

28

28



ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS
PROFESIONALES ARAGON - UNAM

INGENIERIA
FALLA DE ORIGEN

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y SELECCION DE
INTERRUPTORES EN SUBESTACIONES DE 23 KV
DEL S.T.C. (METRO)

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

PRESENTA :

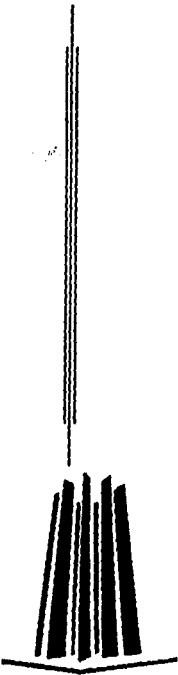
MARIA ELENA GONZALEZ GARCIA

ASESORES DE TESIS:

ING. RAMON MEJIA ROLDAN

ING. JUAN MENDEZ MORENO

San Juan de Aragon, Edo. de Mex., 1995.





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.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
CAMPUS ARAGÓN

UNIDAD ACADÉMICA

Ing. RAÚL BARRÓN VERA
Jefe de la Carrera de Ingeniería
Mecánica Eléctrica,
Presente.

En atención a la solicitud de fecha 29 de mayo del año en curso, por la que se comunica que la alumna MARÍA ELENA GONZÁLEZ GARCÍA, de la carrera de Ingeniería Mecánica Eléctricista, ha concluido su trabajo de investigación intítulado "ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y SELECCIÓN DE INTERRUPTORES EN SUBESTACIONES DE 23 KV DEL S.T.C. (METRO)", y como el mismo ha sido revisado y aprobado por usted se autoriza su impresión; así como la iniciación de los trámites correspondientes para la celebración del examen profesional.

Sin otro particular, le reitero las seguridades de mi distinguida consideración.

ATENTAMENTE
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPÍRITU"
San Juan de Aragón, México., 29 de mayo de 1995
EL JEFE DE LA UNIDAD


LIC. ALBERTO BARBA ROSAS

c c p Asesor de Tesis.
c c p interesado.

AIR/la.



DEDICATORIA

A MIS PADRES,

Quienes me han brindado la oportunidad de vivir,
enseñado el camino de la vida y a como caminar por
el.

A TODA MI FAMILIA,

Que ha sido soporte en mi vida.

A LA MEMORIA DE MI QUERIDO PROFESOR,

Ing. Juan Méndez Moreno.

Recordado siempre con cariño.

María Elena González García

AGRADECIMIENTOS

Expreso mi gratitud a las personas e instituciones que me han brindado su ayuda en la elaboración de este trabajo de tesis.

Al Ing. Ramón Mejía Roldán, asesor de este trabajo, gracias por su amistad, apoyo y confianza en mí.

A los asesores del Departamento de Ingeniería y Desarrollo Tecnológico del S.T.C., Ing. David Guerrero G. e Ing. Luis M. Amaya Resendiz, por su valiosa ayuda y comentarios.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y a la Escuela Nacional de Estudios de Estudios Profesionales Aragón.

A mis Amigos y compañeros que me han brindado su amistad y apoyo siempre.

A la Familia Romero Avila y a la Familia
Carbajal Rivera, por su amistad y ayuda para lograr
este trabajo.

A mi prima Ruth, por aguantarme en mis malos
momentos .

A Dios.

María Elena González García



Lo que somos hoy es producto de
nuestros pensamientos de ayer, y
nuestros pensamientos de hoy están
construyendo nuestro mañana.

Anónimo.

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y SELECCION DE INTERRUPTORES

EN SUBESTACIONES DE 23 KV DEL S.T.C. (METRO).

MARIA ELENA GONZALEZ GARCIA.

CONTENIDO

	Pag.
PROLOGO.....	xvii
INTRODUCCION.....	1
CAPITULO 1	
Cortocircuito en sistemas	
dec.a. y c.c.....	33
1.1 Representación de los sistema de potencia.....	35
1.1.1 Diagrama unifilar.....	36
1.1.2 Diagrama de secuencia.....	37
1.1.3 Representación en sistema unitario.....	40

1.2	Componentes simétricas.....	43
1.2.1	Definición de componentes simétricas.....	43
1.2.1.1	El operador "a" en componentes simétricas.....	46
1.2.2	Componentes simétricas de un sistema 3ϕ	47
1.2.3	Notación matricial.....	50
1.3	Estudio de cortocircuito.....	53
1.3.1	Cortocircuito en sistemas de c.a.....	54
1.3.1.1	Falla trifásica.....	55
1.3.1.2	Falla de línea a tierra.....	58
1.3.2	Cortocircuito en sistemas de c.c.....	61
1.3.4	Curvas de cortocircuito.....	65

