \%$$

Lo cual quiere decir que hay una reposición completa en las dos operaciones de secuencia rápida del restaurador.

Cuando el restaurador percibe la falla ahora en curva C, el relevador del interruptor avanza.

$$\frac{0.3}{0.6} \times 100 = 50\%$$

Y se repone durante los dos segundos de despeje.

$$\frac{2}{30} \times 100 = 6.7 \%$$

Es decir que en este momento tiene un avance neto de:

$$50 - 6.7 = 43.3\%$$

Al percibir nuevamente la falla con curva C del restaurador, tiene un nuevo avance de :

$$\frac{0.3}{0.6} \times 100 = 50\%$$

A partir del punto anterior es decir:

$$50 + 43.3 = 93\%$$

En este momento el restaurador opera definitivamente por falla permanentemente, impidiendo que el interruptor opere primero, es decir que la curva característica acumulativa del restaurador no se cruza con el del interruptor y por lo tanto hay posibilidad de coordinación.

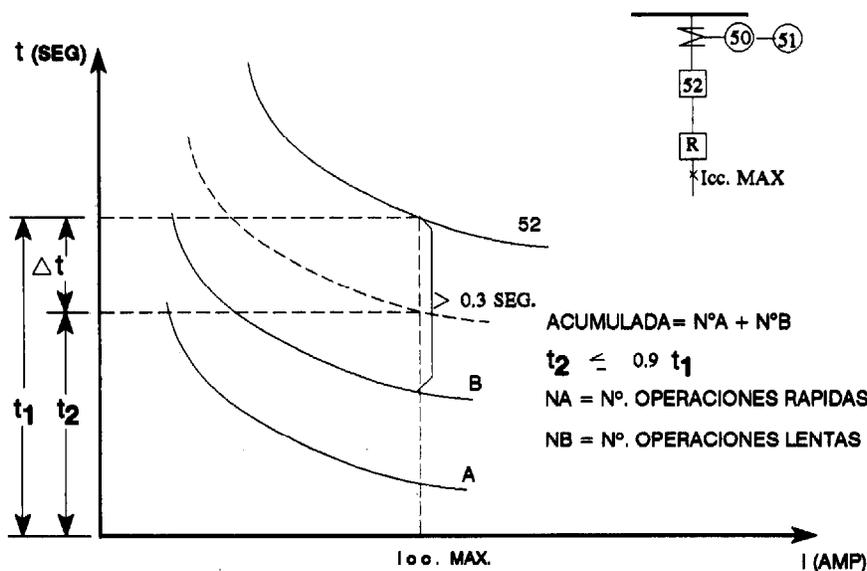
Lo anterior podría considerarse totalmente real, sin embargo en la práctica el avance no debe exceder del 90% en vista de que hay que considerar que el mantenimiento de los restauradores, no siempre es el adecuado.

También hay que tomar en cuenta para una efectiva coordinación entre interruptor y restaurador, que la distancia entre ellos debe ser como mínimo de 3 kilómetros, o bien eliminar una operación lenta del restaurador.

Es conveniente dejar un tiempo de 0.3 - 0.4 segundos entre la curva acumulativa del restaurador y la curva característica del relevador.

En resumen del análisis anterior, debe existir una diferencia mínima equivalente al 10% del tiempo de la curva del relevador, entre esta y la curva acumulada del restaurador, para la máxima corriente de corto circuito común a ambos equipos, es decir que el porcentaje total de avance del relevador para el ciclo completo de operaciones del restaurador debe ser como máximo el 90% del recorrido completo.

Para el caso de contar con relevador estático y/o digital no se requiere la coordinación con la curva acumulada del restaurador, ya que la reposición es instantánea, únicamente se debe respetar el tiempo de separación entre curvas de 0.3 - 0.4 segundos entre ambas protecciones para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos equipos.

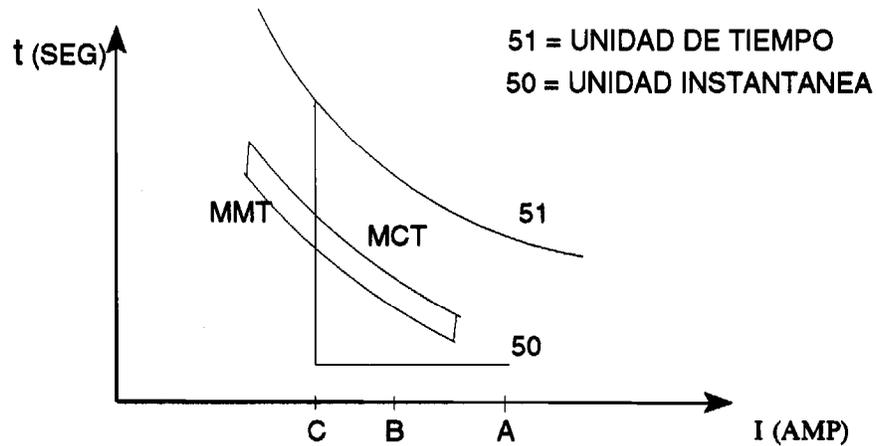


Coordinación interruptor - fusible. Debe existir una diferencia mínima de 0.3 segundos entre la curva MCT del fusible y la del relevador correspondiente para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos dispositivos.

En base a la curva de tiempo-corriente del relevador del interruptor, podremos realizar la coordinación de protecciones observando las siguientes consideraciones:

Si al ramal B-C es muy importante, se debe utilizar un restaurador o bien tratar de hacer el arreglo siguiente:

Con la operación alternada del instantáneo (1 disparo instantáneo, 2 disparo de tiempo) cualquier falla en ese ramal, el primer disparo lo hace el relevador, a través del recierre el interruptor vuelve a cerrar y si la falla persiste, se fundirá el fusible.

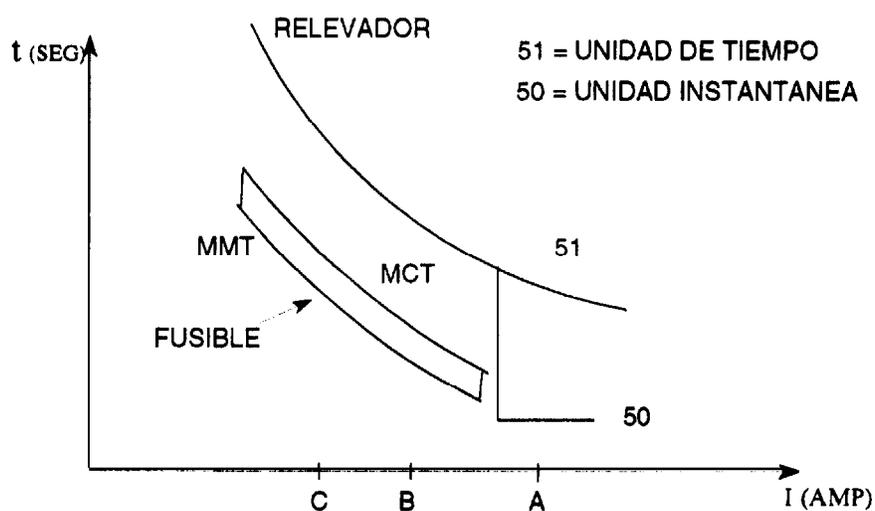


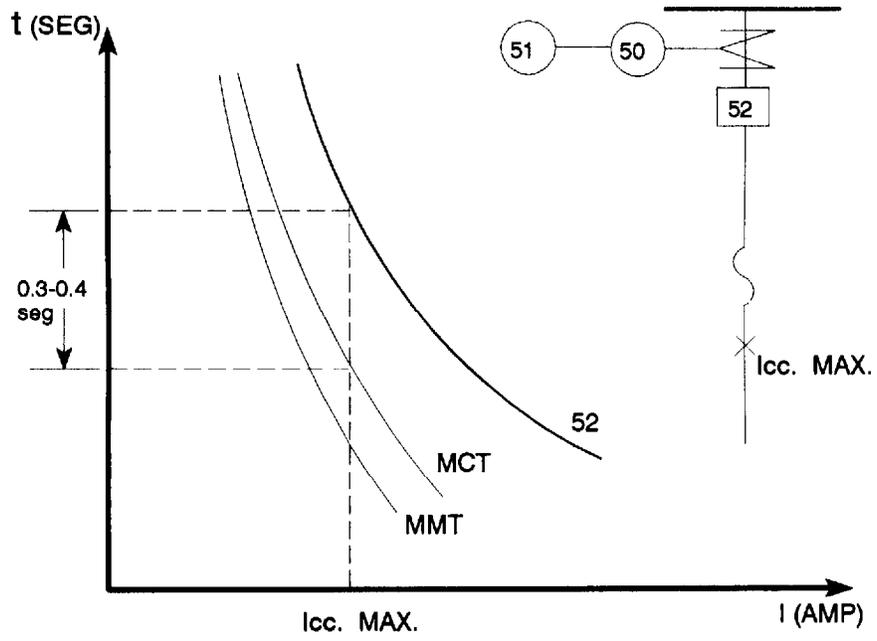
Ventajas.- Como el 85 % de las fallas son transitorias, pueden ser eliminadas en el primer disparo, es muy posible que por medio del recierre del interruptor quede todo normalizado y no sea necesario reponer el fusible.

