



40  
2ej  
**UNIVERSIDAD LA SALLE**

**ESCUELA DE INGENIERIA  
INCORPORADA A LA UNAM**

**"CRITERIOS PARA LA SELECCION Y COORDINACION  
DE DISPOSITIVOS PROTECTORES DE SOBRECORRIENTE  
EN REDES DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA**

**TESIS PROFESIONAL**

Que para obtener el título de :  
**INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA**

**P r e s e n t a :**

**LUIS MARIO URDIALES MENDEZ**

**¡ DIRECTOR DE TESIS :**

**ING. ALVARO NIEVA MONTES DE OCA**

**México, D. F.**

**1991**

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**



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

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

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

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

## INDICE

<b>Introducción</b>	<b>1</b>
<b>Capítulo I</b>	
Dispositivos de protección contra sobrecorrientes en redes de distribución de energía eléctrica	
1.1 Producción de energía eléctrica	4
1.2 Protección del sistema	7
1.3 Fallas	16
1.4 Dispositivos de protección	21
<b>Capítulo II</b>	
Interruptores y seccionadores	
2.1 Interruptores de circuito	25
2.2 Clasificación de interruptores	25
2.3 Características de interruptores	30
2.4 Interruptores de bajo voltaje	31
2.5 Criterios de selección para interruptores	32
2.6 Seccionadores	37
2.7 Clasificación de seccionadores	39
2.8 Características de accesorios para seccionadores	43
2.9 Criterios de selección para seccionadores	44
<b>Capítulo III</b>	
Fusibles	
3.1 Fusibles	45
3.2 Clasificación de fusibles	46
3.3 Características de fusibles	52
3.4 Criterios de selección	57

## **Capítulo IV**

Restauradores	
4.1 Generalidades	69
4.2 Clasificación	73
4.3 Implementación con dispositivos de estado sólido	80
4.4 Criterios de selección para restauradores	88
4.5 Normas	98

## **Capítulo V**

Coordinación de protecciones	
5.1 Coordinación de protecciones	109
5.2 Procedimiento para un estudio de protección	109
5.3 Planteamiento del problema	110
5.4 Criterios de selección para la coordinación de protecciones	113
5.5 Criterios de coordinación	115

<b>Conclusiones</b>	129
---------------------	-----

<b>Bibliografía</b>	132
---------------------	-----

## INTRODUCCION

Un sistema de distribución es aquel que se encarga de llevar la energía eléctrica desde una subestación hasta el consumidor. Este sistema presenta la parte más dinámica dentro de los sistemas de distribución.

Los sistemas de distribución pueden adoptar diversas disposiciones, dependiendo si está se hace con líneas aéreas o subterráneas; y diversos arreglos según la topografía del sistema radial o red.

Un sistema radial es aquel que tiene una sola trayectoria simultánea de flujo de potencia hacia la carga. Estos sistemas se usan generalmente en zonas rurales o suburbanas. Las ventajas fundamentales de éstos sistemas son su simplicidad y bajo costo inicial. La falta de continuidad de servicio es el defecto principal de ellos debido a las características de su trayectoria.

Un sistema de red tiene más de una trayectoria simultánea de flujo de potencia hacia la carga. Los sistemas de distribución tipo red se emplean en zonas de elevada densidad de carga en donde la continuidad de servicio y la regulación de voltaje son factores de gran importancia.

Cada tipo de sistema tiene un número de variaciones y modificaciones en cuanto a su topografía y forma de alimentación.

La selección de los sistemas de distribución que pueden usarse depende considerablemente de la calidad de servicio deseada, la cual está en función de la continuidad del servicio, de la regulación del voltaje, de la flexibilidad, de la confiabilidad, del costo, etc.

Un sistema de distribución, está compuesto por los siguientes elementos:

- a) Los alimentadores primarios que parten de las subestaciones de distribución.
- b) Los transformadores de distribución.
- c) El equipo de protección.
- d) Los circuitos secundarios hasta la entrada de la instalación del consumidor.

Una subestación de distribución recibe la energía de los circuitos de subtransmisión y la transforma al voltaje de los alimentadores primarios.

Los alimentadores primarios son los circuitos que salen de las subestaciones de distribución y proporcionan una trayectoria para el flujo de energía hacia los transformadores de distribución. Los alimentadores primarios son trifásicos, de tres o cuatro hilos.

Los transformadores de distribución reducen el voltaje de los alimentadores primarios al voltaje de utilización de los consumidores.

Los circuitos secundarios distribuyen la energía al voltaje secundario o de utilización, desde los transformadores de distribución hasta el consumidor. Los circuitos secundarios son generalmente trifásicos, de cuatro hilos de 115 a 127 volts entre fases y neutro, y de 200 a 220 volts entre fases.

En México los voltajes de distribución primaria más utilizados son 13.2, 13.8, 23 y 34.5 kv.

Los sistemas de distribución deben suministrar la energía con una mínima variación de voltaje y un mínimo de interrupciones. Estas interrupciones de energía deben ser de corta duración y afectar al menor número de consumidores posible. El sistema debe ser flexible para permitir incrementos posteriores de carga con un mínimo de modificaciones y costo.

Los sistemas de distribución aéreos durante su operación, están sujetos a una serie de perturbaciones que modifican sus características y que pueden hacer variar los requerimientos establecidos en cuanto a confiabilidad o seguridad en que el suministro de la potencia eléctrica se tengan establecidos. Estas perturbaciones pueden tener distinto orden, algunos propios del sistema y otros ajenos a él, tales como:

- Conductores que por la acción del viento se tocan
- Efecto de descargas atmosféricas
- Sobrecargas momentáneas
- Efecto de sismos
- Objetos diversos sobre las líneas, ocasionando el contacto de los conductores energizados entre sí
- Animales que "puentean" alguna superficie conectada a tierra con los conductores o conductores entre sí.
- Vandalismo
- Otros.

Tratándose de sistemas subterráneos o aéreos existen dos problemas importantes que requieren de soluciones técnicas adecuadas con el fin de limitar las salidas de servicio y garantizar la continuidad de éste, estos problemas son el efecto de los sobrevoltajes de origen externo, y el efecto de las sobrecorrientes. Por lo anterior, no es económicamente práctico diseñar y construir sistemas eléctricos libres de perturbaciones. Es necesario proveer al sistema con equipo para seccionalización automática en lugares estratégicos sobre el circuito primario para aislar las fallas. Con ello se minimiza el número de consumidores afectados debido a fallas sobre el alimentador primario. Este estudio se limitará a presentar el equipo de protección contra sobrecorriente.

Las fallas sobre los sistemas de distribución se clasifican en:

- a) Fallas de tipo temporal
- b) Fallas de tipo permanente

Una falla de tipo temporal es aquella que puede ser eliminada por sí sola o por la operación de dispositivos eliminadores de falla suficientemente rápidos para evitar daños al sistema. La mayoría de las fallas en los sistemas de distribución son de tipo temporal. Una falla permanente es aquella que persistirá a pesar de la velocidad a la cual se desenergiza la línea, o de el número de veces que se desenergiza el circuito. Una falla que inicialmente es de tipo temporal, puede llegar a ser permanente si no se elimina rápidamente.

Con el fin de minimizar el número y extensión de las fallas, es necesario utilizar equipo de protección contra sobrecorriente.

Un sistema de protección contra sobrecorriente debe cumplir con las siguientes funciones:

1. Aislar fallas permanentes del sector no afectado del sistema de distribución.
2. Desenergizar rápidamente fallas temporales antes de que ocurran daños serios al sistema, lo cual podría causar una falla permanente y antes de que algún dispositivo de no cierre (como el fusible) pueda operar.
3. Minimizar el tiempo requerido para localizar fallas permanentes. Para ello los dispositivos de protección contra sobrecorriente deben coordinarse selectivamente, de tal manera que solo el dispositivo más cercano a la falla sea quien se libere.
4. Prevenir el daño al equipo no afectado por la falla (transformadores, cable, conductor desnudo, etc.).
5. Minimizar la probabilidad de que el conductor se quemé debido al arco en el lugar de la falla, la velocidad y la dirección del viento, el calibre de conductores y los tiempos de liberación de los dispositivos de protección.
6. Minimizar la probabilidad de falla disruptiva en el equipo del sistema, tal como en el líquido usado en transformadores y capacitores de distribución.
7. Desenergizar conductores que al romperse entran en contacto con la superficie de la tierra.

Los dispositivos utilizados para la protección contra sobrecorriente en sistemas de distribución son:

- a) Interruptores
- b) Seccionadores
- c) Fusibles
- d) Restauradores

## CAPITULO I

### DISPOSITIVOS DE PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTE EN REDES DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA.

#### GENERALIDADES.

Los dispositivos de protección son aplicados a los sistemas de distribución con el fin de evitar o disminuir el daño a los circuitos o aparatos, además para mejorar la continuidad del servicio a los consumidores. Si los circuitos alimentadores de distribución fueran instalados sin equipos de protección contra sobrecorriente, las fallas provocarían una falta de energía eléctrica en muchas zonas.

Con el fin de realizar un buen proyecto de protección contra sobrecorriente es necesario conocer muy bien el sistema de protección, además de la coordinación de éstos equipos. Todo ello con el fin de tener sistemas de distribución con una continuidad de servicio confiable. Esta sección describe la operación y aplicación del equipo de protección usualmente empleado.

#### 1.1 PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA.

Es importante saber cuales son las fuentes básicas para la producción de energía eléctrica. El único dispositivo práctico que generalmente se tiene disponible para la conversión en gran escala de energía mecánica a eléctrica, es el generador eléctrico. Cuando se pide "generar" electricidad, lo que en realidad sucede es convertir una forma de energía a energía eléctrica. Debido a que el generador es un dispositivo rotacional, la potencia mecánica se suministra a la flecha en forma de momento de torsión multiplicado por la velocidad angular de la flecha. El momento mecánico es producido por una turbina, ya sea hidráulica o accionada por vapor. Las fuentes de energía eléctrica se pueden dividir en dos categorías, térmicas y no térmicas.

Dentro de las térmicas tenemos :

Carbón.- Debido a la gran cantidad de reservas de éste material, el carbón es y continuará siendo una gran fuente de energía. Sin embargo, para su extracción y su combustión, presenta importantes problemas ambientales.



**Petroleo y gas natural.**— Alrededor de los años 1950 y 1960, hubo una gran inclinación hacia una mayor utilización de éstos combustibles, debido a sus superiores propiedades de combustión. Sin embargo, el costo, escasez y competencia para los productos petrolíferos, indican que aún cuando éstos combustibles continuaran siendo importantes para la producción de energía eléctrica, su combustión, expresada como un porcentaje del abastecimiento total, experimentará una contracción.

**Fisión nuclear de uranio.**— A partir de 1950, los reactores de fisión se han utilizado comercialmente para la producción de energía eléctrica. El mineral básico contiene importantes concentraciones de óxido de uranio (U<sub>2</sub>O<sub>3</sub>). Solo aproximadamente el 0.7% de uranio corresponde al isotopo ligero fisionable U<sub>235</sub>, el porcentaje restante es U<sub>238</sub>. El reactor de fisión convencional "quemá" U<sub>235</sub>, y necesita reabastecerse cuando el suministro se agota. Otro tipo de reactor en desarrollo recibe el nombre de reactor autorregenerador y transforma U<sub>238</sub> en el producto fisionable plutonio (Pu<sub>239</sub>), que tiene aceptables propiedades como combustible nuclear.

**Solar.**— Se puede obtener energía solar concentrandola en calderas para producir vapor. Presenta el problema de dispersión, necesitando extensiones de terreno muy grandes para los colectores, y la inseguridad provocada por las condiciones atmosféricas. Esta fuente es atractiva debido a que no produce contaminación y no requiere combustible.

**Fusión nuclear.**— Combinando determinadas partículas nucleares ligeras o fusionandolas se produce ciertas reacciones nucleares que dan como consecuencia un déficit de masa, que aparece como energía pura. Se pueden usar elementos comunes como los isótopos de hidrógeno, lo que hace que la fuente sea casi inagotable. La dificultad radica en que para que ocurra una fusión sostenida se requiere la producción de temperaturas excesivamente altas y concentraciones de partículas por un determinado tiempo. Los problemas técnicos son muy grandes.

**Geotérmica.**— El agua y el calor del subsuelo se combinan para producir vapor natural, y es usado para la producción de energía eléctrica. Las reservas accesibles están calculadas, aproximadamente, en un 50% de las reservas de gas y petróleo.

**Basura y drenaje.**— En la basura existen componentes que se pueden utilizar como material combustible. Los gases de aguas negras también son combustibles.

Dentro de las no térmicas tenemos :

Hidráulicas.- Es una buena fuente energética ya que tiene la ventaja de aprovecharse inmediatamente, sin embargo tiene la desventaja de depender de la lluvia que cae o del caudal de los ríos, además se debe considerar el capital invertido en presas, transmisión y generación, no se puede argumentar que no existe impacto en el ambiente cuando se considera la destrucción del agua blanca natural y la creación de lagos artificiales.

De las mareas.- Resulta económico convertir el cambio de energía potencial, originado por los niveles de las marejadas, a la forma eléctrica. Los aspectos y problemas técnicos inherentes a tales instalaciones, son comparables a los convencionales sistemas hidroeléctricos.

Viento.- El viento se usa para impulsar turbinas que a su vez excitan generadores para producir electricidad. Debido a que el viento es inherentemente alternativo, éstos sistemas deben incluir dispositivos de almacenamiento de energía, como baterías o suministrar cargas que sean tolerantes a interrupciones imprevistas de la fuente. Como fuentes aisladas de potencia eléctrica, éstos sistemas están disponibles comercialmente hasta con una capacidad de aproximadamente 50kW.

Onda.- Se han fabricado varias máquinas experimentales para convertir la energía cinética ondulatoria en electricidad. Ninguna, hasta ahora, parece tener posibilidades de producir energía eléctrica económica a gran escala.

Conversión solar directa.- Son expuestos a la radiación directa del sol, semiconductores que producen portadores de cargas libres para la conducción eléctrica, mediante el llamado efecto fotovoltaico. Es necesario que los semiconductores estén ordenados en grandes tableros, colectores de radiación solar y orientados debidamente para recibir la máxima cantidad de energía solar. Las dificultades obvias son el costo elevado de las células solares y bajo rendimiento. En algunos casos se propone la colocación de tales colectores fuera de la atmósfera terrestre, conversión de energía de cd a frecuencia de microondas y posterior concentración a la tierra. Aquí son importantes los problemas técnicos involucrados, así como el costo de los sistemas.

## 1.2 PROTECCION DEL SISTEMA .

Un sistema eléctrico de potencia contiene equipos que deben ser protegidos contra un exceso de corriente, como son transformadores y máquinas rotatorias; ésta sobrecorriente puede dañar o quebrantar los sistemas de potencia en varias formas como son:

- Las fallas típicamente permiten que fluyan anormalmente grandes corrientes, lo que produce sobrecalentamiento de los componentes del sistema de potencia.
- Generalmente la falla es un corto circuito y se presenta como un arco eléctrico en un fluido ( como el aire ). Las temperaturas extremadamente altas de los arcos vaporizan cualquier sustancia conocida, causando destrucción del equipo y fuego.
- Las fallas pueden hacer disminuir o elevar los voltajes del sistema fuera de sus márgenes aceptables.
- Debido a las fallas, el sistema puede ser desbalanceado, causando que el equipo trifásico asociado no opere apropiadamente.
- Las fallas bloquean el equipo de potencia.

Los equipos de protección, a su vez, deben contar con ciertas características. Idealmente un sistema protector deberá :

- Detectar y aislar fallas instantaneamente en cualquier punto del sistema.
- Mantener el sistema interconectado, siempre y cuando sea posible.
- Puesto que muchas fallas son momentaneas, restablecer el sistema a su configuración original, tan pronto como sea posible.
- Discriminar claramente entre condiciones normales y anormales del sistema, de modo que los dispositivos de protección, nunca operen innecesariamente.

## 1.21 Mecanismos .

### 1.2.11 Transformadores de medición

Con el fin de detectar condiciones anormales y fallas en la operación del sistema es necesario la comprobación de las variables del sistema de potencia como son corrientes, voltajes, potencia e impedancia. Ya que las corrientes y voltajes del sistema de potencia están dentro de la clasificación de kiloamperes y kilovolts, es necesario utilizar señales de control, que sean proporcionados a los valores del sistema por seguridad, economía y conveniencia de las mediciones.

Para éstos fines se utilizan comúnmente los transformadores llamados de "medición", y tienen como ventajas:

- \* Son sencillos, económicos y confiables
- \* Proporcionan aislamiento eléctrico desde el sistema de potencia.
- \* Son exactos y toleran sobrecargas en alguna extensión.

Estos transformadores son de dos tipos básicos: transformadores de voltaje o potencial (TP) y transformadores de corriente (TC). Para aplicaciones en los sistemas de protección no necesitamos una exactitud en los TP por lo que podemos considerarlo como transformador ideal :

$$V_2 = ( N_2 / N_1 ) V_1$$

donde :  $V_1$  voltaje del lado primario

$V_2$  voltaje del lado secundario

$N_1$  y  $N_2$  número de vueltas del lado primario y secundario

$V_2$  es una versión a escala de  $V_1$  en forma descendente

$V_2$  está en fase con  $V_1$

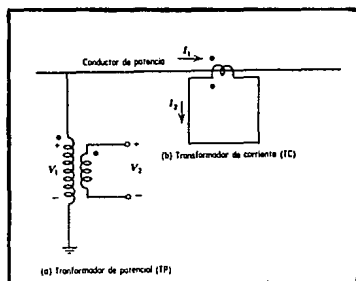


FIG : 1

Una clasificación estándar para el voltaje secundario es de 120 volts, y sus relaciones disponibles de voltaje son : 1, 2, 2.5, 4, 5, 20, 40, 60, 100, 200, 300, 400, 600, 800, 1000, 2000, 3000 y 4500 : 1. Optimamente el TP deberá estar terminado en impedancia infinita, no drenando corriente. Los secundarios generalmente están especificados próximos a 50 VA.

Una consideración clave es la de definir apropiadamente las marcas de polaridad (puntos). En ciertas aplicaciones podemos ignorar los puntos, pero en otros casos si no se consideran se pueden tener consecuencias catastróficas si se comete un error que involucre este tipo de marcas.

El transformador de corriente TC también se puede tomar como ideal. Su terminación óptima será un corto circuito perfecto. El TC está terminado en mecanismos sensibles de corriente, cuyas impedancias terminales, aunque son bajas, no son nulas.

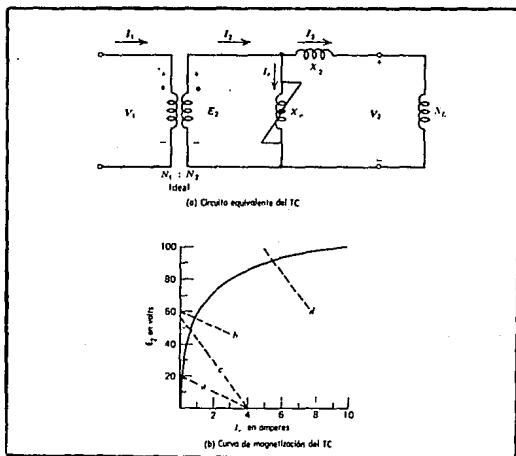


FIG : 2

## 1.2.1.2 Relevadores

Este es un elemento clave para cualquier sistema de protección el cual en base a cierta información recibida desde el sistema de potencia, desarrolla una o más acciones de conmutación. Esta "cierta" información consiste en señales proporcionales a las magnitudes y ángulos de fase de los voltajes y corrientes del sistema de potencia, que es típicamente la salida de los transformadores de medición. El relevador decide cerrar o abrir uno o más circuitos de contactos, normalmente abiertos o cerrados. La acción de conmutación normalmente energiza la bobina de disparo de un interruptor de circuito, el que en realidad abre el circuito de potencia. Los relevadores deben tener estas características:

- \* **Confiablez** - Un relevador puede estar largo tiempo sin funcionar, ya sea por días, meses, años, etc y en la ocasión que se requieran deberán de funcionar correctamente; aplicándole en su debido momento un adecuado mantenimiento preventivo.
- \* **Selectividad** - El relevador no debe responder a condiciones anormales pero no perjudiciales, del sistema, como tensiones transitorias de conmutación o subitos cambios de carga.
- \* **Sensibilidad** - Debe tener la peculiaridad de operar en el momento preciso que se requiera.
- \* **Rapidez** - Deberá tomar la decisión de actuar tan rápidamente como sea posible. Si esta disponible premeditadamente a tiempo de retraso, deberá ser predecible y de ajuste preciso.

Podemos clasificar los relevadores ya sea por función, construcción y aplicación, además de clasificarse por ser electromagnéticos o de tipo sólido. El tipo electromagnético tiene como base el desarrollo de fuerzas electromagnéticas sobre miembros móviles, que proporcionan acción conmutadora mediante la apertura o cierre físico de un conjunto de contactos. El tipo de estado sólido proporciona acción conmutadora sin ninguna acción física sino por el cambio de estado de un componente de estado sólido conectado en serie de la condición de no conducción a conducción o viceversa.

Ambos mecanismos son esencialmente detectores de nivel, desarrollan una acción conmutadora cuando la corriente de entrada (o voltaje) alcanza o excede un valor específico y ajustable. Ya que pueden responder a corriente alterna son excitados directamente de los transformadores de medición, y como estos relevadores pueden responder a corrientes (o voltajes) excesivas y no tienen un deliberado tiempo de retraso, frecuentemente se conocen como relevadores de sobrecorriente (o sobrevoltaje). Además se pueden usar para detectar bajos niveles, en cuyo caso se designan como relevadores de subcorriente o subvoltaje.

Otro tipo de relevador está hecho para funcionar solamente después de un tiempo conocido y ajustable de retraso. En éste se aplica una señal de ca a la bobina de entrada produciendo un campo magnético que es perpendicular a un disco de aluminio conductor, éstas corrientes interactúan con el campo magnético, para producir así una torca sobre el disco, el que puede girar. La rotación se detiene mediante un resorte empujando el contacto móvil (a) de regreso contra el tope. Cuando la corriente en la bobina de entrada excede el valor de puesta en trabajo, el contacto (a) debe viajar en ángulo  $\phi$  para alcanzar el contacto fijo (b). El ajuste del tiempo de retraso se obtiene mediante el ajuste mecánico del ángulo  $\phi$ , con los valores mayores de  $\phi$  que corresponden a los mayores tiempos de retraso.

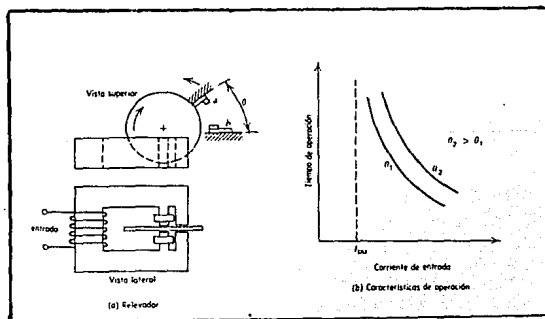


FIG : 3

## 1.2.2 Líneas .

Las líneas siempre estarán expuestas a una gran cantidad de daños ya que se extiende en grandes áreas geográficas. Estos daños pueden ser :

- \* Descargas atmosféricas
- \* Viento
- \* Hielo
- \* Nieve
- \* Rocío salino
- \* Pejaros
- \* Aviones
- \* Automoviles

Hay que recordar que de los principales objetivos para el sistema de protección es el de mantener el sistema interconectado, tanto como sea posible. Una consideración básica con relación a la protección de la línea es, por tanto, la coordinación apropiada de interruptores automáticos y relevadores.

### 1.2.2.1 Protección contra sobrecorriente para líneas cortas.

El uso de métodos de sobrecorriente es usado con gran frecuencia para los sistemas de voltaje medianos. Y son generalmente usados en situaciones donde la corriente de falla es mucho mayor que la corriente de carga. Normalmente se usan relevadores de sobrecorriente con retardo de tiempo; éste retardo de tiempo es importante para la apropiada coordinación de los relevadores. Por coordinación debemos entender que los relevadores operen en una secuencia tal como para interrumpir el servicio, el menor tiempo posible una vez que se tiene una falla. Consideremos el sistema radial de la figura siguiente, en el cual una falla en el colector 3 provocará que los interruptores B1, B2 y B3 tiendan a funcionar. Si B1 abre antes que B3, los colectores 2 y 3 serán desenergizados innecesariamente. Por lo tanto, requiere colocar los relevadores que controlan B1 y B2, de modo que B2 opere antes que B1 y B3 antes que B2.

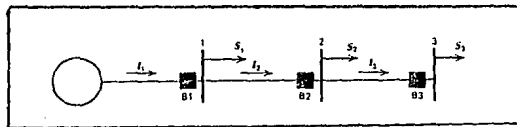


FIG : 4



### 1.2.2 Consideraciones que complican la coordinación.

Estas consideraciones deben ser :

- \* Corrientes de arranque del motor
- \* Corriente de interrupción del transformador
- \* Error del transformador de corriente
- \* La desviación  $cd$ , tanto en magnitud como en grado de decaimiento.

Consideraciones precisas de éstos factores son complicadas y generalmente se evitan por falta de datos exactos. Por lo tanto, existen reglas empíricas basadas en la experiencia y en el campo que explican la mayor parte de las situaciones típicas .

### 1.2.3 Relevadores

Mientras más complejo es un sistema, la coordinación de los relevadores es más y más complicada, hasta llegar el caso de ser prácticamente imposible. Consideremos el siguiente sistema ; supongamos que existiera una falla en el punto  $X'$ . Los interruptores B31 y B32 detectarían las mismas corrientes, deseando que B31 y B32 detecten la falla. ( Si B32 funciona, perdemos servicio en el colector 3 ). Usando relevadores de sobrecorriente de retardo de tiempo, podemos ajustar B31 más rápido que B32. Sin embargo, consideremos una falla en el punto  $X$ . El interruptor B31 desconectará antes que B32, aislando al colector 3 ( después se desconecta B23 ). Es, por tanto, imposible coordinar relevadores de sobrecorriente de retardo de tiempo, de modo que no resulten fallas de línea en la pérdida de un colector en éste sistema.

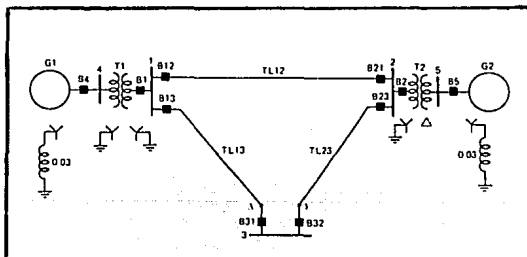


FIG : 5

El problema anterior se puede solucionar mediante relevadores direccionales, los cuales se accionan cuando ocurre una falla ya sea a la izquierda o a la derecha de una línea ( por decirlo así ). Se debe hacer notar que tanto el relevador de sobrecorriente como el direccional deben "ver" la falla antes de que el interruptor se le permita entrar en acción.

Una falla en *X* será detectada por los relevadores al controlar B31 y B23, que registrarán la misma corriente. Los relevadores direccionales en ambas colocaciones permitirán la operación, por lo tanto éstos dos relevadores no detectarán la falla en *X*; éste nuevo problema puede ser resuelto ajustando nuestro relevador general de doble entrada para responder a impedancia, como opuesta a voltaje y a corriente, o sea, usando relevadores de impedancia.

Existen además otros tipos de relevadores como son los relevadores de telemando ( o relevadores piloto ), ésto significa el control remoto de interruptores automáticos. La ventaja básica obtenida, es una alta velocidad de desconexión; la que a su vez permite :

- \* Mínimo daño al equipo
- \* Mínimos problemas de estabilidad
- \* Reconexión automática

Esto requiere canales de comunicación para transmitir información de corrientes y voltajes al sitio de determinación-decisiones. Se utilizan tres canales básicos :

- \* Circuitos eléctricos separados, frecuentemente circuitos telefónicos.
- \* Portadora sobre línea de potencia - La línea de transmisión de potencia se utiliza, por sí misma, como el circuito de comunicación. Las señales se aplican a las tres fases a través de un circuito divisor de voltaje. La gama de frecuencias es de 30 a 200 Hz. Las señales son confirmadas a la línea en cuestión mediante filtros de bloqueo en cada extremo, llamados "trampas de línea".
- \* Microondas - La información de control relevador se puede transmitir a frecuencias de microondas, línea-de-vista, entre antenas parabólicas direccionales. Este canal se ve afectado por disturbios atmosféricos y desvanecimiento de la señal. Tiene la ventaja que se puede difundir información considerable en un haz radioeléctrico.