CAPITULO 2

Determinación de corrientes de cortocircuito
en el sistema de 23 KV del S.T.C.....73

2.1	Análisis en el sistema de c.a.....	73
2.1.1	Cálculo de corrientes de cortocircuito para una falla 3ϕ	77
2.1.2	Cálculo de corrientes de cortocircuito para una falla de línea a tierra.....	82
2.2	Análisis en el sistema de c.c.....	96

2.2.1	Resistencia del bloque rectificador y cables alimentadores.....	100
2.2.2	Resistencia de vías.....	103
2.2.3	Corrientes de falla en la zona "G", L-4.....	107

CAPITULO 3

	Selección de interruptores.....	111
3.1	Descripción.....	112
3.2	Parámetros de selección.....	113
3.2.1	Tipos de interruptores.....	114
3.2.1.1	Interrupción en aire.....	115
3.2.1.2	Interrupción en aceite.....	116
3.2.1.3	Interrupción neumática.....	118
3.2.1.4	Interrupción en Hexafloruro de azufre.....	121
3.2.1.5	Interrupción en vacío.....	124
3.2.2	Capacidad nominal de un interruptor de potencia.....	125

CAPITULO 4

	Recomendaciones para la protección de alimentadores de subestaciones de alumbrado y fuerza.....	137
--	---	-----

4.1 Fallas en cables de energía.....138

4.2 Sistema de protección.....141

4.2.1 Protección por relevadores.....142

4.2.2 Protección de alimentadores por relevadores.....144

4.3 Control y protección de las líneas del S.T.C.....155

4.3.1 Tablero para las líneas en 23 KV.....156

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....165

APENDICE A

Abreviaturas y siglas utilizadas.....169

APENDICE B

Módulos de interruptores de potencia de diferentes firmas.....171

APENDICE C

Módulos de relevadores de la firma GEC ALTHOM.....195

BIBLIOGRAFIA215

PROLOGO

El presente trabajo de tesis tiene como objetivo al desarrollar un estudio de cortocircuito, en el sistema de 23 KV del S.T.C., determinar las características de operación de los interruptores de potencia en la línea seleccionada.

Estudios similares se han realizado anteriormente, cubriendo en dicha ocasión el sistema del S.T.C. alimentado en 85 KV; sin embargo, las líneas de la red del Metro se han incrementado, y la tecnología de disyuntores en cuanto a la mejor forma de realizar la interrupción de corriente ha avanzado en forma positiva; y son precisamente estos dos aspectos los que marcan las pautas bajo las cuales se realiza la presente tesis.

Con el fin de desarrollar el propósito de este trabajo, éste comprende además de la Introducción cuatro capítulos, tres de

estos para desarrollar el objetivo antes mencionado.

La Introducción desarrolla la descripción de los sistemas en 23 KV que integran el S.T.C., con el fin de mostrar la estructura del sistema en este tipo de alimentación.

El Capítulo 1 desarrolla de manera general y teórica el estudio de cortocircuito, tanto para sistemas de c.a como de c.c.. Para el primer caso únicamente se describen los tipos de falla trifásica y de línea a tierra, que son los tipos de falla, más representativos para obtener los valores de capacidad de un disyuntor .

En el Capítulo 2 se llevan a cabo los cálculos necesarios para obtener los valores de corrientes de cortocircuito, para los dos tipos de sistemas del S.T.C., y obtener los valores nominales necesarios en los disyuntores de la línea.

El Capítulo 3 en tanto, presenta la descripción general de los tipos de disyuntores, del concepto de capacidad nominal de un disyuntor, así como también de presentar algunos modelos de disyuntores que cumplen con las especificaciones mencionadas en el Capítulo 2.

Finalmente, el Capítulo 4 se ha incluido en este trabajo con el fin de exponer algunas sugerencias que apoyen el desarrollo de un sistema de protección por medio de relevadores en los alimentadores de las subestaciones de Alumbrado y Fuerza.