Desventajas.- Es afectado mayor número de consumidores por falla en un ramal en el caso de que esta sea transitoria, por lo tanto no es conveniente sensibilizar la operación por instantáneo en el relevador para todos los ramales con fusibles.

La otra consideración es acumular la corriente de operación por instantáneo o bloquearlo.

Para fallas entre B-C se fundirá el fusible sin afectar todo el circuito. Los tiempos de coordinación se fijaran entre 0.3 - 0.4 segundos.





Resumen.

Estudios estadísticos efectuados en sistemas de distribución aérea, han demostrado que hasta el 95% de las fallas son transitorias.

La experiencia real de fallas nos han demostrado que en el primer recierre se elimina hasta el 88% de ellas, en el segundo un 5% adicional y en el tercero un 2% más, quedando un promedio del 5% de fallas permanentes.

Esquemas de protección Relevador - Relevador

Las subestaciones que emplean este arreglo son con transformadores 10 MVA's o mayores.

La corriente magnetización (inrush) al energizar el transformador, la cual en distribución tiene valores hasta 12 veces la corriente nominal en OA en un tiempo de 0.1 segundo, no debe operar los relevadores de respaldo de fase (51) que protegen al transformador, para evitar disparos indeseables.

Los relevadores de respaldo del transformador, deben protegerlo contra fallas externas, especialmente si ocurren en las barras colectoras del lado B.T.

Los alimentadores de distribución en subestaciones con transformadores mayores a 10 MVA, generalmente cuentan con interruptores de potencia, asociados con relevadores de protección por sobrecorriente (50/51, 50N/51N).

Esquema de protección Fusible - Relevador.

Las subestaciones que emplean este esquema de protección son aquellas en las cuales sus bancos de transformación tienen una capacidad entre 7.5 y menor de 10 MVA'S y no se justifica económicamente el empleo de un interruptor de potencia en el lado de alta tensión.

los fusibles de potencia los que realmente protegen al transformador y lo aíslan en caso de falla, además de respaldar la función de los relevadores del interruptor de baja tensión.

Los relevadores de sobrecorriente de fases que operen sobre el interruptor de banco de baja tensión, protegen al transformador contra sobrecargas sostenidas.

El relevador 51NT para detectar fallas a tierra, debe conectarse del T.C. de neutro del transformador de potencia.

Esquema de protección Fusible - Relevador - Restaurador.

Las subestaciones que utilizan este arreglo de protección, podemos decir que son del tipo rural y su uso se limita a la protección de transformadores con capacidades con capacidades menores de 7.5 MVA'S.

Coordinación Interruptor - Interruptor

Debe existir una coordinación mínima de 0.3 a 0.4 segundos entre ambas protecciones para la máxima corriente de corto circuito común a ambos equipos.

Coordinación interruptor - restaurador.

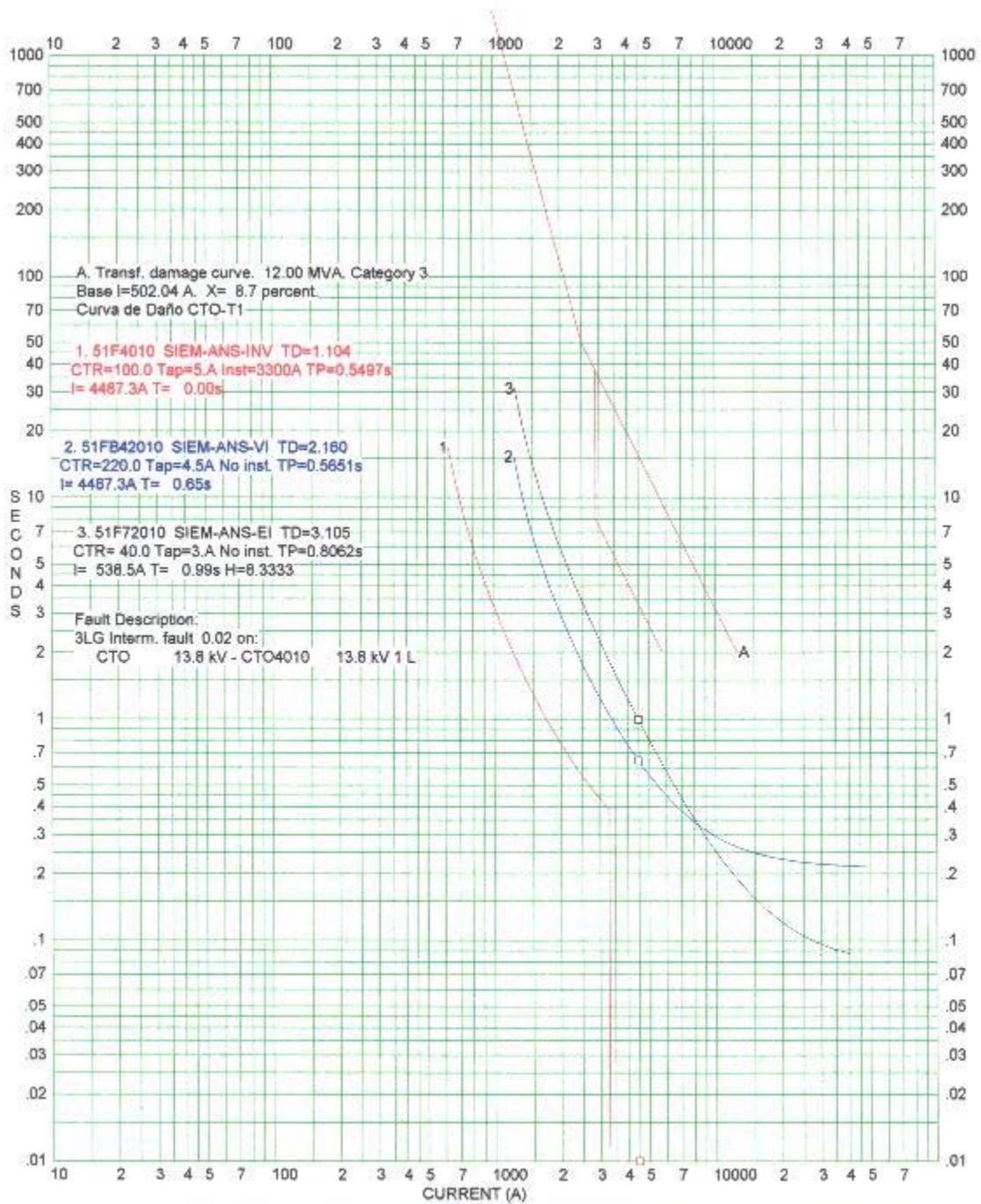
La coordinación de estos dispositivos ocurre en un circuito donde el interruptor actúa como respaldo normalmente dentro de la subestación.

Coordinación interruptor - fusible.