#### 1.2.2.4 Criterios de selección para relevadores.

a) Para el aspecto en que el problema solo se reduzca a que el relevador interrumpa el servicio tan pronto como sea posible, de un sistema de potencia, son utilizados los relevadores de sobrecorriente de retardo de tiempo.

b) Cuando se desean bloquear la operación no deseada de un interruptor son utilizados los relevadores direccionales o de reactancia.

c) Los relevadores de impedancia o de distancia son en líneas de alto voltaje (HV) o extremadamente alto voltaje (EHV), y simplifican la coordinación limitando el intervalo a que un determinado conjunto relevador/interruptor puede detectar una falla. Las zonas de protección proporcionan redundancia de protección que mantiene coordinación y previene fallas al equipo.

d) Para una operación de alta velocidad de interrupción, son utilizados los relevadores pilotos o de telemando, que a su vez produce una rápida clarificación de la falla y automática reconexión interruptora.

### 13. FALLAS

Todos los sistemas están expuestos a diversos tipos de fallas, siendo de las más frecuentes, entre líneas y de líneas a tierra, provocadas por la pérdida de aislamiento entre los conductores, siendo también de las que más daño pueden causar a circuitos mal protegidos.

La consecuencia de una falla puede variar considerablemente dentro de un mismo sistema, dependiendo de la naturaleza y condiciones de la falla, y pueden ir desde una imperceptible fuga de corriente a tierra, hasta cuantiosos destrozos materiales que incluso ponen en peligro la seguridad del personal, ocasionadas por algunas fallas donde el sistema tiene las mayores contribuciones. Sin importar que tipo de falla se tenga, debe eliminarse lo más rápido posible.

Las fallas más comunes analizadas en cualquier sistema son, trifásica y de línea a tierra, y dependiendo de la finalidad del estudio se selecciona el tipo de reactancia, datos y consideraciones para el problema específico.

Para el caso de la coordinación de protecciones, se determinan las corrientes de falla trifásica, momentánea e interruptiva, y de línea a tierra que pasan a través de los dispositivos de protección.

Un sistema de generación, transmisión y distribución no tiene otros cambios importantes que no sean la conexión natural y desconexión de las cargas, según las exigencias del servicio. Sin embargo, un sistema nunca estará a salvo de fallas de diversa índole por tiempo indefinido, y es por esto que se obliga al sistema a una inmediata desconexión. Es por esto que se debe tener un antecedente básico para la buena elección y operación de los interruptores principales. Si se toma como base el origen y naturaleza de las fallas, éstas pueden ser clasificadas en tres categorías, de aislamiento, de conducción y de operación.

#### 13.1 Clasificación de fallas.

##### A) Fallos de aislamiento.

Existe una falla de aislamiento cuando una parte del material aislante o aire, que normalmente separa dos conductores distintos, o dos puntos de un mismo conductor a potenciales diferentes, cede a la presión eléctrica y deja pasar volúmenes indefinidos de corriente que no sigue la trayectoria normal señalada por la carga o por los elementos del circuito original. Puede ser:

1.- Entre conductores aéreos y tierra, debido a desprendimiento del conductor por el amarre que lo sustentaba en el aislador y contacto con postes o crusetas de fierro, o con extraños conductores conectados a tierra, ruptura del aislador por causas mecánicas; contacto del conductor con cables telefónicos o telegráficos; contacto con ramos húmedos de árboles, techos, tubos o chimeneas; bajo la acción del viento, aves, etc

2.- Entre cables subterráneos y tierra, causada por golpes de herramientas con hundimientos del ferro de plomo; por corte del ferro o destrucción de las capas aislantes; por entrada de humedad al material aislante; por insuficiencia del relleno o formación de burbujas y grietas en el "compuesto" del ferro; por desprendimiento o fractura en las mufas terminales; por exceder al doble permitido y ruptura del cable

3.- Entre equipo de barra y tierra debido a fracturas y perforación subsiguiente de aisladores, desconector, reactor, fusible, interruptor transformador ( T.P., T.C. ) o para-rajo; caída de herramientas, cadenas, cables, etc. Sobre la estructura durante el periodo de ampliación o reconstrucción de la planta; explosión inadecuada del fusible; exceso de flama o calentamiento en interruptores; o gases ionizados sobre partes vivas del circuito.

4.- Entre el devanado de un transformador o sus terminales, y tanque, causadas por: descenso excesivo del nivel de aceite o falta de rigidez de éste debido a la humedad, carbón, gases o sedimento; deterioro del aislamiento por vibración; disminución de las distancias entre partes vivas y tanque por esfuerzos mecánicos; descompostura de algún mecanismo, etc.

5.- Entre el devanado de un generador y su armazón o núcleo, causadas por la destrucción del aislamiento debido a fricción entre estator y rotor, sea directamente o por piezas desprendidas; vibración de las bobinas en las ranuras; exceso de presión en los extremos de las ranuras por acción electromagnética anormal; doblez excesivo o repetido de los cables terminales; deterioro progresivo por exceso de temperatura local; sobretensiones prolongadas o repetidas, inducidas en estator y rotor, o de origen externo; humedecimiento de los materiales y disminución de su rigidez dieléctrica abajo del nivel de potencial de trabajo; oxidación de materiales aislantes comunes.

6.- Entre conductor y conductor de una línea aérea: contacto directo o acercamiento excesivo de ellos, durante una tormenta o huracán; bajo la acción de árboles u objetos llevados por el viento; ruptura de conductores y caída de ellos sobre otros; rayos directos o indirectos que hacen flamear dos o más aisladores de conductores opuestos y que pueden afectar a las tres fases.

7.- Entre polos de cables subterráneos, en las mufas y cajas de conexión, causadas por contacto accidental de herramientas, tubos, etc., destrucción de separadores por motivos mecánicos o térmicos.

8.- Entre partes vivas del equipo de barras no separadas propiamente por tabiques, paredes o barreras, o colocadas a mínima distancia donde algún objeto puede arquear por accidente, o tocarse una con otra por motivo de deformaciones por exceso de dilatación o esfuerzo electromecánico anormal.

9.- Entre polos opuestos de transformadores, por destrucción de aislamientos en la conexión donde se acoplan los devanados en serie, paralelo, delta o estrella, por motivos mecánicos, térmicos, descenso del nivel del aceite; contacto de herramientas olvidadas en el transformador; falta de tabiques separadores entre fase y fase.

10.- Entre polos opuestos del generador, debido a destrucción del aislamiento entre cabezales de distintas fases o entre costados de una misma ranura, pero de fases distintas; por motivos mecánicos o calentamiento excesivo y prolongado; entre anillos de conexión serie-paralelo de fases distintas; o alguna causa de falla a tierra cuando ésta no esté aterrizada.

11.- Entre bobina y bobina o espira y espira de un transformador monofásico, causada por deterioro mecánico o térmico de los cuadros de conexión; descenso de aceite o disminución de su rigidez, por humedad, burbujas, sedimentación, etc.; resonancia del devanado; reflexión en las espiras cercanas a la línea.

12.- Entre bobinas o entre espiras de una misma fase, de un generador polifásico, ya sea por deterioro mecánico o térmico, humedecimiento, transformación química de los materiales aislantes usado entre espiras y entre cabezal y cabezal de las bobinas; falta de precaución al soldar las uniones de bobinas en serie; diseño defectuoso de los apoyos de los cabezales; vibración, etc.

#### B) Fallas de conducción.

Existen cuando en un sistema, sus elementos conductores desaparecen o se reduce considerablemente su distancia longitudinal.

1.- En uno o varios de los cables de transmisión aérea, como resultado de excesivos esfuerzos durante nevadas, huracanes, descensos anormales de temperatura; caída de una torre; cuerpos extraños apoyados en la línea; corrosión de hilos externos; juntas y uniones mal hechas u olvidadas.

2.- En las uniones y terminales de cables subterráneos, causadas por falta de soldadura o presión, oxidación de las superficies en contacto.

3.- En los elementos del equipo de barras, por falta de alineamiento de las mordazas y cuchillas de los desconectores; mal contacto entre zapatas y terminales; corrosión de las partes donde se efectúa la interrupción; uniones defectuosas; fusión inoportuna o ruptura de fusibles, apertura accidental de desconectores; ruptura de circuitos secundarios de T.C.

4.- En transformadores y reactores, debidas a conexiones flojas en las boquillas, cuadro de terminales o devanado; ruptura de conductores por causas diversas.

5.- En los generadores y excitadores; por desconexión de juntas soldadas, debidas a esfuerzos o altas temperaturas; falta de precisión en las zapatas terminales por dilataciones o contracciones repetidas; descompostura de porta-carbones o falta de precisión sobre los anillos; ruptura de cables; destrucción de elementos del réstato de campo por sobrecarga, falta de ventilación, etc., ruptura indebida de interruptores de campo.

#### c) Fallas de operación.

Así se conocen a las modificaciones anormales del funcionamiento de los elementos de un sistema que se apartan del plan establecido.

1.- En líneas aéreas, causadas por tempestades, nieves, tolvaneras, exceso de temperatura y baja de presión barométrica; desequilibrio de potenciales de sistema aislados.

2.- En cables, debidas a sobrecarga y exceso de temperatura que produce un aumento en las pérdidas por histéresis del aislamiento; resonancia parcial o total con elementos inductivos del mismo sistema; salida de cables en circuitos paralelos, con aumento de carga en los restantes.

3.- En equipo de control, debida a desajustes saturación o desperfecto de los reles de protección y operación, que dan origen a cambios indebidos, insuficiencia o inadaptación de reguladores de potencial, frecuencia, factor de potencia, etc.

4.- En transformadores, causadas por cambios inadecuados de "taps" en unidades en paralelo, con formación de corrientes circulantes; apertura accidental de la delta en unidades trifásicas; exceso de tensión con aumento de corriente magnetizante y pérdidas, incremento de armónicas, y disminución de eficiencia.

5.- En generadores y excitadores, causadas por falta o exceso de corriente de campo, con desincronización o factor de potencia baja; desconexión de una sección en paralelo o apertura en delta; operación monofásica por apertura indebida de un desconectador o fusible; auto-excitación de corriente capacitiva de una línea larga; carga desequilibrada más allá de cierto margen, con vibraciones y reacción de inducido como resultado; rotación contraria por intercambio de fases; falta de impulso mecánico.

### 1.3.2 Criterios para detectar las fallas

Las fallas de aislamiento se distinguen por :

a) Fuertes incrementos ( más de 100% ) en la intensidad de la corriente, excepto en caso de fallas a tierra en las líneas aéreas, en las que la corriente de falla puede ser igual o de menor intensidad de la normal.

b) Disminución del potencial en él o los hilos que fallan y, a veces, aumento del potencial en los hilos restantes, como sucede en sistemas aislados de tierra o conectados a ésta a través de una impedancia considerable. En cualquier caso hay desequilibrio en los potenciales.

c) Disminución del factor de potencia, por ser las corrientes de falla atrasadas respecto al potencial, excepto en caso de falla a tierra, en que la corriente que escapa puede estar casi en fase, por el elevado valor de  $R$  con respecto a  $X$ .

d) Inversión del sentido de la corriente continua, o de la transición de energía en corriente alterna, cuando la falla de aislamiento ocurre con un generador que opera en paralelo con otros. Otro tanto ocurre en el secundario de un transformador en paralelo con otro, cuando se presenta una falla de aislamiento interior que da lugar a sobre intensidad y, más generalmente, en líneas o cables en paralelo en campos externos, y que se explica por el "regreso" de corriente del extremo receptor hacia la falla producida.

Las fallas de conducción se descubren por :

a) Desequilibrio de las corrientes de los conductores o cese completo de la transmisión

b) Aumento de potencial en el conductor que falla y posible disminución en los potenciales restantes.



c) Desequilibrio de los argumentos de las corrientes respecto a los potenciales.

d) En caso de transformadores y generadores no hay aumento apreciable de intensidad en los hilos buenos, excepto cuando la carga es un motor o convertidor trifásico que continúa operando en forma monofásica y recibe de 75 a 100% más corriente.

Las fallas de operación se manifiestan por :

- a) Fuertes aumentos o disminución de intensidad, potencial o energía.
- b) Cambios de sentido de la potencia
- c) Desequilibrio de las fases
- d) Aumento de temperatura.

En consecuencia las fallas de operación tienen características semejantes a las de aislamiento y solamente el aumento de temperatura puede distinguir las de las demás.

#### 1.4 DISPOSITIVOS DE PROTECCION.

Los dispositivos de protección son centinelas encargados de mantener los circuitos a salvo de cualquier situación anormal o peligrosa que se presente. Afortunadamente existen protecciones contra todas las anomalías que comúnmente se tienen.

Las protecciones funcionan de acuerdo a la orden emitida por un sensor que detecta la alteración.

Obviamente los dispositivos se seleccionan de acuerdo al tipo de falla y elemento que se desea proteger.

##### 1.4.1 Características de un buen sistema de protección.

En cualquier caso un buen diseño y eficiente sistema de protección debe de ser :

\* Confiable - Operar correctamente cuando se necesite y evitar operaciones innecesarias

- \* Rápido. - Mínimo tiempo de duración de falla y de equipo dañado.
- \* Selectivo. - Máxima continuidad de servicio con mínimas conexiones en el servicio.
- \* Económico. - Máxima protección al mínimo costo.
- \* Simple. - Mínimo equipo y alambrado

#### 1.4.2 Comportamiento característico de las protecciones.

Sabemos que las fallas que implican sobrecorrientes pueden ser de distinta naturaleza, por lo que deben ser librados adecuadamente mediante el uso de una protección con característica apropiada, teniendo disponibles las siguientes:

- |                           |                 |
|---------------------------|-----------------|
| a) Inversa                | d) Tiempo corto |
| b) Muy inversa            | e) Tiempo largo |
| c) Extremadamente inversa | f) Instantáneo  |

El termino inverso significa que a mayor corriente de entrada, menor tiempo de disparo.

El termino instantáneo se aplica a todos los dispositivos que no tienen retardo de tiempo intensional y que funcionan en 6 o menos ciclos, tal es el caso de fusibles y relevadores de alta velocidad.

El comportamiento de una protección lo definen sus características intrínsecas de construcción y no pueden cambiar radicalmente a menos que se modifiquen sus partes esenciales.

Para lograr la correcta protección, en ocasiones es necesario hacer uso de más de una de las características listadas, lo cual es aceptable, incluso muchos dispositivos son diseñados con más de una. Si no se cuentan con uno de este tipo se pueden combinar varios de una sola que operen cada uno en su región y en conjunto protejan en el rango deseado.

#### 1.4.3 Curvas de dispositivos de protección.

El comportamiento de un dispositivo de protección es la respuesta que de él obtenemos en función de una señal de entrada suministrada al mismo y se presenta gráficamente con una línea o banda en un plano de coordenadas tiempo-corriente. La señal de entrada es el indicador de las condiciones

existentes en el sistema en base a las cuales se decide el comportamiento de la protección. Este comportamiento es usual graficarlo en escalas logarítmicas para comprenderlo mejor, aprovechando la comodidad que presentan cuando se manejan rangos amplios.

La respuesta de las protecciones siempre se espera que esté dentro de un rango, es decir, se tiene límite mínimo para su operación, siendo conveniente recordar esto cuando se trabaja con relevadores y fusibles para los cuales es usual graficar únicamente la curva media de protección esperada, a diferencia de los interruptores de bajo voltaje para los cuales se gráfica una banda en la cual se muestran las tolerancias de operación.

#### 1.4.4 Curvas tiempo-corriente

Cada dispositivo de protección tiene una forma característica de respuesta a las diferentes condiciones de operación y falla de un circuito, y dichas características pueden ser graficadas en un plano tiempo-corriente para mostrar objetivamente la zona de protección que proporcionan con diferentes combinaciones en sus ajustes; si en una misma hoja se dibujan las características de más de una protección, se tendrá representado el comportamiento de cada una y del grupo integral, teniendo así facilidad para analizar y determinar si se tiene la protección necesaria en el sistema; y en su defecto, en base a esta misma información hacer los reajustes correspondientes hasta lograr aquellos que satisfagan los requisitos de protección establecidos.

#### 1.4.5 Contenido de gráficas tiempo-corriente.

Dentro de las gráficas tiempo-corriente se puede tener tanta información como se quiera, recomendando incluir solamente la relacionada directamente con el programa en análisis, para evitar información que distraiga la atención del analista y confusión al manejarla. Se puede decir que también hay un mínimo de información que debe ser incluida para poder comparar y comprobar si la protección y coordinación de los dispositivos es correcta.

Una gráfica tiempo-corriente debe contener:

- a) Curvas de dispositivos de protección
- b) Corrientes nominales
- c) Corrientes de sobrecarga dañina
- d) Corrientes de corto circuito
- e) Límites de protección

#### 1.4.6 Forma de interpretar las gráficas

La interpretación de gráficas tiempo-corriente es de suma importancia, puesto que de ella depende la conclusión del estudio.

El tiempo marcado en la escala vertical, es el transcurrido a partir de la iniciación de la falla, la escala horizontal marca los valores de corriente. La región abajo y a la izquierda de las curvas representa la región de no operación y la región arriba y a la derecha la de operación. Las curvas representan un lugar de una familia de parejas tiempo-corriente que indican cuanto tiempo se requiere para que un dispositivo opere con un valor de corriente seleccionado. En ocasiones en vez de una curva tenemos una banda, esta indica las tolerancias mínima y máxima dentro de las cuales se espera la operación de la protección. Generalmente las curvas son gráficas desde un punto de baja corriente y tiempo de operación grande, hasta donde cruzan con la corriente a la cual se requiere su disparo, éste cruce indica el instante de eliminación de la falla o simplemente el disparo del interruptor. Si se tiene selectividad cuando gráficamente las curvas de protección de los dispositivos de los niveles superiores quedan por encima de las de los niveles más bajos sin cruzarse, en otras palabras, cuando actúa primero la protección más cercana a la falla y sucesivamente las más alejadas.

Para tener facilidad en la coordinación de las curvas se recomienda usar protecciones con características parecidas, y únicamente, si se requiere, aumentar el grado de intensidad de ellas para los niveles más altos. Los disparos de las protecciones en serie deben tener un margen de coordinación, o sea, un retardo de tiempo en el disparo de uno con respecto al otro, éste margen debe chequearse en las gráficas. Todas las curvas de dispositivos de protección deben quedar abajo de los límites de protección de los elementos que protegen, es decir, las protecciones no deben permitir que se alcancen estos rangos, con disparos oportunos. Las curvas deben quedar encima de valores transitorios, tales como, corrientes de arranque.

## CAPITULO II

### INTERRUPTORES Y SECCIONALIZADORES

#### 2.1 INTERRUPTORES DE CIRCUITOS

Se le denomina interruptor de circuito al aparato capaz de interrumpir la continuidad de un circuito eléctrico y además reanudar la continuidad.

La corriente que debe suprimir el interruptor puede ser una corriente regular en un circuito o en un determinado momento ésta corriente puede ser mayor a la requerida, provocada por una falla, o por el contrario una corriente mucho menor debida a la desconexión de una línea de transmisión o a un transformador en vacío.

En el instante en que dos contactos son separados aparecerá un voltaje instantaneo entre ellos ( cuando hablamos de kilovolts o kiloampers ), como inicialmente los contactos están muy próximos, se formaran grandes gradientes de voltaje entre ellos, si éstos gradientes existiesen por un tiempo prolongado, ocurriría una ionización en el medio, haciendolo un conductor gaseoso y la corriente continuará fluyendo. Esto provocará que la trayectoria de conducción se eleve a temperaturas extremadamente altas, radiando luz intensa y calor, que consiste en gas ionizado caliente y se denomina arco eléctrico. Este calor producido mantendra la ionización complicando la interrupción del flujo de corriente.

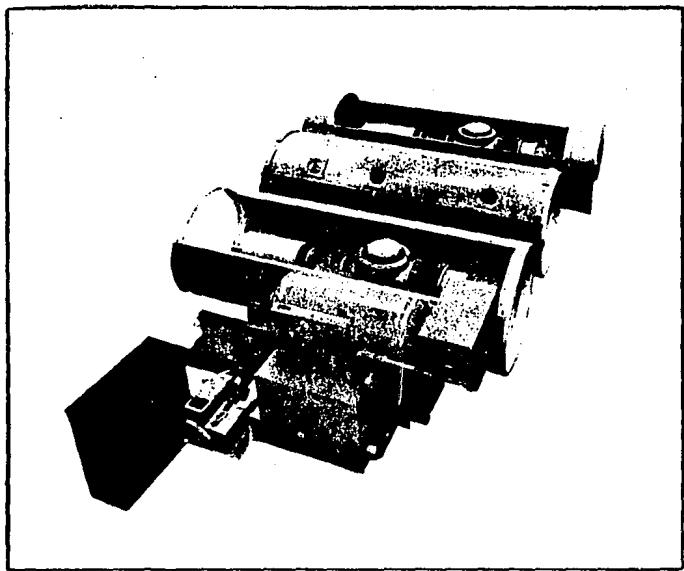
Por estas razones las funciones básicas de un interruptor deberán ser:

- 1.- Interrumpir la continuidad de un circuito eléctrico
- 2.- Eliminar lo más rápidamente posible el arco eléctrico

#### 2.2 CLASIFICACION DE INTERRUPTORES

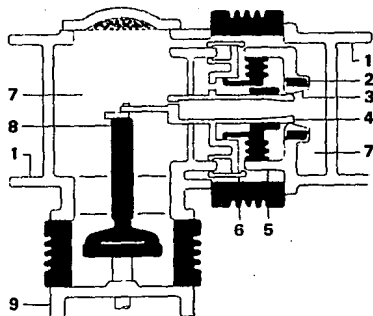
Se pueden clasificar en tres categorías básicas:

- a) Mecánicos
- b) Térmicos
- c) Electrónicos



Interrupor de Generador.  
Unidad Trifásica con Accionamiento  
y Tablero de Mando.

FIG : 6a



- |  |   |
|--|---|
| 1- Bornes.                               | 6- Contacto móvil para corriente nominal. |
| 2- Bobina.                               | 7- Compartimiento de gas.                 |
| 3- Contacto fijo de interrupción.        | 8- Barra de accionamiento.                |
| 4- Contacto móvil de interrupción.       | 9- Estructura.                            |
| 5- Contacto fijo para corriente nominal. |   |

Corte de un Interruptor de  
Generador en SF<sub>6</sub>

FIG : 6b

Los mecánicos constan de dos o más electrodos en serie con el circuito y un mecanismo de separación; los térmicos se basan en la destrucción de un elemento fusible en serie con el circuito; y los electrónicos operarán por efecto valvular de espacios de aire subdivididos en extremo por corpusculos de material cerámico refractario, que actúan como desionizantes y dan a la carga una característica inversa entre la resistencia y una tensión aplicada.

### 2.2.1 Diferencias entre las categorías

Los mecánicos realizan la operación de apertura o cierre del circuito bajo el mando de un operador o relevador, aunque no exista sobrecorriente ni sobretensión, mientras que los restantes solo actuarán con sobrecorrientes o sobretensiones del circuito.

Los térmicos son elementos de protección y control solamente, por lo que el nombre de interruptor se les asignará a los de acción mecánica o electrónica; además estos después de su ruptura deberán ser substituidos por otro.

Los electrónicos son usados con corrientes débiles en circuitos especiales, por lo que no se consideran como elementos normales en plantas generadoras y para los fines de este trabajo no serán considerados en la siguiente clasificación.

Los grupos se clasifican principalmente en :

#### A) Mecanismos de acción

- 1 - Motor con resorte
- 2 - Neumático
- 3 - Manual
- 4 - Solenoide
- 5 - Centrífuco
- 6 - Carnes y levas

#### B) Construcción general

- 1 - Tanque individual con piso
- 2 - Tanque individual en celda o estructura
- 3 - Tanque común sobre estructura
- 4 - Tanque común en carro móvil
- 5 - Construcción blindada
- 6 - Construcción sumergible



C) Equipo de disparo

- 1 - Bobinas independientes
- 2 - Bobinas primarias en serie
- 3 - Bobinas secundarias en serie o paralelo
- 4 - Bobinas de retención ( contactores )

D) Operación

- 1 - Cierre voluntario, apertura voluntaria
- 2 - Cierre voluntario, apertura automática
- 3 - Cierre automático, apertura automática
- 4 - En cadena con otro interruptor

E) Desconexión o separación

- 1 - Con desconexión aparte
- 2 - Con espigas y enchufes

F) Naturaleza del medio y modo de extinción del arco

- 1 - Aire simple
- 2 - Aire comprimido y soplo de aire
- 3 - Aceite o similares al natural
- 4 - Aceite en chorro a presión
- 5 - Agua y productos sintéticos gasificados
- 6 - Regas y parrillas desionizantes
- 7 - Soplo magnético
- 8 - Elementos químicos

G) Disposición y número de arcos

- 1 - Uno o dos arcos por fase
- 2 - Tres o más arcos por fase
- 3 - Resistor auxiliar por fase
- 4 - Cámaras de expulsión
- 5 - Dispositivos de impulso
- 6 - Uno, dos o más polos
- 7 - Simple tiro o doble tiro

## 2.3 CARACTERISTICAS DE INTERRUPTORES

### 2.3.1 Capacidad constante.

Se puede mencionar de ésta forma a la continuidad ininterrumpida de una corriente alterna, de frecuencia y tensión específica, y tomándose en cuenta que entre los contactos de ruptura, el calentamiento no deberá exceder a las normas establecidas de su operación y construcción. El límite más común es de 30°C sobre el ambiente para los tipos de aceite y desconectores, en los contactos principales.

Se recomiendan los modelos con aceite cuando se utilicen amperajes de 600, 1200, 2000, 3000 y 4000, no tanto en los modelos con capacidades de 400, 800 y 5000 amperes. Respecto a los modelos de aceite comprimido o impulso, las capacidades comunes son 1200, 2000, 3000 y 4000 amperes en estilos exteriores y de 600, 1200, 2000, 3000, 4000 en estilos interiores.

Las tensiones límites usuales son: para exteriores de 7.5, 15, 34.5, 46, 69, 115, 138, 161, 230, 287 y 345 KV; para los exteriores son usuales las tensiones de 5, 7.5, 15 y 34.5 KV. En aire comprimido es usado el modelo de 2.5 KV, aparte de los indicados para interior en aceite, y para exterior se usan de 15, 34.5, 69, 138 y 230 KV, en terminos generales.

### 2.3.2 Capacidad de tiempo corto.

Con ésto nos referimos a la continuidad durante un determinado tiempo breve especificado, de una corriente alterna o del valor r.m.s. indicado, sin que los contactos sufran daños irreversibles o se suelden entre sí, sin que las partes mecánicas se deformen y sin que el interruptor abra por sí solo. Para el tiempo corto tenemos incisos, el primero es el "momentáneo" que se refiere a la intensidad r.m.s. más grande de una alteración, sea la primera de la falla u otra cualquiera; y el segundo se refiere a la de "cinco segundos", que se aplica a interruptores que no operan por sobreintensidad, sea por tener control de disparo por otra magnitud eléctrica, o por ser no-automáticos. De acuerdo a las normas establecidas para interruptores la corriente de cinco segundos es el límite de capacidad interruptiva, a tensión subnormal.

### 2.3.3 Capacidad interruptiva.

Es la capacidad de bloquear la continuidad de cualquier corriente igual o menor que el valor especificado, un cierto número de veces y con un intervalo indicado, sin que los contactos sufran daños o destrucciones que altere su funcionamiento, sin que existan incendios, sin que el mecanismo sufra deterioros considerables y sin que la rigidez dieléctrica descuida abajo de la tensión normal.

Es aceptable, sin embargo, que después de una interrupción exagerada éste disminuya su capacidad interruptiva hasta ser revisada o reparada, en caso necesario. En América, el ciclo normal en corto circuito es: un cierre seguido inmediatamente de interrupción, intervalo de 15 segundos y un segundo cierre e interrupción como la primera vez. Para interruptores en aceite no herméticos, el intervalo sube a dos minutos.

### 2.4 INTERRUPTORES DE BAJO VOLTAJE.

Los interruptores de bajo voltaje tienen dos clasificaciones:

- a) Interruptores en caja moldeada. Son aquellos montados en una unidad integral en soportes y alojamientos de material aislante.
- b) Interruptores de potencia de bajo voltaje. Son aquellos para uso en circuitos de 1000 V de c.a. o menos, o 3000 V de c.d. o menos, sin incluir los de caja moldeada.