SECRETARÍA DE ENERGÍA

INTRODUCCION

Debido al continuo crecimiento que ha presentado la población de la Cd. de México y particularmente el crecimiento de usuarios del Sistema de Transporte Colectivo (S.T.C.) "METRO", dicho organismo, se ha visto en la necesidad de ampliar su red de transporte. El crecimiento que ha presentado puede visualizarse en la figura 1 y 2, donde se observa el crecimiento que ha tenido la red del S.T.C., donde actualmente cuenta con 9 líneas incluyendo la línea "A" tren férreo. Todo este crecimiento de la red representa para el sistema una carga eléctrica mayor, así como también, la necesidad de satisfacer su demanda de energía de la mejor manera posible, es este el motivo por el cual actualmente el S.T.C. está alimentado por dos tipos de sistemas:

- Sistema Centralizado en 85 KV .
- Sistema Descentralizado en 23 KV .

El primer tipo de alimentación es el utilizado en las líneas 1, 2, y 3 primera parte, y es un sistema de alimentación similar al utilizado en la red del metro de la Cd. de París.

Ahora bien, con la construcción de las nuevas líneas y la ampliación de las ya existentes, se buscó la mejor manera de alimentar a estos tramos, principalmente, por las características de crecimiento que presenta, es por esto, que se formaron una serie de alternativas dentro del organismo y de CLFC, siendo de esta última que se aprobó el sistema de alimentación conocido como " Primario Selectivo ", sistema de alimentación en 23 KV, y que consiste en dos circuitos de cables, uno de ellos corresponde a la alimentación preferente o normal " P " y el otro la alimentación emergente " E ". Cada conjunto de alimentación es llevado a cada subestación de rectificación a lo largo de la línea y a las Cabeceras de Alumbrado y Fuerza de la línea como lo muestra la figura 3.

Cada uno de estos cables de alimentación proviene de subestaciones diferentes de CFE que forman parte del anillo eléctrico que encierra al Valle de México, esto tiene como finalidad principal, que si la alimentación preferente tuviera alguna condición anormal, la alimentación emergente pueda cubrir la alimentación de la línea. Esta selección de suministro de energía eléctrica se logra por medio de un interruptor de

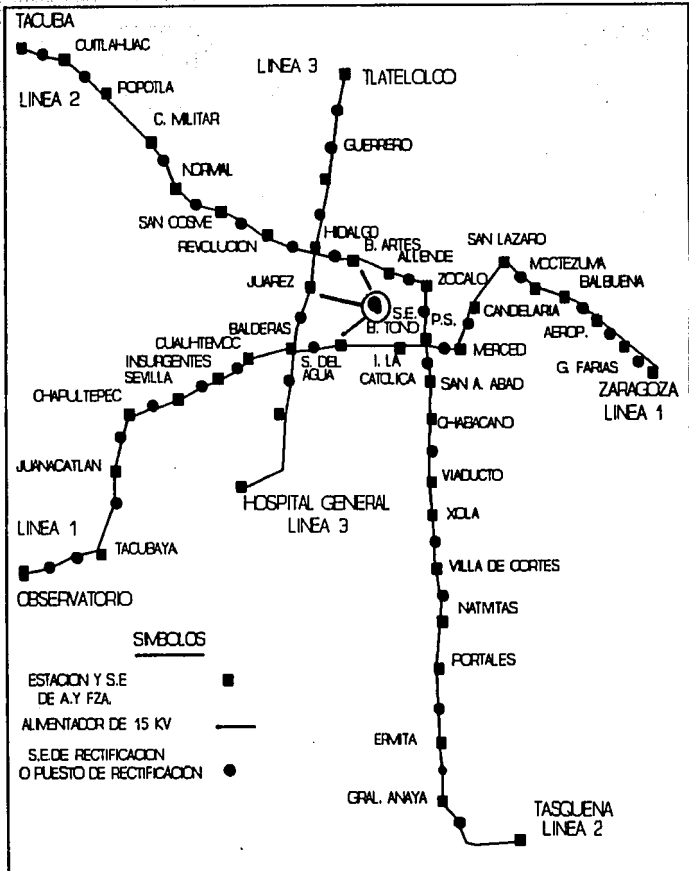


Fig. 1 Primera etapa de las líneas 1, 2 y 3 del S.T.C.

