

32

24



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

**PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTE EN
LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
P R E S E N T A N :
JORGE ISAAC CERERO CRUZ
ANDRES GERARDO LUNA GUERRERO



**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

MEXICO, D. F.

1989



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis 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

INTRODUCCION

1

CAPITULO I

DESCRIPCION GENERAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION.

1.1	El Sistema Eléctrico de Potencia.	
1.1.1	Generación.	3
1.1.2	Transmisión.	5
1.1.3	Subtransmisión.	7
1.1.4	Distribución.	9
1.2	El Sistema de Distribución.	
1.2.1	Antecedentes.	11
1.2.2	Líneas de Distribución Primaria.	11
1.2.3	Transformadores de Distribución.	13
1.2.4	Líneas de Distribución Secundaria.	15
1.2.5	Acometidas.	17
1.3	Tipos de Sistemas de Distribución.	
1.3.1	Sistema de Distribución Aéreo.	24
1.3.2	Sistema de Distribución Subterráneo.	27
1.4	Estructuras de Alimentación empleadas con los Sistemas de Distribución.	
1.4.1	Radial.	30
1.4.2	Anillo.	34
1.4.3	Alimentadores Selectivos.	34
1.4.4	Red en derivación doble o doble alimentación.	37
1.4.5	Red Automática.	43

C A P I T U L O I I

"EQUIPO UTILIZADO

2.1	Aspectos generales de la protección en las Redes de Distribución.	
2.1.1	Introducción.	51
2.1.2	Protecciones primarias y de respaldo.	52
2.1.3	Características funcionales de la protección por relevadores.	56
2.1.4	Protección de las redes de distribución.	57
2.2	Descripción y características generales de los equipos de protección. (Dispositivos de corte de circuitos).	
2.2.1	Interruptores.	71
2.2.2	Restauradores.	81
2.2.3	Dispositivos de seccionamiento	83
2.2.4	Fusibles.	89
2.2.5	Relevadores.	99
2.3	Equipo utilizado para distribución y protección por la Comisión Federal de Electricidad.	
2.3.1	Aspectos generales.	106
2.3.2	Troncales del sistema de distribución.	109
2.3.3	Cable troncal aéreo, subtroncales, ramales y amarres.	110
2.3.4	Equipo de seccionamiento.	114
2.3.5	Transformadores.	118
2.3.6	Capacitores.	127
2.3.7	Interruptores, restauradores, seccionadores, fusibles	129
2.3.8	Medición.	140
2.4	Descripción y características generales de los equipos de protección utilizados por la Compañía de Luz y Fuerza del Centro.	
2.4.1	Relevadores.	149
2.4.2	Interruptores.	153
2.4.3	Restauradores.	154
2.4.4	Seccionadores.	156
2.4.5	Fusibles.	158

C A P I T U L O I I I

ESQUEMAS DE PROTECCION.

3.1	Introducción.	159
3.1.1	Arreglos en la subestación y esquemas de protección.	160
3.1.2	Protección de barras.	175
3.2	Esquemas de protección en las líneas de distribución.	
3.2.1	Tipos y causas de fallas.	189
3.2.2	Arreglos de los alimentadores de distribución.	191
3.2.3	Curvas de daño.	192
3.2.4	Esquemas de protección.	199
3.3	Protección del equipo de distribución.	
3.3.1	a) Protección de transformadores: tipo y causas de fallas; esquemas de protección.	207
	b) Protección de reguladores: esquemas de protección.	228
	c) Protección de bancos de capacitores: Tipos y causas de fallas; esquemas de protección.	231
	d) Reactores.	258

C A P I T U L O I V

COORDINACION DE PROTECCIONES EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCION.

4.1	Generalidades de la coordinación de protecciones.	
4.1.1	Análisis de la coordinación.	259
4.2	Coordinación de protecciones en subestaciones y alimentadores primarios.	
4.2.1	Aspectos Generales.	281
4.2.2	Coordinación de protecciones en la subestación.	284
4.2.3	Coordinación de protecciones en los alimentadores primarios.	253
4.3	Coordinación de dispositivos de protección eléctrica.	
4.3.1	Coordinación interruptor-fusible en el lado de carga.	299
4.3.2	Coordinación interruptor-restaurador.	300

4.3.3	Coordinación restaurador-fusible en el lado de carga.	303
4.3.4	Coordinación restaurador-fusible en el lado de alimentación.	305
4.3.5	Coordinación restaurador-seccionador.	306
4.3.6	Coordinación restaurador-seccionador-fusible.	308
4.3.7	Coordinación restaurador-restaurador.	309
4.3.8	Coordinación fusible-fusible.	313
4.4	Protección del conductor.	314
4.5	Detector de fallas de línea a tierra en restauradores.	315

C A P Í T U L O V

EJEMPLO DE COORDINACION DE PROTECCIONES CONTRA SOBRECORRIENTES.

5.1	Introducción.	316
5.2	Procedimiento de ajuste de protecciones: Alimentador Floresta.	
5.2.1	Datos Generales del Alimentador Floresta.	319
5.2.2	Cálculo de corriente de corto circuito trifásico y monofásico.	321
5.2.3	Coordinación de Protecciones:	
	a) Coordinación interruptor-fusible-transformador de distribución.	331
5.3	Procedimiento de ajuste de protecciones: Alimentador Rivapalacio.	
5.3.1	Datos generales del Alimentador Rivapalacio.	336
5.3.2	Cálculo de corrientes de corto circuito trifásico y monofásico.	340
5.3.3	Coordinación de protecciones:	352
	a) Coordinación interruptor-fusible-transformador de distribución.	357
	b) Coordinación interruptor-restaurador.	357
	c) Coordinación interruptor-seccionalizador.	357
	d) Coordinación restaurador-fusible.	358
	e) Coordinación restaurador-seccionalizador.	358
	Conclusiones	359
Apéndice:	Información general sobre los equipos.	

Introducción.

La distribución de la energía eléctrica que se genera en diferentes puntos de la República Mexicana, es de vital importancia para mantener activa la planta industrial, así como las actividades que se desarrollan en la vida diaria de la sociedad. Así el sistema de distribución, como parte integral del sistema eléctrico de potencia, cobra gran importancia desde el punto de vista de suministro seguro, confiable y continuo del flujo eléctrico.

No se deben perder de vista las necesidades de operación normales, así como tomar previsiones que permitan proteger al sistema y suministro contra posibles fallas y/o condiciones anormales.

La amenaza más significativa al suministro de energía lo constituye la falla por corto circuito, ya que su incidencia implica un cambio violento en la operación del sistema, debido a que la energía que previamente se estuviese entregando a la carga, se irá ahora hacia la falla. La protección adecuada del sistema de distribución, logra el objetivo de proporcionar un servicio con un alto índice de confiabilidad, pero sobre todo, ayuda a preservar la gran cantidad de equipo utilizado en la distribución de la energía eléctrica, el cual no puede quedar expuesto durante largos períodos de tiempo a los altos valores de corriente de corto circuito. Por lo anterior, la protección contra sobrecorrientes en el sistema de distribución, es uno de los aspectos más importantes a considerar durante la planeación y construcción de dicha red.

La protección contra sobrecorrientes para el sistema de distribución se realiza a partir de la subestación de distribución, incluyendo la protección de barras o buses y de la subestación en general; se protege también la totalidad del equipo de distribución como lo es: transformadores, bancos de capacitores, el conductor mismo, reguladores, etc., empleando para lograrlo equipo especial diseñado expresamente para la protección del sistema y del equipo eléctrico; a éste se le conoce con el término de "equipo de protección".

"Equipo de protección" es una denominación que agrupa para definirlo a todo el equipo necesario para detectar, localizar e iniciar el aislamiento de una falla o condición anormal. Al ocurrir una falla, se genera una liberación incontrolada de energía que puede ser destructiva, causando fuego y daños estructurales no sólo en el lugar donde se produce la falla, sino también en otros puntos del sis

tema por los que circule energía hacia la falla; sin embargo, el aislamiento del daño efectuado por los equipos desconectadores más cercanos al punto de falla, limitará el daño en dicho punto e impedirá que la falla misma y sus efectos se propaguen al resto del sistema; es precisamente el equipo de protección quién tendrá la decisión de iniciar la apertura del equipo de desconexión primario.

El equipo de protección por sí solo, no efectúa la protección deseada, es decir éste se tiene que coordinar y agrupar por medio de esquemas o diagramas de protección que se aplican de manera particular tanto al equipo o punto del sistema que se requiera proteger.

Los esquemas, equipos, coordinación y el ejemplo de aplicación estudiados en el presente trabajo, son los que se utilizan con más frecuencia en el sistema de distribución de la zona metropolitana.

En México, las normas utilizadas por la Comisión Federal de Electricidad son las que rigen la planeación y construcción de las redes eléctricas de distribución, razón por la que éste trabajo está enfocado en particular, a la forma en la cual opera el sistema eléctrico mexicano. En lo que respecta a los esquemas de protección contra sobrecorrientes, en el área metropolitana de la Ciudad de México, la Cía. de Luz y Fuerza de Centro (en liquidación), es la encargada del suministro eléctrico a ésta, la más importante zona industrial y de mayor concentración poblacional del país. lo cual exige que los sistemas de distribución trazados a través de ésta sean lo más confiables posible, es decir, sin interrupciones continuas y prolongadas, requiriendo esquemas y coordinación de protecciones precisas y seguras.

Finalmente, la aplicación de los esquemas y tipos de coordinación de protecciones estudiados se aplican a un ejemplo real situado en la Ciudad de México.

CAPITULO 1

DESCRIPCION GENERAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION.

1.1 EL SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA.

En general, se conoce como sistema eléctrico de potencia (S.E.P.) al conjunto de elementos formado por la planta generadora de energía eléctrica, las líneas de transmisión, las líneas de subtransmisión y el sistema de distribución.

A su vez, cada uno de los elementos antes mencionados está constituido por otros, cuya finalidad al interconectarlos y ponerlos en operación, es la de servir como medio de producción, transporte y suministro de energía eléctrica a grandes y pequeñas poblaciones, zonas o parques industriales, sistemas de transporte; lugares de carga y descarga de mercancías como lo son los puertos y en general, la de contribuir al desarrollo y bienestar total de un determinado lugar, región o país, en lo que se refiere al suministro de energía eléctrica en una variada gama de tensiones de servicio.

A continuación se hace una breve descripción de cada uno de los componentes mencionados.

1.1.1 Generación.

La planta generadora es la parte inicial en la integración del sistema eléctrico de potencia. Dicha planta está destinada como su nombre lo indica, a convertir en energía eléctrica parte de la energía potencial que se encuentra en las fuentes de materia prima, con las cuales se pueda efectuar dicha transformación.

La descripción de una planta generadora puede hacerse de la manera siguiente:

En primer lugar, se parte de algún tipo de materia prima, que se somete a un cierto proceso de elaboración o acondicionamiento, una vez estando lista esta energía prima elaborada; será aquella que hará funcionar un motor o turbina que producirá otra clase de energía, de tipo mecánica, que impulsará en su momento un generador del cual se obtendrá finalmente energía eléctrica a una determinada tensión.

Dentro de las fuentes de energía utilizadas más comúnmente para la generación de energía eléctrica están las renovables y las no renovables; las primeras son la energía eólica, hidráulica, solar, de las mareas, etc.; de las no renovables solamente se puede mencionar a los combustibles de origen fósil.

Las plantas generadoras se clasifican en:

- Plantas hidroeléctricas.
- Plantas termoeléctricas.
- Plantas nucleoelectricas.

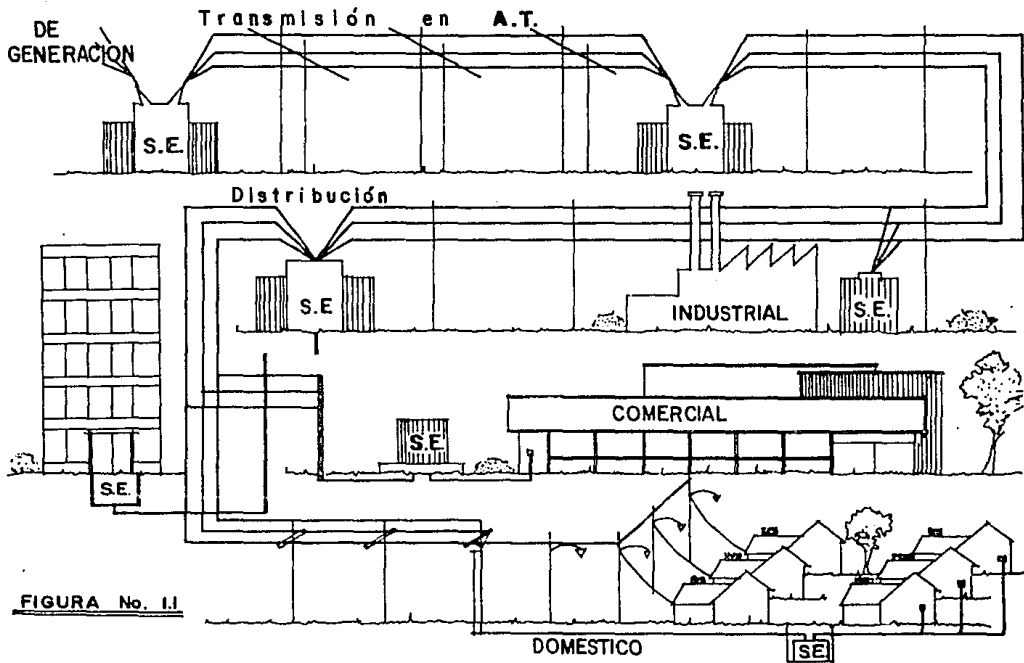


FIGURA No. 11

En la República Mexicana, el sistema de generación de energía, está constituido principalmente por plantas hidroeléctricas y termoeléctricas, que se encuentran diseminadas a lo largo de todo el territorio. Por lo que se refiere al último tipo de planta mencionado México posee solamente una planta nucleoelectrica, Laguna Verde, localizada en el estado de Veracruz, pendiente de entrar en operación y que constituirá un reto en todos los aspectos para la futura instalación de otras plantas de este tipo en el país.

En la actualidad, gran parte de nuestra generación de energía proviene de las plantas hidroeléctricas instaladas en la parte sur de la República, así como de algunas otras que se encuentran en el centro y occidente del mismo, también resulta significativa la cantidad de energía producida en plantas termoeléctricas que cada vez van proliferando en número; asimismo existen varias zonas que son fuentes naturales de producción en vapor de agua a elevadas temperaturas y presiones, que están siendo aprovechadas de manera importante para la instalación de este tipo de plantas, y que se van sumando a las ya existentes que operan bajo los sistemas convencionales de producción de energía a partir del vapor de agua, quemando combustibles fósiles como son: el carbón, gas natural, combustóleo, etc.

1.1.2 Líneas de transmisión.

El segundo elemento de importancia en el sistema eléctrico de potencia es la línea de transmisión. Es de suma importancia hacer notar que entre la planta generadora y las líneas de transmisión, se encuentra la subestación elevadora de tensión.

Las tensiones de generación en las centrales generadoras por razones técnicas (aislamiento, enfriamiento, etc.) son relativamente bajas en relación a las tensiones de transmisión, por lo que si la energía eléctrica se va a transportar a grandes distancias, precisamente por las líneas de transmisión, a esas tensiones de generación resultaría antieconómico debido a la gran caída de tensión; de aquí surge la necesidad de transmitir la energía eléctrica a tensiones más elevadas que resultan más económicas. Por ejemplo si se va a transmitir energía eléctrica de una central generadora a un centro de consumo que está situado a 1000 Km. de distancia será necesario elevar la tensión de generación (que se supone es de 13.8 kv) a otra de transmisión más conveniente (que podría ser 110 kv) y con esto reducir las pérdidas de energía, por efecto Joule, en la línea de transmisión como resultado de elevar la tensión de transmisión y reducir el valor de la corriente.

En la República Mexicana, la Comisión Federal de Electricidad es la encargada - de la instalación o construcción del total de la infraestructura eléctrica en - lo que se refiere a la generación y transmisión de la energía eléctrica en la - totalidad del territorio nacional. La transmisión se lleva a cabo, a través de líneas de transmisión aéreas de alta tensión, de 400 kv. ó 230 kv., tensiones - que son obtenidas mediante subestaciones elevadoras.

Las líneas de transmisión aéreas forman ya, parte del paisaje por donde éstas - realizan su travesía, y son fácilmente identificables porque van soportadas so- bre estructuras metálicas, llamadas torres de transmisión. La energía eléctri- ca se puede transmitir en una o varias tensiones dependiendo de la o las trans- formaciones de tensión, que contemple la subestación elevadora; por lo tanto, - existen diferentes tipos de estructuras de soporte o conducción para las líneas de transmisión, como son las estructuras especiales para líneas de 115 kv., 230 kv., y para 400 kv. utilizadas por la C.F.E., y otro tipo de estructuras llama- das de supervisión como lo son las estructuras tipo HS o tipo HSE, utilizadas - para tramos muy largos entre estructuras.

Por lo que respecta a los conductores utilizados en éste tipo de líneas, están- los de cobre desnudo a ACSR, en sus diferentes calibres en AWG y MCM que van - desde 350, 500, 800, 1000, 1500, etc.

Debe tenerse en cuenta que para todo el conjunto del sistema eléctrico de poten- cia, existen diferentes tensiones de suministro y/u operación.

- Baja tensión: Tensiones no mayores de 1000 volts.
- Mediana tensión: Tensiones de 1000 volts y hasta 69 kv. inclusive.
- Alta tensión: Tensiones mayores a 69 kv.

La clasificación arriba anotada, está dada por las especificaciones y normas - de la Comisión Federal de Electricidad (C.F.E.). Para las Normas Técnicas de - Instalaciones Eléctricas (N.T.I.E.), que es el reglamento que rige las instala- ciones eléctricas en México, no existe la mediana tensión, y solo se restringe- a dos tipos de tensiones:

- Alta tensión: Tensiones mayores de 700 volts.
- Baja tensión: 700 volts en tensión inclusive, y tensiones menores que ésta.

Una clasificación usada tanto por la C.F.E. y la Compañía de Luz y Fuerza del Centro con fines de normalización de tensiones es la siguiente:

- Tensiones preferentes: son aquellas que se deben utilizar en todo el sector eléctrico.
- Tensiones restringidas: son aquellas que debido al grado de desarrollo y al valor de las instalaciones que las utilizan, no es posible eliminarlas.
- Tensiones congeladas: las tensiones congeladas son aquellas que se van eliminando proporcionalmente hasta su desaparición.

La anterior clasificación se observa más claramente en la siguiente tabla:

PREFERENTES (kv)	RESTRINGIDAS (kv)	CONGELADAS (kv)
0.120 24.0	85	2.4 60.0
0.127 34.5	138	4.4 66.0
0.220 69.0	161	6.9 11.8
0.240 115.0		20.0 70.0
13.8 230.0		90.0 95.0
400.0		

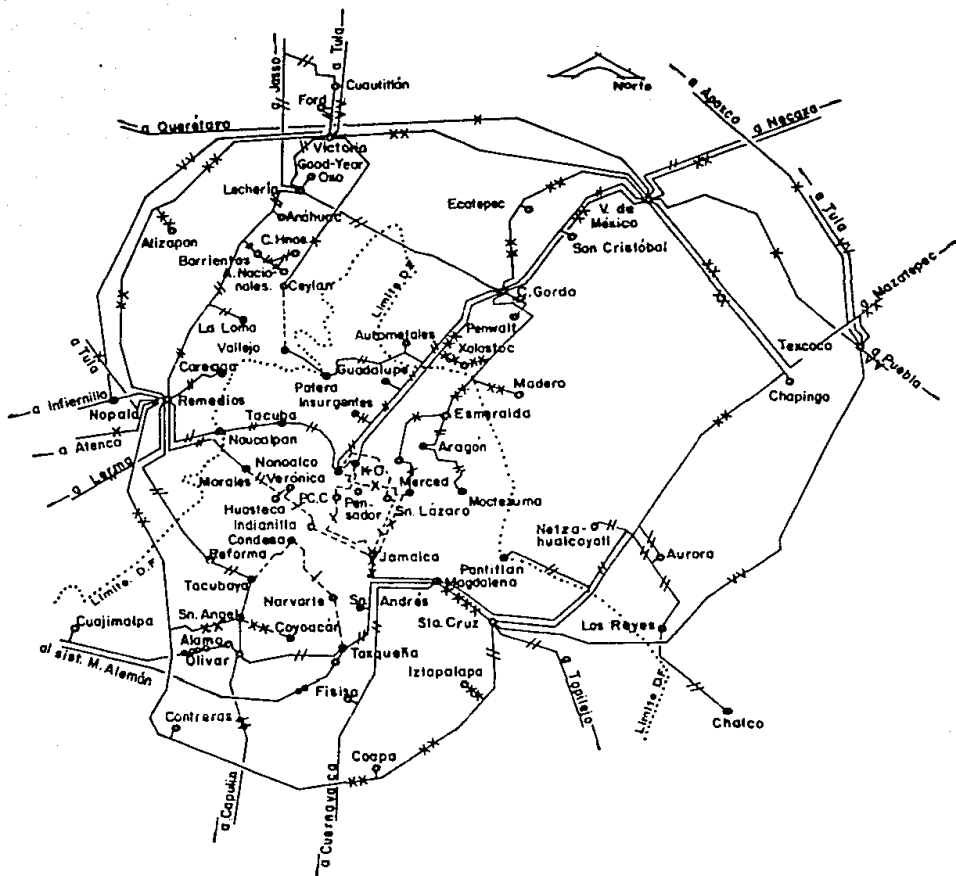
1.1.3. Subtransmisión.

La subtransmisión es la siguiente etapa en importancia en el S.E.P.

Al situarse en el punto que se considere como el final de las líneas de transmisión, se encuentra el elemento que sirve como enlace entre la transmisión y la subtransmisión y que es la subestación reductora de potencia.

El papel que realiza dicha subestación, es el de hacer una reducción de la tensión que ha sido transportada hasta ella (400 kv., 230 kv. etc.) a valores inferiores de subtransmisión como lo son: 150 kv., 115 kv. y 85 kv. Las características de las estructuras de soporte de los conductores por los cuales se transporta el flujo eléctrico son muy similares a las usadas en las líneas de transmisión en alta tensión.

La subtransmisión, propiamente dicho, se inicia cuando las líneas de transmisión en alta tensión se encuentran en puntos o lugares ya cercanos a las poblaciones o ciudades en las cuales se va a consumir la energía eléctrica en sus diferentes tensiones de suministro al usuario. El cambio en el valor de tensión se realiza, en parte, por la razón mencionada anteriormente, pero también por razones de seguridad, ya que resulta peligroso el introducir al interior de las ciudades con grandes concentraciones de población, líneas aéreas de muy alta - -



SIMBOLOGIA

- SUBESTACION
- v— 400 KV
- x— 230 KV
- 150 KV
- //— 85 KV
- +— 60 KV
- z— 44 KV
- - - - - CABLE SUBTERRANEO
- SUBESTACION QUE SUMINISTRA ENERGIA AL SISTEMA DE TRANSPORTE COLECTIVO (METRO)

SISTEMA CENTRAL

tensión, las cuales son todavía altas, comparadas con tensiones de distribución y servicio al usuario que por lo regular en este país son de 220-127 volts.

Así por ejemplo, la Ciudad de México, es atendida por el área Central de C.F.E.; existen en operación anillos de suministro de energía eléctrica en tensiones de subtransmisión y de transmisión situados en un principio en los alrededores de la misma, pero que ante el paso acelerado y desorganizado de su población, estos han quedado inmersos en la gran ciudad debido al crecimiento.

Para el caso mencionado de la Ciudad de México, existe a su alrededor un anillo de alimentación de 400 kv., que en realidad son dos anillos a la tensión mencionada, y del cual parten líneas que se conectan a las subestaciones reductoras - que disminuyen la tensión a valores normalizados de 230 kv. y 85 kv., que conforman otros anillos de alimentación. El anillo de 230 kv., está construido en forma subterránea y prácticamente se encuentra trazado por el interior de la ciudad, al igual que el anillo de alimentación de 85 kv. que es mixto.

Este suministro es de una gran importancia ya que de ellos depende la totalidad del abasto de energía eléctrica a la más importante planta industrial y concentración urbana de todo el país, ambas asentadas en el Valle de México.

1.1.4. Distribución.

De todo el conjunto del S.E.P., el sistema de distribución es el último eslabón de la larga cadena de elementos utilizados para el suministro de energía al usuario.

A partir del sistema de subtransmisión o líneas de subtransmisión, y al final de éste, se encuentra la subestación de distribución que juega un papel de relevante importancia, al transformar las tensiones de subtransmisión a tensiones de distribución.

Tensiones de Distribución Mayormente empleadas en el País.

TENSIONES kv	COMPANÍA SUMINISTRADORA
34.5	C. F. E.
13.2	C. F. E. Y C. L. F.
6.6	C. L. F.
0.22-0.44	C. L. F.

Se considera que el sistema de distribución comprende desde la subestación reductora, hasta el punto en el que se encuentran instalados los equipos de medición y la acometida respectiva a cada usuario.

En esta etapa del S.E.P., el sistema de distribución cambia sustancialmente en lo que a sus estructuras se refiere, ya que estos pueden ser aéreos o subterráneos; los conductores más utilizados son del tipo ACSR (aluminium cable steel reinforced), de distintos calibres dependiendo de si se trata de una troncal o de un ramal; como referencia se puede mencionar que en la zona central para la troncal se utilizan calibres 556 MCM y 336 MCM de ACSR, y para el ramal, calibres 1/0 y 2/0 AWG, ACSR.

1.2 El Sistema de Distribución.

1.2.1. Antecedentes.

a) Definición.- Un sistema de distribución eléctrico es el conjunto de elementos encargados de suministrar la energía desde una subestación de potencia hasta el usuario. Siendo la función de la Red de Distribución el tomar de la fuente la energía eléctrica en bloque y distribuirla a los usuarios a los niveles de tensión normalizados y en las condiciones de seguridad exigidas por los reglamentos. Figura 1. 1.

Aunque los Sistemas de Distribución han sido siempre parte esencial de cualquier proyecto de generación y venta de energía eléctrica, su diseño fué considerado por muchos años más un arte que una ciencia.

Es reciente, sobre todo en los países en desarrollo que se ha hecho palpable la necesidad de la aplicación de una cuidadosa tecnología eléctrica, destacándose en este último decenio la aplicación tanto de las computadoras analógicas como digitales a la solución de los problemas cada vez más complejos de la Ingeniería de Distribución.

La Red de Distribución debe proyectarse de modo que pueda ampliarse a futuro, con escasos cambios en las construcciones existentes tomando en cuenta ciertos principios económicos, con el fin de asegurar un servicio adecuado y continuo para la carga presente y futura al mínimo costo de operación.

b) Clasificación.- En función de su construcción estos se pueden clasificar en:

- Sistemas aéreos
- Sistemas subterráneos
- Sistemas mixtos

Los principales elementos componentes de un sistema de distribución son:

- Líneas primarias
- Transformadores de distribución
- Líneas secundarias
- Acometidas
- Equipos de medición

1.2.2. Líneas de Distribución primarias.

Son las encargadas de llevar la energía desde las subestaciones de potencia hasta los transformadores de distribución. Los conductores van soportados en pos-

te cuando se trata de instalaciones aéreas y en ductos o directamente enterrados cuando se trata de instalaciones subterráneas.

Los componentes de una línea primaria son:

a) Troncal

b) Ramal

a) Troncal. Es el tramo de mayor capacidad del alimentador que transmite la energía desde la subestación de potencia a los ramales. En los sistemas de distribución estos conductores son de calibres gruesos 336, 556 y hasta 795 MCM, ACSR, (cable de aluminio con alma de acero), dependiendo del valor de la densidad de carga.

b) Ramal. Es la parte del alimentador, primario energizado a través de un troncal, en el cual van conectados los transformadores de distribución y servicios particulares suministrados en mediana tensión.

Normalmente son de calibre menor al troncal.

Los alimentadores primarios normalmente se estructuran en forma radial; en un sistema de este tipo la forma geométrica del alimentador semeja la de un árbol en el que el grueso de la energía se transmite a lo largo de una troncal derivándose a la carga a lo largo de los ramales. Ver figura, 1.6

Las redes primarias por el número de fases e hilos se pueden clasificar en :

- Trifásicas tres hilos.
- Trifásicas cuatro hilos.
- Monofásicas dos hilos.
- Monofásicas un hilo.

Las redes primarias trifásicas con tres hilos requieren una menor inversión inicial, en lo que a material de la línea se refiere; sin embargo, debido a que estos sistemas tienen un coeficiente de aterrizamiento mayor que uno trifásico de cuatro hilos, implica que los equipos que se instalen en estos sistemas de distribución tengan niveles de aislamiento mayores con costos mayores. Una característica adicional de estos sistemas es que los transformadores de distribución conectados a estas líneas son de neutro flotante en el lado primario. Por lo que se refiere a detección de fallas de fase a tierra en estos sistemas resulta difícil detectar estas corrientes, en comparación con los sistemas trifásicos de cuatro hilos ya que al ser mayor la impedancia de secuencia cero de las

líneas, las corrientes de falla son menores. Estas redes se utilizan en zonas urbanas.

Las redes primarias trifásicas con cuatro hilos requieren una mayor inversión inicial, ya que se agrega el costo del cuarto hilo (neutro) al de los tres hilos de fase; sin embargo, debido a que estos sistemas tienen un coeficiente de aterrizamiento menor a la unidad, los equipos que se conecten a estas líneas requieren de un menor nivel de aislamiento con menor costo de inversión.

Estos sistemas se caracterizan porque a ellos se conectan transformadores con el neutro aterrizado a tierra en el devanado primario y transformadores monofásicos cuya tensión primaria es la de fase a neutro. En estos sistemas es más fácil detectar las corrientes de falla de fase a tierra ya que estas pueden regresar por el hilo neutro. Estas redes se utilizan en zonas urbanas.

Las redes primarias monofásicas de dos hilos se originan de redes trifásicas, de hecho son derivaciones de líneas trifásicas tres hilos que sirven para alimentar transformadores monofásicos que reciben la tensión entre fases en el devanado primario. Este sistema es usado en zonas rurales o en zonas de baja densidad de carga.

Las redes primarias monofásicas de un hilo son derivaciones de redes trifásicas que permiten alimentar transformadores monofásicos, usándose estas redes en zonas rurales, debido a la economía que representan en costo.

1.2.3. Transformadores de Distribución.

Los transformadores de distribución son los equipos encargados de cambiar la tensión primaria a un valor menor de tal manera que el usuario pueda utilizarla sin necesidad de equipos e instalaciones costosas y peligrosas. En sí el transformador de distribución es la liga entre la red primaria y la red secundaria.

La capacidad del transformador se selecciona en función de la magnitud de la carga, debiéndose tener especial cuidado en considerar los factores que influyen en ella, tales como el factor de demanda y el factor de coincidencia.

El número de fases del transformador es función del número de fases de la alimentación primaria y del número de fases de los elementos que componen la carga.

En muchas ocasiones la política de selección del número de fases de los transformadores de distribución que decida emplear una compañía, señala el número de -

fases que deben tener los motores que se conectan en el lado secundario de los transformadores, dictando así una política de desarrollo de fabricación de motores en una cierta zona de un país o en un país entero.

La magnitud del porcentaje de impedancia de un transformador afecta la regulación de la tensión y el valor de las corrientes de corto circuito que fluyen por los devanados ante fallas en la red secundaria. A menores valores de impedancia - mayores valores de regulación y de corrientes de corto circuito; es por esto - que el valor del porcentaje de impedancia se debe seleccionar tratando de encontrar un punto económico de estos factores, debiéndose tomar en cuenta la calidad de tensión que se entrega a los usuarios se puede variar con los cambios de derivación que normalmente se provee a un transformador.

La conexión del transformador trifásico es uno de los puntos de mayor interés - cuando se trata de seleccionar un transformador para una red de distribución de energía eléctrica. Las opciones que se le presentan al ingeniero son en forma general entre seleccionar transformadores con neutro flotante o con neutro aterrizado. El transformador con neutro flotante, es una necesidad cuando el sistema primario es trifásico tres hilos y el de neutro aterrizado cuando se trata de un sistema trifásico cuatro hilos. Al utilizar transformadores conectados - en delta en el lado primario se disminuye el riesgo de introducir corrientes armónicas de orden impar (especialmente en tercer orden) a las líneas primarias y se incrementa el riesgo de tener sobretensiones por fenómenos de ferorresonancia en el transformador. Estas sobretensiones se vuelven especialmente críticas en redes subterráneas de distribución. Al seleccionar transformadores conectados en estrella con neutro aterrizado, se introducen corrientes armónicas de orden impar en los circuitos primarios y se disminuyen grandemente la posibilidad de que se presentan sobretensiones por fenómenos de ferorresonancia.

Por lo que se refiere a las conexiones en el lado secundario de los transformadores trifásicos, normalmente son estrellas con neutro aterrizado y cuatro hilos de salida. Esto permite tener dos niveles de tensión para alimentar cargas de fuerza y alumbrado, detectar las corrientes de falla de fase a tierra, equilibrar las tensiones al neutro ante cargas desbalanceadas y como una medida de seguridad al interconectarse con el tanque del transformador. Las conexiones con neutro aislado en los devanados de baja tensión de los transformadores trifásicos no es muy favorecida por las sobretensiones que se presentan al tener dos-

fallas en dos fases diferentes en el circuito de baja tensión.

En los transformadores monofásicos la conexión que presenta más popularidad es la de tres hilos, dos de fase y un neutro en el centro del devanado. Esta conexión también se le conoce como Sistema EDISON, por haber sido copiada del sistema en corriente directa con que Tomas A. Edison realizó el primer sistema de distribución en Nueva York en el año 1882.

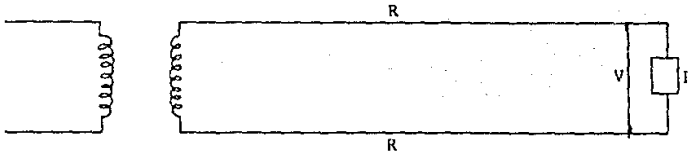
1.2.4. Líneas de Distribución secundarias.

Las líneas secundarias distribuyen la energía desde los transformadores de distribución hasta las acometidas a los usuarios.

En la mayoría de los casos estos circuitos son radiales salvo en las redes subterráneas malladas (comúnmente conocidas como redes automáticas) en las que el flujo de energía no siempre sigue la misma dirección. Los sistemas secundarios de distribución, por el número de hilos, se pueden clasificar en:

- a) Monofásicos dos hilos.
 - b) Monofásicos tres hilos.
 - c) Trifásicos cuatro hilos.
- a) Sistema Monofásico dos hilos.

Este sistema se alimenta de un transformador monofásico con un secundario de sólo dos hilos, como se muestra a continuación:



En este caso la potencia de la carga es "P", la tensión en el extremo de la carga es "V" y la resistencia de los conductores es "R".

La corriente de línea considerando que la carga tiene un factor de potencia igual a $\cos \phi$ es:

$$I = \frac{P}{V \cos \phi}$$

Las pérdidas "Per":

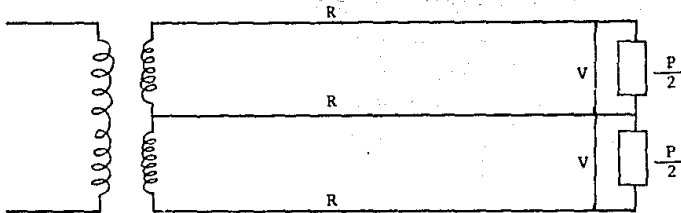
$$Per = \frac{2RP^2}{V^2 \cos^2 \phi}$$

haciendo el cociente $RP^2/V^2 \cos^2$ igual a una constante, el valor de las pérdidas es:

$$Per = 2k$$

b) Sistema monofásico tres hilos.

Este sistema se alimenta de un transformador monofásico con un secundario - del que salen tres hilos, con el hilo neutro derivándose del centro del devanado, como se muestra a continuación.



En este caso la potencia de la carga se equilibra entre los dos hilos de fase y el neutro, la tensión en el extremo de la carga es "V" y la resistencia de los tres conductores es "R".

La corriente de línea, considerando que la carga tienen un factor de potencia igual a $\cos \phi$ es:

$$I = \frac{P}{2V \cos \phi}$$

El valor de las pérdidas "Per":

$$Per = 2Ri^2 = \frac{RP^2}{2V^2 \cos^2 \phi}$$

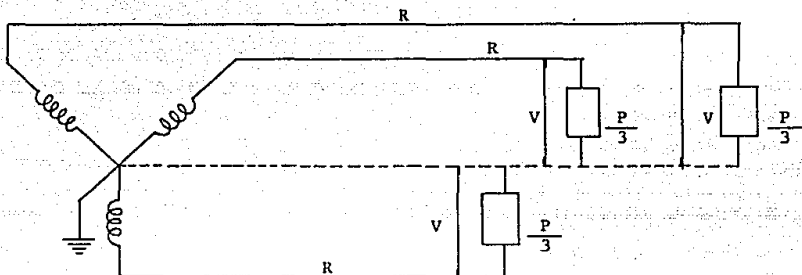
haciendo el cociente $RP^2/V^2 \cos^2 = k$, el valor de las pérdidas es:

$$Per = \frac{k}{2}$$

c) Sistema trifásico cuatro hilos.

Este sistema se alimenta de un transformador trifásico con un devanado secundario del que salen cuatro hilos, con el hilo neutro derivándose del punto -

de conexión de los devanados, como se muestra a continuación.



En este caso la potencia de la carga se equilibra entre los tres hilos de fase y el neutro, la tensión en el extremo de la carga es "V" y la resistencia de los cuatro conductores es "R". La corriente de la línea considerando que la carga tiene un factor de potencia igual a $\cos \phi$ es:

$$I = \frac{P}{3V \cos \phi}$$

$$\text{El valor de las pérdidas Per. } \text{Per} = 3RI^2 = \frac{RP^2}{3V^2 \cos^2 \phi}$$

haciendo el cociente $RP^2/V^2 \cos^2 \phi = k$, el valor de las pérdidas es:

$$\text{Per} = \frac{k}{3}$$

Evidentemente el sistema trifásico cuatro hilos permite distribuir la energía con mayor eficiencia que los demás, sin embargo, para hacerlo más completo es necesario introducir otros factores tales como costo de los transformadores, costo de los conductores, regulación, etc.

1.2.5 Acometidas.

La alimentación al servicio del cliente, es el punto de conexión entre el sistema de distribución de la compañía suministradora y la red de distribución del cliente. La manera en que se realiza la alimentación a un cliente, está íntimamente ligada con el tipo de red instalada en la zona, la tensión de alimentación al cliente y la magnitud y tipo de carga solicitada. Todo esto influenciado por el equilibrio que existe entre la inversión necesaria para llevar a cabo estas instalaciones y los beneficios futuros que se tengan, factores que marcan -

la pauta a seguir para tomar la decisión final.

Uno de los mayores objetivos que se persiguen al dar un servicio, es proporcionar la mayor continuidad de suministro al cliente, esto es función de varios factores:

- Confiabilidad del sistema de potencia y del sistema de distribución de la compañía suministradora.
- Tipo de alimentación al cliente.
- Instalaciones de emergencia.

a) Acometida Sencilla.

Esta forma de alimentación es la más simple y empleada debida a su sencillez y costo. Se puede realizar en Baja o Mediana Tensión de acuerdo con las necesidades del cliente; la gran mayoría de las acometidas que realizan las Compañías suministradoras, son de este tipo. Cuando las cargas requieren de una mayor continuidad de servicio, es práctica común proporcionar acometida doble al servicio.

b) Acometida Doble.

Esta forma de alimentación, generalmente, se proporciona en mediana tensión a aquellos clientes cuyo suministro de energía requieren de un mayor grado de confiabilidad.

Las redes subterráneas por su diseño, son las más adecuadas para proporcionar esta alimentación (Redes de Derivación Doble y en Derivación Múltiple)- en éstas la acometida converge a un dispositivo de transferencia automática para realizar el cambio de la alimentación ante fallas de alimentador prerente.

Cuando se trata de Redes Aéreas, la doble acometida se realiza desde dos alimentadores diferentes, en los que los circuitos de la acometida, al igual que en las redes subterráneas, convergen a un interruptor de transferencia-automática.

Los interruptores de transferencia automática empleados son los del tipo en aceite, aún cuando actualmente los interruptores en vacío ganan más aceptación por su menor volumen y facilidad de instalación. Esta aceptación se verá más favorecida en la medida que su costo se acerque más a los del tipo en aceite.

c) Medición de Energía.

La medición de energía eléctrica es la última operación que realiza la Compañía suministradora del servicio, antes de hacer la entrega de la energía al cliente. Esta se realiza en las instalaciones del cliente y requiere de un espacio para instalar el equipo de medición.

El equipo de medición se puede reducir a un conjunto de wathorímetros o a un equipo diseñado para efectuar mediciones en alta tensión, esto depende de la magnitud de la carga y de la tensión de entrega de la energía. En las Figuras 1.2 y 1.3 se muestran ejemplos de acometidas y mediciones a diferentes tipos de servicios.

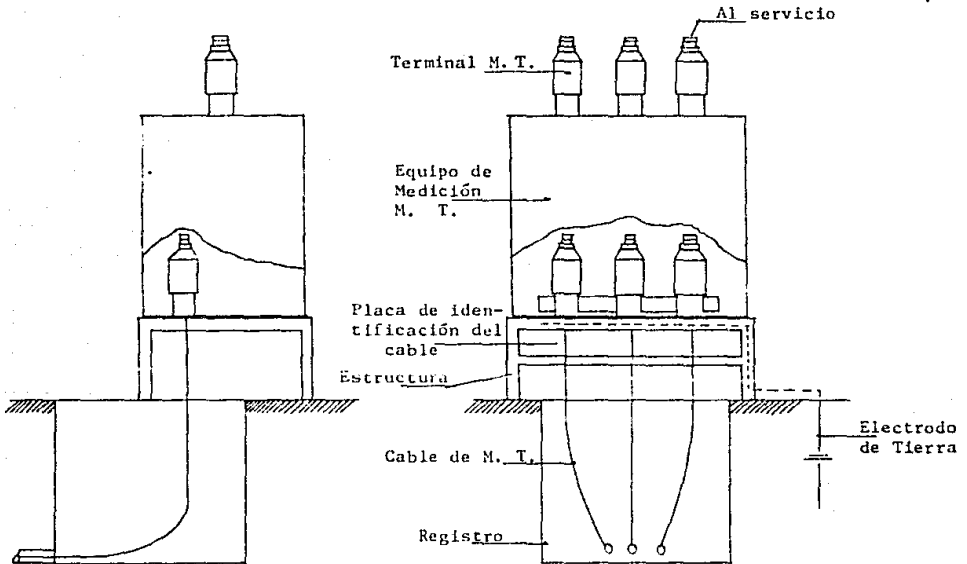


Figura 1.2 Acometida en Mediana Tensión.

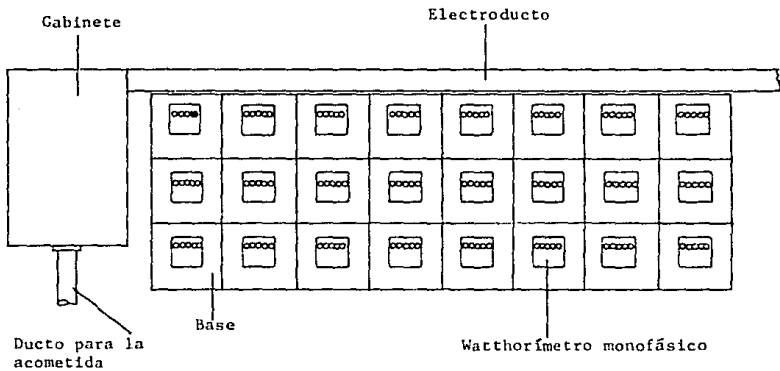
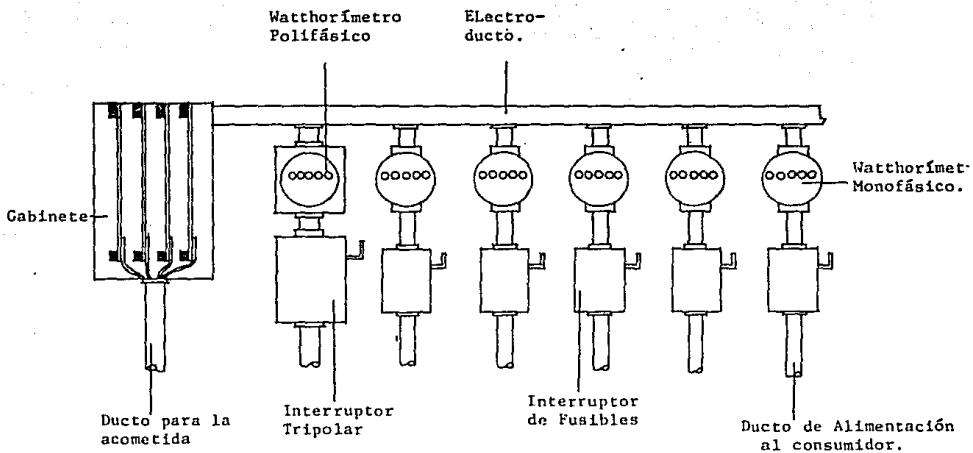


Figura 1.3 Concentración de Medidores.

d) Locales para Subestaciones en Interior de Edificios.

Cuando es necesario instalar una subestación en interior de edificios, el local proporcionado por el cliente debe ser lo suficientemente amplio, de tal forma que la construcción y operación de la subestación se realice sin problemas de espacio, además que las vías de acceso permitan el libre paso de equipo eléctrico, para operaciones de mantenimiento y reemplazo del equipo.

El local debe ser construido con materiales resistentes e incombustibles, exento de humedad y protegido contra filtraciones de líquido, con la ventilación adecuada, siendo necesario que el local sea construido a prueba de explosiones, los muros del local deben ser de un espesor tal que permita fijar las estructuras y accesorios que soporten el equipo y cables de energía. Las mismas condiciones debe llenar los techos. Por lo que se refiere a los pisos, éstos deben de ser capaces de soportar el peso del equipo eléctrico. Estas y otras consideraciones se deben de tomar en cuenta al proyectar las subestaciones en interior de edificios.

En las Figuras 1.4 y 1.5, se muestran algunos locales normalizados de acuerdo con diferentes diseños de las subestaciones en interior.

Distribución de Equipo

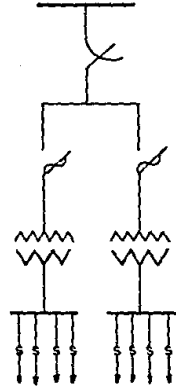
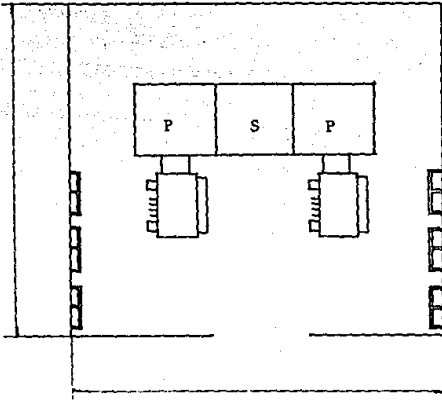
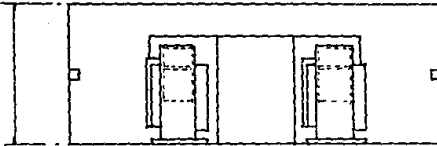


Diagrama Unifilar



1.4 Local para Subestación en Interiores.

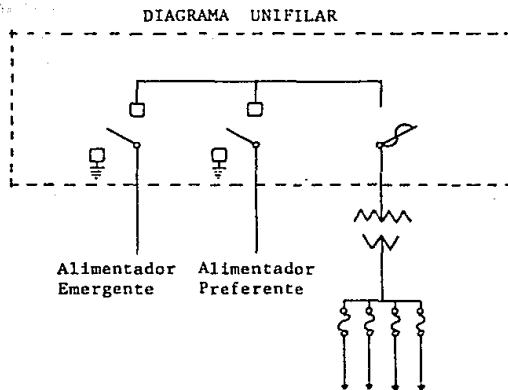
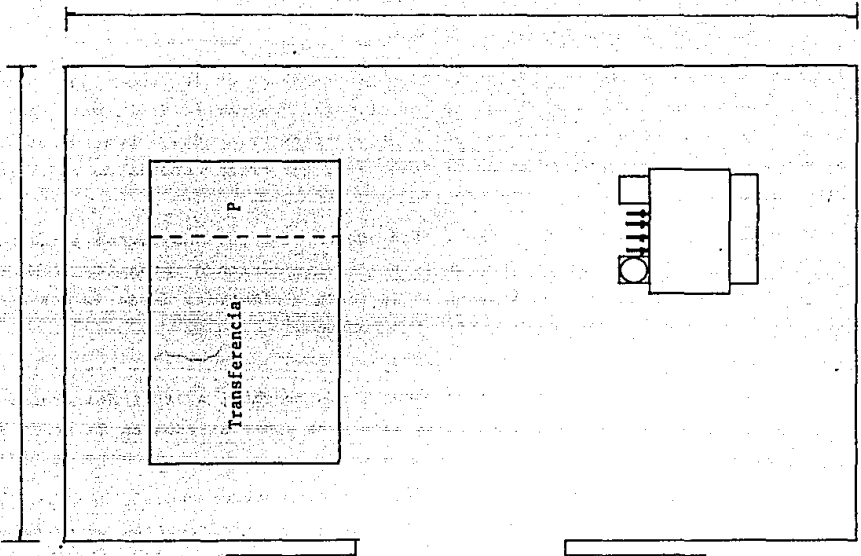


Figura 1.5 Local para Subestación en Interiores.

1.3 Tipos de Sistemas de Distribución.

1.3.1. Sistema de Distribución Aéreo.

Los sistemas de distribución aéreos se usan generalmente en las zonas suburbanas y en las zonas rurales; los alimentadores primario que parten de la subestación de distribución están constituidos por líneas aéreas colocadas sobre postes y alimentan a los transformadores de distribución, que están también montados sobre postes.

Un alimentador de distribución aéreo, está constituido por dos partes principales que se conocen con los nombres de troncal y ramal siendo éstos los elementos a través de los cuales se transporta la energía eléctrica desde la subestación de distribución, hasta los centros de consumo.

Troncal: Es el tramo de mayor capacidad del alimentador que transmite la energía desde la subestación primaria a los ramales, a los transformadores de distribución y servicios particulares suministrados en la tensión primaria.

En los sistemas de distribución aéreos el alimentador radial, (o de árbol), es el tipo más sencillo de todos los esquemas de distribución de energía (a saber: anillo, red, doble circuito, etc.). Proporciona una sola trayectoria a la energía, en general es el tipo más económico; pero en cambio su confiabilidad es la menor de todas, ya que el servicio se verá interrumpido en cuanto falla alguno de sus elementos en serie.

Para aumentar la confiabilidad, se establece el mayor número posible de ligas o "amarres" con los alimentadores vecinos, mediante un equipo de conexión (cuchillas, interruptores en aire, etc.), que debe operar permanentemente abierto.

El objeto de este tipo de circuito es múltiple, pudiéndose señalar entre lo más importante, aparte del menor costo inicial mejor control de la carga, facilidad de las maniobras para proporcionar licencias, menor valor del corto circuito, etc. Se debe procurar que el conjunto de las troncales de los alimentadores de una red primaria de distribución, forme una estructura.

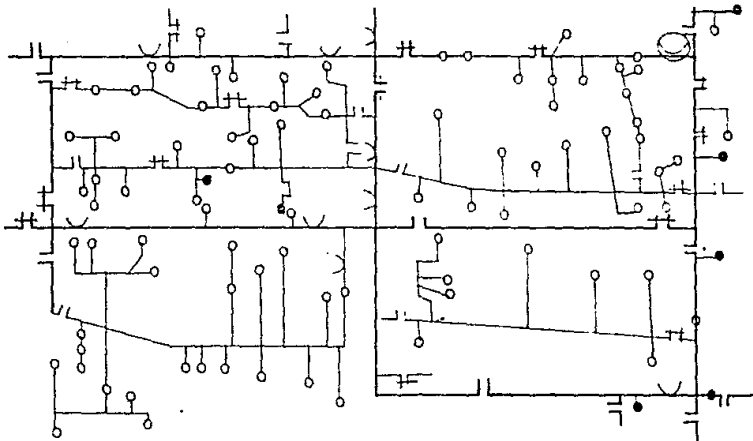
Esto significa que dicho conjunto posea un principio organizativo, es decir, que no sea producto ni del capricho, ni de la anarquía, ni de la evolución espontánea.

A continuación se presentan algunas de las características más importantes del sistema aéreo que suministra energía a la Ciudad de México.

- 1.- Las troncales forman mallas. Estas mallas operan siempre abiertas.
- 2.- Cada malla contiene una carga instalada del orden de 3 MVA (entre transformadores de distribución y subestaciones particulares).
- 3.- Por lo menos uno de los tramos que convergen en cada nodo de la malla, - debe ir provisto de un juego de interruptores en aire, colocado lo más - próximo posible a dicho nodo. Los demás tramos que convergen en ese no- do conviene posean un juego de cuchillas, también lo más cercano que se- pueda al mismo.
- 4.- Debe evitarse en lo posible la conexión directa a las troncales de trans- formadores de distribución o servicios particulares en alta tensión.
- 5.- Las troncales deben ser de calibre uniforme (actualmente en la Ciudad de México para líneas de 23 KV, se ha adoptado el calibre 336 MCM de alumi- nio desnudo). Las únicas troncales de calibre diferente, serán las lí- neas exclusivas para servicios excepcionalmente grandes, bien sea que - trabajen como alimentación preferente o emergente. (Las mayores tronca- les son actualmente de 556 MCM).

La Figura 1.6 muestra los alimentadores Roqueta y Nativitas, ambos de 23 KV, - de la S.E. San Andrés, en los que puede apreciarse, que la estructura sigue un principio organizativo.

Figura 1.6.



Símbología:

- Servicio suministrado en alta tensión.
- Transformador de distribución.
- Troncal.
- Ramal.
- ⌋ Interruptor en aire, cerrado.
- ⊗ Idem, abierto.
- ⌋⌋ Cuchillas de navaja, cerradas.
- ⌋⌋ Idem, abiertas.
- X— Juego de terminales de salida del alimentador.

Comúnmente se utiliza equipo de seccionamiento o transferencia manual. Los alimentadores se diseñan para que, en caso de fallar la troncal de uno de ellos, en el tramo más próximo a la terminal de salida (e incluso en el cable subterráneo de salida), puedan absorberlo en su totalidad entre tres líneas colindantes, de manera que casi ningún servicio quede interrumpido por períodos prolongados.

Cada una de dichas líneas colindantes absorbería un tercio del alimentador fallado.

Los únicos servicios que quedarían interrumpidos son los correspondientes al tramo fallado comprendido entre dos equipos de interrupción o seccionamiento.

Los interruptores de aceite de las subestaciones son del tipo de recierre, con lo cual se eliminan todas las fallas transitorias que, como es sabido, en las redes aéreas constituyen más del 85% del total.

Para el 15% restante, todavía puede mejorarse la confiabilidad instalando seccionadores en los ramales en el punto de derivación de la troncal y, si se instalan dos o más de estos seccionadores a lo largo del ramal, con el número de pasos debidamente coordinados, la confiabilidad se incrementa enormemente.

Finalmente, cuando se adopte el sistema automatizado de distribución, las transferencias de carga se efectuarán mediante órdenes de apertura y cierre de los interruptores, transmitidas por las propias líneas primarias, mediante onda portadora generada a través de una microcomputadora, de acuerdo a un programa preestablecido.

El circuito radial o de árbol, es el más seguro de todos para el personal que lo opera o mantiene, ya que cada servicio sólo cuenta en un momento dado con una fuente de alimentación. La red secundaria de los transformadores de distribu-

ción puede, sin embargo, ser causa accidental de "regresos", al poner inadvertidamente en paralelo dos alimentadores contiguos debido a la eventual operación-invertida de alguno de esos transformadores. Por ese motivo, deben probarse las líneas antes de tocarlas con la mano e instalarse tierras a ambos lados del tramo donde se vaya a trabajar.

Ramal: Es la porción del alimentador primario energizado a través de un troncal o de otro ramal, en la cual van conectados la casi totalidad de transformadores de distribución y servicios particulares suministrados en alta tensión. (Actualmente, en las líneas de 23KV, son de calibre ACSR-1/0, salvo cuando la magnitud excepcionalmente grande de algún servicio, obliga al empleo de calibres mayores).

Al igual que en el caso de las troncales, los ramales también deben respetar un principio organizativo, de manera que su estructura resulte compatible con el conjunto.

En general, deben seguir las siguientes pautas:

- 1.- Siempre que sea posible, se procurará que el ramal enlace dos troncales (o dos porciones de una misma troncal).
- 2.- En los dos puntos donde el ramal toca a las troncales, debe existir algún medio de seccionamiento.
- 3.- Por cada grupo aproximado de 5 a 10 transformadores y servicios particulares de alta tensión debe existir un juego de cuchillas.
- 4.- Uno cualquiera de estos medios de interrupción o seccionamiento, debe operar permanentemente abierto, evitándose así formar mallas cerradas o poner en paralelo dos alimentadores.
- 5.- Si se considera necesario, el ramal tendrá un seccionador en cada punto de derivación de la troncal, y en un caso dado, otros más en serie.

1.3.2. Sistemas de Distribución Subterráneos.

Las redes subterráneas han visto favorecida su implantación en las zonas urbanas de alta densidad de carga debido a las ventajas que presentan ante las redes aéreas. Las principales ventajas son la confiabilidad de servicio y la limpieza que estas instalaciones proporcionan al paisaje. Naturalmente, este incremento en el costo de las instalaciones y en la especialización del personal -

encargado de construir y operar este tipo de redes.

Los principales factores que se deben analizar al implantar una red subterránea son: densidad de carga, costo de instalación, grado de confiabilidad, facilidad de operación y seguridad. Todos estos factores son importantes y la selección final del tipo de red se ve altamente influenciada por la experiencia que se tiene en equipos, materiales y especialización del personal.

De acuerdo a las estructuras, las redes subterráneas se pueden clasificar de la siguiente forma:

- Radial.
- Anillo.
- Alimentadores Selectivos.
- Red en Derivación Doble.
- Red en Derivación Múltiple.

Posteriormente, se describen las principales características de estas redes.

Las redes subterráneas se han visto afectadas por las innovaciones tecnológicas que se producen en el campo de la Ingeniería. Estos cambios han modificado desde los materiales y equipos, hasta las técnicas de diseño, operación y expansión de las redes, provocando así que los técnicos relacionados con ellas, se mantengan en constante preparación para asimilar los cambios que se producen en este campo.

Los sistemas de distribución subterráneos se usan particularmente en zonas urbanas con densidad de carga media y alta.

Este tipo de sistemas, están menos expuestos a las fallas que los sistemas de tipo aéreo, pero cuando ésta se produce es más difícil de localizar y su reparación lleva más tiempo.

Por esta razón, para evitar interrupciones prolongadas y proporcionar flexibilidad a la operación, en el caso de los sistemas de distribución subterráneos se instalan seccionadores para permitir pasar la carga de un alimentador primario a otro.

También, se instalan seccionadores para poder conectar los circuitos secundarios, para que en caso de falla o de desconexión de un transformador, se puedan conectar sus circuitos secundarios a un transformador contiguo. En la Fig. 1.7, se muestra el diagrama unifilar de un sistema subterráneo.

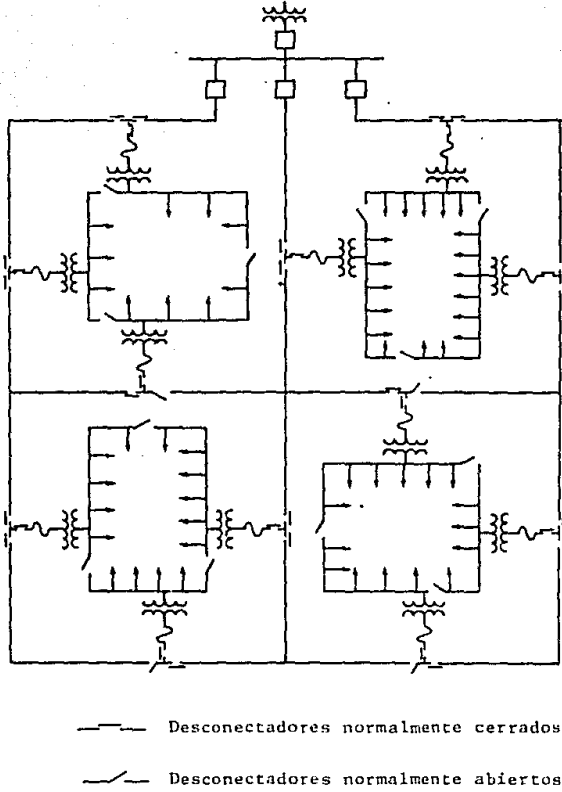


Figura 1.7 Sistema de distribución subterráneo

(Diagrama Unifilar).

Actualmente existe la tendencia a realizar la distribución de energía eléctrica de zonas residenciales suburbanas mediante instalaciones subterráneas. Generalmente los alimentadores primarios, consisten en cables subterráneos dispuestos formando un anillo que funciona normalmente abierto, conectados a un alimentador aéreo próximo.

1.4 ESTRUCTURAS DE ALIMENTACION EMPLEADAS EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION.

La selección de la estructura adecuada para el desarrollo de un Sistema de Distribución juega un papel muy importante en la planeación, ya que influirá no sólo en la operación sino en su costo y confiabilidad a través de la vida útil de la red.

El conocimiento veraz de la mayor cantidad de parámetros posibles que se deben hacer intervenir en la planeación de este tipo de redes facilitará la selección de la estructura adecuada. Algunos de estos parámetros son:

- Densidad de la carga.
- Tipo de carga: Residencial, Comercial, Industrial o Mixta.
- Localización Geográfica.
- Area o forma geométrica de la expansión de la carga.
- Costo.
- Continuidad o confiabilidad requerida por los consumidores.
- Operación.
- Tasa de Crecimiento.
- Mano de obra disponible tanto para la construcción como para la operación de la red.

En cuanto su operación, existen sólo dos tipos fundamentales de redes de distribución:

- Radial y Paralelo.

Por definición un Sistema de Operación Radial es aquel, en el que el flujo de energía tiene una sola trayectoria de la fuente a la carga, de tal manera que una falla en cualquier componente de la red produce una interrupción en los servicios.

Los Sistemas de Operación en Paralelo cuentan con más de una trayectoria del flujo de energía que alimenta a los consumidores; la operación en paralelo es sobre toso utilizada en redes de baja tensión, debido a la complejidad en su operación y costo.

1.4.1 Radial.

Esta estructura se constituye con cables troncales que salen en forma radiante de la S. E. y con cables transversales que ligan estas troncales. En grandes redes radiales de M. T. que alimentan zonas urbanas importantes se debe buscar-

la posibilidad de interconexión entre las troncales de esta red, con el objeto de minimizar el tiempo de interrupción de los usuarios, facilitar la operación y por ende dar la flexibilidad a la red, un ejemplo de esta estructura se presenta en la figura 1.8.

Cuando se decida en la posibilidad de esta alternativa de interconexión deben seleccionarse calibres de la misma sección para evitar en lo posible la sobrecarga de los cables transversales o subtroncales.

La aplicación de este tipo de estructuras es recomendable en zonas extendidas con altas densidades de carga (15 a 20 MVA Km^2) y tasas de crecimiento importantes.

En operación normal, cada alimentador lleva una carga C funcionando en forma radial, operando normalmente abiertos todos los elementos de seccionamiento con los que cuenta la estructura. En caso de emergencia, los alimentadores deberán soportar cargas adicionales por lo que se recomienda tener cuidado en la selección del calibre de las subtroncales tal como se mencionó en párrafos anteriores.

Radial Simple. En esta red cada subestación alimenta zonas por separado, debiendo ser los cables secundarios de un calibre adecuado a la carga por alimentar, en este caso, una falla en un secundario afectará a todos los consumidores conectados al ramal o una falla en la subestación afectará a todos los consumidores conectados a esta.

Aún en este arreglo es posible tener un grado de seccionalización ya que, si es posible trabajar con potencial, el tramo de cable dañado puede ser seccionado y tratar mientras este es reparado de alimentar el resto de los consumidores. En la Figura 1.9 se muestra una parte de este tipo de redes de baja tensión donde se puede observar que la protección se logra por medio de fusibles de B.T.; en algunas ocasiones, se cuenta también con interruptores termomagnéticos instalados en los mismos transformadores, sin embargo esto tiene el inconveniente de que cualquier falla en uno de los circuitos de B.T. o una sobrecarga en el transformador dejará sin servicio a todos los consumidores. Este tipo de estructuras es recomendable implantarla en zonas habitacionales o zonas comerciales de poca importancia.

Radial Interconectada. El desarrollo de este tipo de redes es similar al anterior, sin embargo, en este caso es posible transferir por medio de equipo de

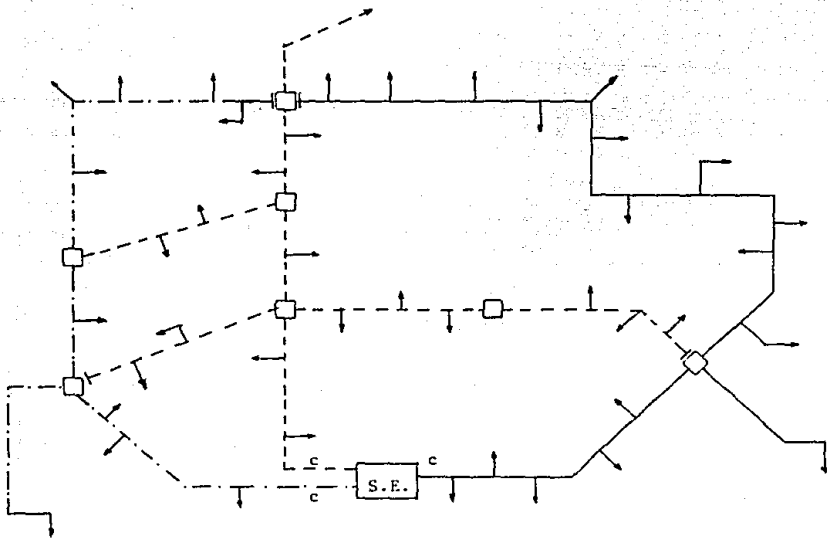


Figura 1.8 Seccionamiento de una estructura radial subterránea.

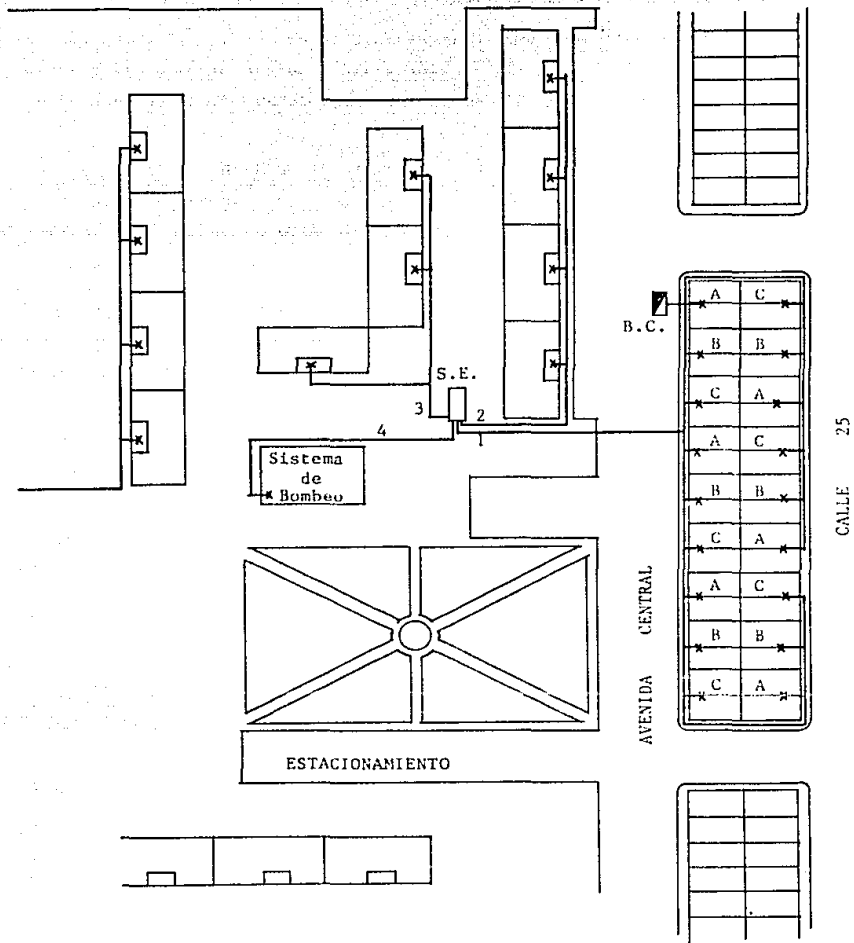


Figura 1.9 Estructura radial simple.

seccionamiento parte o toda la carga alimentada por una S.E. ya sea por falla, desbalance o simplemente por mantenimiento.

Al efectuar las interconexiones debe tenerse cuidado de que la secuencia de fases en todos los transformadores sea la misma, a fin de que al hacer la transferencia de carga, la secuencia no sea invertida y los consumidores se vean afectados.

La protección que se utiliza en esta red es también a base de fusibles que deben tener la capacidad adecuada a la carga que esté alimentando cada circuito. En la Figura 1.10 se muestra una estructura de este tipo.

1.4.2. Anillo.

Esta estructura se constituye como se aprecia en la Figura 1.11 a base de bucles de igual sección, derivados de una o más fuentes de alimentación, siendo estas generalmente circuitos de líneas aéreas.

Este tipo de red esta constituida por cables subtrunciales dispuestos en forma de anillo, el anillo se puede alimentar desde 1 o más fuentes, mediante cables subtrunciales. Dentro del anillo las subestaciones MT-BT preferentemente se conectan en seccionamiento.

Las redes en anillo operan normalmente abiertas en un punto, que generalmente es el punto medio, razón por la cual se les conoce como redes en anillo abierto. Al ocurrir una falla dentro de un anillo, se secciona el tramo fallado para proceder a la reparación siguiendo una serie de maniobras con los elementos de des conexión instalados a lo largo de la subtruncal.

Este tipo de red es ampliamente usado en zonas en las que el aumento de la carga es nulo o muy pequeño, de tal forma que se puede absorber fácilmente con la estructura inicial y no es necesario llevar a cabo trabajos para modificar la estructura de la red. La aplicación de esta estructura es recomendable en zonas con densidad de carga entre 5 a 15 MVA/Km².

Como ejemplos de estos casos se encuentran las electrificaciones subterráneas de zonas residenciales o conjuntos habitacionales.

1.4.3. Alimentadores Selectivos.

La implantación de este tipo de estructuras es recomendable para zonas de rápido crecimiento y densidades mayores a 15 MVA/Km², y cuya expansión o área servida es considerable. A diferencia de la red radial urbana, esta estructura es -

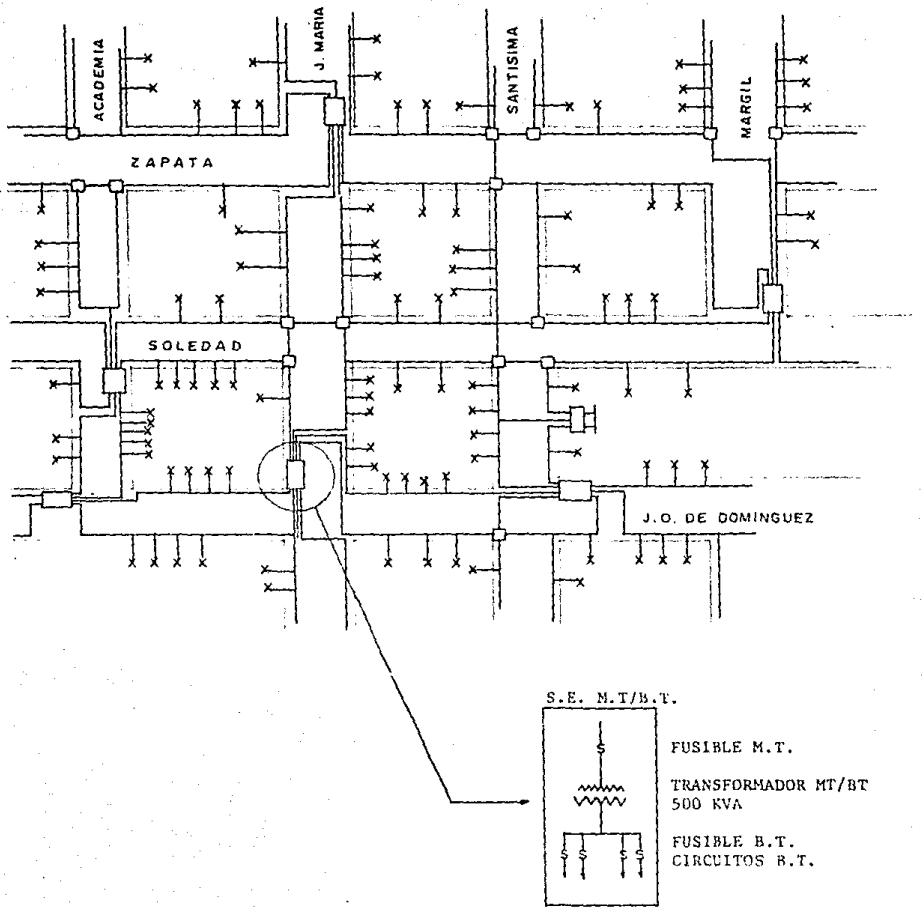


Figura 1.10 Estructura de baja tensión con seccionamiento.

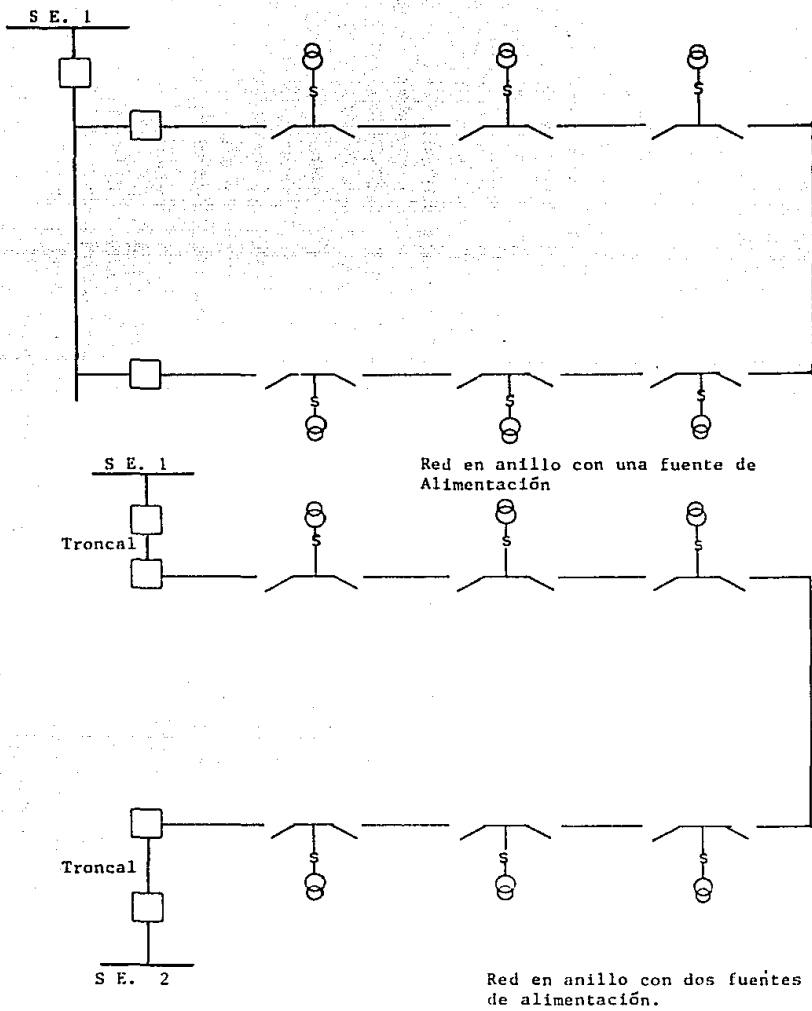


Figura 1.11 Estructura en anillo con una o dos fuentes de alimentación.

aplicada en zonas cuyo crecimiento de carga es marcadamente vertical, es decir, zonas de edificios altos y por ende grandes concentraciones de carga.

Esta red se constituye por cables troncales de la misma sección que salen preferentemente de subestaciones diferentes, de esas troncales se derivan ramales o subtroncales que los enlazan siguiendo el principio de doble alimentación energizando a lo largo de su recorrido transformadores o bóvedas que se instalan generalmente en los mismos puntos de carga.

La protección de esta red consiste de:

Interruptores instalados en la subestación de potencia a la salida de cada alimentador y cortacircuitos fusibles para proteger las subestaciones MT/BT.

También, es posible dotar de interruptores en los puntos de derivación de las subtroncales aún cuando su aplicación debe estar respaldada por un estudio técnico económico que los justifique.

En condiciones normales de operación, los transformadores son alimentados por las subtroncales con un punto normalmente abierto que permite balancear la carga y operar la red en forma radial. Cuando ocurre una falla en la troncal o subtroncal, los dispositivos de seccionamiento, instalados generalmente en los mismos transformadores permiten efectuar los movimientos de carga necesarios, transfiriendo los transformadores al alimentador troncal adyacente. Este tipo de estructura debido a su flexibilidad y costo, ha tenido una rápida expansión en los últimos años; en las Figuras 1.12 y 1.13 se pueden observar esquemas simplificados de esa red.

Esta red se recomienda para zonas donde las construcciones existentes están siendo substituídas por edificaciones que representan fuertes concentraciones de carga y requieren de un alto grado de confiabilidad.

1.4.4. Red en Derivación Doble o Doble Alimentación.

La aplicación de este tipo de estructuras se lleva a cabo preferentemente en zonas con grandes cargas puntuales tales como cargas industriales, turísticas o comerciales, las cuales generalmente presentan una área de expansión alargada, v. gr. una zona turística desarrollada preferentemente sobre un malecón.

La disposición de los cables troncales se hacen por pares de la misma sección, no existiendo en este caso subtroncales o enlaces sino, simplemente derivaciones a los servicios. Las densidades en donde se emplean esas estructuras

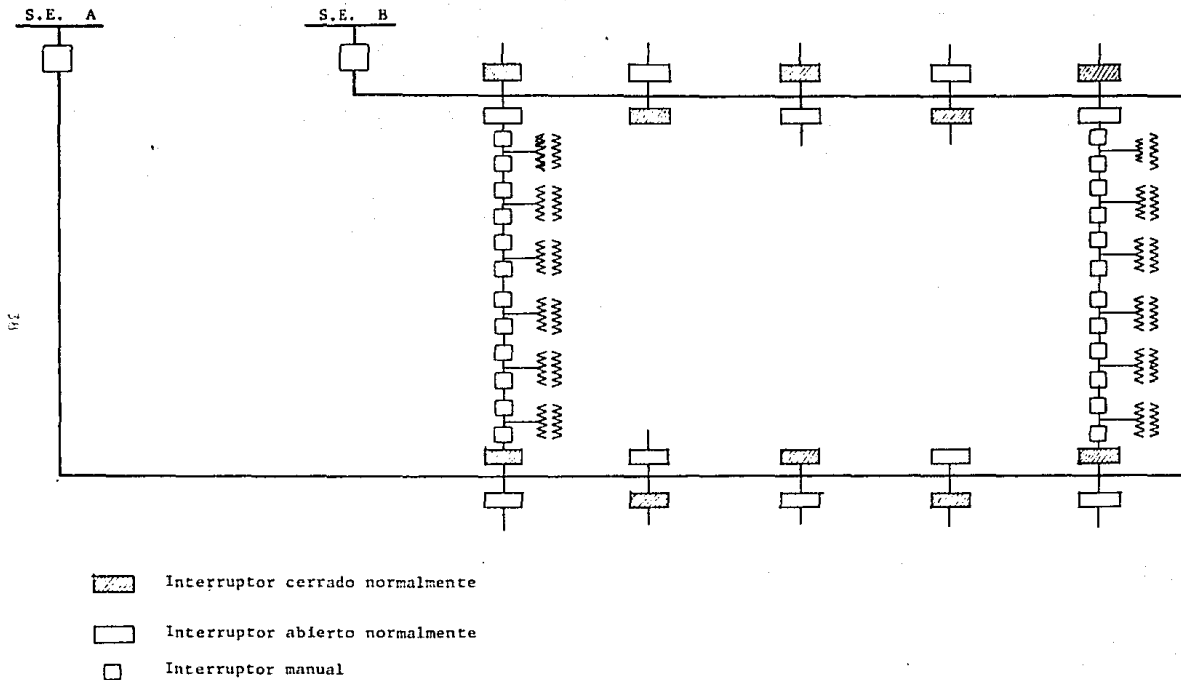
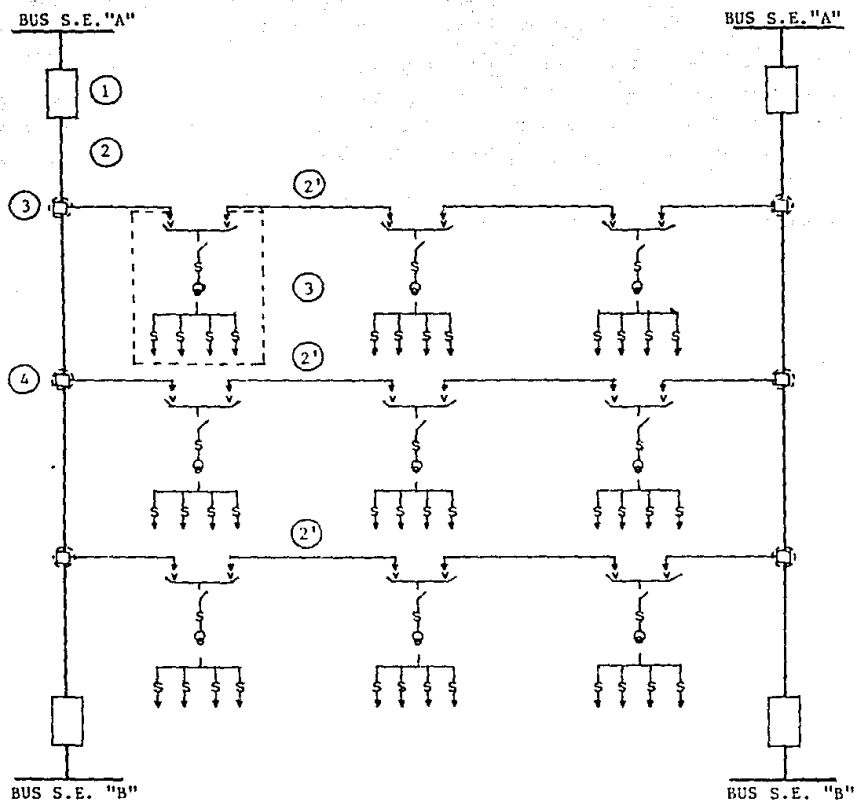


Figura 1.12 Red con Alimentadores Selectivos.



- 1 Interruptor en la S.E. de Distribución
- 2 Cable 23 PT 2' Cable 23 TC
- 3 Interruptor tripolar para operación con carga
- 4 Derivación de tres vías de tipo modular.

Figura 1.13 Alimentadores Selectivos.

fluctúan en un amplio rango que van de los 5 a los 30 MVA/Km², ya que para este caso de aplicación más que la densidad de la zona se torna más significativa la continuidad o confiabilidad que la red debe ofrecer al usuario.

Cada una de las troncales es la encargada de llevar la energía desde una fuente de alimentación hasta los servicios. La alimentación a los servicios se realiza por acometidas dobles las que llegan generalmente a un dispositivo de transferencia automática de donde se deriva la alimentación a las instalaciones del cliente.

La operación se hace en base de un esquema de alimentadores preferentes y emergentes con transferencias manuales o automáticas siguiendo el principio de cambio de alimentación, es decir, al salir el alimentador preferente, la energía - deberá fluir por el emergente, transferencia que en el caso de equipo automático solo tomará unos cuantos ciclos efectuarla, perturbando al consumidor en forma poco significativa.

Dicha operación se puede efectuar en dos formas diferentes:

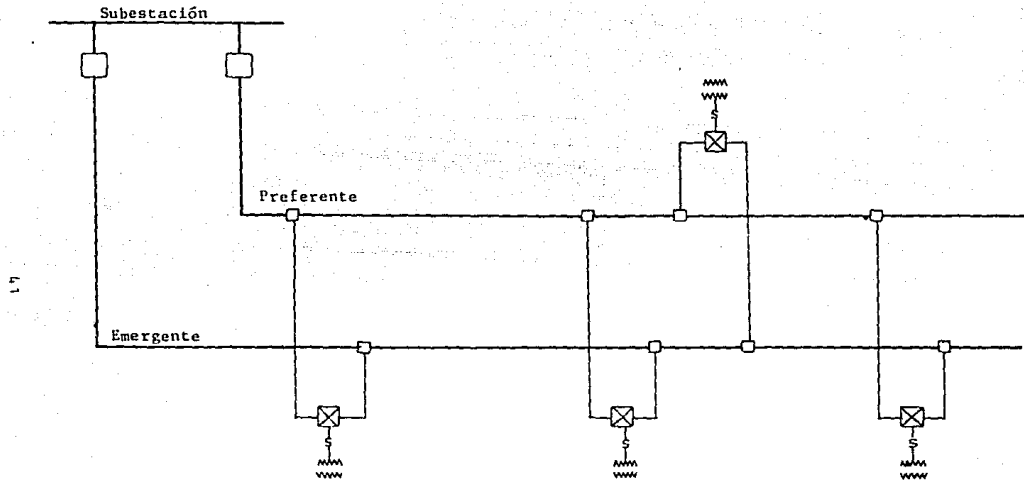
Primero haciendo trabajar el circuito emergente sin carga y la segunda es - haciéndolo trabajar con la mitad de la carga. La primera tiene la desventaja - que mientras un circuito trabaja al mínimo (pues solamente está energizado) el otro está trabajando al máximo de su capacidad mientras que en la segunda - opción los dos circuitos trabajan en iguales condiciones.