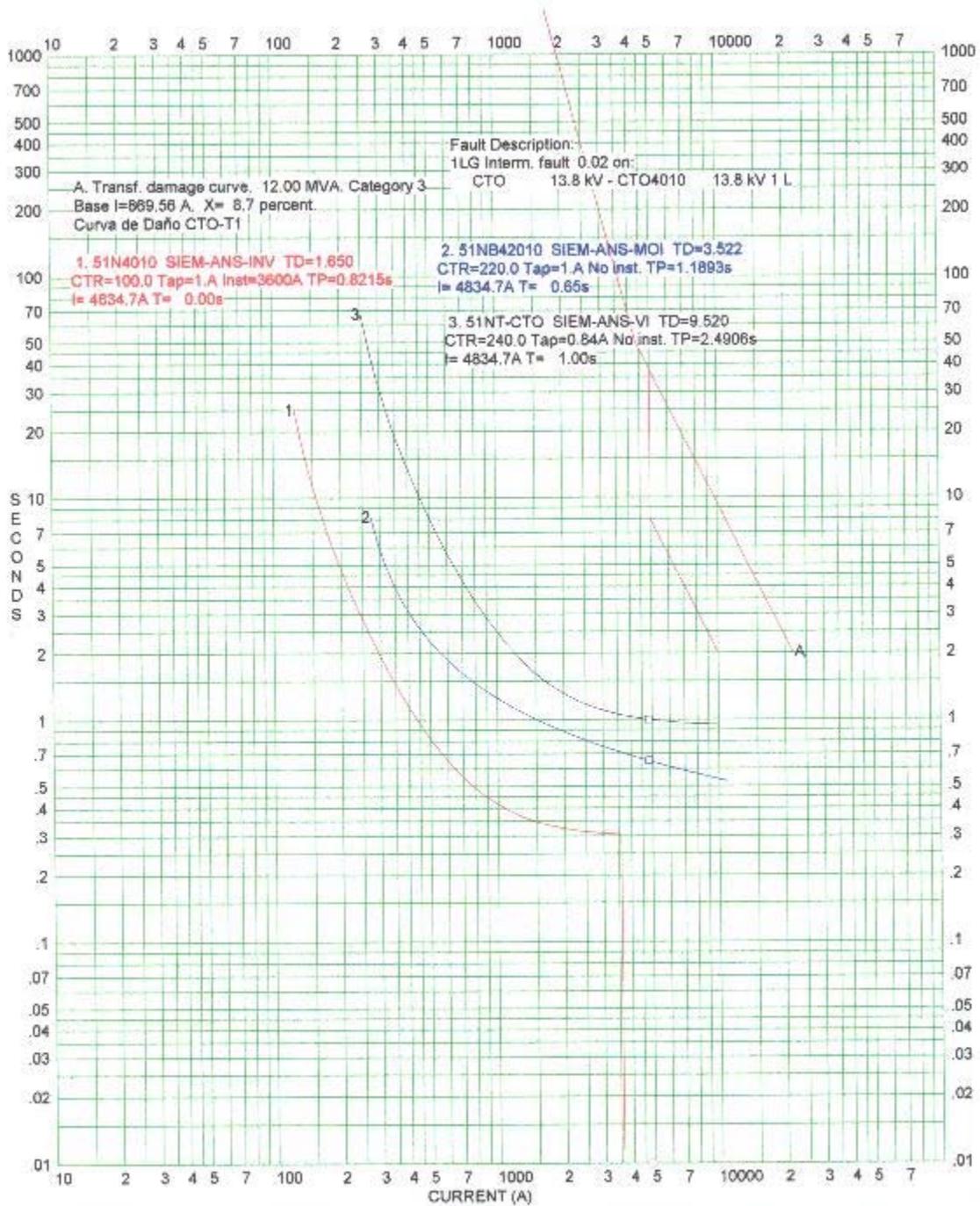
Debe existir una diferencia mínima de 0.3 segundos entre la curva MCT del fusible y la del relevador correspondiente para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos dispositivos.

Ejercicio.

En la hoja de coordinación que se muestra identifique el tipo de esquema protección que se utiliza, la categoría y curva de daño del transformador de potencia, los criterios de coordinación utilizados, para después comentarlos con los demás participantes.



trifasica	TIME-CURRENT CURVES @ Voltage 13.8 KV	By C.P.S.
For S.E. CATEMACO		No.
Comment FALLA TRIFASICA		Date 14/Mar/2003



monofasica	TIME-CURRENT CURVES @ Voltage 13.8 KV	By C.P.S.
For S.E. CATEMACO		No.
Comment FALLA MONOFASICA		Date 14/Mar/2003

EVALUACIÓN FORMATIVA

Participante: _____ Fecha: _____
 Instructor: _____ Area: _____
 Tema: _____

Primera sección: Completa las siguientes cuestionamientos según corresponda
 (Puntaje para cada reactivo: 1)

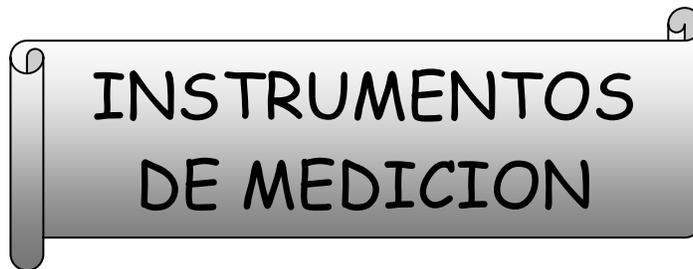
- 1.- El esquema de protección Relevador-Relevador se emplea en subestaciones con transformadores de potencia de que capacidad en MVA's:
- 2.- A cuantas veces equivale la corriente de magnetización inrush al energizar el transformador de su corriente nominal OA.:
- 3.- Que esquema de protección utilizan las subestaciones con bancos de transformación entre 7.5 y 10 MVA's donde no se justifica un interruptor de lado de alta tensión:
- 4.- Para la protección del transformador de potencia con fusibles, sus curvas MMT y MCT deberán quedar debajo de que curva en la gráfica de coordinación:
- 5.-Que tipo de subestaciones utilizan el esquema Fusible-Relevador-Restaurador con capacidades menores a 7 MVA's:

Segunda sección: A la pregunta planteada escoja una opción subrayando la respuesta.
 (Puntaje para cada reactivo: 1)

- 6.- A que porcentaje de su capacidad nominal OA se le protege al Transformador de Potencia contra sobrecarga y contra carga desbalanceada:
 a) 125 % y 60% b) 200% y 30% c) 150% y 40%
- 7.- En una coordinación Interruptor-Interruptor, que coordinación mínima en segundos de debe existir entre ambas protecciones.
 a) 0.25 a 0.35 seg. b) 0.3 a 0.5 seg. c) 0.3 a 0.4 seg.
- 8.- Para una efectiva coordinación interruptor-restaurador se requiere una distancia mínima de:
 a) 4 Km. b) 10 Km. c) 3 Km.
- 9.- En una coordinación Interruptor-Fusible que diferencia mínima debe existir entre la curva MCT del fusible y la del relevador.
 a) 0.25 seg. b) 0.45 seg. c) 0.3 seg.
- 10.- Cuantos tipos básicos de alimentadores primarios podemos distinguir en un sistema de distribución.
 a) 2 tipos b) 3 tipos c) 4 tipos

Indicador de avance: Si obtuvo 8 reactivos o más, esta usted preparado para continuar con el siguiente tema, si obtuvo menos repase el tema.

TEMA 5



Objetivo: Al termino del tema, el participante sabrá como es posible medir la energía eléctrica en sus diferentes parámetros. Además podrá identificar diferentes tipos de medidores.

5.1 Introducción

Cualquier persona relacionada con la ciencia y la ingeniería tiene que recurrir con frecuencia a la medición de parámetros, asociados con su área particular. Es una necesidad básica contar con una fuente de información que indique el desarrollo de un proceso o experimento, o bien el estado de un sistema.

Puesto que las leyes y principios de la naturaleza se descubrieron y comprobaron solo hasta que se tuvieron los medios útiles para detectar y cuantificar las magnitudes físicas, el desarrollo de la ciencia ha estado fuertemente ligado al desarrollo de las mediciones.

Medir, significa comparar el parámetro o variable que se desea conocer con otro parámetro similar que, además de ser conocido, se toma como referencia o patrón.

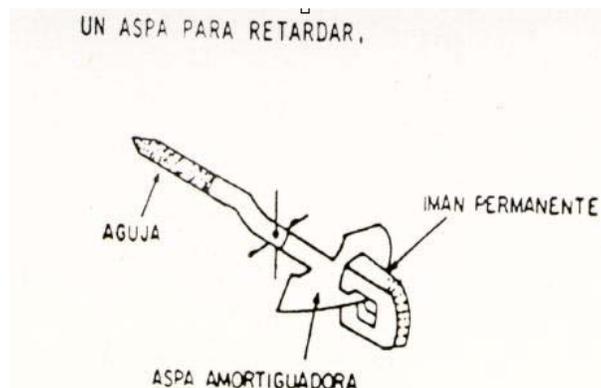
Los principales aparatos de medición de las magnitudes eléctricas son:

Ampérmetros, Voltmetros, Wáttmetros y Varhorímetros .

Estos instrumentos de medición pueden ser; Indicadores, Integradores o Registradores Gráficos.

Para medir voltaje, corriente, watts y vars, cada mecanismo (parte móvil) de cualquier instrumento tiene tres componentes básicos.

- Algún mecanismo para producir un par motor.
- Resorte antagonista que produce un par opuesto.
- Mecanismo amortiguador que evita las oscilaciones bruscas de la aguja, en los instrumentos de C.A., comúnmente se usa el amortiguador electromagnético. Un imán permanente auxiliar se muestra en la figura, induce corrientes parásitas en alguna parte móvil de instrumento y el efecto magnético de estas corrientes parásitas se opone al movimiento del sistema. Cuando se usa el aire como amortiguador, se utiliza un aspa para retardar.

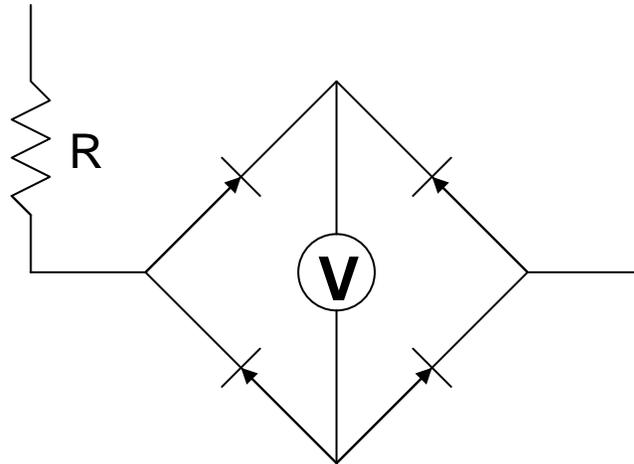


Mecanismo de amortiguador magnético.