En estos interruptores la extinción del arco tiene lugar en el aire, por lo cual también se conocen como interruptores en aire. Tienen integrado el elemento sensor de sobrecorriente que al detectar cualquier condición anormal permite la operación del mecanismo de apertura de contactos. Para cortos circuitos fuertes y fallas a tierra se recomienda usar interruptores con sensores de estado sólido y con componentes de ajuste para lograr coordinación con los demás dispositivos, y así proveer al circuito de una adecuada protección.

## 2.5 CRITERIOS DE SELECCION PARA INTERRUPTORES

Para poder calcular el valor eficaz exacto de una corriente de falla de un sistema de energía se necesitan procedimientos muy complejos, es más conveniente y bastante exacto usar métodos aproximados. Estos métodos son aconsejados por el "AIEE Switchgear Committee", en la cual se toma en consideración la corriente continua, multiplicada por un factor de la corriente eficaz simétrica calculada, según ciertas reglas, para el tipo y localización del fallo que proporcionarían las condiciones de servicio más duras para el interruptor. En la determinación de la corriente que éste deba soportar inmediatamente después de que ocurra una falla (carga instantánea del interruptor), la corriente inicial simétrica eficaz se calcula por reducción de la red o un analizador de redes (c.a. o c.c.), con reactancias subtransitorias que representarían a los generadores, además de los motores síncronos y de inducción. La corriente circulante antes del fallo se desprecia. El factor recomendado para 5KV y valores inferiores es de 1.5 (1.5 si el circuito se alimentara preferentemente por máquinas conectadas directamente o a través de reactancias). Se recomienda el factor de 1.25 para interruptores en aire con valor nominal de 600 V o menos.

Los factores que se recomiendan para la obtención del valor nominal de interrupción ( que es la corriente que un interruptor debe ser capaz de bloquear en el momento en que sus contactos saltan) dependen de la velocidad del interruptor. Para un caso general los valores son:

VELOCIDAD	VALOR NOMINAL
* Interruptores de 8 ciclos o más lentos	1.0
* Interruptores de 5 ciclos	1.1
* Interruptores de 3 ciclos	1.2
* Interruptores de 2 ciclos	1.4

Si los interruptores están en la barra de un generador y la potencia trifásica es superior a 500 000 FVA, antes de aplicar cualquier factor de multiplicación, los factores dados con anterioridad deberán sumarse a cada uno. Los interruptores de aire por debajo de 600 volts se considera que abren instantáneamente y sus corrientes instantáneas y de interrupción son las mismas.

Para una adecuada selección de interruptores se recomienda tomar en cuenta las siguientes consideraciones :

#### Voltaje .-

1.- Valor nominal . Los interruptores se deberán utilizar en sistemas que tengan éstos regímenes o menores voltajes eficaces de línea.

2.- Voltaje eficaz de baja frecuencia . Máximo valor no disruptivo de aislamiento a 60 Hz.

3.- Cresta de los impulsos de voltaje . Es una medida de la resistencia de aislamiento, para soportar un pulso de voltaje de parámetros normales

#### Corriente.-

1.- Régimen continuo . Máxima corriente continua eficaz a 60 Hz que el interruptor puede transportar sin exceder el incremento permisible de temperatura.

2.- Momentánea . Máxima corriente asimétrica eficaz que el interruptor puede soportar sin dañarse . Generalmente equivale a 16 veces el régimen de interrupción.

3.- Régimen de interrupción . Máxima corriente simétrica eficaz que el interruptor puede cortar con seguridad.

4.- Tiempo de interrupción . El tiempo (generalmente dado en ciclos) desde el instante en que una bobina de disparo es energizada, hasta que la corriente de falla es clarificada.

Para seleccionar un interruptor de corriente alterna de alta tensión (más de 1000 volts) se deberán tomar en cuenta las siguientes características.

1.- Grado de protección contra los agentes externos . Se debe especificar, principalmente, si el interruptor es para interior o exterior.

2.- Número de polos (unipolar o multipolar) . En caso de ser multipolar es necesario que la operación de los distintos polos, sea por lo general, simultánea.

3.- Corriente nominal. Se refiere a la corriente que puede circular permanentemente sin que exceda la temperatura máxima aceptable en las partes conductoras del interruptor.

4.- Voltajes nominales y nivel de aislamiento. Es necesario especificar el voltaje nominal máximo y un voltaje nominal mínimo correspondiente, respectivamente, al valor máximo y al valor normal de voltaje entre hilos del circuito donde se va a instalar el interruptor.

5.- Frecuencia (Hz). Del sistema donde se va a instalar el interruptor.

6.- Capacidades interruptivas nominales.

7.- Capacidades de cierre nominales.

8.- Sobrecorrientes admisibles durante un corto circuito.

9.- Mecanismo de operación. Tanto para cierre como para apertura. Para cierre pueden ser por acumulación de energía (resorte), eléctricos (solenoides o motor eléctrico), de aire comprimido (líquido a presión). Se debe tomar en cuenta que el interruptor en posición de cerrado deberá tener acumulada una energía suficiente para realizar la apertura sin que sea necesario suministrarle una energía exterior; para la apertura esta energía se libera mediante dispositivos actuando eléctrica o mecánicamente.

10.- Tiempo de apertura y cierre y si deberá tener recierre automático.

11.- Pendiente máxima de voltaje transitorio de recuperación con la que el interruptor puede operar correctamente.

#### 2.5.1 Recomendaciones en la selección de interruptores.

1.- Interruptores de aire simple. Estos son empleados como instrumentos de control en líneas de 110,000 volts o más, para cortar corrientes de carga plena. Es de costo reducido, su capacidad de ruptura es de alrededor de 10 MVA.

2.- Interruptores de aire comprimido. Son usados en tensiones de 387,000 volts y capacidades de ruptura de 3,500 a 5,000 MVA. Están provistos de depósitos de aire comprimido para la extinción del arco en cada fase.

3.- Interruptores de aceite. Usados en sus distintas formas, se emplean en tensiones de 2500 volts a 500 000 volts, se les pueden agregar aditivos para aumentar su capacidad de ruptura en las tensiones mayores de 15 000 volts.

4.- Interruptores de agua y productos sintéticos gasificables. Estos modelos son empleados en tensiones moderadas, sin aceite y a costo reducido. Usan pequeñas cantidades de agua destilada que evapora el arco al encenderse, en otros modelos se emplean resinas sintéticas; ambos pueden efectuar docenas de interrupciones con una sola carga.

5.- Interruptores de sople magnético. Son usados en equipos provistos de antenas para instalación al aire libre, debido a la acción electrodinámica entra el arco y las corrientes que van y regresan a él. Con ésta misma acción pero multiplicada por el efecto de una bobina de sople magnético son utilizados en interruptores para corriente continua.

6.- Resistor auxiliar por fase. El empleo de estos resistores en serie y en paralelo con los arcos es efectivo para aumentar la capacidad de ruptura de un interruptor. Otro fin es el de atenuar el arranque de un transformador o línea de transmisión y la sobreintensidad de falla o interrupción de líneas en vacío.

7.- Interruptores de uno dos o más polos. Ordinariamente son usados los interruptores de tres polos, aunque los de un solo polo son usados para reducir las variaciones al mínimo y conservar la estabilidad del sistema.

8.- Modelos de doble tiro. Son usados generalmente para tensiones de 15 kv.

9.- Interruptores de acción manual. La acción manual es usada en interruptores de 7.5 kv y 15 MVA para uso interior solamente. No es recomendable para tamaños mayores.

10.- Solenoide. El solenoide es de tipo acorazado y cámara corta, para 12 a 230 volts, 100 a 50 000 watts. Es de acción instantánea y se adapta para interruptores con vástagos de movimiento lineal.

11.- Motor con resortes. Es de preferencia para corriente continua de 115 a 230 volts.

12.- Neumático. Es usado en interruptores de aire comprimido, y son utilizados cuando se requieren maniobras extremadamente rápidas.

13.- Interruptores con tanque común sobre estructura. Son usados en tensiones medianas y bajas.

14.- Interruptores con tanque común en carro móvil. Es recomendado para fábricas por la facilidad con la que es reemplazado en caso de averías.

15.- Interruptores con tanque individual en celdas o estructura. Se emplea en estaciones con poco espacio disponible al interior. Es usado para tensiones hasta de 25 Kv y 500 MVA., y como excepción en tensiones de 34.5 Kv y 2500 MVA. Al exterior, sobre estructuras de hierro, es usado en tensiones de 7.5 a 69 Kv y con capacidades de 100 a 1500 MVA.

16.- Interruptores con tanque individual sobre piso. Son usados en interiores o exteriores para tensiones de 25 a 380 Kv y capacidades de 500 a 25 000 MVA.

17.- Interruptores con construcción blindada. Ideal para túneles, minas, cámaras subterráneas, lugares húmedos, etc. así como en plantas generadoras de vapor.

18.- Interruptores con construcción sumergible. Generalmente utilizados en pozos de distribución y lugares que pueden ser inundados con frecuencia, en combinación con transformadores sumergibles y cables subterráneos.

19.- Interruptores de cierre voluntario y apertura voluntaria. Este tipo corresponde a los acopladores de barras, seccionadores de línea y desconectores. Su capacidad interruptiva no necesita ser mayor de lo que corresponde a la corriente de corto circuito permanente del sistema. (O sea, la capacidad total generadora de la estación aumenta un 50% cuando los neutros están todos aislados y un 125% en caso de estar los neutros a tierra)

20.- Interruptores de cierre voluntario apertura automática. Este tipo se recomienda en plantas con personal operador en sistemas no modernizados.

21.- Cierre automático apertura automática. Para usarse en estaciones receptoras con o sin personal operador; reduce al mínimo las interrupciones y eleva al máximo la estabilidad del sistema.



22.- Interruptor en cadena con otro interruptor. Es un método empleado en grupos de líneas numerosas con lo que se reduce el costo del equipo. Se usa un interruptor en cada línea, encadenado al interruptor de grupo, y que abre después de éste, en caso de falla de aislamiento. El de grupo deberá tener capacidades de cientos de MVA, mientras los de línea son por unos cuantos MVA, solamente, ya que no cortan la corriente de falla sino la normal de cada línea.

23.- Interruptores con bobinas primarias en serie. Esta restringido ordinariamente a la línea de tensión inferior a 2500 volts cuyo interruptor debe abrir por sobre intensidad cuando dichas bobinas están en serie, o falta de potencial cuando están en paralelo. Son muy peligrosas para el personal.

24.- Interruptores con bobinas secundarias en serie o paralelo. Son usadas para cualquier tensión y disparan por exceso de intensidad.

25.- Interruptores con bobinas independientes. Son usadas en conexión con baterías, capacitores o fuentes de servicio.

## 2.6 SECCIONALIZADORES

Los seccionalizadores automáticos son dispositivos de protección que aíslan secciones falladas de un sistema de distribución. Son usados en combinación con interruptores o restauradores automáticos de respaldo. No tienen capacidad interruptiva de corriente de falla, únicamente cuentan las operaciones de interrupción de corriente del dispositivo de respaldo durante condiciones de falla y después de un número de operaciones previamente seleccionado.

Los seccionalizadores abren durante el tiempo muerto del circuito (tiempo en el que está desenergizado el circuito), después de un predeterminado número de operaciones de apertura del dispositivo de respaldo y mientras éste está abierto, aislando la sección de línea donde se localiza la falla. Esto permite al restaurador de respaldo recerrar en la sección restante no afectada. Si la falla es de tipo temporal, el mecanismo del seccionalizador restablecerá automáticamente, preparándose para una serie completa de operaciones por si ocurrirá una nueva falla.

Algunas ventajas del seccionizador sobre los cortacircuitos fusibles son: flexibilidad de aplicación, seguridad y conveniencia. Después de una falla permanente, la capacidad de cierre de falla del seccionizador simplifica la prueba del circuito, y si la falla persiste, la interrupción tendrá lugar en el restaurador de respaldo.

El reemplazo de los estabones fusibles no se requiere, así la línea puede probarse y restaurarse el servicio con mayor rapidéz y conveniencia. También, se elimina la posibilidad de error en la selección del calibre y tipo de estabón fusible adecuados.

Los seccionizadores no tienen curvas características de tiempo corriente. No interrumpen corrientes de falla y deben usarse con un dispositivo de respaldo de cierre automático que tenga suficiente capacidad de interrupción de corriente de falla. Tienen distintas ventajas de aplicación, tales como:

a) Pueden aplicarse entre dos dispositivos de protección teniendo curvas de operación muy cercanas entre sí. Esto es de vital importancia en la localización donde un paso en la coordinación no es práctico o posible.

b) Puede usarse en ramales donde la alta magnitud de la falla dificulta la coordinación con fusibles.

Como no consideran interrupción de corriente de falla, los seccionizadores pueden usarse en líneas aéreas de alta corriente de falla donde pequeños restauradores podrían no ser adecuados en términos de capacidad interruptiva. Sirven también como dispositivos de seccionización económica, ya que no se requiere el costo del equipo adicional asociado con la interrupción de la falla.

Las capacidades nominales de corriente standard para seccionizadores abarcan un rango de 5 a 200 amperes. La corriente mínima de disparo generalmente se establece al 160% de la corriente nominal.

## 2.7 CLASIFICACION DE SECCIONALIZADORES .

Los seccionalizadores pueden ser clasificados por su forma de interrupción y aislamiento, o su forma de control. Los medios de aislamiento o interrupción pueden ser aceite, aire o vacío. Los controles pueden ser serie o paralelo ( en el caso de control electrónico o mecánico ).

Los seccionalizadores pueden ser monofásicos o trifásicos, operados manualmente o por motor. Sin embargo, en la práctica se pueden identificar 4 variedades de seccionalizadores :

- \* Hidráulicos
- \* Electrónicos
- \* Tipo seco
- \* Al vacío

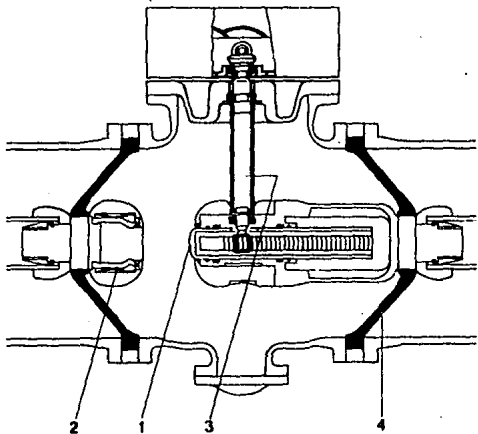
### Seccionalizadores controlados hidráulicamente

El control hidráulico usado en todos los seccionalizadores monofásicos y trifásicos de pequeña capacidad, se constituye como una parte integral del seccionizador. Este tipo de control detecta una sobrecorriente por medio de una bobina conectada en serie con la línea. Cuando la sobrecorriente fluye a través de la bobina, un embolo es atraído dentro de la bobina para accionar el mecanismo de conteo. Cuando la sobrecorriente desaparece, se realiza un conteo por el "bombeo" del aceite a través de la cámara hidráulica. Después de un preseleccionado número de operaciones de "bombeo" se suelta un pestillo, el cual permite precargar los resortes para abrir los contactos del seccionizador. Los seccionizadores controlados hidráulicamente deben cerrarse manualmente.

### Seccionalizadores controlados electrónicamente

El control electrónico es usado para seccionizadores trifásicos de gran tamaño. Es más flexible, más fácilmente ajustadoble y más preciso que el control hidráulico. El control electrónico permite convenientemente el cambio de corriente actuante, disparo para bloqueo y tiempo de memoria, sin desenergizar el seccionizador, y en forma separada del tanque, ya que el control electrónico se encuentra en un gabinete exterior al tanque del

- 1- Contacto móvil      3- Flecha de accionamiento  
2- Contacto fijo      4- Aislador



Seccionalizador encapsulado  
en SF<sub>6</sub>

FIG : 7

seccionalizador. Existe un amplio rango de accesorios para modificar la operación básica y resolver diferentes problemas de aplicación.

La corriente de línea se detecta por transformadores sensores de corriente en el seccionalizador. La información de los transformadores de corriente se envía a un circuito electrónico el cual cuenta el número de operaciones del dispositivo de interrupción de respaldo, después envía la señal de disparo cuando es necesario efectuar una liberación electromecánica de los resortes de los controles de apertura.

Los seccionalizadores controlados electrónicamente están disponibles en cierre manual o por medio eléctrico.

#### Seccionalizadores tipo seco.

La apariencia externa de este tipo de seccionalizadores es muy parecida a un cortacircuito fusible tipo abierto. El aislamiento se efectúa a través de aire. El seccionalizador actúa en serie por medio de una bobina tipo seco. El mecanismo de conteo es mecánico y la temporización se efectúa mediante el uso de gomas de silicón.

#### Seccionalizadores al vacío.

Son empleados en aislamientos de aire e interrupciones de carga al vacío. El seccionalizador actúa a través de la pérdida de voltaje y utiliza contadores de tiempo para las funciones de disparo, cierre y bloqueo.

#### Teoría de operación.

Los seccionalizadores electrónicos, hidráulicos y de tipo seco tienen una teoría de operación muy similar. La figura 8 muestra una falla en la línea abajo del seccionalizador. Cuando una corriente fluye a través de un seccionalizador el cual está arriba de su nivel mínimo de corriente de operación, el seccionalizador comienza a contar. Es decir, el embolo de la bobina serie es atraído en el seccionalizador hidráulico o tipo seco, o un relevador (o función electrónica) es energizado en los seccionalizadores electrónicos. La sobrecorriente es causada generalmente por fallas, pero el seccionalizador puede también empezar a contar durante una conducción

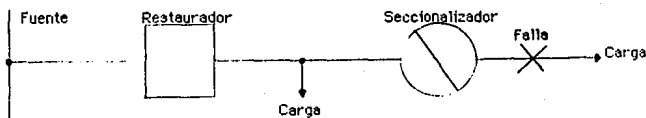


FIG : 8  
- 41 -

inrush ( corriente transitoria de magnetización ). La operación de conteo está completa cuando la corriente a través del seccionizador cae por debajo de un valor mínimo de operación, típicamente 40% de la corriente mínima del seccionizador. Idealmente, la operación de conteo está completa cuando los dispositivos del lado fuente interrumpen la corriente de falla la cual activa el seccionizador. El seccionizador puede completar un conteo cuando la corriente inrush cae por debajo de un valor mínimo de operación o, puede completar su conteo cuando un dispositivo línea abajo interrumpe la corriente de falla, si la corriente de carga queda en el seccionizador es menor que la corriente mínima de operación.

Después de un intervalo de recierre, el dispositivo de interrupción de falla recerrará. Si la falla fuera temporal, la sobrecorriente no permanecerá y ambos dispositivos regresaran a sus condiciones iniciales. Si la falla fuera permanente, la sobrecorriente permanecerá y el proceso se repetirá. Después de que un número preprogramado de operaciones de conteo ha sido memorizado por el seccionizador, abrirá durante el intervalo de recierre ( durante el tiempo muerto del circuito ) del dispositivo de interrupción de la falla aislando la sección afectada por la línea. El interruptor de falla recerrará y restaurará el servicio a la sección de línea no afectada por la falla del lado fuente del seccionizador.

Para comprender la operación de los seccionizadores automáticos es necesario tener presentes los siguientes conceptos :

- Corriente mínima de operación . Es la corriente mínima necesaria para iniciar la operación de conteo. La corriente a través del seccionizador arriba del nivel mínimo de corriente de operación, hará que el seccionizador empiece el conteo. Los seccionizadores hidráulicos y de tipo seco actúan al 160% de la capacidad de corriente de la bobina serie. Las corrientes de operación de los seccionizadores electrónicos son independientes de la corriente nominal del seccionizador.

- Operación de conteo. Se refiere a cada avance del mecanismo de conteo para obtener una operación de bloqueo .

- Operación de disparo. Es el número de operaciones para que el seccionizador abra sus contactos y aisle el circuito. Muchos seccionizadores pueden ser ajustados a 1, 2 o 3 operaciones antes de disparar.

- Tiempo de memoria . Es el periodo de tiempo en el que el seccionizador guarda una operación. El tiempo de memoria es especificado como un valor mínimo, con tolerancia positiva.

- Tiempo de restablecimiento . Es el tiempo necesario después de una o más operaciones de conteo para que el mecanismo de conteo regrese a su posición inicial de la operación de conteo.

## 28 CARACTERISTICAS DE ACCESORIOS PARA SECCIONALIZADORES .

Entre los accesorios disponibles para la expansión de las aplicaciones del seccionalizador tenemos :

- Restrictor de voltaje . ( Disponible solo en seccionalizadores trifásicos ) Permite al seccionalizador contar solo las operaciones de un dispositivo de lado fuente. Este se realiza por la detección de voltaje del lado fuente en la localización del seccionalizador y evita el conteo de operaciones y disparo si el voltaje del lado fuente está presente siguiendo una sobrecorriente. Por ellos, el seccionalizador está prevenido del conteo o disparo debido a la operación de los dispositivos línea abajo.

- Restrictor de corriente inrush . ( Disponible solo en seccionalizadores controlados electrónicamente ) Permite al seccionalizador ser menos sensible a las corrientes inrush las cuales podrían confundirse con corrientes de fallas, previniendo errores de conteo o de disparo. Esto se realiza a través de la detección de voltajes del lado fuente y empleando un circuito lógico. Si el voltaje del lado fuente no estuviera presente anterior a la sobrecorriente, el accesorio lógicamente asume que la corriente es debida a inrush. En este caso, la corriente de operación se incrementa por un ajuste múltiple para un intervalo de tiempo fijo, a fin de vencer la siguiente corriente inrush.

- Detector de falla a tierra . ( Solo en seccionalizadores controlados electrónicamente ) Los seccionalizadores pueden ser equipados con circuitos que detectan y responden a secuencias cero o corrientes residuales. La detección de fallas a tierra puede estar coordinado con dispositivos de respaldo equipados con disparo a tierra y permitir mas protección sensitiva de fallas.

- Reinicio de contador por tiempo . ( Solo en seccionalizadores controlados electrónicamente ) Mejora la coordinación de seccionalizadores electrónicos con restauradores o interruptores. En un seccionalizador estándar, el reinicio del contador después de una falla transitoria depende del número de operaciones y el tiempo de memoria seleccionado. Puede tener un rango de 5 a 22 minutos. Este accesorio elimina la pérdida de coordinación y salidas innecesarias de energía que ocurre durante el tiempo en que el seccionalizador vuelve a empezar su operación.

## 2.9 CRITERIOS DE SELECCION PARA SECCIONALIZADORES .

Para poder elegir y aplicar un seccionalizador, es necesario tomar en cuenta los siguientes factores :

1.- Voltaje del sistema . Este voltaje deberá ser conocido y el seccionalizador deberá tener una capacidad de voltaje igual o mayor que el voltaje del sistema ( generalmente voltaje fase a fase ).

2.- Máxima corriente de carga . La máxima corriente de carga generalmente no es un factor limitado, ya que el seccionalizador trabaja en conjunción con un dispositivo de protección del lado fuente y debe ser coordinado con éste. El ajuste del seccionalizador depende también de éste dispositivo. La corriente nominal del seccionalizador debe elegirse para ser igual o mayor que la carga anticipada del circuito.

3.- Máxima corriente de falla en el lugar de instalación . Esta máxima corriente de falla deberá ser conocida o puede ser calculada. La capacidad momentánea del seccionalizador debe ser igual o mayor que la máxima corriente de falla disponible en el lugar de instalación. La máxima temporización de falla del dispositivo de respaldo no debe exceder el tiempo nominal del seccionalizador.

4.- Coordinación con otros dispositivos de protección ( tanto del lado de la fuente como del lado de la carga del dispositivo ). La coordinación con otros dispositivos de protección, se debe llevar a cabo después de que los primeros tres incisos anteriores se han realizado. En éste punto, los niveles actuantes, disparo para apertura del dispositivo de respaldo y tiempo de memoria del seccionalizador son la principal consideración.



## CAPITULO III

### FUSIBLES

#### 3.1 FUSIBLES

Los dispositivos de protección son aplicados a los sistemas de distribución para prevenir o minimizar el daño a los circuitos y aparatos, y para mejorar la continuidad de servicio para los consumidores. Si los circuitos alimentadores de distribución fueran instalados sin equipos de protección contra sobrecorriente, las fallas podrían causar una falta de energía eléctrica en grandes zonas. Esto reduciría considerablemente el nivel de calidad del sistema.

Es importante el conocimiento del equipo de protección para realizar un diseño óptimo de los sistemas, además, de la coordinación satisfactoria de éste equipo. Todo ello con el fin de tener sistemas de distribución con una continuidad de servicio confiable gracias a la minimización de fallas.

Un fusible es un elemento eléctrico de protección o seguridad, de funcionamiento térmico, diseñado para interrumpir un circuito eléctrico cuando por él circula una sobrecorriente que pueda dañar a los conductores y dispositivos conectados al mismo.

Los fusibles han sido utilizados siempre en los sistemas de distribución de energía eléctrica con el fin de proteger contra sobrecorriente a los circuitos.

El funcionamiento se basa en que la corriente que se encuentra circulando dentro de un conductor genera calor en cantidad proporcional al cuadrado de la intensidad, es decir, al doblar la corriente, el calor generado se multiplica por cuatro. El calibre del alambre se selecciona de acuerdo a la máxima corriente de sobrecarga que ha de soportar el circuito, en el momento en el que el calor no se disipa con suficiente rapidéz y el alambre se funde. De este modo, el circuito se "interrumpe", con lo que se protege la instalación. Los fusibles se clasifican por la máxima corriente que pueden soportar de forma continua sin fundirse, y se han de escoger con sumo cuidado para adecuarlos al aparato que deben proteger.

Los fusibles tienen las siguientes limitaciones:

- Cada vez que se someten a una corriente superior a su mínima corriente de fusión, se funden, dejando fuera de servicio a una parte del sistema, hasta que el personal capacitado llegue a hacer la reposición correspondiente.

- Puede operar (fundirse) y causar una paralización prolongada aunque nunca esté sujeto a una corriente mayor que su valor mínimo de fusión.

- Ondas de corriente anteriores de baja magnitud pueden haber debilitado al fusible y cambiado sus características.

- Solo sirven para habilitar un circuito, no para cerrarlo.

- Un fusible puede producir paros del sistema en ocasiones innecesarios, debido a que no puede discriminar entre una falla permanente y una falla temporal.

### 3.2 CLASIFICACION DE FUSIBLES.

Los fusibles pueden ser clasificados en: simples, termales y limitadores; según su operación y característica tiempo-corriente de fusión. Los simples cortan el calor desarrollado en el mismo elemento fusible, y que sus dimensiones son reducidas al mínimo necesario para soportar la corriente normal del circuito por tiempo indefinido sin ser afectados, mientras los termales emplean elementos de mayor espesor que el mínimo necesario y llevan calentadores auxiliares para elevar la temperatura del elemento, combinados con masas absorbentes de calor para producir un efecto de retardo con corrientes excesivas. Los fusibles tipo limitadores se fundirán en la primera alteración con intensidades de 10 a 15 veces mayores que la normal.

Otra clasificación de los circuitos puede ser en: fusibles domésticos y de potencia. La clasificación de los fusibles domésticos está fuera del contexto de este trabajo por lo cual se mencionarían solo los de potencia; estos los podemos dividir en:

- Limitadores de corriente
- Expulsión
- Cortacircuitos fusibles
- Eslabon fusible

#### Limitador de corriente

Se define como el fusible que interrumpe la energía limitando la corriente de falla a valores inferiores que el valor pico que circularía por el circuito si el fusible no fuera utilizado, en un tiempo menor a la duración del primer semiciclo de la onda de corriente de falla ( figura 9 ).