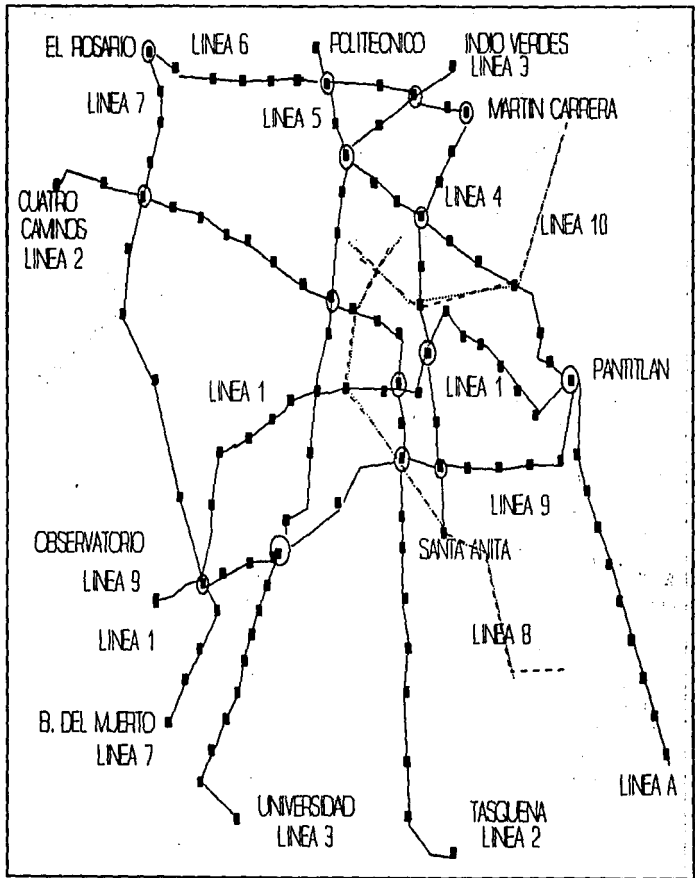


Fig.2 Situación actual y próxima de la red del S.T.C.

transferencia automática (23 TACI), así denominado por CLFC. Y es este último sistema de alimentación al que está enfocado el presente estudio.

CARACTERISTICAS DE LAS SUBESTACIONES

Subestaciones de Alumbrado y Fuerza.

Las alimentaciones " P " y " E " llegan a los locales conocidos como Cabeceras de Alumbrado y Fuerza (figuras 3 y 4) y están localizadas en los extremos de las líneas, por lo general, y en ocasiones también en su parte media. Estos locales están formados por dos secciones; en la primera se encuentra el lugar de acometida de llegada, el interruptor de transferencia y el equipo de medición de CLFC . En la segunda sección hay una subestación de distribución formada por un seccionador principal que alimenta a dos interruptores de potencia en pequeño volumen de aceite conocidos como D.M.T.(disyuntores de mediana tensión). De acuerdo a la figuras 3 y 4, la alimentación normal para las subestaciones de la vía 1 es a través de la terminal de origen por el interruptor de potencia (preferente), el interruptor de la terminal opuesta correspondiente a la misma vía está abierto y sus cuchillas de tierra cerradas. Para las subestaciones alimentadas a través de la vía 2 se hace desde la terminal destino a través del interruptor de potencia 3 (preferente) y en

la terminal opuesta el interruptor está abierto y las cuchillas de tierra cerradas.

De la misma figura 4 se observa que las Subestaciones de Alumbrado y Fuerza se distribuyen a lo largo de línea en número de 2 en cada estación, ya que cada una de éstas alimenta sólo a la mitad de los equipos e instalaciones de la estación y túnel o distancia de interestación. Todas las subestaciones de este tipo son iguales, constituidas por bloques para fácil manejo del equipo en caso de alguna avería en alguno de ellos, facilitando su cambio de la subestación. Los bloques o celdas en cada subestación de alumbrado y fuerza se muestran en la figura 5 y estos son :

1. Celda de llegada al seccionador .

En la cual hay dos secciones de operación manual, en la primera se realiza la conexión de la mufa de llegada al bus de la subestación, y en la segunda se hace la conexión a tierra de la mufa de llegada, cuando el cable alimentador se encuentra desenergizado.

2. Celda de paso de anillo .

Hace la conexión a la siguiente subestación por medio de un cable trifásico, pero teniendo como elemento de protección un interruptor.