Dentro de las normas de diseño que caracterizan a este tipo de redes, se tienen las dos siguientes, que son muy importantes:

- El equipo de transferencia debe tener un mecanismo que impida la puesta en - paralelo de los dos alimentadores.
- Para obtener una mejor confiabilidad de servicio, es conveniente instalar - circuitos en rutas diferentes.

En las Figuras 1.14 y 1.15, se presentan los esquemas de este tipo de estructuras.

Red en Derivación Múltiple. Esta red se constituye por un número determinado - de alimentadores que contribuyen simultáneamente a la alimentación de la carga. En realidad estas redes son una extensión de las redes en derivación doble, ya - que siguen el mismo principio, solamente que este tipo de red permite alimentar una área mayor, debido al mayor número de alimentadores.



☒ - Interruptores de Transferencia de
 Operación Manual o Automática

Figura 1.14 Red en Doble Derivación.

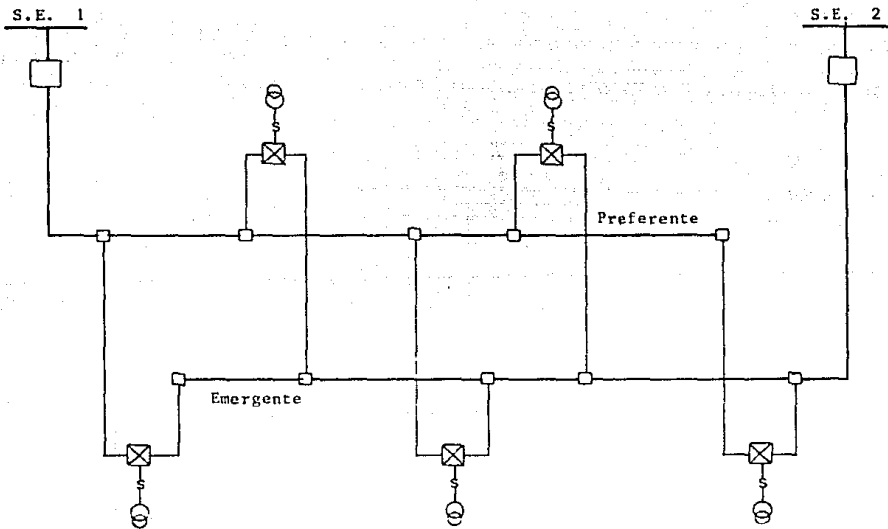


Figura 1.15 Estructura en Doble Alimentación.

Esta red se debe diseñar dejando un margen de capacidad de reserva en los alimentadores de mediana tensión, de tal manera que al quedar fuera de servicio uno de ellos, la carga se reparte a los restantes, por medio de la transferencia automática, ver Figura 1.16.

Estas redes tienen aplicación en zonas que presentan cargas concentradas muy fuertes, en las que es necesario proporcionar una continuidad a los servicios, tienen además la ventaja que permiten alimentar servicios en mediana tensión y en baja tensión simultáneamente.

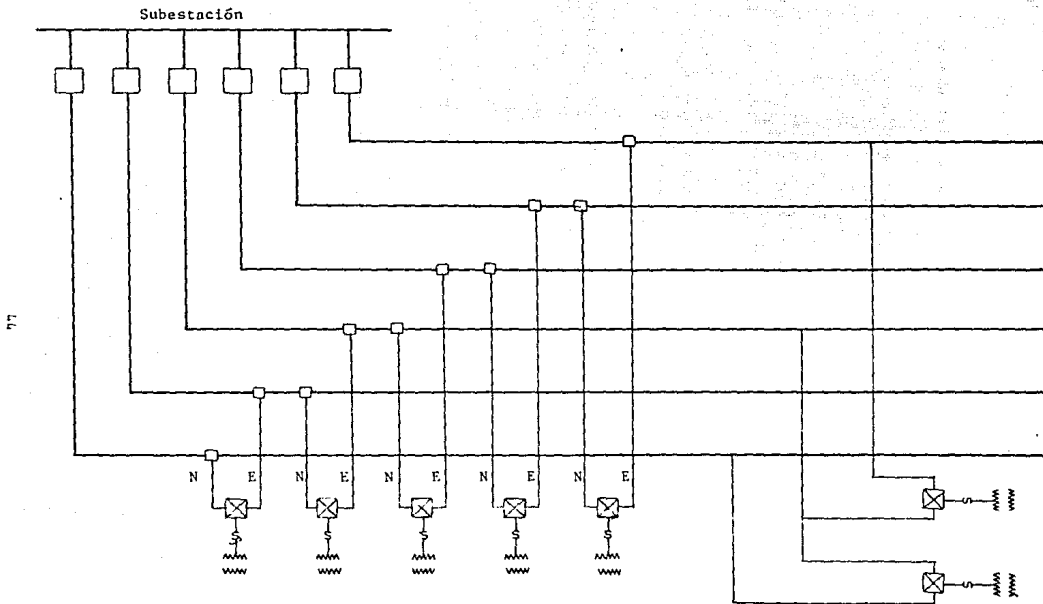
1.4.5. Red Automática.

Se le conoce como red automática debido a que dispone de un dispositivo automático de protección (protector de red), empleado por la característica de diseño inherente para este tipo de redes.

Esta red esta constituida por troncales que salen de una fuente de alimentación (subestación de potencia) y cables ramales que alimentan en forma alternada las subestaciones de distribución ver Figura 1.17.

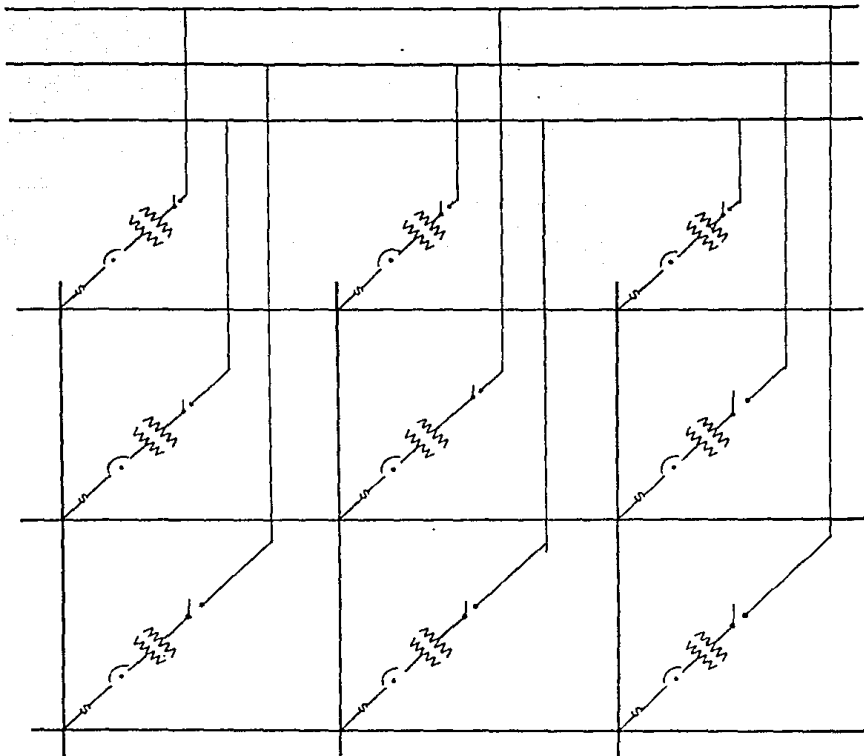
Este sistema de distribución es la solución adoptada en las principales ciudades del mundo ya que ofrecen una confiabilidad muy alta comparada con todas las estructuras antes mencionadas, ya que garantiza un servicio prácticamente continuo a los usuarios, no obstante se presentan fallas en mediana tensión o baja tensión del sistema. La estructura mallada debe ser implementada en zonas de densidades mayores a los 30 MVA/Km² y en donde la carga se encuentre uniformemente repartida a lo largo de las calles.

Una sola fuente de potencia es el punto de alimentación de dos o más alimentadores radiales sin enlace entre ellos. Estos alimentadores troncales llegan hasta la zona de carga de la red, abriéndose en forma anular por medio de seccionadores. Los transformadores de red estan conectados en mediana tensión de tal manera, que queden alimentados por ramales diferentes; este arreglo es con el fin de que al existir un estudio en uno de estos, no disminuya la regulación y la carga del alimentador en disturbio, sea absorbida a través de la red secundaria alimentada por los transformadores conectados a los ramales restantes. Por esta razón, el diseño de los alimentadores en mediana tensión debe ser tal que permita absorber el aumento de carga, cuando uno de estos falla. En la Figura 1.18, se muestra gráficamente este concepto.





☒ - Interruptor de Transferencia Automática

Figura 1.16 Red en Derivación Múltiple.



Simbología

 Transformador

 Protector de Red


 Cable B.T.

Figura 1.17 Red en Malla Sólidamente Conectada.

Las derivaciones a las subestaciones de distribución, se efectúan con elementos de derivación instalados en la troncal. En esta estructura no se realizan interconexiones entre las troncales de los diferentes alimentadores que forman la red de mediana tensión, ya que la red de baja tensión se contruye sólidamente conectada.

La protección de cada alimentador la proporciona el interruptor localizado en la subestación de potencia y los protectores asociados a las subestaciones; mediana tensión-baja tensión. Estas subestaciones se conectan directamente a los alimentadores de mediana tensión sin ningún medio de protección.

Un dispositivo desconectador denominado protector de red, es instalado en el lado secundario de cada transformador. Ese interruptor tiene como finalidad principal evitar el retorno de energía de la red de baja tensión, en caso de falla en algún ramal o troncal en el lado de mediana tensión; desconectando inmediatamente todos los transformadores conectados a ese alimentador; una vez reparada la falla al energizar el troncal de ese alimentador a través del interruptor de potencia de la subestación todos los protectores deberán cerrar automáticamente, reintegrando los transformadores a la malla de baja tensión. Es conveniente hacer notar aquí que en este caso ningún consumidor se ve afectado por una falla en el lado de mediana tensión, cuando ocurre una falla en baja tensión, el cortocircuito es alimentado por todos los transformadores de la red debido a que la malla de baja tensión, se encuentra sólidamente conectada, pudiéndose obtener valores de corriente de falla considerable (más de 20,000 amperes) suficientes para evaporar en el punto de falla el cobre de los conductores, trozándose el cable y aislando la falla sin provocar tampoco en este caso ninguna interrupción a los usuarios, es decir, debido al paralelismo que existe en la red, los consumidores C1 y C2 que se muestran en la Fig. 1.19 no resultarán afectados.

En condiciones de falla en un alimentador de mediana tensión al operar la protección en la subestación de potencia, todas las subestaciones mediana-baja tensión, conectadas a este alimentador quedan fuera de servicio, además los protectores de red desconectan las subestaciones mediana tensión-baja tensión del lado de baja tensión. Bajo esta situación los alimentadores y las subestaciones restantes alimentan la totalidad de la carga aprovechando la interconexión de los alimentadores de baja tensión.

Como podemos concluir de los párrafos anteriores, esa estructura resulta sumamen

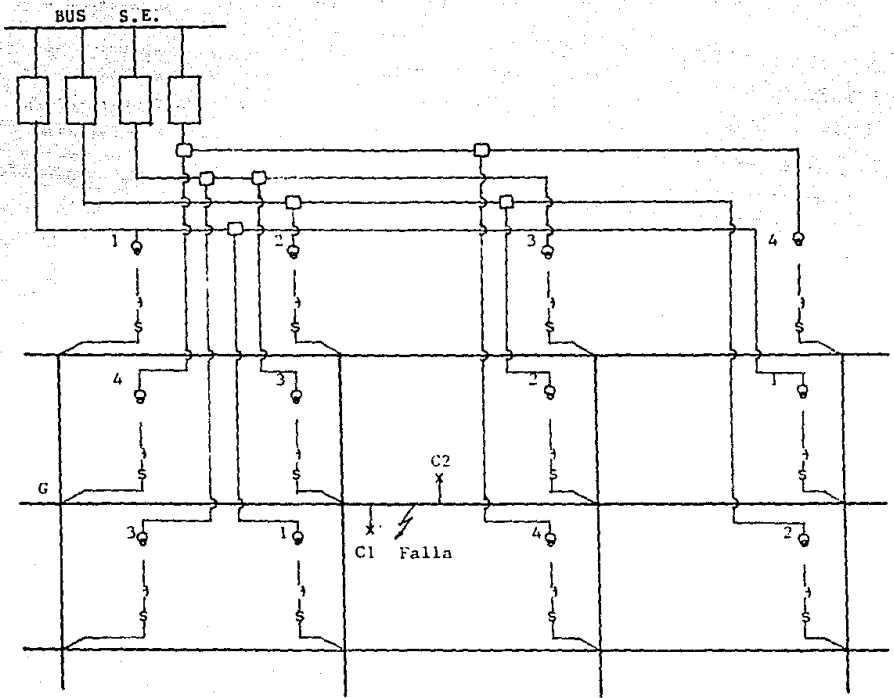
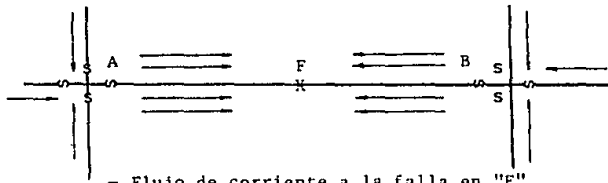
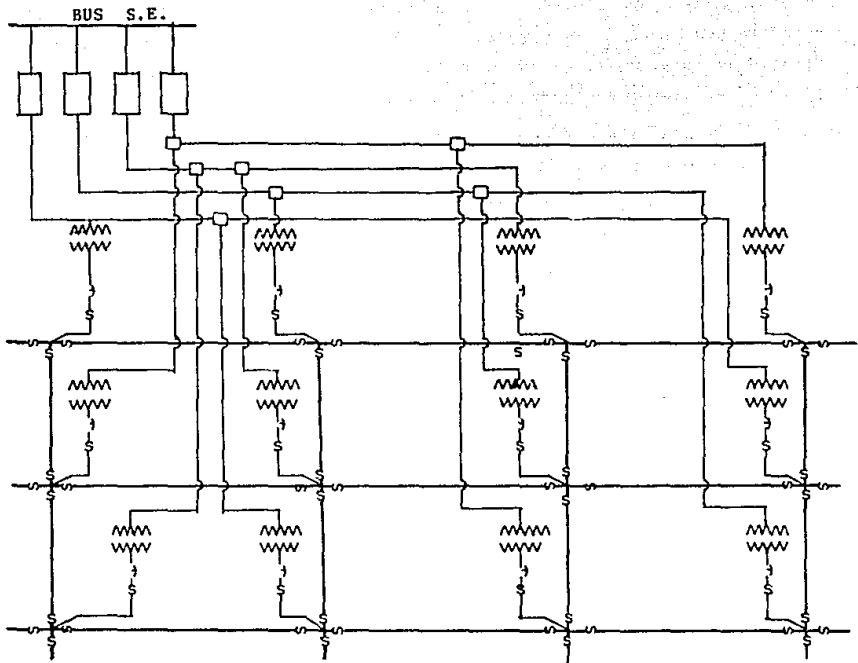


Figura 1.19 Red Mallada de Baja Tensión.



- Flujo de corriente a la falla en "F"
y fusión de los limitadores en A y B.

Figura 1.20 Red Automática Limitada.

te conveniente para el caso de alimentación a zonas urbanas densas y cuya carga requiere una continuidad extrema, sin embargo, antes de la implantación de este tipo de estructuras se recomienda en forma enfática hacer un estudio económico profundo que permita llevar a cabo a buen término el proyecto.

Red Mallada Limitada. Esta es una variante de la red automática sólidamente conectada, en este tipo de red la eliminación de fallas se realiza por la operación de fusibles de alta capacidad interruptiva (conocidos como limitadores).

La Figura 1.20. muestra de manera esquemática una red mallada limitada.

Desde el punto de vista de confiabilidad, la diferencia fundamental entre la red mallada sólidamente conectada y la red mallada limitada, es que en el caso de la primera el nivel de continuidad desciende hasta los servicios y en el segundo caso la continuidad el solo llega al nivel del cable. Es decir, en el caso de una falla que afecta un cable secundario, cuando se trata de la primera red, los servicios conectados al cable no sufren interrupción y en el caso de una red limitada, el tramo de cable afectado por la falla se energiza al fundirse los limitadores conectados en los extremos del cable.

CAPITULO II
EQUIPO UTILIZADO.

2.1 ASPECTOS GENERALES DE LA PROTECCION EN LAS REDES DE DISTRIBUCION.

2.1.1. Introducción.

El equipo de protección es de una extraordinaria importancia en el proyecto de un sistema, puesto que se instala para funcionar en condiciones anormales a fin de reducir las fallas o aislar las perturbaciones limitando sus efectos. Ha de funcionar de una forma segura y rápida; se debe seleccionar a fin de conseguir la máxima seguridad, rapidez de funcionamiento y simplicidad y tiene que ser concordante con el proyecto del sistema.

El seccionamiento y la separación constituyen factores importantes para asegurar la continuidad del servicio y se proyectan para limitar una avería a una sección relativamente pequeña de un sistema y evitar la propagación a otra sección. El grado de separación viene determinado por la potencia de la estación distribuidora, el tamaño de la misma, tensión y el tipo de conexiones, la importancia de la continuidad del servicio y los costos que supongan; cuanto mayor sea la potencia afectada por una posible avería, tanto mayor es la necesidad de seccionamiento y separación.

Los interruptores y relevadores son los medios más comunes para poner en servicio o dejar fuera de servicio una sección de un sistema eléctrico en condiciones normales o anormales. Cuando se aplican en forma adecuada, constituyen elementos de alta seguridad, pero el diseño del sistema y los esquemas de protección deben hallarse estrechamente coordinados para asegurar el costo mínimo, compatible con las necesidades del sistema y de su adecuado funcionamiento. Un sistema complejo de potencia requiere un esquema adecuado, complicado y costoso de relevadores pudiendo ser imposible obtener una selectividad completa. Un sistema importante debe proyectarse con una protección de apoyo de forma que en caso de falla, entren en funcionamiento otros equipos.

Ello se consigue desconectando la siguiente sección superior del sistema, por ejemplo, mediante la desconexión de una sección de barras en caso de falla del interruptor de un alimentador, prefiriéndose este método al de instalar dos equipos idénticos en serie en el mismo circuito. También se instalan equipos de relevadores para reconectar rápidamente y de forma automática el interruptor de un alimentador después de un disparo. Estos tienen su principal aplicación en alimentadores aéreos, habiéndose aplicado en líneas de hasta 765 KV. Los interruptores elegidos para una nueva subestación deben disponer de un margen sobre la potencia de corto circuito prevista, para evitar posteriores sustituciones costo

sas, ya que las potencias de subestaciones o líneas de interconexión superan, -
muy a menudo las previsiones originales.

Además de haber hecho una pequeña mención de los interruptores y relevadores, -
existen otros dispositivos usados como medios de protección para las líneas -
aéreas y subterráneas en mediana y baja tensión como son los fusibles, los sec--
cionadores y los restauradores.

2.1.2. Protecciones primarias y de respaldo.

Considerar por el momento el equipo de protección contra corto-circuitos.
El equipo mencionado anteriormente puede dividirse en dos grupos, uno que puede-
designarse como equipo de protección primaria y otro como protección secundaria o
de respaldo.

La protección primaria es la que debe proteger y/o aislar el equipo fallado; -
mientras que las funciones de la protección de respaldo solo se dan cuando falla
la protección primaria.

Protección primaria.

En la Figura 2.1. se puede observar un ejemplo de protección primaria. La prime-
ra observación que se puede hacer al respecto es que los interruptores están lo-
calizados en las conexiones de cada elemento del sistema de potencia eléctrica.-
Esta previsión hace posible desconectar solamente el elemento fallado cuando ocu-
rre una falla en un punto determinado debido por ejemplo a una sobrecorriente; a
veces puede omitirse un interruptor entre dos elementos adyacentes, en cuyo caso
ambos elementos deben desconectarse si hay una falla en cualquiera de los dos.

La segunda observación es que sin saber en este momento como se realiza, se está
blece una zona de protección separada alrededor de cada elemento del sistema. -
El significado de esto es que cualquier falla que ocurra dentro de una zona dada
originará el disparo, esto es, la abertura de todos los interruptores dentro de
esa zona y solo esos interruptores. Es evidente que en caso de fallas en la re-
gión donde se superponen dos zonas adyacentes de protección se disparan más inte-
rruptores que el mínimo necesario para desconectar el elemento fallado, pero si-
no hubiera superposición una falla en una región entre zonas no estaría situada -
en ninguna de las dos zonas y por lo tanto no se dispararían los interruptores.

La extensión de la superposición es pequeña relativamente, y la probabilidad de -
falla en dicha región es baja y por lo mismo el disparo de dos o más interrupto--

res es muy poco probable.

Se observará que las zonas adyacentes de protección mostradas en la Figura 2.1 - se superponen alrededor de un interruptor; ésta es la práctica más utilizadas, - porque en caso de fallas en todas las partes, excepto en la región de superposición, es conveniente que se disparen el número mínimo de interruptores. Cuando se desea por razones económicas o de espacio, superponer sobre el lado de un interruptor, como sucede con frecuencia en los equipos blindados, el dispositivo - de protección de la zona que superpone el interruptor debe arreglarse para que - dispare no solo los interruptores de esta zona, sino también uno o más interruptores de la adyacente para así desconectar completamente ciertas fallas. Lo - anterior se muestra en la Figura 2.2, donde puede citarse que para un corto-circuito en X, los interruptores de ésta zona B, que incluyen al interruptor C, se dispararán; pero dado que el corto-circuito está fuera de la zona A, el equipo - de protección de la zona B, debe disparar también ciertos interruptores de la zona A si ésto fuese necesario para interrumpir el flujo de la corriente de corto-circuito de la zona A a la falla. Esto es una desventaja si hay una falla en X, pero los mismos interruptores se dispararán innecesariamente en la zona A para - otras fallas en la zona B a la derecha del interruptor C. Si este disparo innecesario es objetable dependerá de la aplicación particular.

Protección de Respaldo.

La protección de respaldo se emplea para protección de corto-circuitos. Debido a que éstos son el tipo preponderante de falla del sistema de potencia, aumentan las posibilidades de que falle la protección primaria en caso de corto-circuito; la experiencia ha mostrado que la protección de respaldo no es justificable económicamente para casos distintos de corto-circuito.

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

- a) Corriente o tensión de alimentación a los relevadores.
- b) Disparo de la tensión de alimentación de c. d.
- c) Relevadores de protección.
- d) Circuito de disparo o mecanismo del interruptor.
- e) Interruptor.

Es muy deseable que la protección de respaldo esté dispuesta de tal manera que - cualquier cosa que pueda originar la falla de la protección primaria no origine-

también la falla de la protección de respaldo; es evidente que este requisito se satisface completamente si los relevadores de respaldo están situados de tal forma que no empleen o controlen cualquier variable común con los relevadores primarios que vayan a ser respaldados.

Es claro, quizá, que cuando funciona la protección de respaldo se desconecta una parte mayor del sistema que cuando funciona correctamente la protección primaria; esto es inevitable si la protección de respaldo va a hacerse independiente de aquellos factores que pueden originar que falle la protección primaria. Sin embargo éste enfatiza la importancia del segundo requisito de la protección de respaldo, que ésta debe funcionar con la adecuada acción retardada como para que se le de a la protección primaria tiempo suficiente para funcionar si es capaz de hacerlo.

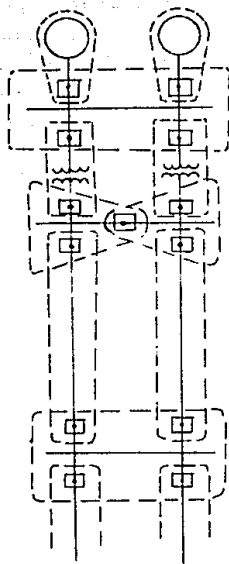


Figura 2.1.
Protección Primaria.

Superposición de zonas
adyacentes de protec-
ción sobre un lado de
un interruptor.

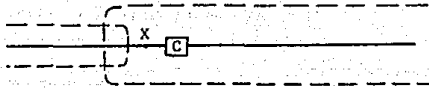
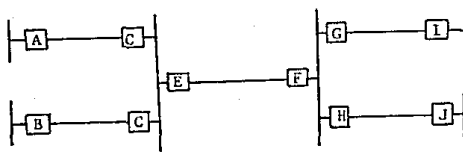


Figura 2.2.



Ejemplo para la protección de respaldo de la sección
EF de una línea de transmisión.

En otras palabras, cuando ocurre un corto-circuito, ambas protecciones, primaria y de respaldo, inician normalmente su funcionamiento, pero se espera que la protección primaria dispare los interruptores necesarios para retirar el elemento fallado del sistema y la protección de respaldo se repondrá sin haber tenido tiempo de entrar en acción. cuando un conjunto de relevadores proporciona protección de respaldo a ciertos elementos adyacentes del sistema, la protección primaria más lenta de cualquiera de aquellos elementos determinará la acción retardada necesaria para los relevadores de respaldo dados.

2.1.3 Características funcionales de la protección por relevadores.

Sensibilidad, selectividad y velocidad son términos comúnmente utilizados para describir las características funcionales de cualquier sistema de protección por relevadores. Cualquier tipo de protección (equipo de protección) debe ser suficientemente sensible para que funcione en forma segura cuando sea necesario.

Debe ser capaz de seleccionar entre aquellas condiciones en las que se requiere un funcionamiento rápido y aquellas en las que no debe funcionar, o se requiere funcionamiento de acción retardada, y debe funcionar a la velocidad requerida. Debe conocerse qué tanto llena cualquier esquema de protección por relevadores cada uno de estos requisitos en cada aplicación en particular.

El objeto principal de la protección por relevadores es desconectar un elemento fallado de un sistema lo más rápido posible. La sensibilidad y la selectividad son esenciales para asegurar que sean disparados los interruptores adecuados, asimismo, la velocidad es un factor muy importante.

Confiabilidad.

Un requisito básico es que el esquema de protección por relevadores debe ser digno de confianza. Por lo tanto, es esencial que el equipo de protección por relevadores sea confiable, y que su aplicación, instalación y mantenimiento aseguren que se aprovechará el máximo.

La confiabilidad inherente es una cuestión de diseño basada en una larga experiencia en la aplicación de éstos equipos. Factores adicionales de igual manera importantes son la simplicidad y la robustez del equipo, que también contribuyen a la confiabilidad.

La adecuada selección del esquema de protección por relevadores involucra una correcta aplicación no solo de los relevadores sino también de los dispositivos.

asociados a éstos; por ejemplo, la carencia de fuentes apropiadas de corriente y tensión para alimentar los relevadores puede comprometer, exponer la protección.

En contraste con la mayoría de los otros elementos de un sistema eléctrico de potencia, la protección por relevadores se mantiene inactiva la mayor parte del tiempo; algunos equipos de protección pueden funcionar solo una vez en varios años, no ocurriendo así, por ejemplo, con los relevadores de las líneas de transmisión que funcionan con más frecuencia, pero aún así éstos llegan a funcionar solo varias veces al año. Esta falta de uso frecuente de los relevadores y su equipo asociado, implica verificar la correcta operación del equipo, para estar seguro de que el equipo de protección trabajará cuando venga su turno.

Muchas empresas suministradoras de energía eléctrica realizan estas pruebas de verificación con base en un manual que la gente experimentada en su organización ha preparado y que es puesto al día; a medida que adquieren nuevos tipos de relevadores se modifican los esquemas existentes.

El manual especifica el procedimiento mínimo de prueba y mantenimiento que la experiencia ha demostrado ser el adecuado; el manual está preparado en parte con las publicaciones de los fabricantes y en parte con la experiencia de la empresa.

2.1.4 Protección de las Redes de Distribución.

En las estaciones transformadoras, además de los relevadores necesarios para la protección de los transformadores, es preciso instalar otros apropiados para proteger las líneas de salida, cuyas perturbaciones influirían directamente sobre los aparatos de la estación propiamente dicha.

Cuando se trata de grandes redes con muchas mallas y distintos puntos de alimentación, se recurrirá a la protección por medio de relevadores de distancia, porque, conforme a lo indicado, el tiempo de desconexión en ellos es función de la distancia de corto-circuito. Para muy altas tensiones se emplea el relevador de distancia rápido.

La Figura 2.3 muestra una red con varias mallas y diversos puntos de alimentación, en la que se han instalado relevadores de distancia. Supuesto el corto-circuito en el tramo I-I, las flechas indican la dirección de las corrientes que alimentan el citado corto-circuito. Los puntos negros representan los relevadores de distancia bloqueados por el elemento direccional, y los círculos, los relevadores de distancia que no son bloqueados y escalonados progresivamente en el

orden indicado por las cifras 1 a 5; es decir los tiempos de los relevadores van siempre aumentando a medida que se alejan del lugar del corto-circuito.

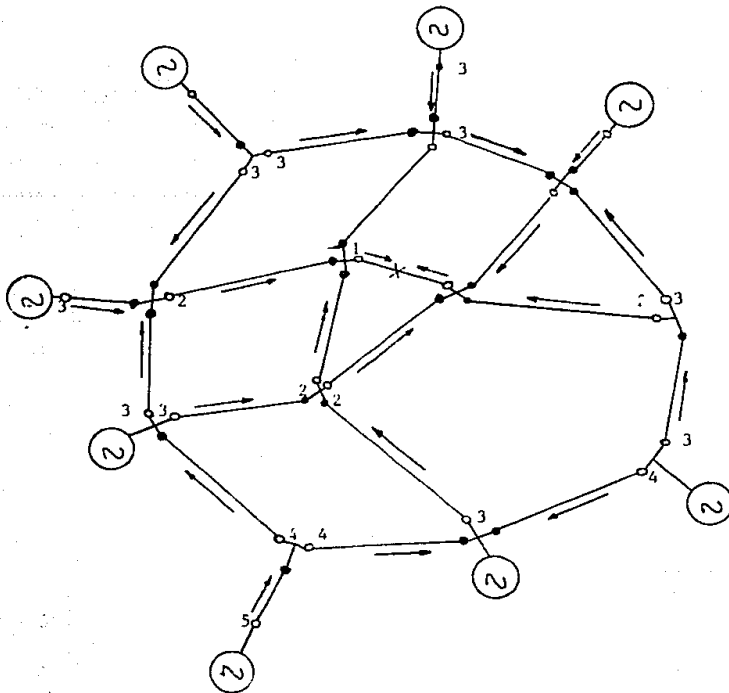


Figura 2.3. Red formada por varias mallas y cuyos tramos son protegidos por relevadores de distancia.

La protección de distancia es esencialmente utilizada para las líneas y aplicable a las redes de las más variadas configuraciones. La red de la figura 2.3. - podría también ser protegida por relevadores diferenciales, que exigirían hilos-pilotos o ser comandados por alta frecuencia. Pero la ventaja esencial del relevador de distancia consiste en que el radio de protección no es muy limitado, - como en las protecciones diferenciales. En el caso de la figura 2.4 con las - líneas provistas de relevadores de distancia, cuando se produce una falla sobre las barras de la estación C, por ejemplo, los relevadores de las estaciones veci- nas B, D, F, aíslan el corto-circuito como si estuviese en la extremidad de las- líneas D-C, B-C, F-C. Los relevadores de distancia se sirven mutuamente de re- serva. En caso de fallar el relevador o el interruptor de C, al producirse una- falla en la línea C-F, los relevadores de D y de B intervendrán como reserva.

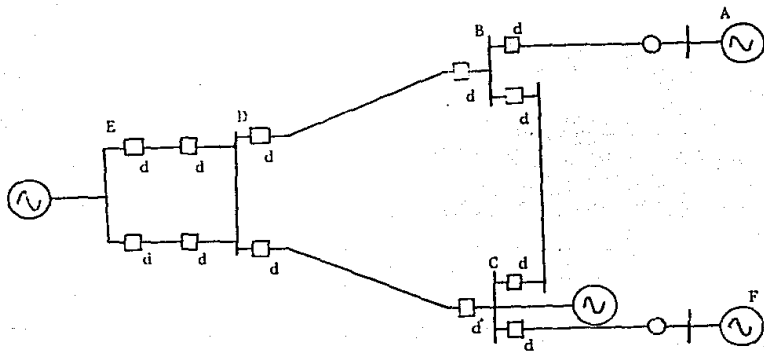


Figura 2.4. Red protegida por relevadores de distancia.

Esta clase de protección es, pues, la ideal y la que resuelve completamente el - problema de la protección selectiva, pero los aparatos necesarios para ella son- caros y por esto en las redes de mediana tensión hasta 69,000 volts, suelen em- plearse los tipos de relevadores descritos anteriormente y que resuelven la cues- tión de la protección, si no de manera tan eficaz, al menos con ahorros de gastos

en el establecimiento de la instalación. Esta clase de redes, por tratarse de voltajes medios, no exigen potencias de consideración y suelen estar formadas por pocas mallas, lo cual facilita el empleo de relevadores más económicos.

Quando se trata de instalaciones con líneas ramificadas o en anillo, deben ajustarse los relevadores en determinadas condiciones para que solamente se desconecten y dejen fuera de servicio los interruptores que comprenden el tramo de líneas averiado.

Esta clase de protección selectiva permite que de entre los varios interruptores de la red sean solamente accionados, automáticamente, uno o varios de ellos, para separar del resto de la red la sección sobre la que se ha producido un cortocircuito.

Para tal selección se emplea generalmente, en las redes de mediana tensión, el relevador de sobrecorriente del tipo instantáneo y/o con retardo de tiempo.

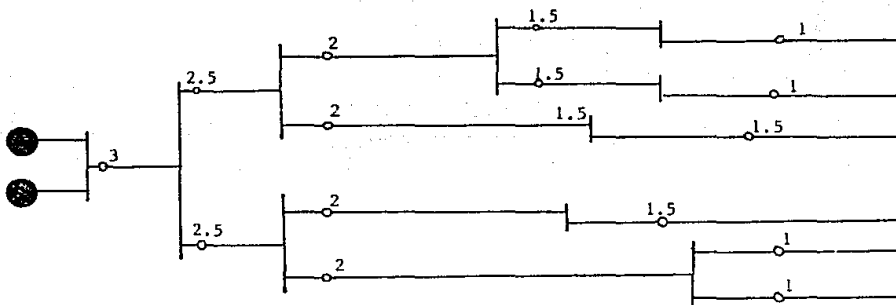


Figura 2.5. Red alimentada en un punto y provista de relevadores con desconexión retardada.

Supongamos una red como la de la Figura 2.5 y en la cual se regula la temporización de los relevadores de tal forma que el retardo de la desconexión sea tanto más largo cuanto más cerca se está de la central (en la Figura 2.5, cada círculo representa relevador de sobrecorriente y la cifra colocada al lado de los mismos indican el retardo de tiempo en segundos).

Cuando un corto-circuito se produce en un cierto punto solamente, el interruptor más cercano a éste será el que se desconectará. Los relevadores de todos los interruptores que le siguen en dirección a la central comenzarán a funcionar, pero en razón de su mayor retardo no terminarán su movimiento y no provocarán, por consiguiente, el disparo de los interruptores a que corresponden porque la causa de la perturbación habrá sido eliminada. Este método no da una perfecta seguridad de funcionamiento más que a condición de que la diferencia de retardo entre los interruptores sucesivos sea de 0,5 a 0,6 segundos, porque hay que tener en cuenta el tiempo de funcionamiento del interruptor. En caso contrario se correría peligro de que fuera el segundo interruptor y no el primero el que se desconectase.

De todos modos, hay interés en reducir lo más posible el tiempo de retardo, para evitar que toda la instalación se halle sometida demasiado tiempo a la acción perjudicial de la corriente de corto-circuito. En la Figura 2.5, la diferencia de retardo a la desconexión es de 0,5 segundos.

Admitiendo el valor de 3 segundos para el interruptor más próximo a la central, se ve que la protección selectiva por graduación del retardo puede alcanzar a una línea compuesta por 5 ó 6 secciones en serie. La cifra de 3 segundos parece ser la más conveniente en el caso de líneas aéreas alimentadas por una central en la que la potencia no sea excesiva, y en las cuales las derivaciones que parten de las estaciones de seccionamiento están solo provistas de interruptores con desconexión automática.

Los cables subterráneos poseen una reactancia menor que las líneas aéreas y por ello las corrientes de corto-circuito son mayores; además, el enfriamiento se efectúa en condiciones más adversas. Para ellos, pues, el tiempo de desconexión no ha de pasar de 2 segundos.

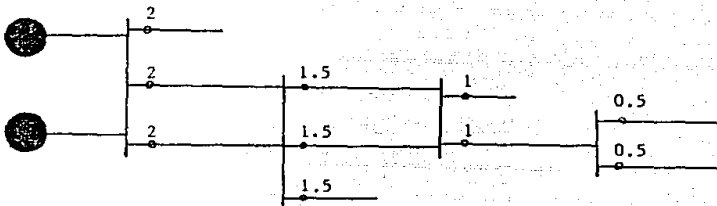


Figura 2.6. Red alimentada por un solo punto por medio de líneas en paralelo, relevadores de sobrecorriente con retardo de tiempo y relevadores de retorno de energía.

Para poner fuera de servicio una línea averiada que funciona en paralelo con otra línea, no basta que en el comienzo de la sección exista un relevador de sobrecorriente; es preciso instalar, además, al final de la sección, un relevador de retorno de energía. La Figura 2.6 se refiere al caso de estar la red alimentada en un solo punto y se ha colocado en los extremos de sección relevadores de retorno de energía, señalados por círculos negros, que deben funcionar con un retardo de tiempo muy pequeño.

La Figura 2.7 muestra el esquema de conexiones en un punto de seccionamiento que comprende dos líneas de llegada en paralelo y una línea de salida. Los relevadores de retorno de energía deben funcionar de modo seguro, aunque la tensión disminuye su valor en forma importante, como ocurre al producirse el corto-circuito. Con este objeto se conecta la bobina de tensión a los conductores A y B, mientras que la bobina de intensidad será alimentada por la fase C; de este modo, cuando el corto-circuito sea bifásico que es el caso más frecuente y entre los conductores B-C o A-C, la tensión entre A y B conservará todavía un valor mínimo

apreciable y el relevador podrá funcionar.

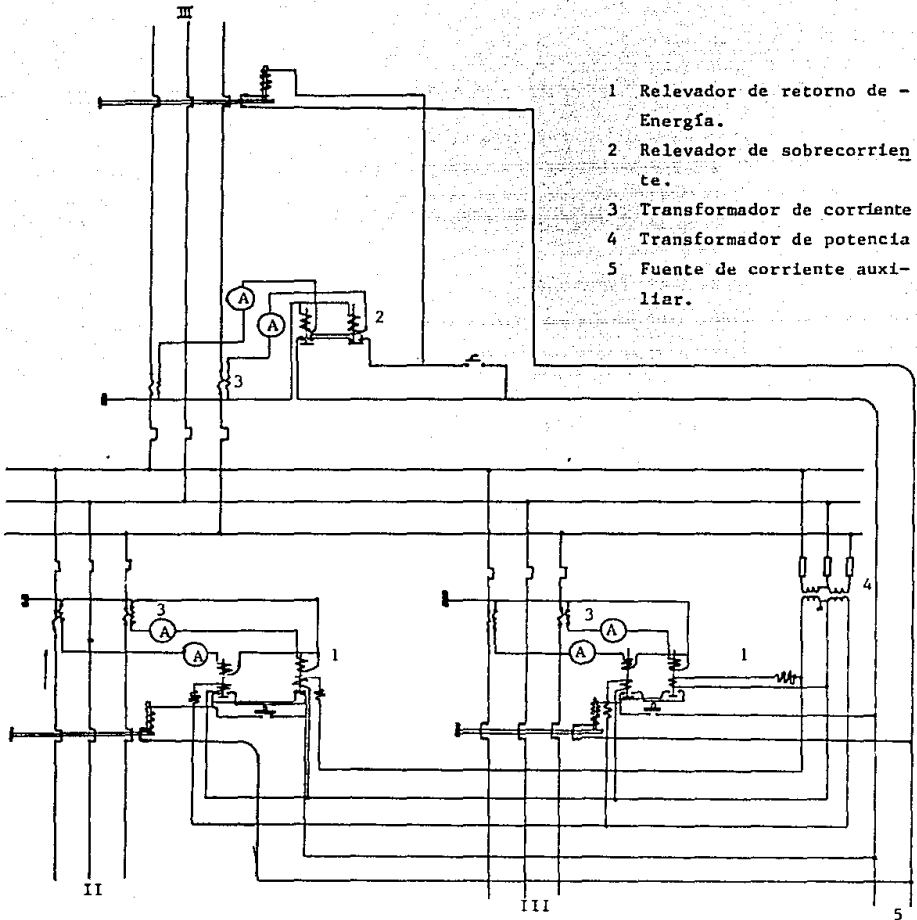


Figura 2.7. Protección selectiva de una estación de seccionamiento con sentido de paso de la energía, determinado.

La protección con relevadores de retorno de energía se aplica igualmente a esquemas de suministro de energía que tengan tres o más líneas en paralelo (Fig. 2.8).

La operación en paralelo de las fuentes de energía y la interconexión de las redes tienen una gran importancia económica.

El caso más sencillo se presenta cuando las centrales están unidas entre sí por una línea que sirve de enlace, pero sin tener sobre ella ninguna derivación. - Bastará entonces con el empleo de relevadores de sobrecorriente con retardo de tiempo, siendo únicamente necesarios los otros relevadores, coordinar adecuadamente los relevadores involucrados. (Ver Figura 2.9).

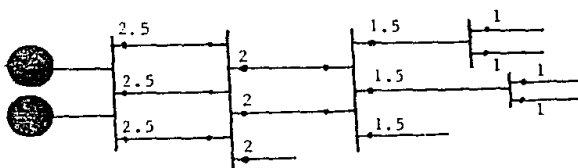


Figura 2.8 Líneas en paralelo alimentadas en un punto.

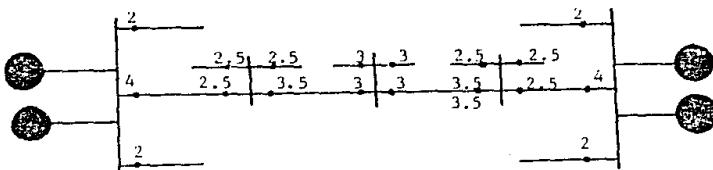


Figura 2.0 Línea de conexión subdividida que reúne dos centrales.

Cuando se trata de una línea de enlace entre dos fuentes de energía, pero que alimenta diversas subestaciones, se emplea también el método de graduación inversa del retardo a la desconexión, combinado con el empleo de relevadores de retorno de energía.

Con relación a la Figura 2.9, en la línea que une ambas fuentes de energía los tiempos de desconexión de los relevadores que se encuentran en cabeza de la sección, están en regresión (4 - 3, 5 - 3 - 2, 5 segundos), mientras que los de los relevadores en el extremo de la sección están en progresión (2, 5 - 3 - 3, 5 - 4 - seg.). Además, se instala un relevador de retorno de energía en cada interruptor que visto desde el medio de la línea se encuentra en cabeza de la sección.

Estos relevadores dobles (combinados) se representan por puntos de color negro.- Los contactos de los dos relevadores van montados en serie:

El del relevador de retorno es un contacto de apertura normalmente cerrado, y el del relevador de sobre-corriente es un contacto de cierre normalmente abierto. Cuando el sentido de marcha de la energía se invierte, el relevador de retorno - de energía deja abierto el circuito de desconexión. El relevador de intensidad-máxima no puede, pues, actuar más que cuando la energía se dirige desde la subestación a la sección de la línea.

En el esquema de la Figura 2.9 se representan también los relevadores asociados a las derivaciones, indicándose los retardos de tiempo más recomendables.

El mismo criterio de protección es aplicable a una línea alimentada no sólo por sus dos extremos, sino también por una tercera o cuarta fuente, pero considerando que la unión entre ellas no lleva líneas en paralelo ni circuitos en anillo. La Figura 2.10 muestra una línea de enlace entre tres centrales en las condicio- nes arriba indicadas.

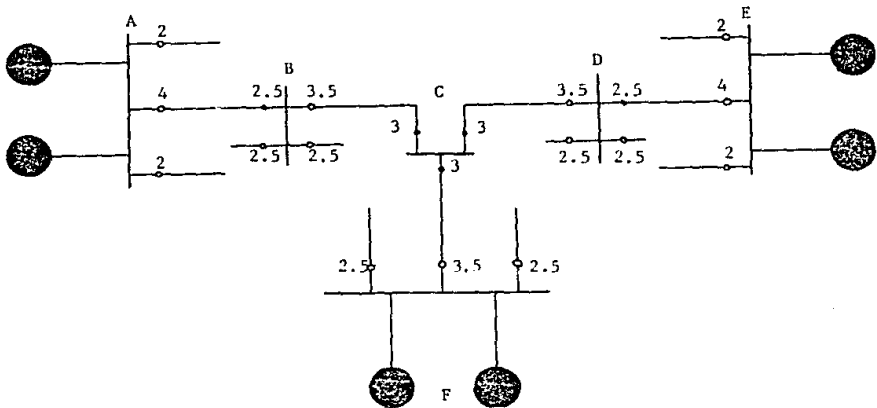
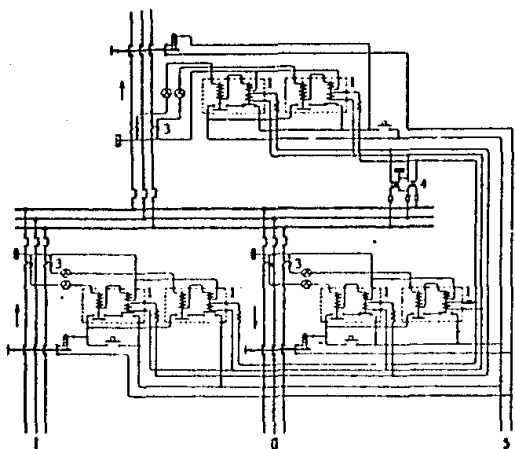


Figura 2.10. Líneas de conexión subdivididas, que interconectan tres fuentes de energía.

La Figura 2.11 muestra el esquema completo de protección selectiva bipolar de - una estación de distribución con tres líneas y sentidos variables de circulación de la energía.

La posición de los contactos de los relevadores corresponde al sentido de la dirección de la energía indicado por las flechas, se supone que I es la línea de alimentación y II y III las líneas de salida.



- 1.- Relevador de sobre-corriente y de retorno de energía.
- 3.- Transformadores de intensidad.
- 4.- Transformador de tensión.
- 5.- Fuente de corriente auxiliar.

Figura 2.11 Protección selectiva de una estación con sentido variable del paso de la energía.

El método de protección por graduación inversa de los retardos a la desconexión-combinados con relevadores de retorno de energía, puede ser aplicado a las redes en anillo alimentadas en un solo punto (Figura 2.12) y en las que el cortocircuito es alimentado parcialmente, por la estación B, y parcialmente por la estación E. Si la red en anillo está alimentada desde un solo punto, no es necesario proveer a todos los interruptores de un bloqueo con relevadores de retorno de energía; bastará proveer esta clase de relevadores a los extremos de las seccio-

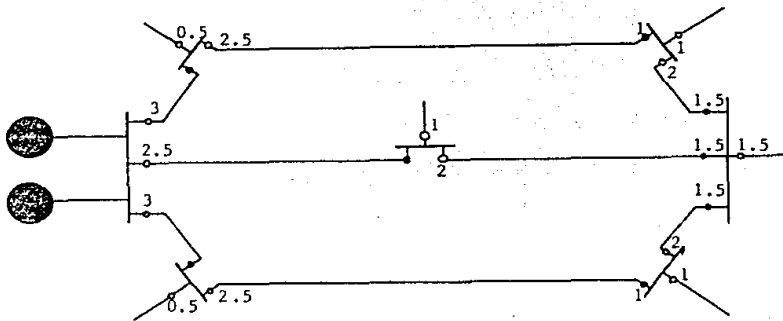
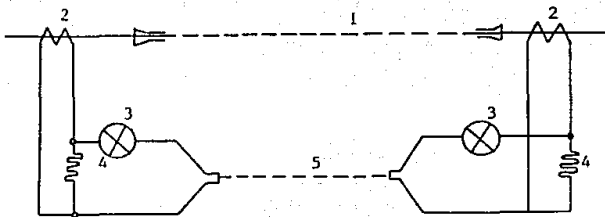


Figura 2.13b Red en anillo alimentada en un solo punto,
con una línea en diagonal subdividida.

Quando la red en anillo está unida a la fuente por una línea o dos líneas que no tengan derivaciones, el esquema más empleado es el mostrado en la Figura 2.13a.- Para las redes en anillo, como la anterior, suele existir en ocasiones una línea en diagonal (ver Figura 2.13b); aquí es recomendable coordinar los relevadores de la línea de enlace con el anillo para no perder selectividad.

Conforme a lo indicado, cuando se trata de redes con varias mallas y diversas alimentaciones, para evitar las desconexiones intempestivas es conveniente emplear relevadores de distancia.

Los relevadores diferenciales pueden también emplearse para la protección de las líneas. El esquema de la Figura 2.14 muestra una línea protegida de esta forma. Según el esquema, se comparan las caídas de tensión en los bornes de los shunts. Sino existe falla en la línea la corriente de los transformadores de corriente y, por consiguiente, la caída de tensión en los bornes de los shunts, serán iguales. Los relevadores diferenciales no registrarán ninguna corriente, cuando se produzca un corto-circuito sobre la línea, los relevadores funcionarán simultáneamente en los dos extremos.



- 1.- Línea principal protegida.
- 2.- Transformadores de corriente.
- 3.- Relevador diferencial.
- 4.- Derivación (shunt).
- 5.- Línea auxiliar.

Figura 2.14. Protección de una línea empleando relevadores diferenciales.

Cuando se trata de líneas en paralelo, pueden emplearse también relevadores diferenciales, llamándose este procedimiento "protección diferencial transversal". Se funda en la comparación de las intensidades de dos conductores en paralelo. Cuando no existe falla, dichas intensidades son iguales. El esquema de la Figura 2.15 reproduce este sistema de protección llamado "protección en ocho", pues semeja esta cifra el esquema de conexiones de los transformadores de corriente.

El relevador utilizado es, como para la protección diferencial longitudinal, un relevador de máxima intensidad o un relevador diferencial compensado. Esta protección es esencialmente selectiva, y, como en la protección longitudinal, puede ser tan rápida como se desee.

A y B las estaciones.
 I y II las líneas en-
 paralelo.
 relevador diferen-
 cial.

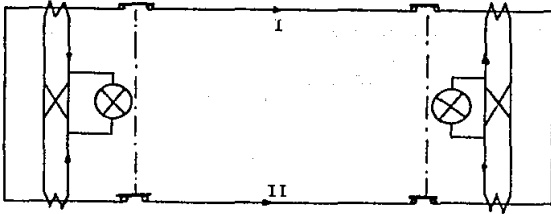


Figura 2.15. Protección selectiva de dos líneas en paralelo
 empleando relevadores diferenciales (conexión en ocho).

Con el esquema de la Figura 2.15, el relevador diferencial no puede distinguir sobre que línea se encuentra la falla y se producirá por tanto la desconexión de los dos circuitos en paralelo. Para que sólo pueda desconectarse el circuito en que se halla la falla, es preciso completar la protección diferencial con una protección direccional. El elemento diferencial permite comprobar la presencia de alguna falla en las líneas protegidas y el elemento direccional indica en qué línea esta la falla.

2.2 Descripción y características generales de los equipos de protección.

(Dispositivos de Seccionamiento.)

2.2.1 Interruptores.

Los interruptores son dispositivos mecánicos de maniobra capaces de establecer, soportar e interrumpir corrientes en un circuito en condiciones normales, pudiendo también soportar e interrumpir corrientes de corto-circuito (estas características están asociadas a un intervalo de tiempo determinado). El medio en el cual se efectúa la interrupción o extinción del arco, generalmente establece el tipo de interruptor así se tiene por ejemplo, interruptor en aire comprimido, en gas, en aceite, interruptor en vacío, etc.

Los interruptores automáticos están equipados con un circuito de disparo que permite abrir el interruptor automáticamente en condiciones anormales, tales como una sobre-corriente, ocasionada por una falla en el circuito.

Los aparatos de maniobra utilizados inicialmente en los circuitos eléctricos de baja tensión eran, generalmente, del tipo cuchilla accionados a mano. A medida que fueron incrementándose las corrientes y las tensiones, se observó que el deterioro producido por el arco al abrir el circuito dañaba o destruía los contactos, luego entonces se desarrollaron los interruptores, que abrían el circuito rápidamente mediante un resorte o por la acción de algún otro dispositivo, reduciendo de esta forma la duración del arco y la magnitud del deterioro producido por el mismo. Se han practicado diversas modificaciones y/o refinamientos en tales dispositivos, de tal forma que, en la actualidad se está utilizando una gran variedad de interruptores en los circuitos de corriente directa y corriente alterna, incluyendo los sistemas de distribución.

Los interruptores para circuitos de corrientes alterna, iban sumergidos en un depósito de aceite en los primeros inicios de su desarrollo; se observó que las altas cualidades dieléctricas del líquido resultaban efectivas para la extinción del arco eléctrico y evitaban su restablecimiento después del paso por cero de la corriente.

Diversas modificaciones en los materiales de los contactos se han ido introduciendo poco a poco, para reducir el deterioro de los contactos.

La velocidad de los interruptores modernos se ha incrementado hasta 2, 3, 5 u 8 ciclos, medidos desde la excitación de la bobina de disparo hasta la extinción del arco; pueden conseguirse incluso velocidades superiores cuando las condicio

nes justifican un proyecto especial. Desde 1940 se han desarrollado diseños en los que se elimina el aceite, utilizándose aire o gas como medio de extinción del arco. Esta evolución ha proseguido y, en la actualidad, es posible construir interruptores de aire, prácticamente a cualquier tensión y con la capacidad de interrupción necesaria.

Un interruptor tiene que soportar las corrientes normales de carga sin sobrecalentamiento ni daño alguno y debe interrumpir rápidamente las corrientes de corto-circuito sin sufrir desperfectos y con el mínimo deterioro de sus contactos.

Las características nominales a considerar en un interruptor son:

- I) máxima tensión de servicio.
- II) corriente máxima de servicio continuo.
- III) máxima capacidad de interrupción.
- IV) máxima corriente instantánea admisible.
- V) corriente admisible máxima durante 3 segundos.

La capacidad interruptiva es el producto de la tensión en el circuito por la capacidad de interrupción en amperes, en o a intervalos establecidos y para un número de veces determinado. La corriente debe determinarse o considerarse como el valor eficaz existente durante el primer medio ciclo del arco entre contactos durante la carrera de apertura. (Véase USASI Standard C37.03 a C37.011-1964 y revisiones posteriores).

La corriente instantánea máxima admisible no debe ser excedida en ningún momento, ni siquiera durante el primer medio ciclo de un corto-circuito en la que la onda total de corriente puede ser asimétrica. El cierre de interruptores de potencia se efectúa raramente a mano. Puesto que la mayoría de los interruptores se hallan instalados en circuitos en los que se pueden presentar corrientes de corto-circuito o tensiones que pueden hacer de dicha maniobra algo poco seguro. Se utilizan diversos dispositivos para efectuar el cierre, tales como, solenoides de corriente continua, solenoides accionados desde una fuente de c.a. a través de un rectificador de tipo seco, aire comprimido, aceite a presión elevada, resorte tensado y por motor eléctrico. La reconexión automática de los interruptores, en alimentadores aéreos, se utiliza con frecuencia para restablecer el servicio de una forma rápida después de un disparo producido por una descarga atmosférica u otro efecto transitorio.

En general, los interruptores pueden dividirse de la siguiente forma:

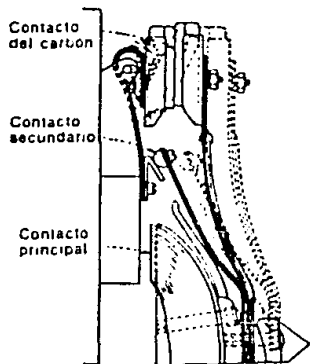


Fig. 2.17. Puente de tipo escobillas de un interruptor de baja tensión en aire.

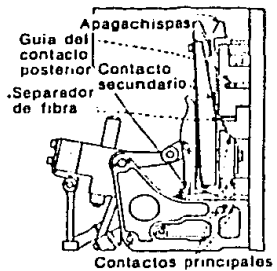


Fig. 2.18. Interruptor en aire con puente macizo de alineación automática.

- 1) Interruptores para Baja Tensión (interruptores en aire).
- 2) Interruptores para Alta Tensión (interruptores sumergidos en aceite e interruptores sin aceite).

1) Interruptores en aire para baja tensión:

Los interruptores en aire se utilizan en los circuitos de c.c. y en circuitos de baja tensión de c. a. (hasta 600 V. inclusive) para protección de los circuitos de alumbrado general, de fuerza y de motores. Los interruptores en aire se usan también en circuitos de c.c. para tracción, con tensiones hasta de 3000 V.

La construcción normal, consiste de dos terminales fijos montados uno encima del otro en un plano vertical, los cuales, cuando el interruptor está cerrado, se hallan puenteados bajo una fuerte presión mediante un elemento accionado por un sistema mecánico. Los contactos auxiliares cierran antes y abren después que los contactos principales, a fin de evitar que éstos se deterioren debido a la formación del arco; los contactos auxiliares son fácilmente sustituibles en caso necesario. El interruptor se mantiene cerrado por medio de un sistema mecánico que puede liberarse eléctrica o mecánicamente.

Características generales:

Los interruptores de uso general accionados eléctricamente o a mano se construyen para corrientes nominales de hasta 6000 A. en corriente alterna y hasta 12,000 A. en corriente continua. Existen interruptores accionados eléctricamente, de mayor corriente nominal para aplicaciones especiales. La determinación de la corriente nominal de estos interruptores se basa en el aumento de la temperatura en los contactos y terminales, que no debe sobrepasar los 50°C con una temperatura ambiente de 40°C. Las tensiones nominales se hallan en el rango de 0-600 V. en corriente alterna de 0-750 V. en corriente continua, existiendo interruptores especiales de hasta 3000 V. para corriente continua. Algunas características nominales aparecen en la siguiente tabla:

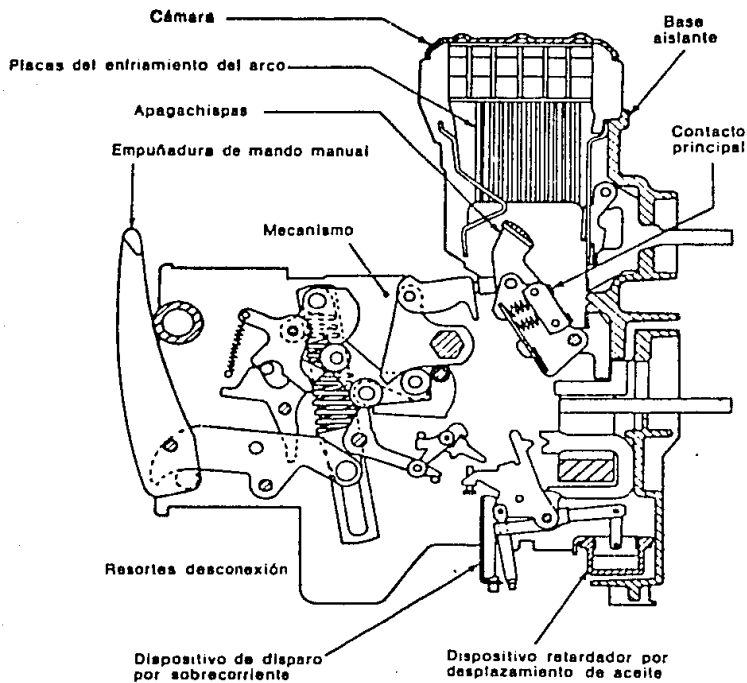


Figura 2. 19. Interruptor moderno de baja tensión en aire con cámaras de soplado magnético; interruptor en posición desconectado. (I-T-E Circuit Breaker Co.).

Tabla: Corriente nominal y poder de corte de interruptores para -
c.c. de 250 V. y de c.a. de 600 V.

CORRIENTE NOMINAL	LIMITES DE APLICACION EN REGIMEN PERMANENTE	PODER DE CORTE, AMPERES EFICACES (VALOR MEDIO DE LA CORRIENTE EFICAZ ASIMETRICA EN LAS 3 FASES).
225	20-225	15000
600	70-600	25000
1600	225-1600	50000
3000	2000-3000	75000
4000 y sup.	4000 y sup.	100000

Los contactos principales de los interruptores más antiguos se cerraban mediante un elemento puente tipo escobilla, constituido por un grupo de escobillas o de láminas delgadas de cobre, curvadas y aseguradas por un resorte de bronce. Los contactos auxiliares de los interruptores más antiguos se construían de una aleación de carbón, pero los interruptores modernos llevan una aleación de plata-tungsteno o de cobre-tungsteno que es resistente al arco. Los contactos secundarios, cuando se utilizan, son normalmente de una aleación de cobre o de plata.

Las barreras entre polos se montan, generalmente, en interruptores para circuitos de c. a. y de c. c. en tensión de 250 V. y superiores; así mismo, en todos los interruptores modernos se emplean: cámaras de arco especiales, sistemas de extinción o cámaras de desionización; todos éstos son dispositivos que se construyen de distintas formas, por los diversos fabricantes y sirven para mejorar la capacidad de corte del interruptor acortando el arco y su duración.

Accionamiento.

El accionamiento manual mediante una palanca constituye el procedimiento más común, incluso en interruptores grandes. Sin embargo también se construyen con accionamientos eléctricos, a través de mecanismos tipo solenoide o de motor para 125 ó 250 V, de corriente continua en todos los interruptores, excepto los más pequeños.

Algunos interruptores poseen un mecanismo de disparo por sobrecarga que puede ser del tipo instantáneo, de retardo de tiempo o de una combinación de ambos. Los dispositivos de disparo pueden ajustarse dentro de un margen -

(comprendido entre el 80 y el 160%) de la corriente nominal; pueden utilizar se otros dispositivos, por ejemplo: bobinas de disparo por mínima tensión, - bobinas de disparo conectadas a relevadores de inversión de corriente, de sobrecarga, o bien a un dispositivo de exceso de velocidad o a un interruptor de mando.

El interruptor ultra-rápido fué desarrollado, en un principio, para el servicio de tracción eléctrica, habiéndose proyectado para actuar en el momento de producirse un corto-circuito, evitando el contorneamiento de los convertidores.

Frecuentemente se instalan interruptores ultra-rápidos en los circuitos de corriente alterna que contienen rectificadores de arco de mercurio.

El interruptor en aire montado en caja moldeada ha recibido una gran aceptación en la industria; en un principio se construyeron con una capacidad interruptiva de 5,000 A. en la actualidad las unidades de mayor tamaño son capaces de interrumpir una corriente de hasta 42,000 A. a una tensión de 600 V. - de corriente alterna o de 50,000 A. a 250 V. en c.c.

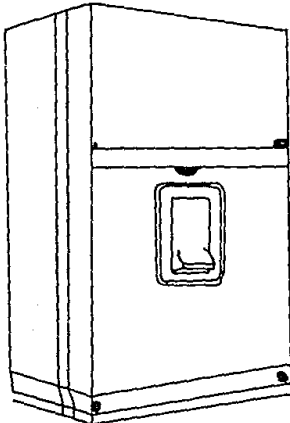


Fig. 2.20. Interruptor en aire en caja moldeada; trifásico, 600 V. 1600 A., poder de corte 42,000 A. simétricos en c.a.

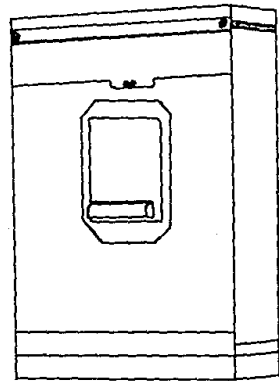


Fig. 2.21. Interruptor en aire en caja moldeada provisto de fusibles limitadores de corriente; trifásico, 600 V. 1600 A., poder de corte 100,000 A. en c.a.

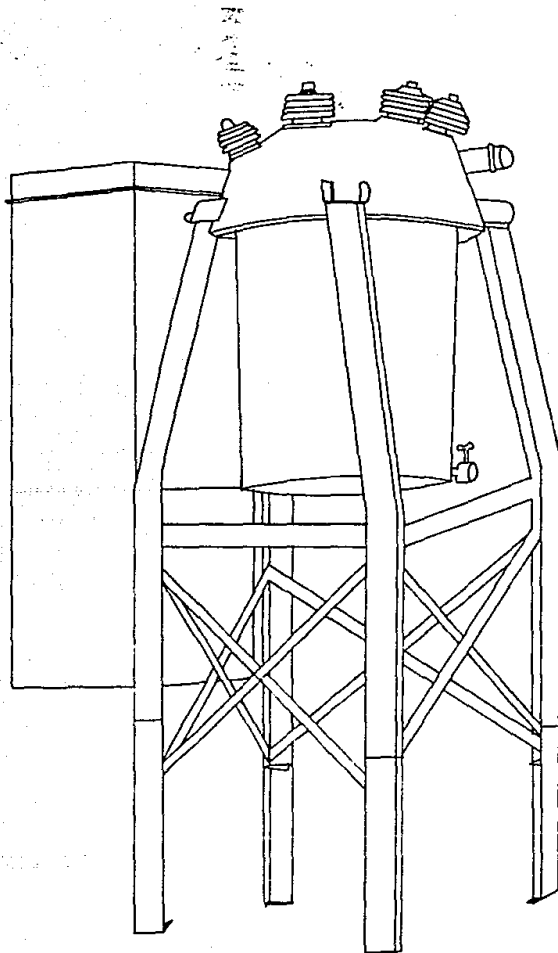


Figura 2.22 Interruptor trifásico moderno de instalación intemperie con tanque único de aceite para 14.4. KV. 250 MVA provisto de mecanismo a base de resorte de conexión.

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

2) Interruptores para Alta Tensión:

Se consideran como interruptores para alta tensión los que se utilizan en circuitos con tensiones superiores a los 1,000 V. y hasta la máxima tensión utilizada en los sistemas de corriente alterna, que para México, es de 400 KV., y para otros lugares del mundo, de 765 KV y 1,000 KV.

Aunque el interruptor de aceite es el más empleado para servicio exterior, entre 34.5 y 230 KV., existe una tendencia hacia los tipos sin aceite, que emplean aire comprimido y gas de hexafluoruro de azufre a presión.

Para 400 KV. el interruptor de aceite resulta antieconómico y solo existen en uso los tipos sin aceite. Para servicio interior en las instalaciones nuevas, se utilizan interruptores sin aceite, (para tensiones entre 2.5 y 34.5 KV.) del tipo de soplado magnético en aire comprimido y de aire comprimido.

Las principales razones de la preferencia de los interruptores sin aceite son:

- a) la eliminación del riesgo de incendio.
- b) la eliminación del manejo de cantidades importantes de aceite.
- c) menor tiempo de mantenimiento de los contactos y de indisponibilidad del interruptor.
- d) mayor limpieza.
- e) mayores velocidades de maniobra.

2.1) Interruptores en baño de aceite:

Los interruptores en aceite se construyen tanto para servicio interior como intemperie.

2.2) Interruptores sin aceite:

Los interruptores sin aceite han encontrado una gran aceptación en todos los campos desde los años de 1940. Prácticamente han desplazado al interruptor en aceite en las aplicaciones de servicio interior y están ganando terreno en las instalaciones a la intemperie. En instalaciones interiores se prefiere el interruptor en aceite cuando existen condiciones adversas tales como atmósferas contaminadas, vapor, humedad y cuando es necesario conservar la homogeneidad con el equipo ya existente. Los interruptores sin aceite se construyen en tres tipos principales:

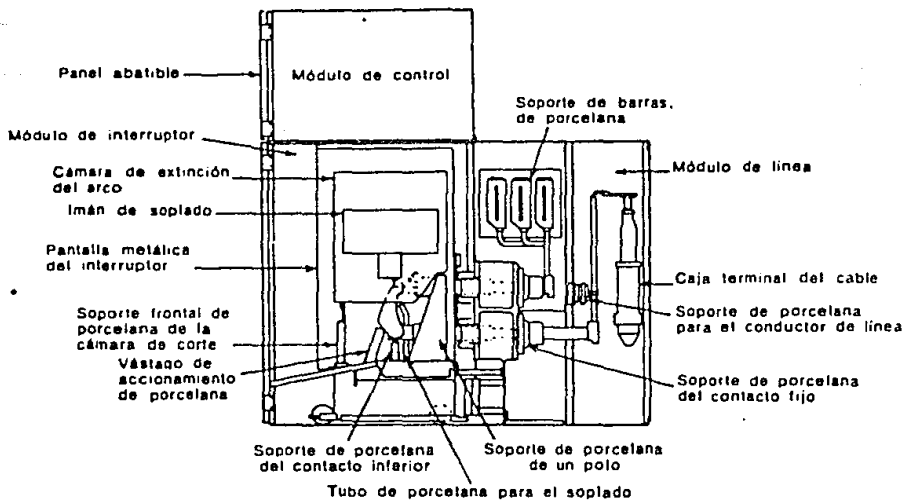


Figura 2.23. Cabina metálica con interruptor magnético de aire, de extracción horizontal, montado en su alojamiento.

- magnéticos de aire.
- de aire comprimido.
- de hexafluoruro de azufre (SF_6).
- Los interruptores de soplado magnético de aire se accionan comúnmente a través de un mecanismo de acumulación de energía y efectúan la interrupción del circuito principal en el aire normal de la atmósfera bajo la influencia de un intenso campo magnético que obliga al arco a desplazarse hacia el interior de una cámara especialmente dispuesta.

Los interruptores magnéticos de aire pueden construirse para cualquier una de las características nominales indicadas desde 2.2 KV. hasta una tensión nominal de 13.8 KV. Este tipo de interruptores se encuentran en los tipos de extracción vertical y extracción horizontal respectivamente pudiéndose instalar en el interior de cajas metálicas.

- Los interruptores de aire comprimido se utilizan para satisfacer las severas solicitaciones a que se ven sometidos los interruptores de aire en circuitos de alta tensión. Se construyen principalmente para servicio interior, en tensiones de 14.4 KV. y de 34.5 KV; también así como para servicio a la intemperie desde 34.5 hasta 400 KV.
- Interruptores en hexafluoruro de azufre (SF_6).

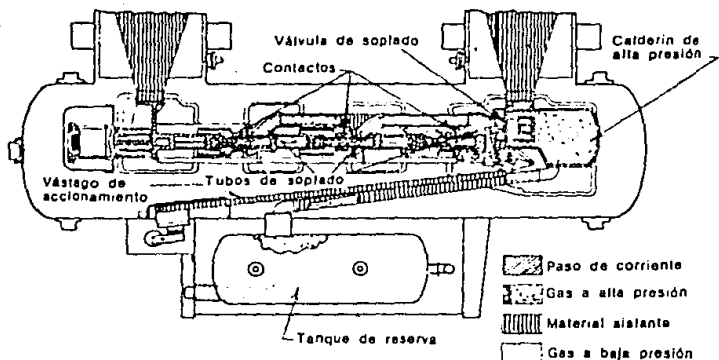
El hexafluoruro de azufre se ha utilizado como medio de extinción del arco en interruptores para interior desde hace algunos años por la Compañía de Luz y Fuerza del Centro en sus subestaciones de potencia. El gas es un compuesto muy estable, con elevadas cualidades aislantes y buenas propiedades para la interrupción; es inerte, no flamable, inodoro y no tóxico.

Existen interruptores desde 34.5 hasta 230 KV. de 1,200 a 1,600 A. en servicio continuo y de 500 a 20,000 MVA. de capacidad interruptiva que han mostrado un comportamiento excelente durante períodos prolongados de tiempo.

En la Figura 2.24. se muestra un interruptor de este tipo.

2.2.2. Restauradores.

El restaurador es un dispositivo de protección, automático y autocontenido, que incorpora elementos de control e interrupción, se aplica a líneas aéreas; su



Transformadores de intensidad tipo atravesador

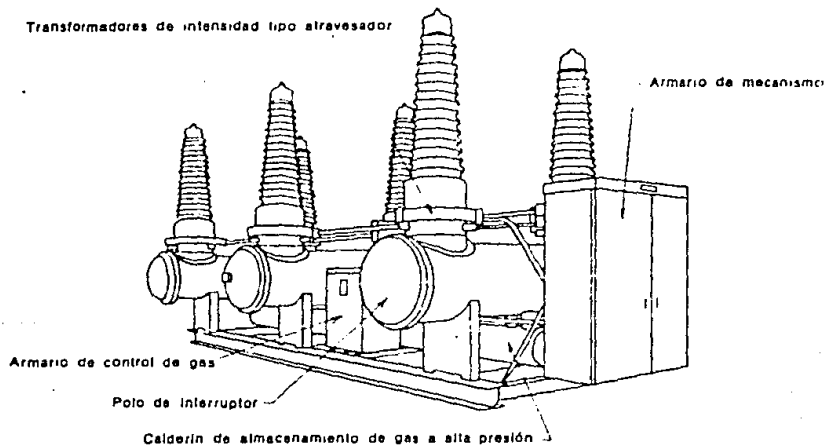


Figura 2.24. Interruptor de SF₆ de 230 KV., 1,600 A 20,000 MVA.

acción consiste en censar, cronometrar (respuestas rápidas o con retardo de tiempo) e interrumpir cualquier corriente de falla. Asimismo, al término de un intervalo de tiempo definido y en forma automática, recierra para reenergizar la línea.

Cuando se presentan fallas de naturaleza persistente, el restaurador deberá alcanzar el estado de apertura definitiva después de haber efectuado un número pre establecido de operaciones (apertura y recierre; nominalmente de 3 a 4) para des conectar de la línea la parte afectada por la falla.

Conforme a estudios realizados en sistemas de distribución aéreos se ha establecido que aproximadamente del 80 al 95% de las fallas que se presentan en dichos sistemas son de naturaleza temporal y con duración de solamente unos cuantos ciclos a unos cuantos segundos.

A partir de la función característica "apertura-recierre" en los restauradores se reducen considerablemente los disturbios provocados por fallas temporales o por condiciones transitorias de sobrecorriente. Los ajustes que deben fijarse en todo equipo restaurador, son función directa de los resultados obtenidos a partir de un estado de corto-circuito y considerando que dichos valores disminuyen al alejarse de la subestación, se tendrá:

- corriente mínima actuante (menor o igual al 80% del ajuste en el interruptor).
- tiempo de liberación de falla (tiempo de apertura conforme a las curvas de respuesta tiempo-corriente).
- tiempo de restablecimiento (para disponer al equipo hacia una nueva secuencia al cabo de un recierre satisfactorio).
- lapso entre apertura y recierre.
- cantidad de operaciones hasta alcanzar la condición de "apertura definitiva".

Puesto que el restaurador actúa de acuerdo a curvas tiempo-corriente es necesario efectuar un estudio de coordinación respecto al equipo de protección de respaldo (interruptor en la subestación) con el fin de asegurar el comportamiento oportuno y eficaz de éstos.

2.2.3. Dispositivos de Seccionamiento

Estos dispositivos se utilizan principalmente para aislar los equipos de las barras o de otros aparatos con tensión y para seccionar barras o circuitos, así co

como para efectuar transferencias, pruebas y/o puestas a tierra.

Estos aparatos no están diseñados para interrumpir la corriente de carga excepto en condiciones especiales y en magnitud limitada a no ser que se proyecten para este tipo de exigencia. Las cuchillas de seccionamiento tipo intemperie de alta tensión en ocasiones van provistos de cuernos de arqueo, pero no deben usarse para interrumpir corriente de falla a no ser que se hayan analizado cuidadosamente las condiciones de la misma y se sepa con seguridad que se puede lograr la interrupción.

Los mecanismos de accionamiento manuales y con motor existentes, permiten obtener una gran flexibilidad en el montaje de los equipos de seccionamiento a fin de adaptarse a las exigencias de las disposiciones eléctricas y de las estructuras. La mayoría de las cuchillas de baja tensión para servicio interior e intemperie son unipolares y se accionan mediante un pértiga con un gancho, mientras que una gran parte de las cuchillas de tensiones superiores se accionan manualmente mediante un mecanismo múltiple y suelen usarse en subestaciones tipo interior y en circuitos de mediana tensión, ya que el mecanismo puede bloquearse mecánicamente o bien puede establecerse un bloqueo de acuerdo a la secuencia de maniobra de los interruptores de aceite. Los dispositivos de seccionamiento para grandes corrientes y para altas tensiones normalmente se accionan con motor. El montaje de estos equipos debe ser rígido y durante la instalación ha de ponerse especial atención de asegurar una buena alineación de las cuchillas y de las pizas de contacto durante la maniobra sin que se produzcan esfuerzos sobre los aisladores o daños en la superficie de contacto.

La corriente nominal de una cuchilla se basa en que la elevación de la temperatura no sobrepase a los 30°C con una temperatura ambiente de 40°C.

Las cuchillas con cámaras de interrupción combinan las funciones de una cuchilla en aire y de un interruptor. Algunos tienen dispositivos de interrupción cuya capacidad de interrupción se halla limitada a la corriente nominal del aparato, mientras que otros llevan dispositivos especiales de interrupción que pueden interrumpir corrientes de corto-circuito de valor moderado.

Las cuchillas con carga pueden:

- a) introducir una resistencia en el circuito a continuación de la apertura de los contactos principales e interrumpir la circulación de la corriente mediante cuernos de extinción del arco en aire.

- b) utilizar un soplado de aire o de otro gas procedente de un cilindro de gas comprimido que se dirige hacia el arco a fin de alargarlo después de la apertura de los contactos principales.
- c) interrumpir el circuito mediante un interruptor auxiliar situado en el interior de una cámara de gas de hexafluoruro de azufre, después de la apertura de los contactos principales.

Tales interruptores pueden hacer frente a corrientes de corto-circuito de cierta importancia y pueden aplicarse en cualquier tensión mediante la adición de interruptores en serie a medida que la tensión aumenta.

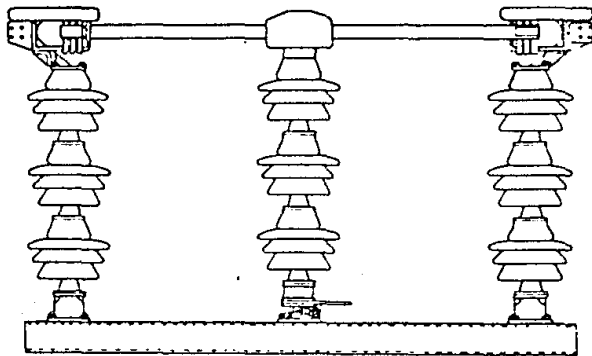


Figura 2.25. Cuchilla horizontal con doble sistema de contactos de alta presión de 115 KV., 1200 A.

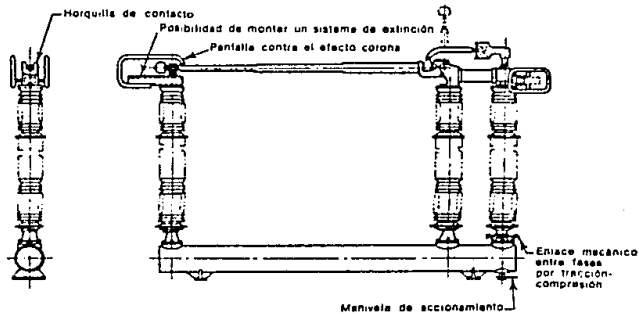


Figura 2.26. Cuchilla con corte vertical único de 2,000 A., 550 KV.
(Westinghouse Electric Corporation).

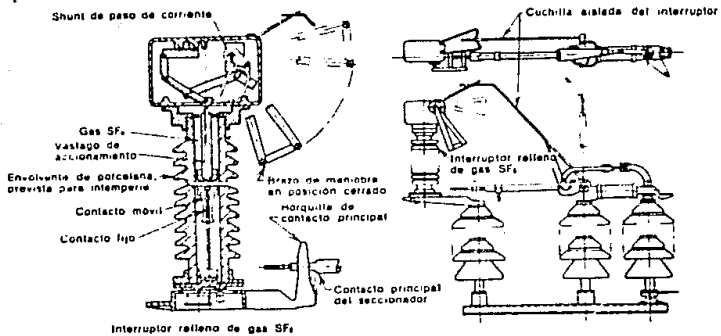


Figura 2.27. Interruptor de SF₆ con dispositivo de seccionamiento vertical.
(Westinghouse Electric Corporation).

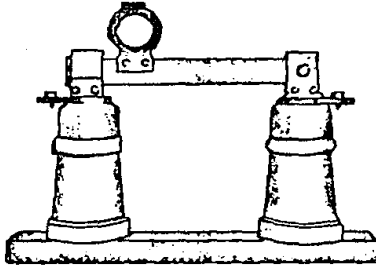


Figura 2.28. Seccionador unipolar para tensión de servicio de 15 KV.

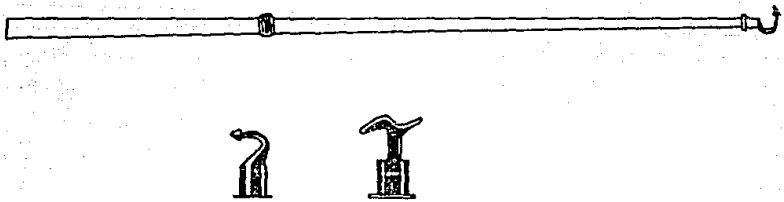


Figura 2.29. Pértiga aislada para maniobrar los seccionadores, y los dos tipos de ganchos empleados.

Para aislar las diversas partes de la instalación se utilizan cuchillas de sección namiento. La Figura 2.28 muestra una cuchilla unipolar para servicio interno. - Consta de una base metálica de fundición o de perfil laminado en U con dos aisladores soportes que llevan bornes de conexión; en uno de éstos va el contacto arti culador de un extremo de la cuchilla que cierra o interrumpe el circuito, mien- - tras que el otro borne provisto de un contacto de resortes en el cual registra el extremo de la cuchilla. Los bornes de resorte están fabricados de forma que no - pueden perder su elasticidad, pues de otro modo el paso de la corriente por los - mismos produciría calentamiento y perdería eficacia el contacto. Las cuchillas - son de latón o cobre.

Los aisladores-soportes deben poder resistir la tensión de trabajo a que se hallan- sometidas las cuchillas y habrán de pasar las pruebas dictadas por las normas.

El tipo de cuchilla mostrado en la Figura 2.28 es usualmente empleado y se accio- na por medio de una pértiga aislada (Figura 2.29) cuyo gancho se introduce en la- anilla de que va provista la cuchilla, tirando o empujando con la pértiga se con- sigue la apertura o el cierre de la cuchilla.

En la Figura 2.29 se indican las dos formas de ganchos utilizadas corrientemente. Cuando se trata de intensidades ya importantes, el dispositivo usado va provisto- de varias cuchillas unidas mecánicamente, cada una de las cuales se introduce en- su respectivo contacto. También con este objeto se emplean cuchillas en las que- el contacto tiene lugar por medio de escobillas formadas por varias láminas de co- bre que permiten el paso de fuertes intensidades.

Las cuchillas se emplean, pues, para separar de los sistemas los diversos aparatos de alta tensión, para dividir las barras colectoras, y para poner a tierra las lí- neas cuando debe procederse a la inspección o revisión de las instalaciones.

La cuchilla trabaja bajo tensión pero sin carga, pues el arco producido a la aper- tura del circuito puede dar lugar a corto-circuitos, además de ocasionar desgaste en los contactos. Sin embargo, cuando se trata de pequeñas instalaciones o de - tensiones medianas pueden utilizarse en lugar de los interruptores, con miras a - la economía de la instalación. El reglamento vigente prescribe que para tensio- nes de 6 KV. y capacidades máximas de 200 KVA., y también para tensiones entre 6- KV. y 15 KV., pero con capacidad máxima de 100 KVA., podrán emplearse cuchillas - para interrumpir el circuito con carga. El reglamento dispone, asimismo, que aún cuando las cuchillas no se utilicen en sustitución de los interruptores, es decir,

que su empleo se realice con tensión pero sin carga, si la potencia de la instalación servida por la cuchilla es superior a 500 KVA. y hasta 6KV., o para tensiones superiores a 15 KV. hasta 100 KVA., deberán emplearse cuchillas tripolares, - supuesto que se trata de instalaciones para corriente trifásica, es decir, dispositivos en los que las tres cuchillas se abran o cierren a la vez.

También, para el accionamiento de la cuchilla se utiliza corrientemente el sistema de barra, que suele ser un tubo de hierro al que por convenientes piezas roscadas en el interior del mismo y con roscas inversas puede dársele la longitud requerida. Un extremo de la barra se articula al eje del árbol de mando de la cuchilla y el otro extremo a una palanca con puño en forma de estribo. Este sistema permite: colocar las cuchillas en el fondo de la celda, que la barra pase junto al tabique para alejarlo de los conductores e instalar el estribo en el canto exterior del tabique con lo cual se facilita la montura de los elementos en la celda.

Hoy se usan también, para alta tensión, cuchillas de pántrgrafo montadas en un so lo aislador, que abren ó cierran como el de una locomotora eléctrica y que actúan a mano o por aire comprimido. Tienen la ventaja de exigir menos espacio.

Se emplean asimismo, en las instalaciones de interior, cuchillas llamadas de potencia, que se caracterizan porque el arco producido al abrirse en carga el descon nectador, es soplado para su extinción por una corriente de aire comprimido.

Ocurre algunas veces que el circuito de carga debe conectarse a uno u otro sistema de barras. Para ésto pueden emplearse dos juegos de cuchillas o un conmutador tripolar, que permita mayor rapidez en las maniobras.