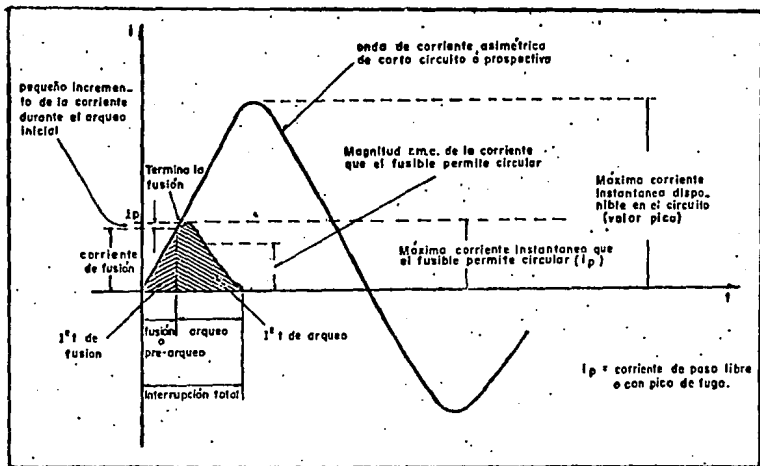


Fig : 9

Para comprender el funcionamiento de estos fusibles, consideraremos las siguientes definiciones :

- Corriente mínima de fusión .- Es la corriente mínima que provoca la operación del elemento sensible a la corriente en un tiempo especificado y bajo condiciones establecidas. Siempre es mayor que la corriente nominal.

- Tiempo de fusión o prearqueo .- Es el tiempo desde el instante en que el fusible detecta la sobrecorriente, hasta el momento en que ocurre la fusión y la separación del elemento sensible a la corriente.

- Tiempo de arqueo .- Es el tiempo inmediato después de haber terminado la fusión hasta la extinción total del arco.

- Corriente instantánea de paso libre o corriente pico de fuga .- Es la corriente máxima que circula por el fusible durante el tiempo total de interrupción.

- Corriente de corto circuito .- Es la corriente (en corto) que fluiría por el circuito eléctrico, si no fuera limitada por la apertura de un fusible limitador.

2

- Característica  $I t$  .- Es la energía resultante del flujo de corriente a través del fusible y se aplica normalmente para el tiempo de fusión, el de arqueo o el de interrupción total que es la energía requerida por el fusible para operar.

- Capacidad interruptiva .- Es la máxima corriente simétrica r.m.s. o la más alta corriente directa, que un fusible puede interrumpir satisfactoriamente.

- Tiempo de restablecimiento o de recuperación .- Es la tensión que aparece en las terminales de un fusible después que la corriente ha sido interrumpida y está formada por la tensión transitoria de restablecimiento o de recuperación.

- Tensión transitoria de restablecimiento (TTR) .- Es la tensión que aparece inmediatamente después de la fusión del elemento sensible a la corriente y sus características dependen de los parámetros R, L y C del circuito en donde se encuentra instalado.

- Tensión de restablecimiento a frecuencia industrial .- Aparece inmediatamente después de que termina la parte transitoria.

- Curvas características tiempo-corriente .- Son las curvas que muestran la relación entre la corriente alterna simétrica r.m.s., o la corriente directa, y el tiempo de operación de los fusibles, generalmente dentro del intervalo de 0.01 a 1000 segundos. También se les conoce como características de tiempo inverso.

Existen tres tipos de fusibles limitadores de corriente en cuanto a su diseño :

- Fusible de respaldo (back-up) .- Es aquel que puede interrumpir cualquier corriente desde su valor máximo hasta su corriente mínima de ruptura (diseñado para tiempos cortos).

- Fusible de propósitos generales .- Es aquel que puede interrumpir cualquier corriente desde su máxima nominal, hasta una corriente que funda el elemento en una hora (3600 segundos).

- Fusible de rango pleno o rango completo .- Es aquel que puede interrumpir cualquier corriente desde su máximo valor nominal hasta cualquier corriente que funda el fusible en tiempos mayores a una hora.

#### Limitador de corriente

Esta formado por un pequeño estabón fusible, el cual al fundirse provoca que el arco producido genere gases des-ionizantes del material vecino (ácido bórico, fibras vulcanizadas, melamina, resinas fenólicas, resinas termoplásticas, hexafluoruro de azufre, tetracloruro de carbono, etc.), provocando una gran turbulencia alrededor del arco, de manera que cuando la corriente pasa por un valor natural cero, el canal del arco se reduce a un mínimo, quedando interrumpido el flujo de corriente, pudiéndose expulsar los gases hacia el exterior del fusible.

#### Contactos fusibles

La mayoría de los contactos fusibles operan bajo el principio de expulsión. Emplean un tubo con forro de fibra desionizante para limitar el arco y un estabón fusible.

Para interrumpir la corriente de falla, el forro de fibra se calienta cuando el elemento fusible del estabón fusible se funde, esto provoca que surjan gases desionizantes, los que se acumularán dentro del tubo.

El arco es expandido, comprimido y enfriado dentro del tubo y finalmente éste gas escapará del tubo llevándose consigo las partículas del arco sostenido. Después de que la corriente pasa a través del punto cero, el restablecimiento del arco de corriente de falla es prevenido por la presencia de los gases desionizantes y por la extrema turbulencia y presión del gas ,

lo cual incrementa la resistencia dieléctrica del gas dentro del tubo. La alta presión de los gases expulsa entonces a los iones sobrantes del arco soportado en el tubo.

Se subdividen en :

- Encerrado
- Abierto
- Estabón-abierto
- De aceite

Los cortacircuitos encerrados, abiertos y de estabón-abierto difieren en su apariencia externa y método de operación. Los cortacircuitos encerrados tienen terminales, sujetafusibles y portafusibles montados completamente dentro de un aislador encerrado. Los cortacircuitos abiertos tienen éstas partes completamente expuestas como su nombre (tipo) lo indica. Los cortacircuitos de estabón-abierto no tienen portacircuito integrado; el tubo limitador del arco para éstos cortacircuitos está incorporado en el estabón fusible. Los cortacircuitos de aceite son usados principalmente en instalaciones subterráneas y encerradas.

Los cortacircuitos de distribución son clasificados por las normas NEMA en base a la capacidad de corriente circulante, capacidad interruptiva, a la frecuencia y al voltaje nominal. Cuando se usan como desconectores estando equipados con una cuchilla, tienen regímenes de tiempo corto en lugar de capacidades interruptivas. Las capacidades térmicas y de sobrecarga no se aplican a los cortacircuitos fusibles y la frecuencia nominal es de 60 Hz a menos que se especifique otra cosa.

#### Estabones fusibles

Los estabones fusibles de distribución están formados básicamente por tres partes : un botón o cabezal, un elemento fusible y una guía o tensor. Cuando un estabón fusible se coloca en un cortacircuito y se conecta a una línea de distribución, funciona como un dispositivo de protección, cuando ocurre una falla, el elemento fusible se funde por la corriente de falla.

Los estabones fusibles tienen curvas características de tiempo corriente de mínima fusión y máxima liberación. El intervalo entre las iniciación de la corriente de falla y la iniciación del arco es el tiempo de fusión. El intervalo durante el cual permanece el arco es el tiempo de arqueo. El tiempo de fusión más el tiempo de arqueo es el tiempo de liberación.

Las Normas Standard EEI - NEMA ( Edison Electrical Institute - National Electrical Manufacturers Association) dividen a los elementos fusibles en dos tipos : rápidos y lentos . La distinción entre los dos tipos es la relación de velocidad, la cual es la relación entre la corriente de fusión a 0.1 segundos y 300 segundos para eslabones clasificados hasta 100 ampers y a 0.1 segundos y 600 segundos para eslabones clasificados arriba de 100 ampers. Los eslabones fusibles se encuentran disponibles desde 1 hasta 200 ampers con características de tiempo-corriente de mínima fusión y máxima liberación para cada capacidad.

### 3.3 CARACTERÍSTICAS DE FUSIBLES .

La gráfica nos representa las características de tres fusibles de 5 amperes normales: (s) simple, (t) termal y (l) limitador. Este último es aproximado ya que los valores van a diferir de una marca a otra y de una tensión a otra.

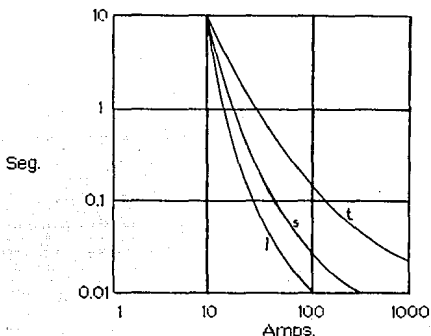


Fig : 10

Entre los fusibles simples tenemos los siguientes :

1.- El tipo de tubo aislante, que tiene sus dos extremos abiertos y un par de contactos en la parte exterior en los cuales se sujetaran las puntas de un elemento fusible especial, que se encuentra envuelto en una funda de fibra.

En cuanto éste elemento se funde comienza el arco en la funda de fibra, y se destruye su calor produciéndose hidrogeno y protóxido de carbono, que actúan como desionizantes y apagan el arco soploandolo por uno de sus extremos.

Una importante modificación consta en cerrar un extremo con una capsula de mayor diámetro que el tubo y utilizar un alambre doble en el



tubo y sencillo en la capsula, para que el arco se forme en ésta y el aire que contiene, al dilatarse bruscamente, arroja los gases y flamas a gran velocidad por el otro extremo. A este tipo se le llama de "expulsión" y, en algunos modelos, está combinado con un resorte en la montadura del tubo, con objeto de desprenderlo y desconectar por completo al fundirse.

2.- El tipo líquido está compuesto por un tubo de vidrio grueso, con una longitud proporcionada a la tensión del sistema y dos anillos de conexión en los extremos. En su interior se encontrarán uno o dos elementos fusibles cortos, sujetos a la terminal superior; el elemento menor estará estirado hacia abajo por un resorte y que generalmente lleva una cinta flexible de cobre sujeta al terminal inferior. Todo el espacio restante lo ocupará un líquido extinguidor, de la familia de los clorocarburos, que llega hasta cerca del borde de los elementos.

Cuando se funden, el resorte se contrae y alarga el arco, obligandolo a sumergirse en el líquido y por lo tanto extinguirlo.

El fusible es colocado siempre en posición vertical, con los elementos siempre fuera del líquido en estructuras verticales, o a 45° si la estructura es horizontal. Después de la fundición se debe colocar un tubo nuevo.

3.- En el de tipo aceite tenemos un recipiente con aceite para el interruptor, en el cual, a manera de tapón, se inserta una clavija aislante con el elemento fusible en el extremo inferior, encima de unos muelles conductores que hacen contacto con las piezas fijas en el recipiente, montadas en aisladores internos y conectadas a las terminales del circuito. Cuando el fusible se funde, el arco formado sera extinguido por el aceite, aprovechando el alargamiento provocado por la distensión de los muelles al desaparecer el fusible que las mantenía flexionadas. Después de la operación se extrae la clavija y se repone el eslabón fusible sobre los muelles.

4.- El de tipo ácido bórico, es de construcción semejante al de tipo líquido, pero en vez de tener tubo de vidrio consta de tubo de porcelana y un ácido bórico comprimido en lugar de tetraclorocarburo. Un resorte tira del elemento fusible fijado en un extremo del tubo, hace que el arco que se forma al fundirse se alargue hundiendose en el hueco central de un cilindro largo y de paredes gruesas, hecho de la substancia mencionada, la cual es descompuesta con el calor del arco en óxido bórico y vapor de agua. El vapor de agua tiene un gran efecto desionizante y puede ser condensado, si se desea, en un pequeño condensador, que suprime la salida del vapor y el ruido producido por la operación. Uno de los modelos más conocidos consta de dos

elementos fusibles de diferente graduación, en paralelo, el central con resorte, y el otro, también rodeado por ácido, pero sin resorte. Normalmente el lateral no lleva corriente alguna por tener un espacio de aire en serie frente al elemento central; pero al fundirse el central y hacer conductor el espacio de aire, el lateral se funde también y el arco que sigue queda en paralelo con el arco central alargado y ayuda a que éste se apague.

Si la corriente es un poco mayor de la normal es posible que sea cortada antes de que el resorte se contraiga completamente. Si resulta ser demasiado superior a la normal, el agujero por donde pasa el resorte ahoga el arco una o dos alteraciones después. Una vez fundido se puede cambiar el relleno por otro nuevo, usando el mismo tubo externo y resorte, o renovándolo todo según la marca.

5.- Tipo de cartucho; éste es construido de varias formas, algunas son renovables y otras no, pueden tener o no granulado inerte para absorber el calor y reducir la salida de gases. Tienen pacacidad de ruptura pequeña cuando no existe relleno desionizante, y tensión normal de 250 a 600 volts generalmente. Existen modificaciones a estos tipos denominándoseles de clavija, compuestos por receptáculos de porcelana y que lleva el alambre fusible bastante largo, y separado de sus extremos para que el arco sea tan grande como el alambre.

6.- En el caso de los fusibles termales, éstos son construídos en forma de cartucho, generalmente, no renovables, y con un elemento calentador junto con el elemento fusible. El modelo más conocido es el utilizado para transformadores de potencia, cuya corriente normal primaria es de una fracción de KVA y que, algunas veces, llega a 150 KVA o más durante una alteración al conectar el T.P. con el núcleo magnetizado positivamente. En estos casos los fusibles ordinarios son destruídos, o si existiera corto circuito secundario, pueden no interrumpir por completo, y provocar una explosión o incendiarse.

Con fusibles termales, una falla secundaria momentánea o una variación en el sistema no provocarán interrupción; pero una falla fuerte y prolongada o una falla interior en el T.P. provocarán una completa interrupción. En circuitos que consten de motores de inducción de arranque directo, el fusible tipo thermal es excelente ya que no funde al arrancar las máquinas y si desconecta en operación monofásica o corto circuito, cuando está bien aplicado. El calentador puede ser metálico o de tipo carbónduro, según si la corriente normal es de varias decenas de amperes o una fracción de amper.

7.- En los fusibles limitadores de red, la construcción está hecha con fragmentos de tubo de cobre, comprimidos hidráulicamente sobre los extremos de los cables que forman una red automática de distribución de 230 volts, dejando un espacio vacío en el centro que es aplastado y recortado para reducir la sección conductora.

Ya que el elemento fusible tiene una corta longitud y tiene grandes masas de cobre, el fusible es de tipo terminal. Además, por contenerse en una caja de asbesto cemento cubierta por materiales impermeables y resistentes, al operar desarrollan presión y el arco introduce una f.e.m. contraria, antes de apagarse.

8.- El tipo limitador de corrinete se compone de uno o varios alambres de plata largos, que se encuentran enrollados en hélice en un cilindro de material cerámico, rodeado por cuerpos refractarios absorbentes y todo el conjunto está metido en un tubo refractario. Este cilindro consta de cavidades en la parte frontal donde los alambres no están en contacto ni con el cilindro ni con la envoltura y en cuyo lugar se inicia el arco. Recordando la figura anterior su característica corresponde a la (1) en la gráfica.

9.- Otros fusibles están constituidos de varios alambres de cobre, plata, etc., enrollados en hélice sobre un cuerpo aislante refractario, con una perforación longitudinal y la superficie ondulada. Un alambre fino de tungsteno está en un hueco y en paralelo con los anteriores, con un extremo rodeado por una pequeña cantidad de explosivo para operar un indicador externo, o actuar sobre un relevador de disparo. El conjunto se encuentra rodeado de refractarios absorbentes dentro de un tubo aislante. Generalmente el alambre central no lleva corriente apreciable, ya que es delgado y de alta resistencia en comparación con la de los alambres de plata; pero al producirse la falla y subir la corriente los alambres principales se funden antes que el de tungsteno, el cual sirve para evitar diferencias de potencial considerables en los extremos del fusible ayudando a extinguir el arco, con su posterior fundición.

## 3.3.1 Fusibles Principales (Tabla 2)

Número Orden	KV Limite	Ampers Normales	Ampers Ruptura	IVA Ruptura
1 (tubo)	2.5	1-50	8000	35
1 "	2.5	5-100	14000	55
1 "	2.5	10-200	20000	80
1 "	5	1-50	5000	40
1 "	5	5-100	10000	80
1 "	5	10-200	15000	120
1 "	7.5	1-50	4000	50
1 "	7.5	5-100	8000	100
1 "	15	5-100	3000	75
1 "	23	5-100	2000	80
1 "	34.5	5-100	1500	90
2 (aceite)	2.5	5-200	5000	20
2 "	7.5	5-150	3750	40
2 "	15	5-100	2500	60
3 (liquido tipo mediano)	7.5	5-200	25000	300
	15	5-200	20000	500
	23	5-200	15000	600
3 "	34.5	5-200	10000	600
4 (ácido bórico)	7.5	0.5-200	25000	300
	7.5	10-400	35000	400
4 "	15	0.5-200	20000	500
4 "	15	10-400	30000	750
4 "	23	0.5-200	20000	800
4 "	23	10-400	25000	1000
4 "	34.5	0.5-200	10000	600
4 "	34.5	10-400	20000	1200
5 (cartucho o clavija)	0.6	5-600	5000	5
	2.5	5-100	1700	7
	7.5	5-50	1000	12
5 "	15	5-25	250	6
5 "	23	5-15	100	4
6 (limitador)	0.25	107-252	-----	----
7 (limitador de corriente)	5	0.5-200	30000	250
	7.5	0.5-100	50000	600
	15-25	0.5-7	60000-40000	1500
7 "	15-23	10-100	20000-13000	500

NOTA : Los limitadores de red (numero 6) se clasifican por el calibre del conductor en que se colocan.

### 3.3.2 Tiempos característicos de operación de un fusible.

Existen tres tiempos característicos de operación de un fusible.

1.- MIT o tiempo mínimo de fusión ( Minimum 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 arqueo ( Arcing-time )

Es el intervalo durante el cual persiste el arco eléctrico.

3.- MCT o Tiempo Máximo de Limpieza ( Maximum 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.

## 3.4 CRITERIOS DE SELECCION

### 3.4.1 Criterios de selección de un fusible.

El criterio de selección de un fusible está dado en función de las características del sistema de suministro como son: Tipo Red (aéreo o subterráneo), Tensión Nominal, Nivel Básico de Impulso y Capacidad Interruptiva en el punto de Alimentación; así como de las características propias del transformador tales como: Capacidad de Carga y Sobrecarga, Curva de Daño del Transformador, Curva de energización inrush y Curva de restablecimiento de carga fría.

\* Curva de daño del transformador .-

Es la curva diseñada por el fabricante donde se indica la vida útil del transformador, la cual disminuye al alcanzar dichos valores de corriente y tiempo.

\* Curva de energización o puesta en servicio .-

Es la curva formada por cuatro puntos básicamente, donde el transformador alcanza corrientes transitorias, formada por la corriente de

excitación del transformador, conocida como Corriente Inrush, y la Corriente de Restablecimiento de Carga Fría. Una regla práctica es, considerar los siguientes valores :

Corriente Inrush

25 veces la corriente nominal r.m.s. para 0.01 seg.

12 veces la corriente nominal r.m.s. para 0.10 seg.

Corriente de Carga Fría

6 veces la corriente nominal r.m.s. para 1.00 seg.

3 veces la corriente nominal r.m.s. para 10.00 seg.

\* Curva de restablecimiento de carga fría .-

Es la corriente que resulta de la reenergización de un transformador que anteriormente fue desconectado. El valor de éstas corrientes depende del tipo de sistema y del tipo de cargas conectadas a ella.

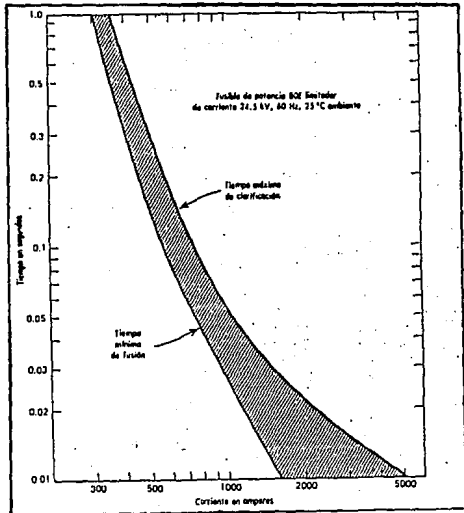


Fig : 11

Al seleccionar un fusible se debe verificar que las curvas  $I - t$  se encuentren entre la curva de daño del transformador a proteger desplazada a la derecha y las curvas de energización y de cargas frías desplazadas a la izquierda .

La función básica del fusible es interrumpir cualquier falla por sobrecorriente que afecte al transformador o al sistema de alimentación del lado primario, teniéndose que coordinar con la protección del lado secundario para complementar la protección del equipo.

Cuando un fusible seleccionado, se emplea para proteger un transformador contra sobrecargas, deben emplearse relaciones de fusión muy bajas ( entre 1.0 a 1.5 ), definiéndose como :

$$\text{relación de fusión} = \frac{I \text{ nom. del fusible}}{I \text{ nom. del transformador}}$$

### 3.4.2 Aplicaciones .

En la figura 11 se muestran curvas típicas tiempo corriente. Es conveniente evitar la región hachurada, debido a que el elemento fusible ( puente ) puede llegar a fundirse solo parcialmente, y por lo tanto los resultados pueden ser impredecibles.

a ) Normalmente se consideran cuatro factores para una aplicación en particular :

1.- Voltaje de régimen .-

El valor correspondiente o arriba del voltaje nominal eficaz de línea del sistema. La idea es que el fusible fundido deberá ser capaz de soportar éste voltaje. Son permitidos sobrevoltajes transitorios normales.

2.- Corriente continua de régimen .-

El fusible deberá pasar esta corriente indefinidamente sin fundirse.

3.- Corriente interruptora de régimen .-

Este valor deberá de igualar o exceder a la mayor corriente eficaz que el circuito alimentador pueda proporcionar. Este régimen es la corriente mayor que el fusible es capaz de interrumpir.

4.- Tiempo de respuesta .-

Este tiempo se produce a partir de las curvas tiempo-corriente del fusible.

En general los fusibles son dispositivos bastante económicos, no necesitan relevadores o transformadores de medición y resultan confiables. Se encuentran en el mercado disponibles en gran variedad de tamaños y se pueden diseñar como mecanismos de "un tiro" o como dispositivos que se pueden volver a utilizar y con puentes reemplazables. Como ya sabemos tienen desventajas como son el no ser adecuados para control remoto y multiperación conmutadora. En la figura 12 tenemos algunos tipos de fusibles.

b) Los eslabones fusibles y cortacircuitos de distribución se aplican generalmente en el entronque de los ramales de los circuitos y se instalan en todos los transformadores convencionales de distribución y capacitores.

Para fusibles localizados en la línea para propósitos de seccionalización, deberán considerarse los siguientes factores :

1.- Corriente normal y de sobrecarga del circuito incluyendo armónicas sostenidas.

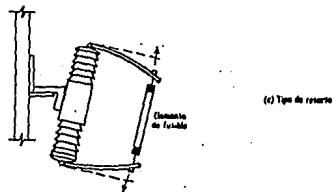
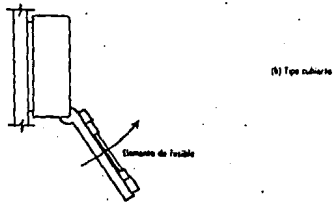
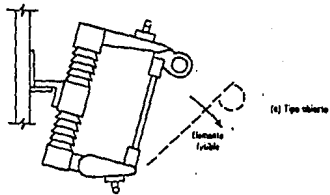
2.- Corrientes transitorias del circuito tales como corrientes de magnetización de transformadores, corriente de arranque de motores, corriente inrush ( corriente transitoria de magnetización ) de capacitores y corrientes de carga fría.

3.- Características térmicas de los conductores.

4.- Coordinación con otros dispositivos de protección.

c) Para protección del equipo, los factores que se deberán tomar en cuenta son los siguientes :





Tipos de montajes de fusibles de potencia.

Fig. 12

- 1.- Capacidades de sobrecarga y tiempo corto del equipo protegido.
- 2.- Corrientes transitorias tales como corriente inrush, ondas de rayo y corriente inrush de capacitores.
- 3.- Importancia relativa de proteger al equipo contra sobrecorrientes y proporcionar continuidad del servicio.
- 4.- Coordinación con otros dispositivos de protección.

Para coordinación de elementos fusibles, se deberá de considerar los siguientes aspectos :

- El elemento fusible no deberá de operar a causa de corriente de carga, deberá tener la facilidad de mantener el flujo de la corriente de carga máxima sin calentarse para que no sufra modificaciones sus características originales.
- Con el fin de poder coordinarse con los equipos adyacentes, deberemos considerar que para valores cercanos al MIT el fusible perderá sus características de diseño, y aunque éste no llegue a fundirse ya no se apegará a sus tiempos originales.
- La falla no es librada hasta que se rebasa el valor de MCT.

Para elementos fusibles utilizados en la 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 esto y las del circuito, buscando la correcta operación y discriminación de la falla a través de la coordinación de los tiempos de operación.

#### d) Consideraciones de sobretensión.

Cuando un fusible limitador de sobrecorriente opera, siempre se genera un voltaje de arqueo. Esta sobretensión depende tanto del tiempo o instante de iniciación de falla sobre la onda de tensión del sistema, como del tipo de diseño del fusible. Cuando se aplica un fusible limitador de corriente, debe tomarse siempre en consideración ésta sobretensión, pues existe el peligro de que se dañen los pararrayos con su operación.

### 3.4.3 Comparación general entre los fusibles limitador de corriente y de expulsión.

Se muestran a continuación, en términos generales, las ventajas y desventajas del fusible limitador de corriente y el fusible tipo expulsión, sin embargo para un problema específico se tendrán que analizar otros factores que dependen del tipo de instalación y carga.

#### Fusible limitador de corriente .

##### Ventajas .

- \* Posee una excelente capacidad de limitación de corriente.
- \* Su capacidad de limitación de corriente se mantiene aún cuando se incrementa la tensión del sistema.
- \* Interrumpe con seguridad aun cuando las condiciones de la tensión transitoria de restablecimiento sean muy severas.
- \* Algunos diseños pueden sumergirse en líquidos.
- \* Operación silenciosa.
- \* No contaminan.
- \* No contribuye a aumentar la presión del tanque del transformador.

#### Desventajas

- \* Costo alto del fusible.
- \* Costo alto del portafusible.
- \* Manejo delicado.
- \* Cuidado en el ajuste del mecanismo de disparo del portafusible.
- \* Mayor peso y dimensiones.
- \* El diseño para operar a bajas corrientes de falla, es más complicado, al igual que su fabricación.
- \* No son fácilmente coordinables con otros tipos de protección, ya que poseen una característica corriente-tiempo muy inversa.

#### Fusible de expulsión

##### Ventaja:

- \* Son de operación de rango pleno
- \* Menor costo del fusible
- \* Menor costo del portafusible
- \* Menor peso y dimensiones
- \* Fácil manejo
- \* Menor tiempo en la reposición
- \* Mayor rango de capacidades de corriente

##### Desventajas

- \* Operación ruidosa
- \* Generación de gases contaminantes
- \* Diseños con menor capacidad interruptiva
- \* Contribuye a incrementar la presión del tanque del transformador.