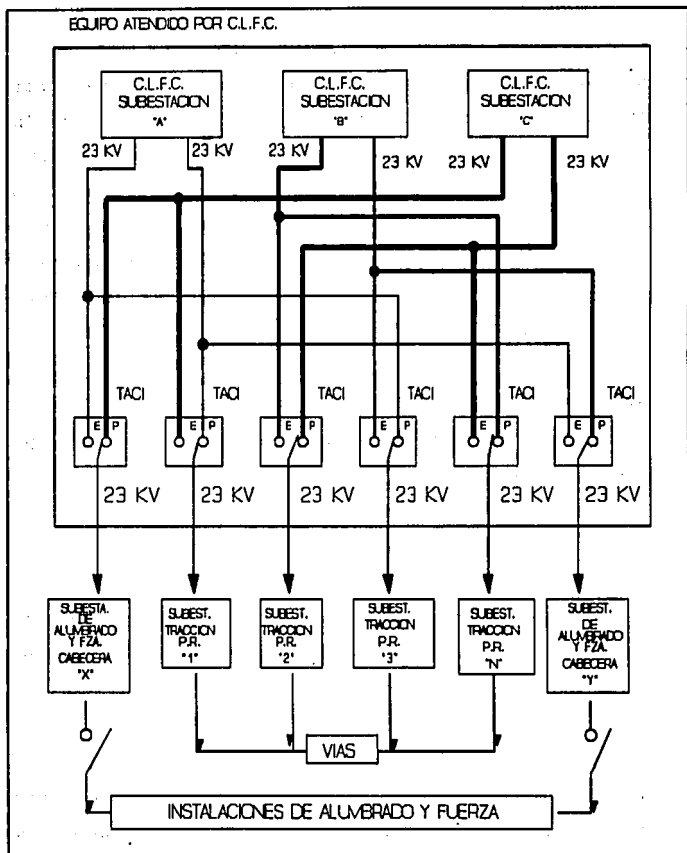


Fig. 3 Arreglo de alimentación eléctrica en 23 KV usada en las líneas actuales.

3. Celda de protección al transformador .

Es básicamente un conjunto de protección que consiste en dispositivos electromecánicos de fusión fusible, relevador, y un interruptor de baja tensión (B.T.). Al presentarse una sobrecorriente 1, 2 o los tres fusibles se actúan, para después ocasionar la operación del relevador y finalmente, la apertura del interruptor general de B.T. con lo que se elimina la carga del transformador.

4. Celda transformador .

Esta contiene el transformador reductor, sus principales características son :

- . Capacidad : 250 KVA
- . Conexión : Delta \ Estrella aterrizada.
- . Relación de transformación 15 KV / 220 -127 V_{ca} .
- . Cuenta con los siguientes indicadores :termómetro, indicador de nivel dieléctrico, y regulador de tensión de operación manual sin carga.

5. Gabinete del interruptor general.

Aquí se encuentra el interruptor general de baja tensión (B.T.), cuya capacidad máxima es de 1000 amperes, este interruptor cuenta con protecciones térmica, magnética, eléctrica y mecánica de disparo.

6. Cabinas de distribución A y B .

Subestaciones de rectificación

La función de una subestación de este tipo es la de reducir y transformar la energía eléctrica de 23 KV_c a 750 Vcc, tensión apropiada para suministrar la alimentación a los trenes.

De manera general una subestación de rectificación cuenta con 4 secciones :

- Sección de llegada.
- Sección del transformador principal.
- Sección del rectificador.
- Sección del contactor de seccionamiento
(ocasionalmente).

Con las secciones anteriores es posible recibir la alimentación, realizar su transformación y posteriormente alimentar a las dos barras guías (A y B) existentes en el túnel o en la distancia de interestación de donde toma la alimentación el tren a través de las escobillas positivas.

Estas subestaciones se encuentran cerca de la estación a nivel de calle y su estructura externa es similar a las

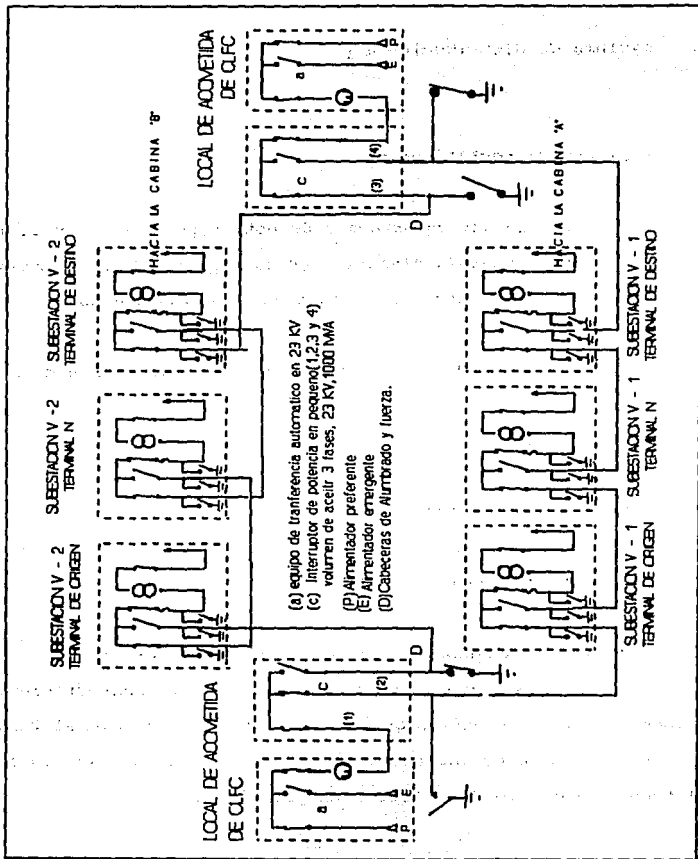


Fig. 4 Principio de alimentación en 23 KV de subestaciones de alumbrado y fuerza.