La capacidad de una cuchilla se califica por la corriente nominal para la que ha sido construída, ésto es, para la corriente que puede atravesarla sin elevación anormal de su temperatura. Pero hay que tener en cuenta, además, la corriente lí mite térmica, que es la que la cuchilla puede resistir durante un segundo sin calentarse en exceso, y la corriente dinámica límite que es la máxima amplitud (valor de la cresta) de la corriente de corto-circuito para la cual está construído el desconectador.

2.2.4 Fusibles.

Los fusibles son los dispositivos más simples que sirven para interrumpir un circu ito eléctrico. De manera más concreta, a modo de definición, el 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.

En el mercado existen fusibles cerrados de una gran diversidad de tipos para ser utilizados hasta 250 y 600 V., habiendo sido aprobados por los Underwriters Laboratories (UL). Pueden emplearse tanto en circuitos de c. a. como de c. c. - con una diversidad en las características tiempo-corriente que los hacen adecuados para muchas aplicaciones.

Respecto a la clasificación de los fusibles, en general se pueden dividir en fusibles de alta tensión y fusibles de baja tensión.

Los fusibles de alta tensión se subdividen a su vez de la siguiente manera:

- Fusibles de potencia:
 - limitador de corriente (de 2.8 hasta 27 KV., de 50 hasta 16 KA. simétricos)+
 - expulsión (de 2.4 hasta 161 KV., de 63 hasta 2KA. simétricos)++
 - sumergido en aceite.
- Cortacircuito
 - Fusible:
 - expulsión (de 4,8 hasta 34.5 KV., de 3 hasta 7.1 KA. simétricos)+++
 - limitador de corriente.
 - sumergido en aceite.
 - de vacío.

+ De acuerdo a la norma americana ANSI C37-46

++ ANSI C37-47

+++ ANSI C37-41

Los fusibles de alta tensión existentes, cubren una gama de características que van desde 720 A., 500 MVA., 14.4 KV. hasta 250 A. 2000 MVA. y 138 KV. Se utilizan para la protección de transformadores de potencial, transformadores de distribución y de mediana potencia, así como, para ramales de circuitos. A menudo van equipados de contactos, dispuestos en tal forma que el fusible y su montaje se comportan como un desconectador, y en ciertos tipos se han colocado mecanismos que sustituyen automáticamente un fusible fundido por otro nuevo.

Cuando se utilizan fusibles para proteger transformadores o ramales de circuitos

dispuestos en serie con otros fusibles o con interruptores automáticos, debe observarse cuidadosamente el asegurar la adecuada selectividad de funcionamiento - en el tiempo. Las características de un fusible pueden modificarse ligeramente mediante la selección y disposición de los materiales, pero el tiempo de fusión y la corriente mínima de fusión dependen de la temperatura ambiente y de las corrientes que hayan circulado por el fusible antes de la fusión.

Aunque en los fusibles de baja tensión se exige una capacidad de interrupción mínima de 10,000 A., algunos tamaños y tipos actuales son capaces de interrumpir - hasta 200,000 A. en corriente alterna o hasta 100,000 A. en corriente continua. - Las series normalizadas de fusibles de baja tensión se hallan agrupadas en diversos escalones de corriente nominal, a cada uno de los cuales le corresponden - unas dimensiones distintas, por ejemplo:

- de 1 a 30 amperes.
- de 35 a 60 amperes.
- de 70 a 100 amperes.
- de 110 a 400 amperes.
- de 450 a 600 amperes.

Las mejoras conseguidas en la capacidad de limitación de corriente de los fusibles de baja tensión han permitido extender la capacidad de interrupción indicada anteriormente a fusibles desde 800 A. hasta varios miles de amperes nominales. Este tipo de fusible se denomina a veces como fusible de plata-arena.

Los fusibles de baja tensión son capaces de soportar en forma continua su corriente nominal si al mismo tiempo no se calientan en forma anormal, por ejemplo por aflojamiento de alguna terminal, pero se funden en uno o dos minutos o menos si la corriente alcanza el 135% del valor de su corriente nominal. Además deben satisfacer comportamientos y exigencias adicionales establecidas por las normas según el tipo de fusible.

En nuestro país los fusibles que se utilizan más comúnmente son los del tipo limitador de corriente y el de expulsión.

1) Fusible montado en un conjunto de porcelana introducido en un bloque impermeable o encerrado en un soporte de fibra colocado en el interior de un alojamiento de porcelana. Este tipo se usa normalmente en circuitos de distribución y en aparatos de subestación para tensiones de hasta 7.5 KV, y en algunos casos hasta

de 15 KV. (no debe usarse cuando las sollicitaciones de interrupción son elevadas)

2) Fusible encerrado en un alojamiento metálico llena de aceite Transil. Este tipo se utiliza para grandes corrientes nominales y para tensiones de hasta 7.5-KV. para la protección de pequeños bancos de transformadores y para otros fines en subestaciones y servicios de distribución.

3) Fusible de expulsión que contiene ácido bórico. Su principio de operación se puede explicar de la siguiente manera:

Está formado por un pequeño eslabón fusible, el cual al fundir provoca que el arco producido genere gases del material vecino (ácido bórico, melanina, resinas fenólicas, fibra vulcanizada, resinas termo-plásticas, tetracloruro de carbono, hexafloruro de azufre y otras) provocando una gran turbulencia alrededor de arco, de manera que cuando la corriente pasa por un valor natural de cero el canal del arco se reduce a un mínimo, quedando interrumpido el flujo de corriente, pudiendo se expulsar los gases hacia el exterior del fusible.

Para un circuito trifásico a 60 Hz las capacidades interruptivas de este tipo de fusibles se expresan en la siguiente tabla:

KV.	Capacidad Interruptiva Simétrica (MVA.)
4.16	250
7.2	325
14.4	500
23.0	750
34.5	1,000
69.0	2,000
115.0	2,000
138.0	2,000

4) Fusible limitador de corriente que abre con una velocidad tal que se produce una fuerte elevación de la resistencia de arco durante el primer medio ciclo de la corriente de corto-circuito por lo que la corriente real es muy inferior a la que se tendría si el fusible se mantuviera intacto. En general estos fusibles no deben intervenir en circuitos cuyas tensiones sean inferiores al 70% de la tensión nominal del fusible para evitar sobretensiones.

Este tipo de fusible opera limitando la corriente de falla a valores inferiores al valor pico que circularía por el circuito si el fusible no se instalara en un tiempo menor a la duración del primer semiciclo de la onda corriente de falla. El valor de pico depende de la relación X/R del circuito y a medida que se reduce dicha relación de la energía específica I^2t , que debe contemplar el fusible,-

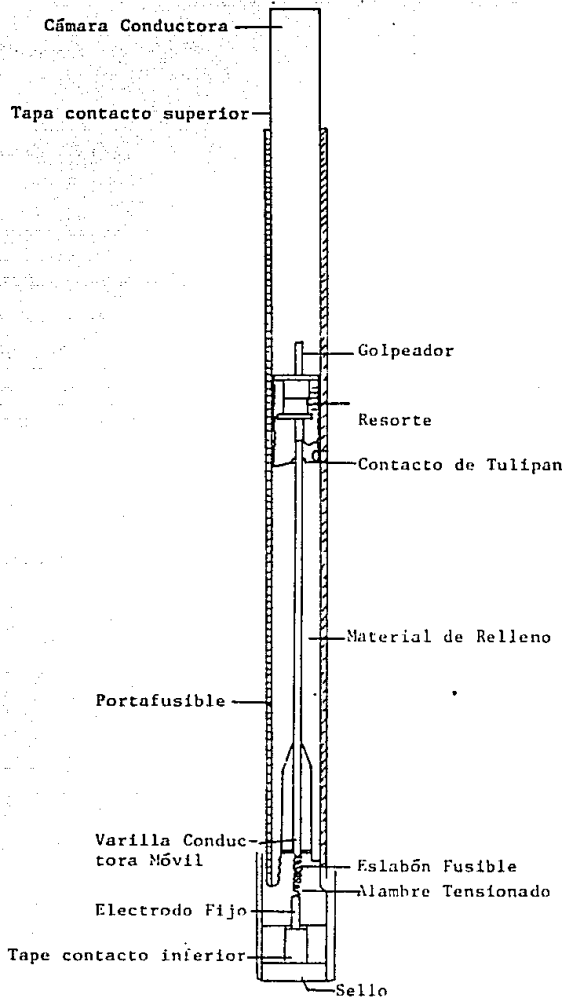


Figura 2.30 Fusible Tipo Expulsión.

también se reduce como se muestra en la Figura 2.31.

Existen básicamente 3 tipos de fusibles limitadores de corriente en función del tipo de 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 (general purpose): es aquel que puede interrumpir cualquier corriente desde su máxima nominal, hasta una corriente que pueda fundir el elemento en una hora (3,600 seg.).

* Fusible de rango completo: puede interrumpir cualquier corriente desde su máximo valor nominal hasta cualquier corriente que funda el fusible de tiempos mayores de una hora.

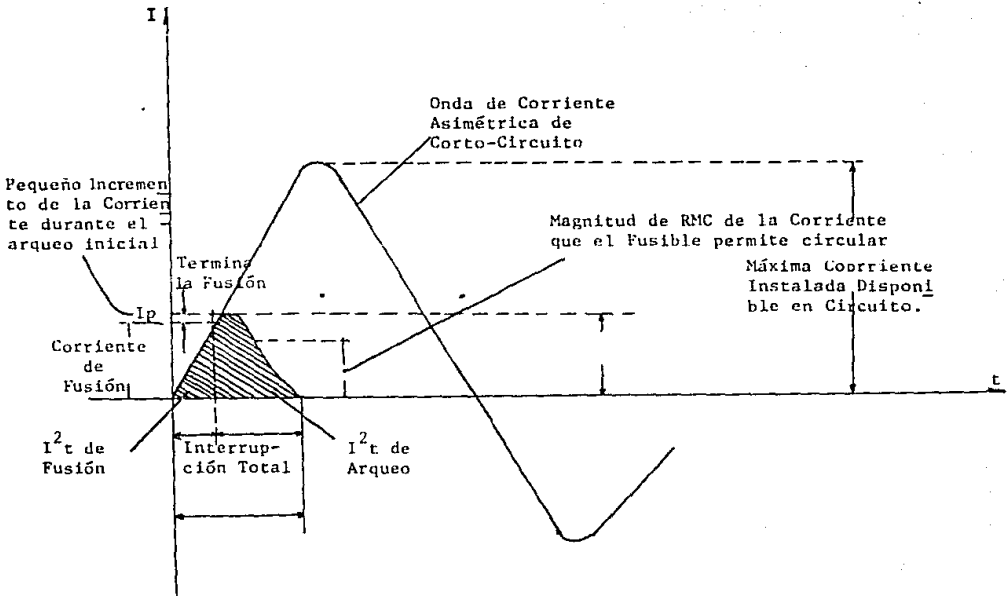


Figura 2.31 Representación gráfica del concepto de limitación de corriente.

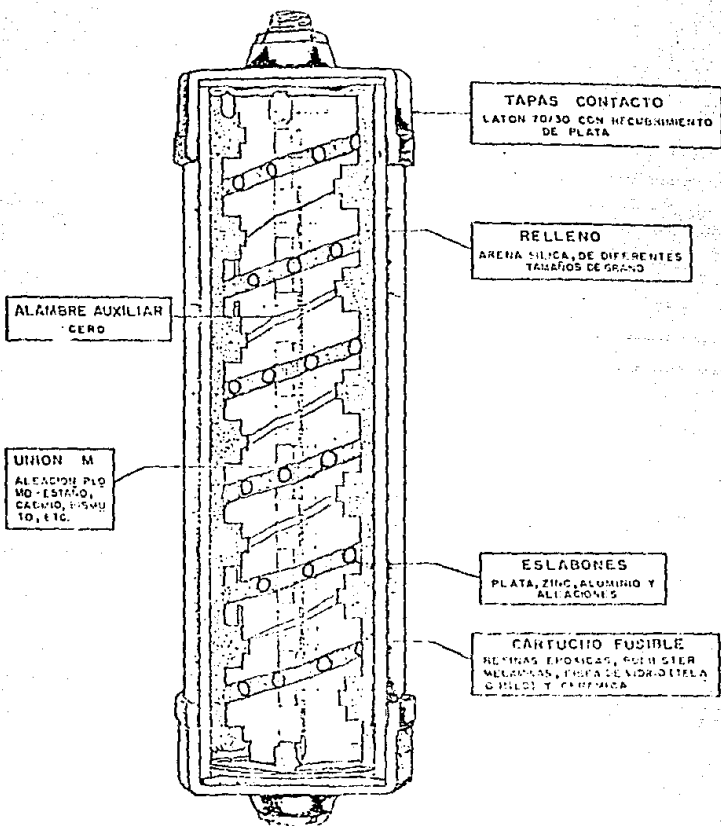


Figura 2.32. Fusible Limitador de Corriente
Partes Constitutivas.

- Construcción del fusible limitador de corriente:

El fusible limitador de corriente está integrado por uno o más elementos de cintas metálicas perforadas o con determinada configuración dentro de un tubo aislante, resistente a grandes presiones provocadas por las energías térmicas generadas durante el arqueo.

Las cintas metálicas (comúnmente de plata) o elementos sensibles a la corriente están rodeados íntimamente por: arena sílica (SiO_2) o de cuarzo con la finalidad de extinguir el arco eléctrico producido por alguna falla así como soportar la alta presión que se presenta durante la operación.

Durante la operación por corto-circuito, el fusible operará (romperá) simultáneamente en todas las zonas que se diseñen para ésta finalidad (perforaciones o secciones transversales reducidas) generando tensiones de arco, en cada una de estas secciones reducidas, de aproximadamente 50 volts que al reaccionar con la arena-sílica que lo rodea se forman fulguritas, dando lugar a la inserción de una alta resistencia en un tiempo muy pequeño, originando así la aparición de una tensión de arco casi-instantánea a través del fusible, de magnitud apreciablemente mayor a la tensión normal del sistema. Y puesto que la magnitud de resistencia ohmica del fusible, durante el arqueo y posteriora éste, es muy grande, origina en el circuito eléctrico un factor de potencia cercano a la unidad (durante el tiempo que toma el fusible para interrumpir la falla) y motiva a la corriente a alcanzar a la tensión, lográndose la extinción total muy cerca del cero de la tensión; por ese motivo, los fusibles limitadores, son prácticamente insensibles a las acciones de la T.T.R. (Tensión Transitoria de Restablecimiento).

El éxito de un fusible limitador de corriente dependerá de la tensión de arco generada y mantenida a través de los múltiples arcos que se originan durante la operación del fusible.

- Definiciones aplicables a los fusibles:

* 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 de prearqueo: 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 inmediatamente después de haber terminado la fusión hasta la extinción total del arqueo.

* Tiempo de interrupción total: es la suma de los tiempos de fusión y arqueo.

* Corriente de corto-circuito o propectiva: es la corriente de corto-circuito - que fluiría en un circuito eléctrico, sino fuera limitada por la apertura de un fusible.

* Corriente instantánea de paso libre o corriente de pico de fuga: es la corriente máxima que circula por un fusible, durante el tiempo total de interrupción.

* Característica I^2t : 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 por el fusible.

* Capacidad interruptiva: es la máxima corriente simétrica (r.m.c.) o la más alta corriente directa que un fusible puede interrumpir satisfactoriamente.

* Tensión 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 y la tensión de restablecimiento a frecuencia nominal.

* Tensión transitoria de restablecimiento (TTR): es aquella que aparece en condiciones transitorias inmediatamente después de la fusión del elemento sensible a la corriente y sus características dependen básicamente de los parámetros R, L, y C del circuito en donde se encuentra instalado.

* Tensión de restablecimiento a frecuencia nominal: ésta aparece inmediatamente - después de que termina la parte transitoria.

* Curvas características tiempo-corriente: son las curvas que muestran la rela-ción entre la corriente alterna simétrica r.m.c. o la corriente directa y el - tiempo de operación de los fusibles generalmente dentro del intervalo de 0.01 a 1000 segundos. También se le conoce como características de tiempo inverso.

Interpretación de las curvas corriente-tiempo:

Estas curvas representan la relación entre la corriente simétrica r.m.c. corres-pondiente a la frecuencia de 50 a 60 Hz. y el tiempo en que operan los fusibles.

Existen 2 tipos de curvas que son:

- Corriente-tiempo mínimo de fusión (minimum melting time current).

Estas curvas son determinadas restando valores promedios determinados en las pruebas, las variaciones en menos debidas a las tolerancias de manufacturas.

- Corriente-tiempo de interrupción total (total clearing time).

Estas curvas incluyen el tiempo mínimo de fusión, más tolerancia de manufacturas (comprendidas comúnmente entre el +5 y el +10% en valores de corriente) y el tiempo de arqueo.

Las características corriente-tiempo de operación de un fusible y se pueden afectar por diferentes factores que son:

- efecto del medio ambiente.

- efecto de variación transitoria de la onda de corriente.

- factor inherente al diseño.

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

En ésta parte se pretende comparar en términos generales las ventajas del fusible limitador de corriente y del fusible de expulsión, sin embargo para un problema específico se tendrán que analizar otros factores que dependan del tipo de instalación y carga.

a) 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 aún cuando las condiciones de la tensión transitoria de restablecimiento sean muy severas.

- algunos diseños pueden sumergirse en líquidos.

- operación silenciosa.

- no contaminan.

- no contribuyen a incrementar la presión del tanque del transformador.

Desventajas:

- costo alto del fusible.

- costo alto del portafusible.

- manejo delicado.

- requiere de cuidado en el ajuste del mecanismo de disparo del portafusible.

- mayor peso y dimensiones.

- el diseño para operar a bajas corrientes de falla, es complicado, al igual que su fabricación.
- no son fácilmente coordinables con otras protecciones ya que poseen una característica-tiempo corriente muy inversa.

b) Fusible de expulsión:

Ventajas:

- son de operación de rango pleno.
- menor costo del fusible.
- menor costo del portafusible.
- menor peso y dimensiones.
- fácil manejo.
- menor tiempo de 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.

2.2.5. Relevadores.

La desconexión automática de los interruptores, a causa de las sobrecorrientes - que puedan presentarse es posible realizarla por medio de aparatos especiales - llamados relevadores, los cuales pueden ser accionados por la corriente que atraviesa el interruptor, y entonces se llaman relevadores directos o primarios, en ocasiones son alimentados por el secundario de un transformador de intensidad para alejar de dichos aparatos la alta tensión y para que las corrientes que han de recorrerlos tengan un valor reducido y conveniente; estos últimos se denominan relevadores indirectos o secundarios.

Los primeros van colocados sobre los pasatapas de interruptor o intercalados en el circuito de alta tensión; los segundos pueden colocarse en los tableros de distribución y cierran un contacto que permite el paso de la corriente en el circuito de la bobina de desconexión del interruptor.

Los relevadores directos pueden actuar mecánicamente o también cerrando un contacto para excitar, con la fuente de energía auxiliar, la bobina de disparo del-

interruptor.

A continuación se describen los distintos tipos de relevadores más comúnmente usados, indicándose al mismo tiempo el campo de aplicación de cada uno de ellos. Relevador directo electromagnético, de sobrecorriente con retardo de tiempo que depende de la corriente. Cuando la carga sobrepasa la intensidad de calibración la armadura es atraída por la acción electromagnética y el interruptor se desconecta.

La interrupción puede ser instantánea o retardada; para este caso va provisto el relevador de un depósito lleno de aceite. La armadura va unida a una biela que forma cuerpo con el émbolo del depósito y una abertura regida por una válvula de es capar el aceite. La armadura atornillada más o menos sobre su soporte, modifica la abertura de la válvula.

El tiempo de desconexión depende de la magnitud de la corriente.

Estos tipos de relevadores no son recomendables para protección selectiva y deben emplearse únicamente para líneas de acometidas, derivaciones secundarias, para alimentación de fábricas y para el servicio de motores con objeto de impedir la desconexión durante la operación de arranque.

Si el neutro de la instalación está aislado de tierra, basta colocar solamente los relevadores en dos de las fases, pero es recomendable instalarlos en las tres fases para garantizar una protección más completa.

Relevador indirecto de sobrecorriente con retardo de tiempo que depende de la corriente. Este relevador funciona tan pronto como se alcanza el valor de la corriente para el que está ajustado, pero la duración del retardo a la desconexión no es el mismo para todas las amplitudes del exceso de corriente, sino que se reduce cuanto mayor es ésta. El relevador se alimenta por el secundario de un transformador de corriente.

El funcionamiento se basa en el principio de inducción de Ferraris; las partes principales de el relevador son: el imán, un disco de aluminio y contra peso, la bobina de intensidad y los contactos.

En este relevador un corto-circuito franco no provoca la desconexión instantánea de los interruptores. Se comprende, en efecto, que cualquiera que sea la graduación de la corriente límite obtenida, está haciendo pivotear el anillo en circui

to móvil, excita siempre con retardo mínimo de algunos segundos, retardo que es casi proporcional a la carrera del contrapeso y que se regula haciendo variar la longitud del hilo. El disco vuelve a su posición inicial de reposo cuando cesa la sobrecorriente, porque el amortiguamiento y la masa del contrapeso absorben rápidamente la energía cinética acumulada en el disco y éste se para en menos de un cuarto de vuelta volviendo en su posición original sin haber accionado el contacto.

El tipo de relevador descrito tiene igual campo de aplicación que el anterior. - Fué usado durante mucho tiempo por estimar que su trabajo era apropiado para funcionar con sobrecargas. Sin embargo hoy esta en desuso.

Relevador directo de sobrecorriente y con retardo de tiempo independiente de la corriente. Es un relevador primario que entra en acción bajo la influencia de una intensidad de corriente determinada regulable entre ciertos límites. El retardo a la desconexión, una vez regulado a una duración determinada, no puede variar - cualquiera que sea el exceso de la corriente en relación al valor fijado para el funcionamiento del relevador. Este va intercalado directamente en los conductores primarios de la instalación.

Sobre la parte anterior de la caja se encuentra la placa indicadora que lleva - a la derecha la escala de corriente graduada en amperes, y a la izquierda la escala de tiempos graduada en segundos. El indicador sirve para regular la corriente al valor deseado. Su desplazamiento acciona sobre un resorte que se tensa más o menos y así aumenta o disminuye la intensidad de la corriente necesaria para vencer la tensión de dicho resorte. El indicador regula el retardo a la desconexión elevando o descendiendo el sector dentado, y ello tiene por objeto aumentar o disminuir la duración del efecto retardador.

Las bobinas de corriente son fácilmente reemplazables para adaptar el relevador - a las corrientes de funcionamiento convenientes.

Una resistencia de protección puede ser montada si conviene en paralelo con la - bobina al objeto de derivar las ondas de sobretensión y de impedir la producción de arcos. Generalmente en los relevadores actuales se prescinde de dicha resistencia.

Una vez efectuada la desconexión, vuelve a reestablecerse el estado original por efecto del resorte de regulación, de tal modo que el relevador queda dispuesto -

para entrar nuevamente en acción. Idéntica operación se produce si mientras el relevador funciona, la intensidad de la corriente cae por debajo del valor para el que fué regulado el relevador y antes de que haya pasado la duración del efecto retardador.

La intensidad de la corriente por la que el relevador entra en acción, puede ser regulada entre 1,2 y 2.5 veces la corriente nominal. El retardo en la desconexión puede graduarse desde 0.3 hasta 6 segundos.

Para corrientes mayores de 1000 amperes, es necesario alimentar las bobinas de relevadores con transformadores de corriente.

La sustitución de las bobinas para adaptar los relevadores a diversas corrientes, puede hacerse, en general con sencillez y teniendo sólo en cuenta que debe permanecer constante el número de amper-vueltas. Así una bobina para 100 amperes con 25 vueltas, producirá el mismo efecto electromagnético que otra de 50 vueltas - pero que debiera servir para 50 amperes.

Cualquiera que sea el valor de la corriente que pasa por la bobina, la saturación del hierro es de tal valor que el motor gira a una velocidad constante.

Se obtiene así un retardo en la desconexión independiente de la sobrecorriente - producida.

Los relevadores de este tipo se emplean contra los corto-circuitos en las centrales, subestaciones y en los consumidores particulares.

En los casos de redes sencillas pueden utilizarse con éxito en la protección selectiva.

Relevador secundario de sobrecorriente con retardo de tiempo que no depende de la corriente. La estructura de ésta clase de relevadores es análoga a la del directo, anteriormente descrito, pero así como en éste el circuito magnético está construido para desarrollar una fuerza de atracción suficiente a fin de provocar la desconexión directa del interruptor, en los relevadores secundarios que solo deben accionar el cierre de un contacto directo, el núcleo es mucho más sencillo, ya que el esfuerzo requerido es de menor importancia.

El contacto del relevador actúa mediante unos bornes situados detrás del mismo, como contacto de apertura o de cierre; el primero para desconexión por corriente auxiliar, y el segundo para hacerlo por intermedio de un transformador de

corriente.

Va provisto también de un dispositivo de señalización que sirve para indicar, la desconexión, y hace aparecer una bandera roja cuando acciona el contacto. El retorno a su posición original se realiza desde el exterior por medio de un botón de restablecimiento.

La placa de bornes de conmutación y de control permite ajustar el relevador durante el servicio para diversas sensibilidades, ponerlo fuera de servicio y comprobar su funcionamiento valiéndose para ello de una fuente auxiliar.

Este tipo de relevador permite alcanzar un escalonamiento seguro entre interruptores en serie de 0.2 a 0.3 segundos.

Relevadores de retorno de energía. Es un relevador secundario con retardo de tiempo muy corto para la desconexión. Funciona cuando cambia el sentido de flujo la energía.

Sus elementos esenciales son los electroimanes con un disco de aluminio y contrapeso, las bobinas de aquellos y los contactos.

El relevador de retorno de energía funciona bajo la acción de una corriente mínima del 10% de la corriente nominal para 50 Hz y con $\text{COS } \phi = 1$.

Este relevador, empleado en las centrales eléctricas encuentra una gran aplicación en la protección selectiva de las líneas y redes de distribución sea solo o combinado con los relevadores de sobrecorriente.

Los relevadores pueden ser unipolares, bipolares o tripolares.

Esta clase de relevadores, que actúan solamente cuando cambia la dirección de la energía, son llamados también "relevadores direccionales".

Relevador de Buchholz. Las irregularidades del funcionamiento de los transformadores dan origen a calentamientos locales en los arrollamientos y consiguientemente a la producción de gases de aceite, cuya cantidad y rapidez en su desarrollo crecen sensiblemente a medida que se extiende la avería.

En el efecto de la producción de estos gases está fundamentado el relevador Buchholz, que ha adquirido un gran desarrollo en las aplicaciones eléctricas por su sencillez y seguridad de funcionamiento.

Los daños producidos en los transformadores dan lugar siempre a la producción de-

gases o vapores, y éstos son utilizados para accionar el relevador Buchholz, que debe intercalarse en el tubo que une la cuba del transformador al tanque conservador de aceite.

En caso de sobrecargas peligrosas para el transformador, las numerosas pequeñas-burbujas expulsadas de las bobinas a causa del calentamiento de los devanados - actúan como si se trataran de gruesas burbujas a modo de choque, que lanza bruscamente el aceite y arrastra el flotador. Esta acción es tan rápida que la desconexión se produce antes que el transformador pueda ser averiado por la sobrecarga. Hay que observar que la aparición de las pequeñas burbujas gaseosas no se manifiesta más que cuando la temperatura de los devanados se eleva de tal modo que el aceite se volatiliza en su interior; dicha temperatura no puede, pues ser inferior a 150°C, a la cual la volatilización se produce. Ahora bien, esta temperatura puede ser soportada pasajeramente por los devanados sin inconveniente alguno, y a partir de ella el relevador Buchholz pondrá el transformador fuera de servicio.

Relevador de distancia y de mínima impedancia. Los relevadores de sobre-corriente no pueden aplicarse para un servicio selectivo eficaz, cuando se trata de redes formadas por varias mallas o que están alimentadas por diversos puntos. Por otra parte los relevadores no son capaces de funcionar con corrientes de corto-circuito inferiores al valor de desconexión para el que fueron ajustados cuyo caso se presenta, por ejemplo durante le servicio de noche, los domingos, cuando un pequeño grupo de máquinas alimenta líneas importantes. En estas condiciones un corto-circuito no llevará consigo el funcionamiento de los relevadores de sobre-corriente, y durará en ésta forma hasta que el personal encargado de la central se dé cuenta y realice la desconexión.

Relevador de distancia rápido. Basada en la experiencia de la explotación de los relevadores de distancia y habida cuenta de la necesidad de reducir la duración del corto-circuito a un tiempo muy breve, para aminorar los perjuicios que aquel causaría, la casa Brown-Boveri ha construido y lleva varios años en explotación un tipo de relevador selectivo de distancia rápido, con tiempo de base de 0.1 segundos, que puede reducirse a la mitad del tiempo.

Este tipo de relevador protege igualmente los corto-circuitos entre fases, las puestas a tierra dobles en las redes aisladas y las puestas a tierra cuando el -

neutro está directamente conectado a tierra. Es además independiente de las corrientes de servicio y de las corrientes capacitivas de carga y puede emplearse en toda clase de redes hasta para las más altas tensiones.

Los principales elementos de que consta el relevador son: los órganos de desbloqueo de impedancia, el órgano de medida de la distancia propiamente dicho y el relevador cronométrico de escalones. El relevador de campo giratorio determina además, la dirección del corto-circuito, impidiendo la desconexión en el caso de que la energía proceda del otro extremo del tramo vigilado.

2.3 Equipo utilizado para distribución y protección en la Comisión Federal de Electricidad.

2.3.1 Aspectos Generales.

La Comisión Federal de Electricidad es el organismo paraestatal que posee la exclusividad en nuestro país, para generar, explotar, transmitir y distribuir todos los recursos vinculados con la energía eléctrica en el mismo.

La energía eléctrica está considerada como uno de los más importantes recursos con los que cuenta el país, pero que hasta hace poco tiempo no pertenecía en su totalidad al gobierno y pueblo de México, ya que se encontraba concesionado en alto grado a intereses extranjeros, hecho que representaba en mucho la pérdida de independencia en el manejo de los recursos naturales propios. Dicho episodio histórico se concluyó cuando en el año de 1964 se realizó la nacionalización de la industria eléctrica por parte del gobierno mexicano, este hecho representó que a partir de ese momento se contase con el manejo y beneficio íntegro del sistema eléctrico nacional por y para los mexicanos.

El sistema eléctrico nacional que administra y opera en su totalidad la C.F.E. - está constituido por ocho áreas de operación que son las siguientes:

- a) Noroeste
- b) Norte
- c) Noreste
- d) Mexicali
- e) Occidental
- f) Central
- g) Oriental
- h) Peninsular

Para tener una idea general de la situación de cada una de estas áreas en el mapa de la República Mexicana, se identificarán algunas ciudades de importancia que se encuentran situadas en cada una de ellas.

En la zona noroeste se encuentra la ciudad de Hermosillo, Sonora; en la zona norte, la ciudad Gómez Palacio, Durango; para la zona noreste, la ciudad de - - - Monterrey, Nuevo León; en la zona Mexicali, la ciudad de Mexicali, Baja - - - California Norte; en el área o zona occidental la ciudad de Guadalajara, Jalisco; en el área central, la ciudad de México; en el área oriental, la ciudad de - - - Puebla; y finalmente en el área peninsular la ciudad de Mérida, Yucatán.

De lo anterior, la energía eléctrica se distribuye en el territorio nacional, -

desde seis áreas de operación interconectadas y dos áreas peninsulares aisladas. El sistema interconectado norte, agrupa a las áreas noroeste, norte y noreste, - ésta última interconectada con la CPL de Texas, E.U.A. El sistema interconectado sur agrupa las áreas occidental, central y oriental.

El área central, abastece de energía eléctrica a la zona más importante del país - tanto en el número de servicios como en el total de energía vendida y consumida. Cubre las siguientes entidades: Distrito Federal, Estado de México, Hidalgo, parte de los estados de Morelos, Guerrero, Michoacán, Puebla y Tlaxcala con un área total de 90,000 km² que representa aproximadamente el 5% del territorio nacional, con una población de 20 millones de habitantes que es cerca del 25% del total del país.

El conjunto promedio de energía consumida en un día laborable es de 50,000 MWH. - con una demanda máxima de 3,000 MW. que representan respectivamente el 32% y el 35% de sus correspondientes nacionales.

Para hacer frente a esta demanda de energía, el área central dispone de una capacidad instalada total de 4195 MW en 88 unidades generadoras, donde aproximadamente la mitad es del tipo térmico y la mitad del tipo hidráulico.

De las plantas generadoras, la energía llega a los consumidores a través de 150 líneas de transmisión en 400, 230, 150 y 85 KV. de algunas de estas líneas se abastecen clientes muy grandes e importantes como el Sistema de Transporte Colectivo (Metro), la industria acarera, cementera, textil y química de la mayor importancia; asimismo, el área central cuenta con aproximadamente 75 subestaciones primarias, 900 alimentadores aéreos y subterráneos de 6 y 23 KV. que suministran energía eléctrica a la industria y el comercio. cuenta además con 27,000 transformadores de distribución, tipo poste o bóveda, en los que se distribuye finalmente a la tensión de uso residencial y así servir aproximadamente a 2 millones de usuarios domésticos.

El área central cuenta con una amplia variedad de instalaciones que permiten la atención inmediata a los usuarios, así como la operación del sistema. Estas instalaciones se pueden clasificar de la siguiente manera:

- emergencia
- comunicaciones
- control supervisor

- adquisición de datos
- telemedición y teleindicación analógica
- programación fuera de línea

La Compañía de Luz y Fuerza del Centro S. A. (en liquidación) se encarga de la distribución y comercialización de la energía eléctrica generada por la C.F.E. - en el Area Metropolitana de la Ciudad de México y algunas zonas de estados circunvecinos.

Los sistemas de distribución que opera tanto la C.F.E. como la CL y FC están diseñados con la misma filosofía de normalización, construcción y diseño, sin embargo existen diferencias sobre todo en lo que se refiere a las tensiones de distribución empleadas.

La C.F.E. emplea tensiones de distribución que incluyen los siguientes valores:

Valores en KV.	Valores en KV.
0.127	24.0
0.240	33.0
6.6	34.5
7.6	60.0
7.9	69.0
12.0	96.0
13.2	115.0
20.0	

La C.F.E. es la responsable de suministrar energía eléctrica en las tensiones citadas anteriormente a la mayor parte de los usuarios en todo el país, aproximadamente el 95% del total, para lograr esto, se emplean principalmente realizando lo anterior por medio de sistemas de distribución del tipo aéreo, y en una mínima proporción redes de distribución subterráneas.

La CL y FC opera con algunos valores distintos de suministro y distribución, aun que en otros valores coinciden. La función de éste organismo, inicia cuando en las subestaciones receptoras de energía eléctrica operadas por él, reciben el flujo eléctrico proveniente de las líneas de transmisión en alta tensión de C.F.E. y que generalmente proporcionan tensiones de alrededor de 400 KV. y 230 KV.; al conectarse con las subestaciones antes mencionadas se transforman a tensiones menores con las cuales ya opera la CL y FC y así iniciar el suministro o distribución de energía a diferentes tensiones, dependiendo del tipo de servicio que se solicite, industrial o residencial (usuarios).

Las tensiones de distribución empleados por CL y FC son las siguientes:

Valores en KV.

0.127

0.240

0.220 85.0

13.8

6.6

23.0

La distribución y suministro de energía eléctrica lo realiza la CL y FC, en su zona de influencia, a través de redes aéreas y subterráneas, las redes subterráneas se utilizan en zonas con densidades de carga y población elevadas como lo es el centro de la Ciudad de México, que constituye el principal y más complejo sistema de distribución subterráneo del país. Los sistemas subterráneos también son empleados en zonas comerciales y en los sistemas de transporte eléctrico, como el S.T.C. Metro, y en menor medida en las zonas residenciales.

A continuación se hace una breve descripción de los equipos eléctricos utilizados en los sistemas de distribución y en los esquemas de protección atendidos y operados por la C.F.E., tales como los: tipos de cable utilizados, transformadores de distribución, interruptores, restauradores, seccionadores, fusibles, relevadores etc.

2.3.2 Troncales del sistema de distribución.

De la subestación de distribución parten los cables que conducen la energía eléctrica al sistema de distribución.

Respecto a los cables antes mencionados, existen dos formas en las cuales estos pueden salir de dicha subestación, a la red de distribución pueden hacerlo de manera aérea o subterráneo; lo anterior va a depender de los criterios que se aplican en el diseño de la subestación y de las condiciones y/o vialidades que ofrezca el sitio donde se va a situar dicha subestación.

Aunque los cables de control y protección representan un porcentaje pequeño en el costo total de una subestación de distribución, es de extrema importancia su adecuada selección e instalación, desde el punto de vista economía y simplicidad

con el objeto de facilitar la construcción, el mantenimiento y la confiabilidad - en la operación de los dispositivos involucrados en la subestación.

Cuando los conductores de salida de la S.E. se colocan de forma aérea, éstos lo - hacen desde las barras o buses de salida y de ahí son llevados hacia otras estructuras metálicas que paulatinamente elevan su altura hasta alcanzar las estructuras de soporte de los conductores, que se encuentran en el campo, las ciudades, - calles, etc. como son las torres de distribución, postes de madera, de acero o de concreto armado.

Usualmente dichos cables salen de la S.E. de manera subterránea y a una determinada distancia medida desde el punto en que éstos se encuentran conectados a las barras de la subestación, salen a la superficie para desarrollarse en forma aérea - si la distribución así lo requiere.

Todo lo anteriormente dicho es aplicable, dependiendo de que si la subestación - distribuidora se encuentra situada fuera o dentro de la ciudad o población a la - esté suministrando energía eléctrica.

2.3.3 Cable troncal aéreo, subtruncales, ramales y amarres.

El conductor ACSR, cuyas siglas traducidas literalmente del inglés significan cable de aluminio reforzado con acero, se ha utilizado por muchos años en la conducción de energía eléctrica para altas y bajas tensiones. El material conductor - es, desde luego, el aluminio y el acero que normalmente constituye el núcleo o alma del conductor proporciona al producto la resistencia necesaria para trabajar a la tensión.

El aluminio es un metal que presenta alta resistencia a la corrosión, propiedad - que lo hace sea preferido a otros materiales. Comercialmente y para efectos de - conducción eléctrica el aluminio se fabrica con una pureza de 99.45%, que es el - mejor grado obtenido en la actualidad. Es excelente por su alta resistencia a - los ambientes contaminados industriales y a los ambientes de las zonas costeras de - baja densidad de contaminación salitrosa proveniente de las brisas marinas, además de que es resistente a los ácidos orgánicos.

Sin embargo, es necesario recomendar para zonas de muy alto grado de contaminación, se estudie específicamente cada caso, para hacer una correcta selección del conductor mediante la aplicación de aleaciones de aluminio llamadas comercialmente Aleación 5005, 6201 y ALCAR que presentan alta resistencia a la corrosión de -

atmósferas marítimas e industriales muy severas; a la vez que brindan características mecánicas semejantes a las del ACSR.

En la actualidad, su empleo se ha extendido en gran escala para la distribución secundaria abarcando prácticamente todos los casos: en la industria, edificios comerciales, en los hogares, etc., desplazando al conductor de cobre. De entre las razones para éste desplazamiento destaca principalmente su costo inferior al del cobre; su bajo peso, sobre todo al considerar calibres grandes. La diferencia en peso del aluminio con respecto al cobre, tiene la ventaja de un transporte y maniobras de embarque y desembarque más económicas.

Con respecto a sus desventajas está principalmente su capacidad de conducción, que es aproximadamente del 61% con respecto al cobre; sin embargo, se puede afirmar que ésta desventaja queda ampliamente compensada con las consideraciones anteriores.

A continuación se mencionan algunas características físicas del aluminio y el cobre:

	Aluminio	Cobre
Densidad (kg/cm ³ a 20°C)	0.00685	0.02271
Grav. específica (gr/cm ³ a 20°C)	2.703	8.94
Punto de fusión (°C)	658	1083
Calor específico (Cal/gr/°C)	0.2259	0.918
Coefficiente de expansión lineal (1°C)	23 X 10 ⁻⁶	16.74 X 10 ⁻⁶
Conductividad térmica (Cal/cm ² /cm/°C/seg)	0.52	0.93

Por sus características de ductibilidad, el conductor de ACSR al ser tendido debe evitarse, hasta donde sea posible, el arrastre sobre el piso. Es por ello que, para su tendido se emplean poleas en cada uno de los postes o puntos de apoyo. Con relación al tensionado del conductor debe procurarse que sea lo más uniforme posible para evitar que se arrastre sobre el piso y se dañe por abrasión.

Actualmente existen equipos mecanizados para el tendido del conductor que facilitan grandemente esta labor; estos equipos se denominan comúnmente Máquinas tensionadoras y constan de dos partes principalmente: el devanador y la tensionadora; el tendido se hace sobre poleas por las que previamente se pasa una guía, generalmente de polipropileno.

Generalmente los remates de líneas de distribución secundaria se hace utilizando el remate preformado.

Esto previene el desgaste y los esfuerzos concentrados en el conductor, siendo su fuerza de agarre de valor muy próximo al del esfuerzo de ruptura del conductor. Para facilitar su aplicación, los remates preformados vienen identificados con una tira de plástico en la que se especifica el calibre del conductor en el que puede ser aplicado y su número de catálogo (del fabricante).

Un gran porcentaje de las fallas en líneas de distribución construidas con ACSR se deben a falsos contactos; éstos son provocados por las vibraciones propias de la línea y por la falta de limpieza en la superficie de contacto.

Se considera que la vibración de las líneas de distribución urbanas no es tan crítica como en el caso de las líneas rurales ya que las primeras quedan a salvo de la influencia de los vientos por la protección que les brindan las construcciones urbanas, por lo que las fallas por este motivo, representan un porcentaje relativamente bajo; el resto de las fallas, se deriva de la falta de limpieza en las superficies de contacto.

Los conductores de ACSR o de aluminio puro, se protegen contra la abrasión y el flameo que se presentan en los aisladores que los soportan. Como las vibraciones en las líneas de distribución secundarias son despreciables, no se considera conveniente la instalación de varillas protectoras en zonas urbanas; sin embargo, en zonas rurales debido a que están expuestas a vientos y vibraciones sí se instalan varillas protectoras.

El grado de protección de la línea depende de una serie de factores como lo son los siguientes:

- diseño de la línea.
- temperatura.
- tensión mecánica.
- grado de exposición a los vientos reinantes.
- magnitud de las vibraciones etc.

La varilla protectora se usa en líneas primarias de distribución urbana con distancias interpostales no mayores de 100 m. y en zonas de vibraciones muy ligeras. Las varillas protectoras cubren dos objetivos principales:

- a) protegen al conductor contra la abrasión en los puntos de soporte.

- b) protegen al conductor contra los flameos originados por descargas eléctricas.

Alambre de amarre:

Después de la aplicación de las varillas de protección, es necesario sujetar al conductor por medio de amarres; ésta operación se efectúa utilizando alambre suave de aluminio que comercialmente se denomina alambre para amarres, de entre los calibres disponibles el más usado es el 4 AWG.

Las longitudes recomendables para amarrar, de acuerdo con los calibres de conductores más usuales y sus tensiones de operación; se reportan a continuación:

Calibre del conductor	Calibre del amarre	Longitud en metros		
		Tensión 13200	de 23000	operación (volts) 33000
2	4	1.5	1.6	1.7
1/0	4	1.5	1.8	2.0
3/0	4	1.7	1.8	2.0
4/0	4	1.7	1.8	2.0
266.8	4	2.0	2.1	2.1
336.4	4	2.0	2.1	2.1
477.0	4	2.0	2.1	2.1

En las diferentes divisiones de la C.F.E. donde se han construido redes de distribución con ACSR o aluminio puro, se emplea una gran variedad de conectores para la conexión de ramales troncales y las acometidas de los usuarios.

Para cubrir las diferentes necesidades de conexiones primarias, secundarias y de acometidas se utilizan los siguientes tipos de conectores a compresión:

- 1) Tipo manga (tubo) para conexión de puentes, acometidas de baja tensión.
- 2) Tipo L de ranura sencilla, con el que se efectúan toda clase de conexiones en derivación, primarias o secundarias.

En derivaciones secundarias, como es el caso de las acometidas se pueden realizar conexiones de varios servicios en la misma pieza.

- 3) Tipo L de ranura doble, ambos lados abiertos, muy útil para conexión de cruces aéreos cuando las líneas se encuentran al mismo nivel.

- 4) Tipo T de derivación doble para conexión múltiple de acometidas de servicios.
- 5) Tipo T de derivación sencilla para obtener una mayor superficie de conexión en la línea principal y una sola derivación principal.

A continuación, se muestran en la tabla No. 2.1, los calibres y tipos de conductores más empleados en troncales, subtroncales, ramales y acometidas, por la Comisión Federal de Electricidad:

Tabla No. 2.1

	Troncales	Subtroncales	Ramales	Acometidas
CALIBRES	336 MCM	4/0AWG ACSR	1/0 AWG ACSR	6 AWG COBRE
	ACSR	3/0 AWG ACSR	2 AWG ACSR	8 AWG COBRE
Y	266 MCM	2/0 AWG ACSR	4 AWG ACSR	
	ACSR	1/0 AWG ACSR		
TIPOS		4/0 AWG COBRE		
		3/0 AWG COBRE		
DE		2/0 AWG COBRE		
		1/0 AWG COBRE		
CONDUCTORES		2 AWG COBRE		
		4 AWG COBRE		
		1/0 AWG AAC		
		2/0 AWG AAC		
		3/0 AWG AAC		
		4/0 AWG AAC		

2.3.4 Equipo de seccionamiento.

Con relación al equipo de interrupción y seccionamiento que se emplea en la C.F. E. a continuación se describen los diferentes tipos proporcionando sus características principales de la siguientes manera:

- Nombre o identificación.

- Características nominales.
- Uso y aplicación.

Equipo utilizado.

- 1.- Cuchilla desconectadora, apertura lateral, dos columnas giratorias oblicuas, forma V de 69 y 115 KV.

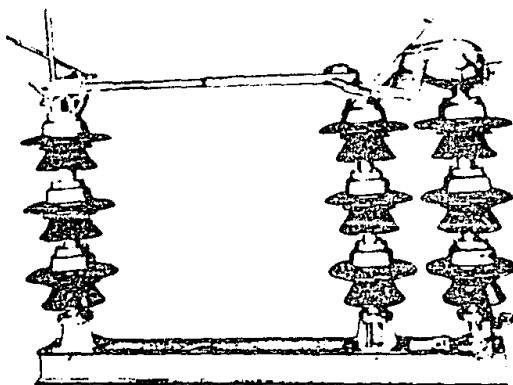
Cuchilla desconectadora tripolar en aire, de apertura lateral, tensión nominal 69 y 115 KV, corriente nominal 600 Amperes, clase de aislamiento NBAI 350 y 550 KV, de tiro sencillo y operación manual en grupo de servicio a la intemperie, en montaje vertical y horizontal y con cuernos de arqueo.

Para conexión y desconexión de circuitos en líneas aéreas y en subestaciones.

- 2.- Cuchilla desconectadora, apertura vertical, 3 columnas una giratoria, forma A, de 69 y 115 KV.

Es una cuchilla desconectadora tripolar en aire de apertura vertical con tres columnas, una de las cuales es giratoria; tensión normal de 69 y 115 KV, y corriente nominal 600 amperes, clase de aislamiento y NBAI 350 y 550 KV., tiro sencillo, de operación manual en grupo, servicio a la intemperie y montaje vertical y horizontal con cuernos de arqueo.

Se emplea para la conexión y desconexión de circuitos e líneas de distribución y subestaciones.



3.- Cuchilla desconectadora en aire IAC.

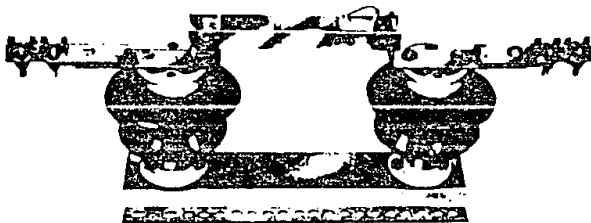
Cuchilla desconectadora tripolar en aire con corriente nominal de 400 A. clase de aislamiento 15, 25 y 34.5 KV. NBAI 110, 150 y 200 KV., de tiro-sencillo y de operación manual en grupo con mecanismo mediante palanca - de piso, con cámara removible para abrir con carga servicio a la intemperie.

Conexión y desconexión de circuitos en líneas y redes aéreas.

4.- Cuchilla desconectadora monopolar operación por pértiga para 14, 24 y 34 KV.

Cuchilla desconectadora monopolar en aire con tensión nominal de 14, 24- y 34 KV., corriente nominal de 600, 1200, 2000 A., clase de aislamiento- y NBAI de 110, 150 y 200 KV. de tipo sencillo y operación manual por medio de una pértiga y servicio a la intemperie y montaje vertical.

Conexión y desconexión de circuitos en líneas y en subestaciones de distribución.

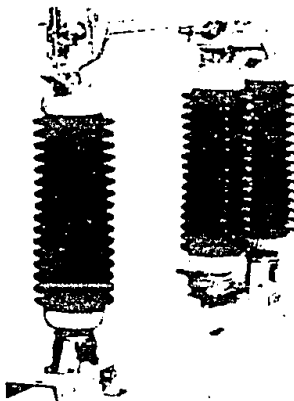


5.- Cuchilla desconectadora tripolar apertura vertical tres columnas, una giratoria, forma A de 14, 24 y 34 KV.

Cuchilla desconectadora tripolar en aire de apertura vertical con tres-

columnas de las cuales una es giratoria con tensión nominal de 13.8, - 23.8 y 34.5 KV. y corriente nominal de 600 y 1200 amperes, clase de aislamiento 15, 25, 34.5 KV., NBAI 110, 115, y 200 KV. de tiro sencillo, - operación manual en grupo para servicio a la intemperie, montaje horizontal con cuernos de arqueo.

Conexión y desconexión de circuitos en alimentadores y subestaciones.



6.- Cuchilla para puenteo de reguladores.

Cuchilla monopolar de tiro sencillo, exterior en aire de doble navaja - para operación de reguladores de voltaje con dispositivo de puenteo simultáneo en la apertura, para operación por pértiga y montaje en dos - crucetas; aislamiento para 15 KV. corriente nominal de 600 A. y nivel - básico de aislamiento al impulso 95 KV.

Aislar o energizar reguladores de voltaje.

2.3.5 Transformadores.

Uno de los elementos más importantes que conforman el sistema de distribución es el transformador de distribución, generalmente son transformadores reductores de tensión ya que tienen como función primordial realizar la reducción de tensiones de transmisión o subtransmisión a tensiones de distribución adecuadas para los diversos tipos de usuarios, ya sean industriales o comerciales, hasta llegar a tensiones de 127 ó 240 volts, que son las más usuales para consumidores domésticos.

Las características más importantes de los transformadores utilizados por la C.F.E. en las redes de distribución, se presentan de la siguiente manera:

Nombre o identificación.

Características nominales.

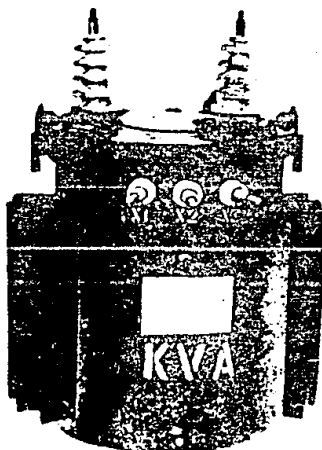
Uso y aplicación.

Equipo utilizado:

1.- Transformador DI-6600 X 13200-240/120

Transformador de distribución, 6600 X 13200-240/120 V- con frecuencia de operación de 60 Hz. una fase y capacidad de 10, 15, 25, 37.5 y 50 - KVA., tanque sellado y aislamiento clase A, elevación de temperatura - hasta 65°C 2000 msnm (metros sobre el nivel del mar) sumergido en aceite; cuatro derivaciones: 2 arriba y dos abajo de 2.5% cada una de la tensión nominal.

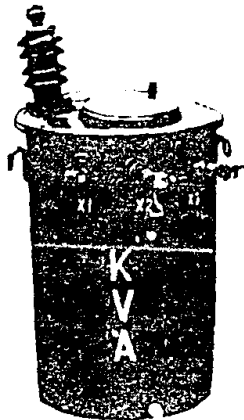
Transformación de tensión en redes aéreas de distribución.



2.- Transformador D1-13200YT/7620-240/120

Transformador de distribución, 13200YT/7620-240/120 V. y frecuencia de 60 Hz., una fase con capacidad de 5, 10, 15, 25, 37.5, 50, 75 KVA. tanque sellado, aislamiento clase A., elevación de temperatura de 65°C a 2000 msnm. sumergido en aceite, cuatro derivaciones: dos arriba y dos abajo de 2.5% cada una de la tensión nominal de 7620 V aislamiento completo para conectarse en los sistemas de 13200 V., con una boquilla de alta tensión NBAI de 75 KV.

Transformación de tensión en redes aéreas de distribución.



3.- Transformador D1-22860 (20000)-240/120

Transformador de distribución, 22860 (20000)-240/120 V. 60 Hz. de una fase, capacidad 5, 10, 15, 25, 37.5, 50, 75 KVA. en tanque sellado, aislamiento de clase A., elevación de temperatura 65°C a 2000msnm, sumergido en aceite, cuatro derivaciones: dos arriba y dos abajo de 2.5% cada

una de la tensión nominal de 22860V. Con una derivación adicional a -
20000 V. a capacidad plena.

Transformación de tensión en redes aéreas.



4.- Transformador DL-33000-240/120

Transformador de distribución, 33000-240/120 V. y 60 Hz. una fase, capacidad 5, 10, 15, 25, 37.5, 50, 75, 100 y 167 KVA., tanque sellado, - aislamiento clase A, elevación de temperatura 65°C a 2000 msnm., sumer gido en aceite; cuatro derivaciones: dos arriba y dos abajo de 2.5% ca da una la tensión nominal.

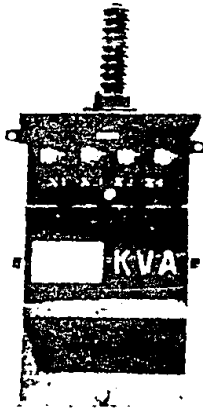
Transformación de tensiones en redes aéreas.

5.- Transformación D1-33000YT/19050-240/120

Transformador de distribución de 33000YT/19050-240/120 V. a 60 Hz. y - una fase, capacidad 5, 10, 15, 25, 36.5, 50, 75, 100 y 167 KVA., tanque

sellado, aislamiento clase A, elevación de temperatura 65°C a 2000 -
msnm. sumergido en aceite, cuatro derivaciones: dos arriba y dos aba-
jo de 2.5% cada una de la tensión nominal de 19050 V. Aislamiento -
completo para conectarse a sistemas de 33000 V. con una boquilla de -
alta tensión, NBAI de 125 KV.

Transformación de tensión en redes aéreas.



6.- Transformador D3-6600 X 13200-220/127

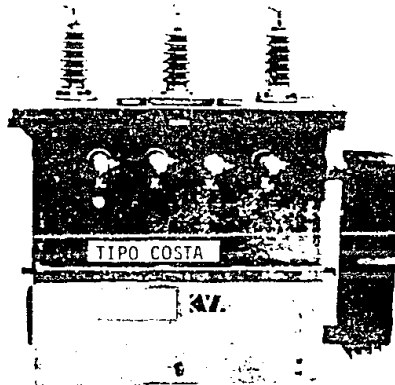
Transformador de distribución de 6600 X 13200-220/127 V. delta- estrella
a 60 Hz., capacidad 15, 30, 45, 75 y 112.5 KVA., tres fases, tan-
que sellado y aislamiento clase A, elevación de temperatura 65°C a -
2000 msnm., sumergido en aceite, cuatro derivaciones: dos arriba y dos
abajo de 2.5% cada de la tensión nominal.

Transformación de tensión en redes aéreas.

7.- Transformador DC3-13200-220/127

Transformador de distribución, 13200-220/127 V., delta-estrella, a 60 - Hz. y tres fases, capacidad 15, 30, 45, 75, 112,5 y 150 KVA. tipo costa tanque sellado, aislamiento clase A., elevación de temperatura 65°C a - 2000 msnm sumergido en aceite, cuatro derivaciones: dos arriba y dos abajo 2.5% cada una de la tensión nominal, con boquillas de alta tensión - tipo capacitor. El tanque deberá llevar letras de 5 cm. de altura que digan TIPO COSTA, situadas abajo de las boquillas de alta tensión.

Transformación de tensión en redes aéreas.



8.- Transformador de potencia reductor con tanque conservador de aceite - -
66-14 KV.

Transformador de potencia de capacidad C MVA., enfriamiento OA/FOA/FOA,

tensión AT en delta, 66 KV. -BT en estrella 13.8/7.967 KV., conexión - DELTA-ESTRELLA, 60 Hz., 3 fases, tanque conservador, aislamiento A55, para operar a 1000 msnm., sumergido en aceite, con dos derivaciones - arriba y abajo de la tensión nominal de 2.5% cada una, con soportes para apartarrayos en el lado de alta tensión.

CAPACIDAD NOMINAL (C MVA)

OA	FOA	FOA
12	16	20
18	24	30
24	32	40

Transformación de energía eléctrica, reduciendo la tensión en subestaciones de distribución.

- 9.- Transformador de potencia reductor con tanque conservador de aceite - ST-12-33-14.

Transformador de potencia de 12/16/20 MVA de enfriamiento OF/FOA/FOA, - 33-13.8Y/7.967 KV., conexión DELTA-ESTRELLA, 60 Hz., 3 fases, tanque - conservador, aislamiento A55 para operar a 1000 msnm., sumergido en - aceite, con dos derivaciones arriba y abajo de la tensión nominal de - 2.5% cada una, con soporte para apartarrayos en el lado de alta tensión.

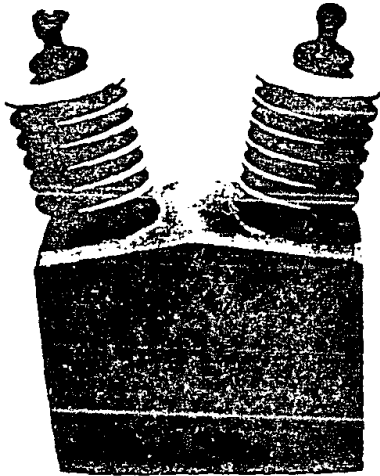
Transformación de energía eléctrica, reduciendo la tensión en subestaciones de distribución.

- 10.- Transformador DE1-13200-127

Transformador de distribución, 13200-127 V. a 60 Hz., una fase y capacidad 1.3, 3 y 5 KVA., tipo seco, encapsulado en aislamiento sólido - clase AA, elevación de temperatura 65°C a 2000 msnm.

Montaje directo al poste.

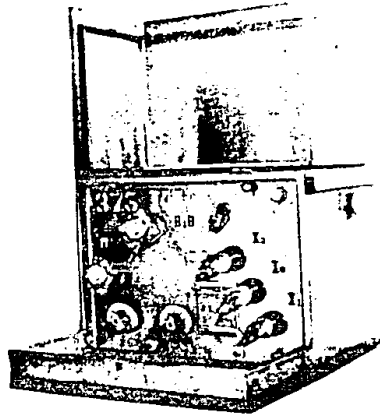
Transformación de tensión en redes aéreas.



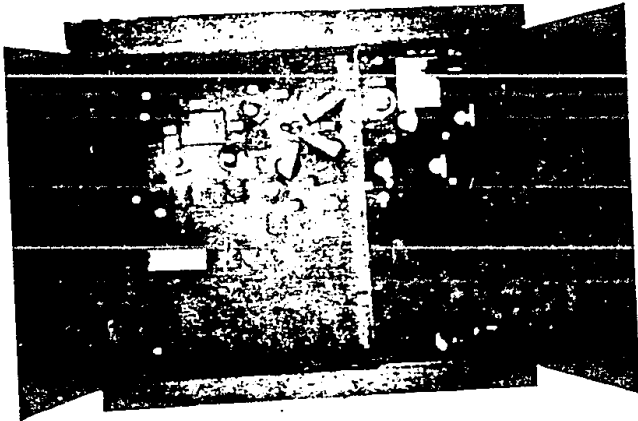
11.- Transformador tipo pedestal monofásico DRS.

Transformador monofásico tipo pedestal DRS (distribución residencial - subterránea) para operación en anillo, capacidad de 25, 37.5, 50 y 75-KVA., conexión en alta tensión fase a tierra 13200, 22860 volts conexión en baja tensión trifilar 240/120 volts con 4 derivaciones 2 arriba y dos abajo del voltaje nominal, de 2.5% cada una, 60 Hz., enfriamiento natural en aceite con fusibles internos de alta tensión, interruptor termomagnético en baja tensión para operar a 2000 msnm y clase de aislamiento A65.

Transformación de tensión en redes de distribución residencial subterránea.



13. Transformador trifásico tipo pedestal DCS.



14. Transformador trifásico tipo sumergible.

12.- Transformador servicios propios STSP-45-24000-220/127 (+2-2)

Transformador de distribución para servicios de 45 KVA. 24000-220Y/127 V., conexión DELTA-ESTRELLA a 60 Hz., tres fases, tanque sellado, aislamiento clase A, elevación de temperatura 55°C a 2000 msnm, sumergido en aceite, con dos derivaciones arriba y dos abajo de 2.5% cada una de la tensión nominal.

Transformación de tensión para alimentar servicios propios de subestaciones.

13.- Transformador trifásico tipo pedestal DCS.

Transformador trifásico tipo pedestal DCS (distribución comercial subterránea) para operación en anillo, capacidad 300 y 500 KVA., conexión estrella-estrella 13200, 22860 volts (en baja tensión 220Y/127 V.); con cuatro derivaciones dos arriba y dos abajo de la tensión nominal, de 2.5% de cada una, 60 Hz. con enfriamiento natural en aceite, fusibles en el lado de alta tensión y con seccionador para aplicación en forma radial y en anillo, para operar a 2000 msnm. y clase de aislamiento A65.

Transformación de tensión en redes de distribución, comercial subterránea.

14.- Transformador trifásico tipo sumergible DCS.

Transformador trifásico tipo sumergible DCS (distribución comercial subterránea), para operación en anillo con capacidad de 300 y 500 KVA., conexión estrella-estrella (en baja tensión 220Y/127 V.), con cuatro derivaciones, dos arriba y dos abajo de la tensión nominal con 2.5% cada una, 60 Hz. con enfriamiento natural de aceite con fusibles en alta tensión, equipado con seccionador para aplicación en forma radial y en anillo, 2000 msnm. y de clase de aislamiento A65.

Transformación de tensión en redes de distribución comercial subterránea.

15.- Transformador de potencia elevador sellado 13-34 KV.

Transformador de potencia de capacidad AT en estrella 34.5/19.92 KV.- BT en delta 13.2 KV., conexión delta-estrella a 60 Hz. 3 fases, tanque sellado, aislamiento A55 para operar a 1000 msnm., sumergido en aceite, con una derivación arriba y tres abajo de la tensión nominal de 2.5% cada una, con soportes para apartarrayos en el lado de alta tensión.

CAPACIDAD NOMINAL (C MVA)

OA	FOA	FOA
3	-	-
5	-	-

Transformación de energía eléctrica, elevando tensión en subestaciones.

2.3.6 Bancos de capacitores.

En forma análoga a los incisos anteriores, se describen las características más importantes de este tipo de equipos.

1.- Banco de capacitores 7.96

Banco de capacitores de 300, 600 y 900 KVAR., formados por tres unidades de 100, 200 y 300 KVAR. respectivamente, cada una por fase, tensión entre fases 13.8 KV., tensión entre terminales por unidad 7.96 KV., nivel básico de aislamiento al impulso 95 KV., conexión del banco estrella con neutro flotante, recipiente de acero inoxidable, frecuencia de operación 60 Hz., para montaje en poste con estructura de acero galvanizado, tipo hijo.

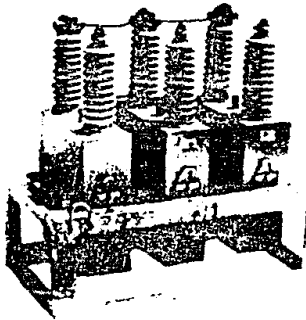
Se utiliza para corregir el factor de potencia en redes aéreas de distribución.

2.- Banco de capacitores de 13.8

Banco de capacitores de 300, 600 y 900 KVAR, formados por tres unidades de 100, 200 y 300 KVAR. respectivamente, cada una por fase, tensión entre fases 24 KV., tensión entre terminales por cada unidad 13.8 KV., nivel básico de aislamiento al impulso 125 KV. conexión - -

del banco estrella con neutro flotante, recipiente de acero inoxidable 60 Hz. de frecuencia de operación, montaje en poste con estructura de acero galvanizado, tipo fijo.

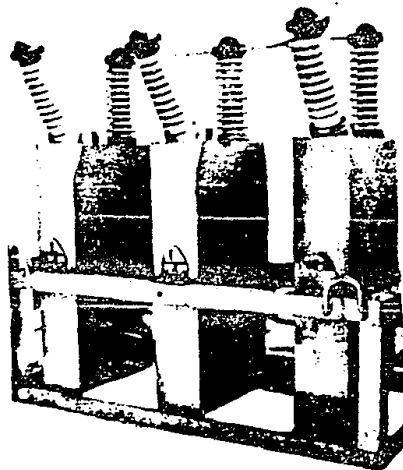
Se utiliza para la corrección del factor de potencia en redes aéreas de distribución.



3.- Banco de capacitores 19.92

Banco de capacitores de 300, 600 y 900 KVAR, formados por tres unidades de 100, 200 y 300 KVAR. respectivamente, cada una por fase, tensión entre fases 34.5 KV., tensión entre terminales por cada unidad - 19.92 KV., nivel básico de aislamiento al impulso 150 KV. y conexión del banco estrella con neutro flotante, recipiente de acero inoxidable y frecuencia de 60 Hz., montaje en poste.

Su función es la de corregir el factor de potencia en redes de distribución aéreas.



2.3.7 Interruptores, restauradores, seccionadores y fusibles.

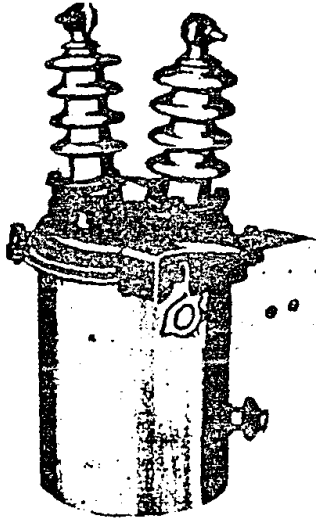
Estos equipos juegan un papel muy importante en los esquemas de protección de los sistemas de distribución; en forma análoga a los puntos anteriores se describen las características más importantes de los tipos empleados por la C.F.E.

1.- Desconectador monofásico 14.4-200-3M.

Desconectador sumergido en aceite, monofásico, de tensión nominal de 2400-14400 V. y corriente nominal de 200 A., capacidad interruptiva de: corriente inductiva (75% a 100% FP) 200 A., corriente inductiva (50% a 75% FP) 100 A., corriente inductiva (menos 50% FP) 50 A.; características dieléctricas de aislamiento de baja frecuencia en seco (60 Hz., 1-minuto) 35 KV., de baja frecuencia húmedo (60 Hz. 10 segundos) 30 KV., nivel básico de aislamiento al impulso (onda de 1.2 X 50 microseg.) 95 KV., corriente momentánea simétrica, en 10 seg., 1800 A., en 1 seg. - 6000 A.; control manual y montaje de tres para operar en grupo sobre -

herrajes de hierro galvanizado fijado al poste.

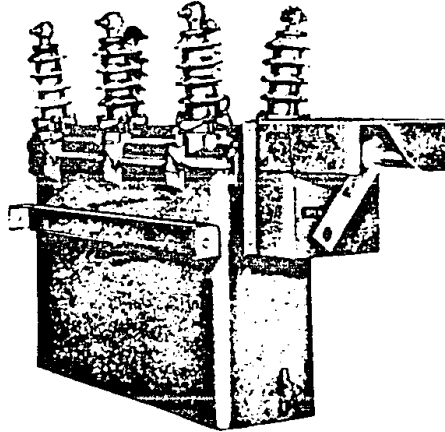
Se emplea principalmente para conectar y desconectar circuitos en líneas y redes aéreas de distribución



2.- Desconectador trifásico 14.4-400-T

Desconectador sumergido en aceite, trifásico, tensión nominal 2400- - 14400 V. y corriente nominal de 400 A.; capacidades interruptivas de - corriente inductiva iguales a las del tipo anterior; características - dieléctricas de aislamiento: de baja frecuencia en seco (60 Hz., 1 minuto) 50 KV., de baja frecuencia en húmedo (60 Hz. 10 seg.) 45 KV., - NBI (onda de 1.2 X 50 microseg.) 110 KV.; corriente momentánea simétrica: en cuatro seg. 6000 A., en 1 seg. 12500 A.; control manual, para operar y montar en grupo, sobre herrajes de acero galvanizado fijado al poste.

Empleado para conectar y desconectar circuitos en líneas y redes de distribución.



3.- Interruptor de potencia en bajo volumen de aceite de 34.5, 69 y 115 KV.

Interruptor de potencia, tres polos, para una tensión nominal de 34.5, 69 y 115 KV., clase de aislamiento 34.5, 69, 115 KV., NBI 200, 350, - 550 KV., capacidad interruptiva 22, 19, 23 KV., corriente nominal 1200 amperes, tiempo de apertura en 8, 5 y 3 ciclos, mecanismo de operación tipo resorte y tensión del circuito de control 125 VCD.

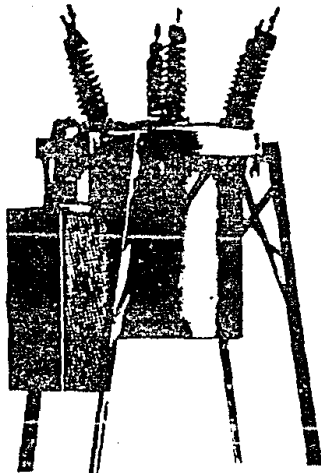
Empleado para interrumpir o aislar líneas y/o circuitos en subestaciones y redes eléctricas.

4.- Interruptor de potencia en gran volumen de aceite de 34.5 KV.

Interruptor de potencia, 3 polos, para una tensión nominal de 34.5 KV.

clase de aislamiento 34.5 KV., NBI 200 KV., capacidad interruptiva - 1000, 1500 MVA., corriente nominal 1200 A., tiempo de apertura en 5 ciclos con mecanismo de operación tipo resorte y tensión del circuito de control de 125 V.

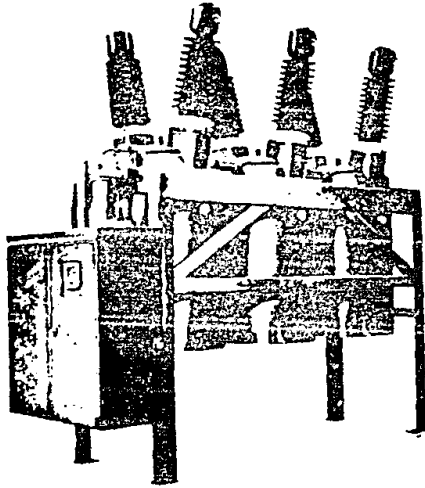
Empleado para interrumpir o aislar las líneas de distribución y/o circuitos en subestaciones.



5.- Interruptor de potencia de 69 KV.

Interruptor de potencia en gran volumen de aceite, 3 polos, para una tensión nominal de 69 KV., clase de aislamiento de 69 KV., NBI 350 - KV., capacidad interruptiva 1500, 2500 MVA., corriente nominal 1200 A. tiempo de apertura 5 ciclos y mecanismos de operación tipo resorte, - tensión del circuito de control 125 VCD.

Interrumpir la continuidad eléctrica de líneas o circuitos en subestaciones.



6.- Interruptor de potencia en SF₆ de 34.5, 69 y 115 KV.

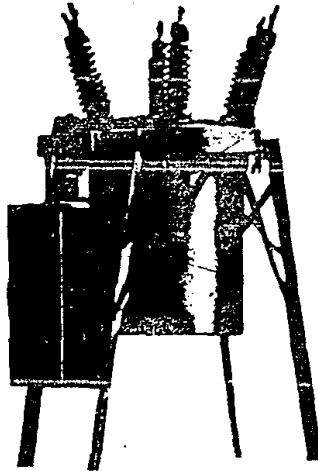
Interruptor de potencia en hexafluoruro de azufre, 3 polos, para una - tensión nominal de 34.5, 69, 115 KV. y NBAI 200, 350, 550 KV., capacidad interruptiva 1500, 2500, 5000 MVA., corriente nominal 1200 amperes, tiempo de apertura 8, 5 y 3 ciclos, mecanismo de operación tipo resorte o electroneumático, tensión del circuito de control 125 VCD.

Interrumpir la continuidad eléctrica en redes de distribución y subestaciones.

7.- Interruptor de potencia en vacío de 13.8 y 24 KV.

Interruptor de potencia en vacío, 3 polos para una tensión nominal de 13.8 y 24 KV., NBAI 110 y 150 KV., clase de aislamiento 15-25 KV., capacidad interruptiva 500 y 1000 MVA., corriente nominal 600, 1200 amperes, tiempo de apertura 5 ciclos, mecanismo de operación tipo resorte y tensión del circuito de control 125 CD.

Interrumpir la continuidad eléctrica de las líneas de distribución y/o circuitos en subestaciones.



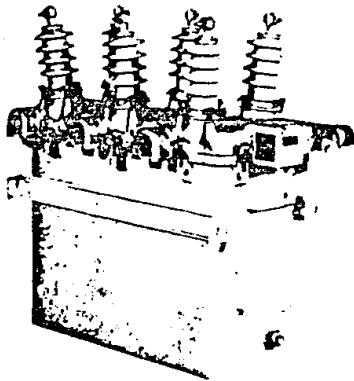
Restauradores.

1.- Restaurador tipo costa, montaje en poste PC-14.

Restaurador de tres polos, control hidráulico, tensión nominal 14.4 - KV., cuatro secuencias de operación (dos rápidas y dos retardadas) nivel básico de aislamiento al impulso 110 KV., tensión de la bobina de cierre 13.2 KV., corriente nominal máxima 250 y 560 amperes con bobina de disparo de serie de 35, 50, 70, 100 amperes, capacidad interruptiva máxima de 4000, 6000 y 8000 amperes, bobina de disparo a tierra de 20, 30 y 60 amperes; posee además una boquilla tipo capacitor y estructura extragalvanizada para montaje en poste.

Empleado en los esquemas de protección contra sobrecorriente en líneas

y redes aéreas de distribución.



2.- Restaurador de tres polos con control hidráulico a tensión SC-14 tipo -
costa, montaje en subestación.

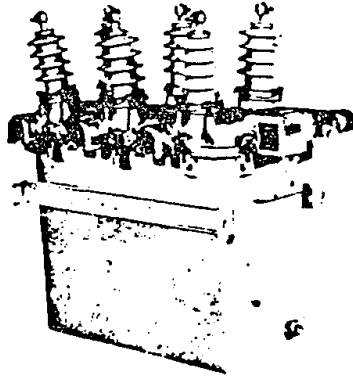
Tensión nominal de 14.4 KV., con 4 secuencias de operación (dos rápidas y dos retardadas), NBI 110 KV., tensión de la bobina de cierre 14.4 - KV.; corriente nominal máxima 560 A., con bobina de disparo serie de - 100, 160, 250 amperes, capacidad interruptiva máxima 8000 A., bobina - de disparo a tierra de 60 amperes, con boquilla tipo capacitor y es - tructura para montajes extra galvanizada tipo subestación con solenoide de cierre y apertura a control remoto de 125 VCD.

Empleado en los esquemas de protección contra sobrecorriente en subes - taciones, líneas y redes de distribución.

3.- Restaurador tipo subestación SN-34.

Restaurador de tres polos con control hidráulico y tensión nominal - 34.5 KV., cuatro secuencias de operación (dos rápidas y dos retardadas) nivel básico de aislamiento al impulso de 150 KV., tensión de la bobina de cierre 20 KV., corriente nominal máxima 400 A., con bobina de disparo serie de 50, 70, 100, 140, 200 amperes, capacidad interruptiva máxima de 6000 A., con bobina de disparo a tierra de 30 y 60 amperes - boquilla tipo normal y estructura de montaje tipo subestación con solenoide de cierre y apertura a control remoto de 125 VCD.

Empleado en los esquemas de protección contra sobrecorriente en subestaciones, líneas y redes aéreas de distribución.



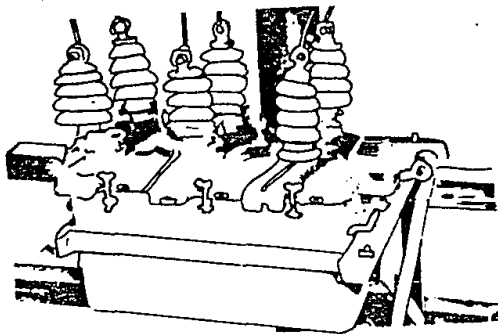
Seccionadores.

1.- Seccionalizador 3FN-14-9000.

Seccionalizador 3 polos, control hidráulico con tensión nominal de -

14.4 KV. y nivel básico de aislamiento al impulso 110 KV., corriente-nominal máxima 200 A., tipo boquilla normal, tipo de estructura para montaje en poste, corriente máxima momentánea asimétrica 9000 A., 3 pulsos para disparo.

Seccionalización automática de circuitos que presentan sobrecorrientes se emplean en líneas y redes aéreas de distribución.

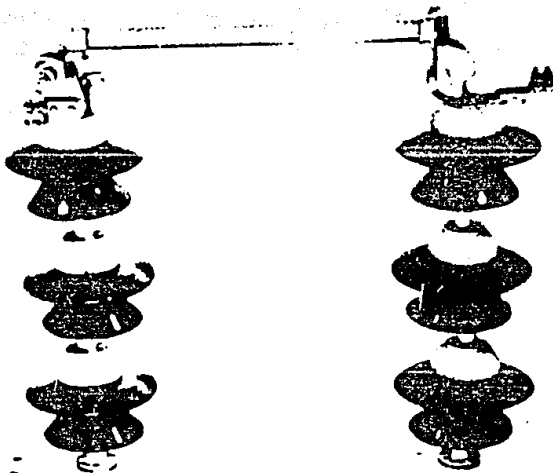


Cortacircuitos y fusibles.

1.- Cortacircuitos y fusibles de potencia para 69 y 115 KV.

Tensión nominal 69 y 115 KV. clase de aislamiento y NBAL 69, 115 y 350, 550 KV., respectivamente, corriente nominal 100 amperes para servicio intemperie, operación por pértiga, monopolar, tipo expulsión, con elemento fusible de 40, 65, 100, 50 amperes, capacidad interruptiva simétrica de 8000, 12500 amperes.

Empleado en la protección de transformadores de potencia y de potencial, así como en servicios propios de subestaciones.



2.- Cortacircuito fusible de potencia para 34 KV.

Cortacircuito fusible de potencia, tensión nominal 34.5 KV., NBAI 200 - KV., corriente nominal 100 y 200 amperes para servicio intemperie, operación con pértiga, monopolar, tipo expulsión con elemento fusible de 1, 65, 125, 150, 175, 200 amperes, capacidad interruptiva simétrica de - 10000 y 16000 amperes.

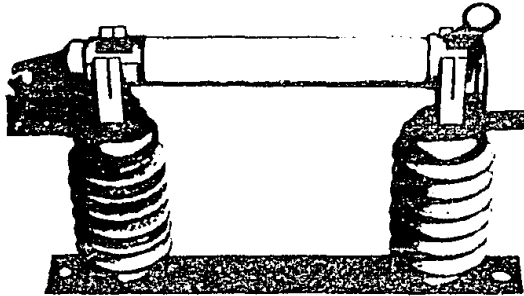
Empleado en la protección de transformadores de potencia y de potencial, así como en servicios propios de subestaciones.

3.- Cortacircuito fusible de potencia para 14 y 24 KV.

Cortacircuito fusible, tensión nominal 13.8 y 23.8 KV. NBAI 110 y 150 KV.

corriente nominal 100 y 300 amperes para servicio intemperie, operación con pértiga, monopolar tipo expulsión con elemento fusible de 1, - 3, 175, 300 amperes, capacidad interruptiva simétrica de 25000 y 16000 amperes.

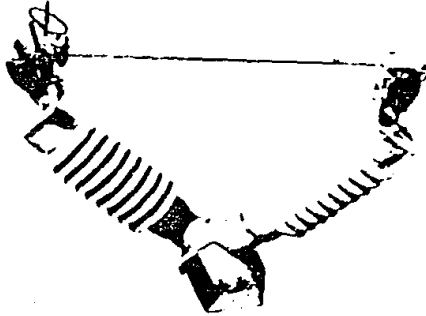
Empleado en la protección de transformadores de potencia y de potencial, así como en servicios propios de subestaciones.



4.- Cortacircuito fusible CCF-C

Cortacircuito fusible tipo expulsión, corriente nominal 100 A., NBAI - 95, 125 y 150 KV., capacidad interruptiva 2000, 6000 y 8000 amperes, - simétricos, un polo un tiro, servicio intemperie montaje vertical, - operación con pértiga, venteo simple con cuernos para uso de herramientas para abrir con carga.

Se usa como listón fusible en redes aéreas preferentemente en zonas de alta contaminación.



5.- Cortacircuito fusible CCF.

Cortacircuito fusible tipo expulsión, corriente nominal 100 A., NBAI - 125, 150 KV., capacidad interruptiva 6000 y 2000 amperes simétricos, - de un polo un tiro para servicio intemperie en montaje vertical, para abrir con carga.

Se usa como listón fusible en redes aéreas y subterráneas.

2.3.7 Medición.

Con el empleo de aparatos adecuados es posible monitorear la explotación del suministro de energía eléctrica.

Es importante que las lecturas e indicaciones queden registradas continuamente - para poder determinar la potencia instantánea suministrada, en ocasiones para es te objeto se emplean aparatos registradores dotados de un rollo de papel conti- nuo que es movido por un mecanismo de relojería, y con una aguja provista de tin

ta especial que señala la amplitud de la medida.

Amperímetros.

Se construyen de dos clases: electromagnéticos y electrodinámicos. Los primeros son más baratos y, por tanto, corrientemente usados en los sistemas de distribución. Están fundados en el efecto, de repulsión de dos piezas de hierro imantadas de igual polaridad.

Constan de dos segmentos de hierro dispuestos concéntricamente en una bobina - atravesada por la corriente que debe medirse; uno de ellos es fijo, y el otro, - que lleva la aguja indicadora, se mueve por el efecto de repulsión entre ambos. Se produce así un par motor, que pone en movimiento rotatorio el eje del sistema hasta que el par resistente lo compense. Dicho par se crea por un resorte en espiral o por pesos equivalentes a la acción de éste.

La escala de lecturas no es uniforme. La Figura 2.20 muestra un ejemplo de dicha escala. Para circuitos que deben soportar sobrecargas momentáneas (motores, hornos, etc.) se construyen amperímetros con escala ampliada para soportar, por ejemplo, tres veces la carga normal (Figura 2.21).

Los amperímetros electromagnéticos sirven con un ligero error para corrientes alternas y continua.



Figura 2.20 Escala de lecturas de un amperímetro electromagnético.



Figura 2.21 Escala de lecturas de un amperímetro electromagnético con graduación prolongada sobre la normal.

Voltímetros.

Los más empleados son los del tipo electromagnético, cuyo mecanismo es igual al de los amperímetros, con la sola diferencia de que la bobina está formada, de un número elevado de espiras y de hilo más fino. La escala se muestra en la Figura 2.22. A partir de 300 volts, estos voltímetros van provistos de una resistencia adicional; se conectan directamente a las redes hasta tensiones de 800 volts. Para altas tensiones se instalan por intermedio de transformadores de tensión. También se emplean voltímetros electrodinámicos o de bobina móvil para corriente continua.

Las divisiones de la escala son en este caso uniformes (Figura 2.23). Se instalan directamente en las líneas hasta tensiones de 800 voltios.

La lectura de la tensión entre las fases de un sistema trifásico exige la instalación de tres voltímetros, pero esto puede evitarse colocando un conmutador de tres direcciones como el representado esquemáticamente en la Figura 2.24, por medio del cual se pueden leer en el voltímetro y alternativamente la tensión existente entre cada dos fases.

Consta el conmutador de dos contactos circulares y seis terminales. Una palanca-

aislada que se hace girar por medio de una manija, lleva escobillas en sus extremos para conectar eléctricamente cada uno de los sectores con la terminal correspondiente, permite leer las tensiones existentes entre las fases 1-2, 1-3 y 2-3.



Figura 2.22 Escala de lecturas de un voltímetro electromagnético.

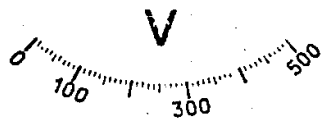


Figura 2.23 Escala de lecturas de un voltímetro de cuadro móvil.

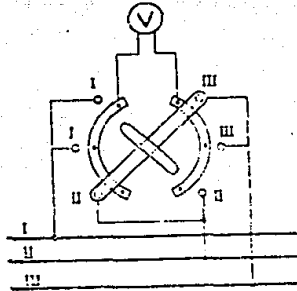


Figura 2.24 Conmutador de tres direcciones para voltímetro.

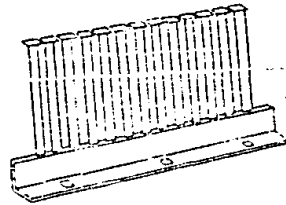


Figura 2.25 Conjunto de lengüetas vibratorias de un frecuencímetro.

Frecuencímetro.

Para la medición de la frecuencia se emplean corrientemente los aparatos fundados en el principio siguiente.

Una serie de lengüetas vibrantes de acero (Figura 2.25) está sometida a la acción, de una corriente alterna. Dichas lengüetas forman una serie tónica, es decir, concordada, de modo que cada una tiene cierto período de vibración, propio e invariable. Si una lengüeta recibe sacudidas magnéticas entrará en vibra-

ción siempre que la frecuencia, es decir el período de la pulsación magnética, concuerde con el período propio de la lengüeta excitada; entonces la chapa blanca que corona dicha lengüeta ofrecerá una imagen amplia y visible a distancia.