5.2 Mecanismo de operación de voltímetros y amperímetros.

a) Instrumento rectificadores con mecanismos D' arsonval.

Los mecanismos de los instrumentos de C.C. pueden usarse para medir C.A., si se conectan a un rectificador, se usa comúnmente un rectificador de onda completa, el puente como lo describe la figura 5.2 es un resistor en serie que se requiere normalmente en un voltímetro, el rectificador puede ser de óxido de cobre o estar formado de elementos de germanio o silicio.

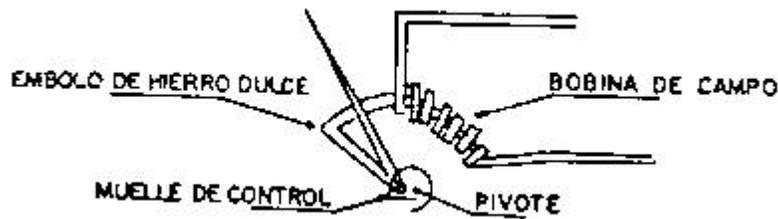


El mecanismo D'arsonval produce un par que es proporcional al valor medio de la corriente en la bobina móvil. Estos mecanismos se usan en la mayor parte de la corriente en la bobina móvil. Estos mecanismos se usan en la mayor parte de los multímetros con los que pueden hacerse tanto mediciones de C.A. como de C.C. con el mismo instrumento, como voltímetros estos instrumentos tienen una elevada resistencia, escala lineal y trabajan bien en una amplia banda de frecuencia, consumiendo potencia mínima, como amperímetro la mayor parte de los instrumentos con rectificador se limitan a usarse como microamperímetros y miliamperímetros ya que no funcionan bien con una resistencia en paralelo, debido al coeficiente de temperatura y relativamente elevado del rectificador.

b) Mecanismo tipo de Atracción de Aspa Magnética.

En este instrumento se usa un émbolo dulce que se introduce parcialmente en una bobina de campo estacionario.

La corriente en la bobina de campo produce una fuerza magnética que atrae más al émbolo de la bobina, la fuerza instantánea es proporcional al cuadrado de la corriente de la bobina, es decir al valor RMS. Esta fuerza es independiente de la dirección de corriente lo que permite usar el instrumento para medidas de C.A y C.C.



Instrumento de tipo atracción de aspa magnética.

c) Mecanismo Tipo Bobina Inclinada.

El movimiento de la bobina inclinada de Thompson, puede verse en los amperímetros y voltímetros de lata calidad, portátiles y para tablero. El principio básico de este instrumento es que un aspa de hierro que tiene libertad para moverse en un campo magnético tiende a tomar una posición paralela al flujo.

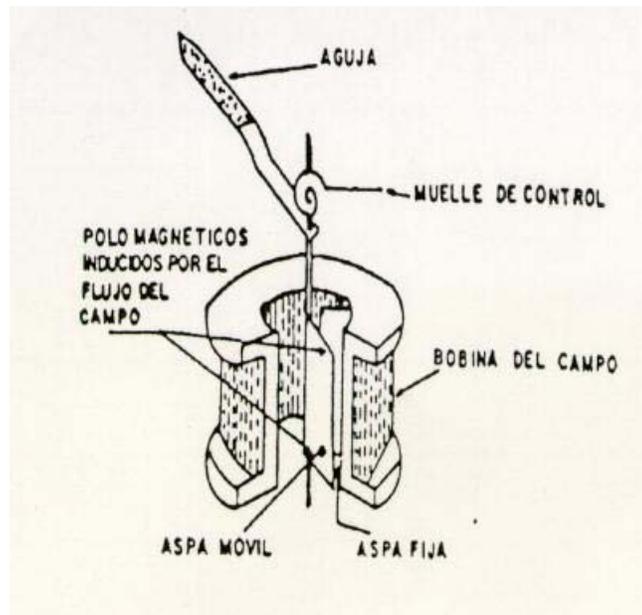
d) Mecanismo Tipo de Repulsión.

Este instrumento se usa para medir voltaje y corriente, funciona bajo el efecto de una fuerza de repulsión que se produce entre que están dentro del mismo campo magnético está unida al eje del instrumento, mientras que la otra está fija en la bobina estacionaria del campo, cuando no hay corriente en la bobina, el resorte sostiene el aspa móvil cerca de la fija, la C.A., en la bobina del campo magnético polariza ambas aspas con polos semejantes contiguos que se repelen creando un par que hace girar el eje del instrumento.

e) Mecanismo Tipo de Dinamómetro.

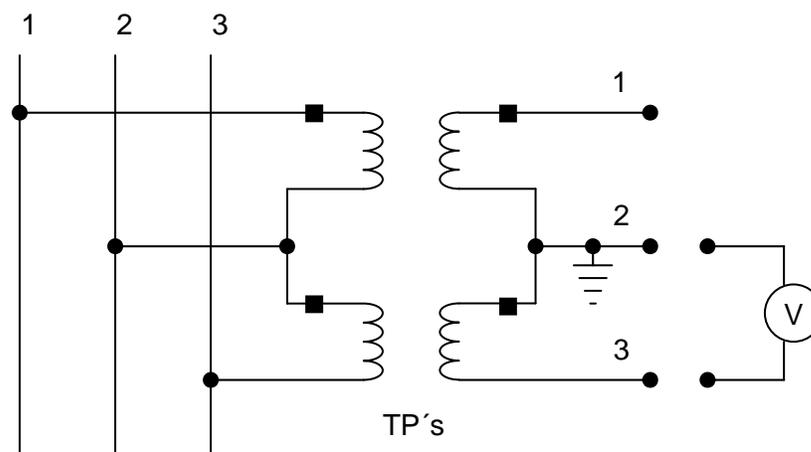
Este mecanismo produce un par debido a la interacción de los campos magnéticos, una de los campos se debe a la corriente que circula en una bobina móvil, el otro a la que circula en una estacionaria, la diferencia importante es que el campo estacionario no es constante si no que varia con la magnitud de la corriente por lo que el par de este instrumento lo determinan el par de la bobina estacionaria y móvil conectada en serie, se adaptan con facilidad para efectuar mediciones de voltaje siempre que se use en serie la resistencia adecuada.

Este instrumento rara vez se utiliza como amperímetro, debido a que el espiral que conecta y conduce la corriente a la bobina móvil puede llevar sólo una corriente limitada, los instrumentos con dinamómetro se usan para medir la potencia en watts y voltamperes reactivos. También proporcionan un medio conveniente de medir el factor de potencia.

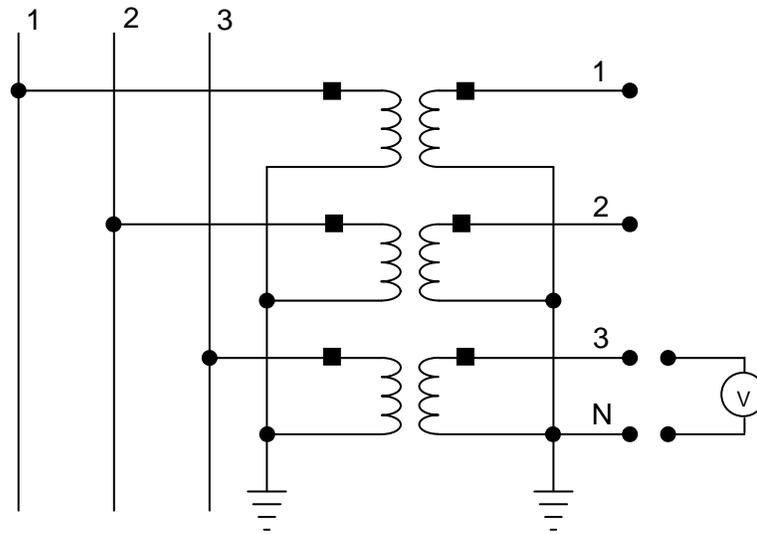


5.3 Conexiones de Voltímetros.

Para esta conexión puede ser usado un solo voltímetro con su conmutador o tres voltímetros conectados permanentemente.



Conexiones de TP's para medición de potencia trifásico con tres hilos.



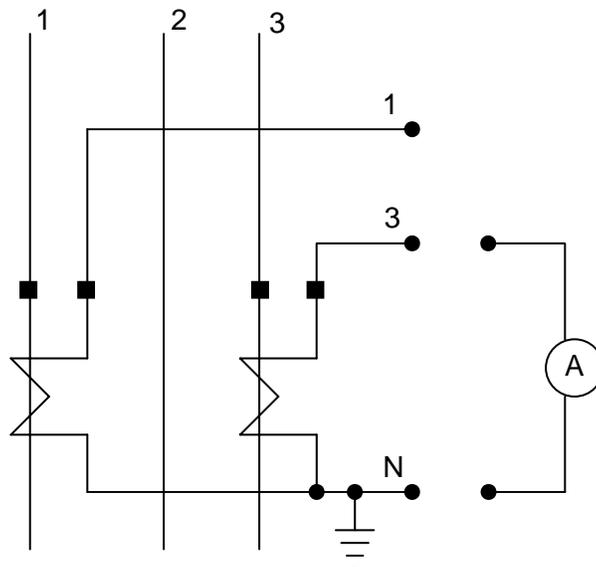
Conexiones de TP's para medición de potencia trifásico con cuatro hilos.