#### 3.4.4 Recomendaciones en su uso.

##### Fusible de potencia.- Limitador de corriente

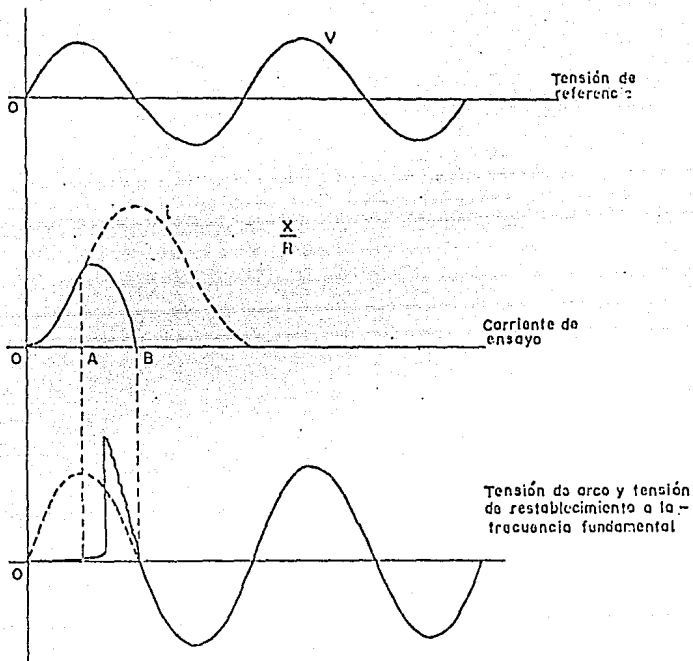
De 28 hasta 27 KV de 50 hasta 16 KA ( Norma ANSI C37-46 )

##### Fusible de potencia.- Expulsión

De 2.4 hasta 161KV de 63 hasta 2 KA ( Norma ANSI C37-47 )

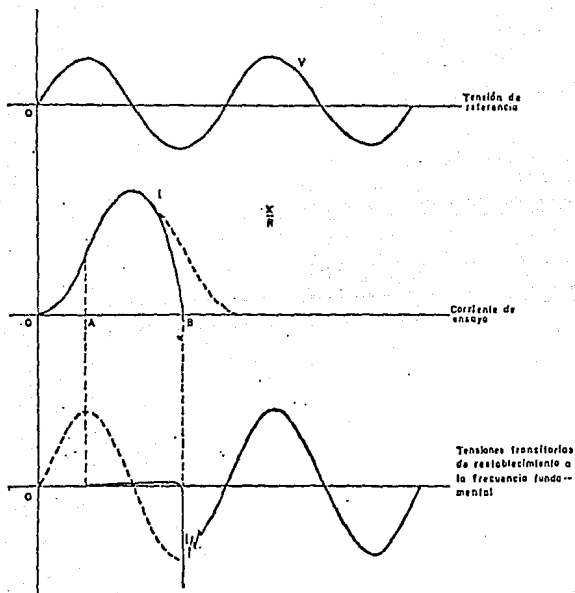
##### Contacto fusible.- Expulsión

De 48 hasta 345 KV de 3 hasta 71 KA ( Norma ANSI C37-11 )



ANGULO DE CIERRE =  $0^\circ$   
 ANGULO DE ARQUEO =  $0^\circ$  (TIEMPO DE FUSION)  
 TIEMPO DE ARQUEO =  $A-B$   
 TIEMPO DE INTERRUPCION TOTAL =  $OB$

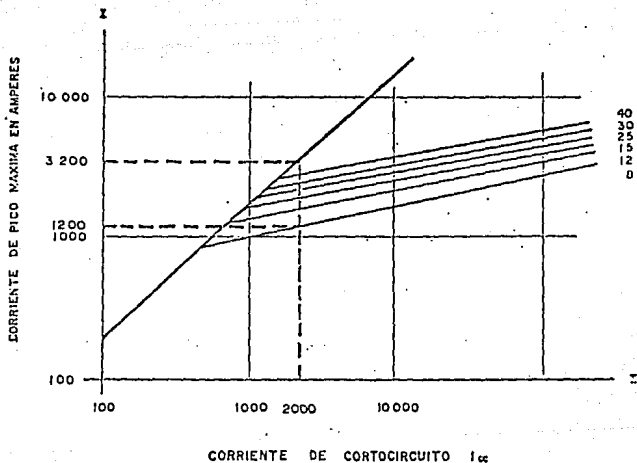
INTERRUPCION DE UNA CORRIENTE TOTALMENTE ASIMETRICA POR UN  
 FUSIBLE LIMITADOR DE CORRIENTE



Ángulo de cierre =  $0^\circ$   
 Ángulo de corte = OA (Tiempo de fusión)  
 Tiempo de arqueo = AB  
 Tiempo de interrupción total = OB

INTERRUPCIÓN DE UNA CORRIENTE TOTALMENTE ASIMÉTRICA POR UN FUSIBLE DE EXPULSIÓN.

Fig : 14



CURVAS DE LIMITACIONES DE CORRIENTE DE FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE.

Fig. 15 (a)

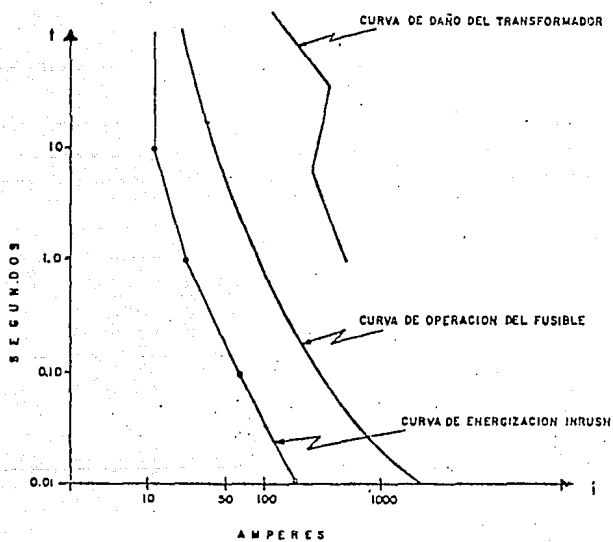


Fig: 15 (b)



## CAPITULO IV

### RESTAURADORES

#### 4.1 GENERALIDADES

Un restaurador automático es un dispositivo de protección de sobrecorriente con la inteligencia necesaria para sentir corrientes, medir tiempo e interrumpir sobrecorrientes, y recargar automáticamente para reenergizar la línea. Si la falla es permanente, el restaurador permanecerá abierto después de un número predeterminado de operaciones (generalmente tres o cuatro) aislando la sección de falla de la parte principal del sistema.

Estudios estadísticos hechos en sistemas de distribución aérea, muestran que aproximadamente del 80 al 95% de las fallas en los sistemas son del tipo temporal con duraciones que van desde unos cuantos ciclos hasta unos segundos. La experiencia muestra que en el primer recierre se elimina hasta el 80% de las fallas, en el segundo un 5% adicional y en el tercero un 2% más, quedando un promedio del 5% de fallas permanentes aproximadamente.

El restaurador automático es diseñado específicamente para protección contra sobrecorrientes de los sistemas de distribución. Los restauradores tienen características de tiempo-corriente "duals" (curvas rápidas y lentas) las cuales facilitan la protección de fallas temporales y permanentes para todas las áreas de los sistemas de distribución. Estas características permiten también la coordinación con otros dispositivos de protección.

Las características de disparo instantáneo y de retardo son una función de la capacidad nominal de la bobina del restaurador. El rango de capacidades nominales para restauradores es desde 5 hasta 550 amperes y cada capacidad tiene su propia familia de curvas de tiempo-corriente.

#### 4.1.1 Teoría de operación.

##### Operación tipo bloqueo .-

Un restaurador con este tipo de operación, abre y cierra sus contactos al sensor corrientes de falla. Si la falla es de naturaleza prolongada, el restaurador procede a operar a la posición final de bloqueo. Para restaurar el servicio, el restaurador debe ser cerrado por un operador.

La mayoría de los restauradores utilizados actualmente, son restauradores de operación de bloqueo; esto es, operarán en una secuencia de 4 disparos y de 3 restablecimientos en un intento de liberar una falla persistente antes del bloqueo final abriendo los contactos. Si cualquiera de los recierres tiene éxito (la falla es eliminada), el mecanismo de operación del restaurador, después de un tiempo de retardo, regresará a su posición inicial.

Las características típicas de operación para este tipo de restauradores incluyen :

- \* Dos operaciones rápidas y dos lentas
- \* Una operación rápida y dos lentas
- \* Una operación rápida y tres lentas
- \* Tres operaciones rápidas y una lenta
- \* Dos operaciones rápidas y una lenta

Todas estas secuencias proveen un alto grado de protección contra los efectos de transitorios y fallas prolongadas. También permiten la coordinación con otros dispositivos de seccionalización, tales como fusibles o seccionalizadores.

Como las curvas características de tiempo-corriente para este tipo de restauradores no son fijas, pueden obtenerse del fabricante.

Las curvas características para restauradores usualmente comienzan al 200% de la capacidad máxima de carga de la unidad y se extienden a la capacidad máxima de interrupción. Curvas rápidas o instantáneas son puestas al máximo tiempo de liberamiento para una apertura, y todas las variaciones son negativas, o al lado más rápido. Las curvas de tiempo de retardo son puestas en el tiempo promedio de libramiento para una apertura y tener un 10% de tolerancia.

Los tiempos de operación del restaurador pueden variar con la temperatura. Cuando se usa aceite u otro líquido, la operación a temperaturas bajo cero es menor que la marcada en las curvas de operación.

Los tiempos de intervalo de recierre son aquellos, en la secuencia de operación, cuando los contactos del restaurador están abiertos. Estos tiempos son fijos en algunos restauradores, del orden de 1 a 2 segundos, y ajustable en otros. El propósito de este tiempo abierto es dar un aislamiento con autorrecierre y una oportunidad de recuperar su consistencia dieléctrica al sistema.

#### Operación tipo cierre (hold-closed):-

Diversos usos se han encontrado de los restauradores con operación tipo cierre. Una típica secuencia de operación puede ser 2 operaciones sobre una curva para librar fallas temporales y proteger fusibles, seguidos por un cierre mantenido. Mientras la corriente de falla continúa fluyendo hacia el restaurador, los contactos permanecerán cerrados, tiempo durante el cual un dispositivo línea abajo operará y liberará la falla. Una vez que esto ocurre, el restaurador regresa a su posición inicial. La limitación del restaurador durante la operación de cierre es una característica tiempo-corriente de sus elementos serie. No se hará referencias de este tipo de restaurador debido a que la mayoría de los restauradores caen en la categoría de operación de bloqueo.

Algunos estándares reconocen dos tipos genéricos de restauradores: el de tipo de bobina de disparo serie y el tipo de bobina de disparo paralelo.

#### Operación del tipo de bobina serie.-

Cuando una sobrecorriente ocurre sobre un circuito protegido por este tipo de restaurador, es detectada por bobinas internas serie. La energía de disparo es derivada de un circuito primario por las bobinas serie y el tiempo de disparo es iniciado. Las funciones de temporización son controladas por el sistema hidráulico. Las fuerzas de apertura de contactos es proporcionada por resortes cargados después de una operación de disparo o por energía proporcionada de un circuito primario (o auxiliar) a través de un solenoide de cierre.

### Operación del tipo de bobina paralelo.-

Restauradores con bobinas de disparo paralelo detectan sobrecorrientes por medio de transformadores de corriente montados sobre aisladores internos en conjunción con controles electrónicos montados externamente o relevadores de protección.

La energía de disparo no es proporcionada directamente por un circuito primario, generalmente se utiliza otra fuente como una batería. Sin embargo, la batería puede ser cargada por el circuito primario a través de transformadores de corriente o de potencial. Todas las funciones de temporización son controladas por el sistema electrónico o por el esquema de relevadores de protección.

La fuerza de apertura de los contactos es proporcionada por resortes cargados durante una previa operación de cierre o durante una operación de recierre.

Las fuerzas de cierre de los contactos es proporcionada por resortes cargados por un motor o por la energía proporcionada por un circuito primario (o auxiliar) a través de un solenoide de cierre.

### Unidad de operación .-

La unidad básica de operación de un restaurador se muestra en la siguiente figura :

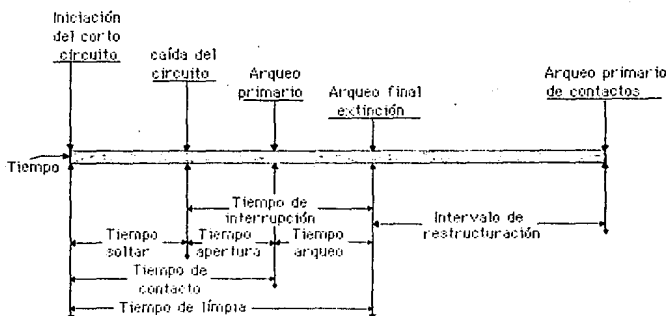


FIG. 16

## 4.2 CLASIFICACION

Los restauradores automáticos son clasificados como : monofásicos o trifásicos ; controlados hidráulica o electrónicamente ; con interruptores de aceite o al vacío . La tabla 3 resume las capacidades típicas de restauradores monofásicos y trifásicos .

TABLA 3

Resumen de capacidades típicas de restauradores

Voltaje nominal (kv)	Corriente nominal máxima (amps.)	Capacidad interruptiva (amp. sim. a voltaje max.)	Tipo de restaurador	
			Controlados hidráulicamente	Controlados electrónicamente

### Monofásicos

2.4-14.4	50	1250	H	
	100	2000	4H	
	200	2000	Y4H	
	230	4000	L	
	560	3000	D	
24.9	100	2000	E	
	230	4000	4E	
34.5	560	8000	DY	

### Trifásicos

2.4-14.4	50	1250	3H	
	100	2000	6H	
	200	2000	Y6H	
	400	4000	R	
	400	6000	RY	RE
	560	10000	Y	RXE, YSR
	560	12000	VV	WE
	560	16000	VW	YWYE, YSA, VSAT
24.9	560	8000		MLE, YSMIL
	560	10000		ME
	560	12000	WV	WYE
34.5	400	6000	RV	YWWE
	560	16000		MVE
46	560	10000		RVE
	560	16000		CKE
69	560	10000		CVE
	560	8000		CZE

## Restauradores monofásicos y trifásicos .-

Los restauradores monofásicos (figura 17 a ,c) se usan para protección de líneas monofásicas, tales como ramales o derivaciones de un alimentador trifásico. Pueden usarse también en circuitos trifásicos donde la carga es predominantemente monofásica. Así, cuando ocurre una falla permanente de fase a tierra, se puede bloquear a una de las fases mientras el servicio se mantiene a las dos terceras partes del sistema.

Los restauradores trifásicos (figuras 17 b y 18) se usan donde se requiere el bloqueo de las tres fases para prevenir las cargas trifásicas, tales como grandes motores trifásicos, queden conectados a una sola fase.

Los restauradores trifásicos tienen dos formas de operación :

- a) Disparo monofásico, bloqueo trifásico
- b) Disparo trifásico, bloqueo trifásico

El disparo monofásico, bloqueo trifásico, se compone de tres restauradores monofásicos montados en un solo tanque con solo una interconexión mecánica para bloqueo. Cada fase opera independientemente por sobrecoincidente para disparo y cierre. Si cualquier fase opera a la condición de bloqueo, el estabonamiento mecánico dispara a las otras dos fases, bloqueándolas y previniendo así, energización monofásica prolongada a cargas trifásicas. Este tipo de operación es proporcionado por los tipos de restauradores 3H, 6H y V6H.

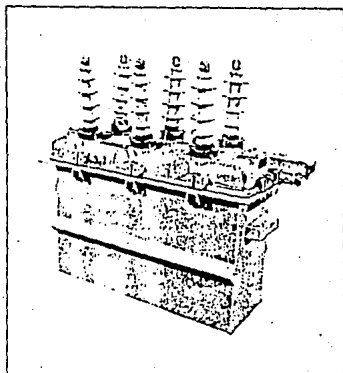
Los restauradores trifásicos restantes operan por medio de la forma de disparo trifásico, bloqueo trifásico. Para cualquier falla, todos los contactos abren simultáneamente para cada operación de disparo, las tres fases son mecánicamente estabonadas para disparo y cierre, y operan por un mecanismo común.

### 4.2.1 Tipo de control

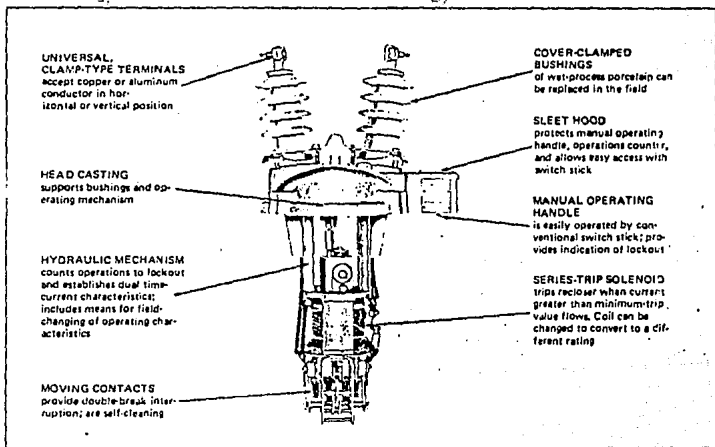
Los restauradores son controlados en su tiempo de disparo, conteo de operaciones y características de recierre, por medio de control hidráulico o electrónico. El primero es asociado con restauradores de bobina de disparo serie, el segundo es asociado con restauradores de bobina de disparo paralelo



a)



b)



c)

Fig : 17

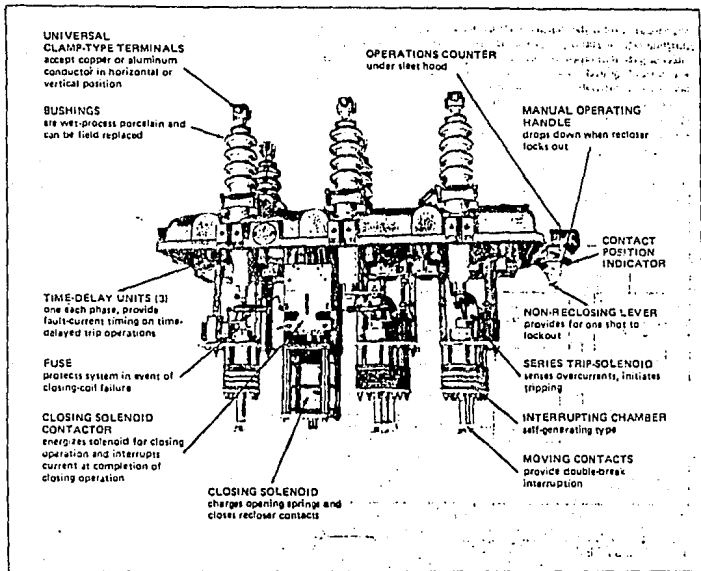


Fig : 16



### Restauradores controlados hidráulicamente .-

Los restauradores controlados hidráulicamente utilizan el aceite de aislamiento en conjunción con un mecanismo hidráulico contenido dentro del dispositivo, y constituido por varias bombas, orificios y válvulas para guardar sus características de disparo tiempo-corriente, conteo de operaciones e intervalo de tiempo de recierre.

Una variación de este diseño se da en algunos restauradores trifásicos mayores, donde un segundo sistema hidráulico separado, es usado solamente para las características de tiempo corriente. Un aceite silicoso especial, de viscosidad constante sobre temperaturas normales de operación, es usado en este segundo sistema hidráulico para proveer mejores características de temperatura.

El control hidráulico constituido como una parte integral de restauradores se usa en todos los restauradores monofásicos y en muchos de los restauradores trifásicos mostrados en la Tabla 3. Este tipo de control detecta las sobrecorrientes por medio de una bobina conectada en serie con la línea. Cuando una corriente mayor que la mínima de disparo del restaurador fluye a través de la bobina, un embolo es atraído hacia el interior de ésta para disparar los contactos de apertura. El control de tiempo y secuencia se realizan por medio del "bombeo" del aceite a través de las cámaras hidráulicas separadas.

En los restauradores controlados hidráulicamente, se emplea cualquiera de los métodos de cierre de contactos. En restauradores monofásicos con capacidad nominal de 250 ampers y menos, y en restauradores trifásicos con capacidad de 200 ampers y menos, los contactos son cerrados por resortes cargados por el movimiento del embolo de la bobina de disparo serie durante la operación de apertura por sobrecorriente. En restauradores monofásicos de 550 ampers y trifásicos de 400 y 560 ampers, la potencia de recierre es proporcionada por una bobina de cierre energizada del potencial de la línea del lado fuente del restaurador.

### Restauradores controlados electrónicamente .-

Los restauradores controlados electrónicamente fueron desarrollados por primera vez en 1960. El control electrónico es más flexible, más fácilmente ajustado y porbado y más exacto que el control hidráulico. Provisto

en un gabinete separado del restaurador, el control electrónico permite cambiar convenientemente las características de tiempo-corriente, niveles de corriente de disparo y secuencias de operación sin desenergizar el restaurador. Se dispone de un amplio rango de accesorios para modificar la operación básica, a fin de resolver diferentes problemas de aplicación.

La operación de un control electrónico para restaurador se ilustra en la sig. figura .

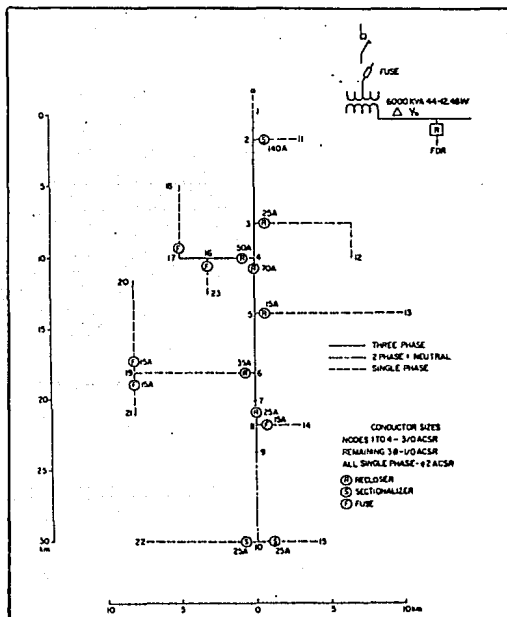


Fig : 19

La corriente de línea es detectada por tres transformadores instalados en los aisladores de las terminales del restaurador. Las corrientes secundarias de éstos transformadores son llevadas al control por un cable multiconductor que lleva también señales de disparo y cierre de regreso del restaurador. Cuando éstas corrientes secundarias, fluyendo a través de circuitos sensores en el control, exceden de un nivel proporcional a la corriente mínima de disparo programada, se activa el nivel de detección y el circuito de temporización. Después de un tiempo de retardo, determinado por las características de tiempo-corriente programadas, se energiza el circuito de disparo, el cual envía una señal de disparo al restaurador. Opera después un relevador serie causando el cierre y restauración del circuito para comenzar la temporización y avanzar el programa de control a su próxima secuencia preestablecida.

Después de que el tiempo de recierre programado termina, se envía una señal de cierre al restaurador y comienza otra vez la detección de corriente. Cuando termina el tiempo de restablecimiento, el relevador serie restablece el programa de control a su posición inicial.

El control bloqueará ( inmediatamente después de una señal de disparo ) si el número programado de operaciones de disparo ocurre antes de que el tiempo de restablecimiento termine. Una vez bloqueado, el control no restablece o envía una señal de cierre hasta que sea cerrado manualmente desde el tablero de control.

Los restauradores gobernados por control electrónico utilizan una bobina de cierre o un mecanismo de motor para potencia de cierre. La apertura de contactos se realiza por la liberación de los resortes de disparo gobernados desde el control. Los resortes de disparo son cargados al tiempo de cierre.

#### 4.2.2 Medios de interrupción .-

Los restauradores utilizan como medios de interrupción aceite o vacío. Cuando se usa aceite, éste es usado para interrumpir el arco y como base de aislamiento, así como para protección contra voltajes de impulso o de baja frecuencia. Algunos restauradores de control hidráulico utilizan también el mismo aceite para las funciones de temporización y conteo.

Cuando se utilize el vacío como medio de interrupción, tiene la ventaja de reducir el mantenimiento y minimizar la reacción externa durante la interrupción. Los interruptores en vacío pueden utilizar el aceite o el aire como medio básico de aislamiento de voltajes de impulso o de baja frecuencia.

ESTA TESIS NO DEBE  
SALIR DE LA BIBLIOTECA

#### 4.3 IMPLEMENTACION CON DISPOSITIVOS DE ESTADO SOLIDO .

Mejoras en la flexibilidad y la coordinación son posibles gracias al uso de accesorios disponibles en los restauradores controlados electrónicamente. Estos accesorios complican los estudios de coordinación, pero benefician el funcionamiento del sistema.

##### 4.3.1 Accesorio de coordinación de secuencias .-

El accesorio de coordinación de secuencias es usado para proveer de continuidad de servicio en líneas protegidas por restauradores en serie. Este previene operaciones de disparo rápidas innecesarias en el restaurador de respaldo en fallas que pueden ser liberadas por la unidad línea abajo.

Operaciones típicas del restaurador sin coordinación de secuencias son mostradas en la figura siguiente.

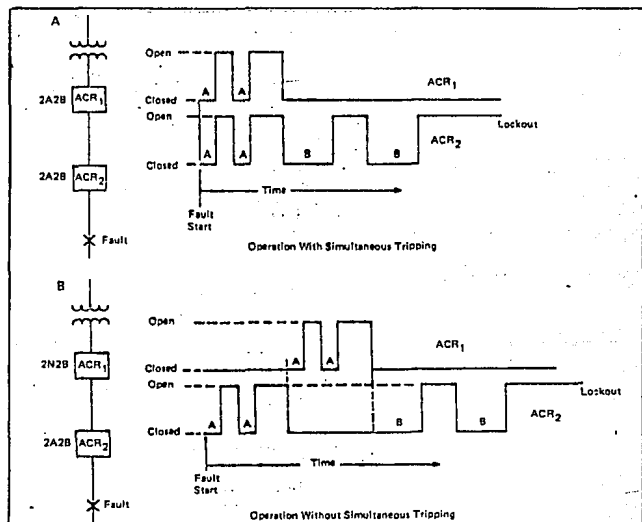


Fig. 20  
- 80 -

En la figura 20a dos restauradores con curvas rápidas similares están en serie. Una falla permanente bajo el restaurador línea abajo es detectada por ambos restauradores, los cuales disparan simultáneamente en sus curvas rápidas. Aún si los dos restauradores no dispararan simultáneamente, debido a que la curva rápida de ACR2 fuera más rápida que la de ACR1 ( figura 20b ) el restaurador ACR1 de respaldo disparara dos veces en sus curvas rápidas cuando la secuencia del restaurador ACR2 estuviera en su curva lenta. En cualquier caso, el servicio al área entre los restauradores hubiera tenido dos interrupciones innecesarias.

En la operación de secuencias coordinadas, ( figura 21 ), el restaurador de respaldo cuenta las operaciones rápidas del restaurador línea abajo pero no dispara. Su secuencia de programa es avanzada dos veces hacia sus operaciones de retardo, pero ninguna señal de disparo es registrada. Por ello, mientras la falla es detectada por el restaurador de respaldo, ninguna operación ocurre.

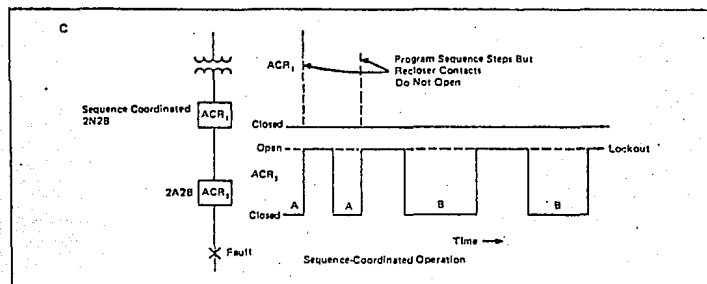


Fig. 21

Cuando el restaurador línea abajo alcanza sus operaciones de retardo de tiempo, disparara sólo, debido a la diferencia de las características tiempo-corriente. Consecuentemente, las interrupciones innecesarias del servicio al área entre los restauradores han sido prevenidas.

Las funciones de coordinación de secuencias se usan solo en operaciones rápidas. De esta forma el número de operaciones que sean coordinadas es determinada por el número de operaciones rápidas programadas para el restaurador del lado fuente. Las curvas rápidas tiempo-corriente usadas en el restaurador del lado fuente deben tener una curva de respuesta menor que la curva tiempo-corriente de liberación para la curva rápida del lado de la carga.

Cuando el disparo a tierra es empleado en restauradores que tienen el accesorio de coordinación de secuencias, los mismos requisitos deben encontrarse por las curvas tiempo-corriente de disparo a tierra como de disparo a fase.

#### 4.3.2 Accesorio de disparo instantáneo

A mayores niveles de corriente de falla, el accesorio de disparo instantáneo aumenta el rango de coordinación con dispositivos de lado fuente. Arriba de un nivel predeterminado de corriente de falla, este accesorio permite al control olvidar sus características tiempo-corriente programadas, e inmediatamente disparar el restaurador sin tiempo de retardo intencional.

El disparo instantáneo puede ser programado a operar cuando la corriente de falla excede un múltiplo seleccionado de la corriente mínima de disparo. Se disponen dos rangos de múltiplos: el primero incluye múltiplos de disparo mínimo de 1.4, 2, 2.8, 4 y 5.6; el segundo rango cubre 5.6, 8, 11.2, 16 y 22.4. Este accesorio puede ser ajustado para operar en cualquier número de operación de disparo en la secuencia. El múltiplo para disparos a tierra no debe ser el mismo que el de disparo a fase. Para corrientes de falla bajo éste múltiplo, el control cuenta y dispara de acuerdo a sus características programadas.

El múltiplo de disparo mínimo puede ser cambiado a cualquier otro valor dentro del rango o a diferentes operaciones de la secuencia.

Usando disparos instantáneos, la coordinación con un fusible del lado fuente se muestra en la figura 22.

El restaurador tiene un ajuste de disparo mínimo de 400 amperes y, con la curva de retardo tiempo-corriente mostrada, la coordinación con el fusible podría perderse con corrientes de 2000 amperes o mas.