La resonancia es provocada por un electroimán colocado en el circuito, del cual se quiere determinar la frecuencia.

En el aparato son varias la lengüetas que entran en vibración próximas a la que lo hace con mayor amplitud, siendo ésta la que corresponde a la frecuencia del funcionamiento de la línea.

Se emplean asimismo, frecuencímetros de aguja, que tienen la ventaja sobre los anteriores de permitir la lectura con mayor exactitud en los valores intermedios. El equipo de medida está formado por dos núcleos impulsores. En el circuito de uno de éstos se encuentra una resistencia óhmica, para que la corriente que lo atraviesa sea independiente de la frecuencia. El otro núcleo impulsor lleva un circuito oscilante cuya corriente varía de forma muy sensible con la frecuencia. Ambos sistemas impulsores actúan sobre un disco de aluminio montado excéntricamente, al que hacen girar hasta que se establece el equilibrio, por igualdad entre los dos momentos de las fuerzas actuantes. El amortiguamiento del disco se logra por la acción de las corrientes de Foucault engendradas en éste durante su movimiento, el cual por dicho efecto es sensiblemente aperiódico. Los frecuencímetros trabajan ordinariamente con una tensión de 110 volts.

Fasímetros.

La medición del desfase existente entre la tensión y la corriente se efectúa por medio de aparatos llamados fasímetros. La Figura 2.26 representa esquemáticamente la disposición de los elementos que lo forman. Consta de una bobina recorrida por la corriente del circuito y dispuesta sobre un núcleo de chapa laminada, la cual da origen a un campo magnético. Este actúa sobre el sistema de dos bobinas colocadas entre sí formando un ángulo de 90° y conectadas en la forma que aparece en el dibujo, es decir, derivadas entre las dos fases; pero una de ellas lleva en serie una resistencia óhmica, y la otra una reactancia, de forma que las corrientes que circulan por dichas bobinas están defasadas exactamente en un ángulo de 90° . Estas bobinas dan origen a su vez, a un campo magnético giratorio que reacciona sobre el campo eléctrico de una de las bobinas, orientando las bobinas de tal manera, que el campo por ellas producido y el del arrollamiento en serie están dirigidos en sentidos opuestos. Con ello se consigue que la agu-

ja indicadora fijada al sistema de ambas bobinas permanezca en una posición de equilibrio que depende únicamente de la diferencia de fase entre la tensión de la línea y la corriente del circuito.

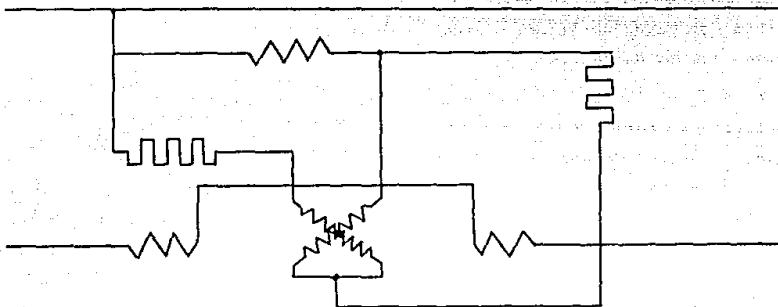


Figura 2.26 Esquema de conexiones de un fasímetro monofásico.

La desviación de la aguja es proporcional al ángulo de defasamiento, pero como las lecturas no se hacen por medida de los ángulos sino que están graduados para valores de $\text{COS } \phi$, la escala de lecturas no es uniforme y las divisiones de la misma son menores cuanto menor es el $\text{COS } \phi$. Los fasímetros suelen llevar dos escalas a partir de $\text{COS } \phi = 1$, correspondientes a factores de potencia en retardo y en adelanto de fase (Figura 2.27).

Si se trata de medir el defasamiento en sistemas trifásicos, el montaje de los elementos del fasímetro está indicado en la Figura 2.28. Las conexiones del aparato se efectúan con arreglo al esquema de la citada figura.

Wáttmetros.

La medición de la potencia se efectúa por medio de aparatos electrodinámicos formados por dos bobinas, (Figura 2.29). Son de lectura directa e indican la potencia

cia en kilovarios porque las indicaciones corresponden a $V \times I \times \cos \phi$. El campo creado por la bobina de corriente reacciona sobre el que genera la bobina de tensión, que es móvil y en la cual va fijada la aguja indicadora. La posición de ésta corresponde a la potencia del sistema.

Para que las mediciones sean correctas es preciso que ambas bobinas estén desprovistas de autoinducción; la de la bobina en serie formada por reducido número de espiras, es despreciable; no así la de tensión, pero para que no se hagan sentir los efectos de aquélla, se bobina con hilo de cobre de la menor resistencia posible y se pone en serie con una gran resistencia no inductiva.

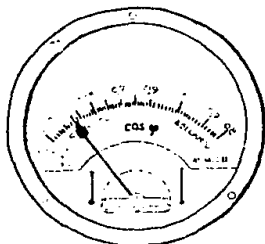


Figura 2.27 Fasímetro con escalas de lectura de adelanto y retraso de la intensidad sobre la tensión.

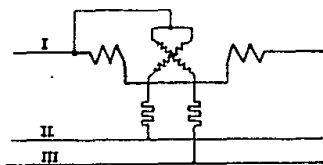


Figura 2.28 Esquema de conexiones de un fasímetro para instalación en sistemas trifásicos pero con cargas equilibradas.

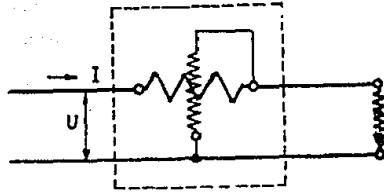


Figura 2.29 Esquema de conexiones de un Wáttmetro monofásico.

Wathorímetros:

Así como los wáttmetros miden la potencia de la instalación, los wathorímetros integran el trabajo eléctrico consumido por la misma.

Los wathorímetros para corriente alterna monofásica están constituidos por un núcleo de chapa magnética en el cual van montados dos arrollamientos, uno en serie-conductor que es atravesado por la corriente de la instalación y otro en derivación sobre los dos conductores.

Los dos arrollamientos dan origen a campos magnéticos que actúan sobre un disco de aluminio. Por estar el núcleo lejos de la saturación, y en virtud de los amper-vueltas de los respectivos bobinados, los campos creados por éstos son proporcionales a las intensidades que los originan.

2.4 Descripción y características generales de los equipos de protección contra sobrecorriente utilizados por la Compañía de Luz y Fuerza del Centro.
2.4.1 Relevadores.

Recordando, los relevadores son dispositivos que permiten sensar cualquier condición anormal, como el de una sobrecorriente, para entonces ejercer una acción de mando sobre el interruptor y así poder librar la falla en cuestión. Los relevadores de sobrecorriente pueden ser clasificados de acuerdo con su funcionamiento de la siguiente manera:

- Electromecánicos y de estado sólido.

La Compañía de Luz y Fuerza del Centro (CLFC) ocupa preferentemente relevadores electromecánicos con unidad de sobrecorriente de tiempo (disco de inducción o t_i por wathhorímetro), junto con una unidad instantánea. Los elementos de un relevador tipo disco se muestran en la siguiente Figura No. 2.30

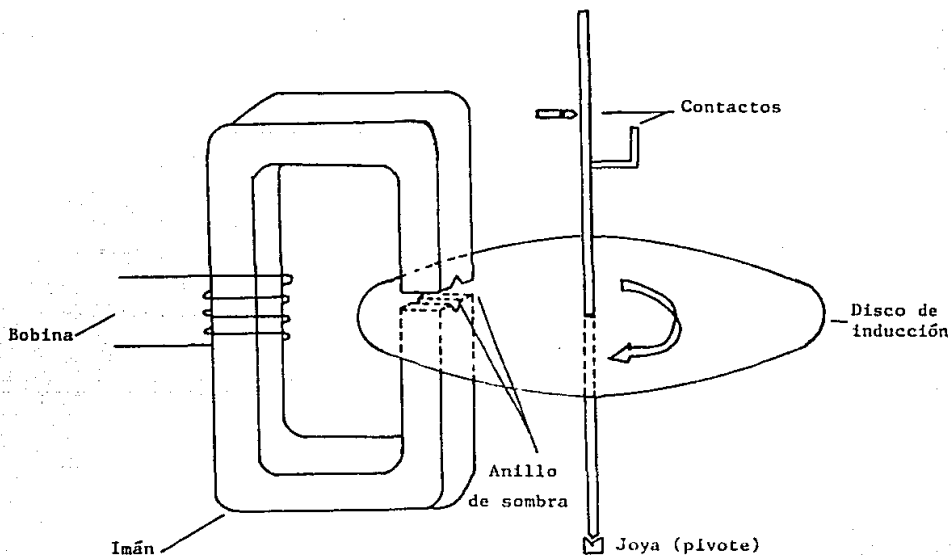


Figura 2.30.

El disco está montado sobre un eje de rotación cuyo movimiento se ve restringido por un resorte de tipo relojería. El contacto móvil está sujeto al eje. El tor que o par mecánico de operación es producido por un electroimán, y un imán de amortiguamiento provoca el arrastre sobre el disco una vez que éste comienza a moverse; esta característica provoca la respuesta tiempo-corriente deseada. La escala de tiempo (time dial setting, lever setting, time lever) señala la posición del (los) contactos móvil (es). Todo relevador de sobrecorriente construido bajo los principios mencionados, posee una característica (o curva tiempo-corriente) de tiempo inverso, lo que significa que el relevador opera lentamente ante valores bajos de sobrecorriente, pero conforme la sobrecorriente se incrementa - el tiempo de operación disminuye.

Existe un límite para la velocidad a la cual el disco puede desplazarse de manera que si la corriente continúa incrementándose, la curva de tiempo del relevador tenderá a un valor constante, pero mediante algunas modificaciones de diseño electromagnético se logran obtener diversas curvas tiempo corriente en los relevadores.

Un relevador auxiliar autocontenido es incorporado dentro de la caja del relevador de tiempo para compartir la corriente que debe manejar el contacto móvil, - además de accionar una bandera indicadora. Adicionalmente al relevador de tiempo, se le incorpora un relevador de disparo instantáneo, ajustado para valores - más elevados, respecto a los que reconoce la unidad de operación de retraso de tiempo. Dicha unidad está diseñada para responder ante altas corrientes de corto-circuito, mientras que la unidad con retraso de tiempo responde preferentemente a las corrientes por sobrecargas y a las bajas corrientes de corto-circuito.

Es importante destacar tres tiempos en la operación de éstos relevadores:

- 1° para la unidad con retardo de tiempo. El tiempo de disparo.
- 2° para la unidad instantánea. Un tiempo de disparo menor al anterior debido a muy altas corrientes de corto-circuito.
- 3° para la unidad con retardo de tiempo. El tiempo de restablecimiento - (reset o dropout), que es el tiempo que transcurre hasta que el contacto móvil regresa a su posición normal y original.

Los relevadores de sobrecorriente, en la subestación, pueden identificarse de dos formas, a saber:

- 1) Mediante el código de número (con referencia a las normas NEMA, National Electrical Manufacturers Association).

No. de Código	Descripción
50-1	-relevadores de sobrecorriente entre fases (cuya respuesta es instantánea ante magnitudes -
50-2	de corriente elevadas).
51-1	-relevadores de sobrecorriente entre fases - (ajuste de tiempo), para censar sobrecorrientes (cuyo valor se atenúa por la impedancia - de la línea) hacia el punto más alejado de la subestación, o bien para detectar sobrecargas.
50-N	-relevador de sobrecorriente a tierra (instantánea).
51-N	-relevador de sobrecorriente a tierra (unidad de tiempo), para determinar corto-circuitos a tierra, desbalanceo de carga, discontinuidad en 1 ó 2 fases, proporcionar respaldo a los relevadores para falla entre fases por la <u>ub</u> icación residual que guarda entre ellos y detección de fallas a tierra a través de una impedancia.

- 2) Código de colores empleado por CLFC.

- *1R; 2R relevador (es) rojo (s) unidad instantánea; fallas entre fases
- *1A, 2A unidad (es) amarilla(s) de tiempo; falla entre fases.
- *NR, relevador (es) rojo (s) unidad instantánea; fallas a tierra.
- *NA, relevador (es) amarillo (s) unidad de tiempo, fallas a tierra.

Adicionalmente es importante señalar que el relevador de recierre utilizado por la CLFC se apega al número NEMA correspondiente que es 79; éste relevador queda bloqueado siempre que los relevadores de ajuste instantáneo actúen, Dicho relevador permite efectuar hasta tres "pruebas" (antes de la apertura definitiva sobre la línea) para tratar de mantener la continuidad del servicio ante fallas - transitorias. Por lo general se ajusta de la siguiente manera:

Recierres	Intervalo de tiempo
1°	instantáneo: cero segundos
2°	15 segundos.
3°	30 segundos.

Ajustes al equipo de protección de sobrecorriente:

Los relevadores de sobrecorriente con unidad de tiempo pueden adquirirse con los siguientes tipos de curva en el plano tiempo-corriente.

-definitiva	-muy inversa
-inversa	-extremadamente inversa

representadas en una familia de curvas.

La CLFC emplea relevadores con características (curva tiempo-corriente) inversa o muy inversa. En el caso de las subestaciones, los ajustes los hace el departamento de Laboratorio (Gerencia de Planeación e Ingeniería) considerando generalmente, los siguientes aspectos:

- 1- ajustes existentes en equipos de protección de respaldo dentro de la subestación.
- 2- establecer cierta holgura en los ajustes, de manera que se admita en forma temporal, la condición de sobrecarga tanto en maniobras de enlace entre alimentadores de la misma subestación, o de subestaciones diferentes como un margen de sobrecarga permisible en el propio alimentador.
- 3- calcular el valor de la corriente de corto-circuito, para conocer la intensidad de la falla mínima es la cantidad permisible que habrá de servir de referencia para limitar al mínimo los daños que ocurran por corto-circuito.

Procedimiento de ajuste.

El procedimiento de ajuste requiere contar con los siguientes datos:

- 1- la magnitud de las fallas trifásicas y de fase a tierra a la salida del alimentador, para fijar el ajuste en la unidad instantánea.
- 2- el valor de las fallas trifásicas y de fase a tierra en el extremo del alimentador, para fijar el ajuste en la unidad de tiempo. Esta última cantidad es importante para determinar la sensibilidad del ajuste en la protección ante fallas hacia el punto más alejado, particularmente-

* retraso de disparo permisible nominal: 2 segundos (efectos térmicos).

2.4.3 Restauradores.

Los equipos restauradores empleados por CLFC son del tipo de control hidráulico y control electrónico. En ellos el control forma parte del equipo. En este tipo de control, la condición de sobrecorriente es sensada mediante una bobina en serie de disparo conectada con la línea. Cuando la corriente en el circuito excede el ajuste de disparo mínimo y fluye a través de la bobina, acciona un émbolo dentro de la bobina para abrir los contactos del restaurador.

El cronometraje y la secuencia se logran al impeler el aceite a través de cámaras hidráulicas separadas. Para cerrar los contactos en forma simultánea se dispone de un conjunto de resortes que quedan cargados con el movimiento del émbolo (accionado por la bobina serie de disparo) durante la operación de apertura por sobrecorriente.

En este tipo de restauradores el aceite cumple tres funciones:

- Aislante entre partes energizadas
- Medio de extinción de arco
- Elemento de control para cronometraje y cuenta.

Restauradores con control electrónico.

El control electrónico para restauradores, se aloja en un gabinete independiente del restaurador que contiene los elementos necesarios para definir las características tiempo-corriente, los niveles de corriente mínima actuante y la secuencia de operación, siendo posible efectuar modificaciones en el ajuste, sin necesidad de desenergizar y desmontar el restaurador. Se enlaza al tanque del restaurador, mediante un cable multiconductor que hace posible el flujo de señales en ambos sentidos.

El tanque del restaurador contiene:

Contactos sumergidos en aceite (usado como aislamiento entre partes energizadas así como medio de interrupción).

- Transformadores de corriente.
- Bobina de cierre (energizada en 23 KV).
- Herrajes para el accionamiento mecánico de los contactos (tanto a la apertura como al cierre), en forma simultánea.

La corriente de línea es sensada por tres transformadores de corriente tipo boquilla instalados dentro del restaurador. Las corrientes en el secundario de estos TC's se envían hacia el control mediante un cable multicolor que también conduce las señales de apertura y cierre de regreso hacia el restaurador (tanque). Cuando la señal de corriente desde los TC's fluye a través de los circuitos sensores en el control, excediendo a un nivel proporcional al valor de corriente mínima actuante programada, provoca que los circuitos de detección y cronometraje sean activados. Al cabo de un retraso de tiempo (definido por la curva tiempo-corriente, preestablecida), el circuito de disparo es energizado para enviar la señal de apertura al restaurador. Simultáneamente, se energiza un relevador de secuencia, que ordena el recierre y activa a los circuitos de restablecimiento para comenzar el cronometraje correspondiente, asimismo, avanza el programa de control hacia la siguiente etapa en la secuencia.

Después de que el tiempo programado de recierre, ha transcurrido se envía la señal de cierre al restaurador y comienza de nuevo, la detección de corriente.

El control electrónico establecerá la condición de "apertura definitiva" (inmediatamente después de una señal de apertura) en caso de que se alcance el número de operaciones de apertura previstos, antes de que se cumpla el tiempo de restablecimiento preajustado.

Una vez que se ha llegado a la condición de "apertura-definitiva" el control no se restablecerá ni enviará señal alguna de cierre, hasta que, en forma manual se envíe señal de cierre desde el tablero de control.

El restaurador con control electrónico, emplea una bobina de cierre para disponer de energía mecánica suficiente para cargar al conjunto de levas y resortes de disparo; la apertura simultánea de contactos, ocurre al librar dicho conjunto de resortes.

Criterio de aplicación.

En la selección adecuada del restaurador, que se va a usar en un sistema eléctrico, se deben considerar los siguientes aspectos:

- Tensión del sistema.
- Corriente de falla máxima disponible en el lugar de instalación del -

- restaurador
- corriente máxima de carga
- corriente de falla mínima (valor estimado al final del alimentador dentro de la zona a ser protegida por el restaurador.
- coordinación (curvas tiempo-corriente) con respecto a otros equipos de protección, tanto en el lado fuente como en el lado carga
- detección de fallas a tierra.

La tabla No. 2 establece los valores de diseño para los restauradores usados por CLFC y las características del sistema de distribución.

Características de liberación de falla del restaurador.

Los restauradores con control automático, cuentan con una capacidad de respuesta doble. Esto significa que todo restaurador, durante la secuencia de operación hacia la condición de "apertura definitiva" (tratándose de una falla permanente), interrumpe la corriente de falla (una o más veces) conforme a un ajuste de tiempo "rápido" o "instantáneo" (sin un retraso de tiempo previsto). Siendo así que las operaciones de apertura contra falla incorporan un determinado retraso de tiempo, seleccionado de antemano. Las primeras operaciones serán tan rápidas como sea posible, con el propósito de librar las fallas temporales, antes de que la línea pueda sufrir algún daño. Si la falla es permanente, las operaciones con retraso de tiempo, hacen posible que el dispositivo de protección (fusible) más próximo a la falla sea el que la interrumpa, lográndose que el disturbio afecte a la mínima porción del sistema.

CLFC instala restauradores con control electrónico, cuyos ajustes comprenden los siguientes datos:

La respuesta tiempo-corriente tanto para fallas entre fases (identificadas por letras), como la respuesta para fallas a tierra (identificada por números).

Intervalos de recierre establecidos por CLFC, considerando que el dispositivo de respaldo es un interruptor accionado por relevador:

Intervalos de recierre	instantánea	2 seg.	15 seg.	apertura definitiva
Secuencia de disparo	rápida	rápida	con retraso	con retraso

2.4.4 Seccionadores:

RESTAURADORES

Tensión nominal (KV.)	<u>RV</u>	<u>WVE</u>	Voltaje de operación 21.5 - 23 KV.		
	24.9 - 34.5	24.9	Valores de corriente de corto ⁽²⁾ circuito disponibles (estimados)		
Tensión máximo de diseño (KV.)	34.5	34.5			
Resistencia al impulso de tensión (nivel básico de aislamiento)	150 KV.		$\phi - n$	3ϕ	$\phi - \phi$
			alta impedancia	baja	
Tipo de control	Hidráulico	Electr.	máx. 320	1700	3000
			mín. 290	1000	1800
Ubicación del control	Interno	Externo	Corriente máxima de trabajo en alimentadores de distribución		
Corriente de trabajo máxima (amp.)	400	560	Capacidad nominal del alimentador en MVA.	Corriente máxima en amperes	
Corriente mínima actuante (amp.)	140	200-280	9	226	
Capacidad interruptiva (rms. amp. sim)	4200	8000	12	301	
Medio de interrupción	Aceite				
Lugar de instalación	Tomas de reventa CFE SE's rurales	Alimentadores CLFC			

Conforme el valor de ajuste para la corriente mínima actuante
Valores promedio

Tabla No. 2

Características generales: (en uso por CLFC)

* marca Mc Graw-Edison	tipo GW
* voltaje nominal (KV.)	34.5
* voltaje máximo de diseño (KV.)	38
* nivel básico de aislamiento onda de 1.2 x 50 (KV.)	150
* resistencia del aislamiento a 60 Hz.:	
seco, 1 minuto (KV.)	70
húmedo, 10 seg. (KV.)	60
* corriente máxima de trabajo (A)	400

2.4.5 Fusibles:

La CLFC en el sistema de distribución, emplea los fusibles tipo K o rápidos (conforme a la clasificación NEMA); dichos fusibles cuentan con dos curvas características tiempo-corriente, las que se describen a continuación:

1.- Característica tiempo-corriente de fusión mínima (minimum melting time-current curve), establece dentro de un rango de corriente, los diferentes tiempos que deben transcurrir (según la magnitud de la sobrecorriente) para que el eslabón fusible se derrita.

2.- Característica tiempo-corriente de interrupción total (maximum total clearing time-current) similar a la anterior, señala los tiempos (para diversas magnitudes de sobrecorriente) que deben transcurrir hasta la extinción total del arco eléctrico. De hecho esta curva señala el tiempo de fusión y el de arqueo en función de la magnitud de corriente.

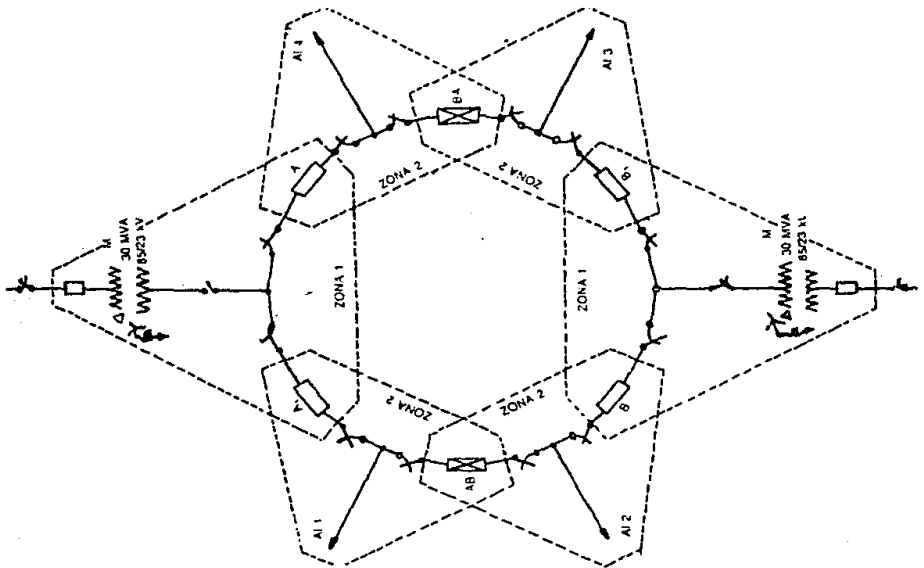
CAPITULO III
ESQUEMAS DE PROTECCION.

3.1 Introducción.

La protección de una subestación es un conjunto de sistemas que mantienen vigilancia permanente y cuya función es eliminar o disminuir los daños que puede recibir el equipo eléctrico cuando se presenta una falla.

La parte medular de estos sistemas son los relevadores que sirven para detectar la falla y que, a su vez, efectúan la desconexión automática de los interruptores cuando se producen sobrecorrientes debidas a corto-circuitos, aislando las partes del sistema que han fallado.

La selección del tipo de protección que se utiliza en los bancos o líneas de una subestación será tanto más elaborado cuanto mayor sea la complejidad de la instalación, y también dependerá de las características de los equipos utilizados, debiéndose tener especial cuidado en la selección adecuada de las zonas que se van a proteger; en la Figura No. 3.1 se muestra el caso de los transformadores, de una subestación en anillo.



• Figura 3.1 Zonas de protección en una subestación de baja tensión en anillo.

En su forma más primitiva, una protección eléctrica opera en la forma mostrada en la figura No. 3.2 donde:

TC = transformador de corriente. Puede ser de 220 KV, 1200/5 A.

B = bobina de operación del relevador.

C = contacto de disparo del relevador.

B_D = bobina de disparo del interruptor de potencia.

El relevador recibe en su bobina de operación B, la señal de corriente del secundario del transformador de corriente; esta bobina cierra el contacto de disparo C del relevador que, a su vez, permite el paso de la corriente directa de la batería principal de 120 V. y energiza la bobina del circuito de disparo del interruptor B_D, al abrir se libera y aísla la zona que se encuentra bajo condiciones de falla.

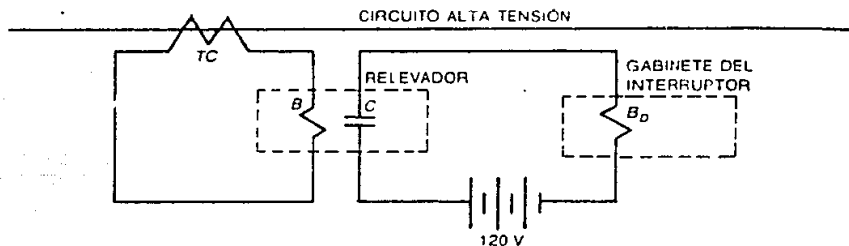


Figura 3.2 Circuito elemental de protección contra sobrecorriente.

3.1.1 Arreglos en la subestación y esquemas de protección.

La subestación eléctrica es un conjunto de dispositivos eléctricos que forman parte de un sistema eléctrico de potencia; sus funciones principales son, transformar tensiones y derivar circuitos de potencia para distribuir la energía eléctrica producida en las centrales.

La elección del arreglo de una subestación depende de las características específicas de cada sistema eléctrico y de la función que realiza dicha subestación en el sistema. El diagrama de conexiones que se adopte, determina en gran parte el costo de la instalación, y éste depende de la cantidad de equipo considerado en el diagrama lo que a su vez, repercute en la adquisición de una mayor área de terreno y finalmente en un costo total mayor. Los criterios que se utilizan para seleccionar el arreglo más adecuado y económico de una instalación son los siguientes:

Continuidad de servicio.

Versatilidad de operación.

Facilidad de mantenimiento para los equipos.

Cantidad y costo del equipo eléctrico.

Con base en lo anterior, a continuación se describen los arreglos o conexiones más utilizados en subestaciones, siguiendo un orden creciente de complejidad.

Arreglo con un solo juego de barras.

Este es el arreglo más sencillo, para el cual, en condiciones normales de operación, todas las líneas y bancos de transformación están conectados al único juego de barras. Con este arreglo, en caso de operar la protección diferencial de barras, ésta desconecta todos los interruptores, quedando la subestación completamente desenergizada; si en la barra se instala un juego de cuchillas seccionadoras, en caso de una falla en las barras mencionadas, se deja fuera parte de la subestación, es decir solo la parte dañada y así se puede trabajar el resto de la instalación que no sufrió daños. El mantenimiento de los interruptores se dificulta porque hay que dejar fuera parte de la subestación; es el arreglo que utiliza menor cantidad de equipo y, por lo tanto, es el más económico.

Arreglo con un juego de barras colectoras principales y uno de barras de transferencia.

Es una alternativa del caso anterior, en el cual las barras de transferencia se utilizan para sustituir, a través del interruptor comodín, cualquier interruptor que necesite mantenimiento.

Suponiendo que se desea reparar el interruptor del circuito 1, primero se abre el interruptor 1, luego las cuchillas A y B; a continuación se cierran las cuchillas C del circuito 1 y las A y B del interruptor comodín. Finalmente se cierra

el interruptor E con lo cual queda en servicio el circuito 1, y el interruptor I queda desenergizado y listo para su reparación.

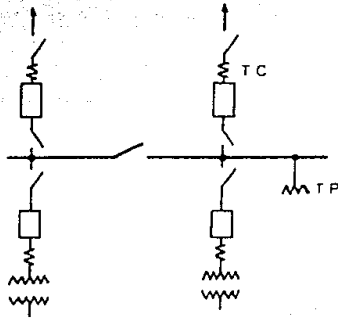


Figura 3.3 Diagrama de conexiones con un solo juego de barras colectoras.

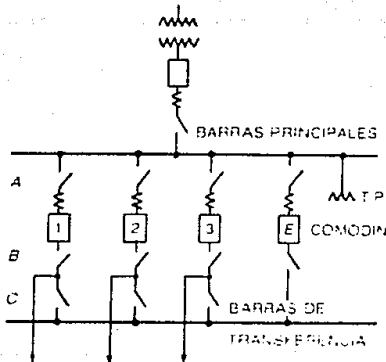


Figura 3.4 Un juego de barras principales y un juego de transferencia.

Arreglo con un juego de barras principales y uno de barras auxiliares.

En condiciones normales de operación, todas las líneas y bancos de transformadores se conectan a las barras principales; con éste arreglo se obtiene buena continuidad en el servicio. Los arreglos del interruptor comodín logran mayor flexibilidad de operación, aunque aumentan las maniobras en el equipo. Este arreglo permite sustituir y dar mantenimiento a cualquier interruptor por el comodín sin alterar la operación de la subestación en lo referente a desconectar líneas o bancos de transformadores. Con respecto al caso anterior, son variantes del mismo (A y B), la cantidad de equipo necesario es mayor, así como su costo.

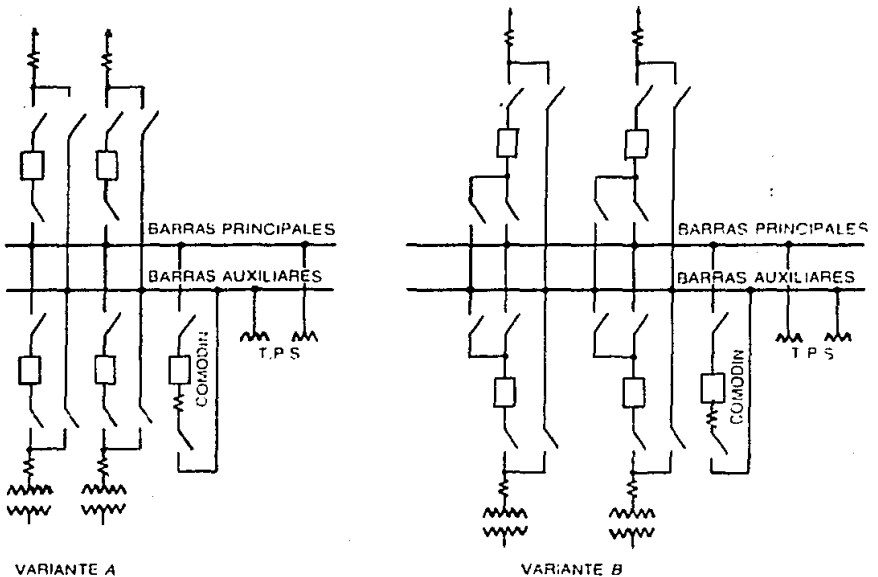


Figura 3.5 Diagrama de conexiones con un juego de barras colectoras principales y un juego de barras colectoras auxiliares.

Arreglo con doble juego de barras o barra partida.

A éste arreglo también se le conoce con el nombre de barra partida y es de los más utilizados. El diagrama tiene como característica que la mitad de líneas y de transformadores se conectan a un juego de barras y la otra mitad al otro juego.

Desde el punto de vista de continuidad, el arreglo no es bueno debido a que por cada interruptor que necesite revisión se tiene que desconectar el transformador o línea correspondiente. La subestación, en condiciones normales, se opera con el interruptor de amarre y sus dos juegos de cuchillas en posición de cerrado, de tal manera que, en caso de falla en uno de los juegos de barras, el otro sigue operando, trabajando la subestación a media capacidad mientras se efectúan las maniobras necesarias para librar las cuchillas de todos los circuitos de las barras dañadas dejando la subestación conectada al juego de barras en buen estado, mientras se reparan las barras afectadas.

Para dar mantenimiento a cada interruptor, se necesita desconectar el circuito correspondiente, lo cual representa una ventaja para éste arreglo. Este es un arreglo 30% más caro que el tratado en el caso de un juego de barras, pero es más barato que en el caso de interruptor y medio que se trata más adelante.

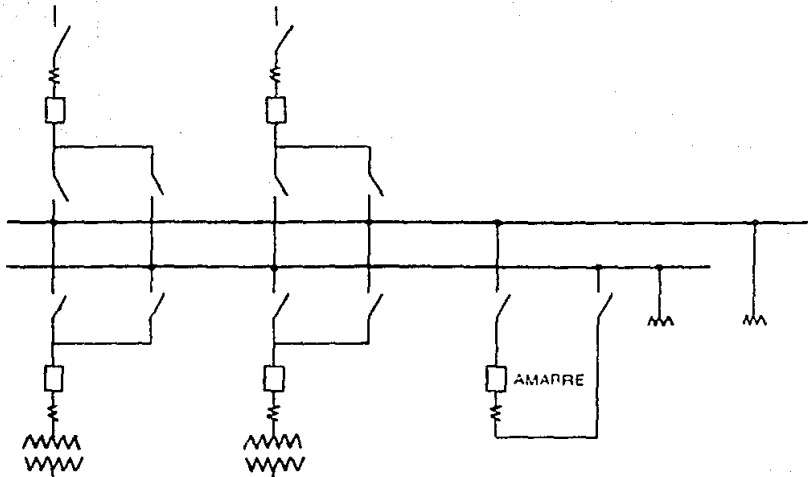


Figura 3.6 Diagrama de conexiones con doble juego de barras colectoras o barra partida.

Arreglo con triple juego de barras.

Es un esquema no utilizado todavía en México, que se emplea en subestaciones donde el valor de corto-circuito es muy alto. Desde el punto de vista de continuidad es similar al caso anterior; la operación con tres barras permite disminuir la magnitud de las corrientes de corto-circuito en la subestación sin tener que cambiar los interruptores por otros de mayor capacidad interruptiva y por lo demás, respecto a la operación, el comportamiento es similar al arreglo anterior. Para proporcionar mantenimiento a cada interruptor, también se requiere desconectar el circuito correspondiente. La cantidad de interruptores es igual al del ca so anterior, pero respecto al número de cuchillas, la cantidad se incrementa un poco más del 50%.

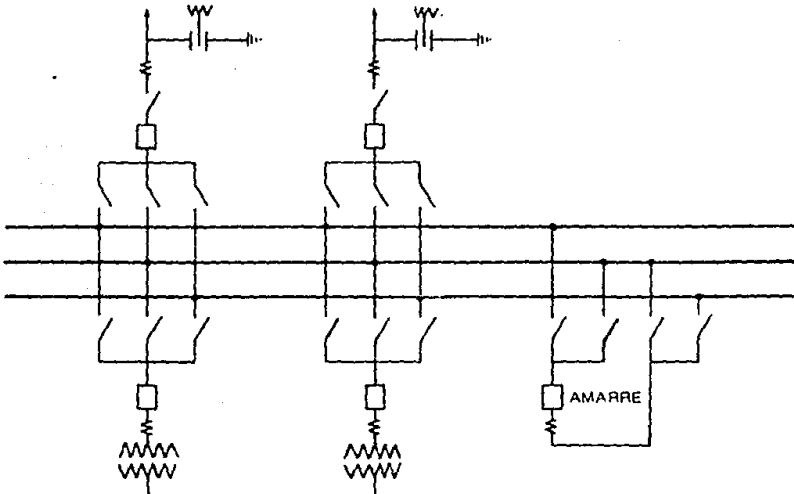


Figura 3.7 Diagrama de conexiones con triple juego de barras colectoras.

Arreglo con doble juego de barras colectoras principales y una de barras -
colectoras auxiliares.

Cada juego de barras tiene su protección diferencial para evitar, en caso de una
fallas de éstas, la desconexión total de la subestación; los juegos de barras -
principales permiten que la mitad de las líneas y transformadores se conecten a -
un juego y la mitad al otro. Las barras auxiliares sirven para que el interruptor
comodín pueda sustituir la operación de cualquier interruptor del circuito; -
este arreglo permite dar mantenimiento a cualquier interruptor sustituyéndolo -
por el comodín, sin alterar la operación de la subestación. La cantidad de inte
rruptores es igual más uno al caso de barra partida y las cuchillas aumentan en
un 50%.

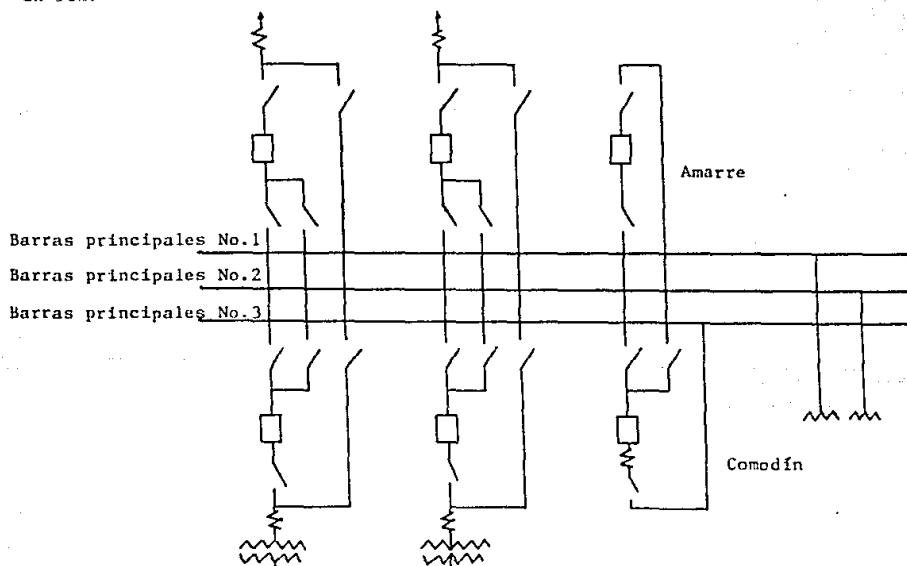


Figura 3.8 Diagrama de conexiones con doble juego de barras colectoras
principales y uno de barras colectoras auxiliares.

Arreglo en anillo sencillo.

Es un esquema que puede presentarse con cualquiera de las dos variantes A o B -
mostradas en la Figura 3.9, Y es muy flexible en su operación; se utiliza mucho-

en las salidas de 23 KV. de las subestaciones de distribución, utilizando anillo doble o sencillo. También se utiliza en subestaciones de 230 KV. (variante A). Este arreglo permite una continuidad casi perfecta en el suministro, aún en el caso de que salga de servicio cualquier transformador o línea. Al salir de servicio cualquier circuito por motivo de una falla, se abren los dos interruptores adyacentes, se cierran los interruptores de enlace y queda restablecido el servicio instantáneamente. Si falla un transformador o una línea, la carga se pasa al otro transformador o línea, o se reparte entre los dos adyacentes; en caso de haber más de dos transformadores se puede usar un arreglo con doble anillo como en la variante C.

Si el mantenimiento se efectúa en uno de los interruptores normalmente cerrados, al dejarlo desenergizado el alimentador respectivo se transfiere al circuito vecino, previo cierre automático del interruptor de amarre; prácticamente requiere del mismo equipo que el primer caso de barra sencilla, la ventaja de que se ahorra la protección de las barras.

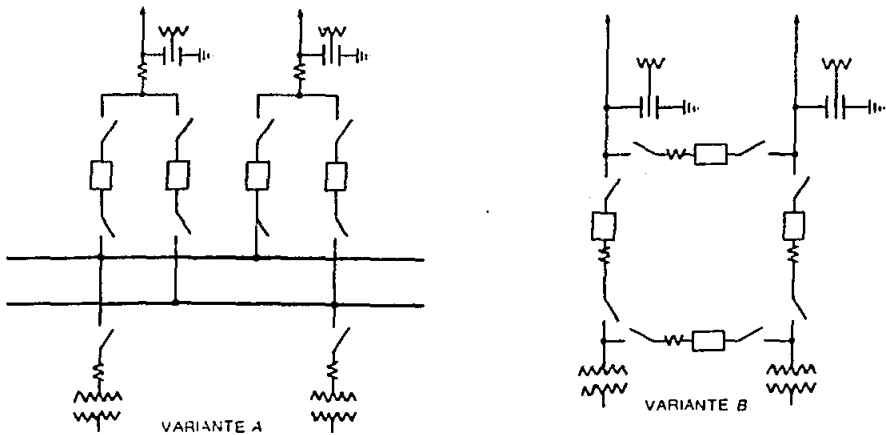


Figura 3.9 Diagrama de conexiones con arreglo en anillo sencillo.

Diagrama con arreglo de interruptor y medio.

También este esquema se puede presentar con dos variantes A o B.

Este arreglo se utiliza mucho en las áreas de alta tensión de las subestaciones-

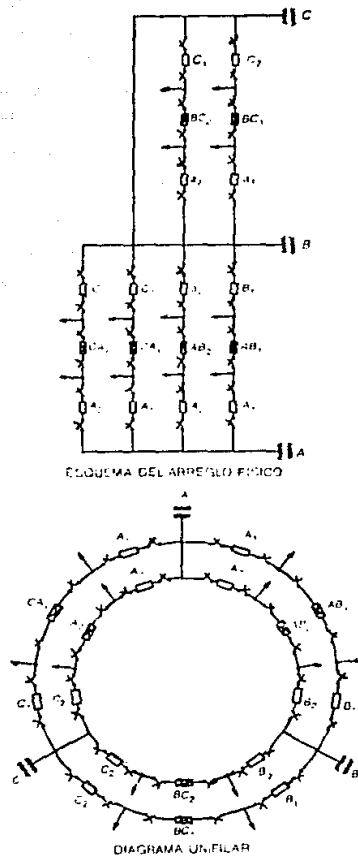


Figura 3.9 Diagrama de conexiones con arreglo de doble anillo con tres transformadores.

- Interruptores abiertos en condiciones normales de operación.
- Interruptores cerrados en condiciones normales de operación.

de potencia, sobre todo en aquellas de interconexión, que forman parte de un sistema en anillo. Sus principales características son las siguientes:

En ambas variantes hay una gran continuidad en el servicio.

En condiciones normales de operación, todos los interruptores están cerrados, cada juego de barras tiene su propia protección diferencial y, en caso de falla de cualquier juego de barras, ésta desconecta todos los interruptores que llevan energía al juego de barras afectado, sin dejar fuera de servicio ninguna línea ni transformador. A cada sección del diagrama unifilar mostrado para este arreglo se le llama módulo; en este caso, cada módulo consta de tres interruptores, cada uno de los cuales tiene dos juegos de transformadores de corriente, uno a cada lado y dos juegos de cuchillas, también uno a cada lado.

Los interruptores externos conectan a las barras, del lado de la línea en un caso y del lado del banco en el otro caso. Entre los dos interruptores exteriores y el central se observa una conexión de línea o cable de un lado, y del otro, una conexión a un transformador.

Se puede efectuar la reparación de cualquier interruptor en el momento en que se necesite sin afectar la continuidad del servicio. Este caso comparado con el doble barra más barra auxiliar, requiere una cantidad ligeramente mayor de interruptores, aunque una cantidad bastante menor de cuchillas lo que al final de cuentas representa un costo total menor.

Arreglo de doble interruptor.

Este arreglo es escasamente utilizado por su alto costo aunque tiene un incremento de confiabilidad al compararlo con los arreglos en anillo o interruptor y medio.

A continuación se indican como ejemplo, dos casos de alta confiabilidad que se han usado en México.

1.- Plantas generadoras con unidades de 350 MW. Considerar el uso del diagrama de interruptor y medio de la Figura 3.11A, suponer que el interruptor dos está en reparación, y la línea C falla ocasionando la apertura de los interruptores 1 y E; en estas condiciones, un generador de 350 MW. que alimentara el sistema a través del transformador A, quedaría fuera del sistema desperdiciándose su gran volumen de energía.

Considerar ahora el diagrama de doble interruptor de la Figura 3.11B, considerando las mismas condiciones, o sea el interruptor dos en reparación y falla de la -

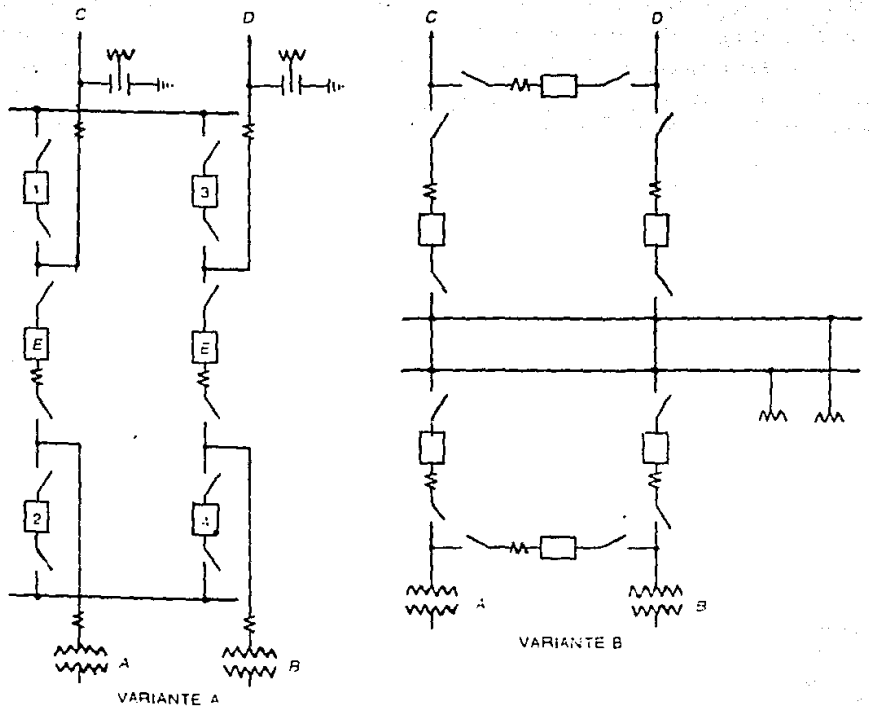


Figura 3.10 Diagrama de conexiones con arreglo de interruptor y medio.

línea C. En este caso, la energía del generador A se puede inyectar en el sistema a través del cierre de los interruptores 1 y 7 que alimentan la línea D.

2.- Subestaciones que energizan las redes automáticas de distribución. - En México, en el sistema central es norma que de cada transformador de 60 MVA., se deriven 6 alimentadores que abastecen una sola red automática de distribución, con acometida en diferentes puntos de la red. Suponer el uso del diagrama de do ble anillo de la Figura 3.9 variante C en el cual se puede observar que cada transformador abastece solamente a cuatro alimentadores. La imposibilidad de derivar seis circuitos lleva a la utilización del esquema de do ble int er ru ptor, como se muestra en la Figura 3.12. Aquí, se observa que para alimentar dos redes-automáticas en forma segura, basta con tres transformadores de 60 MVA.

Este arreglo es similar al del interruptor y medio. Se requiere un mayor número de interruptores y cuchillas por lo que se considera el más caro de los esquemas discutidos.

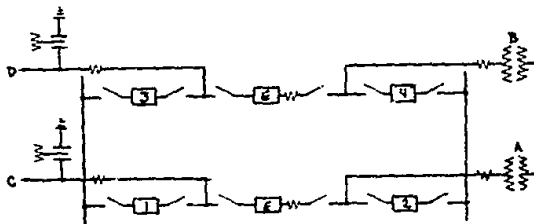


Figura 3.11 A Diagrama de conexiones con arreglo de interruptor y medio.

La evaluación de los diagramas anteriores lleva a efectuar una comparación económica entre algunos de los más utilizados, de acuerdo con la cantidad de equipo y su costo relativo en por ciento. En la tabla 3.1 se analizan cuatro tipos de diagramas aplicados a una subestación que en esencia consta de dos circuitos alimentadores de 230 KV. y dos bancos de transformadores de 230/85 KV. No se incluye el costo de los transformadores de potencia debido a que éste es el mismo

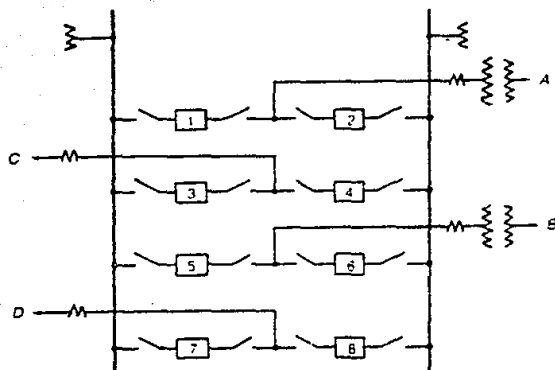


Figura 3.11B Diagrama de conexiones con arreglo de doble interruptor.

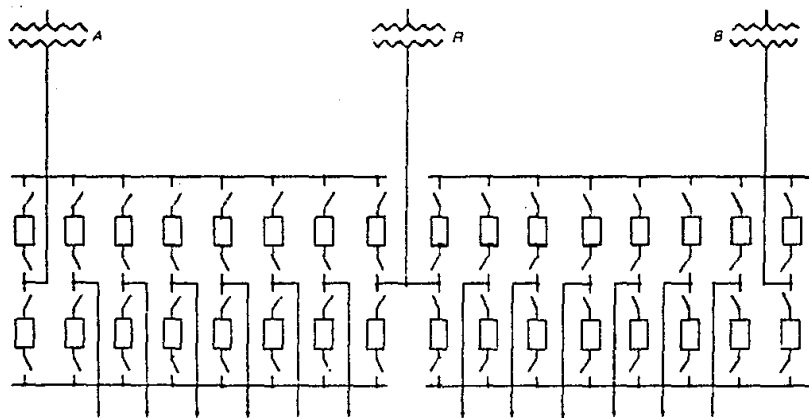


Figura 3.12 A red automática-1

A red automática-2

Tabla 3.1 Comparación entre cuatro diagramas de conexiones para una subestación de 230 KV., con dos circuitos de 230 KV. y dos transformadores de 230/85 KV.

	Cantidad de equipo necesario de 230 KV.				Costo del equipo Dólares (USA)	Costo %
	Interrup- tores	Cuchillas Desc.	Juegos de T.C.	Juegos de T.P.		
a) Un solo juego de barras Colectoras	4	7	4	1	80 217.00	100
b) Doble juego de barras Colectoras	5	12	5	2	110 940.00	130
c) Doble juego de barras Colectoras principales y un juego de barras auxs.	6	22	6	2	151 098.00	188
d) Interruptor y medio	6	12	6	2	125 748.00	157
<p>Equipo: Precio Unitario (precios, 1987)</p> <p>Interruptor de 230 KV. \$12 000.00</p> <p>Juego de 3 cuchillas de 230 KV. 2 535.00</p> <p>Juego de 3 transformadores de corriente de 230 KV. 2 808.00</p> <p>Juego de 3 transformadores de potencial de 230 KV. 3 240.00</p>						

Tabla 3.1

para todas las alternativas.

Como se observa en la tabla, el costo del equipo para el arreglo de interruptor y medio es inferior al costo del arreglo de doble juego de barras principales y un juego de barras auxiliares, aunque a primera vista parece ser lo contrario. Además conviene añadir que el arreglo de interruptor y medio es mejor desde el punto de vista de la continuidad de servicio ya que permite la misma facilidad en la revisión de los interruptores que el caso antes citado; entonces se justifica la adopción del diagrama de interruptor y medio en el lado de 230 KV.

El costo del arreglo con doble juego de barras es a su vez más económico que el de interruptor y medio. Sin embargo para efectuar la revisión de cualquier interruptor es necesario desconectar la línea o el transformador correspondiente. Finalmente el costo del arreglo de un solo juego de barras es el más económico, pero no ofrece la continuidad necesaria para los casos de una subestación de transmisión o de interconexión, ni ofrece la flexibilidad desde los puntos de vista de operación y de mantenimiento del equipo instalado.

3.1.2 Protección de barras colectoras.

Se llaman barras colectoras o buses al conjunto de conductores eléctricos que se utilizan como conexión común de los diferentes circuitos y/o equipos de que consta una subestación. Los circuitos que se conectan o derivan de las barras pueden ser generadores, líneas de transmisión, bancos de transformadores, bancos de tierra, etc.

En una subestación se pueden tener uno o varios juegos de barras que agrupen diferentes circuitos en uno o varios niveles de tensión, dependiendo del propio diseño de la subestación. Las barras colectoras están formadas principalmente de los siguientes elementos:

Conductores eléctricos.

Aisladores: que sirven de elemento aislante eléctrico y de soporte mecánico del conductor.

Conectores y herrajes: que sirven para unir los diferentes tramos de conductores y para sujetar el conductor al aislador.

El bus es uno de los elementos más importantes en los sistemas eléctricos de potencia, ya que en él confluyen flujos de energía que entran y salen por los diferentes circuitos asociados a la barra. Las fallas internas de bus ocurren muy esporádicamente y generalmente son corto-circuitos de una de las fases a tierra,

con la característica de que tienden a ser muy severas en lo que respecta al daño producido en el punto de falla, por lo tanto, una protección inadecuada en la sección de buses, puede ocasionar una falsa operación, dando como resultado un - disturbio grave en el sistema.

El uso del esquema óptimo de protección para barras colectoras queda sujeto al - análisis de la importancia que tenga la instalación dentro del sistema eléctrico independientemente del nivel de tensión y de los circuitos que tenga.

Antes de mencionar los esquemas empleados actualmente, se comentan brevemente - los diversos esquemas que se han utilizado para la protección de buses; algunos - de éstos aún están en operación.

1.- Protección diferencial de sobrecorrientes: el circuito diferencial - se obtiene conectando en paralelo todos los transformadores de corriente. Los - relevadores deben ajustarse arriba de la máxima corriente diferencial falsa para una falla externa, lo que significa que debe haber poca saturación en los trans- formadores de corriente, si ha de obtenerse sensibilidad para fallas internas. Se puede tolerar un determinado nivel de saturación en los TC's con Corriente - Directa (CD) o corriente alterna (CA) debido a que:

a) es menos eficiente la operación del disco de inducción con la componente de - CD de una onda asimétrica de falla.

b) el tiempo de operación del relevador no es instantáneo.

Para obtener cierto grado de sensibilidad con éste esquema, el decremento de - tiempo por la componente de CD debe ser corto, lo que limita su aplicación a bu- ses que estén remotos de las fuentes de generación. Sin embargo, este esquema - de protección es uno de los que tienen más aplicación práctica en nuestro país.

Como ya se indicó, la protección de buses se puede lograr a través de una protec- ción tipo diferencial, de tal manera que mientras la energía que entra a los bu- ses es igual a la que sale, la protección no opera. En caso de un corto-circui- to dentro de la zona de buses que entra al área de falla es mayor de la que sale y, por lo tanto, opera la protección desconectando todos los interruptores que - alimentan los buses.

Esta protección se aplica en sistemas de barras con tensiones superiores a 85 KV. y no hay restricción en aceptar TC's de diferente relación de transformación, da- do que la protección acepta el uso de TC de corriente auxiliares, que ajustan -

las corrientes secundarias. El esquema diferencial usado en los diferentes arreglos es de alta operación, con un sistema de estabilización que limita las falsas operaciones contra fallas externas. Las falsas operaciones se pueden deber a errores de relación en los TC de los diferentes circuitos.

Se puede aplicar a sistemas de buses de barra sencilla o de barra seccionada (C.-F.E.) a través de un interruptor de seccionalización.

El principio de esta protección es establecer un circuito en que se suman vectorialmente las corrientes de todos los circuitos que inciden en el bus considerado.

La suma vectorial se pasa a través de un circuito rectificador de tipo puente, de cuya salida de corriente directa se aplica a un relevador direccional de bobina móvil; cuando las condiciones son normales, en la zona de buses la suma de todas las corrientes que entran a los buses es igual a la suma de todas las corrientes que salen de los mismos. O sea la suma algebraica de las corrientes que inciden en el bus es cero y por lo tanto no opera la protección.

En caso de fallas externas cercanas a la S.E. se originan valores de corto-circuito elevados, los transformadores de corriente pueden presentar errores donde la suma de corrientes pueda aparentar un valor diferente de cero y de magnitud relativamente grande, que hace operar la protección.

Para evitar esta posibilidad, la protección suma las corrientes de cada circuito rectificadas individualmente, y las afecta por un factor llamado de estabilización; esta suma algebraica estabilizada se aplica al relevador diferencial en oposición a la magnitud sin estabilizar. El factor de estabilización "e" se puede definir como el error permitido, en por ciento o por unidad, de la corriente diferencial-obtenida como resultado de la suma de las corrientes rectificadas de todos los circuitos que inciden en el bus por proteger. O sea la corriente I_D al relevador diferencial, se puede indicar por la expresión siguiente:

$$I_D = \sum I - e \sum I$$

En las Figuras 3.14 y 3.15 se muestran, en primer lugar, un diagrama de aplicación de la protección diferencial de sobrecorriente en la cual se indica el arreglo en forma esquemática.

Las bobinas de disparo D-52 ordenan abrir a cada uno de los interruptores (52) y reciben la energía a través del bus de disparo, que se energiza al cerrar el con-

tacto A, éste a su vez es operado por la bobina A, que se energiza como resultado de un desbalanceo de la protección diferencial al ocurrir una falla en las barras. A continuación se muestra un ejemplo en donde se presente el diagrama esquemático de protección de buses, para un caso de interruptor y medio, con tres módulos.

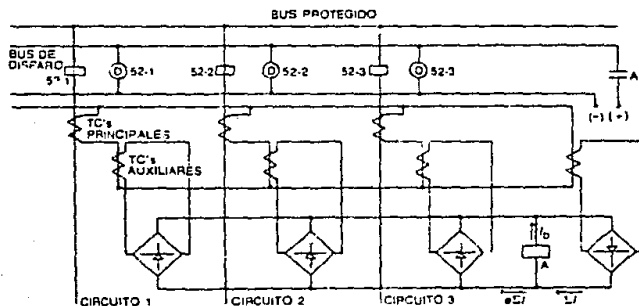


Figura 3.14 Diagrama de protección diferencial de buses.

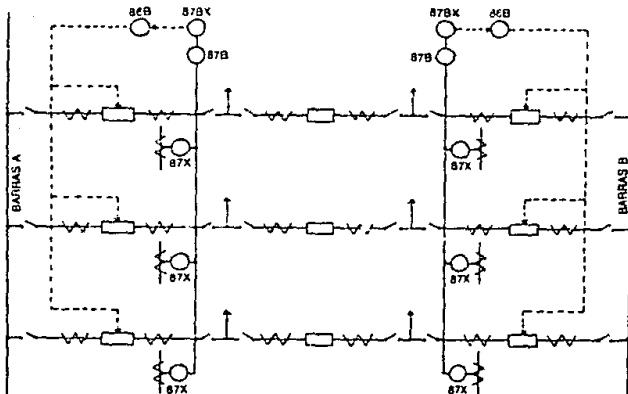


Figura 3.15 Diagrama de protección diferencial de buses, para el caso de interruptor y medio.

2.- Esquema diferencial parcial: esta forma de protección es una modificación del esquema de protección diferencial de corriente, en el cual solamente se conectan en paralelo con el relevador los TC's de los circuitos fuente de generación. Se han utilizado dos tipos de protección diferencial parcial:

Con relevadores de sobrecorriente.

Con relevadores de distancia.

Este esquema conecta solamente los circuitos fuente en la protección diferencial, utilizando un relevador de sobrecorriente con retardo de tiempo para coordinar con los relevadores que protegen los alimentadores o circuitos que no quedaron dentro de la diferencial.

Este arreglo proporciona protección al bus con tiempo y protección de respaldo a los circuitos de carga.

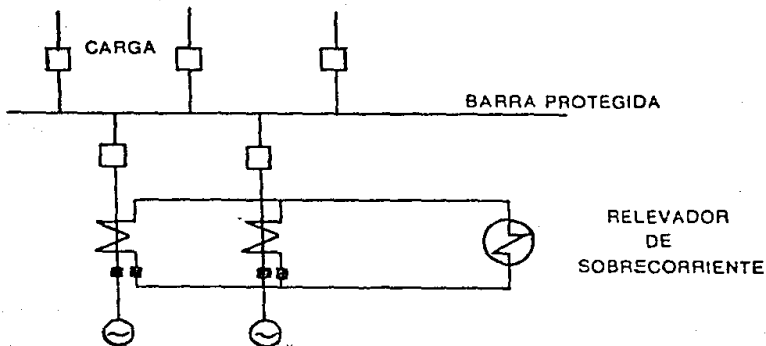


Figura 3.16 Esquema diferencial parcial con relevadores de sobrecorriente.

Con relevador de distancia;

En algunos o todos los alimentadores que tengan reactores, se usa este esquema de protección diferencial parcial con relevadores de distancia (impedancia o reac -

tancia). Este esquema es rápido y sensible, ya que los relevadores de distancia usan la impedancia que los reactores introducen en los circuitos involucrados para seleccionar las fallas en el lado de la barra colectora y las fallas al lado de carga de los reactores. Los relevadores empleados son relevadores de distancia para protección de fallas a tierra.

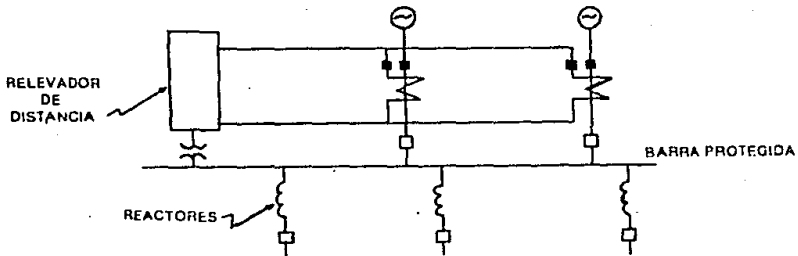


Figura 3.17 Esquema diferencial parcial con relevadores de distancia.

3.- Protección por comparación direccional: este esquema utiliza relevadores direccionales en los circuitos fuente, y relevadores de sobrecorriente en los alimentadores o circuitos de carga. Básicamente, los contactos de los relevadores direccionales de los circuitos fuente y los contactos de los relevadores de sobrecorriente de los circuitos de carga, se conectan en serie, de tal forma, que si la corriente de falla fluye hacia la barra colectora, el equipo funcionará para disparar todos los interruptores de ésta, a menos que pase suficiente corriente en uno cualquiera de los circuitos que salen de la barra. El equipo de disparo se energiza a través de un relevador de retardo de tiempo, con objeto de permitir que los relevadores detecten correctamente la dirección de la falla. Este esquema de protección solo ha sido utilizado con relevadores direccionales de tierra, en base a que la mayor parte de las fallas de bus empiezan como fallas a tierra, éstas se hacen a tierra rápidamente. La desventaja evidente en la utilización de este esquema de protección es el mantenimiento requerido y la probabili-

dad de falla al operar, debido al gran número de contactos en serie en el circuito de disparo.

4.- Protección de bus con respaldo remoto: el principio de operación de esta forma de protección se basa en que si uno o más de los interruptores asociados a las barras colectoras fallan en la apertura para el caso de falla dentro de la sección de bus, la protección de respaldo se proporciona mediante la operación del equipo de protección de las líneas de transmisión en los extremos lejanos, abriendo los interruptores propios de los circuitos que en forma directa continúan alimentando la falla. La operación de estas protecciones, libran la falla en el bus lejano con cierto retraso de tiempo.

5.- Protección diferencial de bus: debido a la importancia y complejidad que han adquirido los sistemas eléctricos de potencia, surge la necesidad de emplear esquemas de protección más confiables y rápidos para dar protección a los buses, basándose en la confiabilidad de la operación de los relevadores de protección y asegurando con ello la continuidad del servicio. La protección diferencial es el método de protección de buses más confiable; el problema que se presenta en esta aplicación es el número de circuitos involucrados y por lo tanto los diferentes niveles de energización en los TC's asociados en condiciones de falla.

El relevador diferencial es un dispositivo de protección que se conecta a los circuitos secundarios de los transformadores de corriente situados a ambos lados del elemento a proteger, y se basa en el principio de comparación de la magnitud y ángulo de fase de las corrientes que entran y salen de una determinada zona de operación. Cuando la corriente diferencial sobrepasa un determinado porcentaje regulable de la corriente total que circula a través del elemento a proteger, se energiza la bobina de operación del relevador ordenando el disparo a través de un relevador auxiliar de contactos múltiples y reposición manual, que tiene los contactos que se emplean para disparar todos los interruptores asociados a la barra fallada.

El objeto de que el relevador auxiliar de disparo en la protección diferencial de bus sea de reposición manual, es para evitar energizar el bus fallado alimentando la falla imprudentemente, lo cual equivaldría a hacer más severo el daño en el punto de falla.

6.- Protección diferencial de porcentaje variable y restricción múltiple. Este esquema utiliza TC's convencionales con núcleo de hierro y por lo tanto está

sujeto a saturación para fallas externas. Debido a ésto, la corriente secundaria no reflejará fielmente la corriente primaria. Los TC's y los relevadores en un - esquema de protección diferencial deben formar una unidad y de hecho, cuando los TC's no tienen una respuesta adecuada, el relevador puede dentro de ciertos límites compensar esa deficiencia.

Un esquema de este tipo, utiliza relevadores diferenciales de porcentaje variables compuesto de tres unidades de inducción, con devanados de restricción por unidad - y una unidad de inducción para operación. El relevador opera con el principio de disco de inducción y consta de cuatro unidades electromagnéticas que operan sobre dos discos montados en una flecha común con los contactos móviles. Las unidades - electromagnéticas son bidireccionales, por lo tanto, el flujo de corriente en - cualquier dirección a través de estas bobinas, causarán un par de apertura en los elementos de restricción y un par de cierre en la unidad de operación.

Cada unidad de restricción tiene dos devanados y por lo tanto la dirección relati va de la corriente en ellos es importante, las corrientes de la misma dirección - producirán una restricción proporcional a la suma mientras, que si están en direc ción contraria, producirán una restricción proporcional a la diferencia.

Si las corrientes son iguales y opuestas no habrá restricción. Este relevador - dispone de seis devanados de restricción y cada uno de ellos tiene polaridad - - opuesta respecto al que está apareado.

Además de la restricción múltiple, la característica de porcentaje variable ayuda a compensar las deficiencias de los TC's.

- Para corrientes bajas donde el comportamiento de los TC's es bueno, el - porcentaje variable es poco, teniendo máxima sensibilidad el relevador.

- Para fallas externas donde el comportamiento de los TC's es pobre, se dis pone de un porcentaje alto que insensibiliza al relevador.

Esta característica se obtiene energizando la unidad de operación del relevador a través de un autotransformador saturable. Esta aplicación brinda otras ventajas.

Presenta alta impedancia a la corriente diferencial falsa producida por saturación en los TC's para falla externa y por tanto tiende a limitar la corriente a través de la bobina de operación.

El autotransformador saturable, proporciona un puente efectivo a la compo- nente de corriente directa reduciendo de esta manera, la sensibilidad de la unidad

de operación por este efecto.

Para fallas internas donde existe y es deseable un alto valor de corriente-diferencial, la saturación del autotransformador reduce su impedancia aproximadamente al 10% de su valor nominal sensibilizando con ello la unidad operación.

Este esquema de protección es fácil de aplicar y confiable, requiriendo solamente de mantenimiento normal.

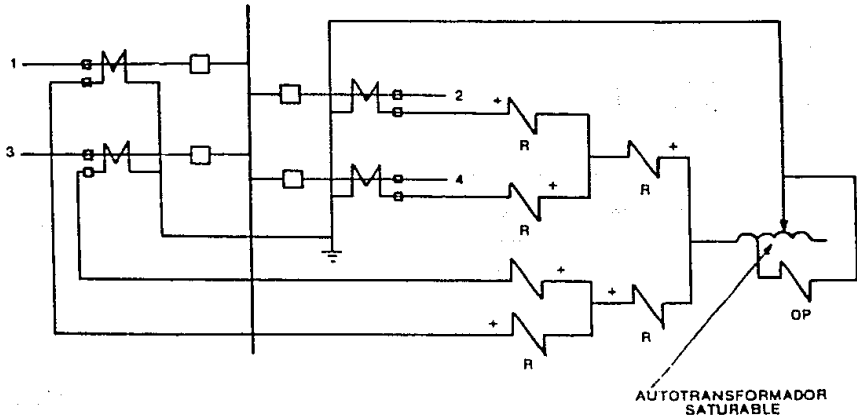


Figura 3.18 Protección diferencial de porcentaje variable y restricción múltiple.

7.- Esquema de protección diferencial con relevadores de alta impedancia - operados por tensión.

Este esquema utiliza TC's convencionales nulificando su comportamiento desigual - mediante la aplicación de un relevador con unidad de alta impedancia, esto hace - que las corrientes diferenciales falsas circulen a través de los TC's y no por la bobina de operación del relevador; para que esto sea efectivo, se requiere que la resistencia que presenta el circuito secundario de los TC's se mantenga baja. Esta condición limita la aplicación a TC's de tipo bushing, dado que éstos tienen el núcleo bobinado toroidalmente donde la reactancia de dispersión es desprecia--

ble y por lo tanto, la impedancia secundaria del circuito, es baja. La aplicación de este esquema de protección requiere por tanto que todos los TC's tengan la misma relación; no acepta TC's auxiliares.

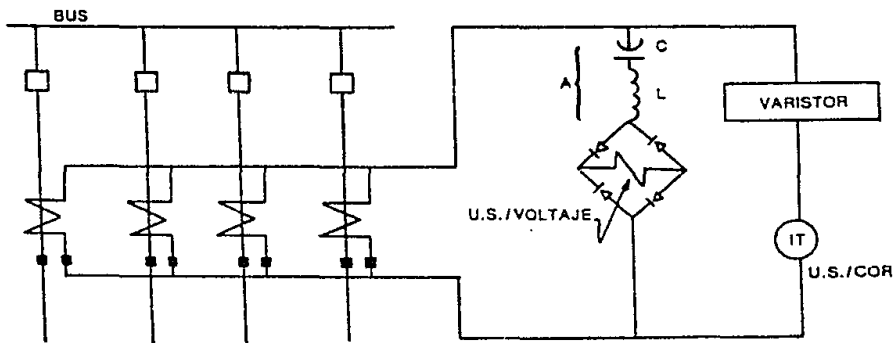


Figura 3.19 Protección diferencial con relevadores operados por tensión.

La unidad mostrada en el diagrama anterior, es una unidad instantánea tipo "plunger" operada por tensión a través de un rectificador de onda completa. El elemento A formado por una inductancia y capacitancia, sintoniza el circuito a la frecuencia fundamental y reduce la respuesta a todas las demás armónicas. La impedancia de este elemento es de 3 kilo-ohm lo que significa que los circuitos secundarios y el relevador estarán sujetos a altas tensiones en el caso de que ocurra una falla en el bus. La discriminación entre las fallas internas y externas se efectúan mediante la aplicación de tensión al relevador.

Para fallas internas, el voltaje aplicado al relevador es alto, acercándose al nivel de la tensión inducida en el circuito secundario de los TC's para circuito abierto. Así, TC's, cables de control y relevadores quedan sujetos a tensiones del orden de 1000 V. Para fallas externas, la tensión debe ser baja, tendiendo a

ceros, a menos que se tenga diferente nivel de saturación en los TC's. La tensión máxima ocurre cuando uno de los TC's está completamente saturado y los otros sin saturación; esta tensión máxima, será la caída por resistencia que ocasiona la corriente secundaria teórica al pasar por los cables y bobinado del secundario del TC saturado. Por lo tanto para ajustar esta unidad de sobrevoltaje del relevador, se calcula la tensión máxima posible esperada y se aplica un factor de seguridad de 200%.

Una unidad limitadora de tensión "varistor", se conecta en paralelo con el relevador, para limitar la tensión hasta 1500 V. y en serie con ésta se conecta una unidad instantánea de sobrecorriente ajustada para operar con magnitudes muy altas de falla interna. Este ajuste debe ser alto para evitar disparos con fallas externas. El tiempo de operación del relevador es de 3 a 6 ciclos para la unidad de tensión y de 1 a 3 ciclos para la unidad de sobrecorriente.

8.- Protección diferencial de buses con relevadores operados por corriente directa.

Este método de protección diferencial para barras colectoras, no tiene ninguna restricción para aceptar TC's de diferente tipo y relación de transformación, dado que acepta la aplicación de TC's auxiliares. Tiene la particularidad de que las terminales de los circuitos secundarios de los TC's principales de cada circuito, se conectan a un transformador auxiliar de corriente intermedia de tres devanados primarios, (Transformador conversor). La conexión de este transformador intermedio se hace entre las tres fases y neutro, con los circuitos secundarios de los TC's principales, y hacen de las tres fases por medio de este transformador conversor, una corriente auxiliar monofásica, (convierte la corriente trifásica en monofásica). Por lo tanto esta protección diferencial no se realiza polifásicamente si no que se realiza monofásicamente, con las corrientes secundarias auxiliares proporcionadas por cada uno de los transformadores de conversión.

Este sistema de protección está provisto de una unidad estabilizadora formada por un TC y un circuito rectificador de onda completa que no permite el paso de fallas externas; la aplicación de esta unidad hace al relevador diferencial insensible a éstas.

La señal secundaria de corriente de cada uno de los TC's conversores llega al primario del TC de la unidad estabilizadora y todas ellas se conectan en paralelo con el relevador formando un circuito diferencial.

La salida de los rectificadores de ondas completa de la unidad estabilizadora, - proporciona al relevador diferencial una señal de corriente continua estabilizada, proporcional a la suma total de las corrientes primarias de los circuitos - asociados a las barras protegidas. Esta señal es aplicada al relevador diferencial en la dirección de retención, trayectoria (1, 2, 3, 4, 5); la señal en la - dirección de operación del relevador es proporcionada por la trayectoria (A, B, - C, D, E, F) cuando existe corriente diferencial " I_d " diferente de cero.

El ajuste del pick-up del relevador diferencial debe estar entre 1 y 2.5 In (valor de la corriente de corto circuitos trifásico) y su tiempo de operación es de 100 ms, aproximadamente entre 6 y 7 ciclos.

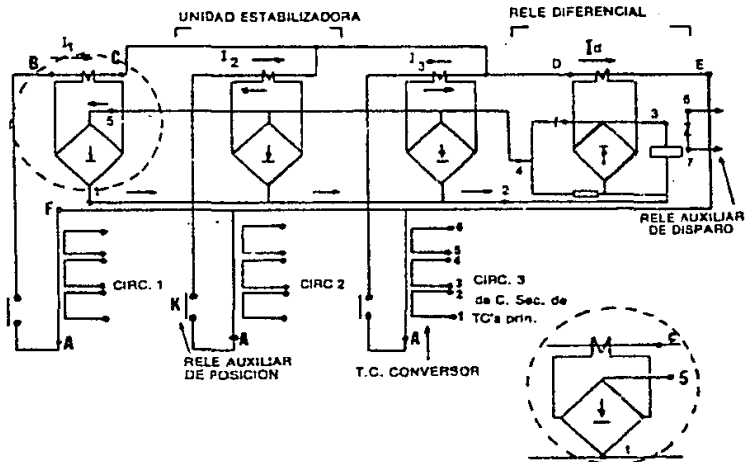


Figura 3.20 Diagrama esquemático de aplicación para protección de buses con relevadores operados por C. D.

9.- Protección de buses con relevadores estáticos.

La importancia de los sistemas eléctricos de potencia, demanda actualmente tiempos de operación en los esquemas de protección cada vez más cortos y confiables. Esto ha llevado a la utilización relevadores estáticos, que basan su operación -

en la comparación de la dirección de las corrientes que confluyen a una barra - común.

Los tiempos de operación de estos relevadores son del orden de 10 a 20 ms. con - absoluta selectividad.

Estos esquemas de protección tienen la característica de no presentar ninguna limitación para aceptar transformadores de corriente de diferente tipo y diferente relación de transformación, dado que utilizan transformadores auxiliares, efec-- túándose la medición a través de los circuitos secundarios de los TC's auxiliares, conectados todos ellos en paralelo formando un circuito diferencial.

El esquema, por diseño, está provisto de un aislamiento galvánico entre los cir- cuitos principales y los circuitos de medición, lo cual es deseable en circuitos electrónicos. Normalmente ésto se logra mediante la aplicación de un devanado - de acoplamiento entre el devanado secundario del TC principal y el devanado pri- mario del TC auxiliar.

Las características principales de estos esquemas de protección son tres esen- cialmente:

Capacidad para discriminar si la falla es interna o externa al bus que se - está protegiendo.

Selectividad para determinar el bus fallado en una instalación donde haya - más de una sección de barras en operación, ya que es usual el empleo de doble bus en las subestaciones.

Selectividad para disparar los interruptores asociados a la barra fallada.

Todas las decisiones son efectuadas simultáneamente e inmediatamente al ocurrir - la falla, de tal manera, que los mandos de disparo se efectúan en un tiempo de - 10 a 20 ms. La tolerancia de 10 ms. es necesaria para identificar al ángulo de - fase de las corrientes (desplazamiento angular) cuando ocurre la falla y depende del tipo de contacto de salida utilizado.

Este esquema de protección solamente operará con corrientes, y esto lo hace inde - pendiente de las tensiones que se requieren en otros esquemas, como es el - caso de las protecciones estáticas aplicadas a las líneas de transmisión. Opera - rá selectivamente en todas las circunstancias, dado que se efectúa una supervi- sión continua en los circuitos conectados al bus; esta supervisión se efectúa - con la imagen proporcionada al esquema a través de contactores que supervisan la

la posición de operación o no operación de todos y cada uno de los elementos primarios asociados al bus, (imagen de contactos de cuchillas desconectadoras e interruptores).

Todos los contactos auxiliares de los elementos primarios son continuamente supervisados, de modo que, si ocurre una falla en cualquiera de los contactores no habrá comando de disparo por no detectarse corriente diferencial, y la imagen no responderá al estado actual de la instalación; en este caso, no operará una alarma indicando anomalías en el esquema de protección.

3.2 Esquemas de Protección en las Líneas de Distribución.

3.2.1 Tipos y causas de fallas en las líneas de distribución.

Las fallas más comunes en los sistemas de distribución, se pueden clasificar por su duración en dos grandes grupos que son los siguientes:

- Fallas transitorias o instantáneas.
- Fallas permanentes.

En los sistemas aéreos de distribución, las fallas transitorias, que se consideran menores a cinco minutos en su duración, se presentan en un rango de 75 a 95% y están relacionadas de algún modo con las condiciones climatológicas existentes en la zona o área del sistema, pudiendo ser en algunos casos autoeliminadas o ser eliminadas mediante dispositivos de interrupción instantánea (interruptor, equipo de recierre automático, etc.) generalmente en 1, 2 ó 3 intentos y en un tiempo menor de 45 segundos.

Las causas más comunes son las siguientes:

- contacto instantáneo entre conductores desnudos, debido principalmente a movimientos provocados éstos por acción del viento.
- contacto de objetos extraños al sistema (ramas de árboles, objetos colgantes, aves que disminuyen la distancia de aislamiento, etc.).
- flameo de aisladores.
- falsos contactos.
- arqueo por contaminación ambiental.
- sobrecorriente instantánea.

Se ha demostrado de acuerdo a estadísticas, que en el primer recierre se eliminan hasta el 88% de las fallas, en el segundo hasta un 5% y en el último un 2% adicional. A su vez las fallas permanentes se presentan en un 5% y son aquellas que persisten sin importar con que rapidez se abra el circuito, siendo las más comunes las siguientes:

- contacto sólido entre conductores o de conductor a tierra [corto-circuito trifásico (3 fases), bifásico (2 fases), monofásico (1 fase a tierra)].
- vandalismo (daño al equipo).
- sobrecargas permanentes.
- degradación del aislamiento.
- falla del equipo.
- fraude.

- conexiones erróneas.
- mano de obra deficiente.

En el sistema subterráneo, las fallas que se presentan son del tipo permanente, cuya interrupción es de duración prolongada, siendo las causas más frecuentes:

- envejecimiento del aislamiento de los conductores y del equipo en general, debido a sobrecargas o a corto-circuitos.
- esfuerzos eléctricos por sobretensiones, debido a voltajes transitorios.
- pérdida de aislamiento debida a la humedad, arborescencias, reducción del aislamiento por roedores, piquete mecánico en cables, mal manejo de equipo.
- mano de obra deficiente.
- falla de equipo.

3.2.2 Arreglos en los alimentadores de distribución.

La distribución de energía se realiza desde la subestación de potencia hasta el usuario a través de circuitos conocidos con el nombre de alimentadores, que pueden ser del tipo aéreo, subterráneo o mixto, los cuales presentan configuraciones que permiten realizar movimientos de carga, trabajos de ampliación y en general, funciones de operación que incrementan la continuidad del servicio de suministro.

Las redes primarias o alimentadores primarios, por el número de hilos, se pueden clasificar de la manera siguiente:

- Trifásico de tres hilos
- Trifásico de cuatro hilos
- Monofásico de tres hilos
- Monofásico de dos hilos
- Monofásico de un hilo

Las redes trifásicas primarias se utilizan en zonas urbanas, donde el sistema de tres hilos requiere una menor inversión inicial del alimentador con respecto a la de cuatro hilos; sin embargo, debido a que el primero tiene un coeficiente de atarrizamiento de 1.0 que es mayor que el especificado para cuatro hilos (0.75), se obliga a que los equipos instalados en estos sistemas sean de aislamientos mayores, con un costo económico más alto.

Una característica adicional de este sistema, es que los transformadores de distribución conectados a estas líneas son de neutro flotante en el lado del primario, siendo la detección de fallas de fase a tierra más difícil que en el sistema de cuatro hilos, ya que al ser mayor la impedancia de secuencia cero de las líneas, las corrientes de falla son menores.

El sistema de cuatro hilos se caracteriza por la conexión de transformadores trifásicos con neutro aterrizado en el devanado primario y conexión de transformadores monofásicos cuya tensión primaria es la de fase a neutro.

Las redes primarias monofásicas se utilizan en zonas rurales o de baja densidad de carga, debido a su bajo costo. La red primaria monofásica de dos hilos se origina de una red trifásica, de hecho son derivaciones de líneas trifásicas de tres hilos, donde los transformadores monofásicos son conectados entre fases en el lado primario.

La red monofásica de un hilo o retorno por tierra (sistema Swer) ha probado ser -

una solución adecuada para electrificación de pequeñas cargas o de poblados alejados de los alimentadores trifásicos.

3.2.3 Curvas de daño.

Para lograr una correcta y completa protección del sistema eléctrico de potencia se requiere hacer una buena selección de todo el equipo y accesorios que intervienen en su instalación y puesta en servicio; dicha selección se logra a partir de la realización de cálculos matemáticos para determinar las capacidades máximas de funcionamiento de estos equipos, bajo condiciones de falla, como puede ser un corto-circuito.

Cada uno de los equipos construídos por los fabricantes, cuenta con tablas, gráficas o curvas de daño, como es el caso de los distintos tipos y calibres de conductores metálicos utilizados en los sistemas de distribución. La información proporcionada por este tipo de curvas se obtiene en base a datos aplicados a fórmulas específicas, como lo son los siguientes:

- Corriente de corto circuito permisible en amperes
- Area del conductor (AWG, MCM)
- Tiempo de corto-circuito, en segundos o en Hz., (60 Hz.)
- Temperatura máxima de operación
- Temperatura máxima de corto-circuito.

A dichas curvas se puede entrar, teniendo dos de los tres datos contenidos en éstas, como pueden ser, el tiempo de corto-circuito y la corriente de corto-circuito para así poder seleccionar un calibre de conductor que soporte efectivamente durante un cierto período la corriente de corto-circuito debida a una falla en la línea. Puede tomarse otra pareja de datos, como tiempo de corto-circuito y calibre de conductor, para encontrar el dato de corriente de corto-circuito. A continuación se muestran las curvas de daño de los conductores más utilizados en los sistemas de distribución aéreos y subterráneos necesarias para una buena elección del conductor, evitando así una probabilidad mayor de daño de éste durante las fallas.

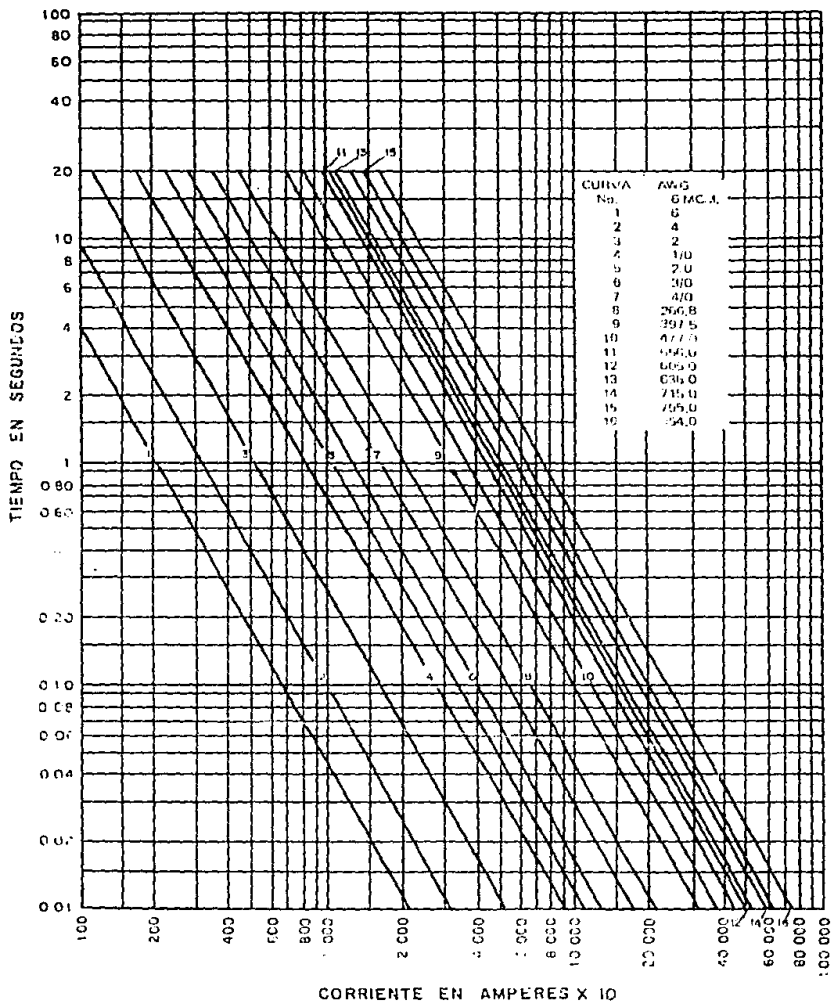


Figura 3.21 Curvas de daño para conductores ACSR.