Esta conexión se hace el caso de que se necesiten los voltajes de fase para relevadores y otros instrumentos.

5.4 Conexiones de los Ampérmetros

La corriente estándar en los bornes secundarios de los transformadores de corriente es 5 amp., cuando el TC está cargado a su corriente nominal.

Los amperímetros deben frecuentemente soportar sobre cargas momentáneas durante condiciones de falla o algunas severas sobre-cargas por un tiempo prolongado.

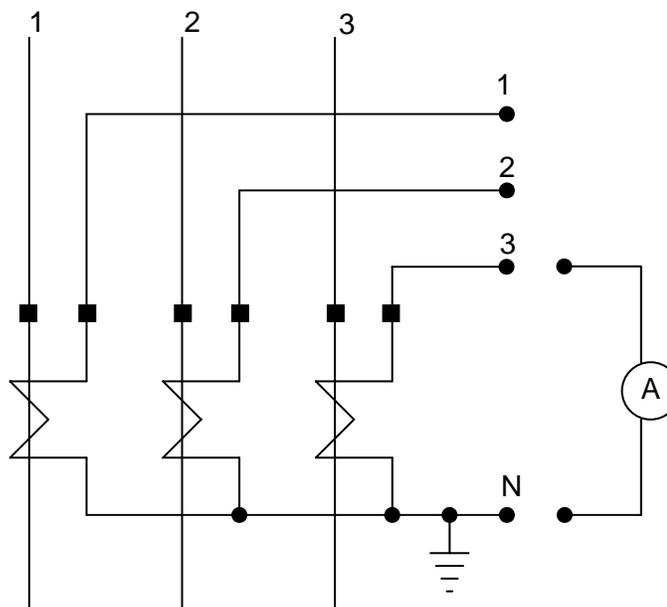


Conexiones de TC's para medición de corriente de tres fases con tres hilos.

	CONECTAR AMPERMETRO	CORTO CIRCUITAR
FASE 1	N - 1	N - 3
FASE 2	N - 3	1 - 3
FASE 3	N - 3	N - 1

Es una suma vectorial que en condiciones de carga balanceada determina la magnitud de la corriente de fase 2.

La selección de la fase y conexiones en corto se efectúa mediante un conmutador de ampérmetro.

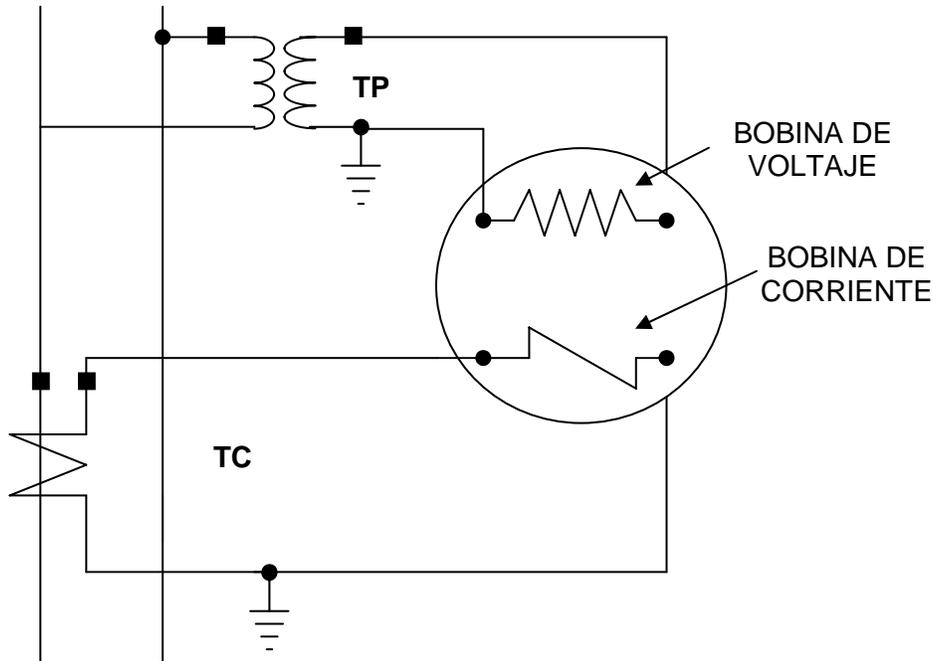


Conexiones de un ampérmetro en un circuito 3Ø de cuatro hilos.

	CONECTAR AMPERMETRO	CORTO CIRCUITAR
FASE 1	N - 1	N-3, N-3
FASE 2	N - 2	N-1, N-3
FASE 3	N - 3	N-1, N-2

5.5 Medición de la potencia.

Potencia Monofásica.- La medición se efectúa con un wáttmetro de elemento sencillo sensibilizado mediante un TC y un TP como se muestra en la figura siguiente:



Potencia Trifásica.- La potencia real consumida por un sistema trifásico puede ser medida por diferentes formas:

- a) Utilizando un solo wátmetro, en el caso de que el sistema esté balanceado. Con lo anterior se obtiene la potencia monofásica que multiplicada por tres es igual a la potencia trifásica.

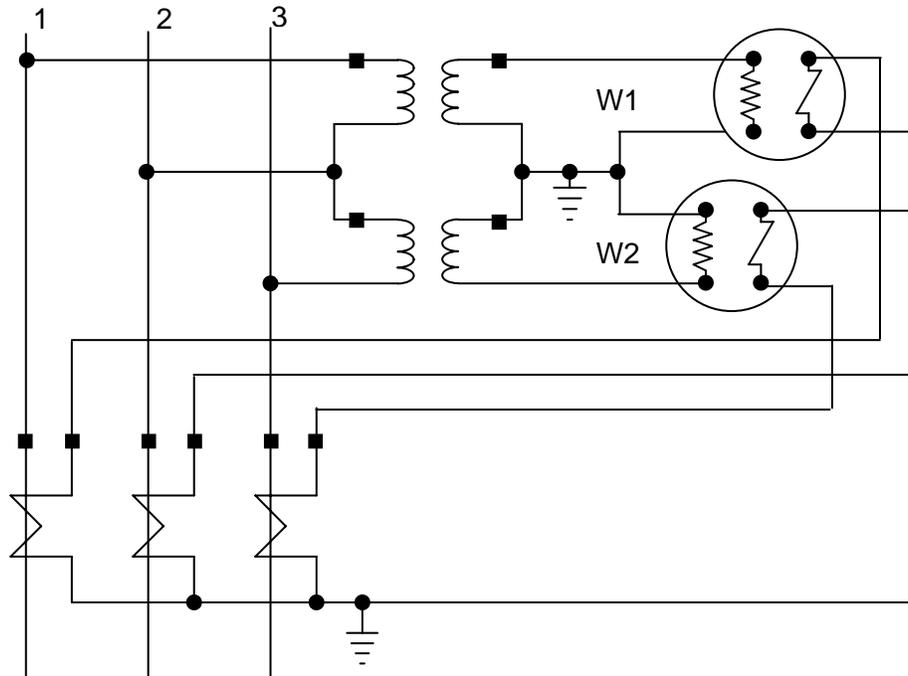
$$P \text{ por fase} = (V \text{ fase}) (I \text{ línea} \cos \phi)$$

$$P_{3\phi} = 3P \text{ por fase.}$$

- b) Utilizando dos wátmetros, para medir la potencia trifásica de un sistema conectado en estrella o delta. Las bobinas de corriente de los dos wátmetros se conectan cada una en serie con el circuito secundario de los TC'S de dos de las fases que alimentan la carga, las bobinas de potencial de cada wátmetro se conectan entre el potencial secundario de la fase que alimenta la carga, las bobinas de potencial de cada wátmetro se conectan entre el potencial secundario de la fase a la que se encuentra referida su bobina de corriente y el punto común de los secundarios de TP'S.

La aplicación del método de los dos wátmetros para medición de un sistema trifásico de tres hilos tiene validez para factor de potencia atrasado hasta 0.5.

$$\text{La } P \text{ total} = W1 + W2$$



Conexiones de dos Wattmetros de un elemento para medición de un sistema de 3 fases de 3 hilos

Es muy utilizado el wáttmetro de dos elementos para medición de sistemas de 3F tres hilos ya que se obtiene una medición precisa haciendo caso omiso del factor de potencia o corriente y voltaje desbalanceado.

5.6 Medidores Digitales.

EL OMNIPOTENCIHORIMETRO OPH-03/C es un medidor para sistemas trifásicos. Puede ser utilizado en la industria, o en compañías dedicadas a la generación, transmisión o distribución de energía eléctrica.

Funciones.