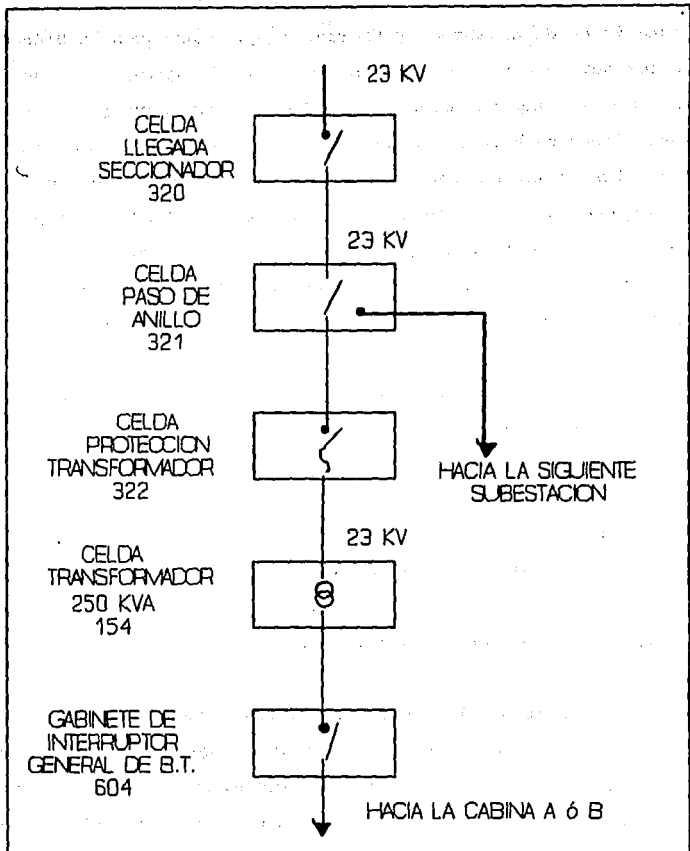


Fig. 5 Diagrama unifilar de una subestación de alumbrado y fuerza.

Subestaciones de Alumbrado y Fuerza, ya que estas son también de tipo compacto y están formadas por celdas o bloques, cada uno de ellos con un equipo específico. La alimentación para estas subestaciones se hace directamente en el domicilio de cada una de ellas a través de dos cables de 23 KV , preferente y emergente, con llegada en primer lugar a la sección de CLFC, como puede observarse en la figura 6, y que como ya se ha mencionado con anterioridad cada uno de estos cables proviene de diferentes subestaciones del anillo alimentador de la Cd. de México.

Una de las clasificaciones que se tiene en el S.T.C. en subestaciones de rectificación, es de acuerdo a su tensión y capacidad, con lo cual se tiene los siguientes tipos :

1. S.R. a 15 KV, 2500 KW, J.S.
2. S.R. a 15 KV, 2500 KW, B.G.I.
3. S.R. a 15 KV, 4000 KW, J.S.
4. S.R. a 23 KV, 4000 KW, J.S.

De todas estas sólo mencionaremos las características de las últimas, ya que, son precisamente estas las que se encuentran en las líneas 4, 5, 6, 7 y 9, además de algunas partes de las líneas 1, 2 y 3. Como se ha mencionado al inicio de este apartado, de manera general las S.R.'s del S.T.C. presentan 4 secciones pero resulta obvio, que cada una de las mencionadas S.R.'s presenta

características particulares, razón por la cual se desglosa a continuación las partes de una S.R. alimentada en 23 KV.

Las celdas o bloques que constituyen este tipo de subestación son(figura 6) :

Sección de CLFC

En este lugar se recibe de la compañía suministradora la alimentación preferente y emergente y se hace la selección de alimentador por medio de un interruptor de transferencia. Además de esto, hay equipo de medición y protección perteneciente a la compañía.

Sección del S.T.C.