Tiempo en años (1 año = 8760 h)

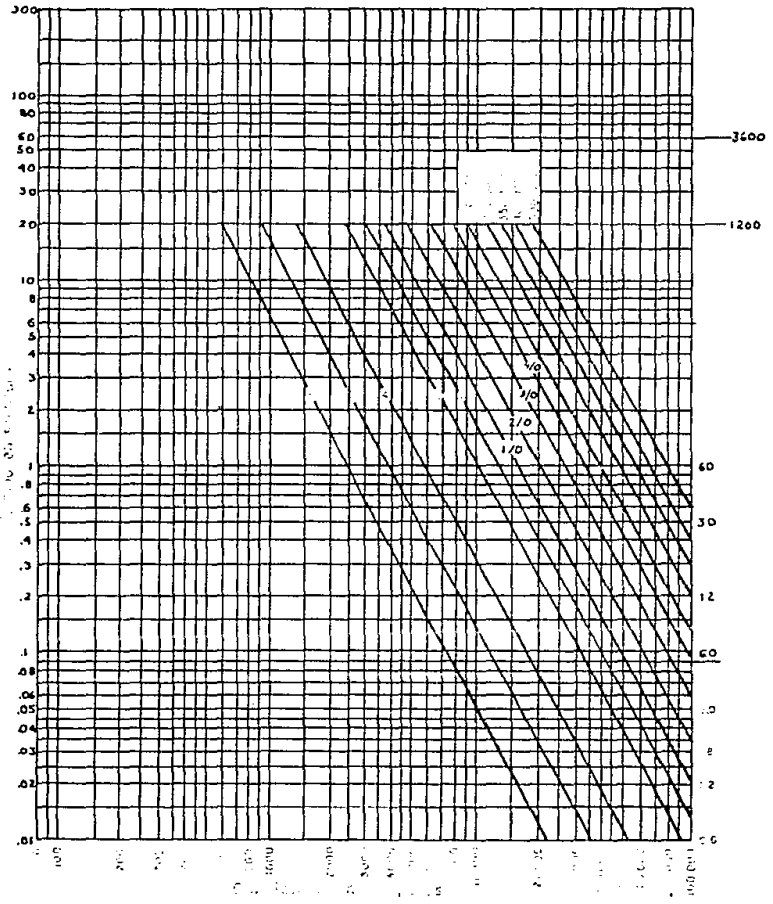


Figura 3.22 Curvas de daño para conductores de cobre.

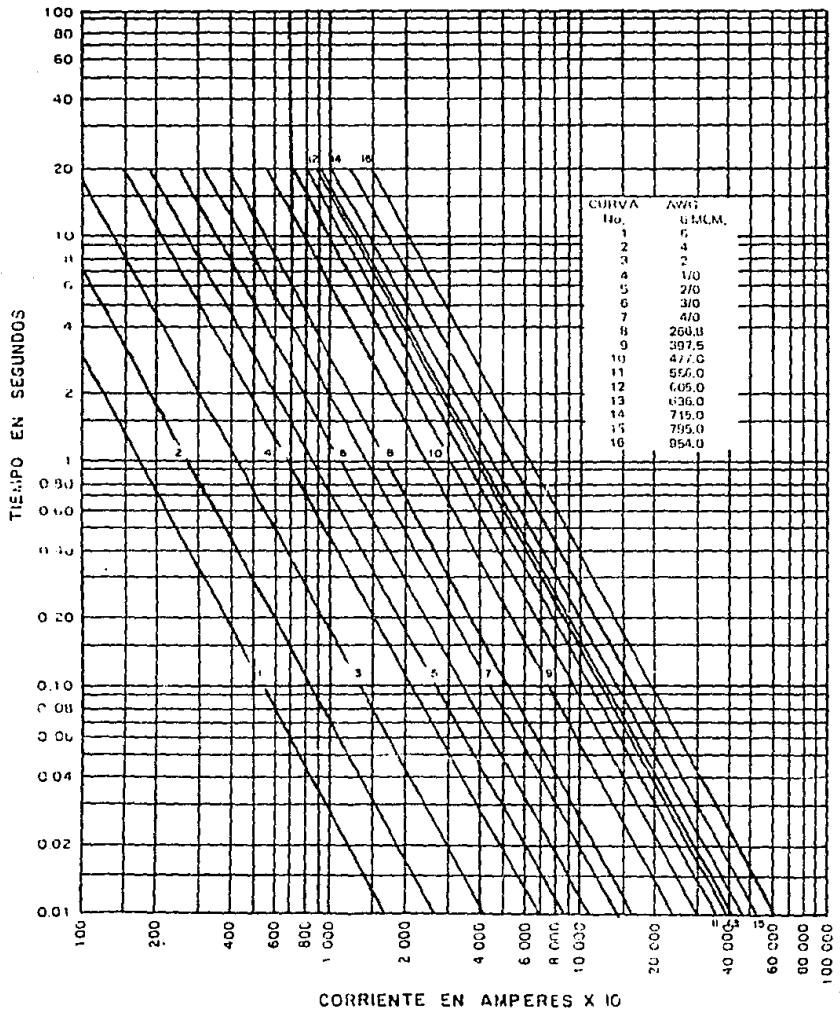


Figura 3.23 Curvas de daño para conductores ALD.

Corriente de Corto Circuito permisible para cables aislados
con conductor de cobre.

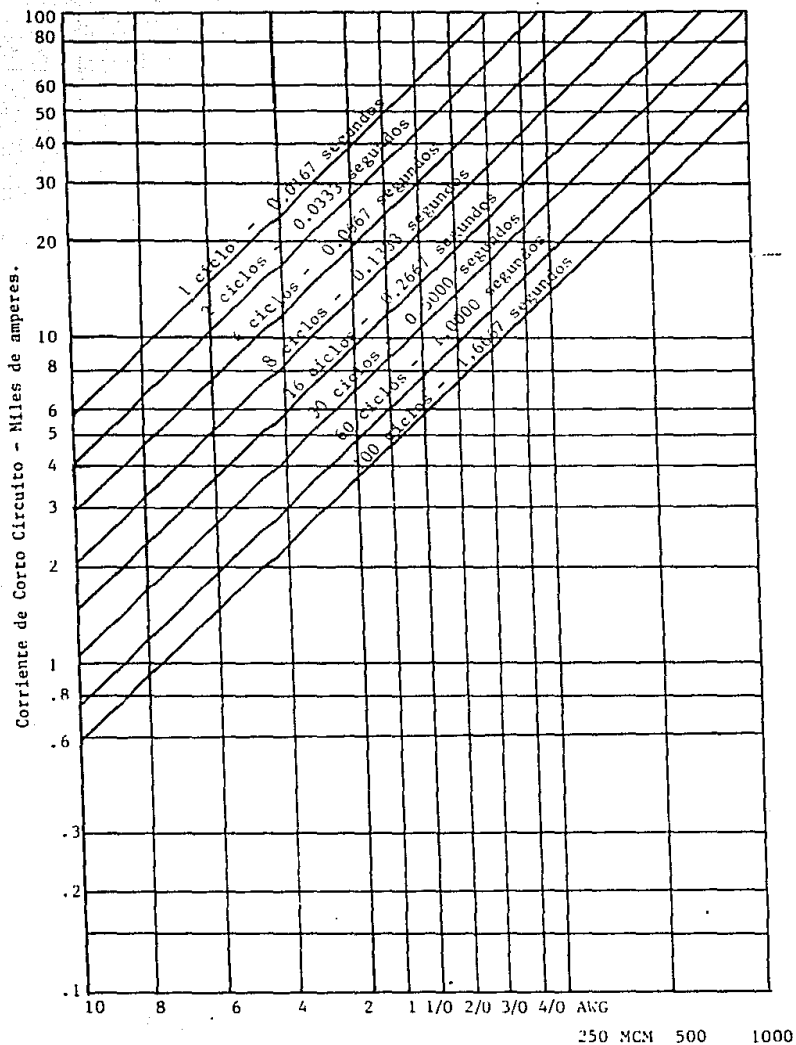


Figura 3.24 Calibre del conductor.

Corriente de Corto Circuito permisible para cables
aislados con conductor de aluminio.

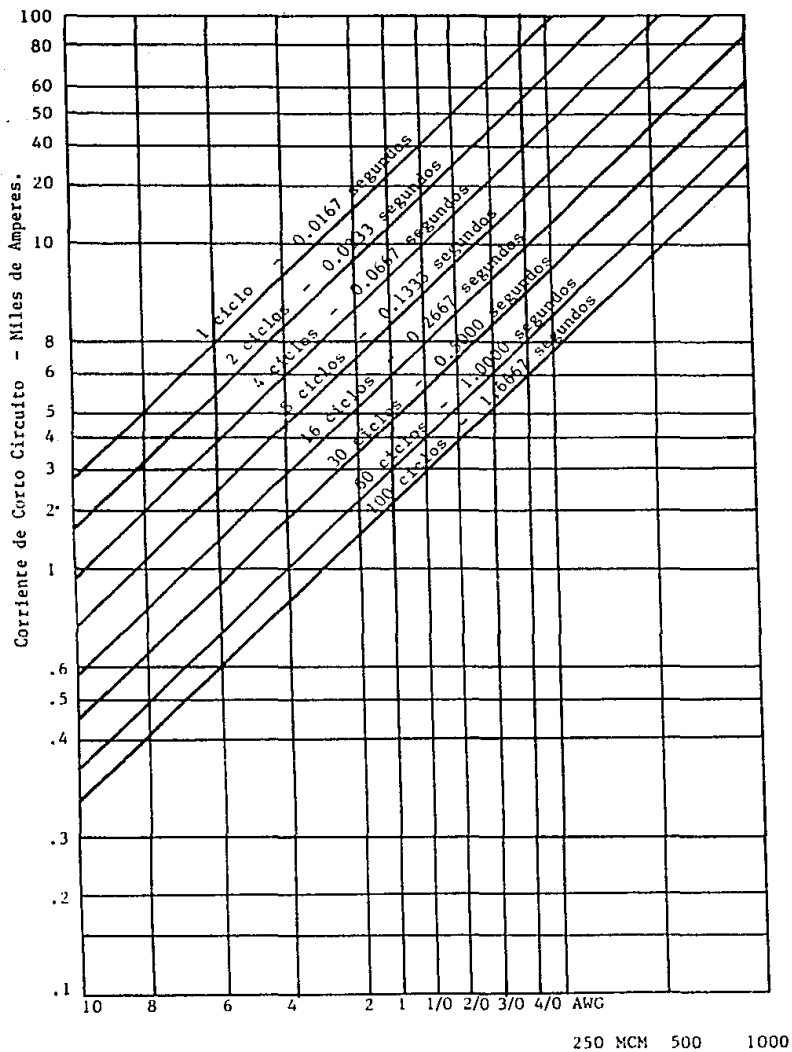


Figura 3.25 Calibre del conductor.

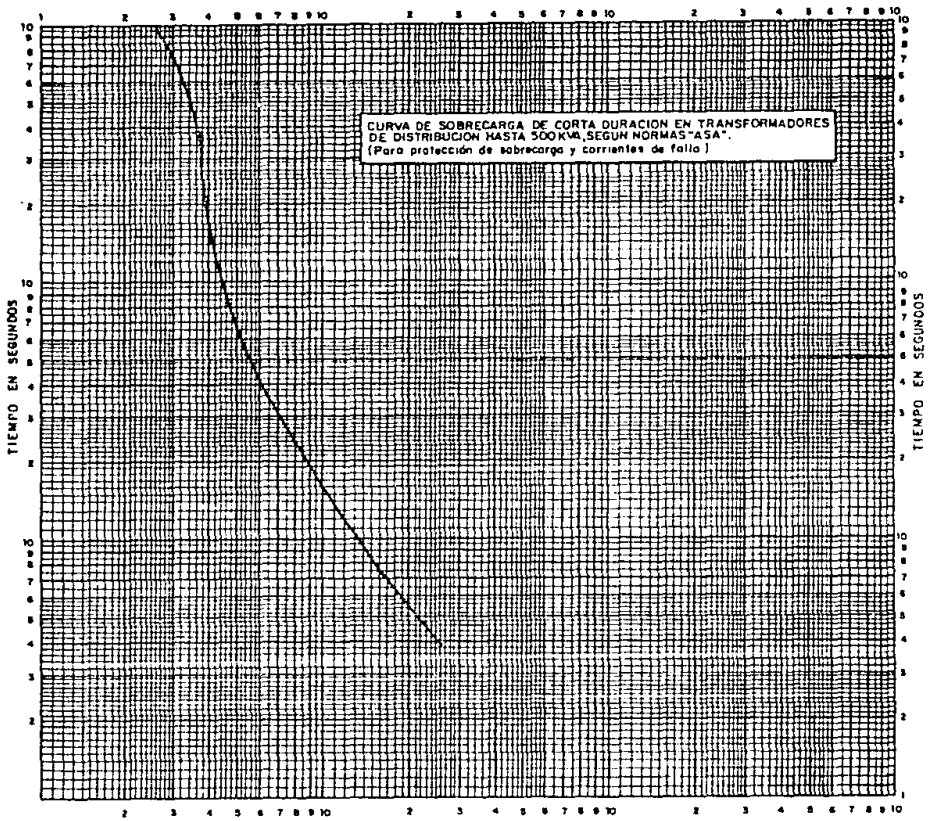


Figura 3.26 Curva de daño a transformadores de potencia.

3.2.4 Esquemas de protección.

Los cortos circuitos constituyen una de las perturbaciones más desagradables entre las que pueden presentarse en una red de distribución. Se originan comúnmente por descargas o perforaciones eléctricas entre distintas fases, bien debido a un aislamiento defectuoso o a la aparición de sobrecorrientes y sobretensiones.

A causa de sus efectos nocivos sobre las máquinas, aparatos e instalaciones eléctricas, todo corto-circuito debe remediarse lo más pronto posible; por ejemplo, si un corto-circuito trifásico persiste durante largo tiempo, todos los motores trifásicos en el sitio de la avería o próximos a ella se paran. Si es bifásico, cabe la posibilidad de que los motores, siempre que estén débilmente cargados - continúen girando como motores alimentados por dos fases; en cambio si están muy cargados, se pararán también en este caso. Pero si el corto-circuito producido en la línea se desconecta rápidamente, entonces las repercusiones sobre los motores y aparatos conectados pueden ser insignificantes.

En caso de corto-circuito, pueden producirse valores de corriente muy elevados - que calientan los conductores de los cables tanto más cuanto más tiempo transcurre sin remediarse la avería. Esta es una nueva razón que aconseja una solución rápida, sobre todo si se trata de corto-circuitos en líneas aéreas, donde se presenta la posibilidad de que los arcos eléctricos originados por el corto-circuito fundan los conductores y éstos caigan de sus soportes. Además, a consecuencia de éstas grandes corrientes, aparecen elevadas fuerzas mecánicas en las máquinas, transformadores, aparatos, etc., que deben ser soportadas, lo cual exige dimensionar esas máquinas y equipos considerando el caso de corto-circuito.

Cuando en el primer alimentador de distribución se presenta una falla por corto-circuito, procede para ello, en cuanto sea posible, desconectar solamente los tramos afectados, pero no, en cambio, aquellos que hayan permanecido sanos. Una protección ideada con este doble objeto recibe el nombre de selectiva; existen distintos sistemas de protección con mayor o menor selectividad.

Para preservar esta clase de redes de distribución de los efectos de los cortocircuitos, se utilizan normalmente fusibles.

En las redes de distribución en baja tensión, éstos no necesariamente tienen la misión de proteger las líneas contra las sobrecorrientes, como ocurre por ejemplo, en los cables aislados, sino principalmente la de separar o aislar exclusi-

vamente el tramo o equipo dañado. La Figura 3.28 muestra el montaje de los fusibles en dos redes de distribución en forma radial, alimentada cada una a partir de una estación de transformación.

Se obtiene en este tipo de redes una protección selectiva si los fusibles montados en serie, están coordinados, en su intensidad nominal o característica, de tal modo que si surge un corto-circuito en K solo reaccione el fusible "a". En las grandes redes de distribución, en aquellos lugares donde concurren líneas pertenecientes a distintas redes de baja tensión de una misma central, estas líneas se unen entre sí o se provee a la posibilidad de su unión eventual, a fin de asegurar una mejor compensación de carga.

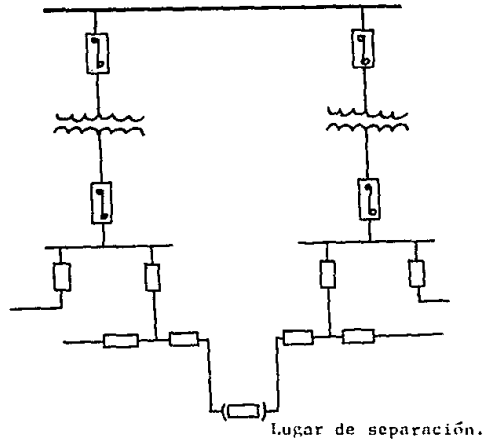


Figura 3.28 Red radial de baja tensión.

Los conductores de unión se protegen a su vez por medio de fusibles colocados en sus extremos, o bien, si se prefiere disponer en el centro del tramo de unión de un espacio de separación, se monta ahí un fusible.

En las redes de baja tensión dispuestas en malla, tales como las que se emplean en el área metropolitana de la ciudad de México (específicamente en el centro de la ciudad), se ha acreditado como muy útil el dispositivo protector que se obser

va en la Figura 3.29. Los distintos nodos de la red se alimentan a través de transformadores conectados por el lado de la tensión primaria a los cables de alta tensión; la unión de los transformadores por su lado de baja tensión a la red se efectúa a través de interruptores de aire; las líneas concurrentes en cada nodo pueden también protegerse por medio de fusibles (a y b); en general, se escogen de una misma intensidad nominal, trabajan selectivamente, pues en caso de corto-circuito, de los cuatro que concurren en un nodo, el correspondiente al tramo de línea averiado, es el recorrido por una corriente más intensa y por consiguiente, el que se funde antes. En ocasiones, estas redes se dejan sin fusible alguno, y si se produce un corto-circuito en algún punto de ésta, se deja que se quemé y se funda el tramo de cable afectado, después de lo cual, cesa el corto-circuito y la red sigue funcionando normalmente.

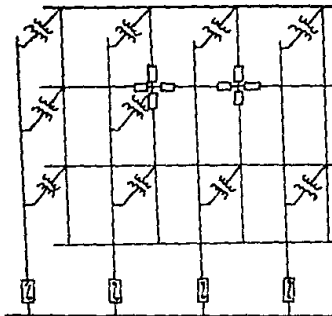


Figura 3.29 Red de mallas.

Si el corto-circuito tiene origen en la línea de alta tensión, se desconecta el interruptor de potencia del lado de alta tensión; el lugar de la avería sigue alimentándose del lado de baja tensión a través de los transformadores, pero en

DIAGRAMA SIMPLIFICADO.

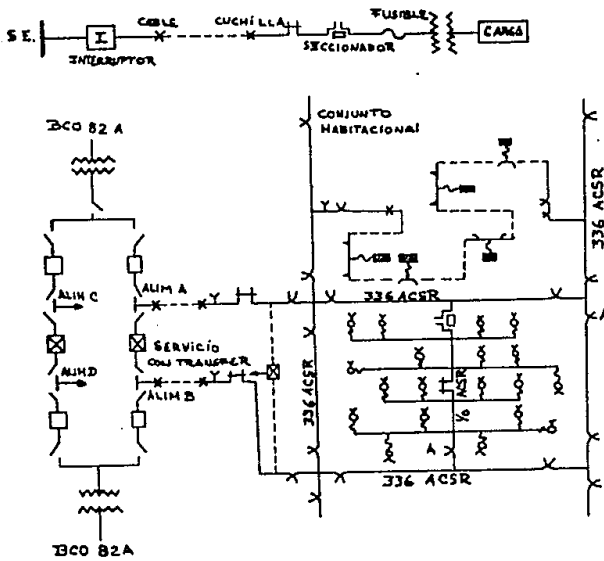


Figura 3.30 Esquema de protección de un alimentador tipo aéreo de 23 KV.

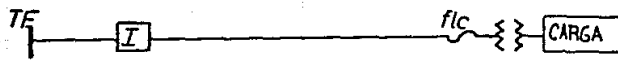


Diagrama Simplificado

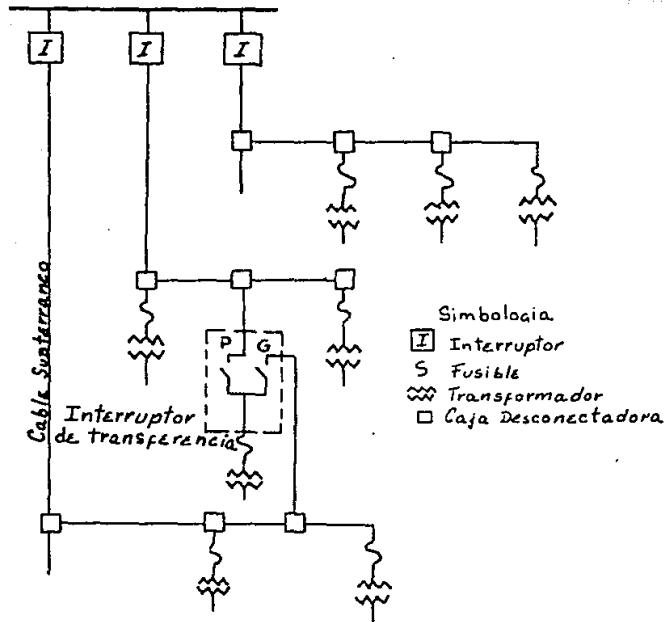


Figura 3.31 Esquema de protección de un alimentador subterráneo.

tonces accionan los interruptores de inversión de potencia (de aire), y separan la red de baja del cable de alta. Con esta disposición se ahorran los grandes y costosos interruptores de potencia que se deberían colocar en las numerosas estaciones de transformación, en el lado de tensión primaria.

Para un alimentador tipo aéreo o mixto, el esquema de protección más común utilizado en el sector eléctrico, está formado por un interruptor automático con elemento de recierre, localizado en la subestación de potencia, el cual está coordinado con otros elementos de protección en cascada, como son restauradores, seccionadores y fusibles.

El intercalar medios de seccionamiento como seccionalizadores y cuchillas para abrir con o sin carga, depende del número de consumidores, tipo e importancia de las cargas, continuidad del servicio y costo.

La sensibilidad de las interrupciones de servicio dependerá de los elementos de protección instalados, ya que los elementos de recierre permiten discriminar las fallas instantáneas de las permanentes, ajustándolas de acuerdo a las necesidades. Dichos intervalos de tiempo entre apertura y cierre son de la magnitud suficiente para que una falla instantánea se autoextinga, permaneciendo el alimentador en servicio después de una a tres operaciones de recierre; la cuarta operación de apertura es definitiva por tratarse ya de una falla permanente, donde necesariamente se requiere la intervención del personal de mantenimiento para la restauración del servicio.

Para un alimentador subterráneo, el arreglo más sencillo es el radial en derivación simple debido a su bajo costo y a su simplicidad, estando formado por un interruptor principal localizado en la subestación de potencia, y se desarrolla con cable troncal y cables en derivación en forma transversal, en los cuales se intercalan equipos de seccionamiento con o sin carga, hasta llegar a la carga; la cual está protegida por un interruptor con fusibles que son coordinados con el interruptor principal sin recierre.

La protección de los circuitos alimentadores de distribución, se puede representar por un diagrama esquemático, formado por dos relevadores de sobrecorriente de fase y un relevador de fase a neutro, con elementos instantáneos y de tiempo-inverso, coordinados con los fusibles de los transformadores de distribución, que se instalan a lo largo del alimentador considerado.

Los alimentadores de distribución pueden tener salida, como ya se anotó, con cable subterráneo en zonas densamente pobladas o cuando se requiere hacer la instalación más económica. En el caso de usar línea aérea y debido a una mayor posibilidad de fallas que en un circuito con cable, conviene usar un relevador de recierre (79).

En una línea aérea, aproximadamente un 90% de las fallas son de tipo transitorio, mientras que en un cable es raro que ocurra una de éstas, pero una vez iniciada ésta se considera falla definitiva, que no debe ser realimentada por el uso de un relevador de recierre ya que ésto dañarí­a el cable. De aquí, que no se deben instalar dispositivos de recierre en las instalaciones eléctricas alimentadas por cable.

El recierre opera de la forma siguiente: al ocurrir una falla en un alimentador opera la protección correspondiente y abre el interruptor. Inmediato a la apertura, el relevador de recierre envía el interruptor nueva orden de cierre; si la falla persiste vuelve a disparar el interruptor, el relevador vuelve a ordenar el segundo cierre, pero ahora con un retraso de tiempo ajustados previamente para dar tiempo a la falla para que se despeje completamente.

Finalmente estos relevadores efectúan un tercer intento de cierre con un retraso aún mayor, en caso de persistir la falla el circuito de cierre del interruptor, queda bloqueado hasta que el personal de mantenimiento despeje la falla.

En la Figura 3.32, se muestra la protección para un circuito de distribución con arreglo de doble barra, en 23 KV. Los relevadores 51 son dos unidades de fase con una unidad instantánea y otra de tiempo inverso con bobina de 4 - 16 A., u otra unidad igual a la anterior de fase a tierra, pero con bobina de 0.5 a 2 A. El relevador 79 es una unidad de recierre que se usa en circuitos aéreos.

Si en un sistema, durante las horas de carga pico se desconecta un grupo de unidades generadoras por causa de alguna anomalía, el resto del sistema tratará de soportar la sobrecarga, pero si ésta es excesiva entonces empezará a descender la frecuencia.

Para evitar que lo anterior llegue a crear un colapso en el sistema, a los alimentadores de las subestaciones se les añade una protección de baja frecuencia (81) por medio de relevadores que opera en tres pasos, recibiendo la señal de los transformadores de potencial de las barras principales de la subestación.

Los escalones de frecuencia a que se acostumbra ajustar el relevador son los siguientes:

- Primer escalón: 59.6 Hz. Al llegar la frecuencia a este valor se disparan los alimentadores de las zonas residenciales.

- Segundo escalón: 59.4 Hz. En este punto se disparan los alimentadores de las zonas industriales.

- Tercer escalón: 59.0 Hz. Si el sistema no se ha recuperado y la frecuencia sigue descendiendo, entonces se elimina el resto de los alimentadores.

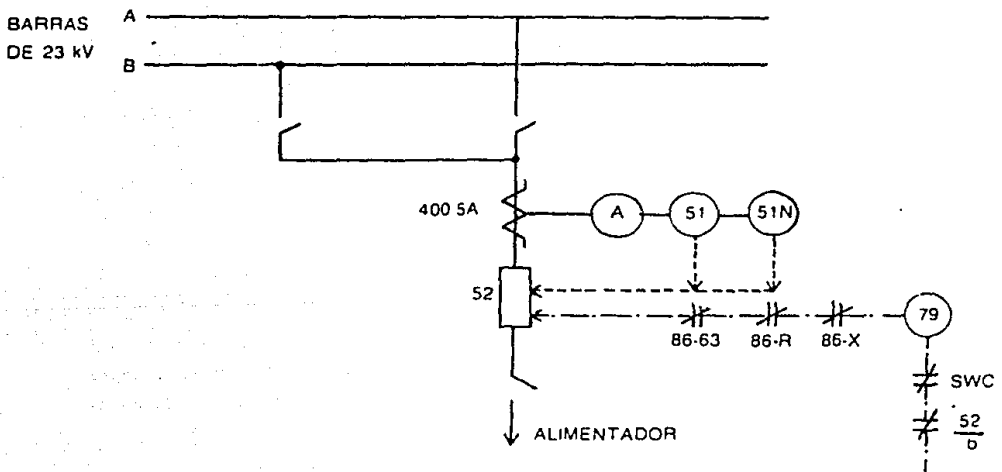


Figura 3.32 Diagrama de protección para alimentador. Arreglo de doble barra.

3.3 Protección del equipo de Distribución.

3.3.1a) Tipos y causas de falla en transformadores.

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

Por otra parte, cuando el transformador falla, generalmente es en forma aparatosa y grave, muchas veces con incendio. De ahí la importancia de contar con esquemas de protección rápidos y seguros. Uno de los esquemas más usados es el de protección diferencial, el cual no ha cambiado su principio de operación durante años.

Otra protección muy importante es la de acumulación de gases o Buchholz, práctica europea adoptada con buenos resultados en México por C.F.E.

- Fallas en transformadores.

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

Fallas internas.

Calentamiento excesivo por sobrecargas.

Sobrecalentamiento y esfuerzos mecánicos por fallas externas.

- Fallas internas.

Las fallas internas pueden ser subdivididas en dos grupos:

Fallas incipientes.

Fallas eléctricas que causan daños inmediatos de mayor cuantía.

- Fallas incipientes.

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

De este tipo son las fallas siguientes:

- Las fallas de aislamiento en los tornillos de sujeción de la laminaciones y en el aislamiento superficial de las mismas, formando trayectorias en las que se presentan corrientes de Foucault en planos perpendiculares a la dirección del flujo magnético.

Estas corrientes pueden provocar arqueo dentro del aceite con desprendimiento de gases inflamables.

- Conexiones de alta resistencia a defectuosas en los embobinados con producción de arqueo o calentamiento localizado.

- Fallas en el sistema de enfriamiento, nivel bajo de aceite u obstrucción del flujo de aceite, las cuales causarán puntos calientes en los devanados con el consecuente deterioro del sistema de aislamiento.

- Fallas eléctricas severas.

Las fallas eléctricas más severas son:

Arqueo entre un devanado y el núcleo o el tanque, debido a sobretensiones - causadas por descargas atmosféricas, fallas externas o maniobras de switcheo en el sistema.

Arqueo entre devanados o entre espiras contiguas de capas diferentes de un mismo devanado, debido a sobretensiones o por movimientos de los devanados bajo la acción de fuerzas electromagnéticas durante corto-circuitos externos.

Fallas en los contactos del cambiador de derivaciones produciéndose calentamiento localizado o corto circuitado de vueltas entre derivaciones.

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

- Deterioro del aislamiento en transformadores.

El aislamiento sólido debe protegerse contra la absorción de humedad y contra temperaturas excesivas.

Hay dos cualidades principales que se aprovechan en el aislamiento sólido de los transformadores: la rigidez dieléctrica y la resistencia mecánica.

La resistencia mecánica (resistencia a la tensión principalmente) se va reduciendo paulatinamente aún bajo condiciones de trabajo (o temperatura) normales, pero la velocidad de este envejecimiento se duplica aproximadamente por cada 8°C de incremento en la temperatura de diseño de los materiales.

La rigidez dieléctrica no se ve afectada por esta disminución en la resistencia mecánica, sino hasta que el aislamiento se debilita y se agrieta. Este agrietamiento, suele producirse cuando el transformador se somete a excesivo esfuerzo mecánico (corto-circuitos externos, traslados o choques mecánicos).

Los efectos del exceso de temperatura sobre aceites minerales expuestos al aire - se traducen en la formación de lodos como producto de oxidación. Estos lodos - tienden a formar depósitos sobre los devanados y el núcleo, actuando como aisla-

miento térmico entre estas partes y el aceite refrigerante, acelerando el envejecimiento del sistema aislante.

El uso de un tanque conservador evita que estos lodos se precipiten en el interior del transformador propiamente, ya que se colectan en dicho tanque de donde pueden ser removidos. El uso de nitrógeno a baja presión (sistema inerteaire por ejemplo) o el sellado hermético, eliminan prácticamente la formación de lodos.

La presencia de humedad en el aceite reduce su rigidez dieléctrica, lo cual puede ser causa de arcos cuando se presentan sobretensiones momentáneas.

- Sobretensiones en transformadores.

Las sobretensiones a que puede estar sometido un transformador en operación son ocasionadas por descargas atmosféricas. Estos voltajes se presentan en la forma de un impulso caracterizado por una rapidísima elevación a su valor máximo o de cresta y un lento descenso a cero.

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

Las características de construcción del transformador determinan su comportamiento eléctrico ante las descargas atmosféricas, en especial, si el diseño del transformador no es cuidadoso en este sentido, se pueden presentar oscilaciones resonantes internas durante el período de descenso del impulso aplicado, y también se presentan gradientes de potencial muy elevados en determinadas secciones del embobinado durante el frente del impulso y durante su descenso.

Los dispositivos de protección que se usen contra las sobretensiones y el nivel de aislamiento de las líneas adyacentes determinan el valor máximo de tensión que puede presentarse en las terminales de un transformador bajo cualquier circunstancia.

Además de las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas, un transformador puede verse sometido a sobretensiones menos severas originadas por los cambios en la topología del sistema como es el caso de las maniobras de switcheo o cuando se presentan fallas. En estos casos las sobretensiones que se presentan son mayores cuando hay reencendido del arco dentro de un interruptor, alcanzándose valores hasta del orden de seis veces el valor de cresta del voltaje nominal dependiendo de las características del sistema.

Como en el caso de las descargas atmosféricas, los dispositivos de protección, - el aislamiento de las líneas y las características del sistema determinan la máxima sobretensión que puede presentarse.

- Protección contra sobretensiones.

La protección de líneas e instalaciones contra las descargas atmosféricas directas debe hacerse básicamente mediante "blindaje" para evitar que incidan sobre los conductores eléctricos o equipo, dicho blindaje suministrará además, trayectorias para drenarlas fácilmente a tierra (pararrayos en instalaciones e hilos de guarda en líneas). Esto es necesario debido a que siempre existe la posibilidad de que durante una descarga demasiado severa el margen de protección suministrado por los dispositivos de protección, tales como apartarrayos, explosores, etc. sea inadecuado y puedan presentarse elevaciones de tensión muy rápidas con valores de cresta muy altos o corrientes de descarga muy por encima de sus valores máximos de trabajo.

- Apartarrayos tipo valvular.

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

El apartarrayos suministra el más alto grado de protección contra sobretensiones debido a que el voltaje de ruptura del elemento tipo gap (el cual determina el voltaje de descarga máximo inicial) y el voltaje de descarga del elemento valvular (el cual determina el voltaje máximo durante la descarga) tienen aproximadamente un mismo valor que se mantiene constante a lo largo de una descarga.

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

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

La regla usual de seleccionar voltajes nominales de apartarrayos al 105% del vol

taje de operación para sistemas no aterrizados a través de impedancia y del 84% (80% de 105%) para sistemas sólidamente aterrizados, puede ser inadecuada para algunos sistemas por lo que se debe recurrir al cálculo de sobretensiones transitorias y permanentes cuando haya lugar a dudas.

-Explosores (air gaps).

Aunque de construcción extremadamente simple y fuerte los gaps tienen dos desventajas importantes:

Una vez encendido el arco, se necesita desenergizarlo para su extinción, con la consecuente salida del equipo que protege.

La tensión de ruptura es muy elevada para impulsos de frente de onda muy alta - (crecimiento muy rápido de la tensión), lo cual requiere distancias cortas para niveles básicos de aislamientos no muy altos. Sin embargo, los gaps rompen aún con impulsos cuyos valores de cresta son muy bajos durante el período de descenso, lo cual produce operaciones demasiado frecuentes con sobretensiones causadas por switcheo o fallas de líneas.

Por estas razones los gaps se utilizan como protección de respaldo contra sobretensiones y su uso de hecho está indicado en voltajes de distribución en donde el relativo sobreaislamiento de los transformadores permite el uso de gaps lo suficientemente grande para no operar con sobretensiones de switcheo o fallas de líneas.

Relevadores actuados por gases o sobrepresión.

Relevadores Buchholz.

Aplicación.- Aunque si bien este relevador es capaz de operar con gran rapidez para fallas internas "mayores", su característica más sobresaliente es su sensibilidad a las fallas incipientes, esto es, fallas menores inicialmente, con desprendimiento de gases.

Para fallas mayores opera con gran confiabilidad, aunque si bien en este caso existen relevadores eléctricos de mayor velocidad, la generación de gases es muy rápida (arriba de $50 \text{ cm}^3/\text{kw seg}$), requiriéndose tiempos de operación mínimos de 6 ciclos y tiempos promedio de 12 ciclos.

Este relevador aprovecha la circunstancia de que los aceites minerales producen

gases inflamables al descomponerse a temperaturas superiores a los 350° C, tales como acetileno y otros hidrocarburos de molécula simple, hidrógeno y monóxido de carbono.

- Principio de funcionamiento.

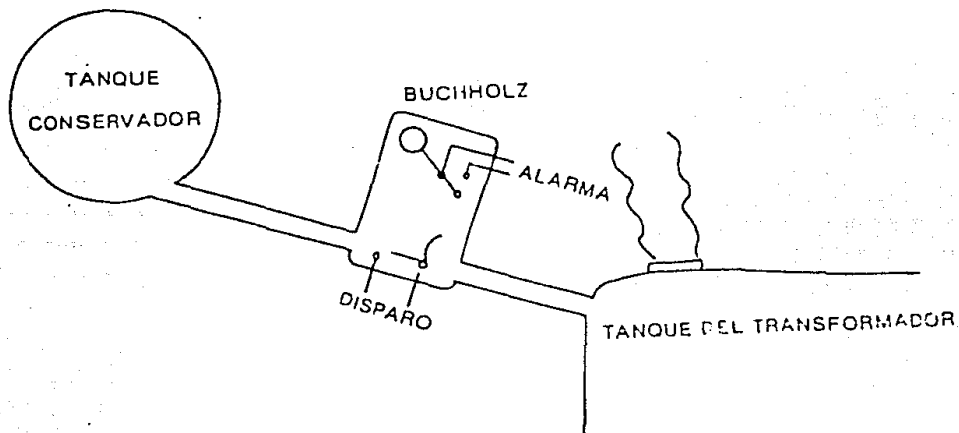


Figura 3.33 Aplicación del relevador Buchholz para la protección del transformador.

La Figura 3.33 muestra que a medida que el gas se acumula en el relevador, el nivel de aceite baja y con éste el flotador superior opera un switch de mercurio - que hace sonar una alarma en una primera etapa. Este mecanismo responde a pequeños desprendimientos de gases.

En fallas severas se presenta una generación súbita de gases que causa movimiento de aceite y gas en el tubo que interconecta al transformador con el tanque - conservador y por lo tanto en el relevador Buchholz, se acciona un segundo mecanismo que a su vez opera un switch de mercurio para disparo.

Operación.

Las siguientes reglas deberán seguirse cuando ha operado un relevador Buchholz:

I.- Operación de alarma, sin operación de disparo.

El transformador debe desenergizarse de inmediato y se hará análisis de gases de prendidos. Dependiendo de este análisis se podrá tener cualquiera de los tres ca sos siguientes:

Ia.- El gas no es inflamable (y/o prueba de presencia de acetileno es negativa).

Presumiblemente en este caso, los gases son restos de aire, por lo que el transformador puede entrar en operación sin más trámite. Si el relevador continúa alarmando sin detectarse gases inflamables se evidencia que hay entrada de aire al transformador la cual debe eliminarse.

Ib.- Los gases son inflamables (y/o prueba de presencia de acetileno es positiva).

En este caso existe falla interna incipiente que debe localizarse y eliminarse antes de volver a energizar el transformador.

Ic.- Hay gases en el relevador pero la presión es negativa por lo que al abrir la válvula de purga se absorbe aire y el nivel de aceite baja más en el relevador.

En este caso el nivel de aceite está muy bajo, no se tienen fugas de aceite, elimínense las fugas, normalícese el nivel de aceite y energícese el transformador.

II.- Operación de disparo, sin operación de alarma.

Disparo causado por flujo excesivo debido a que el transformador ha sido sobrecargado térmicamente (dilatación excesiva del aceite).

Permitase suficiente tiempo para enfriamiento y energícese nuevamente.

III.- La alarma opera y prácticamente al mismo tiempo el transformador se dispara (ya sea inmediatamente antes o inmediatamente después de la alarma). Llévase a cabo análisis de gases y procédase como en Ia, Ib o Ic.

IV.- En algunos casos cuando se saca de servicio un transformador, a medida que se va enfriando puede llegar a operar la alarma debido a la existencia de un poco de gas en el relevador y a ondulaciones en la superficie de separación

gas-aceite que dan lugar a movimiento del flotador de alarma: por lo que conviene hacer una purga antes de volver a energizar.

Relevadores actuados por sobrepresión y relevadores de presión súbita.

En transformadores con sello hermético (sin tanque conservador) la unidad de disparo del relevador Buchholz no es aplicable por lo que puede usarse una unidad de sobrepresión como se ilustra en la Figura 3.34.

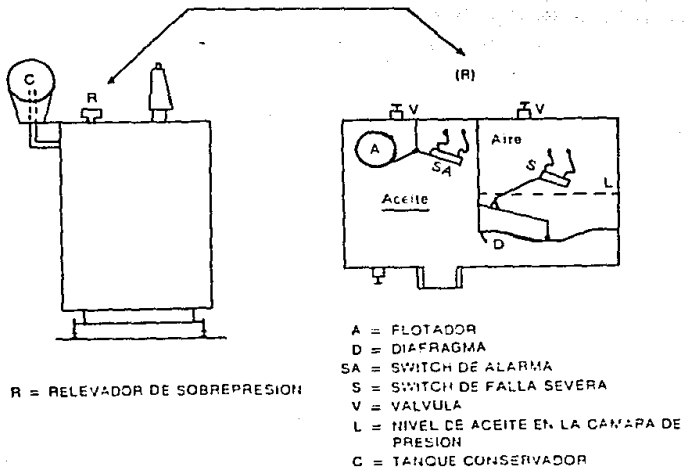


Figura 3.34 Protección del transformador con relevador de sobrepresión.

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

Problemas de operación con relevadores actuados por gases, sobrepresión y presión súbita.

Debido al alto grado de sensibilidad de los mecanismos que operan contactos de mercurio, estos relevadores pueden operar erróneamente por alguno de los siguientes motivos:

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

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

Protección eléctrica de transformadores.

Protección primaria y protección de respaldo.

El objetivo primordial de la protección primaria de un transformador es su desconexión en la forma más rápida posible cuando se ha presentado una falla en su interior o en algún punto exterior sobre él: entendiéndose que dicha falla una vez que se ha presentado va a causarle un daño inmediato cada vez mayor o va a provocar inestabilidad en el sistema, a medida que el tiempo de desconexión es más largo.

Quizá sea una excepción a esta regla cuando se tiene una falla incipiente que solamente es capaz de operar la alarma del relevador Buchholz ya que no se prevee el disparo automático y se da oportunidad al operador de hacer maniobras en el sistema antes de desconectar el transformador, con objeto de evitar problemas en el suministro de energía.

Por lo tanto, los requisitos más importantes que debe llenar una protección primaria son:

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

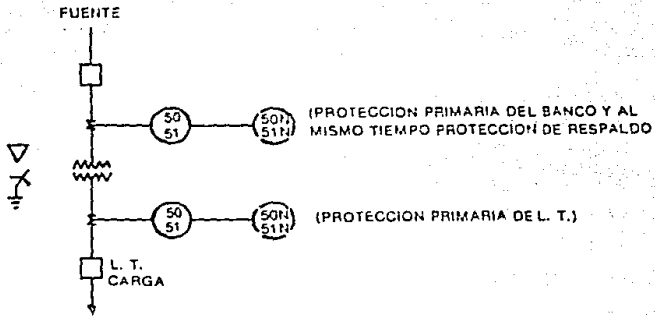


Figura 3.35 (Protección primaria del banco y al mismo tiempo protección de respaldo).
(Protección primaria del L.T.)

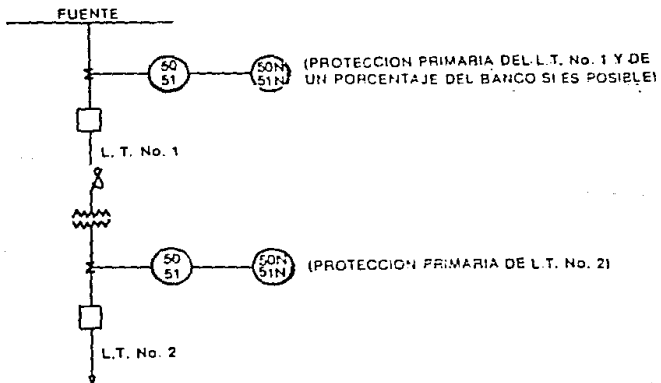


Figura 3.36 (Protección primaria del L.T. No. 1 y de un porcentaje del banco si es posible).
(Protección primaria del L.T. No.2)

Se entiende por protección de respaldo de una línea o de determinado equipo, la protección suministrada por los relevadores capaces de detectar una falla en dicho equipo y que operará solamente después de que la protección primaria ha fallado en su operación.

Los requisitos más importantes que debe llenar una protección de respaldo son:

- a) Los relevadores de respaldo deben localizarse en tal forma que no empuen o controlen algún dispositivo en común con los relevadores primarios.
- b) Los relevadores de respaldo deben ser sencillo y operar con suficiente retraso de tal forma que la protección primaria pueda operar.

Esto es importante ya que se dota a la protección primaria hasta donde es posible de sensibilidad, velocidad y selectividad suficiente para dar una buena protección y continuidad de servicio.

- c) En la protección de respaldo quizás únicamente el primer requisito de impuestos a la protección primaria, la sensibilidad, tiene preponderancia; la velocidad esta supeditada a la coordinación con la protección primaria y finalmente, el grado de selectividad, si se acerca al de la protección primaria aumenta el costo total de las protecciones y dejaría de ser sencilla.

Protección con relevadores de sobrecorriente.

La protección primaria de un transformador con relevadores de sobrecorriente es poco frecuente, empleándose solamente cuando el costo de la protección diferencial no es justificable económicamente. Por tanto la protección de sobrecorriente se usa generalmente en transformadores pequeños (menos de 5000 KVA.). Todavía más aún en estos casos, cuando la carga no es importante; se prefiere proteger el transformador con fusibles de alta tensión como esquema de protección primaria, dado que la protección de sobrecorriente implica disponer de un interruptor del lado de la generación normalmente en alta tensión. (ver figura 3.35 y 3.36).

La protección de respaldo contra fallas externas, se usa siempre y cuando se disponga de un interruptor convenientemente situado.

El esquema de protección consiste en un transformador de corriente en cada fase y por lo menos dos relevadores para protección de fallas entre fases y un relevador para fallas a tierra.

Sensibilidad y velocidad.

Los relevadores deben ser coordinados con los relevadores de elementos adyacentes ante la presencia de fallas externas; ésto puede hacer que los tiempos de desconexión con fallas internas sean muy largos y el transformador pueda resultar severamente dañado. En el caso de los relevadores de fase, el pick-up debe ser superior al valor de carga máxima por lo cual su sensibilidad no es muy alta.

Asimismo, los relevadores pueden dotarse de un elemento adicional instantáneo para fallas severas (tanto entre fases como de fase a tierra), de sensibilidad relativamente baja ya que su pick-up debe ser superior a la corriente de magnetización (inrush).

En el caso de devanados no aterrizados (ya sea en delta o en estrella) la protección de sobrecorriente para fallas a tierra puede ser de sensibilidad excelente ya que el pick-up puede hacerse tan bajo como se quiera al no haber corriente de secuencia cero en condiciones normales (ver Figura 3.35).

Protección selectiva de fallas a tierra.

Este esquema es como una protección diferencial que se usa exclusivamente en el devanado estrella aterrizado en un transformador contra fallas a tierra.

La sensibilidad de esta conexión es superior a la de un relevador de tierra en conexión normal (con pick-up de este último superior a la corriente residual máxima por desbalance) y el tiempo de desconexión teóricamente puede ser instantáneo ya que es insensible a las fallas y por lo tanto no necesita retardo, ya que no necesita coordinarse con otras protecciones de elementos adyacentes.

Su sensibilidad es inclusive superior a la de una protección diferencial normal que no protege la totalidad del devanado cuando se aterriza a través de impedancia.

Este tipo de protección se utiliza de hecho para complementar la protección diferencial de un transformador cuando está aterrizado a través de una impedancia, debido a que un porcentaje alto del devanado en estrella no queda protegido aún con relevadores diferenciales muy sensibles.

Protección diferencial del transformador.

Generalidades.

Es bien conocido que un esquema de simple protección diferencial -en el cual las-

corrientes entrando a un equipo cualquiera y saliendo de él, se hacen circular en un circuito secundario, previa igualación mediante transformadores de corriente - condiciones normales de trabajo (sin falla), y cuya diferencia en caso de existir (condición de falla) se hace pasar a través de una bobina de operación- esto puede no funcionar confiablemente por las siguientes razones:

1.- Diferencia en las características de corriente de magnetización y/o el diferente grado de saturación de los transformadores, especialmente en condiciones de falla.

2.- Dificultad para igualar las corrientes en el circuito secundario debido a limitaciones en las relaciones de transformación disponibles en los transformadores de corriente.

3.- Relación de transformación variable en un transformador con cambiador de taps.

4.- Corriente magnetizante momentánea al energizar un transformador (inrush current) la cual sólo aparece en los TC's desde donde se energiza y no es cancelada.

Estos cuatro puntos mencionados tienden a hacer que el relevador simple descripto tienda a operar innecesariamente.

Además del relevador diferencial descrito, llamado de baja impedancia existe otro tipo de relevador diferencial que se usa casi exclusivamente en la protección de buses y es el relevador de alta impedancia.

Este relevador resuelve fácilmente las dificultades del inciso 1.; y en cuanto a los incisos 2, 3 y 4, no se presentan en la protección de buses.

Relevadores diferenciales con retención.

El comportamiento de un transformador de corriente por el que pasa únicamente la corriente de carga de un transformador puede predecirse y seleccionarse de hecho para que no se sature (o se sature hasta cierto punto), para cualquier corriente de falla externa ya que de hecho el mayor valor de falla externa con fuente infinita en un extremo y la falla en el otro extremo del transformador (con valor de 100% Z p.u.).

Esto no puede predecirse en transformadores de corriente de líneas que llegan a un bus cuyo valor de carga o falla depende de aumentos futuros en la generación - conectada al sistema.

Por lo tanto, conociendo el desacoplo máximo (dificultad al igualar las corrientes secundarias en condiciones de carga máxima), la carga conectada a los transformadores de corriente y el valor máximo de falla externa, puede calcularse con exactitud la magnitud de corriente diferencial que va a pasar por la bobina de operación.

Esta corriente diferencial aumenta a medida que también aumenta la corriente de falla externa; por lo tanto un relevador que opere cuando la corriente diferencial sea mayor o igual que un porcentaje de la corriente de falla externa, no operará, si este porcentaje de ajuste en el relevador es mayor que el calculado.

Protección de respaldo.

Como se mencionó anteriormente la práctica de protección de la C.F.E. consta en todos los casos de una protección primaria que es completamente selectiva y se provee además una protección de respaldo normalmente más lenta que es capaz de detectar condiciones anormales en cualquier punto del sistema y de operar en caso de que la protección primaria falle.

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

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

En la C.F.E. la protección de respaldo de las líneas adyacentes a un transformador, constituye también casi invariablemente la protección de respaldo del mismo transformador, o sea su protección diferencial (una excepción a esta regla, por ejemplo son los relevadores de distancia de respaldo, los cuales se conectan viendo hacia el transformador con solamente un pequeño margen de sobrealcance); más aún, el ajuste de rapidez de dicha protección se hace tomando en cuenta la coordinación con las protecciones de las líneas adyacentes al transformador y no se hacen estimaciones de su comportamiento dentro del mismo (excepto en los buses de alta, baja y tensiones intermedias, si las hay).

En transformadores conectados a más de una fuente pueden requerirse uno o más relevadores direccionales para conseguir buena protección y selectividad. Cada conjunto de relevadores de respaldo deberá disparar su interruptor asociado.

El uso de unidades instantáneas solamente es recomendable en transformadores que tienen generación por un solo lado, para respaldo de fase y deberán ajustarse lo suficientemente altos; funcionando exclusivamente como respaldo para fallas internas.

Protección de transformadores.

El esquema de protección actual contra sobrecorrientes de los transformadores de distribución tipo poste de 75 y 112.5 KVA., instalados en las redes aéreas de distribución de 23 KV. del área metropolitana, consiste únicamente de fusibles de potencia tipo expulsión de 3 amperes, con velocidad de fusión K y capacidad interruptiva de 12 KA simétricos, los cuales se instalan en el primario de dichos transformadores.

Los resultados de la aplicación de este esquema de protección, han demostrado deficiencias bien marcadas tales como, número elevado de fusibles operados y transformadores fallados así como de gran cantidad de tramos de conductor secundario (Neutranel) quemado debido principalmente a las fallas secundarias. Se ha demostrado, por pruebas de laboratorio y de campo, que las ventajas supuestas de la protección integral del esquema descrito, está limitado a ciertos rangos de corriente, descuidándose otros de suma importancia, como son: las sobrecargas y los diversos tipos de fallas secundarias que originan diferentes magnitudes de corriente en el lado primario del transformador.

En la actualidad, se han desarrollado y puesto en operación, en varias partes del mundo, diversos esquemas de protección contra sobrecorrientes para los transformadores de distribución. Los problemas con los que se han enfrentado los estudios de coordinación de dichos esquemas, son múltiples y de diversa naturaleza y que tienen su origen en tres fuentes principales, como son:

- Las características propias al transformador.
- Los fenómenos operativos del sistema de distribución de media y baja tensión.
- Las características de operación de los equipos de protección asociados.

Los compromisos a los que se sujetan los esquemas de protección de transformado-

T A B L A 1.

Características para definir la curva de daño en transformadores de la categoría I. (1 a 500 KVA.)

Tipo de daño	No. de veces la corriente nominal	Tiempo en segundos
Térmico	2	2000
	3	300
	4	100
	5	50
	6	35
	7	25
	8	20
	9	15
	10	12.5
	15	5.8
	20	3.3
	25	2.0
Mecánico	30	1.5
	40	0.8
	50	0.5

res de distribución son los siguientes:

- Desconectar rápidamente un transformador fallado del sistema de distribución.
- Prevenir una falla catastrófica (cualesquiera que sea su origen) en el transformador fallado.
- Proteger al transformador contra cargas severas.
- Soportar las sobrecargas admisibles de cualquier magnitud.
- Soportar las corrientes transitorias de energización (inrush) y las llamadas corrientes de carga fría (Cold Load pick up currents).
- Soportar las corrientes transitorias debidas a la inducción de sobretensiones por descargas atmosféricas.
- Coordinar con los dispositivos de protección más próximos conectados en serie.

Características del transformador.

Para la elaboración del estudio de coordinación, y puesto que se desconocen las características reales de operación de los transformadores, es por lo que se tomó los criterios establecidos en la "Guía de duración de corrientes de falla de transformadores" (P784/D4, Agosto 6, 1984) de la Norma ANSI C57.12.00, para definir, en las hojas de coordinación, lo que se ha dado por llamar "Curva de daño del transformador"; ésta, no es una curva de falla propiamente, sino que es una indicación de la pérdida de vida, por operaciones ocasionales del transformador, a la derecha de ella. En este caso específico, se tomó la categoría I (1 a 500 KVA.) para transformadores autoenfriados en aceite, con las características de la tabla I.

Corrientes transitorias de energización (inrush).

Estas corrientes tienen su origen cuando se energiza un transformador y cuando por alguna razón se abate momentáneamente la tensión en el lado de la fuente. Su magnitud y duración dependen de:

- El flujo residual en el núcleo del transformador.
- El punto sobre la onda de tensión cuando ocurre la energización.

La práctica común empleada hasta hoy indica que las magnitudes de corriente que deben soportar los equipos de protección primaria, sin dañarse, son: 25 veces la corriente nominal primaria para 0.01 segundos y 12 veces para 0.1 segundos.

Corriente de carga fría. (cold load pick-up current).

Estas se originan debido a la energización súbita del transformador con cierto tipo de carga, el cual experimentó previamente una interrupción. Su magnitud y duración depende de cada sistema eléctrico en particular y de los tipos de carga conectada, no es posible definir los valores característicos de carga fría, sin embargo, los valores sugeridos son dados por la experiencia y corresponden a:

- 6 veces la corriente nominal primaria para 1 seg.
- 3 veces la corriente nominal primaria para 10 seg.
- 2 veces la corriente nominal primaria para 100 seg.

Se ha dado por llamar "corriente de carga caliente" (hot load pick-up current) al efecto combinado de la corriente de magnetización y la corriente de carga fría.

Características de los equipos de protección asociados al transformador.

Los fusibles proporcionan algunas ventajas de protección contra sobrecorrientes a transformadores, ya que estos equipos pueden tener las ventajas de capacidad interruptiva elevada y dimensiones reducidas, otra ventaja adicional es su precio económico.

Para la selección de los fusibles se requiere de una coordinación selectiva de los dispositivos de protección del lado de la fuente y del lado de la carga, debiéndose considerar otros puntos importantes tales como:

- Tensión nominal del sistema.
- Corriente de corto-circuito disponible.
- Perfil de la carga asociada al transformador.
- Corrientes de magnetización y de carga fría.
- Características corriente-tiempo de fusión e interrupción total del fusible.
- Características de la tensión transitoria de restablecimiento del alimentador.
- Características de dañabilidad del elemento sensible a la corriente del fusible.

Filosofía de protección.

Los compromisos de protección que deben satisfacer los diversos equipos eléctricos destinados a este fin, son múltiples y de diferente tipo. En el caso particular de los fusibles, no se satisfacen todos los requisitos de protección mediante

la selección de un fusible en particular por consiguiente, se han establecido criterios de aplicación con el objeto de proteger al transformador contra las fallas que se estiman más severas. Por tanto, es necesario evaluar el grado de protec--ción al transformador y los riesgos a los que se sujetan éstos, cuando se prote--gen con fusibles de diseño particular.

Relación de fusión (fusing ratio).

En general, esta relación se define como el cociente de la corriente nominal del fusible y la corriente a plena carga del transformador. Algunas relaciones muy - usadas son de 1.5 y 2.0, pero para algunas aplicaciones específicas, se requieren relaciones de fusión tan bajas como 1.0 o tan altas como 6.0.

Proteger transformadores haciendo uso de relaciones de fusión bajas, implica una- protección contra sobrecargas, y por tanto, el fusible seleccionado será tan pe--queño en corriente nominal como sea posible. Los criterios de protección emplean- do relaciones de fusión bajas o altas, implica ventajas y desventajas relaciona--das con:

- Continuidad del servicio.
- Costo de reposición de fusibles.
- Fallas en el transformador debidas a sobrecargas.
- Coordinación con otros equipos de protección.

Esquema de protección a transformadores.

Ante la complejidad de la protección a transformadores, se han desarrollado y - puesto en operación, en otras partes del mundo, varios esquemas de protección, en los cuales se emplean cortacircuitos de distribución de eslabón universal, fusi--bles limitadores de corriente de respaldo y rango completo (back up, full range), cortacircuitos, fusibles de potencia y de eslabón descubierto; todos éstos, en diferentes arreglos de protección primaria. Asimismo, se han desarrollado otros esquemas que incluyen la protección del lado de baja tensión del transformador, mediante interruptores termomagnéticos con o sin fusibles (doble elemento y limita- dores de corriente).

El desarrollo de la tecnología del transformador completamente autoprottegido, ha- sido el resultado del planteamiento de todas las alternativas de protección posi- bles, pues incluye la protección primaria y secundaria, la protección contra des- cargas atmosféricas y los sistemas de señalización de operación y falla.

Las ventajas y desventajas técnicas y económicas de su uso no serán tratadas en este trabajo, sólo se mencionará como una alternativa de protección digna de tomarse en cuenta.

Esquemas de protección primaria con fusibles.

Las principales ventajas de estos esquemas son, la simplicidad de instalación, mantenimiento y su costo relativamente bajo, mismas que le han conferido gran aceptación.

- Protección única con fusibles de potencia tipo expulsión.

En la actualidad, este esquema es empleado por C.L.F.C. para la protección de la gran mayoría de sus transformadores de distribución tipo poste.

Consta únicamente de un fusible de potencia conectado en cada fase primaria del transformador. Los criterios de selección y coordinación de estos fusibles, indican que éstos no deben operar con las corrientes de magnetización y de carga fría del transformador. Las relaciones de fusión más usadas son de 1.0, 1.5 y 2.0.

El caso de la protección con cortacircuitos fusibles de distribución de eslabón universal, es muy similar a la anterior. La única diferencia que presentan éstos con respecto a los fusibles de potencia, es que poseen una capacidad interruptiva menor.

Esquema serie de cortacircuitos de distribución y fusible limitador de corriente de respaldo (back up).

En este esquema, por naturaleza, se designa a los cortacircuitos fusibles como fusibles protectores, y sus eslabones fusibles se seleccionan con relaciones de fusión bajas, de tal manera que interrumpan la mayoría de corrientes, desde la mínima de fusión hasta antes de la correspondiente a su capacidad interruptiva nominal. Se dice que los fusibles limitadores son los fusibles protegidos y su operación queda restringida únicamente con corrientes de falla severas.

Las deficiencias de los esquemas antes mencionados, son: no se protegen en ningún caso contra sobrecargas permisibles ni cortos circuitos secundarios de fase a tierra. Es claro comprender esto, puesto que las características, tanto de daño del transformador como de operación del fusible, presentan pendientes muy diferentes y aún cuando se seleccione el fusible con relación de fusión más baja, el problema sigue latente, incrementándose el riesgo de operar por corrientes inrush y/o de carga fría.

Esquemas de protección combinada, primaria y secundaria.

Con este tipo de esquema, se pretende proporcionar la protección adecuada con respecto a las fallas más representativas ya mencionadas. Las alternativas de aplicación incluyen, interruptores termomagnéticos y fusibles de baja tensión clase K no renovables.

Los criterios de aplicación de cortacircuitos fusibles primarios, ya sea de potencia o de distribución (con eslabón universal), dependiendo del nivel de cortocircuito primario, dependen de la coordinación, deseada con los equipos de protección hacia el lado de la fuente. Los fusibles se seleccionan con relaciones de fusión 3.0 e inclusive 4.0, para los tipo K, rápidos; y con relaciones de fusión 5.0 y 6.0 para los tipo T lentos.

Las desventajas de este esquema de protección, radican principalmente, en la posibilidad de operar cargas trifásicas con una o dos fases, cuando por alguna falla, operan uno o dos fusibles de baja tensión.

Aplicación de interruptores termomagnéticos.

Actualmente en varios países, se han hecho estudios tendientes a optimar el uso de interruptores termomagnéticos para la protección, en baja tensión, de los transformadores de distribución tipo poste. Algunas de las fuertes limitaciones a que se enfrentan dichos estudios son, que los interruptores termomagnéticos y los transformadores poseen características térmicas y por lo tanto constantes de tiempo diferentes, por otra parte, el interruptor no posee ventajas de recierre automático.

El esquema de protección que se sugiere, está destinado para la protección de los devanados secundarios de los transformadores y de los conductores de distribución en baja tensión. Consiste de un interruptor termomagnético de caja moldeada accionado por un sistema automático de recierre, y como respaldo de protección al transformador contra fallas catastróficas, se tienen cortacircuitos de distribución de eslabón fusible universal, conectado en cada una de las fases primarias de éste.

- La capacidad interruptiva necesaria para este equipo, no es tan severa, ya que las capacidades interruptivas de los termomagnéticos comerciales para capacidades de conducción hasta de 225 y 400 A nominales son de 25 y 35 KA simétricos en 240 V. respectivamente y nunca se corre el riesgo de quedar abajo de la capacidad de cortocircuito instalada, aún hasta en

el punto más cercano de una subestación de distribución.

Para que este equipo tenga las ventajas de protección necesaria para una transformador de distribución, es necesario que el interruptor termomagnético se habilite con un sistema o mecanismo de recierre, además de un sistema electrónico de control de eventos cierre-apertura, con un sistema de bloqueo para un límite dado de eventos y además que su operación sea manual y automática y que cuente con un sistema de señalización.

Todo el equipo protector, deberá estar integrado en un gabinete metálico para intemperie, ya que se montará al poste en la parte inferior al transformador. Es necesario que este equipo integrado, sea lo más compacto posible, además de que su sistema de ventilación sea lo más eficiente para evitar sobreelevaciones de temperatura y consecuentemente operaciones innecesarias del interruptor provocadas por exposiciones prolongadas a los rayos solares.

b) Transformadores de regulación. Protección de reguladores

Los transformadores de regulación pueden ser del tipo "en fase" o del tipo "defasador". El primero proporciona medios para aumentar o disminuir tensión del circuito bajo carga en su localidad sin cambiar el ángulo de fase. El segundo cambia el ángulo de fase y por lo general también la magnitud de la tensión bajo carga. Un transformador de regulación puede utilizarse en un circuito solo o en conjunto con un transformador de potencia. O bien puede construirse la función del transformador de regulación dentro de un transformador de potencia.

Protección del tipo enfase.

La siguiente figura muestra en forma esquemática el equipo de relevadores que se recomienda para la protección contra corto-circuitos internos. Deberá utilizarse la protección diferencial de porcentaje, semejante a la de generadores, para proteger el arrollamiento serie sus conexiones a sus interruptores.

Si el transformador de regulación está bastante cerca de un transformador de potencia en el mismo circuito, puede extenderse la zona de la protección diferencial del transformador de potencia para incluir la regulación. La pendiente en porcentaje del relevador diferencial deberá ser bastante elevada para acomodar la gama completa del cambio de tensión, como ya se mencionó para transformadores de potencia con cambiador de tomas de regulación.

Los arrollamientos excitadores necesitan equipo de protección separado debido a que el equipo que protege el arrollamiento serie no es lo suficientemente sensible para los arrollamientos excitadores.

Esto se debe a que el valor nominal de la corriente de plena carga del arrollamiento excitador es mucho menor que la del arrollamiento serie y la corriente de corto-circuito es baja en proporción; por ejemplo, en un transformador de regulación que cambia la tensión del circuito en $\pm 10\%$, el valor nominal de la corriente de plena carga de arrollamiento excitador será 10% de la del arrollamiento serie. La situación es la misma a la ya descrita para proteger dos transformadores de potencia de tamaño diferente con un relevador diferencial. En la práctica un relevador de equilibrio de corriente protege el arrollamiento excitador, como se muestra en la Figura 3.37.

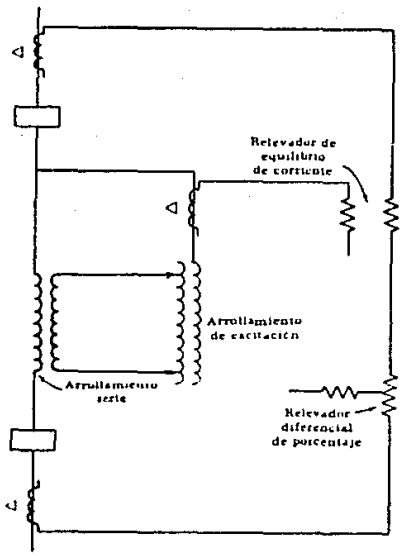


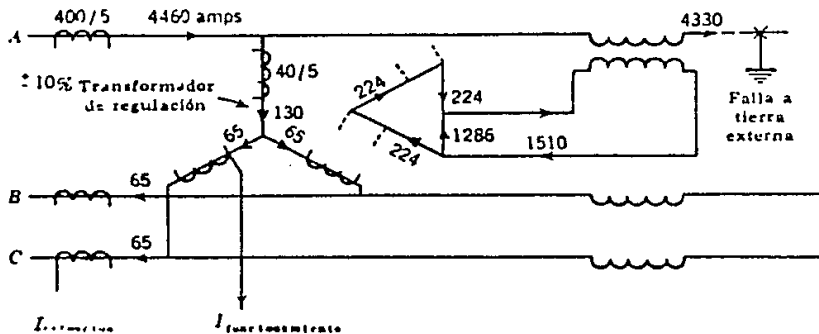
Figura 3.37 Protección de un transformador de regulación en fase.

Mientras no hay falla en los arrollamientos excitadores, la corriente de excitación de un transformador de $\pm 10\%$ nunca excederá 10% de la corriente nominal del arrollamiento serie; el relevador de equilibrio de corriente funcionará siempre -

que la de la relación de la corriente de arrollamiento excitador a la de serie - sea casi 25% más elevada que la relación máxima normal bajo condiciones de máxima elevación o disminución.

Una precaución muy importante es que los TC que alimentan el relevador de equilibrio de corriente deben conectarse siempre en delta. Esto es por si el neutro de los arrollamientos excitadores se pone o no a tierra. La Figura 3.38 muestra los resultados del estudio de una aplicación real donde una falla de fase a tierra externa originaría que los relevadores de equilibrio de corriente de las fases B y C funcionarían en forma incorrecta si se conectaran los TC en estrella.

Se recomienda siempre que sea posible, que la protección de acumulación de gas y de presión suplente el otro equipo de protección de puesta a tierra si puede aislarse de ésta el tanque del transformador de regulación, debido a que se proporcionaría protección más sensible.



Con los TC en Y			Con los TC en Δ		
Fase	I_{max}	I_{tot}	Fase	I_{max}	I_{tot}
A	16.3	55.8	A-B	24.4	56.8
B	8.1	0.8	B-C	0	0
C	8.1	0.8	C-A	24.4	56.8

Figura 3.38 Explicación de por qué se requieren los TC conectados en delta para la protección de un transformador de regulación.

Protección del tipo defasador.

El transformador de regulación del tipo defasador se protege, siempre que sea posible en la misma forma que el de enfase. Sin embargo, con la protección diferencial de porcentaje convencional, todo lo que pueda tolerarse es un defasamiento de 10° ; un defasamiento semejante requiere que los relevadores en dos fases funcionen antes que se permita el disparo, para no disparar en forma indeseada para fallas externas.

Quando se incluyen defasamientos de más de 10° , son necesarias formas especiales del equipo de protección. Algunas veces pueden ser posibles ciertas modificaciones a la protección diferencial convencional. La protección de acumulación de gas y de presión, toma más importancia donde no es completamente adecuada la protección diferencial. A menudo puede proporcionarse protección diferencial de porcentaje completa para arrollamiento en estrella si se dispone de los TC en ambos extremos de cada arrollamiento, o solo puede proporcionarse protección diferencial contra fallas a tierra si se carece de los TC en los extremos neutros. La protección de sobrecorriente puede proteger contra fallas a tierra en un arrollamiento en delta conectado a una fase con neutro puesto a tierra.

Protección de respaldo contra falla externa.

Los relevadores de respaldo contra falla externa del transformador de potencia o circuito asociado con el transformador de regulación, proporcionarán la protección de respaldo necesaria.

Reguladores de tensión escalonados.

Si están provistos los interruptores, deberá utilizarse la protección de presión para reguladores cuyo tamaño físico equivalente es casi 1000 KVA. o mayores.

c) Capacitores.

Introducción.

Son dispositivos eléctricos formados por dos láminas conductoras, separadas por un dieléctrico, de manera que al aplicar una diferencia de tensión almacenan carga eléctrica.

Los capacitores de alta tensión están sumergidos, por lo general, en líquidos dieléctricos y todo el conjunto está dentro de un recipiente pequeño herméticamente cerrado. Sus dos terminales salen al exterior a través de dos boquillas de porce

lana, cuyo tamaño dependerá del nivel de tensión del sistema al que se conectarán. Se fabrican en unidades monofásicas de 50, 100, 150, 200, 300 y 400 KVAR. y en unidades trifásicas de 300 KVAR.; las unidades de uso más común son las de 100 y 150 KVAR.

Una de las aplicaciones más importantes del capacitor es la de corregir el factor de potencia en las líneas de distribución y en instalaciones industriales, aumentando la capacidad de transmisión de las líneas, el aprovechamiento de la capacidad de los transformadores y la regulación de voltaje en los lugares de consumo.

Los primeros capacitores de potencia se fabricaron en 1914, utilizando un aislamiento de papel impregnado de aceite mineral; en 1932 se utilizó como impregnante el askarel y se obtuvo una reducción en tamaño, peso y costo, además de ser un líquido incombustible, sin embargo, es un producto muy contaminante por lo que hace años que su uso se ha desechado. Ultimamente la introducción de los dieléctricos de plástico en los capacitores de alta tensión ha reducido aún más los tamaños, teniéndose problemas menores con las descargas parciales y menores pérdidas. En las instalaciones industriales y de potencia los capacitores se instalan en grupos llamados bancos.

Protección de bancos de capacitores.

Tipos y causas de fallas en los bancos de capacitores: los capacitores como cualquier dispositivo eléctrico, pueden fallar, y en especial si se toma en cuenta que su aislamiento no es muy grueso, y la superficie expuesta a falla es grande.

La posibilidad de falla hace imprescindible que toda instalación de capacitores de potencia, ya sea en alta o en baja tensión, cuente con la protección adecuada.

La protección de bancos de capacitores está íntimamente ligada con el arreglo y conexión de los mismos; los arreglos más empleados son los siguientes:

- a) una sola fila de capacitores en paralelo por fase (Figura 3.39a).
- b) varias filas de capacitores conectadas en serie por fase, serie-paralelo (Figura 3.39b).

La conexión de los bancos puede ser en delta o en estrella; si es en ésta última, dicha conexión puede ser con el neutro conectado a tierra o neutro flotante (Figura 3.39c).

Cuando se utiliza el arreglo de una fila de capacitores en paralelo para la con-

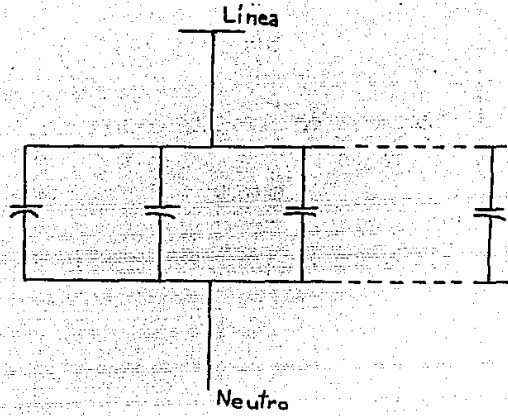


Figura 3.39a Una fila de capacitores por fase.

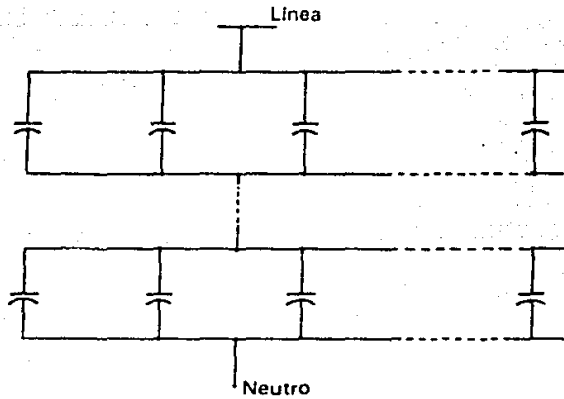


Figura 3.39b Varias filas de capacitores por fase.

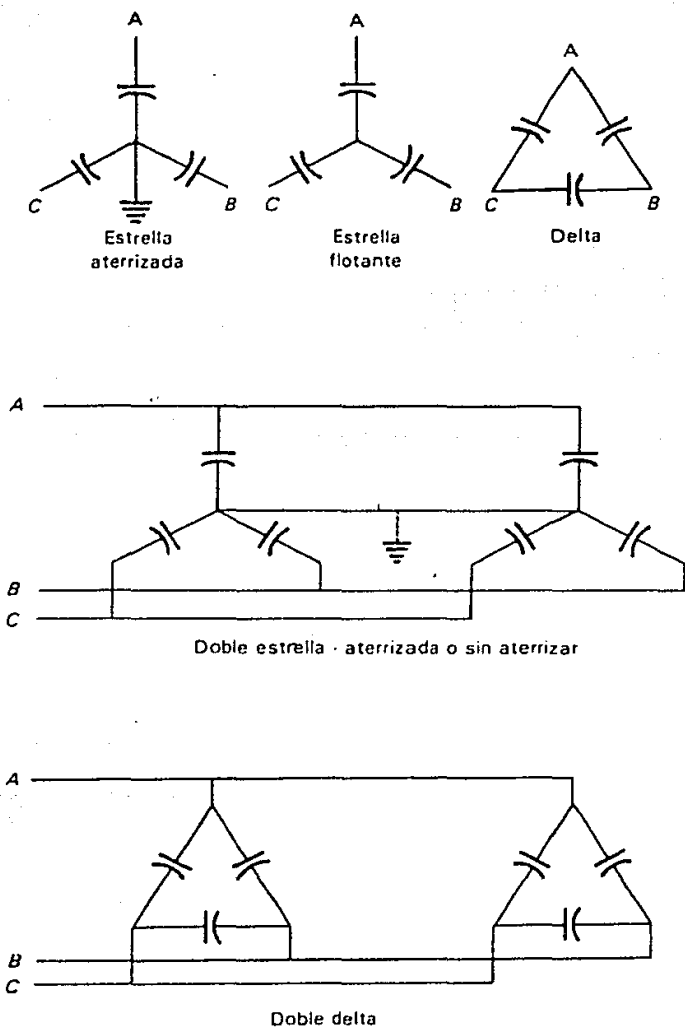


Figura 3.39 Conexiones más comunes utilizadas en los bancos de capacitores.

xión en estrella con neutro a tierra la falla de un elemento del banco viene a resaltar en un falla de una fase a tierra; pero cuando el neutro está flotante, la corriente de falla es igual a tres veces la corriente nominal de dicha fase.

Para el arreglo, serie-paralelo, la corriente de corto-circuito por la falla de un capacitor en una de las filas está limitada por la impedancia de las filas restantes y no varía de una forma tan significativa con el tipo de conexión efectuada.

La protección mediante el empleo de fusibles es la más usada para bancos de capacitores y pueden aplicarse ya sea para proteger unidades individuales o unidades en grupo. A pesar de que la protección individual de capacitores tiene la ventaja de ser más selectiva, de permitir el empleo de fusibles más pequeños y de indicar directamente cual es la unidad fallada, presenta algunos inconvenientes.

En el caso de un banco conectado en estrella con neutro flotante la falla y desconexión de algunas unidades en alguna de las fases origina desplazamiento eléctrico del neutro que, a su vez, ocasiona una sobretensión en los capacitores de dicha fase, o de las fases, que hayan quedado con mayor impedancia. En los bancos conectados en estrella con neutro a tierra, o en delta, cuyas fases estén formadas por varias filas de capacitores conectados en serie-paralelo, la falla y desconexión de algunas unidades de las filas, puede ocasionar una redistribución de la tensión aplicada en dichas filas.

El capacitor es un elemento muy sensible a los excesos de tensión, tanto que un sobrevoltaje de 10% de la tensión nominal lo puede hacer fallar. Por lo antes descrito, la salida de cierto número de unidades pone en peligro a las restantes por exceso de tensión, a no ser que el banco de capacitores tenga un tamaño suficiente para que el desbalance de tensión producido por la salida de algunos capacitores no resulte significativo.

Los bancos de capacitores para alta tensión generalmente se conectan en estrella con neutro flotante, y rara vez con neutro conectado a tierra. El que se utilice uno u otro tipo de neutro depende de las consideraciones siguientes:

- conexión del sistema a tierra.
- fusibles de capacitores.
- dispositivos de conexión y desconexión
- armónicas.

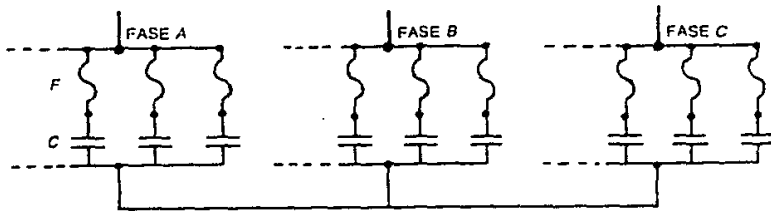
En sistemas eléctricos con neutro aislado o conectado a tierra a través de una impedancia, como es el caso del sistema central mexicano, los bancos de capacitores se conectan con el neutro flotante. En esta forma se evita la circulación, a través del banco de capacitores de armónicas de corriente que producen magnitudes de corriente superior al valor nominal y que pueden dañar los capacitores. Aún en el caso de que los transformadores de la subestación tengan su neutro directamente conectado a tierra, se recomienda instalar el banco de capacitores con su neutro flotante.

La principal ventaja de los bancos de capacitores con el neutro flotante es permitir el empleo de fusibles de baja capacidad de ruptura.

Los bancos de capacitores con neutro flotante se pueden agrupar formando tres tipos diferentes de conexiones, utilizando fusibles individuales en cada capacitor:

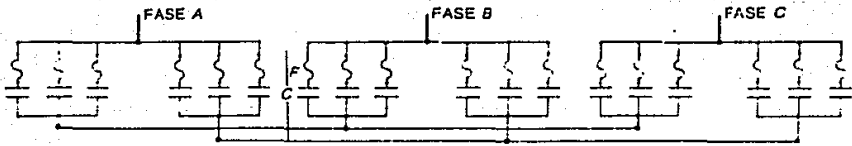
- 1.- Simple estrella, un grupo.
- 2.- Doble estrella, un grupo.
- 3.- Simple estrella, dos grupos en serie.

A continuación se muestran cada una de estas conexiones con su diagrama respectivo y posteriormente en un tabla, las características funcionales y de costo aproximado de cada agrupamiento.



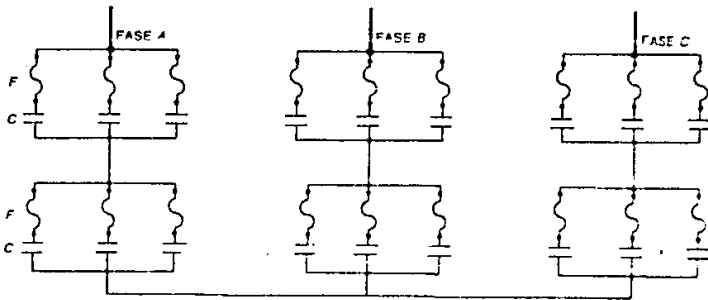
1.- Simple estrella, un-grupo (figura 3.40).

Al presentarse una falla debido a un capacitor dañado, la energía se descarga simultáneamente desde todos los capacitores restantes de la fase afectada.



2.- Doble estrella, un grupo. (Figura 3.41).

En este caso se forman dos estrellas, cada una con su neutro aislado de tierra y del otro neutro. Al presentarse la falla por el capacitor dañado, la energía se descarga simultáneamente de todos los capacitores restantes de una de las estrellas de la fase afectada.



3.- Simple estrella, dos grupos en serie. (Figura 3.42).

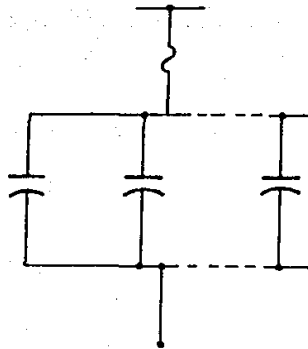


Figura 3.43a Fusible que protege unidades en grupo.

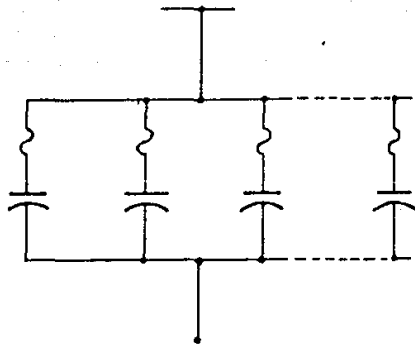


Figura 3.43 Fusibles que protegen unidades individuales.

Esta conexión es apropiada para sistemas con tensiones nominales superiores a -
34.5 KV.

1.- Protección con fusibles.

Los fusibles que actualmente se utilizan, son los del tipo expulsión. Cuando la corriente de corto-circuito es alta, se utilizan fusibles limitadores de corriente. Al seleccionar los fusibles para proteger un banco de capacitores, se deben considerar los siguientes puntos o características:

- a) corriente de carga o nominal
- b) la corriente de puesta en servicio
- c) energía de ruptura del tanque
- d) corriente de corto-circuito que se tiene en el lugar de su instalación
- e) tipo de conexión del banco.

a) Corriente nominal: Independientemente de si se emplean fusibles para un solo capacitor o un grupo de capacitores, primero se debe determinar la capacidad de la unidad, o sea la corriente por fase.

A continuación se debe tomar en cuenta el contenido de armónicas. Un valor de - 1.35 veces la corriente de carga es el factor más empleado para determinar la corriente nominal de un dispositivo de protección del equipo eléctrico. Emplear - factores mayores de 1.35 provocará que el fusible seleccionado, sea insensible a fallas de alta impedancia, entonces la corriente nominal del fusible que se seleccione debe ser la corriente de fase del banco multiplicada por el factor de armónicas 1.35.