EL OPH-03/C realiza un conjunto de funciones que pueden ser agrupadas en cinco áreas: Tablero de medición, Tomador de lecturas, Almacenador de datos históricos. Analizador de armónicas y Funciones de diagnóstico. A continuación se presentan las funciones mencionadas.

➤ Tablero de medición.

Como tablero de medición, el OPH-03/C ofrece 32 valores instantáneos monofásicos y trifásicos, tales como voltaje, corrientes, potencia, factor de potencia, etc., también, maneja acumuladores de

consumo monofásicos y trifásicos, integra demandas máximas y mínimas, así como acumuladores de demanda.

➤ **Tomador de lecturas.**

ELOPH03/C es capaz de tomar lecturas y calcular diferencias para los consumos y demandas en diferentes modalidades.

➤ **Almacenador de datos históricos.**

EL OPH3/C cuenta con capacidad de registrar al final de cada integración, el valor promedio de cualquier conjunto de sus valores instantáneos, así como el consumo registrado por cualquier grupo de sus acumuladores en ese período (actuando como grabadora de pulsos). También es capaz de almacenar el porcentaje que sus entradas digitales estuvieron activadas en ese periodo. Utilizando este historial, es posible realizar estudios de perfil de cargas, estabilidad, ahorro de energía, etc.

➤ **Analizador de armónicas.**

Además de calcular THD, Fd o Cd, el OPH3/C puede ser comandado a través del puerto serial para que tome muestras a alta velocidad (216 muestras por ciclo) de una de sus entradas analógicas (voltajes o corrientes) o baja velocidad (24 muestras por ciclo) de todas sus entradas simultáneamente. Lo anterior hace posible analizar posteriormente datos tomados, graficar la(s) forma (s) de onda de la(s) señal(es) y determinar su contenido armónico por competente hasta la armónica 11 (baja velocidad) o la 107 (alta velocidad).

➤ **Diagnóstico.**

Para asegurar una operación confiable y ayudar a la correcta instalación y operación del equipo, el OPH-03/C puede diagnosticar problemas en los siguientes aspectos:

- a) Existencia de las señales necesarias de voltaje y corriente.
- b) Polaridad de las conexiones de voltaje
- c) Consistencia de los valores almacenados en RAM y memoria permanente.

En la figura aparece una representación gráfica parcial de las funciones que tiene el OPH-03/C. No se encuentran representados el historial (almacenador de datos históricos) ni el sistema de diagnósticos.

Características

➤ **Es totalmente programable.**

Se pueden programar diferentes parámetros y constantes como: estaciones, tarifas, horarios de aplicación de las tarifas, periodos festivos, número de elementos (2 ó 3), tipo de historial, parámetros en historial, tipo y periodo de integración, factores de relación de transformación (RTP y RTC), parámetros para pérdidas en transformadores, parámetros del puerto serie etc.

- **Es amigable**
Su pantalla alfanumérica de 40 caracteres presenta la información directa sin necesidad del uso de códigos ni multiplicadores. Los valores medidos y calculados están agrupados y se utiliza un sistema de menú que se opera con 4 botones, lo que simplifica su manejo.
- **Tienen calibración digital .**
La calibración es un valor digital que se almacena en memoria permanente. Al no intervenir partes mecánicas, es prácticamente insensible a las condiciones ambientales y vibraciones mecánicas.
- **Se obtiene congruencia en las lecturas.**
Solo se calibran los parámetros fundamentales, como las amplitudes de voltajes y corrientes y ángulo de desfase entre voltaje y corriente. Los demás parámetros se calculan a partir de las mediciones de los valores calibrados, con lo que se mantiene la congruencia entre las diferentes lecturas; por ejemplo, los valores instantáneos de potencias activa, reactiva y aparente forma un triángulo rectángulo.
- **Puede sincronizar o sincronizarse con otros equipos.**
El OPH-03/C cuenta con una entrada para poder sincronizar el reloj interno con una señal externa. Por otra parte, también puede generar una señal para sincronizar otros equipos con la hora interna del equipo.
- **Salidas de estado sólido.**
El OPH-03/C tiene 4 salidas de señal digital del tipo optotransistor.
- **Es multiusuario.**
El OPH-03/Cv9 básico tiene dos puertos de comunicación y puede ser equipado opcionalmente con un módem. Los puertos son manejados simultáneamente (multiusuario). En cada uno se maneja el protocolo propio DNP3.0.
- **Los transductores están integrados**
El OPH-03/C tiene integrados los transductores de voltaje y corriente para recibir directamente las señales de 120 VCA y 5 A.
- **Es económico.**
El reemplazar tal conjunto de equipos en un tablero (ver figura) permite al usuario un ahorro considerable, puesto que evita la aplicación de instrumentos individuales dedicados a cada función presente en el OPH-03/C y también de los correspondientes transductores y conmutadores, minimizando la inversión tanto en equipos como en instalación, espacio e inventario.

Descripción General.

El OPH-03/C tiene un sistema de tarifas horarias por estación completamente programable por el usuario, que maneja acumuladores de consumo y registros de cada parámetro independientes para cada tarifa.

Tiene cuatro salidas programables para generar pulsos de energía para contadores remotos, enviar pulsos de tiempo o ser controladas remotamente.

Tanto su memoria RAM de 256 Kbytes que se utiliza para el almacenamiento de datos generales e históricos, como el reloj de tiempo real, están respaldados por batería. El historial puede ser programado para almacenar hasta 59 parámetros con formato de 16 bits, y guardar el promedio medido o los pulsos contados al final de cada integración.

Como información auxiliar, se tiene el número de inicializaciones de los registros de demandas máximas y mínimas, el número de veces que se ha perdido la alimentación, el tiempo acumulado de uso de batería y el uso de la memoria para historial.

Además, el equipo cuenta con dos puertos de comunicación serial, que utilizan los estándares RS-232C y RS-485. Con el RS232C es posible conectar un equipo a una computadora, , mientras que con el RS-485 pueden conectarse hasta 32 equipos a una computadora. A través de la comunicación serial puede extraerse toda la información y programar al OPH-03/C.

Resumen.

Los principales aparatos de medición de las magnitudes eléctricas son:
Ampérmetros, Voltmetros, Wáttmetros y Varhorímetros .

Estos instrumentos de medición pueden ser; Indicadores, Integradores o Registradores Gráficos.

Mecanismo de operación de vóltmetros y ampérmetros.

- ❖ Instrumentos rectificadores con mecanismo D'arsonval
- ❖ Mecanismo tipo de atracción de Aspa Magnética
- ❖ Mecanismo de tipo de Bobina Inclineda
- ❖ Mecanismo de tipo de Repulsión
- ❖ Mecanismo tipo de Dinamómetro

La corriente estándar en los bornes secundarios de los transformadores de corriente es 5 amp., cuando el TC esta cargado a su corriente nominal.

Los amperímetros deben frecuentemente soportar sobre cargas momentáneas durante condiciones de falla o algunas severas sobre-cargas por un tiempo prolongado.

Potencia Monofásica.- La medición se efectúa con un wáttmetro de elemento sencillo sensibilizado mediante un TC y un TP.

Potencia Trifásica.- La potencia real consumida por un sistema trifásico puede ser medida por diferentes formas:

- ❖ Utilizando un solo wáttmetro
- ❖ Utilizando dos wáttmetros.

El **OMNIPOTENCIHORIMETRO OPH-03/C** es un medidor para sistemas trifásicos. Puede ser utilizado en la industria, o en compañías dedicadas a la generación, transmisión o distribución de energía eléctrica.

EL **OPH-03/C** realiza un conjunto de funciones que pueden ser agrupadas en cinco áreas: Tablero de medición, Tomador de lecturas, Almacenador de datos históricos. Analizador de armónicas y Funciones de diagnóstico. A continuación se presentan las funciones mencionadas.

Ejercicio.

Se les pide a los participantes observar cada una de las figuras de conexiones de voltmetros, amperímetros y wáttmetros, y expresen sus dudas y comentarios acerca de éstos.

EVALUACIÓN FORMATIVA

Participante: _____ Fecha: _____
Instructor: _____
Tema: _____

Unica sección: Completa las siguientes cuestionamientos según corresponda
(Puntaje para cada reactivo: 2)

- 1.- Menciona dos aparatos de medición de magnitudes eléctricas.
- 2.- Como es su conexión física al sistema de los Transformadores de potencial y de corriente.
- 3.- Con cual de los transformadores de instrumento se realiza la medición de la potencia monofásica.
- 4.- Para la medición de potencia 3 fases – 3 hilos que arreglo es el que se utiliza comúnmente.
- 5.- Menciona dos características del equipo de medición digital OPH-03/C.

Indicador de avance: Si obtuvo 4 reactivos o más, esta usted preparado para continuar con el siguiente tema, si obtuvo menos repase el tema.

TEMA 6



INTERPRETACION DE BANDERAS

Objetivo: Al finalizar el tema, el participante sabrá identificar la información que ofrecen los relevadores de protección, y la podrá utilizar para obtener datos y registros de fallas, ocurridos en el sistema de distribución.