En donde el mantenimiento y operación del equipo está a cargo de este organismo, el equipo es de protección y alimentación a circuitos auxiliares del S.T.C. el cual, está constituido por:

1. Seccionador general .

De manera general, la función de este seccionador es

realizar la conexión y desconexión de la acometida respecto a las celdas de alta tensión. Su operación es manual y se realiza desde el exterior a puerta cerrada por medio de manijas. En este bloque hay indicadores de posición abierto-cerrado. La operación del seccionador es sin carga.

2. Seccionador del transformador auxiliar .

En esta celda se encuentra la protección del transformador auxiliar, este seccionador puede abrir con o sin carga.

3. Transformador auxiliar .

Este transformador trifásico alimenta a los siguientes circuitos :

- . El C.S.(contactor de seccionamiento).
- . El C.T.P.(contactor de tramo de protección).
- . Armarios de control.
- . Alumbrado y contactos propios del S.R.

Las características del transformador auxiliar son :

- . Capacidad nominal : 30 KVA.
- . Conexión : delta\estrella.
- . Relación de transformación : 23 KV_{ca} , $220/127 \text{ V}_{ca}$.
- . Tipo interior.

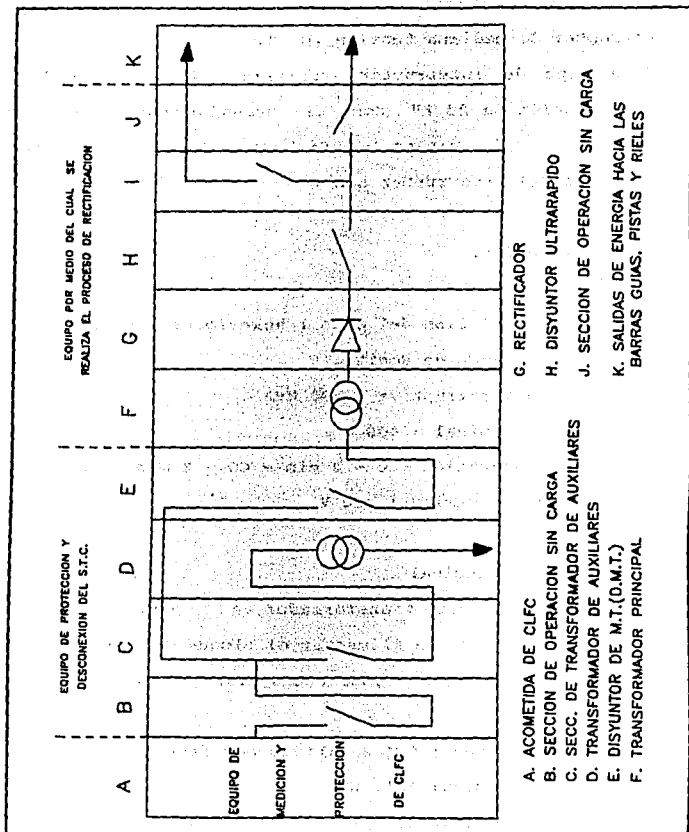


Fig. 6 Diagrama eléctrico de una subestación de rectificación tipo.

4. Interruptor de mediana tensión (D. M. T.) .

Este tipo de interruptor realiza el enlace de la alimentación de 23 KV con el transformador de potencia a través de cables monofásicos . Las características técnicas del interruptor son :

- . Tipo interior.
- . Tensión de 25 KV.
- . Medio de extinción del arco : hexafloruro de azufre, o pequeño volumen de aceite.
- . Capacidad interruptiva : 500 MVA .
- . Corriente nominal : 400 A .
- . Ciclo de operación : 0 - 3 min - CO - 3 min - CO .
- . Operación eléctrica : 220 V _{ca.}

5. Transformador principal .

La función de este transformador es la reducir la tensión de 23 KV a 570 V para alimentar el bloque del rectificador, las características de este transformador son :

- . Número de fases : 6 (2 salidas por fase) .
- . Capacidad nominal 4515 KVA .
- . Conexión : delta/estrella .
- . Relación de transformación : $23 \text{ KV}_{ca} / 570 \text{ V}_{ca}$.
- . Enfriamiento : OA

6. Bloque rectificador .

Diseñado para realizar el proceso de rectificación con 6 entradas(hexafásico) a un puente de Graëts simple con una potencia de 4000 KW, la tensión de salida es de 750 V_{cc} . Los elementos principales de este bloque son :

. Seccionador trifásico : es el encargado de permitir el enlace entre el transformador y el rectificador, una parte de este elemento la constituye un micro-contacto, que es el que marca el funcionamiento del D.U.R.