En el caso de los fusibles tipo K y T, la corriente nominal de éstos, debe ser - igual a la corriente de carga (I_L) multiplicada por 1.35 y dividida por 1.5 ya que estos fusibles normalmente pueden conducir 150% del valor de su corriente nominal. Esto permite que el banco sea protegido con los fusibles disponibles en el mercado de una manera adecuada.

b) Corriente de puesta en servicio: Una vez que se selecciona el fusible - con el objeto de conducir la corriente de carga más las armónicas del banco, la siguiente consideración es eliminar la posibilidad de que la corriente de puesta en servicio del banco, haga operar los fusibles cuando se energice el banco. Para determinar si el fusible es o no capaz de soportar la corriente de puesta en servicio, es necesario saber la corriente que realmente detectará el fusibles en

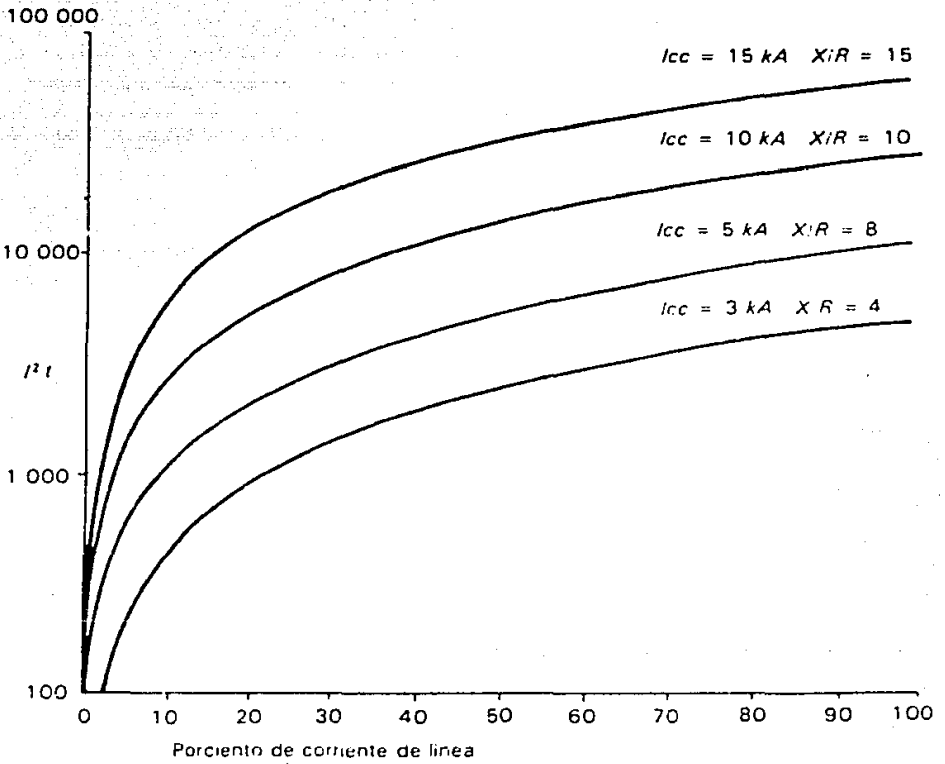


Figura 3.44 Energía de puesta en servicio i^2t de un sistema en estrella aterrizada.

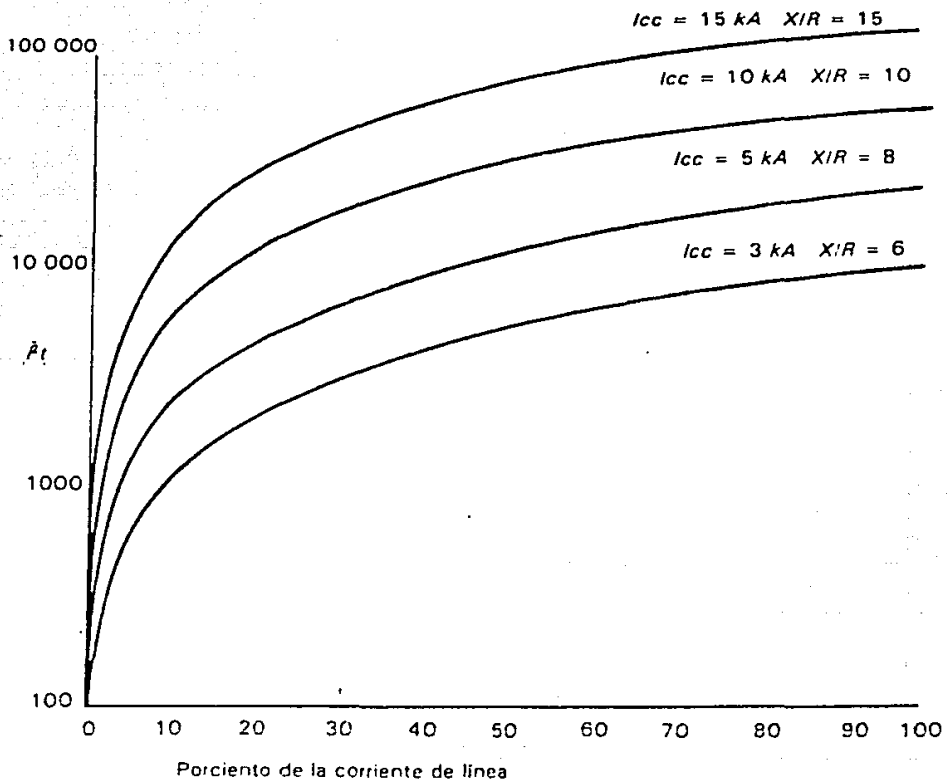


Figura 3.45 Energía de puesta en servicio i_t^2 de un sistema en estrella flotante.

Capacidad 600 kVAR
Banco en estrella aterrizada
Fusible de 25 Amps tipo K

7.2/12.4 kV

$$I^2 t \text{ de fusión} = (1\ 100)^2 (0.01)(0.70) = 8\ 470 \text{ Amp.}^2 \text{ seg}$$

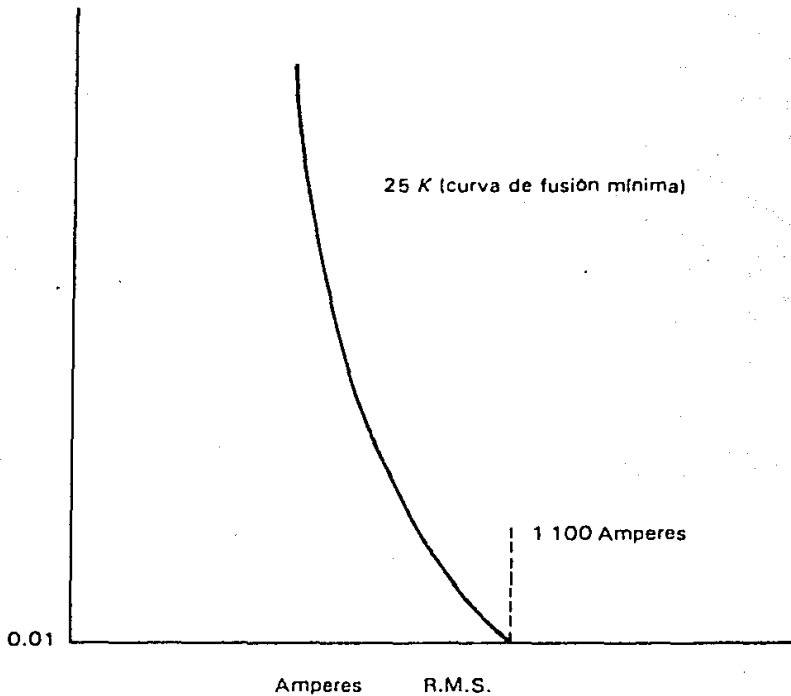


Figura 3.46 Cálculo de la energía mínima de fusión.
 $i^2 t$.

la instalación.

Puesto que la corriente de puesta en servicio es transitoria, es mejor ver este fenómeno con ayuda del concepto de energía i^2t . Se puede emplear una expresión de la energía i^2t , dada en función de la corriente de corto-circuito y de la relación X/R del circuito hasta el punto de localización del banco. Para calcular la magnitud de la corriente de puesta en servicio en un punto determinado del circuito, de un banco conectado en estrella aterrizada, la expresión siguiente permite calcular la energía i^2t basada en el valor cresta de la corriente de puesta en servicio:

$$i^2t = 2.65 \sqrt{1 + K^2} (I_L) (I_{cc})$$

donde:

K = es la magnitud X/R del lugar en donde esté instalado el banco de capacitores.

I_L = corriente nominal del banco de amperes.

I_{cc} = corriente de corto-circuito en el lugar donde esté instalado el banco, en kiloamperes.

Con esta expresión y considerando que la energía i^2t para bancos aislados de tierra es 2.25 veces mayor que para bancos aterrizados, se puede calcular dicha energía en cualquier punto del circuito para diferentes condiciones, como se muestra en las Figuras 3.44 y 3.45.

Una vez calculada la energía i^2t , es necesario determinar la energía de fusión mínima del fusible seleccionado. Esto se puede hacer calculando la energía i^2t para 0.01 segundos de la curva tiempo-corriente de fusión mínima y multiplicando la por un factor igual a 0.70; este factor es un valor de seguridad que permite considerar el efecto piel a altas frecuencias.

Como ejemplo, en la Figura 3.46 se muestra el cálculo de la energía i^2t de fusión mínima para un fusible 25K que tiene una corriente de 1100 amperes para 0.01 segundos en su curva de fusión mínima. Finalmente, la energía i^2t de puesta en servicio se puede comparar con la energía i^2t de la curva de fusión mínima del fusible para determinar si este operará o no cuando el banco se energice

c) Valor límite i^2t de resistencia a la ruptura del tanque del banco de capacitores.

Otro factor que se debe tomar en cuenta cuando se seleccionan los fusibles para proteger el banco de capacitores, es el valor límite i^2t de la resistencia a la ruptura del tanque de los capacitores.

El fusible seleccionado no debe permitir que la energía que fluya dentro del tanque sobrepase cierto límite, para prevenir su ruptura.

Hasta la fecha se han efectuado estudios a fin de poner un límite a la energía que soporta el tanque del banco. Los límites varían en un rango que va de 80,000 amperes²-segundos hasta un millón de amperes²-segundo.

En cualquier caso, a medida que aumenta el valor de dicha energía, mayor es la probabilidad de que el tanque se perfora.

En las Figuras 3.47 y 3.48, se muestran las curvas de probabilidad de ruptura de tanques, debido a arcos internos, en bancos de capacitores de 25, 50 y 100 KVAR respectivamente. Estas curvas proporcionan de manera gráfica la relación de corriente de falla y tiempo; para diferentes valores de corriente y tiempo hay cuatro zonas bien definidas.

La probabilidad de ruptura del tanque puede definirse como la probabilidad de daño de éste como resultado de una falla, que puede ser desde una fractura hasta una violenta explosión del mismo. Por lo general dentro de la zona segura no hay mayor daño que una pequeña protuberancia del tanque (es decir, una pequeña deformación por la presión que surge en el interior de éste). Es posible sin embargo, que una ruptura de tanque ocurra como resultado de pequeñas corrientes de cortocircuito que fluyan durante grandes períodos de tiempo. Con objeto de evitar tales rupturas, el fusible debe ser coordinado de una manera tal que interrumpa la falla dentro de los siguientes 300 segundos; ésto es una consideración significativa, generalmente única, para bancos conectados en estrella con neutro aislado, para los que la corriente de falla está limitada a aproximadamente tres veces la corriente nominal.

Las zonas peligrosas son poco seguras en la mayor parte de los casos, debido a que la unidad fallada a menudo causa rupturas a las unidades adyacentes con suficiente violencia. La curva del 50% de probabilidad de ruptura del tanque, además de que indica un significativo 50% de probabilidad de ruptura de éste, representa un límite aproximado abajo del cual la ruptura violenta de los tanques es improbable.

De aquí que la zona limitada por las curvas de 10 y 50%, es adecuada para localiz-

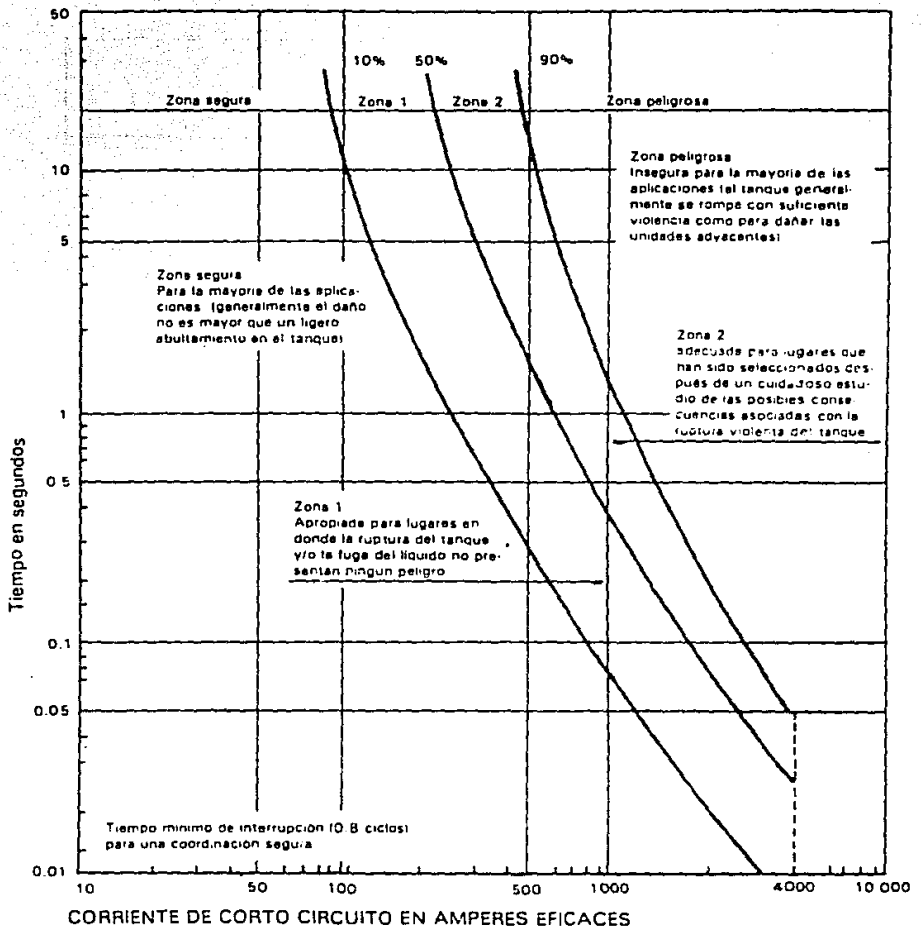


Figura 3.47 Curvas de probabilidad de ruptura del tanque para capacitores de 25 a 50 KVAR de potencia debido a arco interno.

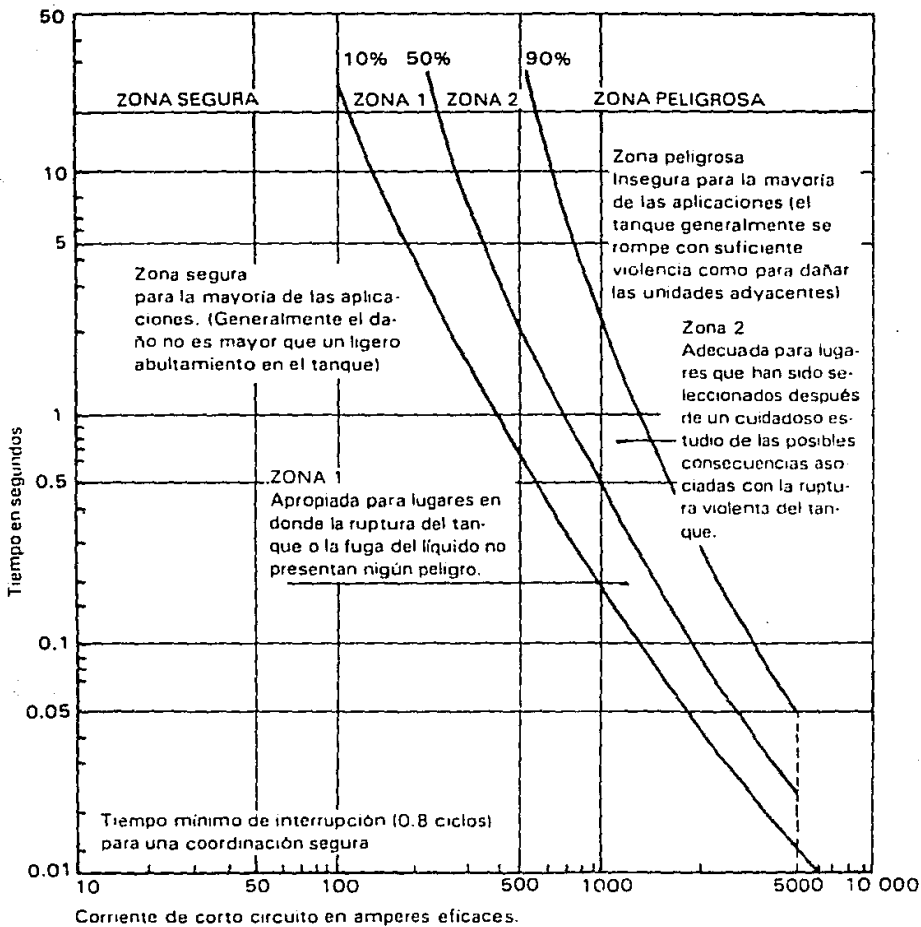


Figura 3.48 Curvas de probabilidad de ruptura del tanque para capacitores de 100 KVAR de potencia debido a arco interno.

zar bancos donde la ruptura del tanque o la fuga del fluido no representan peligro. La zona 2, limitada por las curvas de 50 Y 90% es adecuada para lugares seleccionados con sumo cuidado, después de la consideración de las posibles consecuencias asociadas con falla violenta del tanque.

El que la curva de 90%, para tanques de capacitores de 25 y 50 KVAR, se haga vertical a los 400 amperes y para tanques de 100 KVAR se haga vertical a los 500 amperes, significa que el área adelante de estos valores máximos corresponde a la zona peligrosa; las pruebas han demostrado que más allá de este valor de corriente, los fusibles de expulsión no protegen satisfactoriamente contra fallas violentas en los tanques. Arriba de estos niveles de corriente de falla se deben aplicar fusibles limitadores de corriente a fin de limitar el peligro al personal y el daño al equipo.

Para el rango de corriente de corto-circuito, por la falla de una unidad, el tiempo total de interrupción de cualquier fusible deberá ser coordinado con curvas de ruptura de tanque.

Debido a que los fusibles de expulsión no pueden operar en menos de medio ciclo, fusibles limitadores de corriente deben emplearse en áreas donde se tiene una alta corriente de corto-circuito. Mediante el valor derivado por Kearny-Sangamo 80,000 amperes²-segundo se puede obtener un nivel de corriente arriba del cual los fusibles limitadores de corriente deben ser un dispositivo de protección obligatorio. Ese nivel generalmente es de 300 amperes; en ese punto hay tanta energía en medio ciclo que se exceden los 80,000 amperes²-segundo de energía límite de ruptura del tanque.

Aplicaciones de fusibles para proteger unidades individuales o en grupo.

En la actualidad aplicar fusibles para proteger unidades en grupo es la técnica de protección predominante. Sin embargo, dado el gran número de fallas y de fracturas en los bancos de capacitores protegidos en grupo que se han presentado, esta protección tiende a desecharse y la aplicación de fusibles individuales está recibiendo más atención. El beneficio de aplicar fusibles para proteger unidades en grupo, es que se presenta como la forma más económica de proteger los bancos de capacitores; sin embargo, cuando las fases están compuestas de muchas unidades, los fusibles en grupo no pueden proporcionar la sensibilidad necesaria para detectar fallas de alta impedancia. Además, los fusibles para unidades individuales proporcionan mayor sensibilidad para detectar incrementos de corriente

TFM = tiempo de fusión mínimo
 TIT = tiempo de interrupción total

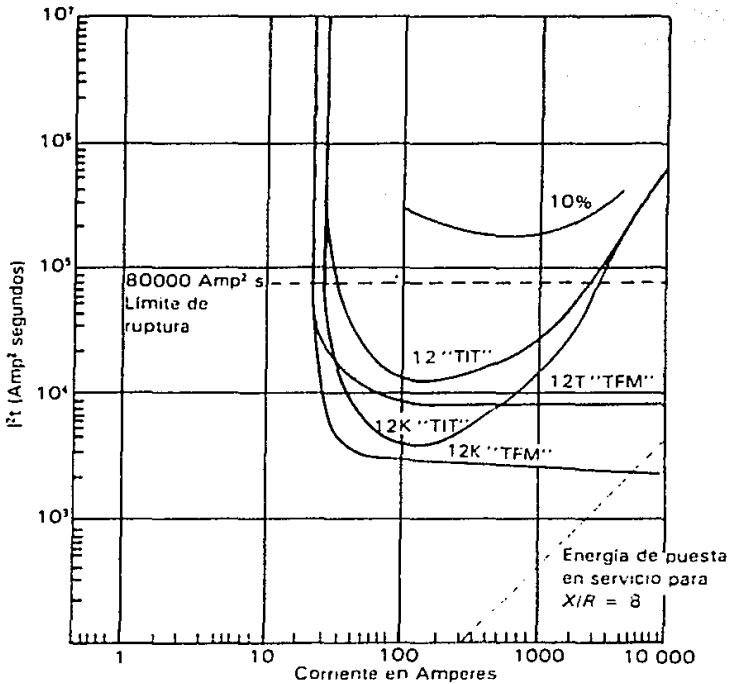


Figura 3.49 Protección con fusible individual.

TFM = tiempo de fusión mínima
 TIT = tiempo de interrupción total

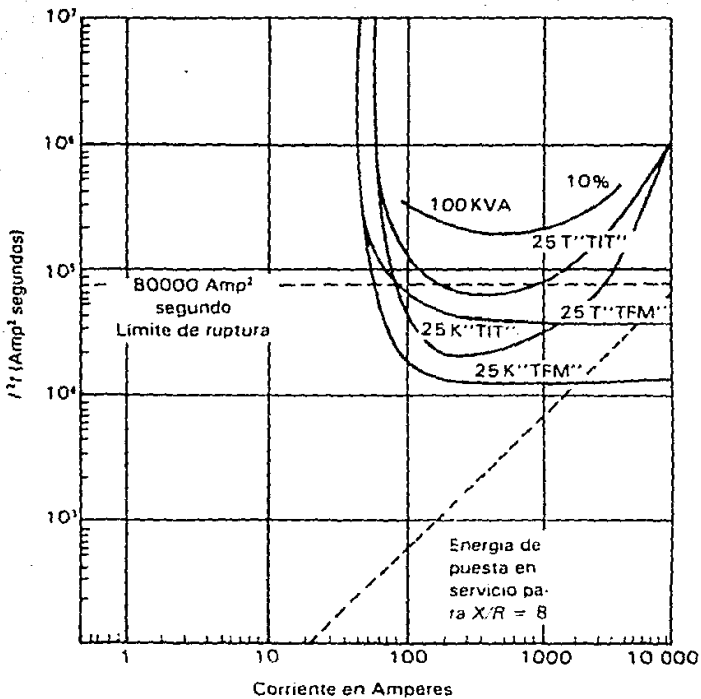


Figura 3.50 Protección con fusibles en grupo.

en una unidad fallada, pero cuando un fusible opera, los otros capacitores en paralelo quedan sometidos a una tensión mayor, hasta que se repara la unidad fallada. En las Figuras 3.49 y 3.50 se muestra una comparación entre los valores i^2t de una protección con fusibles para unidades individuales y unidades en grupo; en este caso, la energía i^2t de una unidad de 1100 amperes correspondiente a un banco de 600 KVAR de 7.2/12.47 KV. conectado en estrella aterrizada con una relación de $X/R = 8$, se muestra gráficamente en la Figura 3.46.

En este ejemplo, la corriente de fase es de 27.28 amp.; de acuerdo con lo explicado, un fusible 25K o 25T protege la unidad en forma individual. También se grafica el valor límite de la energía de ruptura; 80,000 amperes²-segundo, la máxima corriente de puesta en servicio y la curva de 10% de probabilidad de ruptura del tanque para una comparación adicional.

Otra condición interesante que puede existir en un sistema de distribución, es la conexión y desconexión de un banco de capacitores cercano a otro. Cuando la conexión consiste en energizar un banco desconectado, el banco adyacente descarga su energía en el banco que se energiza. Esta energía está limitada únicamente por la impedancia del banco y la del circuito entre los dos bancos.

La Figura 3.51, muestra un diagrama unifilar de un arreglo entre dos bancos de capacitores y las características del alimentador, para las condiciones especificadas.

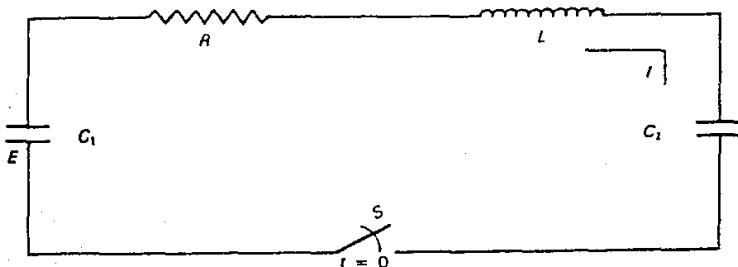


Figura 3.51 Puesta en servicio de un capacitor cerca de otro ya energizado.

Cuando el interruptor S se cierra, se ve como un corto-circuito en el que la fuente es C_1 y se encarga de cargar el circuito. La energía se descarga $i^2 t$ del capacitor C_1 se puede calcular por medio de la siguiente expresión:

$$i^2 t = \frac{E^2 \times C_1}{2R}$$

en donde:

E = tensión de pico de fase a tierra.

C_1 = capacitancia en microfarads.

R = resistencia entre bancos.

La capacitancia C_1 también se puede expresar en función de la potencia:

$$C_1 = \frac{1000 \text{ KVAR}}{E^2 \cdot 2\pi f} = \frac{2.65 \text{ KVAR}}{E^2}$$

donde:

E = tensión eficaz de fase a tierra.

KVAR' = potencia nominal de una fase del banco de capacitores

f = frecuencia en ciclos por segundos

Esta ecuación se basa para una frecuencia de 60 Hz (9 ciclos por seg); en realidad, la frecuencia será mucho mayor en estado transitorio, haciendo menor el valor de C_1 . Al sustituir la expresión anterior en la expresión de $i^2 t$ se obtiene la siguiente ecuación:

$$i^2 t = \frac{1.325 \text{ KVAR}}{R}$$

La Figura 3.52 muestra la energía $i^2 t$ de la descarga de un banco de capacitores cuando se conecta otro. Esta gráfica se basa en un conductor ACSR de 795 MCM y claros de 50 metros y presenta la separación mínima entre dos bancos, la cual evita la operación innecesaria de los fusibles que los protegen cuando se energiza uno de ellos; por ejemplo, si se usa un fusible 25K a fin de proteger un banco monofásico de 200 KVAR 7.2 KV. y en la cercanía se tiene que instalar otro banco de las mismas características, en la figura se aprecia que estos bancos no se deben instalar a menos de cuatro distancias interpostales (claros) con objeto de evitar

la operación innecesaria de los fusibles.

2.- Protección por medio de relevadores.

Los bancos de capacitores de gran capacidad, normalmente se protegen con fusibles individuales y con relevadores. Esta forma de protección se apega a la filosofía general de la protección, la cual señala que un equipo debe quedar fuera del sistema eléctrico lo más rápido posible una vez que se produce una falla en alguna parte de él.

Una forma de proteger un banco de capacitores es colocando un fusible en cada unidad; el fusible individual detecta e indica que una unidad ha fallado, aislándola del resto del banco lo suficientemente rápido para prevenir la ruptura del tanque y un daño a las unidades adyacentes, permitiendo a la vez que el resto de las unidades del banco permanezcan en servicio. Sin embargo, cuando un fusible aísla una unidad fallada, se presenta un incremento de tensión en las unidades restantes, por lo tanto, para evitar el daño por sobretensiones se acostumbra proteger, además, los bancos con relevadores, que deben proporcionar la señal de disparo al equipo de desconexión del banco, cuando el exceso de tensión se acerca a valores peligrosos.

El presente trabajo, como su título lo remarca, solamente trata de estudiar y analizar los esquemas propios y soluciones óptimas para la protección contra sobrecorrientes, por lo cual no se trata a fondo este tipo de protección contra sobretensiones, sin embargo se resaltan algunas consideraciones que se deben tomar en cuenta para lograr una protección adecuada contra las sobrecorrientes en conjunto con los fusibles y relevadores.

La selección de la configuración del banco y el diseño del mismo, deben incluir un análisis del efecto de "desbalance propio" del banco en el comportamiento del relevador de protección. El desbalance propio del banco se debe a las variaciones presentadas durante la fabricación de las unidades que componen el banco y al desbalance de las tensiones del sistema, los cuales introducen errores en la señal de tensión o corriente que recibe el relevador.

Consideraciones generales de los relevadores de desbalance.

Los relevadores que protegen los bancos de capacitores se conocen como relevadores de desbalance, debido a que detectan la falla del aislamiento de una unidad, cuya operación del fusible ha creado un desbalance en el banco.

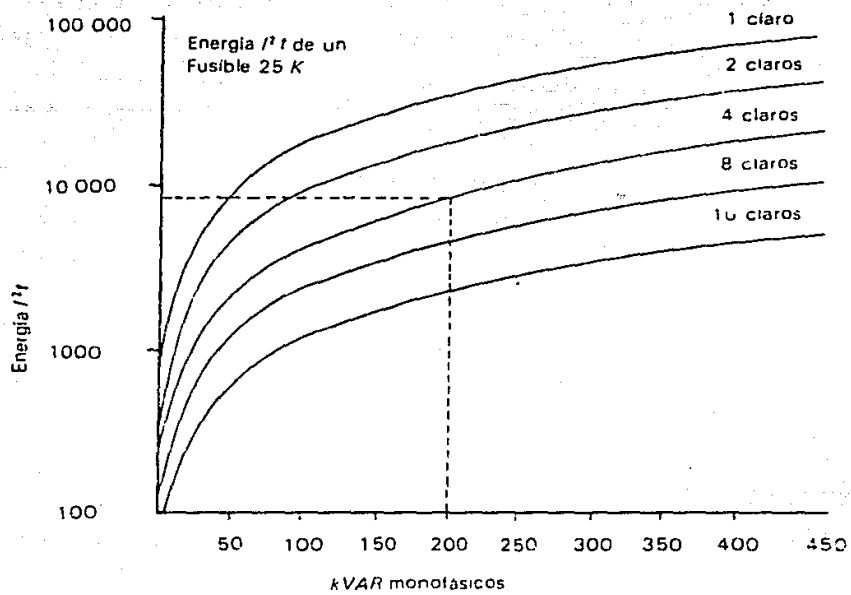


Figura 3.52 Energía I^2t de descarga de un capacitor.

En general, un relevador de desbalance debe:

1.- coordinarse adecuadamente con los fusibles, de manera que al operar éstos, proporcionen un medio visual para localizar las unidades defectuosas.

2.- tener la suficiente sensibilidad como para accionar una alarma cuando se produzca la pérdida de un capacitor, y ordenar el disparo del equipo de protección cuando quede fuera de servicio un número de unidades tal, que causen una condición de sobretensión en exceso de 10% de la tensión nominal.

3.- tener un tiempo de respuesta tan corto que sea mínimo el daño debido a una falla de arco interno y evitar falsas operaciones debido a corrientes de puesta en servicio, corriente por descargas atmosféricas, por apertura o cierre de equipo cercano o porque los contactos del equipo de seccionamiento no abran simultáneamente.

4.- estar protegido contra tensiones transitorias que aparezcan en el alambrado de control.

5.- incluir un filtro para minimizar el efecto de las armónicas.

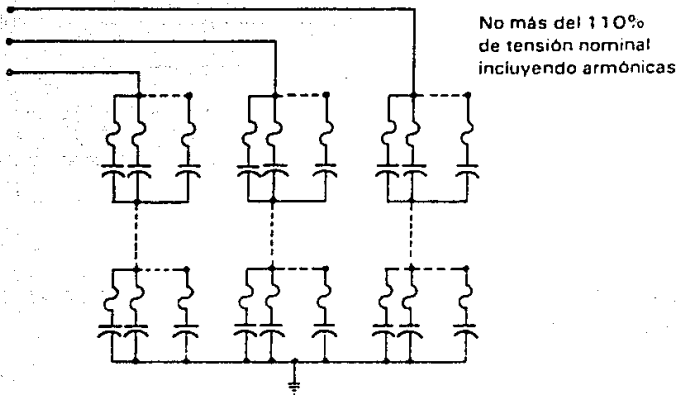
6.- tener un dispositivo de apertura definitiva que impida la conexión automática del banco de capacitores después de que se detecta la falla en él (bloqueo).

7.- proporcionar un medio de compensación que elimine el efecto del desbalance de las tensiones del sistema o el desbalance propio de las unidades por variaciones en la fabricación (rangos del relevador).

Protección por corriente de desbalance en el neutro (bancos en estrella aterrizada).

La Figura 3.53, muestra la protección de un banco por medio de la detección de la corriente de desbalance en el neutro, para un banco en estrella cuyo neutro está conectado a tierra. La magnitud de la corriente, por falla de una o más unidades individuales, y la tensión que se presenta en las unidades restantes se pueden detectar mediante las Figuras 3.54 y 3.55 respectivamente.

Este método de protección utiliza un transformador de corriente conectado entre el neutro del banco de capacitores y tierra, más un relevador de tensión, de tiempo retardado, con un filtro de terceras armónicas para reducir la sensibilidad -



Arreglo de unidades de capacitores, fusibles, y grupos en serie de un banco conectado en estrella aterrizada.

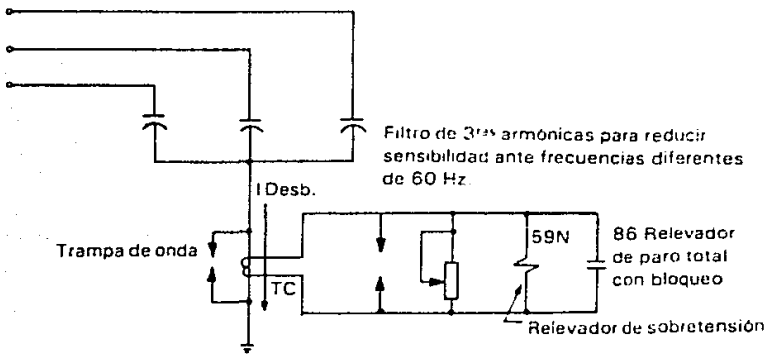


Figura 3.53 Protección por corriente de desbalance neutro (banco en estrella aterrizada).

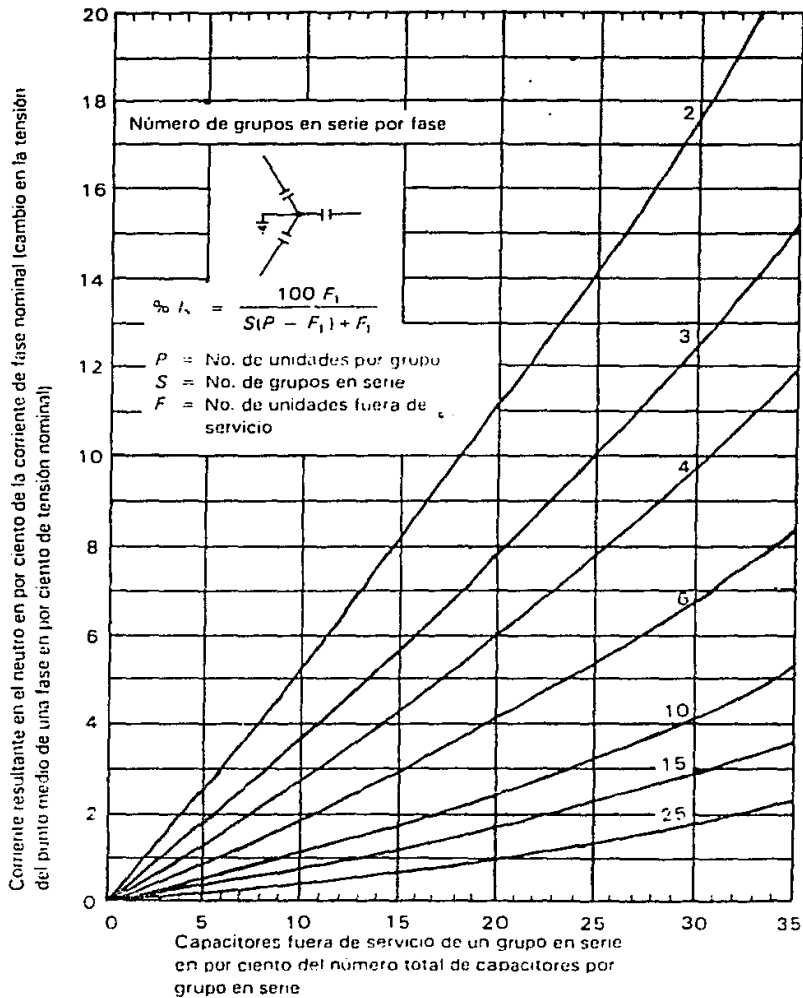


Figura 3.54 Bancos de capacitores conectados en estrella aterrizada; corriente en el neutro (también es el cambio de tensión en el punto medio) VS por ciento de unidades capacitivas dismanadas de un grupo serie.

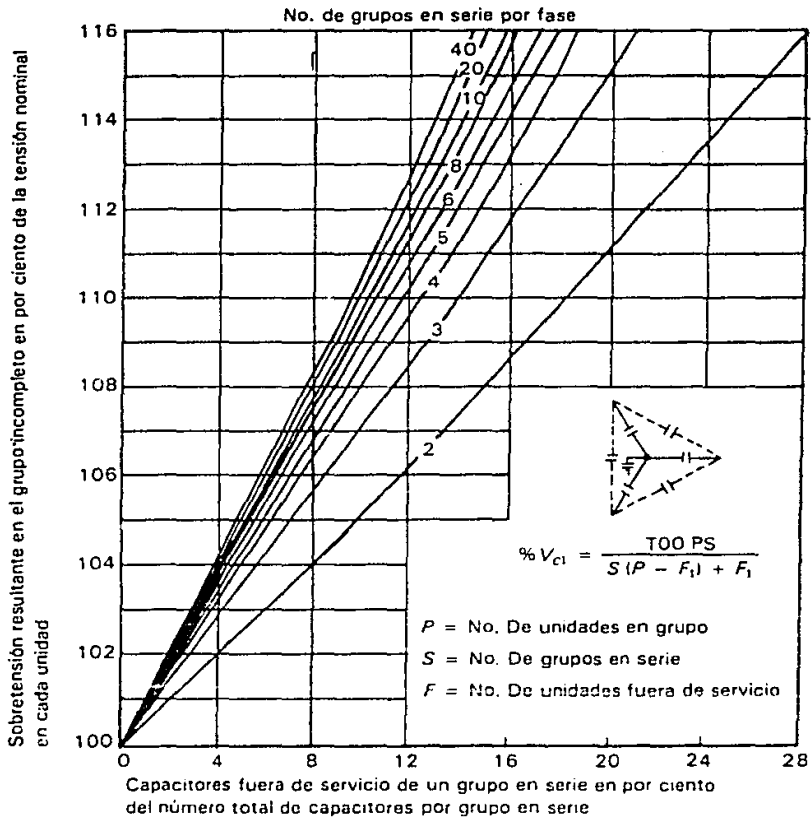


Figura 3.55 Banco de capacitores conectado en delta o en estrella aterrizada: tensión en las unidades capacitivas restantes de un grupo serie VS por ciento de las unidades capacitivas eliminadas de un grupo serie.

ante frecuencias diferentes de 60 Hz. Este relevador de tensión opera un relevador auxiliar para indicar la apertura y bloquear el cierre de seccionador del banco.

d) Reactores.

Los reactores son bobinas que se utilizan para limitar una corriente de corto-circuito y poder disminuir en esta forma la capacidad interruptiva de un interruptor y por lo tanto, su costo.

Otra función de los reactores es la corrección del factor de potencia en líneas de distribución o transmisión muy largas, cuando circulan corrientes de carga muy bajas; en éste caso los reactores se conectan en derivación.

En el caso de subestaciones, los reactores se utilizan principalmente en el neutro de los bancos de transformadores, para limitar la corriente de corto-circuito a tierra. En algunas ocasiones se utilizan también en serie con cada una de las tres fases de algún transformador, para limitar la corriente de corto-circuito trifásica.

Los reactores según su capacidad, pueden ser de tipo seco para potencias reactivas pequeñas, o del tipo sumergido en aceite, para potencias elevadas, en cuyo caso tienen un núcleo y necesitan estar encerrados en un tanque de lámina; sus terminales salen a través de las boquillas de porcelana y necesitan en ocasiones de sistemas de eliminación del calor generado por las pérdidas internas del aparato. Estos últimos pueden llegar a semejarse a un transformador tanto por la forma como por su tamaño.

CAPITULO IV

COORDINACION DE PROTECCIONES EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCION.

4.1 Generalidades de la Coordinación de Protecciones.

4.1.1 Análisis de la Coordinación.

La coordinación de protecciones, requiere no solamente de conocer y saber el funcionamiento de los diferentes dispositivos de protección con los que se cuentan para dicho fin, sino también el de poseer el conocimiento de las herramientas o bases matemáticas para realizar de manera completa un estudio de coordinación.

El presente subtema, pretende proporcionar dichas bases matemáticas que son de fundamental importancia para el cálculo de valores de corto circuito.

- a) Componentes simétricas y operador "a" como fundamentos para interpretar adecuadamente los circuitos equivalentes de secuencias positiva, negativa y cero.
 - b) Sistema en P. U. como herramienta matemática para simplificar los cálculos de corto circuito.
 - c) Cálculo de impedancias positiva, negativa y cero en líneas y circuitos eléctricos; este parámetro hay que calcularlo a partir de las características físicas del conductor y su disposición geométrica.
- a) Componentes Simétricas.

El método de las componentes simétricas establece que un sistema trifásico desbalanceado puede descomponerse en tres sistemas trifásicos balanceados llamados de secuencia y que son:

- Secuencia positiva.- Tres vectores de la misma magnitud defasados 120° y con la misma secuencia de fases que el sistema original.
- Secuencia negativa.- Tres vectores de la misma magnitud y defasados 120° con la secuencia invertida respecto al sistema original.
- Secuencia cero.- Tres vectores de la misma magnitud sin defasamiento entre ellos.

Aplicando estos conceptos al vector voltaje de cada fase, éste será igual a la suma de sus tres componentes de secuencia como se muestra en las figuras siguientes:

$$V_a = V_{a_1} + V_{a_2} + V_{a_0} \dots (4.1)$$

$$V_b = V_{b_1} + V_{b_2} + V_{b_0} \dots (4.2)$$

$$V_c = V_{c_1} + V_{c_2} + V_{c_0} \dots (4.3)$$

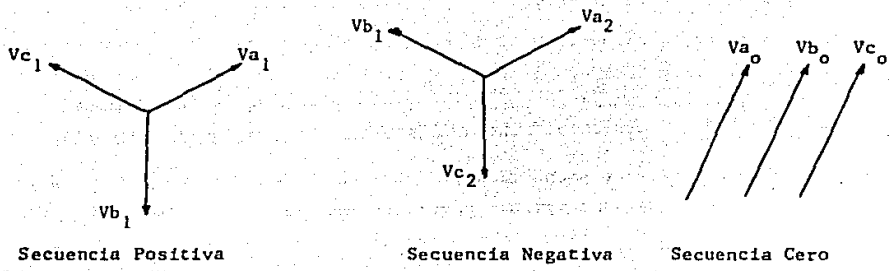


Figura 4.1

En igual forma es posible relacionar los vectores de corrientes obteniendo ecuaciones similares a las anteriores. Con el objeto de simplificar el desarrollo de las expresiones matemáticas, se presenta a continuación el uso y las relaciones de un operador similar al usado en el sistema cartesiano, eje real y eje imaginario. (operador "j").

Operador "a":

El operador "a" es un vector de magnitud unitaria y ángulo de 120°.

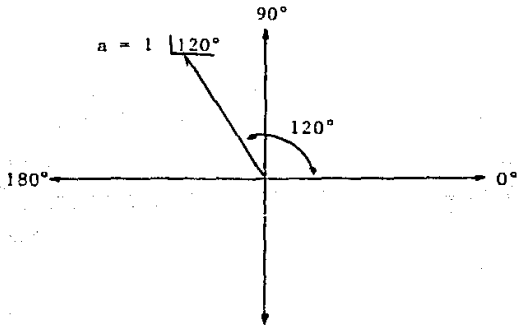


Figura 4.2 Representación Polar de un Fasor.

Representando lo anterior en forma cartesiana, tenemos que:

$$a = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \dots (4.4); \quad a^2 = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} \dots (4.5);$$

$$a^3 = 1 + j0 \dots (4.6).$$

La propiedad de uso más general se deduce efectuando la suma algebraica de :

$$a + a^2 = -1 \quad \text{de donde;}$$

$$a^2 + a + 1 = 0 \quad \dots (4.7)$$

Si las relaciones que representan las componentes simétricas:

$$V_a = V_{a_0} + V_{a_1} + V_{a_2} \quad \dots (4.8)$$

$$V_b = V_{b_0} + V_{b_1} + V_{b_2} \quad \dots (4.9)$$

$$V_c = V_{c_0} + V_{c_1} + V_{c_2} \quad \dots (4.10)$$

se les aplica el operador "a", tomando en cuenta como base la fase a, se tiene - que:

$$\begin{aligned} V_a &= V_{a_1} + V_{a_2} + V_{a_0} \\ &= V_{a_1} + V_{a_2} + V_{a_0} \quad \dots (4.11) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} V_b &= V_{b_1} + V_{b_2} + V_{b_0} \\ &= a^2 V_{a_1} + a V_{a_2} + V_{a_0} \quad \dots (4.12) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} V_c &= V_{c_1} + V_{c_2} + V_{c_0} \\ &= a V_{a_1} + a^2 V_{a_2} + V_{a_0} \quad \dots (4.13) \end{aligned}$$

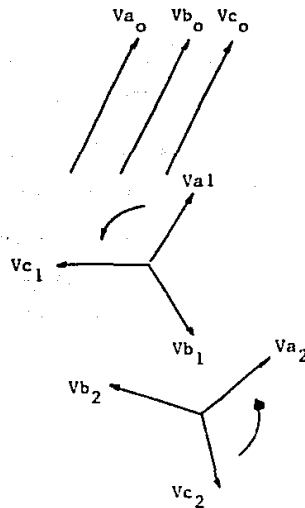


Figura 4.3 Diagramas Fasoriales de Secuencia.

lo cual expresado en forma matricial:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} V_{a_1} \\ V_{a_2} \\ V_{a_0} \end{bmatrix} \quad \dots (4.14)$$

Para despejar del arreglo matricial anterior, las incógnitas V_{a_0} , V_{a_1} y V_{a_2} hay que obtener por medio del álgebra de matrices, la matriz inversa de ésta, la cual quedará de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} V_{a_0} \\ V_{a_1} \\ V_{a_2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \dots (4.15)$$

o bien, también puede quedar expresada por medio de un sistema de ecuaciones - como se muestra a continuación:

$$3V_{a_0} = V_a + V_b + V_c \dots (4.16)$$

$$3V_{a_1} = V_a + aV_b + a^2V_c \dots (4.17)$$

$$3V_{a_2} = V_a + a^2V_b + aV_c \dots (4.18)$$

Al concluir esta etapa, se está ya en posibilidad de realizar lo siguiente:

- Calcular las cantidades de fase, conocidas las componentes simétricas.
- Calcular las componentes simétricas en función de las cantidades de fase.

Las relaciones anteriores también son aplicables al cálculo de las corrientes de fase, de la misma manera que se hizo para los voltajes de fase, y que quedan expresadas de la siguiente manera:

$$3I_{a_0} = I_a + I_b + I_c \dots (4.19)$$

$$3I_{a_1} = I_a + aI_b + a^2I_c \dots (4.20)$$

$$3I_{a_2} = I_a + a^2I_b + aI_c \dots (4.21)$$

Lo anterior es válido siempre y cuando se respeten estrictamente las reglas que limitan el uso del método de las componentes simétricas y que son:

- Voltajes de secuencia positiva, negativa y cero, inducen únicamente corrientes de secuencia positiva, negativa y cero, respectivamente.
- Corrientes de determinada secuencia, solo podrán producir voltajes de esa misma secuencia.

- Los puntos anteriores, se resumen diciendo que no existen interacciones entre secuencias distintas.
- Los elementos activos de la red, solo generarán voltaje de secuencia positiva. Lo anterior es obvio; para que una máquina genere tensiones de secuencia negativa, tendría que girar en sentido contrario; - - - sería así mismo imposible que V_a , V_b , y V_c fueran iguales en magnitud y estuvieran en fase, características de las cantidades de secuencia cero.
- Los voltajes de secuencia negativa y cero, se consideran generados en el punto donde se va a calcular la falla (punto de falla), y estas disminuyen en magnitud tan pronto se aleja uno de dicho punto.
- El voltaje de secuencia positiva es igual a cero en el punto de falla y máximo en los puntos de generación.
- Como las corrientes de secuencia cero están en fase y son de la misma magnitud, requieren de una trayectoria (hilo neutro), representado por un cuarto conductor conectado a tierra para que éstas puedan circular.

De las reglas anteriormente indicadas, es posible definir ahora tres mallas de secuencias o circuitos equivalentes, para cada una de las fases ya mencionadas, de la fuente de generación al punto de falla; como se puede observar en la siguiente figura:

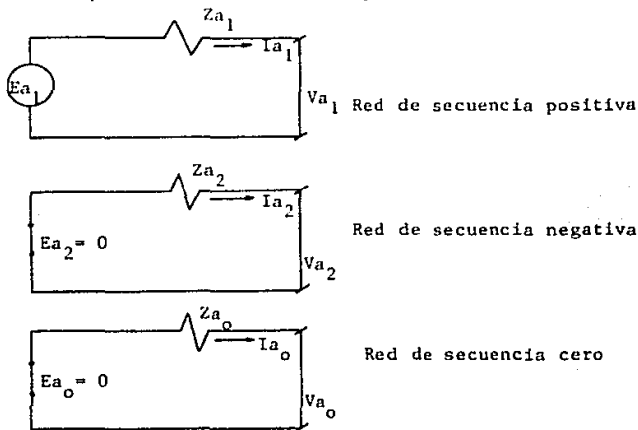


Figura 4.4 Redes de secuencia.

donde es posible verificar las ecuaciones de voltaje de secuencia:

$$V_{a_1} = E_{a_1} - I_{a_1} Z_{a_1} ; E_{a_1} = \text{Voltaje de sec (+) fase A} \dots (4.22)$$

$$V_{a_2} = E_{a_2} - I_{a_2} Z_{a_2} ; E_{a_2} = 0 \dots (4.23)$$

$$V_{a_0} = E_{a_0} - I_{a_0} Z_{a_0} ; E_{a_0} = 0 \dots (4.24)$$

Siendo la impedancia un elemento pasivo, para el análisis simplificado, es posible concluir que la impedancia de secuencia positiva y negativa será la misma, - es decir, para efectos de cálculo se tiene que $Z_1 = Z_2$, no ocurre lo mismo con - la impedancia de secuencia cero, donde interviene la resistividad del terreno para su obtención.

Aplicando los conceptos antes señalados, se revisará el comportamiento de un generador ante la presencia de una falla trifásica y una falla monofásica a tierra.

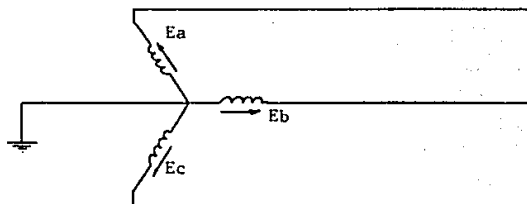


Figura 4.5 Diagrama Unifilar de un Sistema Trifásico.

Falla trifásica:

Secuencia positiva.

$$3I_{a_1} = I_a + aI_b + a^2I_c \dots (4.25)$$

Tomando como referencia a la fase A y empleando el operador "a" se tiene:

$$3I_{a_1} = I_a + a(a^2I_a) + a^2(aI_a) \dots (4.26)$$

$$a^3 = 1 \ 0^\circ \dots (4.27)$$

$$3I_{a_1} = I_a + I_a + I_a \dots (4.28) \quad I_{a_1} = I_a \dots (4.29)$$

Secuencia negativa.

$$\begin{aligned}
 3I_{a_2} &= I_a + a^2 I_b + a I_c = I_a + a^2 (a^2 I_a) + a (a I_a) \\
 &= I_a + a I_a + a^2 I_a = (1 + a + a^2) I_a \dots (4.30)
 \end{aligned}$$

como: $1 + a + a^2 = 0$, ... (4.31), entonces;

$$3I_{a_2} = 0 \dots (4.32)$$

Para secuencia cero resulta la siguiente expresión:

$$\begin{aligned}
 3I_{a_0} &= I_a + I_b + I_c \\
 &= I_a + a^2 I_a + a I_a \\
 3I_{a_0} &= 0 \dots (4.33)
 \end{aligned}$$

Para una falla trifásica balanceada, solo existe la componente de secuencia positiva, y su red equivalente será la que se muestra a continuación:

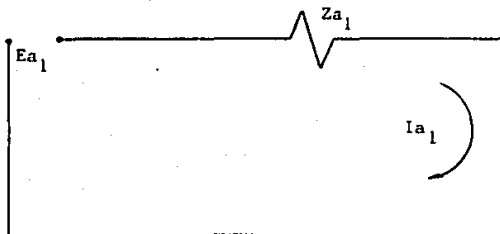


Figura 4.6

Falla de fase a tierra.

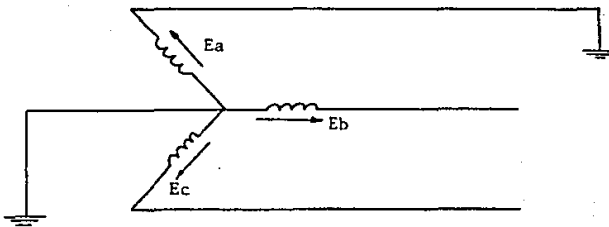


Figura 4.7

De la Figura 4.7, las condiciones de falla son:

$$V_a = 0 \quad I_b = 0 \quad I_c = 0 \quad \dots \quad (4.34)$$

expresiones a partir de las cuales se obtendrán las componentes de secuencia positiva, negativa y cero, de la siguiente forma:

$$I_b = 0 \quad I_a_0 + a^2 I_a_1 + a I_a_2 \quad \dots \quad (4.35)$$

$$I_c = 0 \quad I_a_0 + a I_a_1 + a^2 I_a_2 \quad \dots \quad (4.36)$$

restando $I_b - I_c$ se concluye:

$$\begin{aligned} I_b - I_c = 0 &= 0 + I_a_1(a^2 - a) + I_a_2(a - a^2) \\ 0 &= I_a_1(a^2 - a) + I_a_2(a - a^2) - I_a_1(a^2 - a) = I_a_2(a - a^2) \\ a - a^2 \cdot I_a_1 &= a - a^2 \cdot I_a_2 \\ I_a_1 &= I_a_2 \quad \dots \quad (4.37) \end{aligned}$$

Por tanto, de la observación de los resultados anteriores se concluye para éste caso que las componentes de secuencia positiva y negativa son de igual magnitud.

De lo establecido con anterioridad:

$$I_b = I_a_0 + a^2 I_a_1 + a I_a_2$$

$$I_a_1 = I_a_2 \quad \dots \quad (4.38)$$

$$I_b = I_a_0 + a^2 I_a_1 + a I_a_1$$

$$0 = I_a_0 + a^2 I_a_1 + a I_a_1 + I_a_1 - I_a_1 = I_a_0 + I_a_1(a^2 + a + 1) - I_a_1$$

$$0 = I_a_0 - I_a_1 \quad \dots \quad (4.39)$$

$$I_a_0 = I_a_1 = I_a_2 \quad \dots \quad (4.40)$$

Finalmente se puede establecer que para una falla de fase a tierra se tienen las redes de secuencia: positiva, negativa y cero, cuya corriente de falla es la misma para todas.

Para cumplir esta condición, las redes de secuencia deberán de conectarse en serie, como a continuación se muestra:

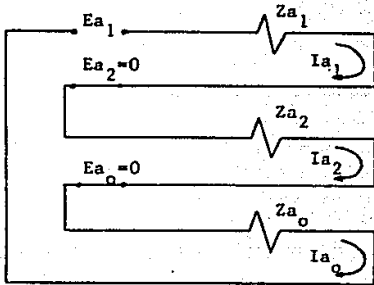


Figura 4.8

$$Ea_1 = Ia_1 Za_1 - Ia_2 Za_2 - Ia_0 Za_0 = 0$$

$$Ea_1 = Ia_1 (Za_1 + Za_2 + Za_0) - Ia_2 Za_2 - Ia_0 Za_0 = 0 \quad \dots (4.41)$$

$$Ia_1 = \frac{Ea_1}{2 Za_1 + Za_0} \quad \dots (4.42)$$

$$Ia = \frac{3Ea_1}{2 Za_1 + Za_0} \quad \dots (4.43)$$

$$Ia = Icc = Ia_1 + Ia_2 + Ia_0 = 3Ia_1 \quad \dots (4.44)$$

$$Va_1 = Ea_1 - Ia_1 Za_1; Va_2 = -Ia_2 Za_2 - Va_0 = Ia_0 Za_0 \quad \dots (4.45)$$

$$Va_1 + Va_2 + Va_0 = 0 \quad \dots (4.46)$$

En los circuitos de distribución, normalmente las fallas no son sólidas, es decir hay una impedancia entre el punto de falla y tierra; debido a esto se agrega una resistencia de falla a tierra y dado que las corrientes pasan a través de esta, la fórmula anterior queda de la siguiente forma:

$$I_a = Icc = \frac{3Ea_1}{2 Za_1 + Za_0 + 3Rf} \quad \dots (4.47)$$

Falla entre dos fases.

En la Figura 4.9 se representa una falla entre las fases b y c, en un punto de un sistema eléctrico.

El desequilibrio debido a la falla entre las fases b y c está caracterizado por las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned} \tilde{I}_b &= -\tilde{I}_c \\ \tilde{I}_a &= 0 \quad \dots (4.48) \\ \tilde{V}_b &= \tilde{V}_c \end{aligned}$$

Las ecuaciones que se aplican a la parte simétrica del sistema, exterior a la zona de desequilibrio, son:

$$\begin{aligned} \tilde{V}_a &= \tilde{E}_a - \tilde{Z}_{11} \tilde{I}_a \\ \tilde{V}_a &= -\tilde{Z}_{22} \tilde{I}_a \quad \dots (4.49) \\ \tilde{V}_a &= -\tilde{Z}_{00} \tilde{I}_a \end{aligned}$$

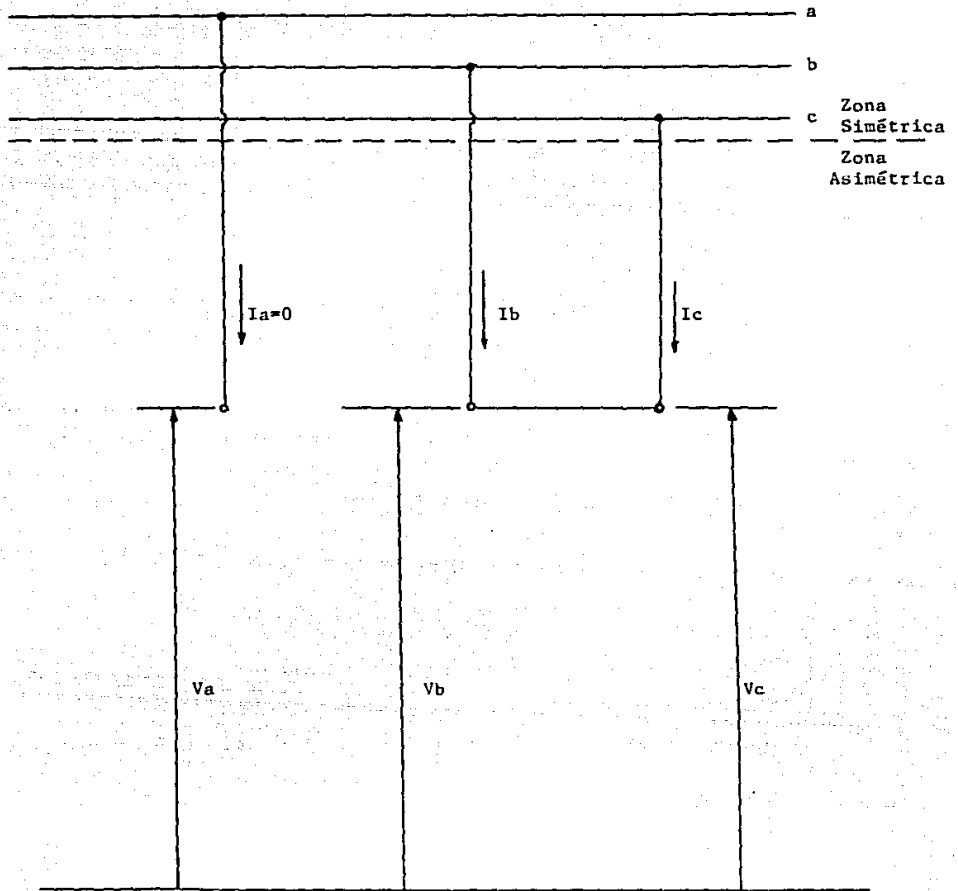


Figura No. 4.9 Falla entre dos fases.

Los voltajes de secuencia positiva y negativa tienen los siguientes valores:

$$\tilde{V}_{a_1} = \frac{1}{3} \tilde{V}_a + a\tilde{V}_b + a^2\tilde{V}_c$$

$$\tilde{V}_{a_2} = 1/3 (\tilde{V}_a + a^2\tilde{V}_b + a\tilde{V}_c)$$

y como: $\tilde{V}_b = \tilde{V}_c$

$$\tilde{V}_{a_1} = 1/3 [\tilde{V}_a + (a + a^2) \tilde{V}_b]$$

$$\tilde{V}_{a_2} = 1/3 [\tilde{V}_a + (a + a^2) \tilde{V}_c]$$

y por lo tanto:

$$\tilde{V}_{a_1} = \tilde{V}_{a_2} \dots (4.51)$$

Puesto que $\tilde{I}_{a_0} = 0$, no puede haber caídas de voltaje de secuencia cero y por lo tanto $\tilde{V}_{a_0} = 0$.

Las condiciones impuestas por las ecuaciones (4.49), (4.50) y (4.51), se satisfacen conectando los circuitos de secuencia positiva y negativa como se indica en la Figura 4.10.

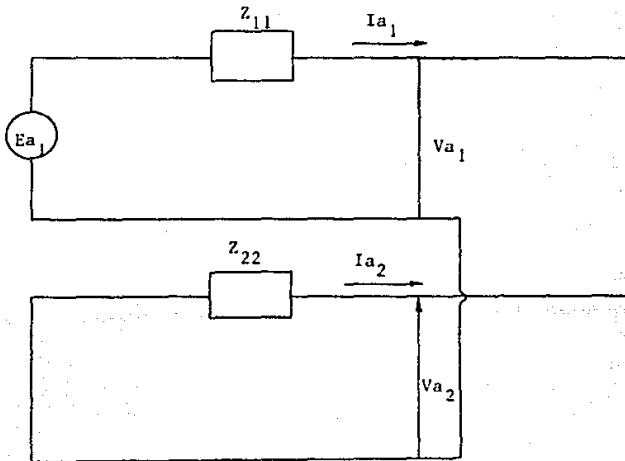


Figura 4.10 Conexión de los circuitos equivalentes de secuencia positiva y negativa para representar una falla entre dos fases.

Del circuito de la Figura 4.10 se deduce que:

$$\tilde{I}_{a_1} = \frac{\tilde{E}_{a_1}}{\bar{Z}_{11} + \bar{Z}_{22}} \dots (4.52)$$

$$\tilde{I}_{a_2} = - \frac{\tilde{E}_{a_1}}{\bar{Z}_{11} + \bar{Z}_{22}} \dots (4.53)$$

$$\tilde{I}_{a_0} = 0$$

$$\begin{aligned} \tilde{V}_{a_1} &= \tilde{V}_{a_2} = \tilde{E}_{a_1} - \bar{Z}_{11} \tilde{I}_{a_1} = - \bar{Z}_{22} \tilde{I}_{a_2} \\ &= \frac{\bar{Z}_{22}}{\bar{Z}_{11} + \bar{Z}_{22}} \tilde{E}_{a_1} \dots (4.54) \end{aligned}$$

$$\tilde{V}_{a_0} = 0$$

Las corrientes de falla \tilde{I}_a , \tilde{I}_b , \tilde{I}_c y los voltajes al neutro en el punto de falla tienen los siguientes valores:

$$\begin{aligned} \tilde{I}_a &= \tilde{I}_{a_1} + \tilde{I}_{a_2} + \tilde{I}_{a_0} = 0 \\ \tilde{I}_b &= a^2 \tilde{I}_{a_1} + a \tilde{I}_{a_2} + \tilde{I}_{a_0} = \frac{a^2 - a}{\bar{Z}_{11} + \bar{Z}_{22}} \tilde{E}_{a_1} \dots (4.55) \end{aligned}$$

$$\tilde{I}_c = a \tilde{I}_{a_1} + a^2 \tilde{I}_{a_2} + \tilde{I}_{a_0} = \frac{a - a^2}{\bar{Z}_{11} + \bar{Z}_{22}} \tilde{E}_{a_1} \dots (4.56)$$

$$\tilde{V}_a = \tilde{V}_{a_1} + \tilde{V}_{a_2} + \tilde{V}_{a_0} = \frac{2}{\bar{Z}_{11} + \bar{Z}_{22}} \tilde{E}_{a_1} \dots (4.57)$$

$$\begin{aligned} \tilde{V}_b &= a^2 \tilde{V}_{a_1} + a \tilde{V}_{a_2} + \tilde{V}_{a_0} = (a^2 + a) \frac{\bar{Z}_{22}}{\bar{Z}_{11} + \bar{Z}_{22}} \tilde{E}_{a_1} \\ &= \frac{\bar{Z}_{22}}{\bar{Z}_{11} + \bar{Z}_{22}} \tilde{E}_{a_1} \dots (4.58) \end{aligned}$$

$$\tilde{V}_c = a \tilde{V}_{a_1} + a^2 \tilde{V}_{a_2} + \tilde{V}_{a_0} = - \frac{\bar{Z}_{22}}{\bar{Z}_{11} + \bar{Z}_{22}} \tilde{E}_{a_1} \dots (4.59)$$

b) Sistema en por unidad (P.U.)

Los sistemas eléctricos de potencia están constituidos por un cierto número de plantas generadoras o fuentes de alimentación, y también por cierto número de cargas, conectadas éstas al sistema de generación por una red de transmisión y -

distribución a su vez integrada por líneas y transformadores conectados entre sí.

El cálculo de variables y parámetros de los sistemas eléctricos se simplifica si todas las cantidades eléctricas (impedancias, voltajes, corrientes, potencias, etc.) se expresan como el cociente de la cantidad eléctrica dividida por una base o magnitud de referencia. Este método de expresar las cantidades en por unidad o tanto por uno, permite eliminar los distintos niveles de voltaje, estableciendo un circuito equivalente de la red, en por unidad. La magnitud de las cantidades de base debe elegirse de tal manera que las leyes eléctricas que se cumplen en la red original, sean también válidas en la red equivalente en por unidad.

A manera de ilustrar como se desarrolla éste método, si se tiene un voltaje de 90 volts y se supone un voltaje de 115 volts como la unidad o base, los 90 volts podrán expresarse como 0.7826 de 115 volts ó 78.26% de 115 V. Este mismo concepto puede aplicarse a la corriente o la impedancia.

Generalmente en los sistemas eléctricos, se toman como cantidades de base el voltaje, la corriente y la potencia; teniendo en cuenta el tipo de circuito en estudio, ya sea monofásico o trifásico, se tienen fórmulas definidas para cada caso.

Existe una magnitud eléctrica que relaciona el voltaje, la corriente y la impedancia, esta magnitud son los volt-amperes; para efecto de las cifras que se manejan en circuitos monofásicos y trifásicos se aplica como megavoltamperes o MVA. Las ecuaciones que relacionan estas cantidades son las siguientes:

Dadas las cantidades mencionadas en sus respectivas unidades ,

Potencia base (S_b) en MVA

Impedancia base (Z_b) en ohms

Voltaje base (KV_b) en KV se tiene que para un circuito monofásico, las expresiones de potencia, corriente, tensión e impedancia, bases son -

las siguientes:

$$MVA_{b1\phi} = S_{b1\phi} = \frac{MVA_{3\phi}}{3} \dots (4.60)$$

$$KV_{b1\phi} = \frac{KV_{b3\phi}}{\sqrt{3}} \dots (4.61)$$

$$I_b = \frac{MVA_{b1\phi}}{KV_{b1\phi}} \times 1000 \dots (4.62)$$

$$Z_b = \frac{KV_{b1\phi}}{I_b} \times 1000 = \frac{(KV_{1\phi})^2}{MVA_{b1\phi}} \dots (4.63)$$

Una vez obtenidos estos valores, los valores de corriente e impedancia referidos a la base en P. U.; se obtienen a partir de las siguientes expresiones.

$$I_{p.u.} = \frac{I \text{ (AMP)}}{I_b} \dots (4.64)$$

$$Z_{p.u.} = \frac{Z \text{ (OHM)}}{Z_b} \dots (4.65)$$

y en por ciento se tiene:

$$IX = \frac{I \text{ (AMP)}}{I_b} \times 100 \dots (4.66)$$

$$ZZ = \frac{Z \text{ (OHM)}}{Z_b} \times 100 \dots (4.67)$$

Definiendo ahora las ecuaciones correspondientes a un sistema trifásico:

Potencia base trifásica: $S_{b3\phi} = 3S_{b1\phi} \dots (4.68)$

Voltaje base entre líneas: $V_{b1} = \sqrt{3} V_{bn} \dots (4.69)$

Corriente base: $I_b = \frac{S_{b1\phi}}{V_{bn}} = \frac{S_{b3\phi}}{3 \frac{V_{b1}}{\sqrt{3}}} \dots (4.70)$

Impedancia base: $Z_b = \frac{(V_{b1})^2 \sqrt{3}}{S_{b3\phi}} \dots (4.71)$

En forma análoga al caso monofásico se pueden obtener los valores de impedancia y de corriente en p.u. o en por ciento, y en ambos casos los resultados son los mismos. La ventaja de utilizar el sistema en p.u. con respecto al sistema en por ciento radica en que al presentarse un producto o un cociente de dos cantidades en p.u. da como resultado otra cantidad en p.u., no sucediendo así en el sistema en por ciento en el cual deberá dividirse o multiplicarse por 100 el producto o el cociente, respectivamente.

Finalmente es posible deducir una ecuación que permita efectuar un cambio de base, lo cual es necesario cuando existen transformadores y/o se especifican parámetros de las líneas, generadores, transformadores, etc. en base a su capacidad-

y tensión nominales.

$$Z_{p.u.1} = \frac{Z \text{ (OHMS)}}{(KV_{b1})^2} MVA_{b1} \dots (4.72)$$

$$\frac{Z_{p.u.1} (KV_{b1})^2}{MVA_{b1}} = \frac{Z_{p.u.2} (KV_{b2})^2}{MVA_{b2}}$$

$$Z_{p.u.2} = \frac{Z \text{ (OHMS)}}{(KV_{b1})^2} MVA_{b2} \dots (4.73)$$

$$Z_{p.u.2} = Z_{p.u.1} \frac{MVA_{b2}}{MVA_{b1}} \left(\frac{KV_{b1}}{KV_{b2}} \right)^2 \dots (4.74)$$

donde:

$Z_{p.u.1}$ = impedancia en por unidad a la base 1

$Z_{p.u.2}$ = impedancia en por unidad a la base 2

Z OHM = impedancia en ohms

KV_{b1} = voltaje base 1 . . . etc.

Los datos suministrados por el fabricante generalmente están en por ciento, tal que: $Z\% = (Z_{p.u.}) 100$, por lo tanto es posible definir la siguiente expresión:

$$Z_t \text{ (p.u.)} = \frac{\% Z_t}{MVA \text{ nom.t.}} \dots (4.75)$$

Efectuando un resumen de las expresiones más importantes:

Circuito monofásico: (Seleccionando KVA base y KV base)

$$1) I_b = \frac{KVA_b}{KV_b} \dots (4.76)$$

$$2) Z_b = \frac{KV_b \times 10^3}{I_b} = \frac{(KV_b)^2 \times 10^3}{KVA_b} = \frac{(KV_b)^2}{MVA_b} \times 10^3 \dots (4.77)$$

Circuito trifásico: (Seleccionando KVA base y KV base)

se escoge: KVA base y KV base

$$1) I_b = \frac{KVA \text{ base}}{\sqrt{3} KV \text{ base}} \dots (4.78)$$

$$\text{KVA base} = \sqrt{3} \text{ KV}_b \times \text{I}_b \quad \dots \quad (4.79)$$

$$2) \text{Z}_b = \frac{\text{KVbase}}{\frac{\text{I base}}{\sqrt{3}}} \times 10^3 = \frac{\text{KVbase}}{\sqrt{3}} \times 10^3 = \frac{\text{KVA}_b}{(\sqrt{3} \times \text{KV}_b)}$$

$$\text{Z}_b = \frac{\frac{\text{KV}_b}{3} \sqrt{3} \text{KV}_b \times 10^3}{\text{KVA}_b} = \frac{(\text{KV}_b)^2}{\frac{\text{KVA}_b}{10^3}}$$

$$\text{Z}_b = \frac{(\text{KV}_b)^2}{\text{MVA}_{b3\phi}} \quad \dots \quad (4.80)$$

c) Impedancia.

La impedancia de una línea depende de las características físicas del conductor y de la disposición geométrica de los conductores que la conforman cuando en un sistema trifásico se pretende evaluar la impedancia de secuencia positiva y negativa (que tienen el mismo valor), es conveniente conocer las propiedades del terreno por donde pasará dicha línea. Existen otras características que también intervienen en el cálculo y/o valor de la impedancia como son, el número de hilos de guarda, características físicas de los mismos y su disposición respecto a los conductores del sistema trifásico para el cálculo de la impedancia de secuencia cero.

Las fórmulas básicas para el cálculo de la impedancia de secuencia positiva, negativa y cero, son las siguientes:

$$\text{Z}_1 = \text{Z}_2 = \text{r}_a + j (\text{X}_a + \text{X}_d) \quad \dots \quad (4.81) \text{ donde:}$$

r_a = resistencia propia del conductor, obtenida de tablas de conductores.

X_a = reactancia inductiva propia del conductor, que se obtiene de tablas de conductores.

X_d = Reactancia inductiva mutua del conductor respecto a otros conductores que forman el sistema trifásico; ésta se obtiene por tablas de conductores para lo cual se calcula la distancia media geométrica entre conductores o distancia equivalente que está dada por:

$$\text{DMG} = \sqrt[3]{d_{12} \times d_{13} \times d_{23}} \quad \dots \quad (4.82) \text{ donde;}$$

d_{12} , d_{13} , d_{23} = distancia entre los conductores 1, 2, 3 respectivamente.

Una vez que se ha calculado la DMG, se recurre a tablas de conductores para obtener el valor de dicha reactancia.

Para el cálculo de la impedancia de secuencia cero como se indicó anteriormente, depende de varios factores, y la fórmula general, es la siguiente:

$$Z_o = Z_{oa} - \frac{(Z_{oag})^2}{Z_{og}} \dots (4.83)$$

donde: Z_o es la impedancia equivalente de secuencia cero de un sistema formado por un circuito trifásico o varios circuitos trifásicos, en paralelo, y uno o varios hilos de guarda.

Impedancia de Secuencia cero propia del conductor:

$$Z_{oa} = r_a + r_e + j (X_a + X_e - 2X_d) \dots (4.84) \text{ donde:}$$

r_a , X_a = Resistencia y reactancia inductiva propias de secuencia positiva.

r_e = resistencia de secuencia cero que es función de la frecuencia de operación del sistema; ($r_e = 0.286 \text{ ohm/mi}$ para 60 Hz).

X_e = reactancia inductiva de secuencia cero que es función de la resistividad del terreno y la frecuencia de operación del sistema;

$X_e = 2,888 \text{ ohm/mi}$ para 60 Hz. Y 100 ohm-m .

X_d = reactancia inductiva mutua de secuencia positiva.

La impedancia de secuencia cero propia del hilo de guarda; se calcula por medio de la siguiente fórmula:

$$Z_{og} = (3/n) r_{ag} + r_e + j (X_e + 3X_{ag}/n - 3(n-1) X_{dg}) \dots (4.85)$$

donde: r_{ag} , X_{ag} = resistencia y reactancia inductiva del hilo de guarda, obteniéndolas de tablas.

r_e , X_e = resistencia y reactancia inductiva, de secuencia cero.

X_{dg} = reactancia inductiva mutua entre los hilos de guarda, obteniéndose de la misma forma que X_d .

n = número de hilos de guarda.

En el caso de que no exista hilo de guarda; $Z_{og} = 0$

Para un hilo de guarda; $Z_{og} = 3r_{ag} + r_e + j(X_e + 3Z_{ag}) \dots (4.86)$

Para dos hilos de guarda; $Z_{og} = (3/2) r_{ag} + r_e + j(X_e + 3/2 X_{ag} - 3/2 X_{dg}) \dots (4.87)$

Impedancia mutua se secuencia cero conductor-hilo de guarda:

$$Z_{oag} = r_e + j(X_e - 3X_d) \dots (4.88) \text{ donde;}$$

r_e , X_e = resistencia y reactancia inductiva de secuencia cero.

X_d = distancia media geométrica existente entre los conductores y el o los hilos de guarda; definida por la siguiente expresión.

$$X_d = \frac{1}{3n} (X_{d1g1} + X_{d2g1} + X_{d3g1} \dots) \dots (4.89)$$

Para tres conductores y un hilo de guarda:

$$X_d = \sqrt[3]{d_{1g} d_{2g} d_{3g}} = 1/3 (X_{d1g} + X_{d2g} + X_{d3g}) \dots (4.90)$$

Para tres conductores y dos hilos de guarda:

$$X_d = \sqrt[6]{d_{1g1} d_{2g1} d_{3g1} d_{1g2} d_{2g2} d_{3g2}}$$
$$= 1/6 (X_{d1g1} + X_{d2g1} + X_{d3g1} + X_{d1g2} + X_{d2g2} + X_{d3g2})$$
$$\dots (4.91)$$

Si no existe el hilo de guarda el valor de la impedancia de secuencia cero será $Z_o = Z_{oa}$.

Cables Subterráneos.

Las fórmulas para el cálculo de impedancias son muy similares a las utilizadas en las redes aéreas, sin embargo existen algunos factores que afectan los valores de impedancia y éstos son:

- a) Aislamiento.- Espesor, tipo y temperatura de operación máxima.
- b) Conductor.- Sólido o cableado en diferentes formas como son, concéntrico, circular, circular compacto, sectorial, anular o segmental.
- c) Forma de construcción.- Unipolares o multipolares.
- d) Forma de instalación.- Separación o disposición de los cables, directamente enterrados o en ductos.
- e) Pantalla metálica.- Conductor sobre el aislamiento y de material no magnético.

En México se emplean generalmente dos tipos de cable de media tensión para distribución subterránea;

- 1) Tipo DRS.- Cable unipolar con conductor de aluminio o cobre cableado-circular compacto, pantalla concéntrica de alambres de cobre estañado aplicados helicoidalmente sobre el aislamiento, capacidad de 100% de la del conductor, aislamiento EP o XLP con espesor de 4.45 mm. (0.175 pulg.) para 15 KV (100% de aislamiento); temperatura de operación máxima de 90°C; temperatura de emergencia 130°C y temperatura de cortocircuito 250°C. Se instala generalmente en el fondo de una trinchera de disposición horizontal y separados 20 cm. Entre las fases AB y BC y 40 cm. entre las fases AC.
- 2) Tipo DS.- De características similares al anterior, solo que además - de la pantalla metálica de alambre de cobre aplicado helicoidalmente, lleva el neutro en cable desnudo por separado, su instalación es de un cable por ducto en disposición horizontal, vertical o triangular;- el conductor neutro se instala por separado junto con el conductor - que se encuentra en el ducto central. La separación entre conductores es de 16.5 cm. entre centros; se utilizan generalmente en áreas - comerciales y turísticas.

Impedancia de secuencia positiva y negativa:

La fórmula general para el cálculo de la impedancia es la siguiente:

$$Z_1 = (r_c + r) + j(X_a + X_d - X) \dots (4.92) \text{ donde;}$$

r_c = resistencia propia del conductor (de tablas).

X_a = reactancia inductiva propia del conductor (de tablas).

X_d = reactancia inductiva mutua entre conductores en función de la distancia media geométrica entre conductores.

$$X_d = 0.2794 \log_{10} \frac{DMG \text{ pulg.}}{12 \text{ pulg.}} \text{ ohm/mi} \dots (4.93)$$

$$DMG = S = \sqrt[3]{S_{ab} X S_{bc} X S_{ca}} \text{ pulg.} \dots (4.94)$$

r y X son valores que dependen de la resistencia de la pantalla y de la reactancia inductiva entre conductor y la pantalla.

Para cables monopolares se tiene lo siguiente:

$$X = \frac{X_m^3}{X_m^2 + r_s^2} \dots (4.95)$$

$$r = \frac{X_m^2 r_s}{X_m^2 + r_s^2} \dots (4.96)$$

donde;

r_s = resistencia de la pantalla.

X_m = reactancia inductiva mutua entre conductor y pantalla.

$$r_s = \frac{0.200}{(r_o + r_i)(r_o - r_i)} \dots (4.97)$$

r_o = radio externo de la pantalla en pulg.

r_i = radio interno de la pantalla en pulg.

$$X_m = 0.2794 \log_{10} \frac{25}{r_o + r_i} \dots (4.98)$$

Para cables tripolares:

$$r = \frac{44160 (S)^2}{r_s (r_o + r_i)^2} \times 10^{-6} \text{ ohm/mi} \dots (4.99)$$

$$S = 1/\sqrt{3} (d + 2T) \dots (4.100)$$

donde: S = distancia entre el centro del conductor y el centro de la pantalla - para el cable tripolar, en pulgadas.

d = diámetro del conductor.

T = espesor del aislamiento del conductor.

X = 0; si el efectivo de la corriente de la pantalla es despreciable.

Impedancia de secuencia cero:

Quando la corriente de secuencia cero fluye a través de los conductores de un circuito trifásico, el retorno de esta puede ser por tierra, por las pantallas o por ambas. Es por eso que la impedancia de secuencia cero será diferente dependiendo de la instalación y de si el cable es monopolar o tripolar. Las fórmulas generales para calcular la impedancia de secuencia cero son las siguientes:

a) Impedancia de la secuencia cero considerando retorno por tierra y pantalla:

$$Z_o = Z_c - \frac{Z_m^2}{Z_s} \text{ ohm/mi} \dots (4.101)$$

b) Impedancia de secuencia cero considerando retorno por pantalla únicamente;

$$Z_0 = Z_c + Z_s - 2Z_m \text{ ohm/mi} \dots (4.102)$$

c) Impedancia de secuencia cero considerando retorno por tierra únicamente.

$$Z_0 = Z_c \dots (4.103)$$

donde; Z_c = es la impedancia de secuencia cero equivalente del conductor considerando retorno por tierra pero ignorando la presencia de la pantalla.

Z_s = es la impedancia de secuencia cero de la pantalla, considerando el retorno por tierra pero ignorando la presencia del grupo de conductores.

Z_m = es la impedancia mutua de secuencia cero entre conductores y pantalla, tomando en cuenta el retorno por tierra común a ambos.

Para cables monopolares:

$$Z_c = (r_c + r_e) + j (X_a + X_e - 2X_d) \text{ ohm/mi} \dots (4.104)$$

$$X_d = 0.2794 \log_{10} \frac{DMG}{12} \text{ ohm/mi}$$

$$S = DMG = \sqrt{S_{ab} \times S_{bc} \times S_{ac}} \text{ pulg.}$$

$$Z_s = (r_s + r_e) + j (X_s + X_e - 2X_d) \text{ ohm/mi donde; } \dots (4.105)$$

r_s = resistencia de la pantalla para cable unipolar.

r_e, X_e = resistencia y reactancia inductiva de secuencia cero.

X_s = reactancia inductiva de la pantalla.

$$X_s = 0.2794 \log_{10} \frac{24}{r_o + r_i} \text{ ohm/mi} \dots (4.106)$$

r_o, r_i = radios externo e interno de la pantalla en pulgadas.

X_d = reactancia inductiva mutua entre pantallas, considerando $S = DMG$ para su cálculo.

$$Z_m = r_e + j(X_e + X_s - 2X_d) \dots (4.107)$$

donde:

X_d = reactancia inductiva mutua entre conductores y pantallas tomados en grupos.

Para cables tripolares:

$$Z_c = (r_c + r_e) + j (X_a + X_e - 2X_d) \text{ ohm/mi} \dots (4.108)$$

donde r_c , X_a = resistencia y reactancia inductiva propia de un conductor;

$$X_d = 0.2794 \log_{10} \frac{DMG}{12} \quad \text{ohm/mi} \quad DMG = S = (d + 2T) \text{ pulg.} \quad \dots (4.109)$$

d , T valores ya definidos en el cálculo de impedancia de secuencia positiva de cables tripolares.

$$Z_s = (3r_g + r_e) + j(3X_s + X_e) \quad \text{ohm/mi} \quad \dots (4.110)$$

$$Z_m = r_g + j(3X_s + X_e) \quad \dots (4.111)$$

4.2 Coordinación de protecciones en subestaciones y alimentadores primarios.

4.2.1 Aspectos Generales.

Redes aéreas: Estudios estadísticos efectuados en sistemas de distribución aérea, han demostrado que un 95% de las fallas que se presentan en éste tipo de instalaciones son de tipo transitorio.

Las causas típicas de dichas fallas pueden resumirse en los siguientes términos:

- a) Conductores que por acción del viento se tocan unos con otros.
- b) Descargas atmosféricas sobre algún aislador.
- c) Animales que "puentean" alguna superficie conectada a tierra con los conductores o de conductores entre sí.
- d) Ramas de árboles, antenas, láminas, etc.
- e) Sobrecargas momentáneas que producen corrientes que pueden hacer operar los dispositivos de protección.
- f) Contaminación ambiental.
- g) Vandalismo, etc.