6.1 Introducción.

Es común que en la ocurrencia de una falla ya sea en líneas de alta tensión, transformador de potencia o circuitos de distribución, el personal de mantenimiento a líneas, de subestaciones, redes y guardias de distribución se le solicite el apoyo para la toma de banderas de equipos de protecciones. De manera similar cuando se necesita saber algunos datos del sistema como son valores de corriente, de voltaje y la demanda de potencia en los elementos anteriores también es solicitado el apoyo en este sentido.

Por esta razón este tema tiene como finalidad mostrar como es posible la obtención de estos datos refiriéndonos a una instalación en especial, haciendo la observación que en cada instalación deberá de existir una guía en particular.

6.2 Descripción general.

La S.E. Catemaco es una subestación de distribución con 2 alimentadores en 115 KV y 4 circuitos de 13.8 KV, además se tiene instalado un transformador de 20 MVA.

La disposición de los equipos de seccionamiento como son interruptores; se tienen ubicado un interruptor por cada alimentador de 115 KV, así como un interruptor de banco en alta y uno en baja tensión. Para la distribución a la salida del bus de baja tensión cuenta con cuatro interruptores de circuito.

La subestación cuenta con tablero del tipo SISCOPROMM y es un sistema que concentra los equipos de comunicación, protección y medición, además de proporcionar información para el mantenimiento a las instalaciones.

Se proporciona servicio a 10,581 usuarios de ciudad de Catemaco y 46 poblaciones circunvecinas.

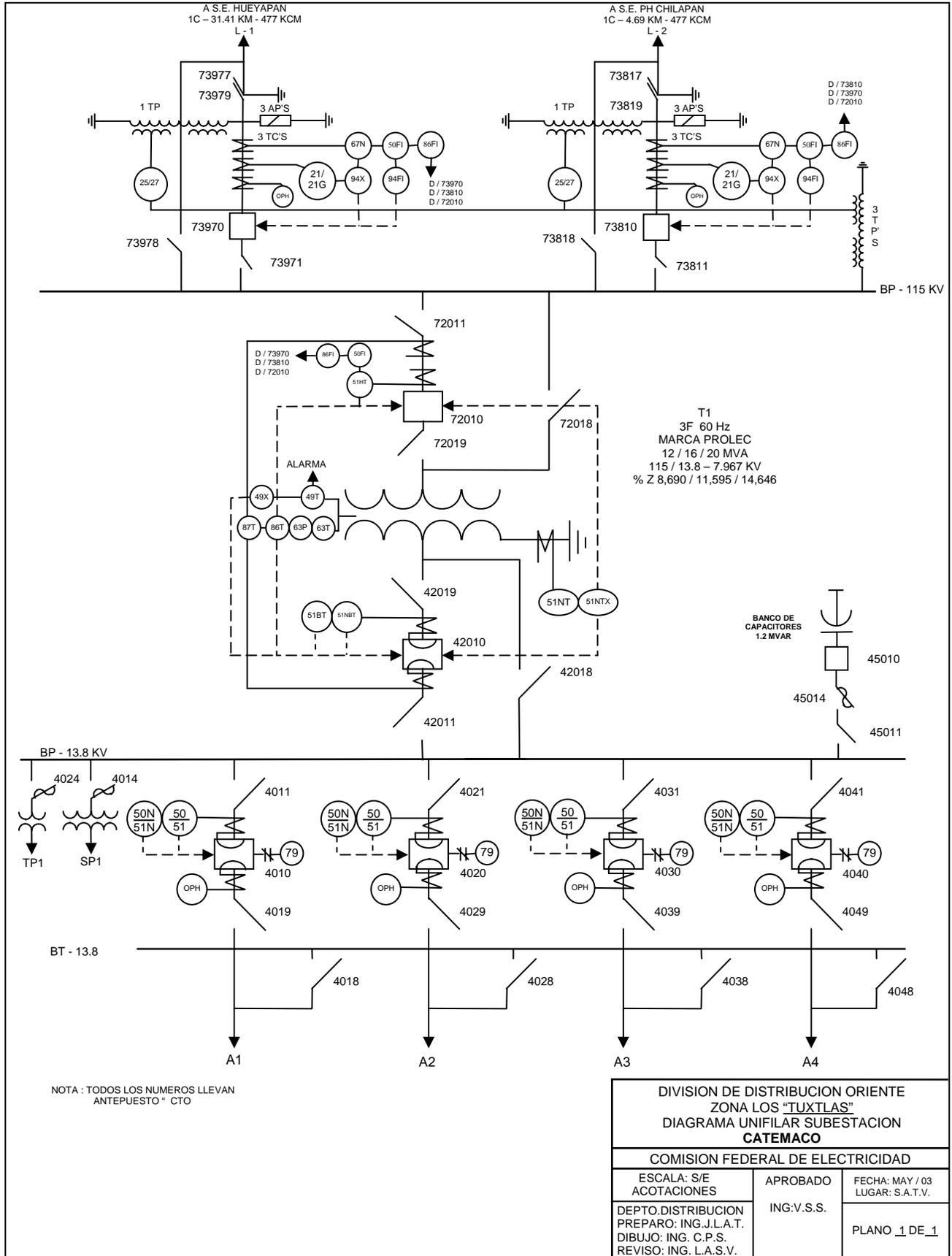
❖ Diagramas Unifilares.

Se anexa diagrama unifilar especificando las protecciones y el control de equipos instalados.

❖ Ubicación de equipos de protección.

La subestación, cuenta con una caseta de control, en la cual se encuentra alojado el tablero SISCOPROMM, que contiene los relevadores de protección y equipo de medición.

DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES S.E. CATEMACO (CTO)



Transformador de Potencia:

Como se puede observar en el diagrama unifilar, el transformador de potencia cuenta con las protecciones de:

1. Sobrepresión	63P ----- 86T
2. Bucholtz	63T ----- 86T
3. Sobretemperatura	49T
4. Sobrecarga	51HT
5. Sobrecorriente	51NT
6. Sobrecarga	51BT
7. Sobrecorriente	51NBT
8. Diferencial	87T ----- 86T

Al operar cualquiera de estas protecciones dispara los interruptores de banco en el orden que se muestra en el diagrama unifilar, las protecciones que operan al relevador auxiliar 86T, disparan los interruptores de alta y baja del transformador bloqueando el cierre a través de este relevador.

Líneas de Alta Tensión:

Con el diagrama unifilar se puede observar que las protecciones de las líneas son las siguientes:

1. Protección de distancia	21 / 21N
2. Sobrecorriente Direccional	67 / 67N
3. Protección de Falla de Interruptor	50FI

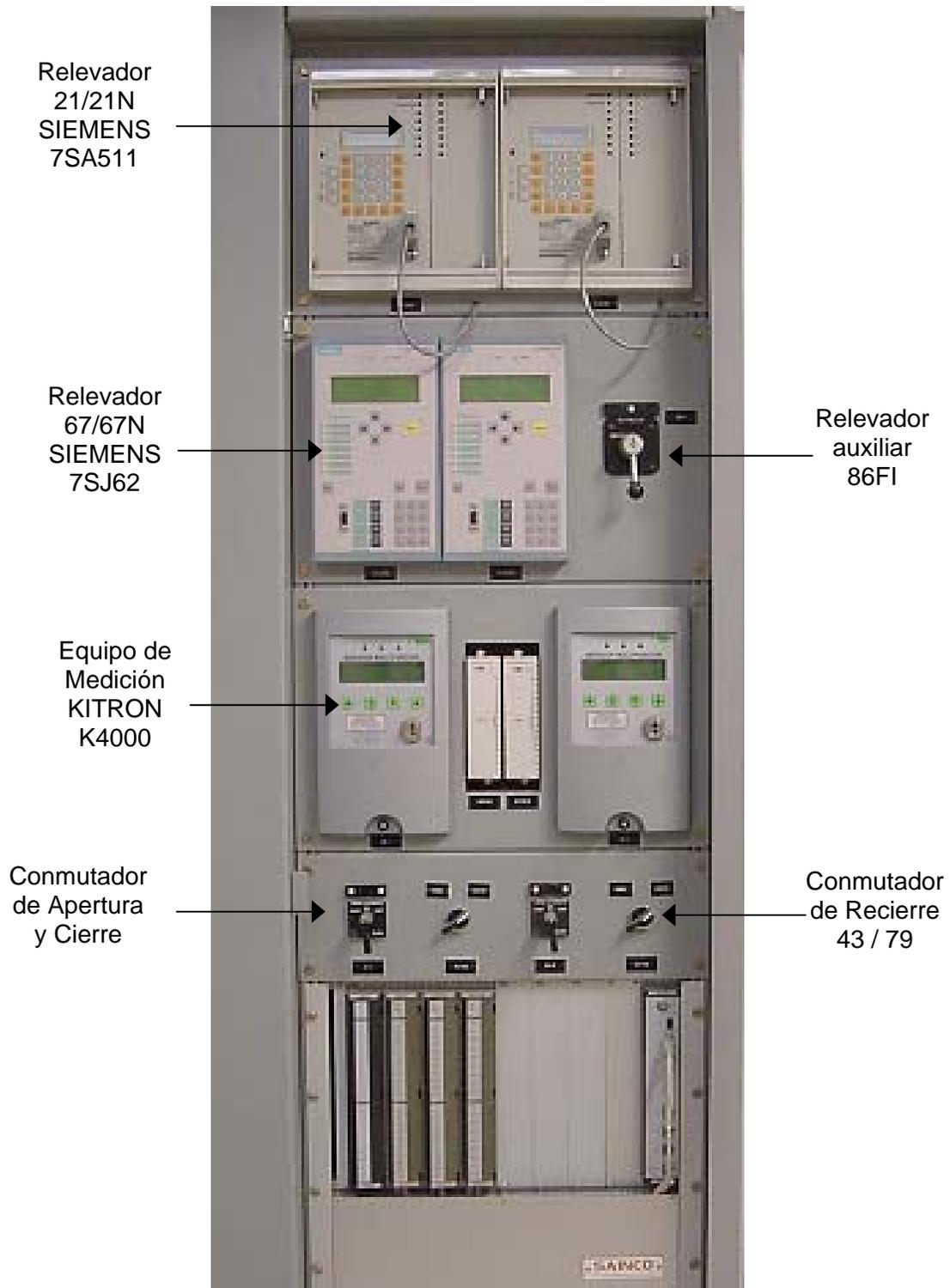
Al operar las protecciones 21's y 67's disparan el interruptor de línea correspondiente. En el caso de la protección 50FI solo podrá operar si alguno de los interruptores de 115 KV, incluyendo el de alta tensión del transformador, llega a fallar en su apertura por acción de alguna de sus protecciones. En esta situación el 50FI mandara el disparo a los tres interruptores de 115KV, a través del relevador auxiliar 86FI, bloqueando el cierre de los interruptores hasta su revisión.