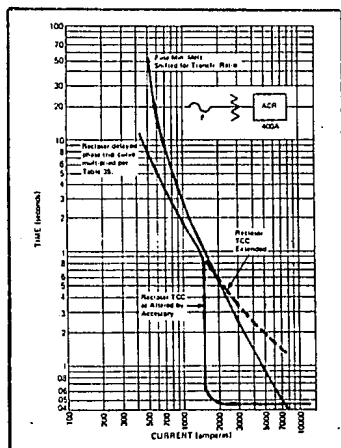


Fig. 22

Con un múltiplo de disparo instantáneo de 4, el restaurador dispararía instantáneamente a cualquier nivel de corriente de falla arriba de 1600 amperes. Así, la coordinación con el fusible se extendería a 7000 amperes aproximadamente.

El disparo instantáneo permite ajustar la coordinación a las necesidades del sistema. En el sistema de la figura 23, una falla en F1 realiza el disparo instantáneo debido a la corriente de falla de 16000 amperes.

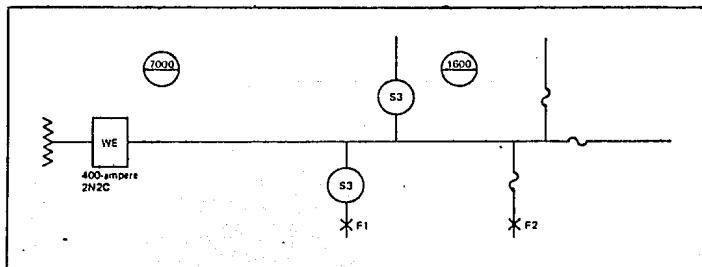


Fig. 23

La falla sería aislada por el seccionalizador (S3), el cual requiere solo momentáneamente una corriente de interrupción para activar su mecanismo de conteo.

Sin embargo, una falla en F2 no activaría el disparo instantáneo debido al menor nivel de la corriente de falla. El restaurador operará a su secuencia normal 2N2C, y la curva lenta C permitirá al fusible liberar la falla.

#### 4.3.3 Bloqueo instantáneo

Una dimensión agregada de la flexibilidad del control es provista por este accesorio, el cual permite que el control corte automáticamente su secuencia cuando encuentre corrientes de falla arriba de un nivel preseleccionado. Este accesorio se utiliza para minimizar el efecto de altas magnitudes, bloquear falla donde existan grandes probabilidades de que la falla sea permanente y que la coordinación con dispositivos línea abajo no sea necesaria.

Para producir los disparos de bloqueo en fallas arriba de un nivel preseleccionado, las posibilidades del daño al equipo o del conductor son considerablemente reducidas.

Este accesorio opera de la misma manera que el disparo instantáneo. Los múltiplos del disparo mínimo son seleccionados de los mismos rangos y valores nombrados anteriormente. Este accesorio puede ser ajustado para bloquear el control después de una operación de disparo, o después de la segunda o tercera operación de la secuencia para lugares donde una falla de altas magnitudes pueden ser temporales.

#### 4.3.4 Combinación de disparo instantáneo - bloqueo instantáneo.

Combinando las características de dos accesorios de tipo instantáneo, se obtiene una mayor flexibilidad en el control. Con disparo instantáneo y bloqueo instantáneo, el control puede operar en 3 zonas de protección.

Si al restaurador de la figura anterior le anexamos estos dos accesorios, las zonas de protección serán las mostradas en la siguiente figura.



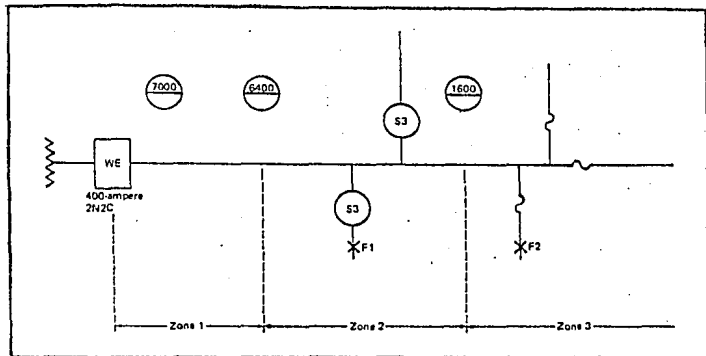


Fig. 24

La operación del control en fallas en la zona 3, serían programadas a una secuencia 2N2C, teniendo una coordinación resteurador-fusible para fallas en F2.

Con el accesorio de disparo instantáneo ajustado a un múltiplo de disparo mínimo de 4, las fallas en la zona 2 (la cual excedería el nivel de 1600 amperes) podría causar 4 operaciones instantáneas. Sin embargo, la coordinación con los seccionalizadores limitaría estas a 3, ya que la falla en F1 sería liberada por el seccionizador en la tercera operación. Así se evitarían operaciones innecesarias de tiempo de retardo en la zona 2.

Para fallas muy cercanas (zona 1), donde altas corrientes de falla podrían causar daños al conductor y al equipo de la subestación, el accesorio de bloqueo instantáneo puede, automáticamente, interrumpir la secuencia de control. Este accesorio sería ajustado a un múltiplo de disparo de 15, el cual activaría a 6-100 amperes. Arriba de este nivel de falla, el accesorio de bloqueo instantáneo (ajustado para bloquear a una operación) minimiza el número de altas corrientes de falla detectadas, y por lo tanto, reduce grandemente la posibilidad de daño de que las fallas transitorias ocurran en la zona 1, el accesorio de bloqueo instantáneo puede ser ajustado para permitir dos operaciones en esta zona.

#### 4.3.5 Accesorio de restablecimiento temporizado de recierre exitoso

Puede darse mayor protección a la línea entre el restaurador de respaldo y el restaurador del lado de la carga con el uso de un accesorio de restablecimiento. Este permite al restaurador de respaldo, restablecer completamente en poco tiempo (5 a 10 segundos) después de una operación de recierre exitosa. Normalmente el tiempo de restablecimiento empieza a la primera operación de disparo, y por ello, debe ser suficientemente largo para completar una secuencia de operaciones del restaurador. Con este accesorio, el tiempo de restablecimiento empieza cuando el restaurador cierra en un nivel de corriente menor que el de disparo mínimo.

En la figura 25 son mostrados los dos tipos de tiempos de restablecimiento.

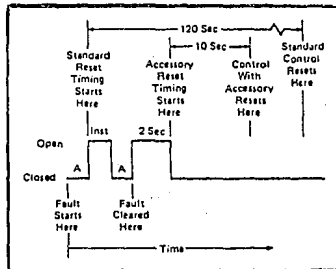


Fig. 25

En este ejemplo una falla temporal ha ocurrido y ha sido liberada después de las primeras 2 operaciones rápidas del restaurador. El tiempo de restablecimiento estándar empieza con la primera operación de disparo y continúa por el periodo programado de 120 segundos. El accesorio de tiempo de restablecimiento (detectando corriente de falla en el segundo recierre) empieza la temporización, y el control regresa a sus condiciones iniciales en 10 segundos.

Quando dos restauradores son coordinados en serie y el disparo simultáneo es permitido en las curvas rápidas (o cuando el restaurador de respaldo sobre su curva rápida antes que la unidad línea abajo opere sobre su curva lenta) el restaurador de respaldo será deshabilitado en su posición de secuencias. Esto lo hace susceptible a las operaciones de retardo en fallas de su propia zona que deberían haber sido liberadas por sus operaciones rápidas. El accesorio habilita el restablecimiento de la posición de secuencias. Las condiciones para que este accesorio empiece el período de tiempo de restablecimiento son que el restaurador este cerrado y que no existan corrientes arriba del nivel mínimo de disparo.

Quando abre, un restaurador del lado de la carga presenta al restaurador una sección no fallada de la línea, así, el accesorio de restablecimiento permite que empiece la temporización en el restaurador de respaldo.

Nota de aplicación: El tiempo de retardo de restablecimiento seleccionado para usarse con el accesorio debe ser menor que el menor intervalo de recierre de cualquier carga o dispositivo de protección del lado de la carga con el cual este restaurador será coordinado.

#### 4.4 CRITERIOS DE SELECCION PARA RESTAURADORES .

Los restauradores pueden ser usados en cualquier sistema donde la capacidad de estos sea adecuada para las necesidades de este sistema.

Las localizaciones lógicas de un restaurador son :

- En subestaciones; como dispositivo de protección de alimentación primaria.
- Sobre las líneas; a una distancia desde la subestación, para seccionalizar largos alimentadores y prevenir paros de energía de todo el alimentador por la ocurrencia de una falla permanente cercana al final de este.
- Sobre derivaciones importantes de alimentadores principales para proteger el alimentador principal de interrupciones y paros de energía debidos a fallas sobre las derivaciones.

##### 4.4.1 Principios de aplicación.

La aplicación de restauradores automáticos en un sistema de distribución de energía eléctrica, se asegura si los siguientes principios básicos de coordinación son considerados :

- El dispositivo del lado de la carga debe librar una falla permanente o temporal antes que el dispositivo del lado fuente interrumpa el circuito ( por ejemplo un fusible ) u opere un bloqueo ( como el caso de restauradores ).
- Salidas de energía causadas por fallas permanentes deben ser restringidas a la sección más pequeña del sistema.

Estos principios influyen en la selección de curvas de operación y secuencias de los dispositivos del lado de la carga y del lado fuente, y en la localización de estos dispositivos en el sistema de distribución. El establecimiento y el número de dispositivos de protección, para restringir salidas de energía a la sección más pequeña de la línea, son determinados por utilidad práctica.

#### 4.4.2 Criterios de aplicación .

Para la correcta aplicación y selección de restauradores automáticos, se deben considerar los siguientes factores :

- 1.- Voltaje del sistema.
- 2.- Corriente máxima de falla disponible en el punto de localización del restaurador.
- 3.- Corriente máxima de carga.
- 4.- Corriente mínima de falla dentro de la zona a ser protegida por el restaurador.
- 5.- Características de tiempo-corriente.
- 6.- Secuencia de operación.
- 7.- Intervalo de recierre.
- 8.- Intervalo de restablecimiento.
- 9.- Tiempo de restablecimiento.
- 10.- Coordinación con otros dispositivos de protección del lado fuente y del lado de carga del restaurador.
- 11.- Detección de fallas a tierra.

El restaurador debe tener una capacidad nominal de voltaje, igual o mayor que el voltaje del sistema.

La corriente de interrupción del restaurador deberá ser igual o mayor que la máxima corriente de falla disponible ( conocida o calculada ).

La corriente nominal máxima del restaurador se debe seleccionar para ser igual o mayor que la carga anticipada del circuito. En restauradores controlados hidráulicamente, la corriente nominal de la bobina serie seleccionada puede ser igual o menor que la corriente nominal máxima del restaurador. La bobina puede seleccionarse para igualar la presente corriente de carga, la futura corriente de carga o la capacidad del transformador de la subestación.

La corriente mínima de disparo, otra propiedad de la bobina serie, nominalmente es dos veces mayor que la capacidad de la bobina y debe ser al menos dos veces la corriente de carga máxima esperada. En restauradores controlados electrónicamente (los restauradores electrónicos utilizan bobina de disparo en paralelo), la corriente mínima de disparo se selecciona independientemente de la corriente nominal máxima del restaurador, aunque normalmente no exceda de dos veces ese valor. Generalmente, se usa un valor de corriente de disparo de al menos dos veces la corriente de carga máxima esperada.

La corriente mínima de falla que podría ocurrir al final de la sección de la línea debe verificarse para comprobar que el restaurador detectara e interrumpiera esta corriente.

#### Características de operación tiempo-corriente.-

Usualmente deben ser escogidas para coordinar con dispositivos de protección línea arriba y línea abajo. Para propósitos de uso en la sección de coordinación, debe ser observado que las curvas rápidas son generalmente trazadas a valores de prueba máximos y que las curvas de retardo son trazadas a valores de prueba promedio con una tolerancia de diez por ciento en tiempo de corriente, cualquiera que sea mayor. La figura 25 muestra las características típicas tiempo-corriente de liberación para restauradores de bobina serie. Las figuras 27 y 28 muestran las características tiempo-corriente de respuesta y liberación, respectivamente, para restauradores de bobina paralelo.

Las curvas de respuesta indican la cantidad de tiempo después del inicio de corriente de falla antes que el circuito de disparo del restaurador sea activado. Las curvas de liberación son realizadas a partir del tiempo de respuesta más el tiempo de interrupción. Las curvas de respuesta y las curvas de liberación para restauradores de bobina paralela son publicadas en

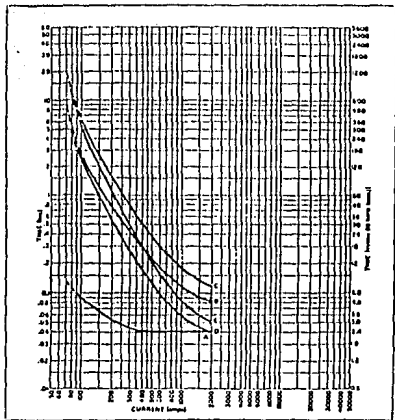


Fig : 26

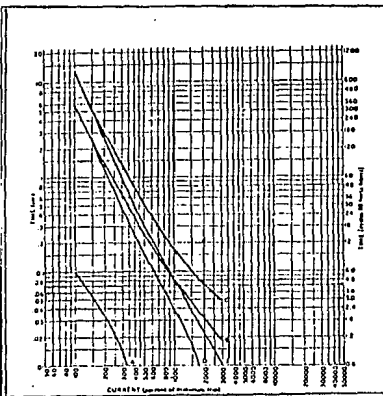
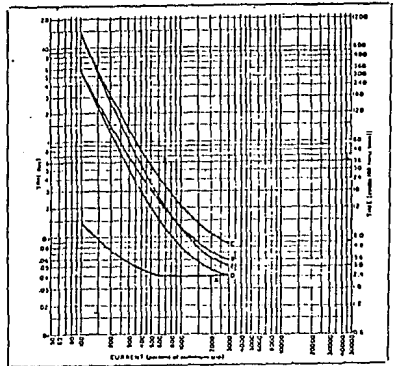


Fig : 27

Fig : 26

términos de tiempo contra corriente en porcentaje de disparo mínimo como estas características son generalmente independientes de la corriente mínima de disparo.

La coordinación con otros dispositivos de protección (tanto del lado fuente como del lado de la carga) llega a ser importante después de que los primeros cuatro factores de aplicación se han cumplido. La correcta selección del tiempo de retardo y secuencia es vital para asegurar que cualquier interrupción momentánea o prolongada limitará el paro de energía debido a fallas, restringiendo a las sección más pequeña posible del sistema. Generalmente, las características tiempo-corriente y secuencia de operación de un restaurador son seleccionadas para coordinar con los dispositivos del lado fuente. Después de determinar las características y secuencia para un restaurador específico, se selecciona el equipo de protección adicional línea abajo para coordinarlo con este.

La corriente nominal de interrupción debe seleccionarse con el fin de ser mayor que la máxima corriente de falla esperada en el punto de aplicación del restaurador. El ratio X/R, en la localización, debe ser igual o menor que aquel en el cual el restaurador es probado a la máxima corriente de interrupción durante las pruebas de operación.

La máxima corriente de disparo debe seleccionarse con el fin de ser menor que la mínima corriente de falla esperada al final de la zona de protección del restaurador. Naturalmente, el límite menor de la selección de la corriente mínima de disparo es el pico de corriente de carga esperado, incluyendo factores de crecimiento de carga. La mínima corriente de disparo para restauradores con bobinas tipo serie es automáticamente fijado al seleccionar la corriente nominal continua. Para restauradores de bobina tipo paralelo, la corriente mínima de disparo puede seleccionarse multiplicando el pico de la corriente de carga esperada por factores de 2.5 a 3.0. Es posible ajustar la corriente mínima de disparo de un restaurador con bobina de disparo paralelo exactamente a los restauradores de las salidas.



#### 4.4.3 Intervalo de Recierre .

El tiempo en que está abierto el circuito entre una operación de apertura por sobrecorriente del restaurador y la siguiente operación de recierre (bloqueo no considerado) se conoce como intervalo de recierre.

En muchos restauradores monofásicos y trifásicos pequeños controlados hidráulicamente (tipos 3H, 5H y V6H), el intervalo de recierre es fijo, sin ajuste, o selección disponible. Es una característica en particular de los modelos de restauradores tabulados en la siguiente tabla :

Tipo de Restaurador MacGraw-Edison	Intervalo de recierre (en segundo)
H y 3H	1
4H, V4H, 6H, V6H	1 - 1/2
L	1 - 1/2
D y DV	2
E y 4E	1 - 1/2

En los grandes restauradores trifásicos controlados hidráulicamente (tipos R y W) el intervalo de recierre estándar es de dos segundos. En los restauradores MacGraw-Edison de esta categoría se puede incluir un accesorio que proporciona un intervalo de recierre de 30 ciclos en la primera operación de recierre.

En los restauradores controlados electrónicamente se pueden ajustar los intervalos de recierre. Pueden ser programados para limitar el período de apertura de los contactos al tiempo más corto posible, llamado recierre instantáneo. Intervalos de tiempo largos, como 60 segundos, también pueden ser programados.

Este recierre instantáneo, siendo el tiempo más corto para cerrar los contactos, proporciona la mejor posibilidad de mantener cargas de motores, tales como suministro de energía a las industrias, sistemas de irrigación u otras cargas que "decaen" con un período prolongado de apertura. El recierre instantáneo es deseable para el primer recierre en la secuencia.

Existen desventajas, el recierre instantáneo puede no incluir tiempo suficiente para eliminar fallas transitorias tales como una rama de árbol en contacto con una línea, o líneas que se tocan por acción del viento. También los gases ionizados del arco al producirse una falla pueden no tener disipación. Por esto, el intervalo mínimo de recierre debe ser lo suficientemente largo para permitir la des-ionización de los gases del arco.

El intervalo de recierre de dos segundos es bastante común. Proporciona más tiempo para eliminar fallas transitorias y disipar los gases ionizados. Los periodos de tiempo mayores de dos segundos incrementan la posibilidad de disparos rápidos, permite más tiempo de enfriamiento para los fusibles del lado de la carga.

Un intervalo de recierre de 5 segundos se usa frecuentemente entre operaciones de disparo retardadas de un restaurador de la subestación para permitir más enfriamiento al fusible del lado de alta tensión, lo cual permite al restaurador temporización para cerrar al tiempo mínimo de fusión del fusible.

Los intervalos de recierre más prolongados (10, 15 seg., etc.) se usan generalmente si la protección de respaldo es un interruptor controlado por relevador. Esto permite al disco temporizador, sobre el relevador de sobrecorriente, más tiempo para restablecer completamente.

Ejemplos de intervalos de recierre :

La secuencia típica de un restaurador, donde la protección de respaldo es otro restaurador es : instantáneo, 2 seg. ; 2 seg. o 2 seg. ; 2 seg., 2 seg.

La secuencia típica de un restaurador (secuencia de disparo del restaurador ajustada para dos operaciones rápidas y dos lentas) con fusibles del lado de alta tensión es : inst., 2 seg. ; 5 seg. o 2 seg. ; 2 seg., 2 seg.

La secuencia típica de un restaurador (secuencia de disparo del restaurador ajustada para dos operaciones rápidas y dos lentas) donde la protección de respaldo es un interruptor, es: inst., 2 seg., 15 seg. o 2 seg., 2 seg., 15 seg.

Los intervalos de recierre mayores a dos segundos generalmente se usan sólo después de una operación de disparo retardada.

Los restauradores con controles electrónicos tienen ajustes independientes para cada intervalo de recierre. Esto ofrece la ventaja de flexibilidad para consideraciones tales como reajuste de tiempos de relevadores y períodos de enfriamiento de fusibles.

#### 4.4.4 Tiempo de restablecimiento .

Generalmente se seleccionan para restauradores con bobina tipo paralelo. Debe ser medido de la primera interrupción de falla o de un recierre exitoso. Si se mide a partir de la primera interrupción de falla, el tiempo de restablecimiento debe ser seleccionado a ser más grande que la suma de todos los intervalos de tiempo de recierre, más la suma del mayor tiempo de libramiento de todas las curvas características de operación con tolerancias aplicables para el conteo de operaciones. Cuando se mide a partir de un recierre exitoso, el restaurador es cerrado con una corriente abajo del disparo mínimo, el tiempo de restablecimiento debe ser más corto (del orden de 5 a 10 segundos). La única limitación en este caso es que el tiempo de restablecimiento debe ser mayor que el intervalo de recierre más grande que cualquier dispositivo de protección línea arriba o línea abajo, con los cuales el restaurador debe disparar simultáneamente.

En restauradores con control electrónico, el tiempo de restablecimiento es ajustable a muy cortos intervalos cuando inicia por un recierre exitoso.

El ajuste óptimo del tiempo de restablecimiento es aquél que es lo más rápido posible sin permitir restablecimiento durante los períodos de recierre para prevenir recierres y operaciones de disparo o "bombeos".

#### 4.4.5 Detección de fallas a tierra .

Las fallas a tierra son generalmente menos severas que las de fase a fase o trifásicas. Sin embargo, en términos de probabilidad de su ocurrencia, se ha estimado que aproximadamente cuatro de cinco salidas de energía ocasionadas por fallas, se deben a fallas a tierra, con fallas de fase a tierra ocurriendo seis o siete veces más frecuentemente que las fallas de doble fase a tierra. Es mucho más frecuente que ocurran fallas de fase a tierra en contraste a las fallas de fase.

Las fallas a tierra pueden detectarse en sistemas aterrizados o no. Con sistemas trifásicos no conectados a tierra, una falla de fase a tierra produce una corriente de falla de pequeña magnitud, posiblemente del orden de miliamperes. Instrumentos sencibles pueden detectar esta falla y hacer sonar una alarma; sin embargo, puede no ser necesario quitar inmediatamente de servicio al circuito. En sistemas trifásicos con baja impedancia a tierra, la falla de fase a tierra puede producir una substancial corriente de falla, con magnitudes desde el orden de la corriente de carga normal hasta muchos múltiplos de ella. Fallas de esta naturaleza son generalmente detectadas y combatidas en menos de un segundo, o en pocos segundos, para prevenir o minimizar daños al equipo.

Los sistemas industriales son generalmente trifásicos no conectados a tierra. Sin embargo, los sistemas en áreas de transmisión son conectadas a transformadores que están sólidamente aterrizados. Una buena conexión a tierra no sólo proporciona economía en el sistema de aislamiento, sino también produce suficiente corriente durante fallas a tierra para permitir el uso de medios simples de discriminación y de detección para estas fallas. Los sistemas subterráneos estan bien aterrizados por razones de seguridad y también pueden producir substanciales corrientes de falla a tierra.

El método más común y confiable usado para detectar fallas a tierra en sistemas bien aterrizados, es la detección de sobrecorrientes por transformadores de corriente conectados en cada fase.

Este método opera basándose en el principio de que el vector suma de la corriente de fase en un sistema trifásico debe ser muy cercano a cero. El dispositivo de protección operará cuando la corriente residual (secuencia cero) aumente por encima de un cierto nivel de entrada, como sería para fallas implicando tierra.

#### 4.4.6 Temporización doble .

Los restauradores automáticos tienen capacidad de doble registro de tiempo. Una secuencia de operación típica para "bloqueo" de un restaurador (para una falla permanente) se muestra en la figura 29.

Las primeras interrupciones de corriente de falla (una ó más) se ejecutan en forma rápida o instantánea en conformidad con la característica de temporización (tiempo de retardo no intencional).

Las interrupciones restantes para bloqueo incorporan un predeterminado tiempo de retardo intencional. Las primeras operaciones son tan rápidas como sea posible para eliminar fallas temporales antes de que ocurra cualquier daño de la línea. Si la falla es permanente, el tiempo de operación de retardo permite que un dispositivo cercano a la falla interrumpa la sobrecorriente, limitando así el paro de energía a la porción más pequeña del sistema.

#### 4.4.7 Instalación .

Antes de la instalación de un restaurador se debe revisar :

- \* Que no existan daños mecánicos externos
- \* El nivel de aceite del restaurador
- \* La secuencia de operación para determinar que el restaurador opera como se ha especificado.
- \* El contador de operaciones

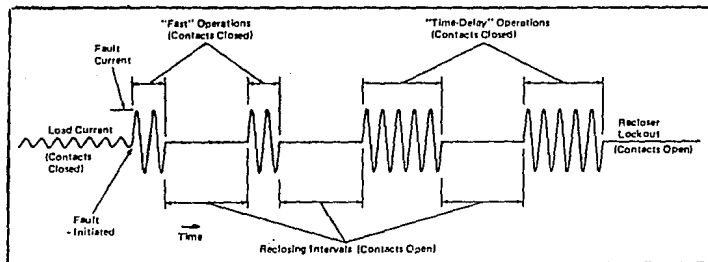


FIG : 29

## 4.5. NORMAS .

Para el desarrollo de este capítulo es necesario analizar las normas internacionales con las que deben cumplir los restauradores, aquí analizaremos las normas que establece ANSI ( American National Standar Institute ).

### 4.5.1 Condiciones de servicio.

De acuerdo a esta norma, un restaurador debe operar, dentro de sus rangos, con los siguientes límites :

- Condiciones usuales de servicio .

1. La temperatura de aire de enfriamiento (temperatura ambiente) no debe ser mayor a 40 °C o menor a -30 °C.

2. La altitud no debe exceder de 1000 metros (3300 pies).

3. Para restauradores sumergibles, la superficie del agua no debe exceder de 3 metros (10 pies) arriba de la base del gabinete durante una sumersión ocasional. Pueden encontrarse reacciones químicas o electroquímicas en un ambiente degradado.

- Condiciones de servicio no usuales .

1. Temperaturas ambientales no normales.- Los restauradores pueden ser utilizados a temperaturas ambientales diferentes a las especificadas, pero su operación puede ser afectada.

2. Altitudes sobre los 1000 metros.- Los restauradores pueden ser utilizados en lugares donde la altura es mayor de 1000 metros. Sin embargo, el nivel básico de aislamiento al impulso, el voltaje máximo y la corriente continúa deben ser multiplicadas individualmente por los factores de corrección dados en la siguiente tabla. La corriente de interrupción, las capacidades necesarias afines y el tiempo de interrupción no son afectados por la altitud.

### Corrección de altitud

Factor de corrección de la altitud para aplicarse a :			
Metros	Voltaje	Corriente	Temperatura ambiente
1000	1.00	1.00	1.00
1200	0.98	0.99	0.99
1500	0.95	0.99	0.98
3000	0.80	0.96	0.92
4900	0.63	0.93	0.85

Nota : Los factores de corrección en las columnas 3 y 4 no deben ser aplicados simultáneamente.

3. Otras condiciones que pueden afectar el diseño y la aplicación.- Estas deben ser especificadas por el fabricante del equipo. Por ejemplo :

- \* Vibraciones anormales, golpes o inclinaciones
- \* Transportación o condiciones de almacenamiento
- \* Servicios de operación no usuales, frecuencia de operación, mantenimiento inadecuado, necesidades de aislamiento especiales.
- \* Para restauradores aéreos y de gabinete seco : La explosión a humos dañinos, polvo excesivo o abrasivos, mezclas explosivas de polvo o gases, aire salino, humedad extrema.
- \* Para restauradores sumergibles : La exposición al agua de mar, agua con alto grado de acidez, agua con cantidades anormales de sal disuelta.

#### 4.5.2 Capacidades .

- Información de capacidades.

Deben especificarse las siguientes capacidades :

1. Voltaje máximo
2. Frecuencia
3. Corriente continúa
4. Corriente mínima de disparo (para restauradores de bobina de disparo serie únicamente).
5. Corriente simétrica de interrupción
6. Corriente simétrica de levantamiento
7. Voltaje de resistencia al impulso
8. Voltaje de control

1.- Voltaje máximo .

El voltaje máximo de los restauradores debe ser de acuerdo a los valores mostrados en las tablas 5,7 y 9.

2.- Frecuencia .

La frecuencia de los restauradores debe ser de 60 Hz.

3.- Corriente continúa

La corriente continúa de los restauradores debe ser de acuerdo a los valores mostrados en las tablas 5,7 y 9; excepto las corrientes limitadas por la bobina serie o de ajuste de disparo mínimo dadas en las tablas 6 , 8 y 10.