La práctica y la experiencia en lo referente a fallas han demostrado que en el primer recierre de los dispositivos de protección se elimina hasta el 88% de ellas, en el segundo un 5% adicional y en el tercero un 2% más, quedando solamente un promedio del 5% de fallas de tipo permanente.

Para la ubicación correcta del equipo de protección a instalarse deberán tenerse en cuenta las siguientes consideraciones:

- a) El primer punto lógico a proteger será la salida del alimentador.
- b) Idealmente, el inicio de cada ramal debería considerarse como un punto de seccionalización con el objeto de limitar el retiro o salida de servicio al menor segmento práctico del sistema.
- c) Se deben tomar en cuenta las posibilidades de acceso al equipo de protección que se instale.
- d) La decisión definitiva sobre el grado de protección, debe quedar sujeta a una evaluación técnico-económica que tome en cuenta la inversión inicial de los equipos contra los ahorros en costo y beneficio a largo plazo.

Algunos de los parámetros que deben tomarse en cuenta para la aplicación correcta y apropiada del equipo de protección se pueden resumir como sigue:

- a) Distancia y calibres de conductores a lo largo del circuito que se desea proteger.

- b) Tensión del sistema a proteger.
- c) Corrientes normales de carga en los puntos en los cuales se va a ubicar el equipo de protección.
- d) Niveles de falla máxima y mínima en los puntos que se van a proteger.
- e) Valores mínimos de operación.
- f) Características operativas (curvas tiempo-corriente) y la secuencia seleccionada para la operación de los equipos de protección.
- g) En el equipo de protección, se deben considerar ciertos márgenes de capacidad, de tal forma que se cubran los futuros crecimientos en la carga o probables modificaciones del sistema.
- h) Normalmente, a medida que las distancias desde la subestación aumentan, se utilizan equipos menos sofisticados para protección de la línea y de los equipos instalados en ésta.

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

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

Redes Subterráneas.

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

El objetivo que se persigue al construir una red subterránea es variable según el caso al que se vayan a aplicar, pero los motivos más importantes de optar por esta alternativa son los siguientes:

- a) Buscar mayor continuidad de servicio evitando interrupciones causadas por contaminación, fenómenos atmosféricos o golpes de vehículos sobre las estructuras de una red aérea.
- b) Evitar la saturación de las instalaciones aéreas que por el elevado índice de densidad de carga, originan congestión de postes con el mon

taje de transformadores en un gran número, y conductores aéreos de calibres demasiado gruesos para soportarse en postes de una red común.

- c) Buscar una mejor apariencia al evitar el tener postes y conductores aéreos que contaminen el ambiente superficial, por una vista antiestética y peligrosa, así como evitar las dificultades que se presentan con árboles y edificios que obstruyen la red aérea.

Como cualquier sistema eléctrico, las redes subterráneas están expuestas a la ocurrencia de fallas y cuyas consecuencias pueden crear interrupciones de un mayor lapso de tiempo o daño en las instalaciones, cuando éstas o sus protecciones no están debidamente calculadas o diseñadas.

Las principales causas de fallas en los sistemas subterráneos que se pueden mencionar:

- 1) Reducción o pérdida del aislamiento, debido principalmente a la humedad.
- 2) Daños Físicos del aislamiento debido a esfuerzos mecánicos o a causas de roedores.
- 3) Esfuerzos eléctricos a que se somete el aislamiento, provocado por sobretensiones.
- 4) Envejecimiento del aislamiento, producido principalmente por sobrecarga permanente o de corta duración.

Como las fallas en los sistemas subterráneos representan casi siempre interrupciones permanentes (dependiendo del sistema usado) y su duración es generalmente prolongada, es necesario que la protección que se instale sea eficiente para lograr aislar la falla en un tiempo mínimo, evitando así un mayor daño a la instalación.

Los sistemas de distribución subterráneo más usuales en nuestro país son:

- a) Tres fases cuatro hilos, 3F - 4H, con neutro multiaterrizado.
- b) Dos fases tres hilos, 2F - 3H, con neutro multiaterrizado.
- c) Una fase dos hilos, 1F - 2H, neutro multiaterrizado.

En las instalaciones subterráneas de tipo comercial, el hilo neutro se instala en forma separada del cable, generalmente con un conductor de cobre multiaterrizado, instalado en los mismos ductos de la red.

En las instalaciones de tipo residencial, el hilo neutro está instalado en el -- propio cable en forma concéntrica al conductor, formado por hilos de cobre estañado y desnudo, cableado en forma helicoidal sobre el aislamiento del conductor. En este caso también la instalación se hace multiaterrizada y en ambos, se conecta al neutro de la estrella del transformador de potencia de la subestación de distribución.

4.2.2 Coordinación de protecciones en la subestación.

Subestaciones con sistema de protección fusible-relevador.

Las subestaciones que emplean éste sistema de protección, son aquellas en las cuales sus bancos de transformación son de capacidad menor a los 12 000 KVA y no se justifica económicamente el empleo de un interruptor de potencia en el lado de alta tensión. Los transformadores cuentan con los siguientes dispositivos de protección interna relevadores de:

a) Nivel	71 Q
b) Presión	63 P
c) Térmico de líquido	26 Q
d) Térmico de devanado	49 T

Para éstas capacidades el relevador 49 T y el relevador 63 P son sustituidos por un dispositivo de desfogue conocido como "cuello de ganso" obturado por un vidrio que se rompe a una presión crítica, permitiendo a la salida de gases provocados por una falla interna.

Ocasionalmente se tienen transformadores de potencia de estas capacidades que cuentan con tanque conservador y que poseen también el relevador del flujo y de presencia de gases (Buchholz). Para la protección externa del transformador de potencia, se emplean fusibles de potencia en el lado de alta tensión y relevadores de sobrecorriente en el lado de baja tensión.

Un ejemplo de lo anterior, lo constituye el siguiente diagrama unifilar, que muestra el sistema de protección para una subestación de capacidad menor a 12 000 KVA:

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

cumplir algunas condiciones para su selección como medio de protección primaria del transformador:

- a) las curvas de mínimo tiempo de fusión y máximo tiempo de limpieza (MMT y MCT) del fusible deben quedar abajo de la curva de daño del transformador en cuestión.
- b) el fusible deberá soportar la corriente de magnetización y/o energización (inrush), es decir, las curvas MMT y MCT quedará a la derecha de los siguientes puntos:

$$\begin{aligned}
 3I_n &= 10.0 \text{ seg.} \\
 6I_n &= 1.00 \text{ seg.} \\
 12I_n &= 0.10 \text{ seg.} \\
 25I_n &= 0.01 \text{ seg.} \quad \dots \quad (4.112)
 \end{aligned}$$

donde I_n = es la corriente nominal del transformador.

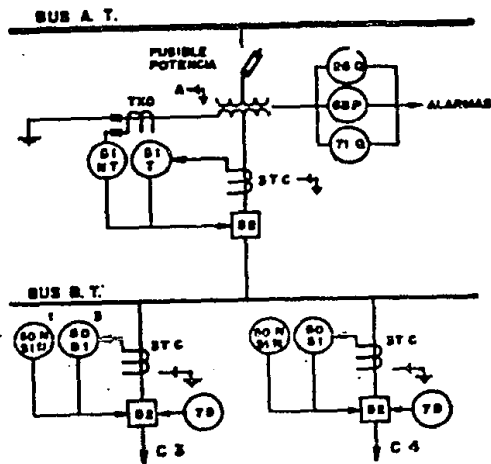


Figura 4.11

- c) el fusible deberá soportar las corrientes de carga fría. La carga fría es el resultado de la combinación de cargas conectadas en el circuito y que en el momento de energizar el transformador pueden intervenir. La experiencia ha determinado que la curva MMT debe quedar a la derecha de los

siguientes puntos:

6In - 1 seg.

3In - 10 seg.

- d) la curva MMT se toma como frontera de coordinación para los elementos inferiores en cascada.

Los relevadores de sobrecorriente de fase que operan sobre el interruptor de banco de baja tensión, protegerán al transformador de sobrecarga sostenidas, evitando que operen los fusibles de potencia cuyo costo es elevado y de tiempo de reposición largo, para estas anomalías, que no son fallas internas del transformador.

Otra de las funciones es, respaldar la operación de los relevadores de fase de los circuitos, para el caso en que éstos no operaran en el evento de una falla en el alimentador primario.

El relevador 51 T para detectar fallas a tierra, debe conectarse del transformador de corriente (TC) del neutro del transformador de potencia ya que, al circular la corriente de falla directamente por el neutro del transformador, su reflejo a través del TC es más fiel que en una conexión residual de una estrella. Cuando existe interruptor en alta tensión, este relevador actuará sobre el mismo para eliminar las fallas de fase a tierra del devanado de baja tensión del transformador.

Para el caso descrito, la función del relevador será despejar las fallas en el bus y respaldar la operación de los relevadores 51 N de los alimentadores. Las fallas del transformador las despejarán únicamente los fusibles de potencia.

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

Los relevadores de sobrecorriente de fase de interruptor de banco en batiencia deben ajustarse para un pick-up máximo del 200% de la capacidad nominal del transformador y su tiempo de operación para falla en la barra de baja tensión deberá tener de 0.3 a 0.4 seg. más que el tiempo de operación del esquema de protección del alimentador.

El relevador 51 T debido a que no se afecta con la corriente de carga, es posible ajustarlo a un valor entre el 10 y el 70% de ésta.

El tiempo de operación deberá seleccionarse en forma similar al de los relevadores de fase.

Subestaciones con sistema de protección relevador-relevador.

Este sistema de protección, se emplea generalmente en los bancos de transformación con capacidades superiores a los 12 000 KVA, (ver Figura No. 4.12), aunque no es raro encontrar subestaciones con transformadores de 7500 KVA con este sistema de protección.

Para la protección interna de estos transformadores, se utilizan los siguientes tipos de relevadores:

- a) De nivel 71 Q
- b) De presión 63 P
- c) De flujo y presencia de gases 63 T
- d) Térmico de líquido 26 Q
- e) Térmico de devanado 49 T

Los relevadores 63 P, 63 T y 71 Q operan sobre el interruptor de banco de alta-tensión, desenergizando el transformador. Los relevadores 63 T y 71 Q tienen un arreglo de detección de condiciones anormales leves o severas. El primer paso se utiliza para enviar una señal de alarma y el segundo como se indicó, de desconexión.

Los relevadores 26 Q y 49 T, actúan de manera preventiva, es decir, no desenergizan el transformador pero dan una señal de alarma, con el fin de que se elimine la causa de su operación. Si se cuenta con un control supervisor, únicamente el disparo del interruptor de el lado de alta tensión será causado por los relevadores 63 T y 63 P.

El relevador 49 T, se utiliza para controlar automáticamente los pasos de venti

lación forzada de los transformadores.

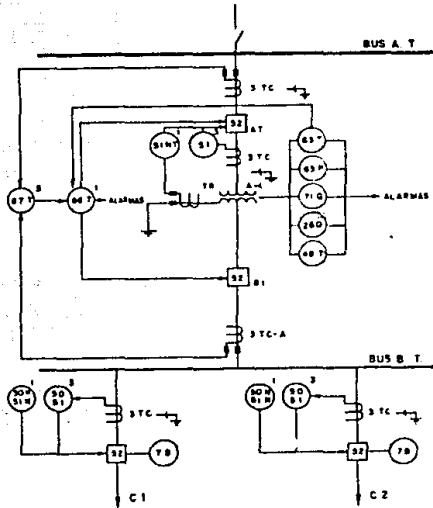


Figura 4.12

Para la protección externa del transformador, éste cuenta, generalmente, con dos tipos de esquemas: diferencial de corriente y diferencial de sobrecorriente.

El primero, brinda la protección más eficiente por sus características de selectividad y de velocidad de respuesta ante una posible falla.

El segundo actúa como respaldo del primero y a la vez protege contra sobrecargas peligrosas y respalda además la operación de los esquemas de protección de los alimentadores. La figura no muestra el diagrama unifilar del sistema de protección de la subestación.

La protección diferencial de disco de inducción podrá aplicarse a subestaciones alejadas de las grandes fuentes de generación en donde la corriente de magnetización es despreciable. Los relevadores con restricción de armónicas que son más complejos y más seguros deben usarse en donde haya probabilidades de existencia-

de una corriente de desmagnetización severa.

Para una operación confiable del esquema, debe considerarse lo siguiente:

- a) Diferencias en las características de los transformadores de corriente, -
sobre todo en lo referente a la magnetización y saturación.
- b) El porcentaje de errores de la relación de corrientes secundarias de los -
taps de ajuste de los relevadores (mismatch).

$$M = \frac{I_L / I_H - T_L / T_H}{S} \times 100 \dots (4.113)$$

donde: I_L , I_H = corrientes secundarias que entran al relevador de los transfor
madores de corriente de alta y baja tensión.

T_L , T_H = taps de ajustes del relevador para corriente secundaria de al-
ta y baja tensión.

S = el menor de los dos términos del numerador.

- c) Relación de transformación variable (cambiador de taps del transformador).
- d) Corrientes de magnetización del transformador.

Los tres primeros puntos se presentan para fallas externas; la operación errónea de un relevador diferencial debe evitarse verificando que el error sea menor al 10% para el valor máximo de falla externa y dando un margen de seguridad del 5 - al 15% adicional al % de pendiente calculado.

Debido a que la selección de las relaciones de transformación de corriente (RTC) se hace considerando la relación del tap central del transformador de potencia; - al mismatch obtenido se le añadirá la variación máxima en % para el tap más ale-
jado.

El cuarto punto, ya se mencionó al principio, aparece como falla interna para- los relevadores diferenciales, su valor pico puede llegar a ser de 8 a 10 veces- la corriente nominal, su valor máximo es alcanzado cuando el transformador se - energiza estando el valor de voltaje cercano al valor cero, decayendo rápidamen- te en los primeros ciclos y luego lentamente tardando hasta 4 ó 5 segundos para- alcanzar su valor final. El disparo de este relevador debe hacerse a través de- un relevador auxiliar de contactos múltiples y reposición manual que tenga los - contactos necesarios para disparar los interruptores asociados y bloquear el cie
rrre de los mismos, de manera que eviten el cierre imprudencial. Los transforma-

dores de corriente deben de ser exclusivos para esta protección.

La protección contra sobrecorrientes de fase, es similar a la mencionada en el punto anterior, con la diferencia de que aparece solo en alta tensión; su ajuste máximo deberá ser del 200% de la corriente nominal del transformador y para la coordinación de fallas en la barra de baja tensión con un tiempo de 0.3 a 0.4 segundos mayor que los esquemas de protección de los alimentadores. La protección de sobrecorriente de neutro es igual a la que se describió en el punto anterior. Estos esquemas operarán solamente sobre el interruptor de alta tensión.

Arreglos para la protección de subestaciones.

La selección del diagrama de conexiones o diagrama unifilar de una subestación depende de las características específicas de cada sistema eléctrico y de la función que realiza dicha subestación en el sistema.

Los criterios que pueden utilizarse para hacer la selección del diagrama unifilar más adecuado, son los siguientes:

- Continuidad de servicio.
- Flexibilidad de operación.
- Facilidad para dar mantenimiento al equipo.
- Cantidad de equipo eléctrico necesario.

Los diagramas unifilares de las subestaciones de distribución más empleados en sector eléctrico son:

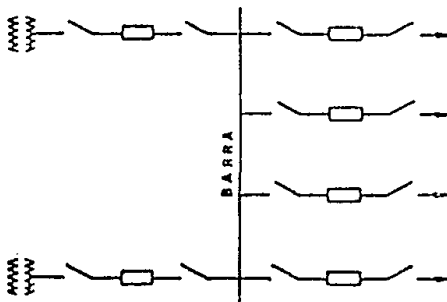


Figura 4.13 a) Un juego de barras.

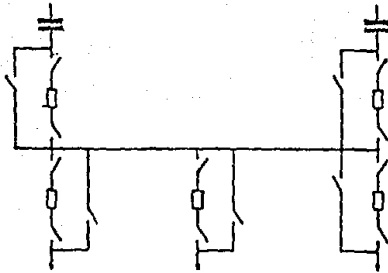


Figura 4.14 b) Un juego de barras con cuchilla de by-pass.

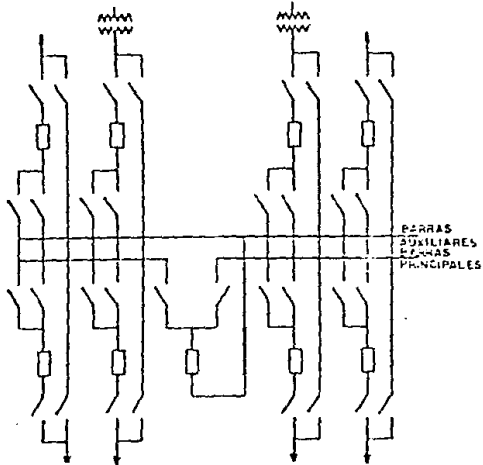


Figura 4.15 c) Juego de barras principales y auxiliares con interruptor común.

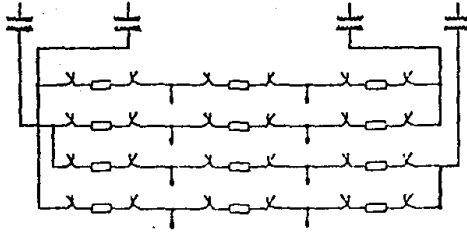


Figura 4.16 d) Anillo sencillo.

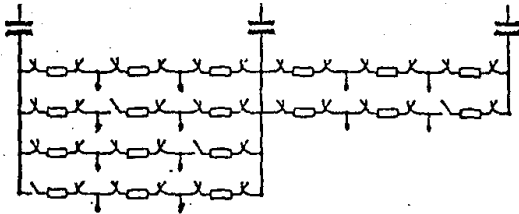


Figura 4.17 e) Anillo doble.

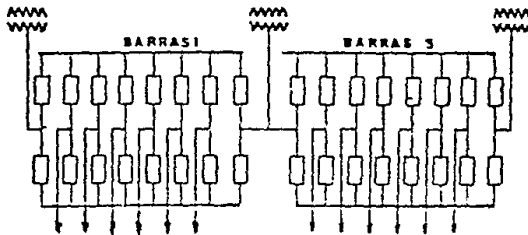


Figura 4.18 f) Doble barra, doble interruptor.

4.2.3 Coordinación de protecciones en los alimentadores primarios.

Se pueden distinguir tres tipos fundamentales de alimentadores primarios:

- a) Tipo rural.- De este tipo de alimentadores los hay instalados para dos tipos de cargas; las que alimentan pequeños poblados cuya carga se caracteriza por motores chicos (bombas, molinos, pequeñas industrias, etc.) y alumbrado, y los que alimentan grandes sistemas de bombeo.
- b) Tipo urbano.- Aquel que tiene carga de alumbrado, pequeños y grandes comercios y pequeñas industrias.
- c) Tipo industrial.- Los alimentadores primarios de este tipo se pueden subdividir a su vez en tipo urbano y rural, y se caracteriza por grandes consumos de energía y por ende grandes cargas. Los alimentadores primarios generalmente operan en forma radial y en el caso de existir anillos, éstos están normalmente abiertos operando como circuitos radiales alimentando la carga desde diferentes subestaciones.

La forma más usual de protección contra las fallas que se presentan en un alimentador primario es la de sobrecorriente, con un esquema formado por tres relevadores de fase, alimentados a través de igual número de transformadores de corrien-

te, cuyos secundarios se conectan en estrella, y un relevador que como su nombre lo indica, se conecta al neutro común de la estrella formada. Este esquema siempre con unidades de sobrecorriente de disparo instantáneo (50) y de retardo de tiempo (51).

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

Si la falla es permanente el relevador quedará bloqueado y abierto si después de un número predeterminado de operaciones para la cuales se programó (generalmente a 2.5 a 15 segundos) no se despeja la falla. Si se cuenta con control supervisorio, su función ya no es necesaria y deberá bloquearse mientras éste se encuentra en operación.

Existen diversas curvas características de operación para relevadores de sobrecorriente, y se considera que la curva extremadamente inversa es la más adecuada para una buena coordinación con fusibles y restauradores. El ajuste de la unidad de disparo instantáneo de sobrecorriente, dependerá de si el siguiente dispositivo de protección sobre el alimentador es fusible o restaurador.

Si el siguiente dispositivo es fusible se puede optar por:

- a) ajustar la unidad instantánea para ver la falla en el punto de ubicación de los fusibles en la primera operación de la protección, después bloquear su operación por medio de contactos auxiliares del relevador de recierre con el fin de que si la falla no se libra en esta primera ocasión, opere la unidad 51, dando tiempo a que el fusible opere.
- b) ajustar la unidad instantánea de manera que no vea la falla en la localización del fusible, y seleccionando la unidad de tiempo de forma tal que permita que éste se funda.

El criterio que puede aplicarse para asegurar que no sobrealcance y que es aplicable también para el caso en el que el siguiente dispositivo de protección sea un restaurador es:

$$N = \frac{K_s (1 - K_f) + 1}{K_f} \dots 4.14$$

donde:

N = distancia en p.u. del tramo protegido.

K_1 = 1.3 (valor establecido convencionalmente).

K_s = Z_s / Z_1

Z_s = impedancia del sistema.

Z_1 = impedancia del alimentador.

Los relevadores de sobrecorriente de fase, se deberán ajustar a un tap que permita llevar el 200% de la corriente de carga máxima (nunca menor al 150%) y de manera que la corriente secundaria no sea mayor a 4 ó 5 amperes y a la vez que la corriente de falla máxima no sobrepase los 100 amperes secundarios.

El tiempo de operación del relevador "palanca", se obtiene de la coordinación - respecto a los ajustes que se realicen a los relevadores de respaldo; un valor - típico de 0.2 segundos para falla en un bus dadas las características generales - de las curvas de los fabricantes de relevadores, es el ideal, tanto para los de - fase como para los residuales.

El relevador de sobrecorriente residual, se ajustará en la forma ya indicada para la unidad instantánea (50); la unidad con retardo de tiempo se ajustará a un - valor entre el 10% y el 20% de la corriente nominal del transformador sin que - sea superior al ajuste dado al 5% NT. El tiempo de operación será de 0.2 segundos para falla en el bus como se indicó anteriormente.

Las curvas de estos relevadores, deberán trazarse en papel logarítmico para verificar los tiempos de coordinación con los dispositivos de protección del lado de carga y del lado de generación o fuente con que se cuente, y deberán trazarse - también las curvas de daño de los equipos protegidos con el objeto de asegurar y optimizar el sistema de protección.

En seguida, se muestran dos esquemas típicos de protección de alimentadores de - 23 KV, además de su control y medición, en dos tipos de arreglos, barra doble y - en anillo.

Lista de relevadores que se muestran en los siguientes diagramas;

No. ASA	Descripción	Función
51	Sobrecorriente con unidad de tiempo inverso de 4-16 amp.- y unidad instantánea.	Protección de alimentadores de 23 KV para fallas entre fases.
51 N	Sobrecorriente con unidad de tiempo inverso de 0.5-2 amp. y unidad instantánea.	Protección de alimentadores de 23 KV para fallas a tierra.
79	De recierre	Recerrar el interruptor cuando éste abra por acción de los relevadores de sobrecorriente.

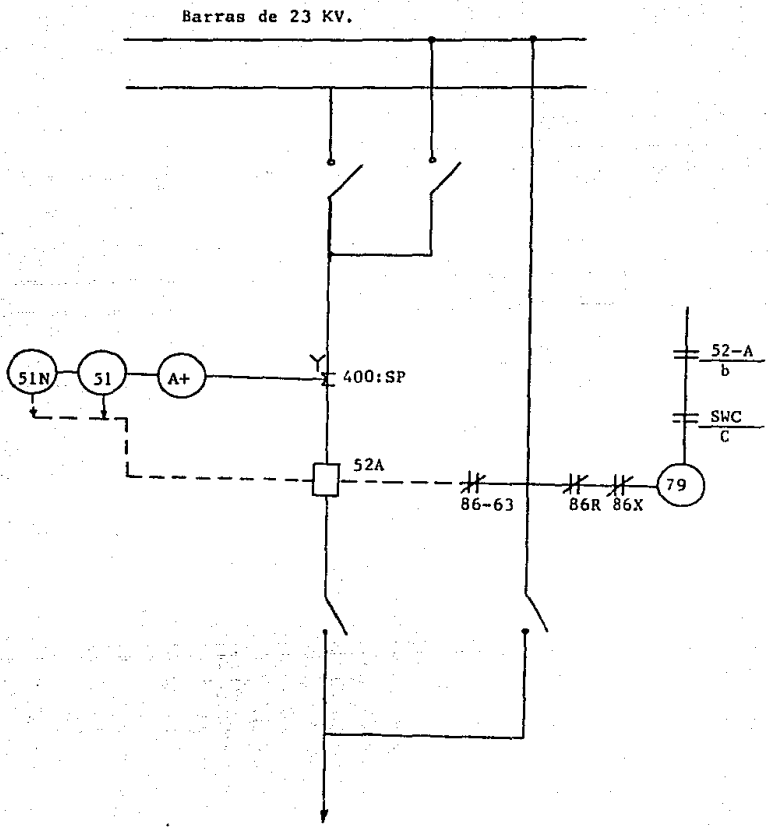


Figura 4,.19 Esquema de protección para un alimentador de 23 KV con arreglo de barra doble.

4.3 Coordinación de dispositivos de protección eléctrica.

Redes de Distribución.

Una vez definidas algunas reglas para la coordinación en subestación y alimentadores primarios, a continuación se expondrán algunas reglas aplicables a los dispositivos utilizados en la protección de redes, como son restauradores, fusibles y seccionadores.

4.3.1 Coordinación interruptor-fusible del lado de carga.

La coordinación de estos dispositivos ocurre normalmente encontrándose el interruptor dentro de la subestación.

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

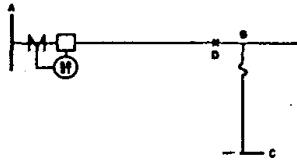


Figura 4.21 Coordinación interruptor-fusible.

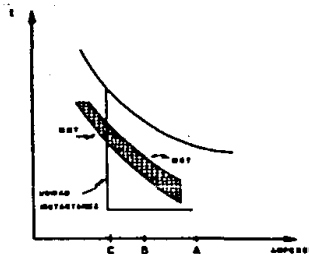


Figura 4.21a Curva de coordinación interruptor-fusible.

Es conocido el hecho de que la aplicación de protecciones es un arte y como tal, permite satisfacciones que dependen de la actitud, experiencias, conocimientos, habilidades y disciplina del Ingeniero que resuelve el caso.

Con la operación alternada del instantáneo. (1 Disparo Instantáneo y 2 Disparos de retardo de tiempo cualquier falla en ese ramal se puede limpiar, el primer -

disparo lo hace el relevador y a través del recierre, el interruptor vuelve a cerrar), si la falla persiste se fundirá el fusible.

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

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

La otra consideración es aumentar la operación del instantáneo o bloquearlo.

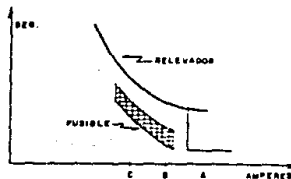


Figura 4.22 Curva de coordinación relevador-fusible con instantáneo bloqueado.

Para fallas entre B-C se fundirá el fusible sin afectar todo el circuito.

Los tiempos de coordinación se tratará de fijarlos entre 0.3 - 0.4 segundos.

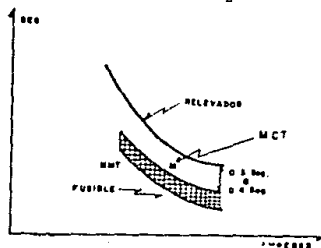


Figura 4.22a Curva de coordinación relevador-fusible.

4.3.2 Coordinación Interruptor-Restaurador.

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

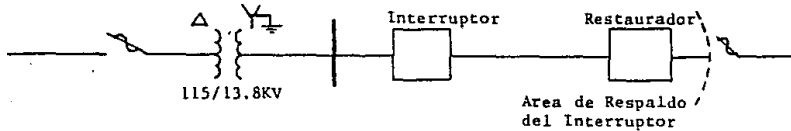


Figura 4.23 Diagrama de coordinación interruptor-restaurador.

En estudio de coordinación es necesario notar lo siguiente:

- Un interruptor abre y despeja la falla varios ciclos después que su relevador de sobrecorriente opera.
- El tiempo de reposición del relevador del interruptor es extremadamente largo y si la corriente de falla se reaplica antes de que el relevador se reponga completamente, éste avanza nuevamente hacia el punto de cierre desde la reposición incompleta.

Para aclarar los conceptos anteriormente expuestos, se presenta el siguiente ejemplo (Tiempo para palanca 5).

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

Relevador del interruptor: Tiempo de operación del relevador 0.6 segundos y 30 segundos para reponerse totalmente.

Al producirse una falla actúa el restaurador en curva A y el relevador del interruptor inicia su carrera durante 0.035 segundos, es decir avanza en porcentaje de su carrera total.

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

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

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

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

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

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

Y se repone durante los dos segundos de despeje.

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

Es decir, que en este momento tiene un avance neto del:

$$50 - 6.7 = 43.3\%$$

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

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

A partir del punto anterior es decir:

$$50 + 43.4 = 93\%$$

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

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

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

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

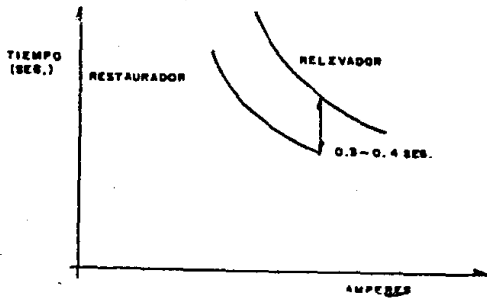


Figura 4.23a Curva de Coordinación Interruptor-relevador.

4.3.3 Coordinación restorador-fusible del lado de carga.

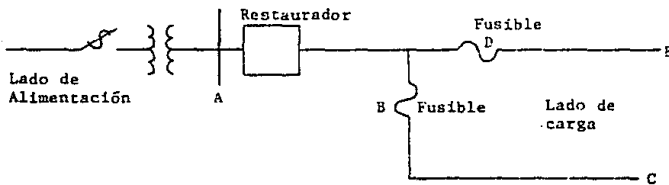


Figura 4.24 Diagrama coordinación restorador-fusible del lado de la carga.

Para hacer posible la coordinación, el restorador debe percibir todas las corrientes de falla en la zona protegida (desde el punto A hasta C y E).

Se obtiene la máxima coordinación de estos dispositivos, ajustando el restorador para una secuencia de dos operaciones rápidas seguidas por dos lentas.

Secuencia 2A 2B

Ventajas: Excelente coordinación, permite despejar hasta un 90% durante las operaciones rápidas y un 5% más cuando el fusible opere.

Desventajas

Puede ocurrir el fenómeno de cascada limitada cuando dos - restauradores del mismo rango están conectados en serie y cada uno está ajustado para dos operaciones rápidas y dos lentas.

Secuencia 2A 2C

Ventajas:

Se amplía el rango de coordinación.

Desventajas:

Tiempo total de operación mayor que con secuencia 2A 2B y - la misma posibilidad de cascada limitada.

Secuencia 2A 2D

Las mismas ventajas y desventajas de la secuencia 2A 2C.

Secuencias 1A 3B, 1A 3C o 1A 3D.

Se obtiene coordinación en menor grado que las anteriores, aunque permite despejar hasta un 85% de las fallas antes de que el fusible opere.

Generalmente se usa cuando se instalan seccionalizadores automáticos entre los - fusibles y el restaurador.

Secuencias todas rápidas o todas lentas.

No es posible la coordinación selectiva, en vista de que con las secuencias "To das rápidas", no operaría el fusible y en secuencia "To das demoradas", a la primera operación operaría el fusible.

Para la coordinación con elementos fusibles hay que tomar en cuenta dos reglas - fundamentales:

- a) El punto máximo de coordinación, es el valor de corriente en la intersección de las curvas mínimas de fusión del elemento fusible con la curva - de tiempo rápido de despeje del restaurador multiplicada por un factor - "K".

Para un restaurador de la marca Mc Graw-Edison tenemos que:

Tiempo de recierre	Factor "K" para una operación rápida.	Factor "K" para 2 operaciones rápidas.
0.5	1.2	1.8
1.0	1.2	1.35
1.5	1.2	1.35
2.0	1.2	1.35

- b) El punto mínimo de coordinación es el valor de corriente en la intersección de las curvas máximas de fusión del elemento fusible con el tiempo de despeje mínimo del restaurador o de interruptor en su curva lenta.

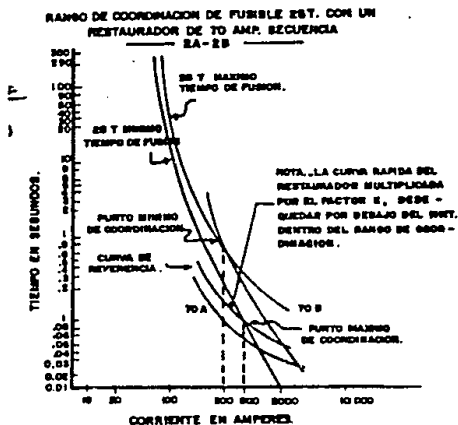


Figura 4.24a Curvas de Coordinación.

4.3.4 Coordinación Restaurador-Fusible del lado alimentación.

Todas las operaciones del restaurador deben ser más rápidas que la curva mínima de fusión del fusible. Además, la secuencia de operación del restaurador y el intervalo de recierre deben ser considerados.

Para la máxima corriente de falla disponible en un punto determinado del circuito, el tiempo mínimo de fusión del elemento fusible en el lado de alimentación del transformador debe ser mayor que el tiempo promedio de despejar de la curva lenta del restaurador, multiplicada por un factor específico.

Esto introduce otro grupo de factores K que varia con las secuencias de recierre y operación y del tipo de restaurador usado; a continuación se muestran valores para un restaurador marca Mc Graw Edison.

Factores de multiplicación o "K" para elementos fusibles del lado de alimentación:

FACTORES DE MULTIPLICACION			
Tiempo de recierre segundos	Dos operaciones rápidas y dos demoras	Una operación rápida y tres demoras	Cuatro operaciones demoradas
0.4	2.7	3.7	3.7
0.5	2.6	3.1	3.5
1.0	2.1	2.5	2.7
1.5	1.85	2.1	2.2
2.0	2.7	1.8	1.9
4.0	1.4	1.4	1.45
10.0'	1.35	1.35	1.35

La coordinación de los restauradores con los fusibles de lado de carga, así como con los del lado de alimentación utilizan las curvas características de tiempo-corriente del elemento fusible para cualquier tipo particular, en consecuencia, los elementos fusibles usado en un plan de protecciones, deben contar con curvas características garantizadas. Cada estudio de coordinación identifica un tipo de elemento específico y el régimen de corriente que debe usarse para asegurar una coordinación correcta.

Quando un elemento opera debido a una falla, el Ingeniero debe reemplazar el elemento consumido por el mismo tipo y régimen de amperes, preferentemente del mismo fabricante.

4.3.5 Coordinación restaurador-seccionador:

Un seccionizador, cuenta la cantidad de veces que una corriente superior a su mínima actuante es interrumpida por un dispositivo de respaldo y después de una cantidad preseleccionada de recuentos abre sus contactos.

Quando es debidamente utilizado, abrirá la línea estando ésta desenergizada.

No tiene capacidad interruptiva, para corriente de falla, aunque si tiene suficiente para abrir el circuito con carga normal.

Si la corriente que fluye a través del seccionizador es mayor del 160% de la capacidad nominal de su bobina y el dispositivo de respaldo interrumpe la corriente de falla, entonces el seccionizador efectuará una cuenta, repitiéndose el proceso hasta el momento en que al llegar a la cantidad preseleccionada de recuentos abrirá sus contactos quedando abierto, debiéndose reponer manualmente.

Si la falla es transitoria el seccionizador se repone a su estado original, para lo cual requiere de un tiempo determinado, el cual para seccionizadores-hidráulicos es aproximadamente un minuto y para los electrónicos puede preseleccionarse dicho tiempo.

Como los seccionizadores no tienen características de tiempo-corriente, su coordinación con un restaurador es necesario analizar el tiempo de retención de cuenta del seccionizador.

La regla para la coordinación Restaurador-Seccionizador, es ajustar este último a una cuenta menos que el restaurador y cada seccionizador adicional en serie, deberá ser ajustado para una cuenta menos que el anterior.

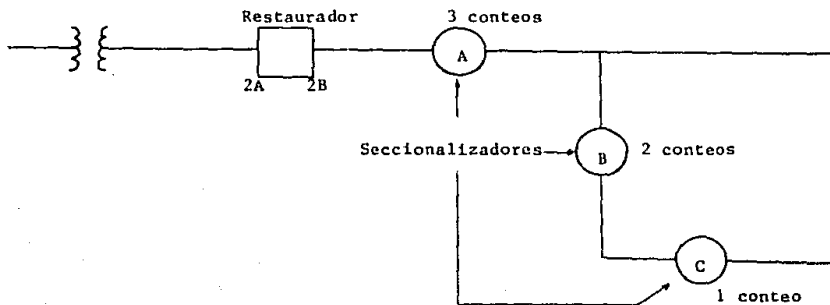


Figura 4.25 Diagrama unifilar para la coordinación restaurador-seccionizador.

La secuencia 2A 2B en el restauradores una buena selección para coordinar estos

dos dispositivos, aunque si posteriormente al seccionizador se desea coordinar con un fusible no se considera la más adecuada como se verá más adelante.

Con un restaurador hidráulico y un seccionizador hidráulico se asegura la coordinación cuando tanto el restaurador como el seccionizador utilizan bobinas con el mismo régimen continuo.

La suma de los tiempos de corte y recierre del restaurador, no deben exceder el tiempo de memoria del seccionizador.

En el caso de corriente de entrada, cuando ésta excede la corriente actuante del seccionizador pero debajo del restaurador, el seccionizador cuenta y puede abrir el circuito innecesariamente. Este problema se elimina seleccionando las bobinas por encima de cualquier corriente de entrada probable.

Otra solución será instalar en el seccionizador un accesorio de restricción de voltaje el cual hace que el corte quede bloqueado mientras exista voltaje del lado de alimentación. Con este accesorio, puede instalarse un seccionizador entre dos restauradores.

Ahora que si la corriente de entrada hace que el restaurador corte, el voltaje al seccionizador se perderá y abrirá innecesariamente. Si se instala un accesorio de restricción de corriente de entrada en el seccionizador el problema se elimina, ya que detecta si la falla ocurre antes o después del seccionizador para que en caso de que sea después de ésta, pueda operar normalmente, pero si la falla está entre el restaurador y seccionizador se bloquee su operación.

4.3.6 Coordinación restaurador-seccionizador-fusible.

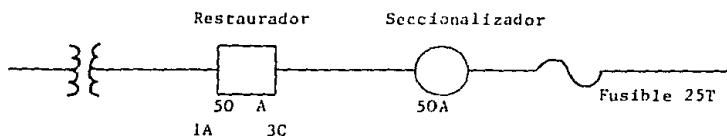


Figura 4.26 Diagrama unifilar para coordinación restaurador-seccionizador-fusible.

La secuencia 1A 3B, 1A 3C y 1A 3D se consideran excelentes para la coordinación de estos tres dispositivos con las siguientes desventajas.

Desventajas: El fusible se funde y despeja la falla durante la primera - operación lenta, aunque anteriormente el restaurador elim
nó el 85% de las fallas transitorias con la operación ráp
da.

El tiempo total de operación es mayor que con secuencia 2A 2B y puede haber daño en el conductor.

Con las secuencias 2A 2B, 2A 2C y 2A 2D no coordinan los tres dispositivos en - vista de que en la primera operación lenta abriría el seccionalizador ajustado - para tres conteos y se fundiría el fusible.

La secuencia de coordinación debe ser como sigue:

- 1) El restaurador y fusible se coordinan como fue descrito anteriormente, to
mando en cuenta que el restaurador debe ajustarse con una secuencia de - una operación rápida y tres lentas.
- 2) Luego el restaurador y seccionalizador se coordina como fue descrito -
antes.

Una secuencia de operación 2A 2B, 2A 2C ó 2A 2D, es posible en el caso de que - el seccionalizador esté equipado con accesorios de restricción de voltaje en - vista de que la operación de un fusible más allá del seccionalizador, no hará - este corte o que cuente, debido a que habrá voltaje todavía en el lado de ali - mentación del seccionalizador.

4.3.7 Coordinación restaurador-restaurador:

Para coordinar los restauradores hidráulicos, es necesario estudiar sus curvas - características tiempo-corriente y suponer que para una corriente alterna 60Hz:

- 1 Dos restauradores en serie con curvas tiempo-corriente con menos de .033 segundos de separación, siempre operarán simultáneamente.
- 2 Si la separación es entre 0.2 0.33 segundos de diferencia, pueden operar simultáneamente.
- 3 Si la separación es mayor de 0.2 segundos los restauradores operarán in - dependientemente.

Hay tres métodos básicos para efectuar su coordinación.

- a) Usando una combinación de tamaños de bobina y secuencias de operación.

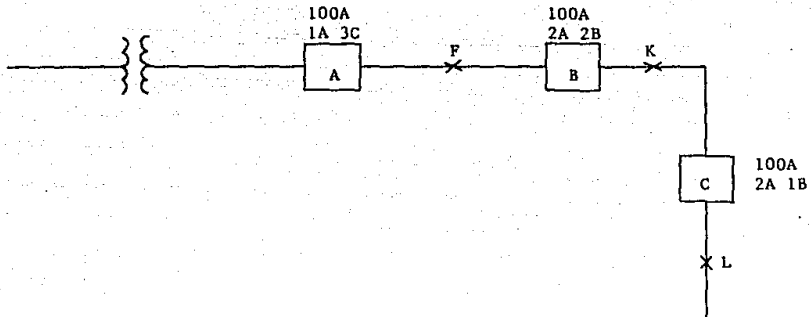


Figura 4.27 Diagrama unifilar para coordinación restaurador-restaurador.

Este método es el más recomendable en la coordinación entre restauradores, debiendo ser usado siempre que sea posible, ya que elimina o al menos minimiza el efecto de cascada y puede mantener una buena coordinación con los fusibles de los ramales.

Para efectuar la coordinación, es necesario estudiar las curvas características de tiempo-corriente aplicando los métodos básicos de coordinación descritos en los incisos a y b.

Para la coordinación correcta de restauradores controlados electrónicamente, debe seguirse el siguiente procedimiento:

- 1) Coordinar los restauradores por medio de sus curvas características tiempo-corriente y una selección adecuada de niveles de corte mínimo en forma similar como se describió para los restauradores hidráulicos.
- 2) Elegir intervalos de recierre para que el restaurador protegido esté cerrado o programado para cerrar cuando el protector esté programado para cerrar.

- 3) Seleccionar intervalos de reposición de tal modo que cada restaurador cumpla con la secuencia preseleccionada para todas las condiciones de falla.
- b) Usar los mismos tamaños de bobina y diferentes secuencias de operación.

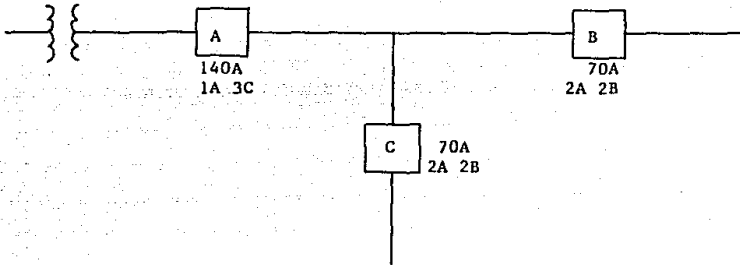


Figura 4.27a Diagrama unifilar para la coordinación restaurador-restaurador. Variante 1.

Si analizamos las posibles fallas permanentes en los puntos F, K y L de la figura anterior, los restauradores operan de la siguiente forma:

- Para una falla en F, solamente debe operar el restaurador A y despejar la falla abriendo el circuito.
- Para una falla en K, los restauradores A y B la detectan y operan simultáneamente en su primera operación rápida, la segunda operación la hace únicamente B en su curva rápida, la tercera operación la pueden hacer simultáneamente A y B en sus curvas lentas (tomando en cuenta que para A sería su segunda operación) y en la última, pero como B tiene sus cuatro recierres, solamente recierra A y B queda abierto para despejar la falla.
- Para una falla en L, los tres restauradores operan simultáneamente en su curva rápida A, en la segunda ocasión operan únicamente B y C en su curva rápida y A permanece sin operar, en la tercera ocasión pueden operar simultáneamente los tres restauradores y C queda abierto, mientras que B se queda con 3 cuentas y A con 2 cuentas restableciéndose éstos últimos para nuevas operaciones.

Por lo anterior, se puede concluir que aunque se tienen algunas operaciones simultáneas, puede asegurarse una coordinación efectiva.

- c) Usar diferentes tamaños de bobinas y las mismas secuencias de operación.

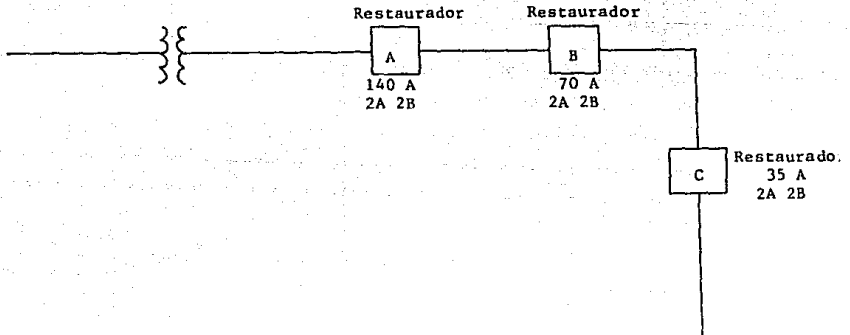


Figura 4.27 b Diagrama unifilar para la coordinación restaurador-restaurador. Variante 2.

Analicemos el ejemplo mostrado en la Figura 4.27 en donde se quieren coordinar tres restauradores con la misma secuencia de operación 2A 2B y con diferentes - tamaños de bobinas. Sus curvas características aparecen en la Figura 4.28 y en ellas se puede ver que para una corriente de falla de 1000 amperes,

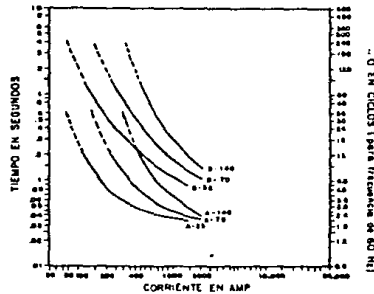


Figura 4.28 Curvas de coordinación para los restauradores de la variante 2.

Coordinación de Curva	Separación en segundos	Observaciones:
A-35/A-70	Menos de 0.033	Operan simultáneamente
A-70/A-140	Menos de 0.033	Idem.
B-35/B-70	0.067 Segs.	pueden operar simultáneamente
B-7-/B-140	0.117 Segs.	Idem.

Para una falla de 500 amperes

A-35/A-70	Menos de 0.033	Operan simultáneamente
A-70/A140	0.083 Seg.	pueden operar simultáneamente
B-35/B-140	0.2	Operan independientemente
B-70/B-140	0.5	Operan independientemente

Es posible concluir que a nivel de 500 Amp., de falla es posible la coordinación entre los restauradores del ejemplo de la Figura 4.28 aunque puede experimentarse el efecto de cascada durante las operaciones rápidas.

4.3.8 Coordinación fusible-fusible:

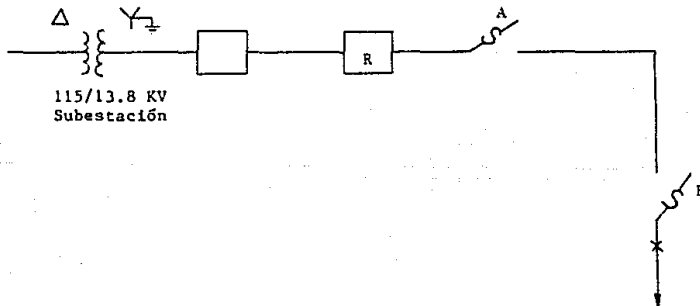


Figura 4.29 Diagrama unifilar de coordinación fusible-fusible.

La regla esencial para la coordinación fusible-fusible establece que el tiempo máximo de apertura de fusible "B" no debe exceder del 75% del tiempo mínimo del fusible "A".

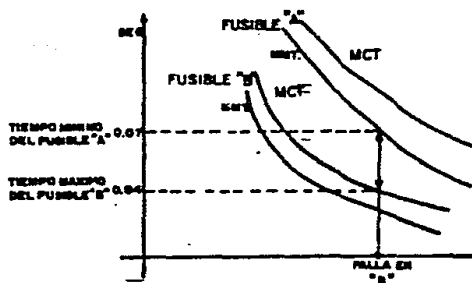


Figura 4.30 Curvas de coordinación de fusible.

La relación de tiempo no debe ser mayor que 75R

$$\frac{0.04 \times 100}{0.70} = 57\% < 75\%$$

Por lo tanto esta coordinación del fusible "B" y "A" es satisfactoria.

4.4 Protección del conductor:

Es muy importante que en todos los estudios de coordinación de protecciones se observe la duración y magnitud de las corrientes de falla, calibre y tipo de conductor ya que la falla debe despejarse antes de que el calor lo fatigue y haga que cambie sus características mecánicas lo suficiente como para que la línea resulte peligrosa.

Los dispositivos de protección deben operar en curvas más rápidas que la curva de daño del conductor, lo que hace que en ciertas ocasiones, sobre todo en casos de sistemas con mucho equipo, se tenga que hacer un sacrificio en la coordinación para no afectar al conductor.

Un método para minimizar los daños del conductor en sistemas sobrecargados es utilizar un restaurador ajustado, para operaciones todas rápidas como respaldo de seccionadores automáticos de línea instalados en los ramales coordinados como se describió en el punto número 5.

En el apéndice se muestran las curvas de daño de los conductores de cobre, ACSR y aluminio.

4.5 Detector de fallas de línea a tierra en restauradores.

Los restauradores instalados, deben poseer un arreglo que detecte las fallas de línea a tierra. Los de tipo electrónico normalmente vienen dotados de dicho arreglo, empero, aquellos de tipo electromecánico será necesario proveerles del arreglo siguiente:

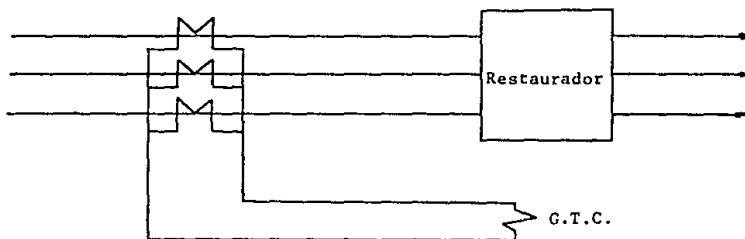


Figura 4.31 Arreglo para un detector de fallas de línea a tierra de tiro electromecánico.

Donde los TC'S se conectan como se muestra y con RTC adecuada (generalmente - 100/5). Comúnmente el valor de pick-up para la bobina GTC (Ground Trip Coil) es de 23 Amp., de bobinas lo determinan el estudio de coordinación y de acuerdo con las características del equipo en cuestión.

Si se emplea RTC = 100/5 y el pick up es de 2.3 amp., la corriente primaria mínima que hará operar a este arreglo será de $100/5 \times 2.3 = 46$ Amp., el retardo de operación lo proporcionan las características propias del equipo.

CAPITULO V

EJEMPLO DE COORDINACION DE PROTECCIONES CONTRA SOBRECORRIENTES

5.1 Introducción.

El propósito de la protección de sobrecorriente, consiste en aislar (desconectar o separar) del sistema, la porción afectada por una falla para mantener, - tanto la continuidad de servicio, como la integridad del equipo instalado en - la red de distribución.

Como ejemplo de aplicación, se muestra el procedimiento de ajuste de protecciones contra sobrecorriente para dos alimentadores aéreos, pertenecientes al sistema central de la República Mexicana operados por la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (en liquidación), identificados con los nombres de Floresta y Rivalpalacio. Ambos alimentadores pertenecen a la subestación Pantitlán, la cual recibe energía eléctrica a una tensión de 85 KV., para transformarla a 23 KV. que es la tensión de distribución que se emplea en la Ciudad de México; - las características de cada alimentador se detallan posteriormente.

El procedimiento de coordinación de protecciones, se ha estructurado de la siguiente forma:

- datos necesarios en el ajuste de protecciones.
- cálculo de los valores de corto circuito trifásico y monofásico.
- coordinación de protecciones.

Dentro del rubro correspondiente a datos necesarios para el ajuste de protecciones, está el recabar toda la información necesaria relacionada con los diferentes tipos de conductores, cables, equipo de distribución (transformadores - restauradores, seccionalizadores, fusibles etc.).

Así como datos sobre las distancias de la troncal subterránea, aérea y de los ramales del propio alimentador.

El cálculo de los valores de corto circuito monofásico y trifásico se realiza a todo lo largo del alimentador, partiendo del punto donde se encuentran conectadas las terminales del transformador de potencia a las barras de 85 KV. en la subestación, tomando además, otros puntos a diferentes distancias de la troncal subterránea y aérea, y en su caso, de los ramales, si es que el alimentador cuenta con ellos.

El sistema aéreo de distribución de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro está formado por 350 alimentadores de 23 KV., 99 alimentadores de 6 KV. y 13 ali

mentadores de 13.2 KV; los que parten de 56 subestaciones de potencia con relaciones de transformación de 230/23, 85/23, 115/13.2 y 85/6 KV.

La subestación Pantitlán se encuentra ubicada en la calle Pablo García esquina Gral. Eulogio Parra, Colonia Juan Escutia, hacia el oriente de la ciudad - de México, está formada por cuatro bancos de transformación de 30 MVA cada uno y 8 alimentadores de 12 MVA cada uno, mismos que pueden observarse en el diagrama unifilar correspondiente (ver Figura No. 5.1).

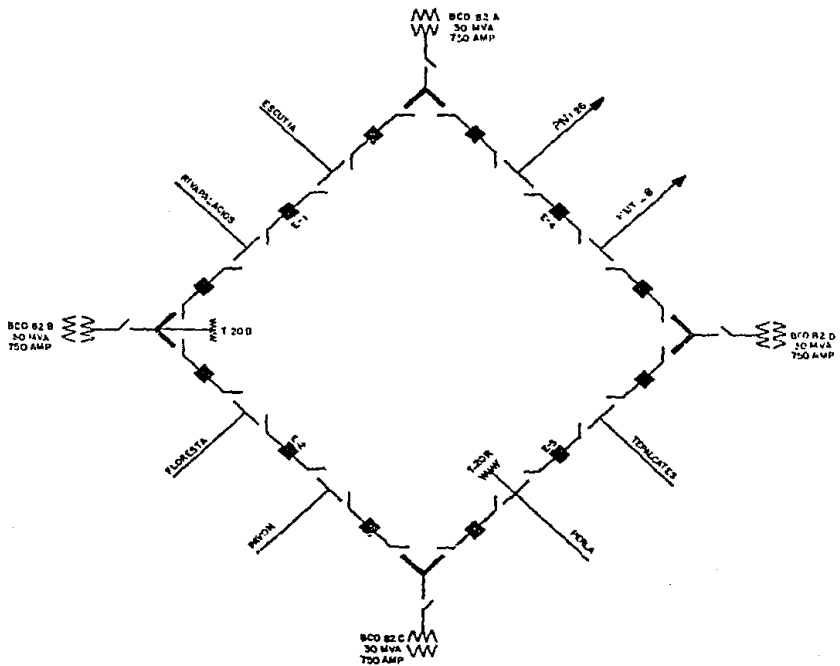
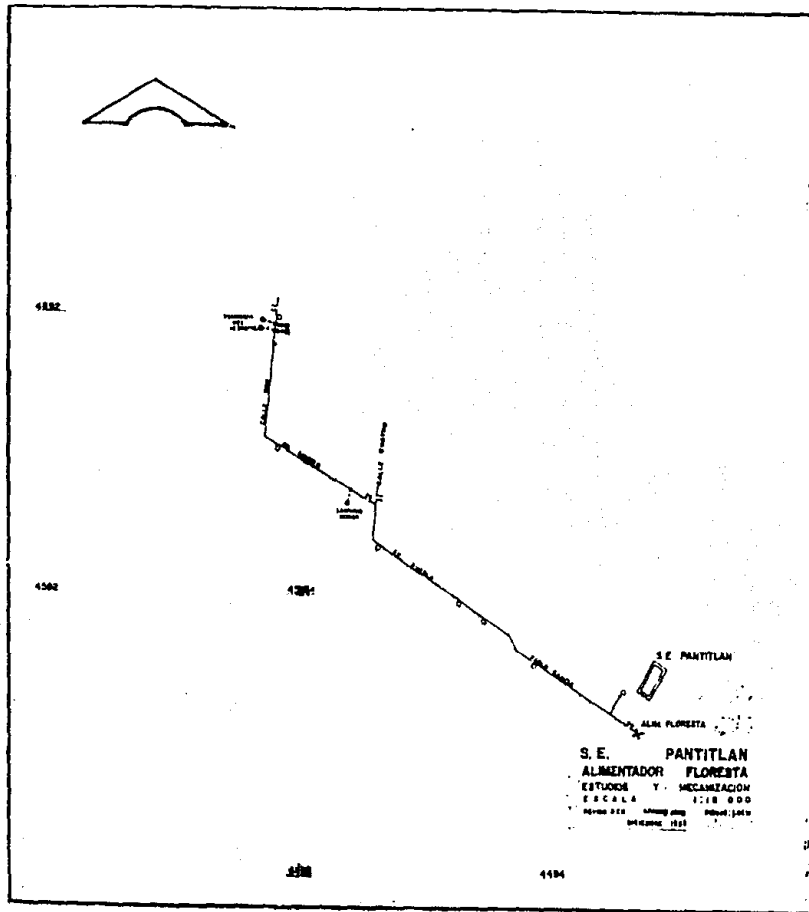


Figura 5.1 Diagrama unifilar subestación
Pantitlán.

320

Figura 5.2



5.2.2 Cálculo de corriente de corto circuito trifásico y monofásico.

- Valores característicos de la troncal subterránea y troncal aérea; diagrama de reactancia.

Conforme al calibre y la disposición de los conductores, se obtienen los valores de impedancia (resistencia y reactancia inductiva; de secuencia positiva, negativa y cero) representativas de la troncal subterránea (cable aislado), así como de la troncal aérea hasta el ramal o punto más alejado.

El cálculo de corto circuito se realiza para conocer las magnitudes máxima y mínima de las corrientes esperadas durante la ocurrencia de una falla; éste se realiza en diferentes puntos a lo largo del alimentador. Los resultados a obtener son:

- a) magnitudes de corriente para el corto circuito monofásico y trifásico al inicio del alimentador (caso más severo).
- b) magnitudes de corrientes de corto circuito monofásico y trifásico para puntos intermedios sobre la trayectoria del alimentador.
- c) magnitudes de corriente para el corto circuito monofásico y trifásico al final del alimentador (punto más remoto o alejado de la subestación).
- d) con los diversos valores de corrientes de corto circuito calculados, se obtiene, al representarlos gráficamente en el plano I_{cc} vs. distancia, un conjunto de curvas que fijan una relación de proporcionalidad inversa entre los parámetros mencionados. Con los datos anteriores es posible, verificar la capacidad interruptiva y los límites térmicos de los equipos de protección, instalados tanto en la subestación (interruptor) como a lo largo de la línea, (restauradores, seccionalizadores, fusibles, etc).

Calculos de corrientes de corto circuito trifasico y monofasico.

Datos.

Troncal subterranea:

Impedancia de secuencia (+) y (-): $Z(+)(-)=0.1088+j0.4867$
ohms/km.

Impedancia de secuencia cero : $Z(0)=0.9176+j0.3808$ ohms/km

$Z(+)(-)$ total = $(0.1088+j0.4867)(0.250) = (0.0272+j0.1216) = 0.1246$
77.39 ohms

$Z(0)$ total = $(0.9176+j0.3808)(0.250) = (0.2294+j0.0952) = 0.2497$ 22.50
ohms

Troncal aerea:

$Z(+)(-)$ aerea = $(0.036+j0.0728)/\text{km}$

$Z(0)$ aerea = $(0.0695+j0.4564)/\text{km}$

(Para la troncal aerea, los datos anteriores tienen como voltaje base 23 KV y como potencia base 100 MVA)

$Z(+)(-)$ total = $(0.0360+j0.0728)(2.4) = (0.0864+j0.1747)$ p.u. = 0.1950
65.71 p.u.

$Z(0)$ total = $(0.0695+j0.4564)(2.4) = (0.1668+j1.0953)$ p.u. = 1.1979 91.34
p.u.

Tomando como base de potencia S base = MVA base = 100 MVA y como base de voltaje KV base = 23 KV:

I base = $\frac{\text{MVA base}}{\sqrt{3} \text{ KV base}} = \frac{100000 \text{ KVA}}{\sqrt{3}(23\text{KV})} = 2510.2186$
amperes

Z base = $\frac{(KV)^2}{\text{MVA base}} = \frac{(23\text{KV})^2}{100 \text{ MVA}} = 5.29$ ohms

Para obtener los valores de impedancia de la troncal subterranea en p.u.

$Z(+)(-)$ total = $(0.0272+j0.1216)/5.29 = (0.0051+j0.0228)$ p.u. = 0.0271

77.34 p.u.

$$Z(0)_{\text{total}} = (0.2294 + j0.0952) / 5.29 = (0.0433 + j0.0179) \text{ p.u.} = 0.0468 \angle 22.45^\circ \text{ p.u.}$$

Calculo de valores de impedancia para la troncal aerea para diferentes distancias sobre este :

$$Z(+)(-) = (0.0360 + j0.0728) / \text{km}$$

$$Z(0) = (0.0695 + j0.4564) / \text{km}$$

L = longitud sobre el alimentador

$$L = 0.6 \text{ km}$$

$$Z(+)(-) = (0.0360 + j0.0728) (0.6) = (0.0216 + j0.0436) \text{ p.u.} = 0.0486 \angle 63.54^\circ \text{ p.u.}$$

$$Z(0) = (0.0695 + j0.4564) (0.6) = (0.0417 + j0.2738) \text{ p.u.} = 0.2749 \angle 81.34^\circ \text{ p.u.}$$

$$L = 1.2 \text{ km}$$

$$Z(+)(-) = (0.0360 + j0.0728) (1.2) = (0.0432 + j0.0873) \text{ p.u.} = 0.0974 \angle 63.67^\circ \text{ p.u.}$$

$$Z(0) = (0.0695 + j0.4564) (1.2) = (0.0834 + j0.5476) \text{ p.u.} = 0.5539 \angle 81.34^\circ \text{ p.u.}$$

$$L = 1.8 \text{ km}$$

$$Z(+)(-) = (0.0360 + j0.0728) (1.8) = (0.0648 + j0.1310) \text{ p.u.} = 0.1461 \angle 63.60^\circ \text{ p.u.}$$

$$Z(0) = (0.0695 + j0.4564) (1.8) = (0.1251 + j0.8215) \text{ p.u.} = 0.8709 \angle 81.34^\circ \text{ p.u.}$$

Ahora para el transformador de la subestacion:

$$Z_T \text{ p.u.} = \%Z / \text{MVA nominal} = 8\% / 20 \text{ MVA} = j0.4 \text{ p.u.} = 0.4 \angle 90^\circ \text{ p.u.}$$

Para el reactor colocado de fase a neutro en el lado de 23 KV del transformador:

$$Z = 32\% \text{ referida a } V \text{ base} = 7.5 \text{ KV y KVA base} = 49 \text{ KVA (datos de placa)}$$

$$V \text{ base} = Z \text{ base} * I \text{ base}$$

$KVA \text{ base} = KV \text{ base} * I \text{ base}$

$V \text{ base} = Z \text{ base} * (KVA \text{ base} / KV \text{ base})$

$Z \text{ base} = V \text{ base} / I \text{ base}$

$I \text{ base} = KVA \text{ base} / KV \text{ base}$

$Z \text{ ohms} = Z \text{ p.u.} * Z \text{ base}$

$Z \text{ ohms} = 3.25 * ((7500) / 12 / 49000) = 3730.8673 \text{ ohms}$

$Z \text{ reactor p.u.} = 3730.8673 / 5.29 = 705.267 \text{ p.u.}$

$ZN = 3(705.267) = 2115.803 \text{ p.u.}$

Para los valores de potencia de corto circuito monofasico y trifasico en la S.E. Pantitlan:

MVA corto circuito (C.F.E.) = 164 MVA trifasico

MVA corto circuito (C.F.E.) = 152 MVA monofasico

Reactancia (X C.F.E.) p.u. = MVA base / MVA corto circuito (C.C.)

Para secuencia (+) Y (-):

$X \text{ (C.F.E.)} = MVA \text{ base} / MVA \text{ (C.C.) trifasico (3F)} = 100 \text{ MVA} / 164 \text{ MVA} = 0.6097$
 $\text{p.u.} = 0.6097 \text{ p.u.} = 0.6097 \text{ pu p.u.}$

Para secuencia (0): $X \text{ (C.F.E.)} = MVA \text{ base} / MVA$

$\text{(C.C.) monofasico (1F)} = 100 \text{ MVA} / 152 \text{ MVA} = 0.6578$

$\text{p.u.} = 0.6578 \text{ p.u.} = 0.6578 \text{ pu p.u.}$

En la figura numero 5.3 se muestran los diagramas de secuencia del alimentador Floresta.

Calculos de corto circuito de los puntos 0 a 6 en el alimentador Floresta (figura 5.3):

$I \text{ (C.C. 3F p.u.)} = 1 / Z \text{ p.u.} ; MVA \text{ (C.C. 3F)} = I \text{ (C.C. 3F)} * 100$

$I \text{ (C.C. 1F p.u.)} = 3 / 2Z + Z(0) \text{ p.u.} ; MVA \text{ (C.C. 1F)} = I \text{ (C.C. 1F)} * 100$

$I \text{ (C.C. 3F)} = I \text{ (C.C. 3F p.u.)} * I \text{ base}$

En el punto 0

$Z = 0.6097 \text{ pu p.u.}$

$$I \text{ (C.C.3Fp.u.)} = 1/0.6097 \text{ 90} = 1.6401 \text{ -90 p.u.}$$

$$I \text{ (C.C.3F)} = I \text{ (C.C.3Fp.u.)} * I \text{ base}$$

$$I' \text{ (C.C.3F)} = 1.6401 * 2510.2186 = 4117.1373 \text{ amperes}$$

$$\text{MVA (C.C.3F)} = 1.6401 * 100 = 164.015 \text{ MVA}$$

$$2Z + Z(0) = 2(0.6097 \text{ 90}) + (0.6578 \text{ 90}) = (0 + j1.8772) = 1.8772 \text{ 90 p.u.}$$

$$I \text{ (C.C.1Fp.u.)} = 3/1.8772 \text{ 90} = 1.5981 \text{ -90 p.u.}$$

$$I \text{ (C.C.1F)} = I \text{ (C.C.1Fp.u.)} * I \text{ base}$$

$$I \text{ (C.C.1F)} = 1.5981 * 2510.2186 = 4011.6427 \text{ amperes}$$

$$\text{MVA (C.C.1F)} = 1.5981 * 100 = 159.8124 \text{ MVA}$$

En el punto 1

$$Z = (0.6097 \text{ 90}) + (0.4 \text{ 90}) = 1.0097 \text{ 90 p.u.}$$

$$I \text{ (C.C.3Fp.u.)} = 1/1.0097 \text{ 90} = 0.9903 \text{ -90 p.u.}$$

$$I \text{ (C.C.3F)} = 0.9903 * 2510.2186 = 2486.1034 \text{ amperes}$$

$$\text{MVA (C.C.3F)} = 0.9903 * 100 = 99.039 \text{ MVA}$$

$$2(1.0097 \text{ 90}) + (0.4 \text{ 90}) = (0 + j2.4194) = 2.4194 \text{ 90 p.u. (sin considerar el reactor)}$$

$$I \text{ (C.C.1Fp.u.)} = 3/2.4194 \text{ 90} = 1.2399 \text{ -90 p.u.}$$

$$I \text{ (C.C.1F)} = 1.2399 * 2510.2186 = 3112.613 \text{ amperes}$$

$$\text{MVA (C.C.1F)} = 1.2399 * 100 = 123.99 \text{ MVA}$$

En el punto 2

$$Z = 1.0097 \text{ 90} + 0.0234 \text{ 77.34} = 0.0051 + j1.0326 = 1.0326 \text{ 89.71 p.u.}$$

$$I \text{ (C.C.3Fp.u.)} = 1/1.0326 \text{ 89.71} = 0.9684 \text{ -89.71 p.u.}$$

$$I \text{ (C.C.3F)} = 0.9684 * 2510.2186 = 2430.9794 \text{ amperes.}$$

$$\text{MVA (C.C.3F)} = 0.9684 * 100 = 96.84 \text{ MVA}$$

$$2Z + Z(0) = 2(1.0326 \text{ 89.71}) + (0.4 \text{ 90} + 0.0468$$

$$22.45) = (0.0535 + j2.4831) = 2.4836 \text{ 88.76 p.u. (sin considerar el reactor)}$$

$$I (C.C. 1Fp.u.) = 3/2.4836 \ 88.76 \text{ p.u.} = 1.2078 \ 88.76 \text{ p.u.}$$

$$I (C.C. 1F) = 1.2078 * 2510.2186 = 3032.0601 \text{ amperes}$$

$$\text{MVA (C.C. 1F)} = 1.2078 * 100 = 120.78 \text{ MVA}$$

En el punto 3

$$Z = 1.0326 \ 89.71 + 0.0486 \ 63.69 = 1.0765 \ 88.57 \text{ p.u.}$$

$$I (C.C. 3Fp.u.) = 1/1.0765 \ 88.57 = 0.9289 \ 88.57 \text{ p.u.}$$

$$I (C.C. 3F) = 0.9289 * 2510.2186 = 2331.7659 \text{ amperes}$$

$$\text{MVA (C.C. 3F)} = 0.9289 * 100 = 92.89 \text{ MVA}$$

$$2Z + Z(0) = 2(1.0765 \ 88.57) + ((0.0433 + j0.4179) + 0.2769$$

$$81.34) = (0.1384 + j2.8448) + 2.8474 \ 87.21 \text{ p.u. (sin considerar el reactor)}$$

$$I (C.C. 1Fp.u.) = 3/2.8474 \ 87.21 = 1.0535 \ 87.21 \text{ p.u.}$$

$$I (C.C. 1F) = 1.0535 * 2510.2186 = 2644.6874 \text{ amperes}$$

$$\text{MVA (C.C. 1F)} = 1.0535 * 100 = 105.35 \text{ MVA}$$

En el punto 4

$$Z = 1.0765 \ 88.57 + 0.0486 \ 63.64 = 1.1208 \ 87.53 \text{ p.u.}$$

$$I (C.C. 3Fp.u.) = 1/1.1208 \ 87.53 = 0.8921 \ 87.53 \text{ p.u.}$$

$$I (C.C. 3F) = 0.8921 * 2510.2186 = 2239.5846 \text{ amperes}$$

$$\text{MVA (C.C. 3F)} = 0.8921 * 100 = 89.21 \text{ MVA}$$

$$2Z + Z(0) = 2(1.1208 \ 87.53) + ((0.085 + j0.6917) + 0.2769$$

$$81.34) = (0.2233 + j3.2051) + 3.2128 \ 86.01 \text{ p.u. (sin considerar el reactor)}$$

$$I (C.C. 1Fp.u.) = 3/3.2128 \ 86.01 = 0.9337 \ 86.01 \text{ p.u.}$$

$$I (C.C. 1F) = 0.9337 * 2510.2186 = 2343.9036 \text{ amperes}$$

$$\text{MVA (C.C. 1F)} = 0.9337 * 100 = 93.37 \text{ MVA}$$

En el punto 5

$$Z = 1.1208 \ 87.53 + 0.0486 \ 63.64 = 1.1704 \ 86.57 \text{ p.u.}$$

$$I (C.C. 3Fp.u.) = 1/1.1704 \ 86.57 = 0.8543 \ 86.57 \text{ p.u.}$$

$$I \text{ (C.C. 3F)} = 0.8543 * 2510.2186 = 2144.5896 \text{ amperes}$$

$$\text{MVA (C.C. 3F)} = 0.8543 * 100 = 85.43 \text{ MVA}$$

$$Z + Z(0) = 2(1.1704 \text{ } 86.57) + ((0.1267 + j0.9655) + 0.2769$$

$$B1.34) = (0.3082 + j3.5761) = 3.5893 \text{ } 85.07 \text{ p.u. (sin considerar el reactor)}$$

$$I \text{ (C.C. 1F p.u.)} = 3/3.9853 \text{ } 85.07 = 0.8358 \text{ } -85.07 \text{ p.u.}$$

$$I \text{ (C.C. 1F)} = 0.8358 * 2510.2186 = 2098.0519 \text{ amperes}$$

$$\text{MVA (C.C. 1F)} = 0.8358 * 100 = 83.58 \text{ MVA}$$

En el punto 6

$$Z = 1.1704 \text{ } 86.57 + 0.0486 \text{ } 63.64 = 1.2204 \text{ } 85.70 \text{ p.u.}$$

$$I \text{ (C.C. 3F p.u.)} = 1/1.2204 \text{ } 85.70 = 0.8193 \text{ } -85.70 \text{ p.u.}$$

$$I \text{ (C.C. 3F)} = 0.8193 * 2510.2186 = 2056.8231 \text{ amperes}$$

$$\text{MVA (C.C. 3F)} = 0.8193 * 100 = 81.93 \text{ MVA}$$

$$Z + Z(0) = 2(1.2204 \text{ } 85.70) + ((0.1684 + j1.2397) + 0.2769$$

$$B1.34) = (0.3931 + j3.9471) = 3.9666 \text{ } 84.31 \text{ p.u. (sin considerar el reactor)}$$

$$I \text{ (C.C. 1F p.u.)} = 3/3.9666 \text{ } 84.31 = 0.7563 \text{ } -84.31 \text{ p.u.}$$

$$I \text{ (C.C. 1F)} = 0.7563 * 2510.2186 = 1898.5039 \text{ amperes}$$

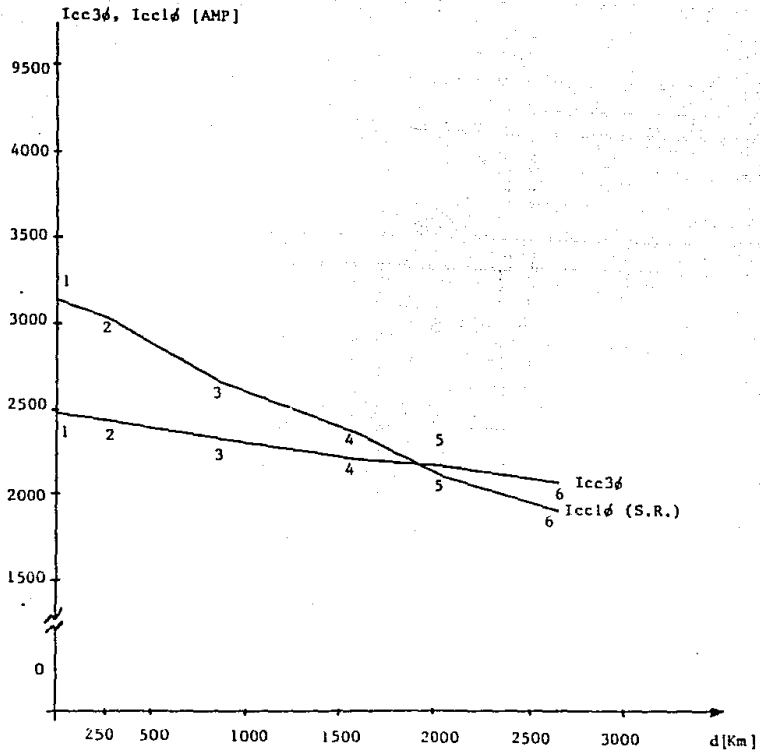
$$\text{MVA (C.C. 1F)} = 0.7563 * 100 = 75.63 \text{ MVA}$$

Tabla 5.1

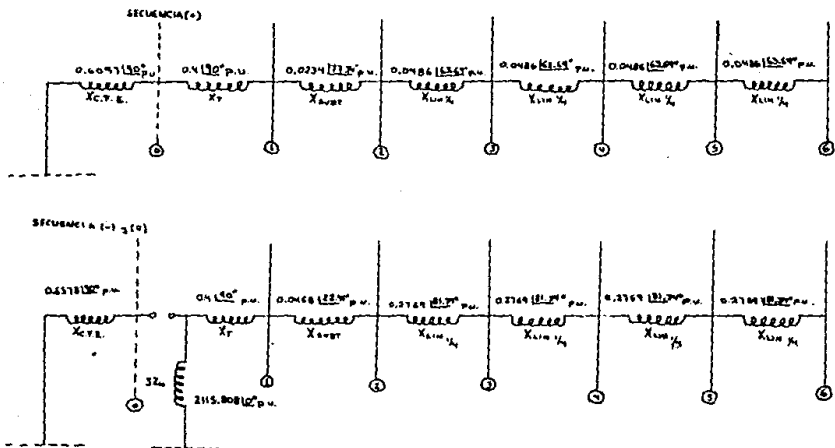
Punto	Distancia (Km)	I (C.C.3F) (amperes)	MVA(C.C.3F) (MVA)	I(C.C.1F) (Amperes)	MVA(C.C.1F) (MVA)
0	-	4 117.137	164.015	-	-
1	0.0	2 483.103	99.039	3 112.613	123.99
2	0.250	2 430.939	96.84	3 032.060	120.78
3	0.850	2 331.765	92.89	2 644.687	105.35
4	1.450	2 239.584	89.21	2 343.403	93.37
5	2.050	2 144.589	85.43	2 098.051	83.58
6	2.650	2 056.823	81.93	1 898.503	75.63

Curva Icc - Distancia.

Alimentador Floresta.



En la Figura No. 5.3 se muestran los diagramas de secuencia positiva (+), negativa (-) y cero (0).



5.2.3 Coordinación de protecciones.

a) Coordinación interruptor-fusible-transformador de distribución.

1.- Valores de corto circuito trifásico o monofásico:

Punto	I(C.C3F) (amperes)	I(C.C1F) (amperes)
0	4117.137	-
1	2483.103	3112.613
2	2430.939	3032.060
3	2331.765	2644.687
4	2239.584	2343.403
5	2144.589	2098.051
6	2056.823	1898.503

2.- Curvas de los equipos.

En la coordinación de protecciones para fallas de fase a tierra -
(monofásica):

Curva No. 1: Curva de carga fría y de corriente de magnetización del transformador de distribución de 112.5 KVA, 23 KV.

Curva No. 2: Curvas características tiempo-corriente del fusible 3K universal - (rápido), 23 KV, Minimum Melting Time y Maximum Clearing Time.

Curva No. 3: Curvas del relevador 50/51N, TAP 0.5, TDS 0.5 inst. 0.5, RTC 600/5, IAC 54 General Electric.

Curva No. 4: Curva de daño del transformador de distribución de 112.5 KVA, 23KV.

Curva No. 5: Curvas características tiempo-corriente para el fusible 300E, 23 - KV, Minimum Melting Time-Maximum Clearing Time.

Curva No. 6: Curva de daño del conductor ALD 336 MCM.

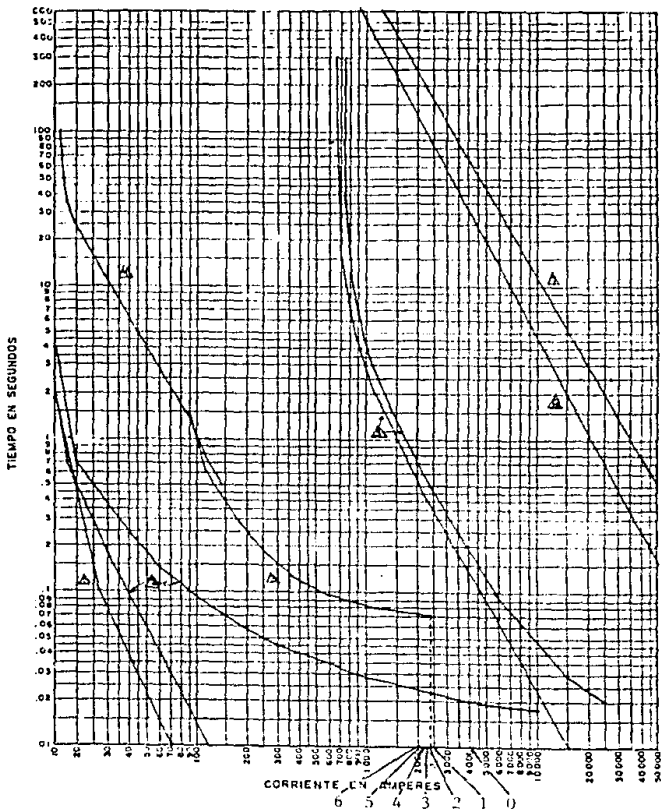
Curva No. 7: Curva de daño de cable 23PT 1 X 240.

En la coordinación de protecciones para fallas entre fases (trifásica):

Curva No. 1: Curva de carga fría y de corriente de magnetización del transformador de distribución de 112.5 KVA, 23 KV.

- Curva No. 2: Curvas características tiempo-corriente del fusible 3K universal - (rápido) 23 KV, Minumun Melting Time y Maximun Clearing Time.
- Curva No. 3: Curva del relevador 50/51, TAP 0.5, TDS 0.5 inst. 0.5, RTC 600/5,- IAC 54 General Electric.
- Curva No. 4: Curva de daño del transformador de distribución de 112.5 KVA, 23KV.
- Curva No. 5: Curvas características tiempo-corriente para el fusible 300E, 23 - KV, Minimun Melting Time y Maximun Clearing Time.
- Curva No. 6: Curva de daño del conductor ALD 336 MCM.
- Curva No. 7: Curva de daño del cable 23PT 1 X 240.

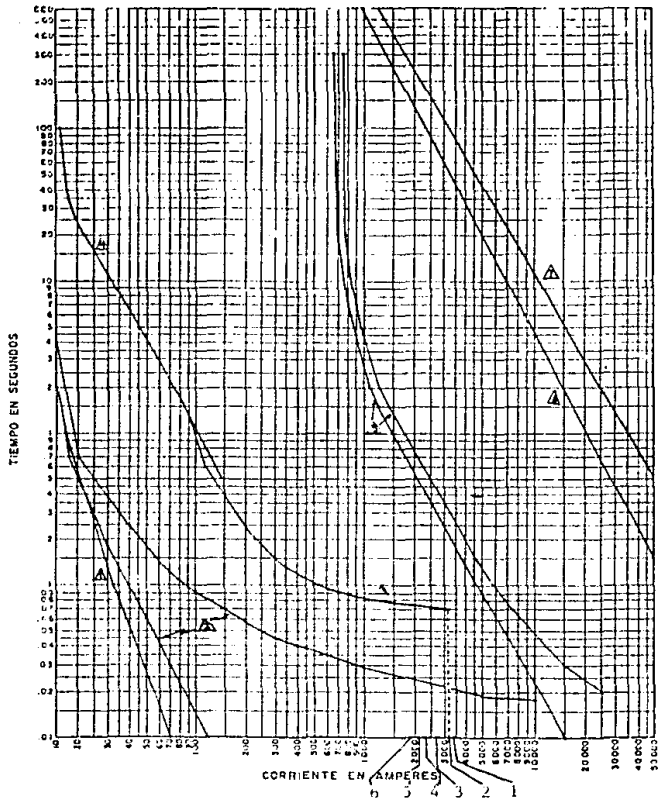
3.- Gráficas.



- ▲ C. fría T.D. 112.5 KVA
- ▲ Fusible 3 K 23 KV NMT MCT
- ▲ 50/51 TAP 0.5 TDS 0.5 INST 40
RTC 600/5 IAC 54 G.E.
- ▲ C. daño T.D. 112.5 KVA
- ▲ Fusible 300 E 200 KV NMT MCT
- ▲ C. daño conductor ALD 336
- ▲ C. daño 23 PT1 X 240

S. E. Pantitlán
Cto. Alimentador Floresta
K.V. 23
Agosto 1988.

Falla trifásica



- ▲ C. fría T.D. 112.5 KVA
- ▲ Fusible 3 K 23 KV MMT MCT
- ▲ 50/51 N TAP 0.5 TDS 0.5 INST 50
600/5 IAC 54 G.E.
- ▲ C. daño T.D. 112.5 KVA
- ▲ Fusible 300 E 23 KV MMT MCT
- ▲ C. daño conductor ALD 336
- ▲ C. daño 23 PTI X 240

S.E. Pantitián
Ctos: Alimentador Floresta
K.V. 23

Agosto 1988.

Falla Monofásica

4.- Comentarios.

En torno a las gráficas o cartas de coordinación correspondientes a la falla tri-fásica y monofásica, para éste ejemplo en particular se tienen los siguientes comentarios:

- I) Las curvas representadas en ellas, corresponden tanto a el equipo de distribución como al equipo utilizado en la protección de éste y del alimentador en su totalidad.
- II) Respecto a la coordinación de protecciones observada en los casos de falla antes citados, para cualquiera de éstas que se presente en una primera instancia, el dispositivo que debe de operar como número uno es el correspondiente a cada equipo, desde el caso más severo hasta valores de corto-circuito muy inferiores a éste (alrededor de 20 amperes), valores que no se presentan, en este ejemplo en particular, porque la longitud total del alimentador Floresta es muy corta en comparación con otros alimentadores que forman parte del Sistema Central cuyas longitudes llegan a oscilar entre los 50 y 60 Km., y que en sus puntos más alejados de la subestaciones de distribución, se presenta valores de corto circuito similares al mencionado.
- III) En el caso extremo de que el fusible (Curva No. 2) que protege al transformador de distribución no opere adecuadamente, se tiene como protección de respaldo, el relevador de sobrecorriente, representado en la gráfica en la curva No. 1, dispositivo que se encuentra sensibilizado al máximo de su capacidad y del cual se observa que protege al transformador y al alimentador en un muy aceptable rango de corriente de corto circuito. La unidad instantánea de dicho relevador opera con un valor específico de corriente de corto circuito, y que es el que se presenta en el punto en el cual inicia su trayectoria la troncal subterránea (punto 2 de la Figura No. 5.3). El propósito de hacerlo de esta manera, es que al presentarse en este punto un corto circuito, el cable que conforma dicha troncal no se vea afectado por lo costoso y difícil que resulta el realizar reparaciones o sustituciones en un cable.
- IV) La curva No. 5 corresponde a un fusible del tipo 300E que es utilizado para el servicio o carga más importante que se encuentra conectada a éste alimentador, el cual se tomó en cuenta para llevar a cabo la coordinación de protecciones y tener una clara idea de en donde se encuentran las protecciones, en particular de éste servicio.