Circuitos de Distribución.

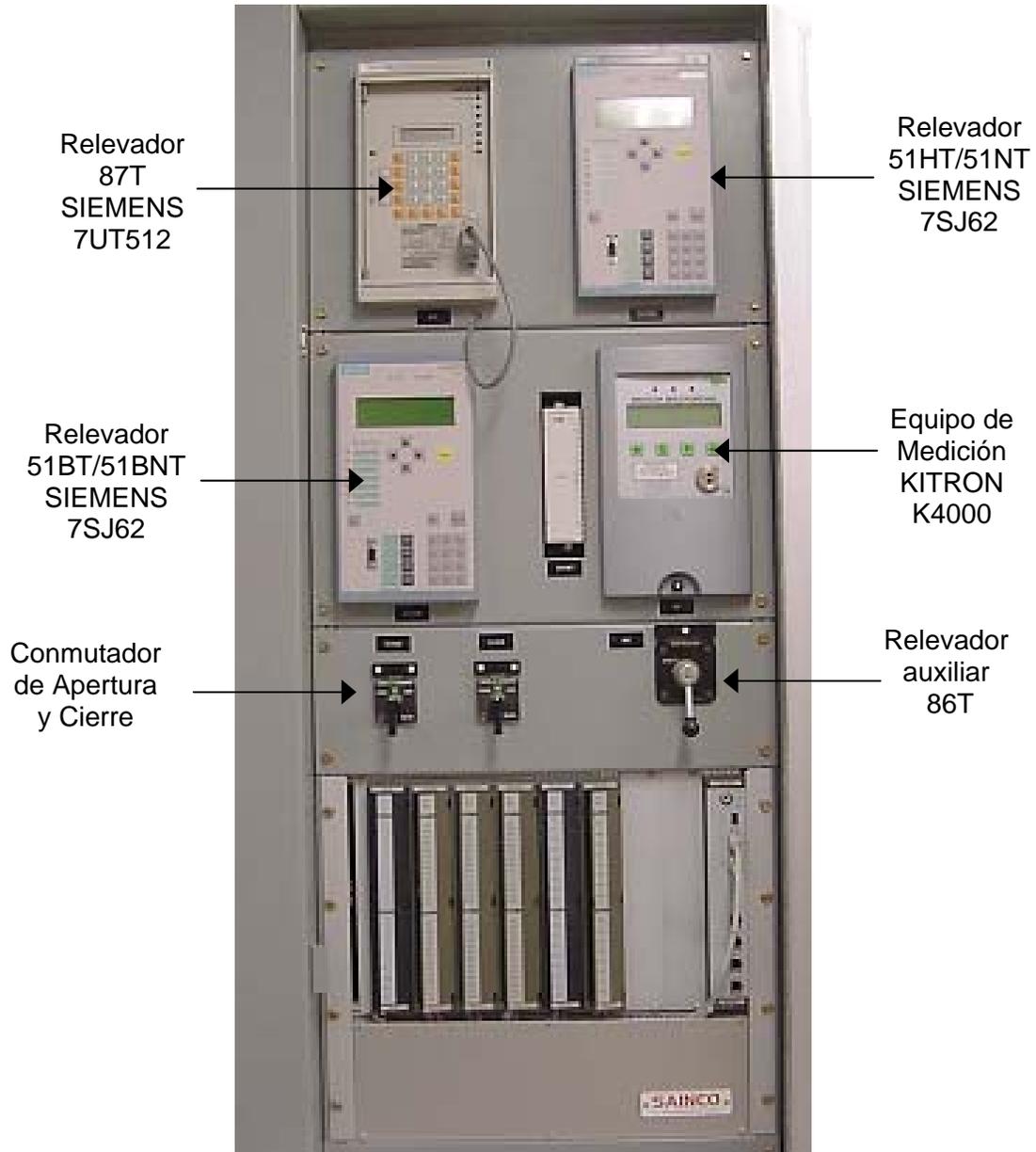
Para la protección contra fallas externas, originadas en los circuitos de distribución, se tienen instalados esquemas de protección de sobrecorriente 50/51 y 50N/51N, además de un relevador de recierre 79.

6.3 Banderas de Equipos de Protección.

En las gráficas siguientes se muestran los tableros de la subestación Catemaco y más adelante se enlistan la descripción de los LED's indicadores de los relevadores.

ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE A.T.

ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE BANCO T-1



LED's indicadores del Relevador 21 / 21N de Línea

	En servicio	7	Distancia Zona 1
	Bloqueado	8	Distancia Zona 2
1	Disparo	9	Distancia Zona 3
2	Arranque fase A	8	Distancia Zona 4
3	Arranque fase B	9	Distancia Zona 5
4	Arranque fase C	10	Disparo Fase A
5	Arranque Neutro	11	Disparo Fase B
6	79 Bloqueado	12	Disparo Fase C

LED's indicadores del Relevador 67 / 67N de Línea

- 1 Disparo
- 2 Fase A
- 3 Fase B
- 4 Fase C
- 5 Neutro
- 6 Falla de valor de medida
- 7 Disponible

LED's indicadores del Relevadores de Sobrecorriente 50 / 51

- 1 Disparo
- 2 Fase A
- 3 Fase B
- 4 Fase C
- 5 Neutro
- 6 81 Bloqueado
- 7 79 Bloqueado

LED's indicadores del Relevador Diferencial 87T1

- 1 Disparo general de protección
- 2 Fase A
- 3 Fase B
- 4 Fase C
- 5 Disponible
- 6 Bloqueo de Protección Diferencial.

Resumen.

Las protecciones que operan al disparo de una línea de alta tensión (115 KV)

21 / 21N

67 / 67N

50FI (en caso de no disparar algún interruptor de 115 KV)

Las protecciones que operan al disparo del Transformador de Potencia

63P

63T

87T

49T

51HT/51NT

51BT/51NBT

Las protecciones que operan al disparo de un circuito de distribución

50 / 51

50N / 51N

81

Ejercicios.

Se les pedirá a los participantes realizar una visita a la S.E. Catemaco, con el propósito de reafirmar en forma general diferentes aspectos del contenido del curso, además de visualizar directamente la información que nos proporcionan los equipos de protección y medición.

Evaluación.

La evaluación para este tema será un diálogo-interrogativo en la subestación de Catemaco.

Bibliografía.

- ❖ Libro de Coordinación de Protecciones
Comisión Federal de Electricidad
Marzo de 1988 GOM-1520
- ❖ Procedimiento para Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución
Comisión Federal de Electricidad
Primera impresión 1983
Centro editorial de la Comisión Federal de Electricidad
- ❖ Auxiliar Técnico en Protecciones de Distribución
Comisión Federal de Electricidad
Subdirección de Generación
Centro de Capacitación Celaya
- ❖ Reglas del despacho y operación del sistema eléctrico nacional
Comisión Federal de Electricidad
Dirección de Operación
Octubre 2001
- ❖ Omnipotencihorimetro OPH – 03/C_{v9}
Instructivo de Operación Kitron
GPI Mexicana de Alta Tecnología
Junio de 1997