- Condiciones de la corriente continúa.

a) Los restauradores deben ser usados bajo las condiciones de servicio dadas en 4.5.1 .

b) Las capacidades de corriente deben estar basadas en los límites de la temperatura total de los materiales usados para tales partes. Debe darse una referencia de incremento de temperatura para permitir pruebas en ambientes reducidos.



c) Restauradores diseñados para instalaciones en gabinetes deben tener capacidades basadas en la ventilación de estos gabinetes y una temperatura ambiente fuera de éstos de 40 °C.

- Límites del incremento de la temperatura .

A corrientes nominales, el punto más caliente del incremento de las temperaturas arriba de la ambiental y de la temperatura total de cada una de las partes no debe exceder a las listadas en la tabla II .

- Clasificación de los materiales de aislamiento .- Para establecer los límites de la temperatura, los materiales de aislamiento deben ser clasificados como siguen :

a) Aislamiento clase 90 .- Los materiales o combinaciones de materiales como algodón, seda y papel sin impregnación. Para operar a 90 °C.

b) Aislamiento clase 105 .- Los materiales o combinaciones de materiales como algodón, seda y papel con impregnación o revestimiento adecuado, o sumergido en un líquido dieléctrico tal como el aceite. Para operar a 105 °C.

c) Aislamiento clase 130 .- Los materiales o combinaciones de materiales como mica, fibra de vidrio, asbestos, etc., con substancias de depósito adecuadas . Para operar a 130 °C.

d) Aislamiento clase 155 .- Los materiales o combinaciones de materiales como la mica, fibra de vidrio, asbestos, etc., con substancias de depósito adecuadas. Para operar a 155 °C.

e) Aislamiento clase 180 .- Los materiales o combinaciones de materiales como el silicón elastómero, mica, fibra de vidrio, asbestos, etc., con substancias de depósito adecuadas como resinas de silicón apropiadas.

f) Aislamiento clase 220 .- Materiales o combinaciones de materiales que por experiencia o pruebas aceptadas son capaces de operar a 220 °C.

g) Aislamiento sobre clase 220 .- Aislamiento que consiste totalmente de mica, porcelana, vidrio, cuarzo y materiales inorgánicos similares

Nota : Otros materiales o combinaciones de materiales pueden estar incluidos en cada clase si, por experiencia o pruebas aceptadas, son capaces de operar a la temperatura especificada

#### 4. Corriente mínima de disparo (para restauradores de disparo serie).

La corriente mínima de disparo debe ser dos veces la corriente continua con una tolerancia de 10%.

Nota: La corriente mínima de disparo para restauradores de disparo paralelo es variable y no tiene relación con la corriente continua nominal. La información sobre restauradores específicos debe ser obtenida del fabricante.

#### 5. Corriente simétrica de interrupción.

La corriente simétrica de interrupción de los restauradores debe ser de acuerdo a las tablas 5, 7 y 9, excepto la limitada por las bobinas serie o mínimos ajustes de disparo dados en las tablas 6, 8 y 10.

La corriente simétrica de interrupción debe basarse en la capacidad del restaurador para interrumpir la corriente asimétrica correspondiente, en circuitos con valores  $X/R$  ( $X/R$  es la razón de la reactancia inductiva con respecto a la resistencia del circuito a frecuencia nominal).  $X/R$  se usa para fallas trifásicas y  $(2R+X_0)/(2R+R_0)$  para fallas monofásicas) dados en las columnas 9, 11 y 13 de las tablas 5, 7 y 9 y con un voltaje a frecuencia nominal igual al voltaje máximo.

El valor rms de la corriente asimétrica de falla, y cualquier tiempo después de iniciar la falla, dependen del voltaje instantáneo existente en el momento en que la falla empieza y del decremento de la componente de la corriente directa que es determinada por el valor  $X/R$  del circuito. Los factores multiplicativos siguientes deben usarse para tener el máximo valor rms de la corriente asimétrica en medio ciclo correspondiente a la corriente simétrica de interrupción.

$X/R$	Factor de multiplicación
5	1.39
10	1.44
12	1.48
14	1.51
16	1.53

#### 6. Corriente simétrica de levantamiento .

La corriente simétrica de levantamiento debe ser del mismo valor que la corriente simétrica de interrupción, con asimetría máxima correspondiente a la razón  $X/R$ .

#### 7. Voltaje con resistencia al impulso .

El voltaje de resistencia al impulso debe obtenerse de la columna 4 de las tablas 5, 7 y 9 y deben ser positiva o negativa, dependiendo de la cual da el menor esfuerzo de aislamiento. La onda de voltaje deberá llegar a su valor de cresta en 1.2 microsegundos y caer a la mitad de la cresta en 50 microsegundos.

#### 8. Voltaje de control y rangos .

Cuando se realizan mediciones en las terminales de control de potencia de los mecanismos de operación con la corriente máxima de operación circulando, los voltajes nominales y sus rangos permisibles para la fuente de poder del control de los dispositivos de conmutación e interrupción, son mostrados en la tabla 12.

Rated Maximum Voltage, Rated Continuous Current, Rated Interrupting Current,  
Rated Impulse Withstand Voltage, and Performance Characteristics of Oil Reclosers

Line No	Nominal System Voltage (kV) rms	Rated Maximum Voltage (kV) rms	Rated Impulse Withstand Voltage* (kV) Crest	Low-Frequency Insulation Level 'A' (stand Test)* 1 kV rms		Current Ratings, Amperes		Standard Operating Duty*							Total Number of Unit Operations
				1 min Dry	10 s Wet	Continuous, 60 Hz	Symmetrical Interrupting** of Rated Maximum Voltage	Percent of Interrupting Rating							
								Minimum X/R	Number of Unit Operations	Minimum X/R	Number of Unit Operations	Minimum X/R	Number of Unit Operations		
Col 1	Col 2	Col 3	Col 4	Col 5	Col 6	Col 7	Col 8	Col 9	Col 10	Col 11	Col 12	Col 13	Col 14	Col 15	
Single-Phase Reclosers															
1	14.4	15.0	95	35	30	50	1250	2	40	4	40	8	20	100	
2	14.4	15.5	110	50	45	100	2000	2	32	5	24	10	12	66	
3	14.4	15.5	110	50	45	240	4000	3	32	6	20	12	12	64	
4	14.4	15.5	110	50	45	560	10000	4	26	8	20	15	10	58	
5	24.9	27.0	150	60	50	100	2500	2	32	5	24	12	12	65	
6	24.9	27.0	150	60	50	250	4000	3	32	6	20	13	12	64	
7	34.5	38.0	150	70	60	560	8000	4	26	11	20	15	10	56	
Three-Phase Reclosers															
8	14.4	15.0	95	35	30	50	1250	2	40	4	40	8	20	100	
9	14.4	15.5	110	50	45	100	2000	2	32	5	24	10	12	66	
10	14.4	15.5	110	50	45	280	4000	3	32	6	20	12	12	64	
11	14.4	15.5	110	50	45	560	10000	3	32	8	20	12	12	64	
12	14.4	15.5	110	50	45	560	8000	3	26	7	20	14	10	55	
13	14.4	15.5	110	50	45	560	16000	4	16	8	8	16	4	28	
14	14.4	15.5	110	50	45	560	16000	4	28	8	20	16	10	55	
15	14.4	15.5	110	50	45	1120	16000	4	26	8	20	16	10	58	
16	24.9	27.0	150	60	50	100	2500	2	32	5	24	12	12	65	
17	24.9	27.0	150	60	50	560	8000	4	28	8	20	15	10	58	
18	24.9	27.0	150	60	50	1120	8000	4	28	8	20	15	10	58	
19	24.9	27.0	150	60	50	560	2000	4	28	8	20	15	10	58	
20	34.5	38.0	150	70	60	400	6000	4	28	8	24	15	10	62	
21	34.5	38.0	150	70	60	560	16000	4	28	8	20	15	10	58	
22	34.5	38.0	150	70	60	1120	12000	4	28	8	20	15	10	58	
23	46.0	48.3	250	105	95	560	10000	4	28	8	20	15	10	58	
24	69.0	72.5	250	160	140	560	8000	4	28	8	20	15	10	58	

\*These are performance characteristics specified as test requirements in this standard.

\*\*See Table 3 for complete data on rated interrupting currents for reclosers with smaller series coil sizes or reduced minimum trip settings.

TABLE 5

**Continuous Current and Interrupting Current Ratings of Oil Reclosers**

Continuous Current Rating, (A)	Interrupting Current Rating in Amperes at Rated Maximum Voltage																				
	Single-Phase Series Coil Reclosers										Three-Phase Series Coil Reclosers										
	Recloser Line No										Recloser Line No										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12-17	18	20	Rated Maximum Voltage, kV						
15.0	15.5	15.5	15.5	27.0	27.0	27.0	15.0	15.5	15.5	15.5	15-27	27.0	24.0	27.0	27.0	27.0	27.0	27.0	27.0		
5	125	200	—	—	200	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
10	250	400	—	—	400	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
15	375	600	—	—	600	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
25	625	1000	1500	—	1000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
35	875	1400	2100	—	1400	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
50	1250	2100	3000	—	2000	3000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
70	—	2000	4000	—	2500	4000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
100	—	2000	4000	6000	2500	4000	6000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
140	—	—	4000	8400	—	4000	8000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
200	—	—	4000	10 000	—	4000	8000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
280	—	—	4000	10 000	—	4000	8000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
400	—	—	—	10 000	—	—	8000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
560	—	—	—	10 000	—	—	8000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
Three-Phase Non-Series Coil Reclosers																					
Minimum Trip Setting, (A)	Recloser Line No														Rated Maximum Voltage, kV						
	11	12	13	14	15	17	18	19	20	21	22	23	24	27.0	27.0	27.0	24.0	28.0	28.0	48.3	72.5
100	3000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	3000	—	—	3000	3000
140	4000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	4200	4200	—	4700	4200
200	4000	6000	6000	6000	—	4000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	—	—	—	6000	6000	6000	6000	6000
280	4000	6000	8400	8400	—	8000	8000	8400	6000	6000	8400	8400	8400	—	—	—	8400	8400	8400	8400	8000
400	4000	6000	12 000	12 000	12 000	8000	8000	6000	12 000	6000	12 000	12 000	12 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	8000	
560	4000	8000	16 000	16 000	16 000	8000	8000	8000	12 000	6000	16 000	12 000	12 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	8000	
800	4000	8000	16 000	16 000	16 000	8000	8000	8000	12 000	6000	16 000	12 000	12 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	8000	
1120	—	8000	16 000	16 000	16 000	8000	8000	8000	12 000	—	16 000	12 000	12 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	8000	
1600	—	—	—	—	16 000	—	6000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
2240	—	—	—	—	16 000	—	8000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	

NOTE: For interrupting current ratings at other than rated voltage, consult the manufacturer. The interrupting current ratings of reclosers are not generally on a constant kVA base.

TABLE 6

TABLE 7

Rated Maximum Voltage, Rated Continuous Current, Rated Interrupting Current, Rated Impulse Withstand Voltage, and Performance Characteristics of Reclosers with Vacuum Interrupters

Line No	Nominal System Voltage, kV rms	Rated Maximum Voltage, kV rms	Rated Impulse Withstand Voltage,* kV Crest	Low-Frequency Insulation Level Withstand Test <sup>b</sup> kV rms			Current Ratings (A)			Standard Operating Duty <sup>c</sup> Percent of Interrupting Rating						Total Number of Unit Operations
				1 min Dry	10 s Wet	Continuous, 60 Hz	Symmetrical Interrupting** at Rated Maximum Voltage	Percent of Interrupting Rating			Number of Unit Operations	Minimum X/R	Number of Unit Operations	Minimum X/R	Number of Unit Operations	
								25-20	45-55	90-100						
Col 1	Col 2	Col 3	Col 4	Col 5	Col 6	Col 7	Col 8	Col 9	Col 10	Col 11	Col 12	Col 13	Col 14	Col 15		
Single-Phase Reclosers																
1	14.4	15.5	110	80	45	200	2000	2	52	8	68	10	18	138		
Three-Phase Reclosers																
2	14.4	15.5	110	80	45	200	3000	3	52	8	68	10	18	138		
3	14.4	15.5	110	80	45	400	6000	4	44	8	66	15	16	116		
4	14.4	15.5	110	80	45	800	12 000	4	44	8	66	15	16	116		
5	14.4	15.5	110	80	45	800	12 000	4	44	8	66	15	16	116		
6	14.4	15.5	110	80	45	560	16 000	4	44	8	66	15	16	116		
7	14.4	15.5	110	80	45	800	16 000	4	44	8	66	15	16	116		
8†	14.4	15.5	110	80	45	1120	12 000	4	44	8	66	15	16	116		
9	24.9	27.0	125	60	80	860	1 <sup>o</sup> 000	3	44	7	86	14	16	114		
10†	34.5	36.0	150	70	60	860	12 000	4	44	7	86	15	16	116		

\*These are performance characteristics specified as test requirements in this standard.

\*\*See Table 5 for complete data on rated interrupting currents for reclosers using standard series coil sizes or reduced minimum trip settings.

†These lines have been approved as Suggested Standard for Future Design.

NOTE: The standard operating duty represents half life as measured by contact erosion. Refer to the manufacturer's method for determining permissible contact erosion.

TABLE 8

Continuous Current and Interrupting Current Ratings of Reclosers with Vacuum Interrupter

Continuous Current Rating, Amperes	Interrupting Current Rating in Amperes at Rated Maximum Voltage									
	Single-Phase Series Coil Recloser					Three-Phase Series Coil Recloser				
	Recloser Line No					Recloser Line No				
	Rated Maximum Voltage, kV					Rated Maximum Voltage, kV				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	15.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	27.0	27.0
5	200	—	—	—	—	—	—	—	—	—
10	400	—	—	—	—	—	—	—	—	—
15	600	—	—	—	—	—	—	—	—	—
25	1000	—	—	—	—	—	—	—	—	—
35	1400	—	—	—	—	—	—	—	—	—
50	2000	—	—	—	—	—	—	3000	3000	—
70	2000	—	—	—	—	—	—	4200	4200	—
100	2000	—	—	—	—	—	—	6000	6000	—
140	2000	—	—	—	—	—	—	8400	8400	—
200	2000	—	—	—	—	—	—	12 000	10 000	—
280	—	—	—	—	—	—	—	12 000	10 000	—
400	—	—	—	—	—	—	—	12 000	10 000	—
560	—	—	—	—	—	—	—	12 000	10 000	—
Three-Phase Nonseries Coil Reclosers										
Minimum Trip Setting, Amperes	Recloser Line No									
	3	4	5	6	7	8	9	10	—	—
	15.5	18.5	18.5	15.5	18.5	18.5	18.5	27.0	27.0	27.0
100	3000	3000	3000	3000	—	—	—	3000	3000	3000
140	4200	4200	4200	4200	—	—	—	4200	4200	4200
200	6000	6000	6000	6000	—	—	—	6000	6000	6000
280	8000	8400	8400	8400	—	—	—	8400	8400	8400
400	6000	12 000	12 000	12 000	12 000	12 000	12 000	10 000	10 000	10 000
500	6000	12 000	12 000	16 000	16 000	16 000	16 000	10 000	10 000	10 000
600	6000	12 000	12 000	16 000	16 000	16 000	16 000	10 000	10 000	10 000
1120	—	12 000	12 000	16 000	16 000	16 000	16 000	10 000	10 000	10 000
1600	—	—	12 000	—	—	16 000	16 000	—	—	—
2240	—	—	—	—	—	16 000	—	—	—	—

NOTE: For interrupting current ratings at other than rated voltage, consult the manufacturer. The interrupting current ratings of reclosers are not generally on a constant kVA basis.

TABLE 9

Rated Maximum Voltage, Rated Continuous Current, Rated Interrupting Current, Rated Impulse Withstand Voltage and Performance Characteristics of Pad Mounted, Dry Vault and Submersible Reclosers, and Non-Reclosing Fault Interrupters, All with Vacuum Interrupters

Line No	Nominal System Voltage kV rms	Rated Maximum Voltage kV rms	Rated Impulse Withstand Voltage kV Crest	Low-Frequency Insulation Level Withstand Test** kV rms			Current Ratings (A)		Standard Operating Duty*								Total Number of Usk Operations	Withstand Test Voltage kV - 60 Hz - 15 min
				1 min Dry	10 s Wet	Maximum Co-tinuous, 60 Hz	Symmetrical Interrupting at Rated Maximum V	Percent of Interrupting Rating			Number of Usk Operations X/R	Minimum X/R	Number of Usk Operations X/R	Minimum X/R				
								15-20	45-55	90-100								
Col 1	Col 2	Col 3	Col 4	Col 5	Col 6	Col 7	Col 8	Col 9	Col 10	Col 11	Col 12	Col 13	Col 14	Col 15	Col 16			
<b>Three-Phase Reclosers</b>																		
SSFD 1	14.4	15.5	95	35		200	8000	1	44	2	58	4	16	118	53			
SSFD 2	14.4	15.5	95	35		360	6000	1	48	7	68	14	16	124	53			
SSFD 3	14.4	15.5	95	35		560	12 000	4	44	8	56	16	16	116	53			
SSFD 4	14.4	15.5	95	25		360	12 000	1	64	2	52	4	16	112	23			
SSFD 5	24.0	27.0	125	40		200	16 000	1	64	2	52	4	16	112	78			
6	24.0	27.0	125	40		360	16 000	1	56	7	50	14	10	58	78			

\*These are performance characteristics specified as test requirements in this standard.  
 \*\*See Table 7 for complete data on rated interrupting currents for reclosers using smaller series coil sizes or reduced minimum trip settings.  
 NOTE: This standard operating duty represents half life as measured by contact erosion. Refer to manufacturer's methods for determining permissible contact erosion.

TABLE 10

Continuous Current and Interrupting Current Ratings of Pad Mounted, Dry Vault and Submersible Reclosers, and Non-Reclosing Fault Interrupters, All with Vacuum Interrupters

Continuous Current Rating, (A)	Interrupting Current Rating in Amperes at Rated Maximum Voltage					
	Three-Phase Series Coil Reclosers					
	Recloser Line No					
	1	2	3	4	5	6
	Rated Maximum Voltage, (kV)					
50	15.5					
100	3000	4200	6000	8400	12 000	16 000
140	4200	6000	8400	12 000	16 000	20 000
200	6000	8400	12 000	16 000	20 000	24 000
250	8400	12 000	16 000	20 000	24 000	28 000
400	12 000	16 000	20 000	24 000	28 000	32 000
600	16 000	20 000	24 000	28 000	32 000	36 000
Minimum Trip Setting, (A)	Three-Phase Non-Series Coil Reclosers					
	Recloser Line No					
	1	2	3	4	5	6
	Rated Maximum Voltage, (kV)					
	15.5					
100	6000	8000	12 000	16 000	20 000	24 000
140	8000	10 000	14 000	18 000	22 000	26 000
200	10 000	14 000	18 000	22 000	26 000	30 000
250	14 000	18 000	22 000	26 000	30 000	34 000
400	20 000	26 000	32 000	38 000	44 000	50 000
600	30 000	38 000	46 000	54 000	62 000	70 000
800	40 000	50 000	60 000	70 000	80 000	90 000
1120	60 000	75 000	90 000	105 000	120 000	135 000

TABLE 11

Limits of Observable Temperature Rise		
Contacts, Conducting Joints, or Bushing Terminals whose Class and Bright	Limit of Observable Highest Spot Temperature (°C)	Total Temperature (°C)
<b>Coils and Their Terminals</b>		
Class 90 Insulation	80	90
Class 105 Insulation	85	105
Class 130 Insulation	90	130
Class 155 Insulation	115	155
Class 180 Insulation	140	180
Class 220 Insulation	180	220
Series coils with over 220 class insulation, or base	No Limit	No Limit
<b>Relay Contacts Conducting Joints and Other Parts*</b>		
Silver to silver in air	65	105
Silver to silver in air - vacuum		
Interrupter studs/clamps	85	125
Silver to silver in oil	50	90
Copper to copper in air	50	90
Copper to copper in oil	30	70
Copper to aluminum in air	50	90
Copper to aluminum in oil	30	70
Oil 2.5 cm (1 in) Below Surface (Top Oil)	45	85
<b>Terminal Connections**</b>		
Silver to silver	65	105
Copper to copper	50	90
Copper to aluminum	50	90

\*Contacts or other parts in other than oil or air may be operated at other temperatures provided it can be shown by experience or tests that accelerated deterioration will not occur.

\*\*If connections are made to cables, recognition must be given to possible thermal limitations of cable and appropriate measures taken.

TABLE 12

Rated Control Voltage and Ranges		
Direct Current (1)		
Control Voltage Ranges (4), (5)		
Nominal Voltage	Closing and Auxiliary Functions	Tripping Functions
24 (2)	—	14 - 26 (6)
48 (2)	28 - 48	28 - 56 (8)
125	100 - 140	70 - 140
250	200 - 280	140 - 280
Alternating Current		
Control Voltage Ranges (3), (4), (6)		
Nominal Voltage (60 Hz)	Closing, Tripping and Auxiliary Functions	
Single Phase		
120	104 - 127 (3)	
240	208 - 254 (3)	
480	416 - 508 (3)	
Polypphase		
208Y/120	180Y/104	220Y/127
240	208	254
480	416	508
480Y/277	416Y/240	508Y/292

NOTES: (1) It is recommended that the coils of closing, auxiliary and tripping devices which are directly connected continually to one dc potential should be connected to the negative control bus so as to minimize electrolytic deterioration.

(2) 24 V or 48 V tripping, closing, and auxiliary functions are recommended only when the device is located near the battery or where special effort is made to insure the adequacy of conductors between battery and control terminals. 24 V as the primary closing source is not recommended. It is suitable for operation of the auxiliary functions such as relays and contactors.

(3) Includes heater circuits.

(4) Relays, motors, and other auxiliary equipment which function as a part of the control for a device shall be subject to the voltage limits imposed by this standard, whether mounted at the device or at a remote location.

(5) Retention in some applications may be opposed to control voltage exceeding those specified here due to abnormal conditions such as abrupt changes in line loading. Such applications require specific study, and the manufacturer should be consulted. Also, applications of relays containing solid state control exposed continuously to control voltages approaching the upper limits of ranges specified herein require specific attention and the manufacturer should be consulted before application is made.

(6) Relays having self-contained dc control sources shall operate over the range of 85% to 115% of nominal voltage, and Table 1 shall not apply.



## CAPITULO V

### COORDINACION DE PROTECCIONES

#### 5.1 COORDINACION DE PROTECCIONES .

Se puede definir como la secuencia de operación de que deberán seguir los equipos instalados cuando hablamos de proteger un sistema, cuando en determinado momento ocurriese determinada anomalía para la cual están diseñados los dispositivos, permitiendo de esta manera que dicha secuencia de disparos sea colectiva.

##### 5.5.1 Objetivo .

El objetivo principal para un correcto estudio de una coordinación de protecciones es: determinar rangos, características y ajustes de todos los dispositivos de protección que estarán en conjunción cuando ocurra una falla y poner fuera de servicio la parte afectada. Se debe tener en cuenta que deberá actuar siempre la protección primaria y sólo en caso de emergencia la parte de respaldo, siendo siempre indeseable que una falla repercuta más allá del primer interruptor después del punto fallado.

#### 5.2 PROCEDIMIENTO PARA UN ESTUDIO DE PROTECCION.

Se deberán tomar en cuenta para un estudio de protección, además de la información necesaria, los siguiente puntos que se listan a continuación :

- 1.- La elaboración de un diagrama unifilar que describa el sistema , que contenga los rangos y todos los datos útiles de los dispositivos de protección y equipos que se encuentren involucrados.

2.- Deberán calcularse las corrientes de corto circuito disponibles para distintos tiempos y en diferentes puntos del sistema, para falla trifásica y de línea a tierra. Todo esto deberá ser con la finalidad de tener en cuenta la magnitud de corriente a que estarán expuestos los elementos afectados.

3.- De acuerdo al punto anterior (a los cálculos de falla) y basándose en los requisitos presentados por las normas internacionales, hacer el cálculo de los ajustes a efectuar en los dispositivos, siempre tomando en cuenta la selectividad de su operación.

4.- La realización de las correspondientes curvas tiempo-corriente, en las cuales podremos ver en forma gráfica la protección que brindaran los dispositivos para las fallas, obteniendo de esto los resultados y conclusiones del estudio.

### 5.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .

Una compañía suministradora de corriente debe tener como objetivos principales el proveer el servicio de energía eléctrica con continuidad, calidad y economía, generalmente en este orden. Gracias a la correcta selección de la coordinación de protecciones se obtiene gran parte de la continuidad del servicio, ya que lo que se busca es disminuir las interrupciones provocadas por fallas en el circuito y hacerla lo más pequeñas y por el menor tiempo que sea posible.

Con la ayuda de la coordinación de protecciones se deberán lograr los objetivos de selección, que son :

1.- Obtener el mínimo práctico de paros de energía por consumidor al año.

2.- Obtener el costo mínimo práctico de restauración de servicio después de un paro de energía ocasionado por fallas en el alimentador primario.

3.- Minimizar el daño de los alimentadores primarios y aparatos durante fallas.

4.- Minimizar la probabilidad de voltajes peligrosos a tierra u objetos aterrizados interconectados con el neutro del sistema.

Es importante tener siempre en cuenta que para el correcto diseño de cualquier sistema de distribución es necesario la coordinación de todos los dispositivos de protección contra corto circuito. En un caso de corto circuito la energía fluyente deberá interrumpirse tan pronto como sea posible, con el fin de que solo se afecte la menor parte del sistema. Es también de suma importancia que todos los dispositivos de protección sean aplicados dentro de sus rangos de corto circuito.

Trazando las curvas características de los dispositivos de protección en una gráfica común, la relación de un dispositivo a otro es inmediatamente evidente. Cualquier problema potencial tal como traspasamiento de curvas o intervalos de tiempo innecesariamente prolongados entre los dispositivos es visible.

En diferentes condiciones de fallas se puede predecir la operación de los dispositivos de protección indicando sobre una escala los valores máximos de corriente de corto circuito que pueden ocurrir en varios puntos del sistema.

Va que existe un variedad inmensa de formas exhibidas para las curvas características de tiempo-corriente y configuraciones posibles de los circuitos, el método aceptado de graficación de curvas para la coordinación es sobreponiendo un hoja transparente de coordinación (hoja logarítmica) sobre las curvas publicadas por el fabricante, la sobreposición para el trazado de las curvas se realiza sobre un tablero iluminado para que sea más fácil el poderlos trazar. Cuando las escalas de tiempo han sido cuidadosamente sobrepuestas y las escalas de corriente ajustadas, la curva se traza sobre la hoja de coordinación usando un curvigráfico. El proceso se repite para el resto de las curvas.

La base para el comienzo en una coordinación de protecciones es el diagrama unifilar del sistema, y en éste se debe indicar claramente la ubicación de los transformadores, interruptores, restauradores, seccionalizadores y fusibles, además de las capacidades nominales de cada uno de estos. Usualmente se indican de la misma forma la longitud, calibres y localización de los conductores con condiciones especiales del terreno. Los KVA conectados y cualquier condición especial se indican a lo largo del circuito con la corriente máxima de falla disponible calculada en la localización de cada dispositivo de protección. Posteriormente se determinan los ajustes para cada dispositivo de protección contra sobrecorriente, los cuales son después agregados al diagrama unifilar.

De acuerdo a todas estas condiciones expuestas, podemos afirmar que los estudios de coordinación de protecciones, están constituidos principalmente por :

- 1.- Selección del equipo de protección
- 2.- Comparación gráfica de sus curvas características de tiempo-corriente.

El primer punto consta de la óptima selección de los dispositivos de protección (interruptores, fusible, seccionalizadores y restauradores) de acuerdo a las características del circuito donde van a ser instalados, tales como voltaje nominal de operación, magnitud de la corriente de corto circuito, importancia del circuito, etc. En los capítulos anteriores de este trabajo se han propuesto las medidas básicas de la selección para los dispositivos de protección.

Los estudios de coordinación de protecciones eran realizados manualmente, y resultaba ser un trabajo tedioso, tardado y en ocasiones inexacto. En la actualidad con la ayuda de la computadora digital, se cuentan con programas que proveen de métodos eficientes y económicos para la realización de coordinación de protecciones contra sobrecorriente. La computadora tiene la capacidad de construir y comparar rápidamente las características de tiempo-corriente definidas matemáticamente, considerar condiciones de carga y requerimientos de protección, además de seleccionar los tipos de dispositivos, rangos de corriente y ajustarlos apropiadamente.