V) Con respecto a las curvas de daño de los conductores utilizados se observa - que solamente se dañan si las protecciones señaladas antes no operan satisfactoriamente, que tendría que pasar un tiempo considerable para que éste sucediese, sin embargo se considera que no deberá suceder ya que si las protecciones del alimentador no funcionaran, lo deberán hacer las protecciones de respaldo, que en particular son las que se encuentran ya dentro de la subestación de distribución, de la cual parte el alimentador en estudio.

5.3 Procedimiento de ajuste de protecciones: Alimentador Rivapalacio.

5.3.1 Datos generales del Alimentador Rivapalacio.

La carga de este alimentador está integrada por:

* Nombre: Plásticos y Maquilas Coler.

Dirección: José Pilar León 148.

Colonia: Juárez Pantitlán.

** Nombre: Modern Plast S. A.

Dirección: Av. 7 No. 67.

Col. Juárez Pantitlán.

*** Seaman y Gunnison de México.

Dirección: Calle 7 No. 98.

Colonia: Pantitlán.

	Carga	Cap. Se.	D. Cont.	D. Med.
*	112	225	79	65
**	327	225	140	72
***	258	300	125	17

Otros servicios:

No. de Transformadores	Capacidad (KVA)	Total MVA
171	75	12.825
25	112.5	2.8125
		<hr/> 13.637 MVA

Características del alimentador Rivapalacio:

- Troncal subterránea: aproximadamente 300 m de cable 23PT 1 X 240 mm².

- Troncal aérea: aproximadamente 5.5 Km. de conductor ALD 336 MCM.
- Ramales: En la Figura 5.4 se muestra el diagrama unifilar del Alimentador-Rivapalacio, en el que se puede observar que éste está constituido por una troncal aérea y un número determinado de ramales. Se realiza entonces, una simplificación en el número de ramales que se consideran para el cálculo de corto circuito trifásico y monofásico en este alimentador, tomando como criterios los siguientes:
 - I) Se localizan un total de 16 ramales a lo largo del diagrama unifilar del - alimentador. (+)
 - II) Estos se agrupan en 5 conjuntos, cada uno de los cuales está constituido - por un determinado número de ramales; el conjunto No. 1 lo está por 2, el - No. 2 por 4, el No. 3, 4 y 5 también por 4 y el número 5 por 2. El común- denominador de cada conjunto es la longitud en metros sobre la troncal.
 - III) Para cada uno de éstos conjuntos, medida ya la longitud sobre la troncal, - se define una longitud "X" y una longitud "Y" del ramal, que posteriormen- te sumadas proporcionan la longitud total del ramal.
 - IV) Finalmente, de cada conjunto se selecciona el ramal cuya longitud sea la - más significativa, sobre el cual se realizarán los cálculos de corto cir- cuito. (++)

Lo anteriormente descrito se resume en la tabla 5.2.

(+) Solamente se consideran longitudes mayores a 500 m., debido a que las impe- dancias de secuencia del conductor obtenidas con valores menores a éste, son po- co significativas comparativamente.

(+ +) Ramal más significativos por su longitud total.

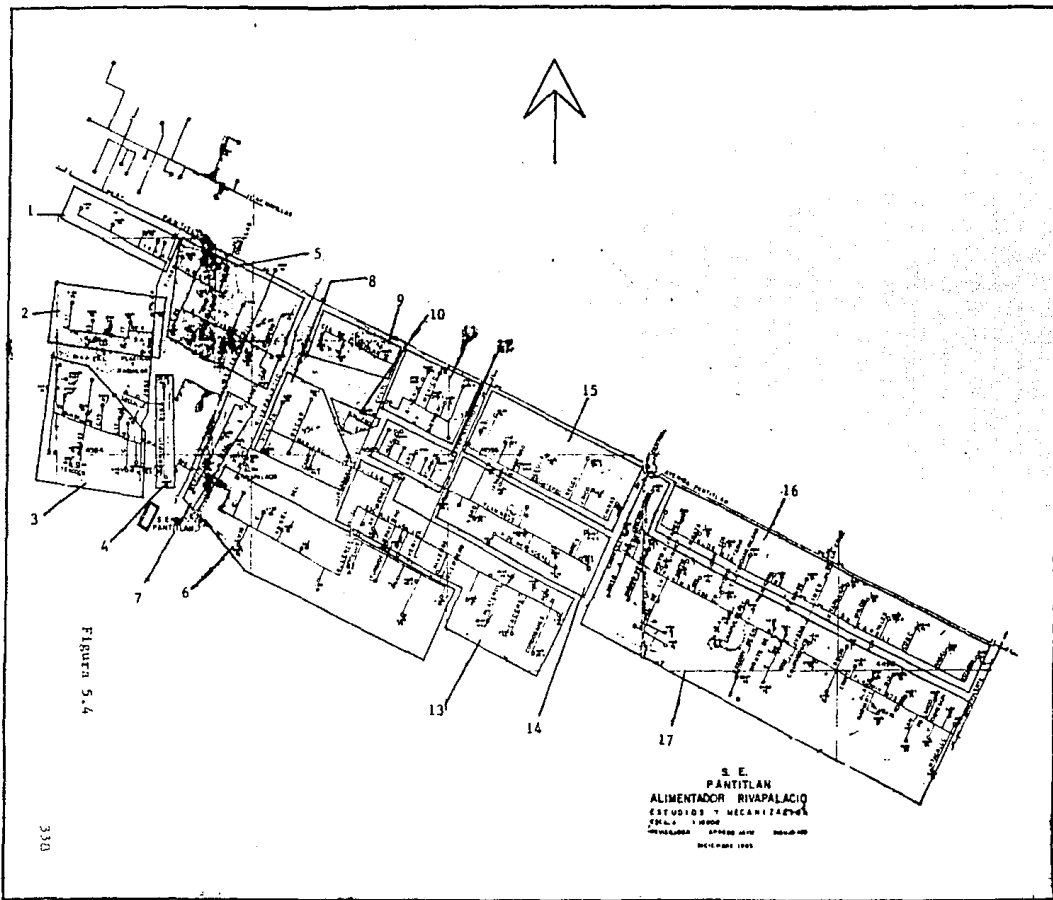


TABLA 5.2

Conjunto	Ramal No.	Longitud sobre la troncal (m)	Longitud del ramal (m)		Longitud total (m) "x" + "y"
			"x"	"y"	
1	1	1100	300	600	900
	2	1100	1000	2400	3000
2	3	1400	600	1050	1650
	4	1400	100	-	100
	5	1400	400	-	400
	6	1400	300	-	300
3	7	1600	150	500	650
	8	1600	500	900	1400
	9	1600	1000	1450	2450
	10	1600	800	800	1600
4	11	1900	500	900	1400
	12	1900	800	1915	2715
	13	1900	500	1350	1850
	14	1900	300	800	1100
5	15	3800	200	1700	1900
	16	3800	400	2350	2750

5.3.2 Cálculo de Corrientes de Corto Circuito Trifásico y Monofásico.

Datos:

Troncal subterránea.

Impedancia de secuencia (+) y (-): $Z(+)(-)= (0.1088+j0.4867)$

ohms/km

Impedancia de secuencia cero: $Z(0)= (0.9176+j0.3808)$ ohms/km

$Z(+)(-)$ total = $(0.1088+j0.4867)(0.3)= (0.0326+j0.1460)$ ohms = 0.1495

79.41 ohms

$Z(0)$ total = $(0.9176+j0.3808)(0.3)= (0.2752+j0.1142)$ ohms = 0.2973

22.53 ohms

Troncal aérea:

$Z(+)(-)= (0.0360+j0.0728)$ / km

$Z(0)= (0.0695+j0.4564)$ / km

(Para la troncal aérea, los datos anteriores tienen como voltaje base 23 kV y como potencia base 100 MVA)

$Z(+)(-)$ total = $(0.0360+j0.0728)(5.5)= (0.1980+j0.4004)$ p.u. = 0.4466

63.68 p.u.

$Z(0)$ total = $(0.0695+j0.4564)(5.5)= (0.3822+j2.5102)$ p.u. = 2.6391

81.34 p.u.

formando como corriente base e impedancia base los valores calculados para el ejemplo anterior (Alimentador Floresta):

I base = 2510.2186 amperes

Z base = 5.29 ohms

Por lo tanto para la troncal subterránea:

$Z(+)(-)$ total = $(0.0326+j0.1460)/5.29= (0.0061+j0.0275)$ p.u. = 0.0281

77.33 p.u.

$Z(0)$ total = $(0.2752+j0.1142)/5.29= (0.0520+j0.0215)$ p.u. = 0.0535

22.46 p.u.

Para los ramales:

Tomando como voltaje base 23 kV y como potencia base 100 MVA,

$$Z(+)(-) = (0.1985 + j0.0961) / km$$

$$Z(0) = (0.2320 + j0.4798) / km$$

Ramal 2:

$$Z(+)(-)R2 = (0.1985 + j0.0961) (3.4) = (0.6749 + j0.3267) \text{ p.u.} = 0.7498$$

25.83 p.u.

$$Z(0)R2 = (0.2320 + j0.4798) (3.4) = (0.7888 + j1.6313) \text{ p.u.} = 1.8120 \angle 64.19$$

p.u.

Ramal 3:

$$Z(+)(-)R3 = (0.1985 + j0.0961) (1.65) = (0.3275 + j0.1585) \text{ p.u.} = 0.3638$$

25.83 p.u.

$$Z(0)R3 = (0.2320 + j0.4798) (1.65) = (0.3828 + j0.7916) \text{ p.u.} = 0.8792 \angle 64.19$$

p.u.

Ramal 9:

$$Z(+)(-)R9 = (0.1985 + j0.0961) (2.45) = (0.4863 + j0.2354) \text{ p.u.} = 0.5402$$

25.83 p.u.

$$Z(0)R9 = (0.2320 + j0.4798) (2.45) = (0.5684 + j1.1759) \text{ p.u.} = 1.3057 \angle 64.19$$

p.u.

Ramal 12:

$$Z(+)(-)R12 = (0.1985 + j0.0961) (2.715) = (0.5389 + j0.2609) \text{ p.u.} = 0.5987$$

25.83 p.u.

$$Z(0)R12 = (0.2320 + j0.4798) (2.715) = (0.6298 + j1.3026) \text{ p.u.} = 1.4468$$

ed. 19 p.u.

Ramal 16:

$$Z(+)(-)R16 = (0.1985 + j0.0961) (1.75) = (0.3474 + j0.1682) \text{ p.u.} = 0.3863$$

25.83 p.u.

$$Z(0)R16=(0.2320+j0.4798)(2.75)=(0.6380+j1.3194)\text{ p.u.}=1.4655 \angle 64.15^\circ$$

P.u.

Calculo de valores de impedancia para la troncal aerea para diferentes distancias sobre esta:

L=longitud sobre el alimentador

L=0.2 km

$$Z(+)(-)=(0.0360+j0.0728)(0.2)=(0.0072+j0.0145)\text{ p.u.}=0.0161 \angle 63.54^\circ$$

P.u.

$$Z(0)=(0.0695+j0.4564)(0.2)=(0.0139+j0.09128)\text{ p.u.}=0.0922 \angle 81.33^\circ$$

P.u.

L=0.3 km

$$Z(+)(-)=(0.0360+j0.0728)(0.3)=(0.0108+j0.02184)\text{ p.u.}=0.0243 \angle 63.68^\circ$$

P.u.

$$Z(0)=(0.0695+j0.4564)(0.3)=(0.0208+j0.1369)\text{ p.u.}=0.1384 \angle 81.36^\circ \text{ p.u.}$$

L=0.5 km

$$Z(+)(-)=(0.0360+j0.0728)(0.5)=(0.0180+j0.0364)\text{ p.u.}=0.0357 \angle 63.64^\circ$$

P.u.

$$Z(0)=(0.0695+j0.4569)(0.5)=(0.0347+j0.2282)\text{ p.u.}=0.2308 \angle 81.35^\circ$$

P.u.

L=1 km

$$Z(+)(-)=(0.0360+j0.0728)(1)=(0.0360+j0.0728)\text{ p.u.}=0.0812 \angle 63.68^\circ$$

P.u.

$$Z(0)=(0.0695+j0.4564)(1)=(0.0695+j0.4564)\text{ p.u.}=0.4616 \angle 81.34^\circ \text{ p.u.}$$

L=1.1 km

$$Z(+)(-)=(0.0360+j0.0728)(1.1)=(0.0396+j0.081)\text{ p.u.}=0.0892 \angle 63.66^\circ$$

P.u.

$$Z(0)=(0.0695+j0.4564)(1.1)=(0.0764+j0.5020)\text{ p.u.}=0.5077 \angle 81.34^\circ$$

P.u.

$$L=1,4 \text{ km}$$

$$Z(+)(-) = (0,0360 + j0,0728)(1,4) = (0,0504 + j0,1019) \text{ p.u.} = 0,1136 \angle 63,68^\circ \text{ p.u.}$$

$$Z(0) = (0,0695 + j0,4564)(1,4) = (0,0973 + j0,6389) \text{ p.u.} = 0,6462 \angle 81,34^\circ \text{ p.u.}$$

$$L=1,6 \text{ km}$$

$$Z(+)(-) = (0,0360 + j0,0728)(1,6) = (0,0576 + j0,1164) \text{ p.u.} = 0,1298 \angle 63,67^\circ \text{ p.u.}$$

$$Z(0) = (0,0695 + j0,4564)(1,6) = (0,1112 + j0,7302) \text{ p.u.} = 0,7386 \angle 81,34^\circ \text{ p.u.}$$

$$L=1,7 \text{ km}$$

$$Z(+)(-) = (0,0360 + j0,0728)(1,7) = (0,0612 + j0,1237) \text{ p.u.} = 0,1389 \angle 63,67^\circ \text{ p.u.}$$

$$Z(0) = (0,0695 + j0,4564)(1,7) = (0,1181 + j0,7758) \text{ p.u.} = 0,7844 \angle 81,34^\circ \text{ p.u.}$$

$$L=1,9 \text{ km}$$

$$Z(+)(-) = (0,0360 + j0,0728)(1,9) = (0,0684 + j0,1383) \text{ p.u.} = 0,1507 \angle 63,68^\circ \text{ p.u.}$$

$$Z(0) = (0,0695 + j0,4564)(1,9) = (0,1320 + j0,8671) \text{ p.u.} = 0,8770 \angle 81,34^\circ \text{ p.u.}$$

$$L=2,5 \text{ km}$$

$$Z(+)(-) = (0,0360 + j0,0728)(2,5) = (0,0900 + j0,1820) \text{ p.u.} = 0,2050 \angle 63,68^\circ \text{ p.u.}$$

$$Z(0) = (0,0695 + j0,4564)(2,5) = (0,1737 + j1,1410) \text{ p.u.} = 1,1501 \angle 81,34^\circ \text{ p.u.}$$

$$L=3,8 \text{ km}$$

$$Z(+)(-) = (0,0360 + j0,0728)(3,8) = (0,1368 + j0,2766) \text{ p.u.} = 0,3000 \angle 63,68^\circ \text{ p.u.}$$

$$Z(0) = (0.0695 + j0.4564) (3.8) = (0.2641 + j1.7343) \text{ p.u.} = 1.7542 \angle 81.34$$

p.u.

$$L = 4.5 \text{ km}$$

$$Z(+)(-) = (0.0360 + j0.0728) (4.5) = (0.1620 + j0.3276) \text{ p.u.} = 0.3654 \angle 63.68$$

p.u.

$$Z(0) = (0.0695 + j0.4564) (4.5) = (0.3127 + j2.0538) \text{ p.u.} = 2.0774 \angle 81.34$$

p.u.

Datos del transformador de la subestacion, (calculados en el alimentador FIniesta).

$$Z_{\text{le}} \text{ p.u.} = 10.4 \text{ p.u.} = 0.490 \text{ p.u.}$$

$$Z_{\text{reactor}} \text{ p.u.} = 705.267 \text{ p.u.}$$

$$Z_{\text{D}} = 2115.803 \text{ p.u.} = 2115.803 \angle 0 \text{ p.u.}$$

$$X(\text{C.F.E.}) = 0.6097 \text{ p.u.} = 0.6097 \angle 90 \text{ p.u. (para secuencia (+) y (-))}$$

$$X(\text{C.F.E.}) = 0.6578 \text{ p.u.} = 0.6578 \angle 90 \text{ p.u. (para secuencia (0))}$$

En la figura 5.5, se muestran los diagramas de secuencia del Alimentador Rivalpalacio.

Calculos de corto circuito de los puntos O a B del alimentador Rivalpalacio (figura 5.5)

$$I(\text{C.C. 3F}) \text{ p.u.} = I_{\text{Z}} \text{ p.u.}; \text{MVA}(\text{C.C. 3F}) = I(\text{C.C. 3F}) \times 100$$

$$I(\text{C.C. 1F}) \text{ p.u.} = 3 \times I_{\text{Z}} + 2 I(0) \text{ p.u.}; \text{MVA}(\text{C.C. 1F}) = I(\text{C.C. 1F}) \times 100$$

En el punto O

$$Z = 0.6097 \angle 90 \text{ p.u.}$$

$$I(\text{C.C. 3F}) \text{ p.u.} = I_{\text{Z}} = 1.6401 \angle -90 \text{ p.u.}$$

$$I(\text{C.C. 1F}) = 1.6401 \times 2510.2186 = 4117.1373 \text{ amperes}$$

$$\text{MVA}(\text{C.C. 3F}) = 1.6401 \times 100 = 164.015 \text{ MVA}$$

$$Z_{\text{D}} + Z(0) = 2115.803 \angle 0 + 0.3654 \angle 63.68 = 09 \angle 11.8772 = 1.8772 \angle 90 \text{ p.u.}$$

$$I(\text{C.C. 1F}) \text{ p.u.} = 3 \times 1.8772 \angle 90 = 5.5981 \angle 90 \text{ p.u.}$$

$$I(C.C. 1F) = 1.5981 * 2510.2186 = 4011.1642 \text{ amperes}$$

$$MVA(C.C. 1F) = 1.5981 * 100 = 159.81 \text{ MVA}$$

En el punto 1

$$Z = (0.6097 - 90) + j(0.4 - 90) = (0 + j1.0097) = 1.0097 - 90 \text{ p.u.}$$

$$I(C.C. 3F \text{ p.u.}) = 1 / 1.0097 - 90 = 0.9903 - 90 \text{ p.u.}$$

$$I(C.C. 3F) = 0.9903 * 2510.2186 = 2486.1034 \text{ amperes}$$

$$MVA(C.C. 3F) = 0.9903 * 100 = 99.03 \text{ MVA}$$

$$Z + Z(0) = 2(1.0097 - 90) + (0.4 - 90) = (0 + j2.4194) = 2.4194 - 90 \text{ p.u.}$$

$$I(C.C. 1F) = 1 / 2.4194 - 90 = 1.2399 - 90 \text{ p.u.}$$

$$I(C.C. 1F) = 1.2399 * 2510.2186 = 3112.613 \text{ amperes (sin considerar el reactor)}$$

$$MVA(C.C. 1F) = 1.2399 * 100 = 123.99 \text{ MVA}$$

En el punto 2

$$Z = 1.0097 - 90 + j(0.281 - 77.37) = (0.90162 + j1.0372) = 1.0372 - 89.65 \text{ p.u.}$$

$$I(C.C. 3F \text{ p.u.}) = 1 / 1.0372 - 89.65 = 0.9641 - 89.65 \text{ p.u.}$$

$$I(C.C. 3F) = 0.9641 * 2510.2186 = 2420.1449 \text{ amperes}$$

$$MVA(C.C. 3F) = 0.9641 * 100 = 96.41 \text{ MVA}$$

$$Z + Z(0) = 2(1.0372 - 89.65) + (0.4 - 90) = 0.0542$$

$$Z + Z(0) = (0.0542 + j2.4959) = 2.4957 - 88.52 \text{ p.u.}$$

$$I(C.C. 1F \text{ p.u.}) = 1 / 2.4957 - 88.52 = 1.2015 - 88.52 \text{ p.u.}$$

$$I(C.C. 1F) = 1.2015 * 2510.2186 = 3016.2098 \text{ amperes (sin considerar el reactor)}$$

$$MVA(C.C. 1F) = 1.2015 * 100 = 120.15 \text{ MVA}$$

En el punto 3

$$Z = 1.0372 - 89.65 + j(0.089 - 61.66) = 0.7458 - 71.98$$

$$Z + Z(0) = (0.7509 + j1.4429) = 1.6117 - 63.43 \text{ p.u.}$$

$$I(C.C. 3F \text{ p.u.}) = 1 / 1.6117 - 63.43 = 0.6196 - 63.43 \text{ p.u.}$$

$$I(C.C. 3F) = 0.6196 * 2510.2186 = 1558.542 \text{ amperes}$$

$$MVA(C.C. 3F) = 0.6196 * 100 = 61.96 \text{ MVA}$$

$$Z_2 + Z(0) = 2(1.6137 - j63.47) + 0.5077 - j81.34 + 1.8120$$

$$64.19 + j(0.0520 + j0.4215) = (2.3584 + j5.4426) = 5.936 - j66.57 \text{ p.u.}$$

$$I(\text{C.C. 1F, u.}) = 3/5.936 - j66.57 = 0.5057 - j66.57 \text{ p.u.}$$

$I(\text{C.C. 1F}) = 0.5057 * 2510.2186 = 1269.5813$ amperes (sin considerar el reactor)

$$\text{MVA}(\text{C.C. 1F}) = 0.5057 * 100 = 50.57 \text{ MVA}$$

En el punto 4

$$Z = 1.0372 - j89.65 + j(0.0892 - j63.66) + j(0.243 - j63.68) + 0.3638$$

$$25.82 = (0.3840 + j1.2975) = 1.3531 - j73.51 \text{ p.u.}$$

$$I(\text{C.C. 3F, u.}) = 1/1.3531 - j73.51 = 0.7390 - j73.51 \text{ p.u.}$$

$$I(\text{C.C. 3F}) = 0.7390 * 2510.2186 = 1855.1193 \text{ amperes}$$

$$\text{MVA}(\text{C.C. 3F}) = 0.7390 * 100 = 73.90 \text{ MVA}$$

$$Z_2 + Z(0) = 2(1.3531 - j73.51) + 0.490 + j(0.0562 - j22.46) + 0.5077 - j81.34 + 0.1384$$

$$81.36 + j(0.8792 - j64.19) = (1.3 + j4.147) = 4.3459 - j72.59 \text{ p.u.}$$

$$I(\text{C.C. 1F, u.}) = 3/4.3459 - j72.59 = 0.6902 - j72.59 \text{ p.u.}$$

$I(\text{C.C. 1F}) = 0.6902 * 2510.2186 = 1732.7835$ amperes (sin considerar el reactor)

$$\text{MVA}(\text{C.C. 1F}) = 0.6902 * 100 = 69.02 \text{ MVA}$$

En el punto 5

$$Z = j(0.0565 + j1.139) + 1.1404 - j87.16 + j(0.0161 - j67.79) + 0.5407$$

$$25.82 = (0.5500 + j1.3889) = 1.4938 - j68.39 \text{ p.u.}$$

$$I(\text{C.C. 3F, u.}) = 1/1.4938 - j68.39 = 0.6694 - j68.39 \text{ p.u.}$$

$$I(\text{C.C. 3F}) = 0.6694 * 2510.2186 = 1680.3854 \text{ amperes}$$

$$\text{MVA}(\text{C.C. 3F}) = 0.6694 * 100 = 66.94 \text{ MVA}$$

$$Z_2 + Z(0) = 2(1.4938 - j68.39) + 0.1492 + j(0.0604 - j0.0932) - j81.33 + 1.3057$$

$$64.19 = (1.8315 + j5.1049) = 5.4275 - j70.76 \text{ p.u.}$$

$$I(\text{C.C. 1F, u.}) = 3/5.4275 - j70.76 = 0.5531 - j70.76 \text{ p.u.}$$

$I(\text{C.C. 1F}) = 0.5531 * 2510.2186 = 1388.5227$ amperes (sin considerar el reactor)

$$\text{MVA (C.C. 1F)} = 0.5531 \times 100 = 55.31 \text{ MVA}$$

En el punto 6

$$Z = (0.0637 + j1.1535) + 0.0243 \cdot 63.68 + 0.5987$$

$$25.83 = (0.6134 + j1.6328) = 1.7442 \cdot 69.41 \text{ p.u.}$$

$$I(\text{C.C. 3Fp.u.}) = 1/1.7442 \cdot 69.41 = 0.5733 \cdot 69.41 \text{ p.u.}$$

$$I(\text{C.C. 3F}) = 0.5733 \times 2510.2186 = 1439.1659 \text{ amperes}$$

$$\text{MVA (C.C. 3F)} = 0.5733 \times 100 = 57.33 \text{ MVA}$$

$$Z + Z(0) = 2(1.7442 \cdot 69.41) + (0.1631 + j1.1516) + 0.1384 \cdot 81.36 + 1.4468$$

$$64.19 = (2.0405 + j5.8567) = 6.2019 \cdot 70.79 \text{ p.u.}$$

$$I(\text{C.C. 1Fp.u.}) = 3/6.2019 \cdot 70.79 = 0.4837 \cdot 70.79 \text{ p.u.}$$

$$I(\text{C.C. 1F}) = 0.4837 \times 2510.2186 = 1214.2338 \text{ amperes (sin considerar el reactor)}$$

$$\text{MVA (C.C. 1F)} = 0.4837 \times 100 = 48.37 \text{ MVA}$$

En el punto 7

$$Z = (0.0745 + j1.3719) + 0.1542 \cdot 63.68 + 0.6063$$

$$25.82 = (0.6887 + j1.7744) = 1.9033 \cdot 68.78 \text{ p.u.}$$

$$I(\text{C.C. 3Fp.u.}) = 1/1.9033 \cdot 68.78 = 0.5253 \cdot 68.78 \text{ p.u.}$$

$$I(\text{C.C. 3F}) = 0.5253 \times 2510.2186 = 1318.8311 \text{ amperes}$$

$$\text{MVA (C.C. 3F)} = 0.5253 \times 100 = 52.53 \text{ MVA}$$

$$2Z + Z(0) = 2(1.9033 \cdot 68.78) + (0.1839 + j1.2885) + 0.8770 \cdot 81.34 + 1.4655$$

$$64.19 = (2.3313 + j7.0238) = 7.4005 \cdot 71.63 \text{ p.u.}$$

$$I(\text{C.C. 1Fp.u.}) = 3/7.4005 \cdot 71.63 = 0.4053 \cdot 71.63 \text{ p.u.}$$

$$I(\text{C.C. 1F}) = 0.4053 \times 2510.2186 = 1017.5751 \text{ amperes (sin considerar el reactor)}$$

$$\text{MVA (C.C. 1F)} = 0.4053 \times 100 = 40.53 \text{ MVA}$$

En el punto 8

$$Z = (0.1429 + j1.5103) + 0.1792 \cdot 63.67 + 0.2041 + j1.6715 = 1.6487 \cdot 92.27$$

$$\text{p.u.}$$

100.0.3Fe.0.131 = 1.6467 90.81=0.6073 =82.87 p.u.

100.0.3Fe=0.6073*2510.2186=1524.4875 amperes

1000.0.3Fe=0.6073*100=60.73 MVA

27 + 2.00=29.6465

83.571*10.3179+12.15561*10.1191+10.17581=10.9422+16.1172 =27.0594

82.74 p.u.

100.0.1Fe.0.131=0.3561 82.8070.4799 =82.46 p.u.

100.0.1Fe=0.4799*2510.2186=1203.721 amperes (510 considered p.u.)

50.50 p.u.

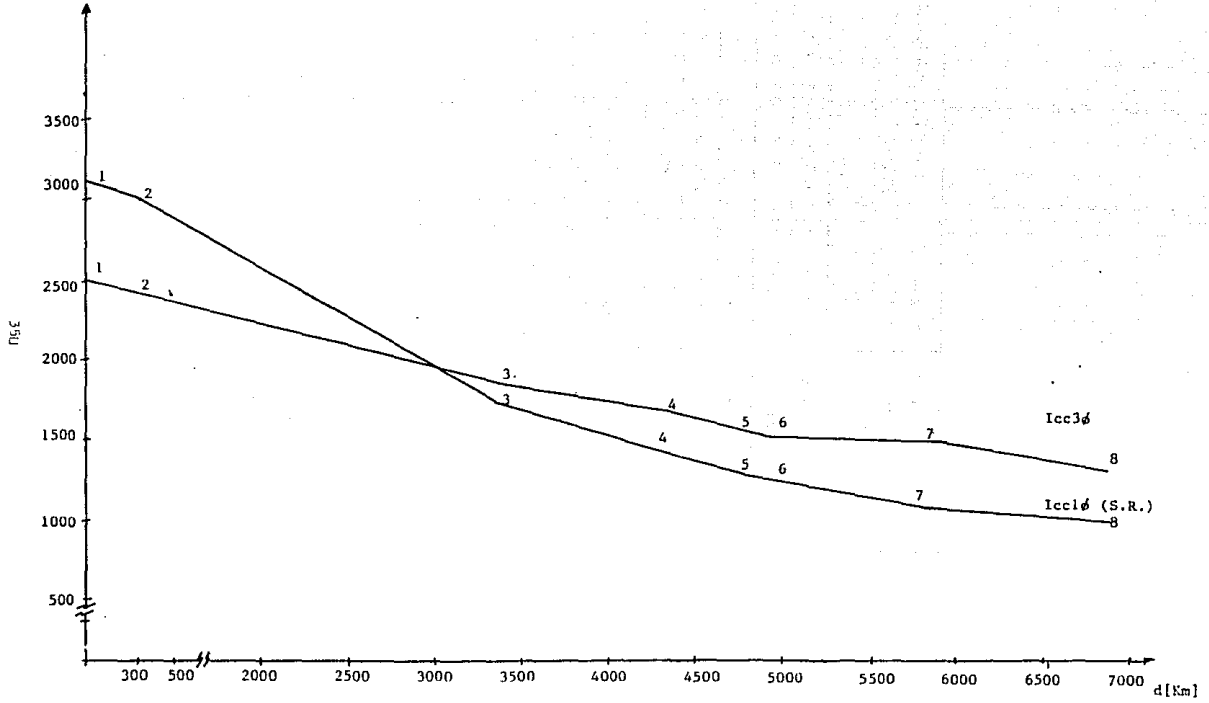
1000.0.1Fe=0.4799*100=47.99 MVA

TABLA 5.3

Punto	Distancia (Km)	I(C.C.3F) (amperes)	MVA(C.C.3F) (MVA)	I(C.C.1F) (amperes)	MVA(C.C.1F) (MVA)
0	-	4117.137	164.01	4011.164	159.81
1	0.000	2486.103	99.03	3112.613	123.99
2	0.300	2420.1449	96.41	3016.209	120.15
3	4.8	1555.542	61.96	1269.581	50.57
4	3.350	1855.119	73.90	1732.785	69.20
5	4.350	1680.385	66.94	1388.522	55.31
6	4.915	1439.165	57.33	1214.233	48.37
7	6.850	1318.831	52.23	1017.575	40.53
8	5.800	1524.487	60.73	1203.721	47.95

Curva Icc - Distancia.

Alimentador Rivapalacio.



5.3.3 Coordinación de protecciones.

1.- Valores de corto circuito trifásico y monofásico:

Punto	I(C.C.3F) (amperes)	I(C.C.1F) (amperes)
0	4117.137	4011.164
1	2486.103	3112.613
2	2420.1449	3016.209
3	1555.542	1269.581
4	1855.119	1732.785
5	1680.385	1388.522
6	1439.165	1214.233
7	1318.831	1017.575
8	1524.487	1203.721

2.- Curvas de los equipos.

En la coordinación de protecciones para fallas de fase a tierra (monofásica):

Curva No. 1: curva de carga fría y de corriente de magnetización del transformador de distribución 75 KVA, 23 KV.

Curva No. 2: curva de carga fría y de corriente de magnetización del transformador de distribución de 112.15 KVA, 23 KV.

Curva No. 3: curvas características tiempo - corriente del fusible - 3 K universal (rápido), 23 KV, Minimum Melting Time y Maximum Clearing Time.

Curva No. 4: curva de daño del transformador de distribución de 75 KVA, 23 KV.

Curva No. 5: curva de daño del transformador de distribución de 112.5 KVA, 23KV.

Curva No. 6: curva del relevador 50/51N, TAP 0.5 TDS 0.5, inst. 0.5 RTC 600/5,- IAC 54 General Electric.

Curva No. 7: curva 1 (rápida), 560 amperes, restaurador WVE Mc. Graw Edison.

Curva No. 8: curva 15 (lenta), 560 amperes, restaurador WVE Mc. Graw Edison.

Curva No. 9: curva de daño del conductor ACST 2 AWG.

Curva No. 10: curva de daño del conductor ALD 336 MCM.

Curva No. 11: curva de daño del cable 23PT 1 X 240.

En la coordinación de protecciones para fallas entre fases (trifásica):

Curva No. 1: curva de carga fría y de corriente de magnetización del transformador de distribución de 75 KVA, 23 KV.

Curva No. 2: curva de carga fría y de corriente de magnetización del transformador de distribución de 112.5 KVA, 23 KV.

Curva No. 3: curvas características tiempo - corriente del fusible 3K universal (rápido), 23 KV, Minumun Melting Time y Maximun Clearing Time.

Curva No. 4: curva de daño del transformador de distribución 75 KVA 23 KV.

Curva No. 5: curva de daño del transformador de distribución de 112.5 KVA, 23KV.

Curva No. 6: curva del relevador 50/51, TAP 0.5, TDS 0.5, inst. 0.5 RTC 600/5,- IAC 54 General Electric.

Curva No. 7: curva A (rápida), 1120 amperes, restaurador WVE Mc. Graw Edison.

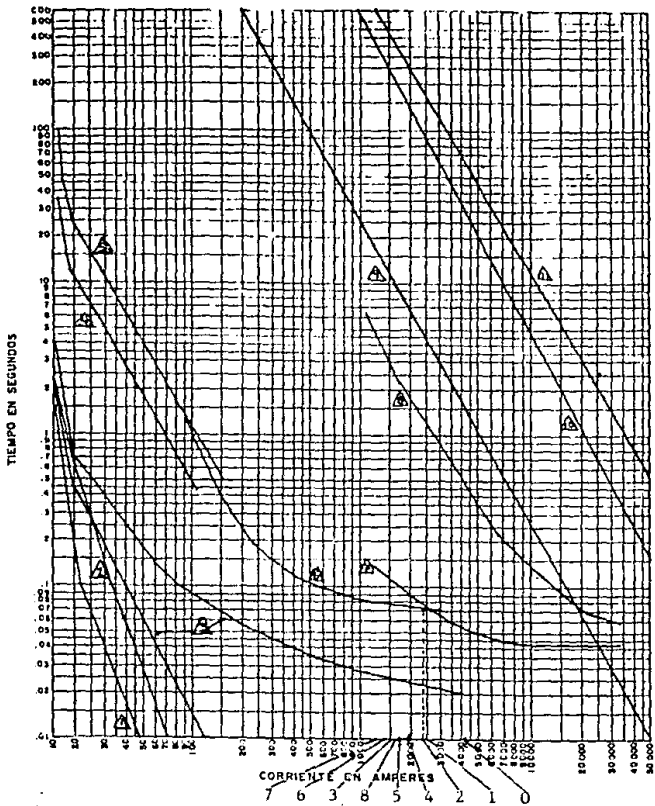
Curva No. 8: curva B (lenta), 1120 amperes, restaurador WVE Mc. Graw Edison.

Curva No. 9: curva de daño del conductor ACSR 2 AWG.

Curva No. 10: curva de daño del conductor ALD 336 MCM.

Curva No. 11: curva de daño del cable 23PT 1 X 240.

3.- Gráficas.

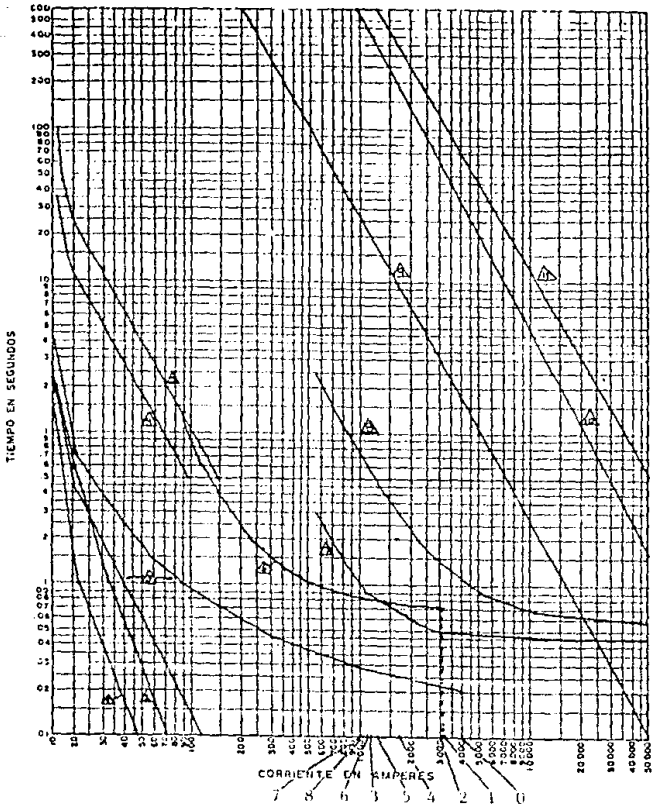


- ▲ C. fría D.T. 75 MVA
- ▲ C. fría T.D. 11.5 MVA
- ▲ Fusible 3K 23 KV MMT MCT
- ▲ C. daño T.D. 75 MVA
- ▲ C. daño T.D. 112.5 MVA
- ▲ 50/51 TAP 0.5 TDS 0.5 INST 40 RTC
600/5 IAC-54 G.E.
- ▲ Curva "A" (rápida) 1120 Amp. restaurador
WVE Mc Graw Edison.
- ▲ Curva "B" (lenta) 1120 Amp. restaurador
WVE Mc Graw Edison
- ▲ Curva daño conductor ACSR 2
- ▲ Curva daño conductor ALD 336
- ▲ Curva daño cable 23 PT1 X 240

S.E. Pantitlán
Ctos. Alimentador Rivapalacio
KV. 23

Agosto 1988.

Falla trifásica



- △ C. fría T. D. 75 MVA
- △ C. fría T. D. 112.5 MVA
- △ Fusible 3 K 23KV MMT y MCT
- △ C. daño T. D. 75 MVA
- △ C. daño T. D. 112.5 MVA
- △ 50/51 TAP 0.5 TDS 0.5 INST 50
- △ RTC 600/3 IAC-54 G.E.
- △ Curva "1" (rápida) 560 AMP restaurador WVE Mc Graw Edison
- △ Curva 15 (lenta) 560 AMP restaurador WVE Mc Graw Edison
- △ Curva daño conductor ACSR 2
- △ Curva daño conductor ALD 336
- △ Curva daño conductor cable 23 PT1 X 240

S.E. Pantitlán
 Ctos. Alimentador Rivapalacio
 KV. 23
 Agosto 1988.
 Falla Monofásica

4.- Comentarios.

- I) en la misma forma del ejemplo anterior, las curvas representadas en las gráficas de coordinación para falla monofásica y trifásica corresponden tanto a el equipo de distribución, como al equipo utilizado en la protección de éste y del alimentador en su totalidad.
- II) en las cartas de coordinación señaladas, se observa que para este ejemplo - en particular, existen variaciones con respecto al equipo de distribución - utilizado, como lo son el uso de transformadores de distribución de diferentes capacidades y del conductor correspondiente a los ramales con los que cuenta el alimentador en estudio. Para el instante en el que se presente tanto una falla de fase a tierra o una falla entre fases, el fusible 3 K es el primer dispositivo en operar y en proteger a los transformadores de un posible daño; los valores de corto circuito que se presentan en este alimentador son muy similares a los calculados en el alimentador Floresta, por lo que el fusible protegerá a los equipos de distribución considerando desde el caso más severo, hasta valores mínimos de corriente de corto circuito.
- III) la curva No. 6 de ambas cartas, representa a el relevador de sobrecorriente-ajustado de manera específica para cada caso de falla; puede afirmarse que éste actúa como dispositivo de respaldo del fusible para la protección de los transformadores, cosa que es cierta solo en parte, ya que puede observarse que la curva del relevador solo protege eficazmente a el transformador de mayor capacidad (curva No. 5), aún estando el relevador sensibilizado al máximo de sus posibilidades. Es decir, el fusible protegerá efectivamente a ambos transformadores en una primera instancia, pero en caso de una falla en éste el relevador solo verá los valores de corriente de corto circuito que dañan a un transformador en especial.
- IV) una variante introducida en el esquema de protecciones del alimentador - Rivapalacio, es considerar la aplicación de restauradores para obtener una mejor selectividad en dicho esquema de protección. La acción de éstos consiste en sensar, cronometrar e interrumpir cualquier corriente de falla y al cabo de un intervalo de tiempo definido y en forma automática, recierra para energizar la línea. Cuando se presentan fallas de naturaleza persistente, el restaurador deberá alcanzar el estado de apertura definitiva después de haber efectuado un número preestablecido de operaciones de apertura

y recierre, normalmente de 3 a 4, para desconectar de la línea la parte - afectada por falla. Habitualmente, un restaurador se coloca aproximadamente en el punto medio de la longitud total de la troncal aérea, solo justificándose su uso en alimentadores cuya longitud total sea significativa (superior a los 40 ó 50 Km.). En este caso en particular su uso no se justifica porque la longitud del alimentador a proteger es muy pequeña.

La representación de las curvas rápidas y lentas de un restaurador en particular en las cartas de coordinación del ejemplo, es de tipo didáctico, para mostrar - más claramente la filosofía de la coordinación de este tipo de dispositivos con el resto que se utiliza en el esquema completo de protección (fusible, relevador). Se observa entonces que el restaurador despeja todas las corrientes de falla que se presentan con valores superiores a 560 amperes, para falla monofásica, y a 1120 amperes para falla trifásica, valores a partir de los cuales y a la mitad - del alimentador, debe operar primero el restaurador y después el relevador, y - así evitar dejar fuera a la totalidad de la carga conectada a él.

a) Coordinación interruptor-fusible-transformador de distribución.

La curva del fusible se encuentra primero que la curva del relevador - del interruptor en el tiempo, es decir el interruptor queda como protección de respaldo del fusible en caso de persistir una falla después de la fusión de éste. Con la operación alternada del instanteo, - cualquier falla en un ramal, el primer disparo lo hace el relevador a través del recierre, el interruptor vuelve a cerrar, y si la falla persiste se funde el fusible.

b) Coordinación interruptor-restaurador.

La coordinación de estos dispositivos ocurre en el circuito, donde el interruptor actúa como respaldo normalmente dentro de la subestación. Para el estudio de coordinación:

- 1.- el interruptor abre y despeja la falla algunos ciclos después - que su relevador de sobrecorriente opera.
- 2.- el tiempo de reposición del relevador del interruptor es extremadamente largo y si la corriente de falla se reaplica antes de - que el relevador se reponga, éste avanza nuevamente hasta el punto de cierre desde la posición de reposición incompleta.

c) Coordinación interruptor-seccionalizador.

Como los seccionadores no tienen características de tiempo-corriente, su coordinación no requiere un estudio de curvas, pero para asegurar la coordinación con un interruptor es necesario analizar el tiempo de retención de cuenta del seccionador. En este caso el primer dispositivo a operar en presencia de la falla transitoria es el seccionador, para el cual se han preestablecido conteos previos, comenzando en ese instante su "cuenta" sin llegar a la condición de apertura definitiva; el control de dicho equipo restablece su memoria olvidando la cuenta registrada al cabo de cierto tiempo transcurrido. Es susceptible de ser ajustado hasta fijar un valor igual o menor al tiempo de restablecimiento del interruptor.

d) Coordinación restaurador-fusible.

Para hacer posible la coordinación, el restaurador debe percibir todas las corrientes de falla monofásica y/o trifásica a todo lo largo de la zona protegida. La coordinación mostrada, es la más usual en los esquemas de protección contra sobrecorrientes en la C.L. y F.C., ajustando el relevador a una secuencia de operación rápida, seguida de una lenta.

e) Coordinación restaurador-seccionador.

Para la coordinación restaurador-seccionador, se ajusta éste último a una cuenta menos que el restaurador y cada seccionador adicional en serie, debe ser ajustado para una cuenta menos que el anterior.

Conclusiones.

- 1) El sistema de distribución es una parte importante del Sistema Eléctrico de Potencia (S.E.P.), ya que es el medio a través del cual se distribuye y suministra la energía eléctrica que se genera en las centrales eléctricas; el sistema de distribución es entonces, el enlace entre el S.E.P. y el usuario.
- 2) Las redes de distribución que actualmente se construyen en nuestro país, pueden ser del tipo aéreo o subterráneo, dependiendo de la longitud de la red, los equipos a instalar en ella, la confiabilidad, las normas estatales, etc.; éstos son factores que inciden directamente en su selección, planeación, operación y mantenimiento.
- 3) La gran diversidad de parámetros a considerar en el diseño de los sistemas de distribución así como las necesidades de los usuarios, han obligado a los Ingenieros de distribución a desarrollar diferentes estructuras de alimentación que satisfagan lo planteado anteriormente; sin embargo desde el punto de vista de operación existen sólo dos tipos de redes:
RADIAL Y PARALELO.
- 4) La protección de los equipos del usuario y el personal involucrado juega un papel muy importante, independientemente del tipo de estructura de alimentación seleccionado, por lo que es necesario definir el grado de protección adecuada; para ello se han desarrollado esquemas de protección cuyo objetivo es reducir al mínimo los daños causados por la presencia súbita de fallas. No controlar estas fallas puede causar la interrupción del servicio a muchos usuarios, daño severo al equipo y al personal, etc.
- 5) Las fallas más frecuentes en los sistemas de distribución son las de una fase a tierra, entre fases o bifásica y las fallas trifásicas, en este orden; los esquemas de protección destinados para la seguridad y continuidad en el funcionamiento de los sistemas eléctricos, deben ser económicamente variables, pero sobretodo cumplir con características técnicas fundamentales de selectividad, sensibilidad, confiabilidad y velocidad en su operación. Los dispositivos de protección más rentables que satisfacen las características anteriores y que actualmente conforman los esquemas de protección son los relevadores y los fusibles.
- 6) Los sistemas de distribución actualmente instalados en la República Mexicana son construidos y operados por la Comisión Federal de Electricidad (C.F.E.)

y la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (C. L. Y F. C. en liquidación); la filosofía de construcción y protección de ambos organismos es prácticamente la misma, de tal manera que las diferencias que pudiesen existir giran alrededor de la importancia del sistema de distribución, las capacidades nominales de los equipos seleccionados y las políticas de operación y mantenimiento.

- 7) La protección contra sobrecorriente es la más utilizada actualmente en los sistemas de distribución, para proteger los equipos, ante la presencia de corrientes de corto circuito monofásico y trifásico; de tal manera que si la magnitud de la corriente de corto circuito puede ser detectada por los dispositivos de protección, es interrumpida de acuerdo con los esquemas de coordinación y sus curvas tiempo contra corriente.
- 8) La selección del esquema de protección a utilizar en la subestación de distribución será más elaborado cuanto mayor sea la complejidad de las instalaciones. La existencia de una gran diversidad de arreglos en las subestaciones de potencia obliga a seleccionar el esquema de protección que satisfaga económicamente las necesidades del sistema eléctrico en su conjunto.
- 9) La protección utilizada en los alimentadores de distribución aéreos es la de sobrecorriente, y emplea los relevadores 50/51 (unidad instantánea y de retardo de tiempo) así como el 79 (unidad de recierre); para fallas trifásicas y monofásicas. En los alimentadores subterráneos se usa el relevador 50/51 para despejar fallas trifásicas y monofásicas; no se utiliza el relevador de recierre.
- 10) La protección de transformadores de distribución se lleva a cabo por medio de fusibles; en las redes de tipo aéreo se protegen con fusibles de expulsión, mientras que en las de tipo subterráneo además de éstos, también se utilizan fusibles limitadores de corriente existiendo en ambos casos como protección de respaldo el interruptor de la subestación de distribución. La protección de bancos de capacitores se hace con fusibles de expulsión.
- 11) El objetivo de la coordinación de protección es el lograr que los dispositivos de protección ubicados dentro de un esquema de protección, operen ordenadamente en un determinado intervalo de tiempo como respuesta a un determinado valor de falla (corriente de corto circuito).
- 12) La coordinación de protecciones involucra aspectos como la importancia, el

el costo económico, la operación y en mantenimiento de las instalaciones a proteger así también como de las que están destinadas a proteger.

- 13) Los sistemas de distribución de nuestro país operan en forma radial, por lo tanto los esquemas de protección están diseñados para operar en cascada, es decir, en caso de que algún dispositivo de protección no pueda liberar una falla determinada, el inmediato anterior a aquel deberá hacerlo en un intervalo de tiempo preestablecido.
- 14) De acuerdo a equipos e instalaciones de los sistemas de distribución se han establecido coordinaciones específicas, a saber, coordinación interruptor-fusible, restaurador-seccionalizador, restaurador-fusible, restaurador-restaurador etc. coordinaciones que se aplican en la actualidad.
- 15) Los ejemplos de aplicación ilustran la metodología empleada para el estudio de coordinación, la selección de las curvas características tiempo-corriente de los equipos de protección así como los esquemas de protección que actualmente se utilizan en la protección de los equipos instalados en el sistema. De los resultados obtenidos se hace notar lo siguiente:
 - a) los valores de falla (corriente de corto circuito) disminuyen su magnitud en función de la distancia sobre el alimentador; es decir, la corriente de corto-circuito será muy alta si la falla se origina en donde se inicia su trayectoria a la salida la S.E. de distribución, y su magnitud irá disminuyendo conforme el punto sobre el cual ocurra la falla se aleje de ésta.
 - b) la instalación del reactor de fase a neutro en el transformador de potencia de la S.E. reduce muy significativamente la magnitud de la corriente de corto circuito monofásica en ambos alimentadores, cuando éste se toma en cuenta para su cálculo, manteniéndola prácticamente constante a todo lo largo de sus trayectorias.
 - c) la unidad instantánea de sobrecorriente 50 se encuentra sensibilizada para detectar el máximo valor de corriente 1 Ø y 3 Ø situado en el inicio de la troncal subterránea (cable subterráneo) con el fin de evitar el mínimo daño a dichas instalaciones por el alto costo que acarrear las maniobras de reparación de fallas permanentes en ellas.

BIBLIOGRAFIA

- ARANDA M. A. Y COL. Aplicación de Interruptores Termomagnéticos en la Protección de lado de baja tensión de Transformadores de Distribución Tipo Poste. Instituto de Investigaciones Eléctricas y Compañía de Luz y Fuerza del Centro (en liquidación). México, D. F., - 1986.
- BASAVE A. PEREZ FLORES F. Y COL. Curso Tutorial Temas Selectos de Sistemas de Distribución. Compañía de Luz y Fuerza del Centro (en liquidación), Ixtapa, Guerrero, 1987.
- BUCHOLDS M. Centrales y Redes Eléctricas. Edit. C.E.C.S.A., - México, D. F., 1972.
- COMPAÑIA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO (en liquidación) Cálculo de Corto Circuito Parte III. Editado en el Depto. de Superintendencia de Estudios y Normalización, México, D. F., 1984.
- COMPAÑIA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO (en liquidación) Manual de Diseño de Subestaciones. Gerencia de planeación e Ingeniería, editado por Relaciones Industriales C.L. y F.C., México, D. F., 1978.
- COMPAÑIA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO (en liquidación) Aspectos Generales de la Coordinación contra Sobrecorriente. Editado por el Depto. de Estudios de Redes, México, D. F., 1986.
- COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD Revisión 810630 Especificaciones de Equipo de Distribución Eléctrica. Gerencia de Distribución Ed.- Centro Editorial de la C. F. E.
- COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD Especificaciones para el uso de cables de aluminio y ACSR. Normas de C. F. E. RA-AR, Editado por la Gerencia de Distribución, México, D. F.
- COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD Procedimiento para la Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución. No. de Libro 42, editado por la Gerencia de Distribución, Centro Editorial de la C. F. E., México, D. F. 1984.

- GONZALEZ CASTILLO IGNACIO Instalaciones Eléctricas para Edificios. Facultad de Ingeniería U.N.A.M., División de Educación Continua, México, D. F., 1981.
- I E E E . Recomended Practice for Electric Power Systems in - Commercial Buildings. (Gray Book), 2nd. printing, September, 1984, U. S. A.
- JUAREZ TORRES ALFREDO El fusible como dispositivo de protección en sistemas de distribución. Editado en el Depto. de Estudios de Redes C. L. y F. C., México, D. F., Enero - 1986.
- RAULL MARTIN JOSE Diseño de Subestación Eléctrica. Ed. Mc Graw Hill de México, 1987.
- RUSSELL MASON C. El arte y la ciencia de la protección por relevadores. Ed. C.F.C.S.A., México, D. F., 10ma. edición, 1982.
- S. WARNER G. Y COL. Esquemas de Protección Eléctrica. Ed. Centro Editorial de la C.F.E., México, D. F., 1981.
- VIQUEIRA LANDA JACINTO Redes Eléctricas. Ed. Representaciones y Servicios de Ingeniería, México, D. F., 1982, Tomo I y II.
- YEBRA MORON JUAN ANTONIO Compensación de potencia reactiva en Sistemas Eléctricos. Ed. Mc Graw Hill de México, 1986.
- ZOPPETTI JUDES G. Estaciones Transformadoras y de Distribución. Ed.- Gustavo Gilli, México, D. F., 1981.
- Mc GRAW EDISON Power Systems Division. "Distribution Systems Protection Manual", U.S.A.

A p ẽ n d i c e

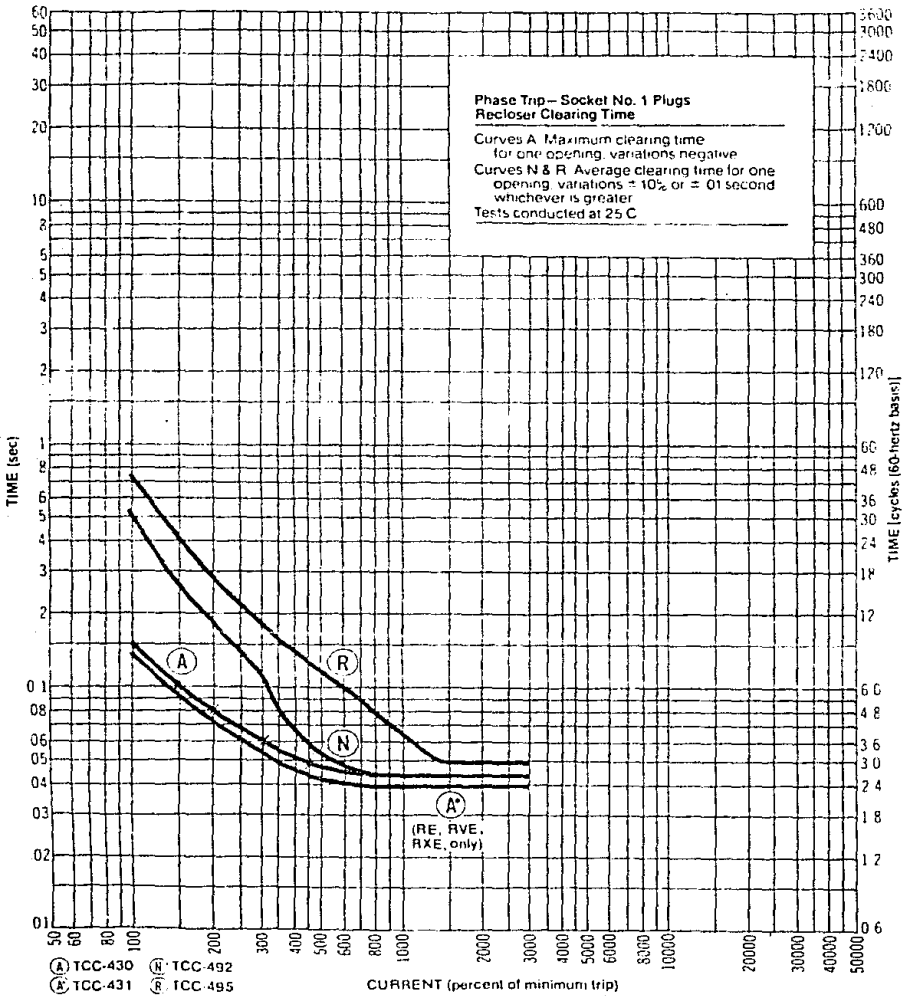
Información General sobre los equipos.

Reclosers

Types PWE, PWVE, RE, RVE, RXE, SWE; SWVE,
VWE, VWVE, WE, WVE—Time-Current Curves

R280-91-26

Reference Data

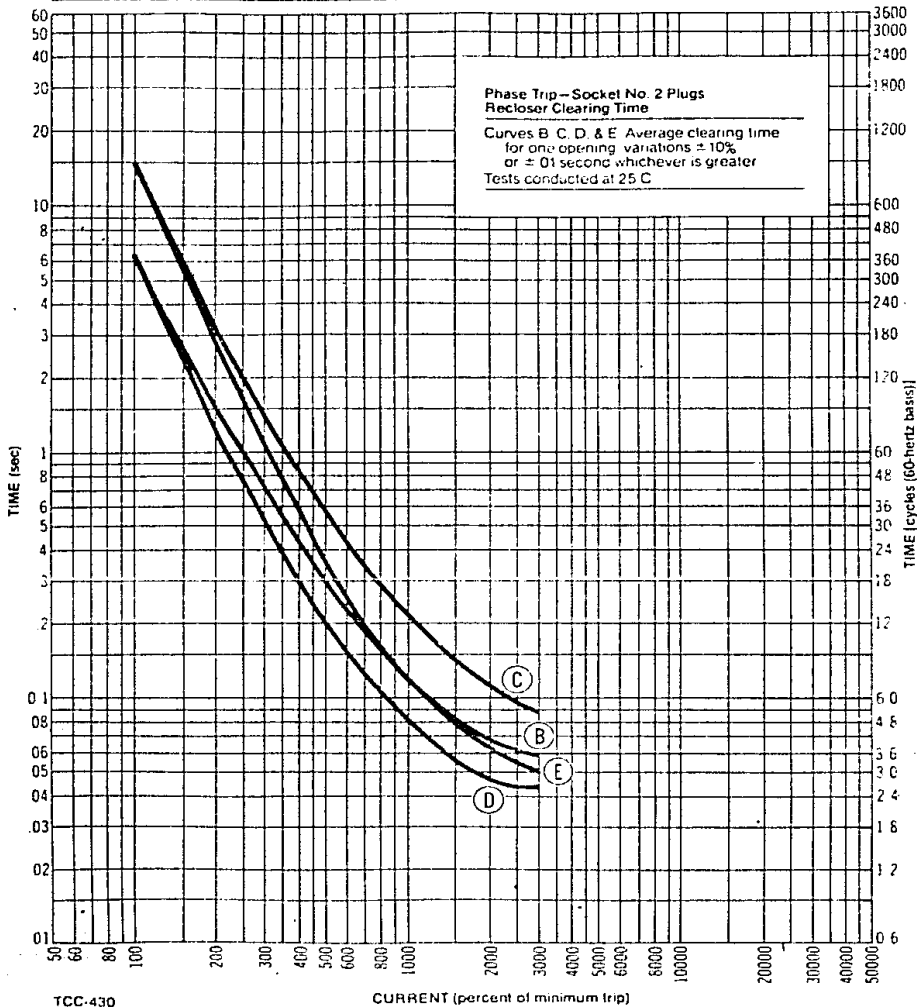


Reclosers

Types PWE, PWVE, SWE, SWVE, VWE, VWVE,
WE, WVE Only—Time-Current Curves

R280-91-26

Reference Data



TCC-430

CURRENT (percent of minimum trip)

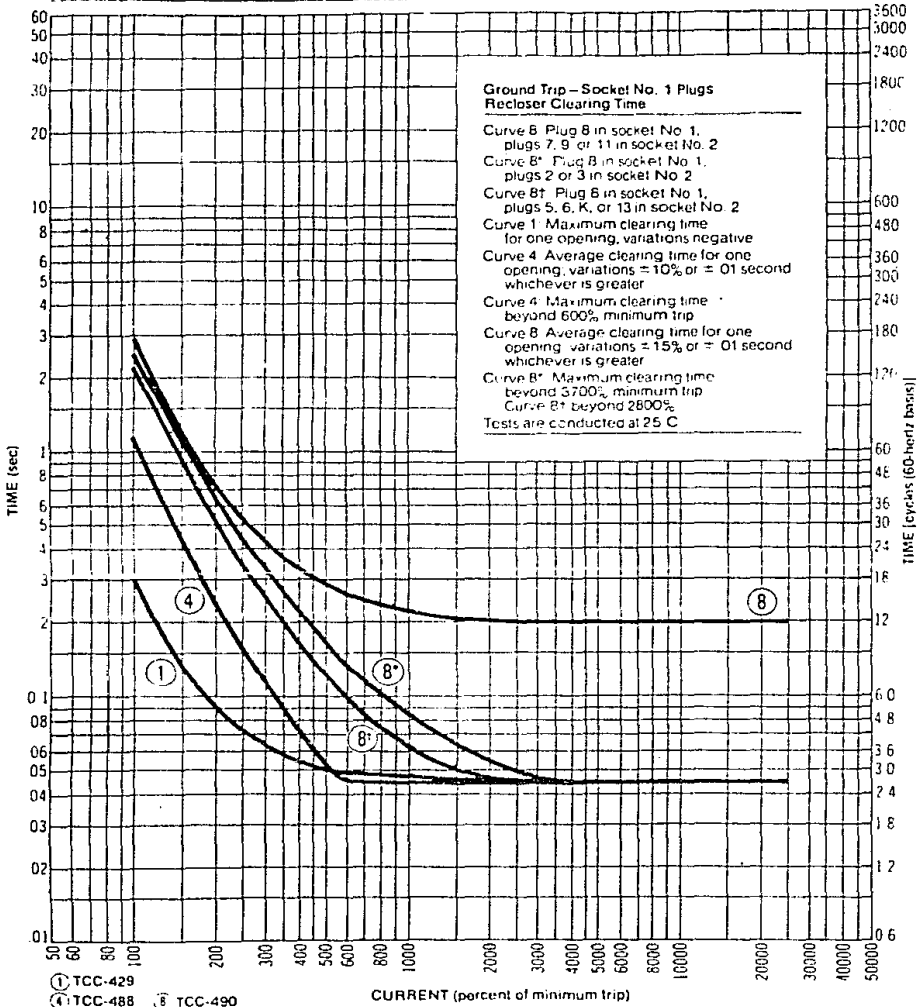
August 1960 Supersedes 12/78

Reclosers

Types PWE, PWVE, RE, RVE, RXE, SWE, SWVE,
VWE, VWVE, WE, WVE—Time-Current Curves

R280-91-26

Reference Data

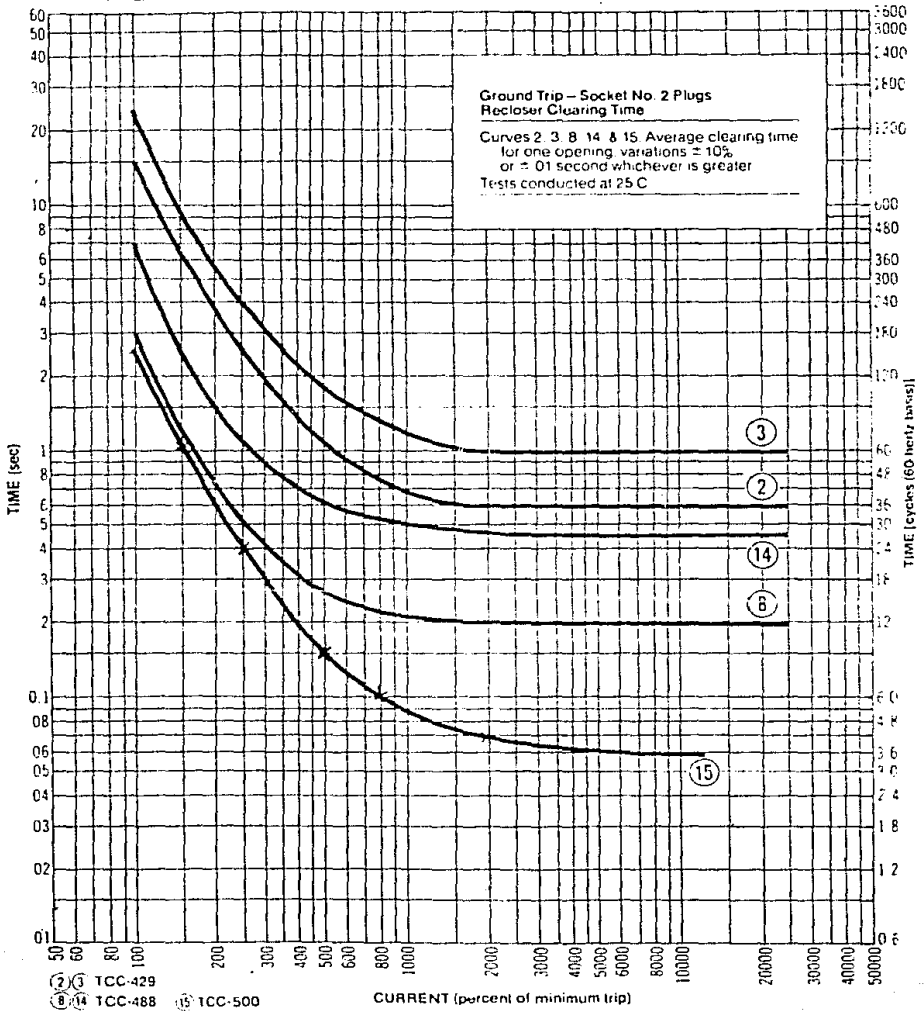


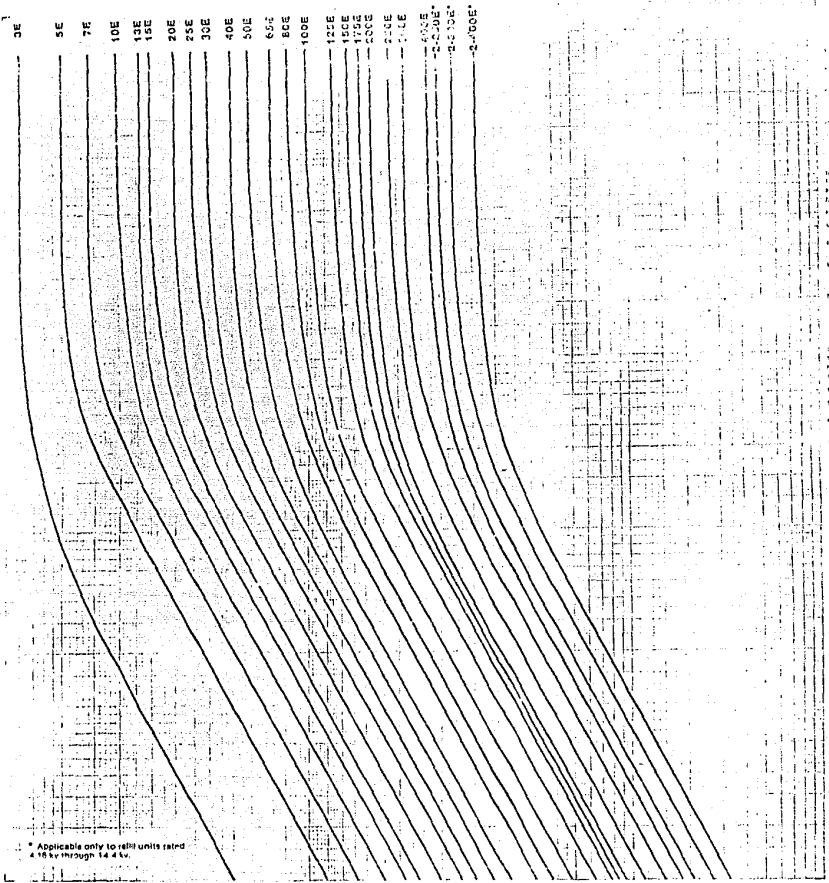
Reclosers

Types PWE, PWVE, RE, RVE, RXE, SWE, SWVE,
WVE, VWVE, WE, WVE—Time-Current Curves

R280-91-26

Reference Data





Applicable only to refill units rated 4.75A through 14.4A

CURVE NO. 1-240E

MINIMUM MELTING TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES

SM REFILL UNITS—S&C STANDARD SPEED

NOTE—These refill units are tested in accordance with the procedure in ANSI Standard C37.47 and they are tested in accordance with ANSI Standard C14.46. The minimum melting current is not less than 20% of the full ampere rating, and the minimum melting current is not less than 10% of the minimum ampere rating.

CONSTRUCTION—Light elements for all units rated 30 through 100 amperes are made of copper under controlled tension. The units for all units rated 105 through 240 amperes are made of aluminum.

USE—ANSI—Curves are plotted to minimum test points. Maximum voltage increase for test values are:
 1. 10% for 105 through 180 amperes.
 2. 15% for 185 through 240 amperes.

APPLICATION—Use all high-voltage fuses, these refill units are suitable in all medium-voltage fuses, not to interrupt them. These units feature fuses which are designed to interrupt the minimum melting current of 200% of the nominal value for the rated units rated 100 amperes and the 250% of the nominal value for the rated units rated 125 amperes. These units are designed to interrupt the minimum melting current of 200% of the nominal value for the rated units rated 100 amperes and the 250% of the nominal value for the rated units rated 125 amperes. These units are designed to interrupt the minimum melting current of 200% of the nominal value for the rated units rated 100 amperes and the 250% of the nominal value for the rated units rated 125 amperes.

It is unnecessary to replace upstream refill units of either of these constructions in units that are of the other construction when one or more refills are blown.

COORDINATION—Any time lagging reduces the melting time. While this lagging is occurring, the construction of other fuses of lower rating is not in a critical condition. The effect of lagging is that the effect of the S&C Data Tables 200 and 240 applies to these curves until the time lagging is over.

When close coordination is required, the refill unit is subject to temperature rise. There are cases where the coordination requirements may be very exacting for example, in coordination with the fuse which may have a second or third class breakers. The breaker may be very critical. Under these circumstances there must be an interval of time between the minimum melting and the time lagging characteristics of the fuse.

The refill units represented by these curves possess the short time interrupting feature in accordance with the applicable IEEE minimum of breaking capacity. They require:
 1. An interrupting capacity of 100% of the rated current for the 20% tolerance of the fuse.
 2. No tolerance of contact allowances.

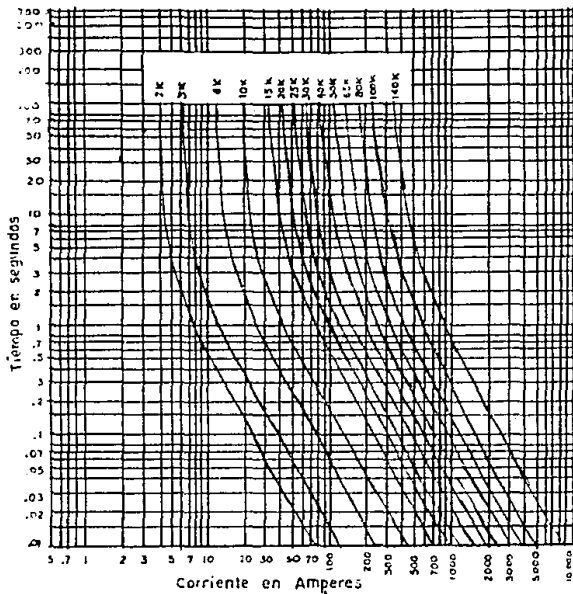
The highest limit and primary will provide the desired coordination. If the selected S&C Standard Speed refill unit does not meet the coordination requirements, check to see if the same ampere rating in the S&C Data Tables will satisfy all requirements.

Sometimes a selected ampere rating will fail to meet the coordination requirements in any case. In this case the selection of another ampere rating in either the protecting or protected fuse usually will satisfy all requirements.

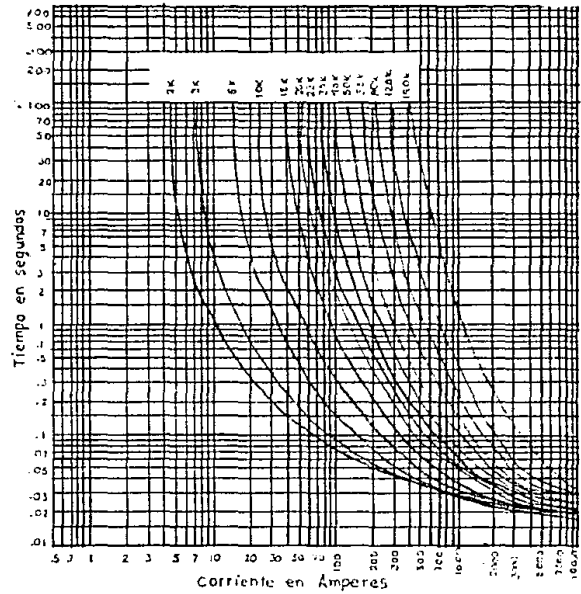
Do not assume that other fuses that do not employ S&C's silver-beta-calcium fused element construction can better resolve a coordination problem than the use of another ampere rating in one of the S&C Standard Speed circuit fuses. Including "break" fuses, "super-slow" fuses, and "high-rupture" fuses require the use of safety devices, such as breakers and fuses, which may have higher construction tolerances (up to 20% to 25% in the case of fuses). The application of these fuses will give a time interval between the adjusted minimum melting curve and the rated fusing curve greater than in the case of S&C speed fuses.

REFILL UNITS AVAILABLE—

Rated Value	Rated Ratings	Ampere Ratings
30A	30 through 35	30 through 35E
40A	40 through 45	40 through 45E
50A	50 through 55	50 through 55E
60A	60 through 65	60 through 65E
75A	75 through 80	75 through 80E
100A	100 through 105	100 through 105E
125A	125 through 130	125 through 130E
150A	150 through 155	150 through 155E
175A	175 through 180	175 through 180E
200A	200 through 205	200 through 205E
225A	225 through 230	225 through 230E
240A	240 through 245	240 through 245E



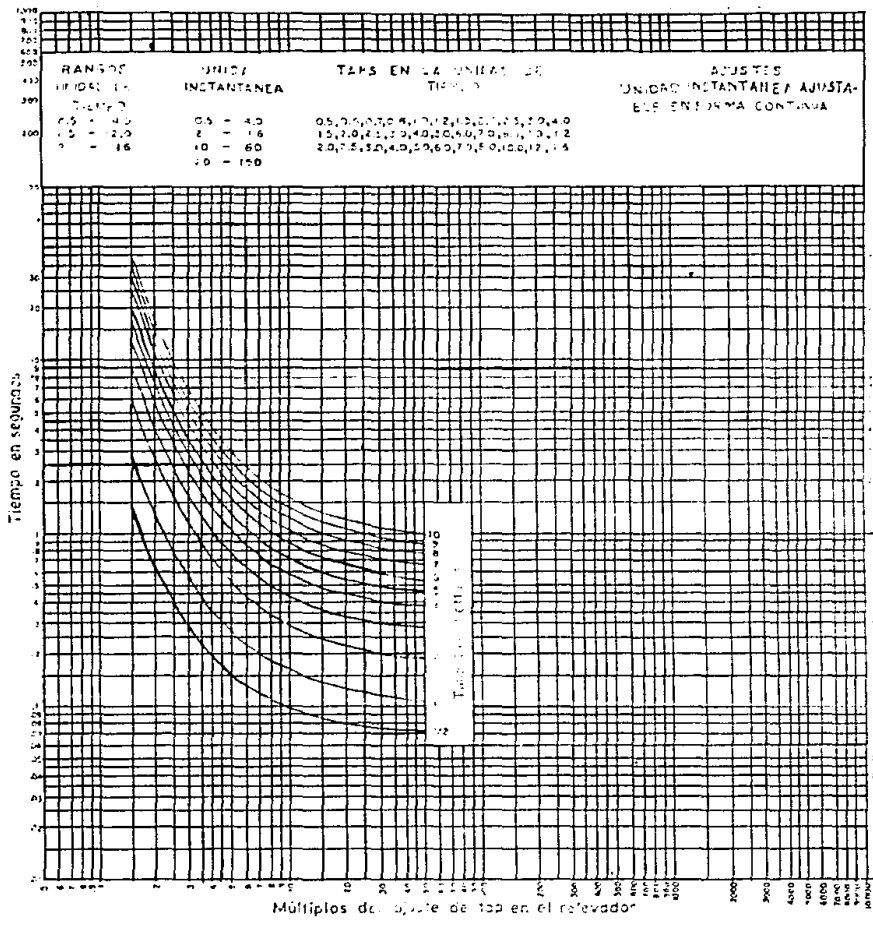
a)



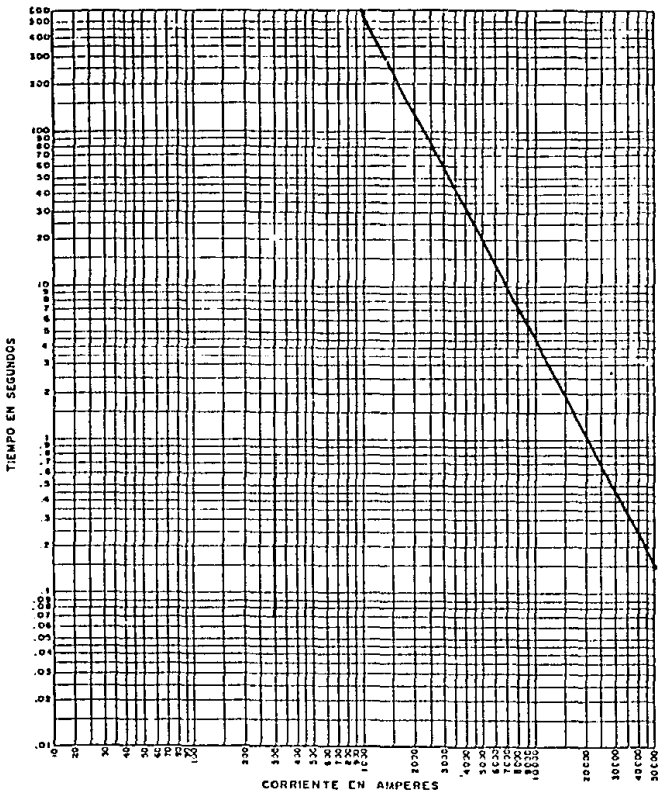
b)

Curvas características tiempo-corriente para los eslabones fusibles universales tipo "K" (rápidas).

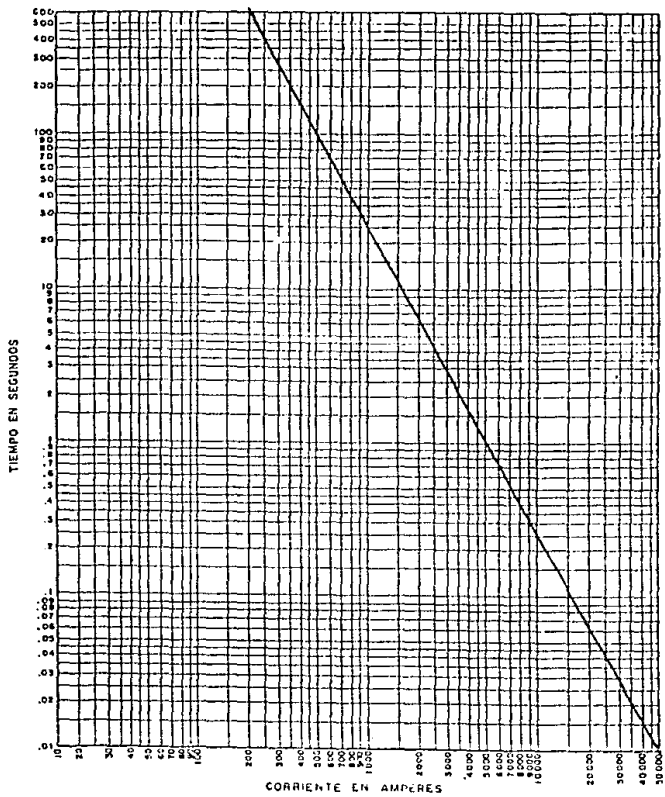
- a) curvas de fusión
- b) curvas de interrupción total



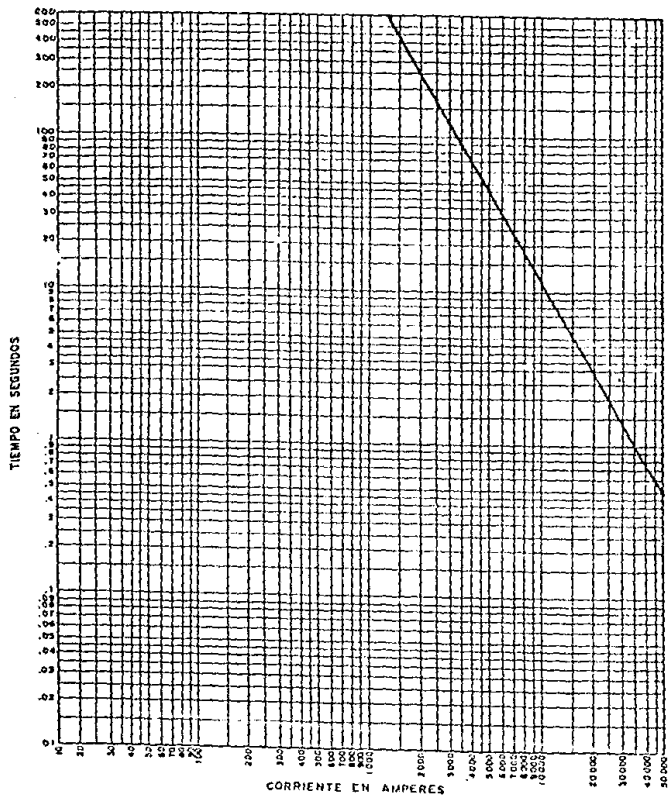
Curvas tiempo-corriente del relevador IAC-54
 General Electric.



Curva de daño del conductor 336 ALD.



Curva de daño del conductor ACSR 2



Curva de daño del cable 23PT 1 X 240 (500 MCM).

Curvas de corrientes transitorias energización (INRUSH).

- **Magnitudes de corrientes que deben soportar los campos de protección primaria sin dañarse:**

25 veces la Inom. primaria para 0.01 seg.
12 veces la Inom. primaria para 0.1 seg.

Corrientes de carga fría (cold load pick-up current)

- **Valores sugeridos:**

6 veces la Inom. primaria para 1 seg.
3 veces la Inom. primaria para 10 seg.
2 veces la Inom. primaria para 100 seg.

Para un transformador de 75 KVA: Inom. = 1.8826 amp.

No. de veces Inom.	No. de veces Inom. (amperes)	Tiempo en segundos
2	3.7652	100
3	5.6478	10
6	11.2956	1
12	22.5912	0.1
25	47.065	0.01

Para un transformador de 112.5 KVA: Inom. = 2.8239 amp.

No. de veces Inom.	No. de veces Inom. (amperes)	Tiempo en segundos
2	5.6478	100
3	8.4717	10
6	16.9434	1
12	33.8868	0.1
25	70.5975	0.01

Para un transformador de 30 MVA: Inom. = 753.06 amp.

No. de veces Inom.	No. de veces Inom. (amperes)	Tiempo en segundos
2	1506.12	100
3	2259.18	10
6	4518.36	1
12	9036.72	0.1
25	18826.50	0.01

Características para definir la curva de daño en transformadores de la categoría I. (1 a 500 KVA).

Tipo de daño	No. de veces la Inom.	Tiempo en segundos
	2	2000
T	3	300
E	4	100
R	5	50
M	6	35
I	7	25
C	8	20
O	9	15
	10	12.5
	15	5.8
	20	3.3
	25	2.0
ME	30	1.5
CANI	40	0.8
CO	50	0.5

Para un transformador de 75 KVA: $Inom. = \frac{75 \text{ KVA}}{3} = 1.8826 \text{ amp.}$
 3 (23KV)

I (Amperes)	Tiempo en segundos
3.7653	2000
5.6479	300
7.5306	100
9.4133	50
11.2959	35
13.1786	25
15.0613	20
16.9439	15
18.8266	12.5
28.2399	5.8
37.6532	3.3
47.0665	2.0
56.4799	1.5
75.3065	0.8
94.1331	0.5

Para un transformador de 112.5 KVA: $I_{nom} = \frac{112.5 \text{ KVA}}{3 (23 \text{ KV})} = 2.8239 \text{ amp.}$

I (Amperes)	Tiempo en segundos.
5.6479	2000
8.4719	300
11.2959	100
14.1199	50
16.9439	35
19.7679	25
22.5919	20
25.4159	15
28.2399	12.5
42.3599	5.8
56.4799	3.3
70.5998	2.0
84.7198	1.5
112.9598	0.8
141.1997	0.5

Para un transformador de 30 MVA: $I_{nom} = \frac{30\ 000}{3 (23KV)} = 753.06 \text{ amp.}$

I (Amperes)	Tiempo en segundos.
1506.1311	2000
2259.1967	300
3012.2623	100
3765.3278	50
4518.3934	35
5271.459	25
6024.5246	20
6777.5290	15
7530.6557	12.5
11295.984	5.8
15061.311	3.3
18826.639	2.0
22591.967	1.5
30122.623	0.8
37653.278	0.5