#### 5.4 CRITERIOS DE SELECCION PARA LA COORDINACION DE PROTECCIONES

En un estudio de coordinación de protecciones es de vital importancia fijar determinados criterios para seleccionar el equipo adecuado, así como sus ajustes de acuerdo a los cálculos realizados de corto circuito, capacidad interruptiva de los dispositivos de protección, demanda máxima del circuito y forma de operación en condiciones de falla. En los siguientes puntos se den las propuestas para los criterios básicos :

- \* Todos los dispositivos aplicados deberán satisfacer los requerimientos de capacidad de carga, capacidad de interrupción, voltaje nominal y cualquier otro parámetro similar.
- \* Los restauradores, en general, se seleccionarán y localizarán para maximizar las zonas de protección para lograr dos ventajas :
  - a) Establecer el arreglo (disposición) más económico de restauradores, los cuales proporcionarán protección de recierre a todo el alimentador, y
  - b) Maximizar la sensibilidad de los restauradores para la ocurrencia de corrientes de falla. Las capacidades de los restauradores serán asignadas para satisfacer el requerimiento de que los restauradores, no deberán sobrecargarse cuando la corriente de carga alcance su valor máximo.
- \* La selección obvia de un seccionizador es cuando la coordinación de un fusible con un restaurador es difícil de lograr. Esto ocurre generalmente en situaciones donde la corriente de falla es muy alta o bien muy baja.
- \* Como regla general, debido a que la operación de un fusible representa una falla permanente, deberán seleccionarse de tal forma que coordinen con los dispositivos de recierre (restauradores) para prevenir suspensiones de servicio por fallas transitorias.

La velocidad de operación es una característica importante en la selección de los fusibles de protección; los fusibles lentos o rápidos con idéntica capacidad tendrán diferencias en las características tiempo-corriente. En otras palabras un fusible rápido librará más rápidamente que un fusible lento aunque ambos tengan la misma capacidad.

Se debe tomar muy en cuenta que las protecciones que no incluyen recierre no serán las adecuadas cuando se trate de una falla transitoria ya que estos dispositivos de protección considerarán esta falla como permanente. En los circuitos aéreos son muy comunes las fallas transitorias por lo que es conveniente dotar estos circuitos con dispositivos de recierre. Sin embargo para los circuitos subterráneos las fallas transitorias no son muy comunes por lo que los dispositivos de recierre no son deseados.

Cuando son utilizados sistemas de distribución con neutros conectados a tierra, es importante considerar si interrumpir o no solamente la fase en la cual ocurre la falla, en lugar de interrumpir las tres fases (en un circuito trifásico). Donde predominan las cargas monofásicas, la interrupción de una sola fase mejora la operación del sistema. Por otro lado, si predominan las cargas trifásicas, se requerirá la operación trifásica. La alternativa deseada deberá ser definida como un criterio o práctica.

Un criterio de gran importancia en la coordinación de protecciones y selección del equipo es sin lugar a dudas, el factor económico.

Los factores que se sugiere tomar en cuenta para la óptima selección del equipo protector de sobrecorriente se puede resumir en :

- 1.- Distancia y calibres de conductores a lo largo del circuito que se desea proteger .
- 2.- Voltajes del sistema .
- 3.- Corrientes normales de carga en las ubicaciones del equipo de protección.
- 4.- Niveles de falla máximos y mínimos en los puntos que se desea proteger.
- 5.- Valores mínimos de corte .

- 6.- Características operativas (curvas de tiempo-corriente) y secuencia seleccionada en los dispositivos de protección.
- 7.- 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.
- 8.- Normalmente, a medida de que la distancia desde la subestación aumenta, se utilizan equipos menos caros y menos sofisticados.

## 5.5 CRITERIOS DE COORDINACION.

Para un correcto estudio sobre la coordinación de protecciones, es de vital importancia considerar los criterios de coordinación para cada uno de los pares de dispositivos de protección conectados en serie, en el sistema de distribución.

En esta sección consideraremos los criterios correspondientes de coordinación para cada uno de los pares de dispositivos de protección con los que cuenta un sistema en general.

### 5.5.1 Coordinación interruptor - restaurador.

Comunmente tendremos dentro de la subestación la coordinación entre interruptor y restaurador, tomando como dispositivo de respaldo al interruptor.

Como primer paso se debe determinar la bobina del restaurador, que deberá ser seleccionada conforme a la corriente de carga máxima media en donde tenemos localizado el restaurador, y deberá ser multiplicada por un factor de carga futura.

Ya que se establezca la curva del relevador del interruptor así como la capacidad de la bobina del restaurador, deberá ser seleccionada una secuencia de operación para el restaurador como primera aproximación, que es de dos rápidas y dos lentas (2A2B). Posteriormente, se determina la curva acumulativa del restaurador, la cual podemos obtenerla sumando los tiempos de las curvas (rápidas y lentas) por su número de operaciones; así, por ejemplo, para la secuencia 2A2B tendríamos los siguiente:

$2 \times$  tiempo obtenido de la curva rápida +  $2 \times$  tiempo obtenido de la curva lenta

Si la curva acumulativa cae por debajo de la curva del relevador y si además se cumple que la separación mínima entre esas dos curvas es de 0.3 segundos o 18 ciclos, la coordinación de ese par es asegurado. La figura 30 nos muestra lo establecido.

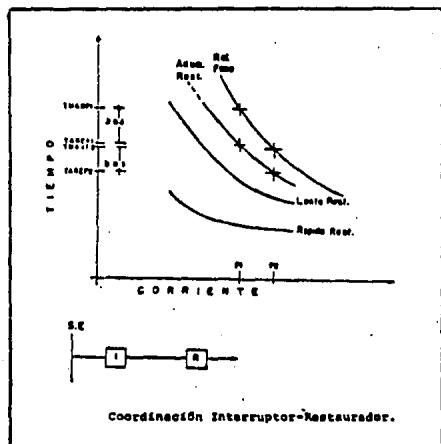


Fig. 30



## 5.5.2 Coordinación interruptor - fusible.

Una vez que la curva del interruptor ha sido establecida, podemos seleccionar el fusible, que será tipo K (fusible rápido), cuya Curva Total de Liberación TCT (Total Clearing Time) deberá quedar abajo de una curva de referencia del interruptor. Esta curva de referencia la podemos obtener restando 0.3 segundos (18 ciclos) a la curva del interruptor. La evaluación de las curvas se hace a los niveles de falla mínima y máxima disponibles en el punto de localización del fusible. Si por alguna razón el margen de protección no puede ser cumplido en alguno de estos puntos, se deberá seleccionar un fusible de menor capacidad pero del mismo tipo. Si después de revisar ninguno de los fusibles tipo K cumple con estos requerimientos se procederá a probar con fusibles tipo T (fusibles lentos). La figura 31 nos muestra este criterio.

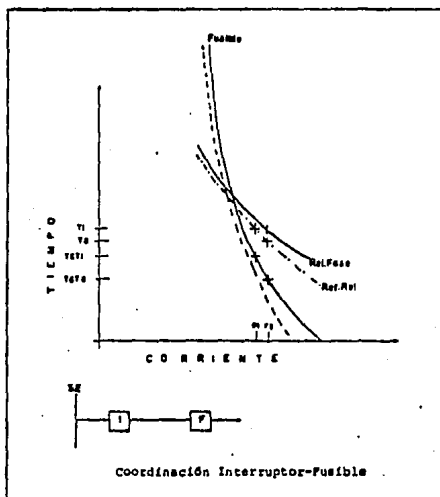


Fig. 31

### 5.5.3 Coordinación restaurador - restaurador

Se deberá tener siempre en consideración para una buena coordinación entre restauradores los siguientes puntos :

- a) Dos restauradores en serie con curvas tiempo corriente con menos de 2 ciclos de separación, siempre operarán simultáneamente.
- b) Si la separación es entre 2 y 12 ciclos, pueden operar simultáneamente.
- c) Si la separación es mayor de 12 ciclos, los restauradores operarán independientemente.

Existen tres métodos básicos para efectuar la correcta coordinación :

- 1.- Usando diferentes capacidades de bobinas y las mismas secuencias de operación .

Este método deberá ser aplicado para la coordinación computarizada, ya que las capacidades de las bobinas de disparo de los restauradores son calculadas dependiendo de la corriente máxima media en el lugar en donde se localizan y multiplicada por un valor de carga futura.

A primera instancia la secuencia de operación tanto del restaurador protector como del restaurador de respaldo son la misma, y la del primero cambiará a secuencias más rápidas en caso de que la diferencia entre curvas lentas no sea mayor o igual a 0.3 segundos o 16 ciclos, que es el margen de protección, sobre los valores de falla de F1 y F2 de acuerdo con la figura 3.2, en donde los valores F1 y F2 serán los valores de falla máximo y mínimo respectivamente en el sitio en donde tenemos localizado el restaurador protector.

- 2.- Usar la misma capacidad de las bobinas pero con diferentes secuencias de operación.

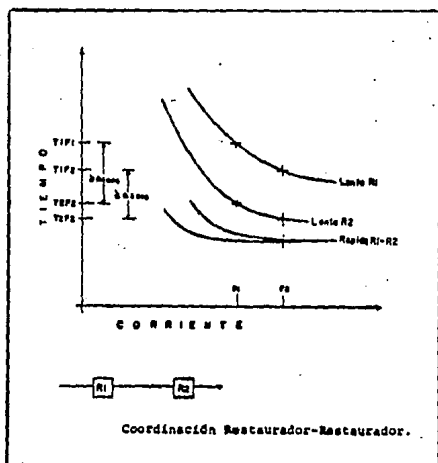


Fig. 32

Analizando los diferentes puntos de falla denominados F, K y L de la figura 33, podemos observar que los restauradores operan de la siguiente forma:

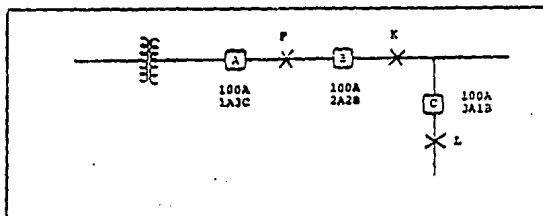


Fig. 33

Cuando ocurra una falla en el punto F, solamente deberá operar el restaurador A, para que de esta forma se despeje la falla y el circuito se abra.

Para una falla que ocurra en el punto K, los restauradores A y B la detectarán simultáneamente en la primera operación rápida, la segunda operación será efectuada solamente por el restaurador B en su curva rápida. La tercera operación podrá ser realizada simultáneamente por los restauradores A y B en sus curvas más retardadas, (sin olvidar que ésta sería la segunda operación para el restaurador A) y en la última operación, también podrán operar ambos restauradores en sus curvas más retardadas, pero debido a que el restaurador A tiene una cuenta menos, solamente abrirá B para despejar la falla.

Cuando ocurriese una falla en el punto L, operarán en su curva rápida los tres restauradores simultáneamente, en la segunda operación, operarán en su curva rápida únicamente B y C permaneciendo el restaurador A sin operar, en la tercera y cuarta ocasión operarán simultáneamente los tres restauradores, sin embargo en esta última, operará C aislando la falla, quedando que B opere solo en tres ocasiones y A opere en dos, reestableciéndose nuevamente para futuras operaciones.

De todo esto podemos concluir que aún teniendo operaciones simultáneas puede asegurarse la confiabilidad del sistema en cuanto a su coordinación de protecciones.

### 3.- Usando una combinación de capacidades de bobinas y secuencias de operación.

Para la coordinación entre restauradores se recomienda ampliamente éste método, y se sugiere usar siempre que sea posible, ya que con éste se elimina o al menos minimiza el efecto de cascada y proporciona una buena coordinación con los fusibles de los ramales.

Teniendo en cuenta la figura 34, se podrá efectuar la coordinación estudiando las curvas características de tiempo-corriente y aplicando los métodos básicos de coordinación que se describieron en los puntos 1 y 2.

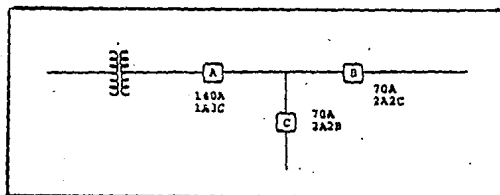


Fig. 34

#### 5.5.4 Coordinación restaurador - fusible .

Cuando se desea una excelente coordinación entre los restauradores y fusibles será necesario ajustar el restaurador para que reaccionen a dos operaciones rápidas y dos lentas. Con la primera operación lograremos eliminar alrededor de un 80% de las fallas temporales. Con la segunda operación podremos eliminar un 10% adicional. Antes de que ocurra la tercera operación, el fusible fundirá interrumpiendo fallas permanentes o persistentes.

Se puede lograr una buena función cuando utilizamos una operación rápida seguida por tres operaciones lentas. Con esto lograremos eliminar hasta un 80% de las fallas cuando ocurre la primera operación del restaurador, sin embargo este método es utilizado generalmente cuando se instalan seccionadores automáticos entre los fusibles y el restaurador.

No es posible la coordinación selectiva usando solamente secuencias rápidas o lentas ya que cuando tenemos todas las secuencias rápidas no operaría el fusible y con las secuencias todas lentas a la primera operación operaría el fusible.

Para la correcta coordinación con fusibles es necesario tomar en cuenta las siguientes dos reglas fundamentales :

1.- El punto máximo de coordinación, es el valor de corriente en la intersección de las curvas mínima de fusión del fusible (MFT) con la curva rápida del restaurador, multiplicada por un factor "K", el cual varía según sea el número de operaciones rápidas e intervalos de recierre entre operaciones rápidas. Estos factores de multiplicación los encontramos resueltos en la siguiente tabla :

Tabla 13

Factores "K" para eslabones fusibles de estaño del lado de carga.

Tiempo de recierre en ciclos	Una operación rápida		Dos operaciones rápidas	
	Promedio	Máximo	Promedio	Máximo
25 - 30	1.3	1.2	2.0	1.8
60	1.3	1.2	1.5	1.35
90	1.3	1.2	1.5	1.35
120	1.3	1.2	1.5	1.35

Nota: Las cifras bajo la columna "Promedio" se aplican cuando las curvas rápidas son graficadas a valores promedio. Las cifras bajo la columna "Máximo" se aplican cuando las curvas rápidas son graficadas a valores máximos.

El llamado factor de multiplicación permite adecuar el tiempo, entre el tiempo de despeje de la curva rápida del restaurador y el tiempo de fusión del fusible para prevenirle a este un daño o fatiga.

2.- Llamamos " Punto mínimo de coordinación " al valor de corriente que se encuentra en la intersección de las curvas mínima de liberación del fusible (TCT) con la curva lenta del restaurador, tal como podemos observar en la siguiente figura (Figura 35)

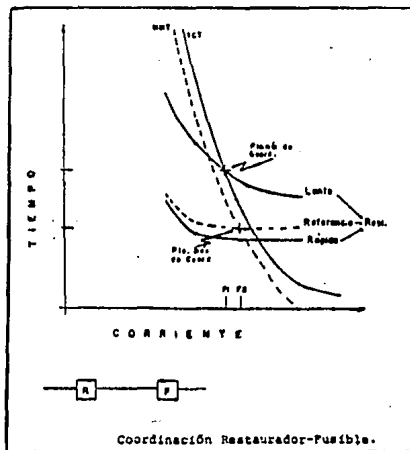


Fig. 35

Para poder lograr que estas dos reglas sean cumplidas, la curva MFT o mínima de fusión ( Minimum Melting Time ) del fusible seleccionado no debe ser inferior a la curva de referencia sobre el valor de falla máxima F2, y la curva de liberación total TCT ( Total Clearing Time ) del fusible no debe ser superior al valor de la curva lenta del restaurador en el valor de falla mínima F1.

Si en un determinado caso no llegasen a cumplirse estas condiciones deberá de seleccionarse otra capacidad de fusible del mismo tipo. Si no se lograra la coordinación con este tipo de fusible, se tomarán otros fusibles más lentos y se ejecutará el mismo proceso. En la figura 35 se mostraron las condiciones para una exitosa operación.

### 5.5.5 Coordinación restaurador - seccionizador

Debemos de recordar que el seccionizador no tiene características de tiempo-corriente, por lo que el criterio de coordinación difiere de otros dispositivos. Debemos seguir una sencilla regla para el caso del número de operaciones del seccionizador y ésta está determinada por el número de operaciones del dispositivo de respaldo menos una. La capacidad de la bobina la obtendremos de acuerdo a la corriente máxima media, multiplicada por un factor de sobrecarga.

Conviene determinar el elemento que se encuentre en serie, circuito abajo del seccionizador, de manera que combinado con la secuencia de operación del restaurador pueda ser determinado si es necesario o no el accesorio de restricción de voltaje. Si el dispositivo siguiente no es un seccionizador se coordina éste último elemento (restaurador o fusible) con el restaurador, conforme se describió en las anteriores secciones; más sin embargo si es un restaurador, el seccionizador deberá tener incorporado su accesorio de restricción de voltaje.

El fin primordial del accesorio de restricción de voltaje es el evitar que el seccionizador cuente innecesariamente sobrecorrientes que son interrumpidas por el restaurador que se encuentre circuito abajo o los fusibles. La continua presencia de voltaje en el lado fuente del seccionizador indicará que la sobrecorriente fue detectada e interrumpida por un dispositivo que se encuentre circuito abajo y como ya se dijo el conteo del seccionizador será suprimido gracias al accesorio de restricción de voltaje.



### 5.5.6 Coordinación fusible - fusible

Como una regla esencial para la excelente coordinación entre fusibles es que el tiempo sobre la curva TCT del fusible primario no deberá de ser mayor que el 75% de la curva MIT del fusible de respaldo.

Esta relación debe ser satisfactoria para el máximo valor de corriente de falla en el lugar donde el fusible de respaldo va a ser instalado. ( Ver figura 36 ).

$$R = ( TCT_p / MIT_r ) \times 100 \leq 75\%$$

Donde :

TCT<sub>p</sub> = Tiempo máximo de liberación de falla del fusible primario.

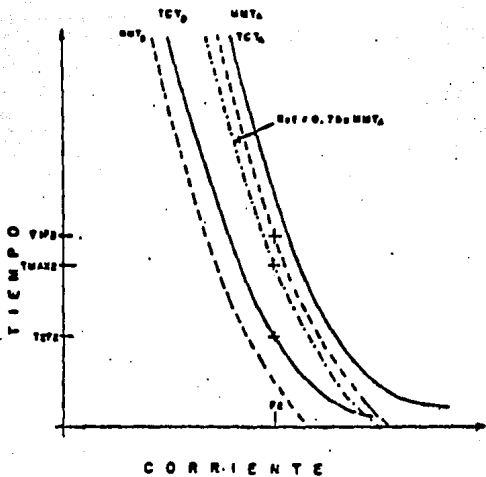
MIT<sub>r</sub> = Tiempo mínimo de fusión del fusible de respaldo.

FA = Fusible de respaldo

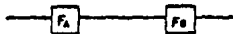
FB = Fusible respaldado o primario

### 5.5.7 Coordinación Fusible - Restaurador

La utilidad que se le da a este tipo de combinación de protecciones se limita a la utilización de restauradores monofásicos, ya que usando restauradores trifásicos resulta inconveniente y difícil, también puede ser usado para la protección de respaldo de un transformador en la subestación.



TIEMPO = 0.75 MVA



Coordinación entre fusibles.

FIG: 36

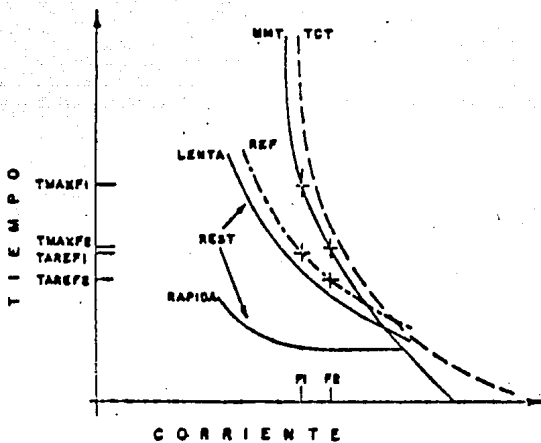
Debemos tener en cuenta que ninguna operación del restaurador deberá ser más lenta que la curva mínima de fusión del fusible (MIT). Esto lo conseguiremos si usamos un adecuado factor de multiplicación en la curva lenta de tiempo-corriente del restaurador con el fin de prevenirle al fusible una fatiga o un daño innecesario. En la tabla 14 se muestran tabulados los factores de multiplicación, los cuales variarán con el tiempo y secuencia de operación del restaurador.

Tabla 14

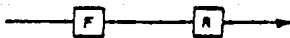
Factores "K" para eslabones fusible de estafio del lado fuente

Tiempo de recierre en ciclos	Secuencia dos rápidas dos lentas	Secuencia una rápida tres lentas	Secuencia cuatro lentas
25	2.7	3.2	3.7
30	2.6	3.1	3.5
60	2.1	2.5	2.7
90	1.85	2.1	2.2
120	1.7	1.8	1.9
240	1.4	1.4	1.45
600	1.35	1.35	1.35

Para poder conseguir esta coordinación, la curva de MIT del fusible debe estar arriba de la curva de referencia sobre los valores de corriente de falla mínima y máxima disponibles en el lugar en donde se desea colocar el restaurador. La curva de referencia es el resultado que obtenemos del factor de multiplicación por la curva lenta del restaurador (B, C, D, E, etc.). La figura 37 nos da una muestra para este método de coordinación.



REF = LENTA X FACTOR  
 MMT > REF



Coordinación Fusible-Restaurador.

FIG : 37

## CONCLUSIONES .

En base a lo expuesto en éste trabajo podemos concluir que para poder llevar a cabo una excelente protección en una red eléctrica, así como la buena coordinación entre protecciones, deberán tomarse en cuenta varios aspectos.

El dispositivo de protección deberá ser seleccionado una vez que la red eléctrica a sido diseñada, para poder, de esta manera, ubicar el dispositivo o dispositivos de protección en el lugar más adecuado, teniendo en el diagrama eléctrico valores bien definidos de voltajes y corrientes utilizados en la red eléctrica.

Para los dispositivos de protección es recomendado, además, conocer la ubicación física en donde deben instalarse, impedancias en las líneas, constituciones mecánicas y eléctricas de los mismos, velocidades de operación, costos, equipos que se encuentren en sus proximidades, seguridad en el manejo, confiabilidad, alteraciones que puedan sufrir por efectos naturales o a lo largo del tiempo, facilidad en el intercambio de piezas dañadas o reemplazo total del dispositivo, posibilidad de ampliar o mejorar el equipo ya sea por aumento en la línea eléctrica o mayor seguridad de los dispositivos.

Es muy recomendable, que al estar eligiendo un dispositivo se tomen en cuenta sus curvas características de tiempo-corriente, ya que éstas representan una forma simplificada del comportamiento del dispositivo en cuestión y facilita el estudio de coordinación de protecciones; asimismo, conviene conocer las ventajas y desventajas que un dispositivo de protección tiene con respecto a otro, ya que con esto el diseñador podrá obtener los parámetros necesarios para su correcta elección además deberá de tomar en cuenta las normas nacionales e internacionales que para su uso se dan.

Sin embargo, las normas utilizadas en México no son del todo satisfactorias debido a que son copias de las normas Americanas y no se encuentran totalmente adaptadas a las necesidades de México. Por otro lado

estas normas, son de varios años atrás y no van a la par con el desarrollo tecnológico de nuestra época.

En nuestro estudio se ha establecido que para poder interrumpir un circuito eléctrico, es necesario contar tanto con interruptores como con fusibles, se han sugerido diferentes dispositivos para proteger de sobrecargas a los transformadores, se ha concluido que el dispositivo protector deberá contemplar los impulsos de corriente de irrupción, también es conveniente detectar y clarificar las fallas internas así como proteger las máquinas rotatorias contra sobrecargas pero además, es recomendable protegerlos contra todo tipo de daños.

Otro aspecto que se debe tener en consideración es el de tener especial cuidado en las líneas de transmisión que interconectan generadores, transformadores y cargas, y éste es debido a que las distancias geográficas de las líneas son muy grandes y sufren daños por efectos naturales (que representan el mayor porcentaje en las fallas), además los esquemas de protección de las líneas son aseguradas por una adecuada coordinación de protecciones, obteniendo de esta forma que con el equipo de protección las fallas causen una mínima interrupción en la continuidad de la energía eléctrica.

Se observó en nuestro estudio, que para prevenir las fallas a un sistema de potencia es de vital importancia contar con relevadores de sobrecorriente de retardo de tiempo, o usar relevadores direccionales o de reactancia para bloquear la operación no deseada del interruptor.

En líneas de alto voltaje o muy alto voltaje fueron sugeridos interruptores de impedancia, ya que simplifican la coordinación y así mismo limitan el intervalo de falla que determina la correcta combinación de interruptor-relevador, la mayoría de las zonas de protección proporcionan uno o más dispositivos pero no deberá existir una redundancia entre ellos.

Es bueno contar con un buen equipo de reparación y mantenimiento de los dispositivos, como el caso de los interruptores, a los cuales se sugiere una inspección humana después de que éstos han sido operados varias veces seguidas, debido a que la línea se ha desenergizado en repetidos ciclos.

Se ha concluido además, que los métodos aproximados en el estudio de los sistemas de energía eléctrica son bastante exactos; por lo que para fines prácticos no es muy recomendado usar procedimientos que resulten muy complejos; además la ayuda computarizada, tanto para seleccionar el dispositivo más idóneo, como para una adecuada coordinación de protecciones, resulta práctico y exacto.

Dentro de los métodos computacionales son sugeridos los referentes al cálculo de fallas en los sistemas eléctricos, la razón fundamental para realizar éstos estudios de fallas, radica en proporcionar datos exactos que puedan ser utilizados para clasificar y establecer adecuadamente los mecanismos de protección. No debemos olvidar que el fin principal de los mecanismos de protección es el de detectar y eliminar fallas, para prevenir o minimizar daños irreversibles al sistema de potencia, lo cual produciría grandes transtornos materiales, físicos, humanos y económicos.

Después de haber analizado los parámetros necesarios para la selección de un dispositivo de protección, podemos concluir que en México es necesario una renovación de normas, ya que dentro de los principales problemas obtenidos en la realización de éste trabajo se encontró con información atrasada que no va de acuerdo con las técnicas modernas.

Lo expuesto en éste trabajo, otorga a un diseñador de redes eléctricas los lineamientos prácticos para la correcta elección de un dispositivo de protección, apegado a la normas actuales de México, sin embargo la posibilidad de una reforma o una idea novedosa para la selección de dispositivos de protección, no son nulas y darían pie para la realización de un nuevo estudio conforme a nuevas normas dadas para la tecnología moderna.

## BIBLIOGRAFIA

- 1.- Redes eléctricas  
Jacinto Viqueira Landa  
Representaciones y Servicio de Ingeniería
- 2.- Distribution System Protection Manual  
Mc. Graw-Edison Company  
Power System Division
- 3.- IEEE Tutorial Course  
Application and coordination of reclosers, sectionalizers and fuses
- 4.- Líneas de Transmisión y Redes de Distribución de Potencia Eléctrica  
Gilberto Enriquez Harper  
Editorial Limusa
- 5.- Análisis de Sistemas de Potencia  
Charles A. Gross  
Interamericana
- 6.- Procedimientos para la coordinación de protecciones de sobrecorriente en sistemas de distribución.  
Comisión Federal de Electricidad  
Gerencia de Distribución
- 7.- Coordinating protective device settings gives maximum freedom from electrical outages.  
V. C. Cook  
Westinghouse Electric Service Division
- 8.- El fusible como dispositivo de protección en sistemas de distribución.  
Ing. Alfredo Juarez Torres  
Comisión Federal de Electricidad
- 9.- El arte y la ciencia de protección por relevadores.  
C. Russel Mason  
Editorial Ceca



- 10.- Manual de Coordinación de protecciones en distribución.  
J. Almaraz G., Fco. Solís  
III Reunion nacional de distribución  
CFE Ajijic, Jalisco, Mexico 1981
- 11.- Guide for de application , operation and maintenance of automatic circuit reclosers.  
American National Standard  
ANSI C37.61- 1984
- 12.- For automatic circuit reclosers for alternating-current system.  
American National Standard  
ANSI C37.60- 1984
- 13.- Requirements for overhead, pad mounted, dry vault, and submersible automatic circuit reclosers and fault interrupters for ac systems.  
American National Standard  
ANSI C37.60-1981
- 14.- Conferencias de BBC ( Brown Boveri )  
Tecnosuisse 85 , México.
- 15.- Energía - Producción y distribución.  
Oficina Suiza de Expansión Comercial  
1980