. Dos circuitos de sobretensión : están formados por resistencias y condensadores protegidos por cortocircuitos fusibles, estos circuitos tienen como función absorber las sobretensiones que se presenten en el momento de corte del D.U.R.

. Un conjunto de diodos : con montaje del tipo hexafásico, en donde cada uno de los diodos está protegido por un fusible con indicador de fusión.

7. Interruptor Ultra-Rápido (D.U.R.) .

Este es un interruptor para corriente directa, destinado a proteger el grupo rectificador contra sobrecargas y cortocircuitos.

8. Gabinete o armario de control .

Se encuentra en el frente del grupo y está constituido por dispositivos para mostrar las condiciones en que está operando la subestación.

9. Juego de seccionadores .

Estos seccionadores son de aislamiento para corriente continua. Se encuentran localizados a nivel del piso, en la parte posterior del grupo rectificador.

DESCRIPCION DE CARGAS**Carga de corriente alterna**

Cada uno de los tipos de subestaciones del S.T.C. alimenta a un tipo de carga específica, en el caso de las cargas alimentadas por c.a. su suministro principal lo representan las Subestaciones de Alumbrado y Fuerza. La carga de c.a., está representada por contactos monofásicos y trifásicos, así como algún otro equipo que se encuentre en las estaciones y en los tramos de interestación.

La alimentación en c.a. es de la siguiente forma. Después del interruptor de baja tensión de las Subestaciones de alumbrado

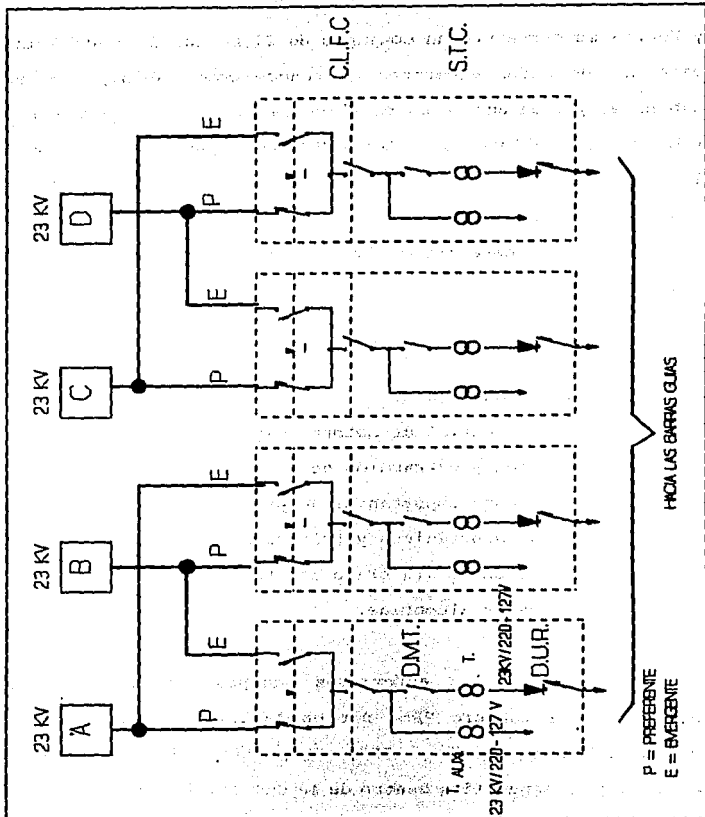


Fig. 7 Diagrama de alimentación a las S.R.'s en 23 KV.

y Fuerza se encuentra un conjunto de elementos de distribución, cada uno de estos elementos se conoce como cabina, tablero o gabinete, y cada uno de estos alimenta a un equipo o algún otro tablero. Los tableros son: "A" y "B" que se encuentran en las vía 1 y 2 respectivamente. Cada uno de estos tableros alimenta a su vez a otro tablero principal, el tablero "P", y a otros tableros secundarios. De esta forma, los tableros principales "A" y "B" alimentan a :

- Tablero P.
- Escaleras mecánicas.
- Centro de control de motores para bombeo(CCB).
- Ventilación y extracción de aire.
- Instalaciones importantes de propaganda.
- Contactos monofásicos y trifásicos.
- Alimentación de alumbrado del túnel.
- Circuitos de alumbrado.

Cada uno de los anteriores equipos está alimentado, a excepción del tablero "P", por un tablero secundario con una denominación especial : "R", "Y", "J", etc. y tiene una distribución específica dentro de la subestación, como lo muestra la figura 8 .

A su vez el tablero "P" alimenta a otro grupo de cargas que

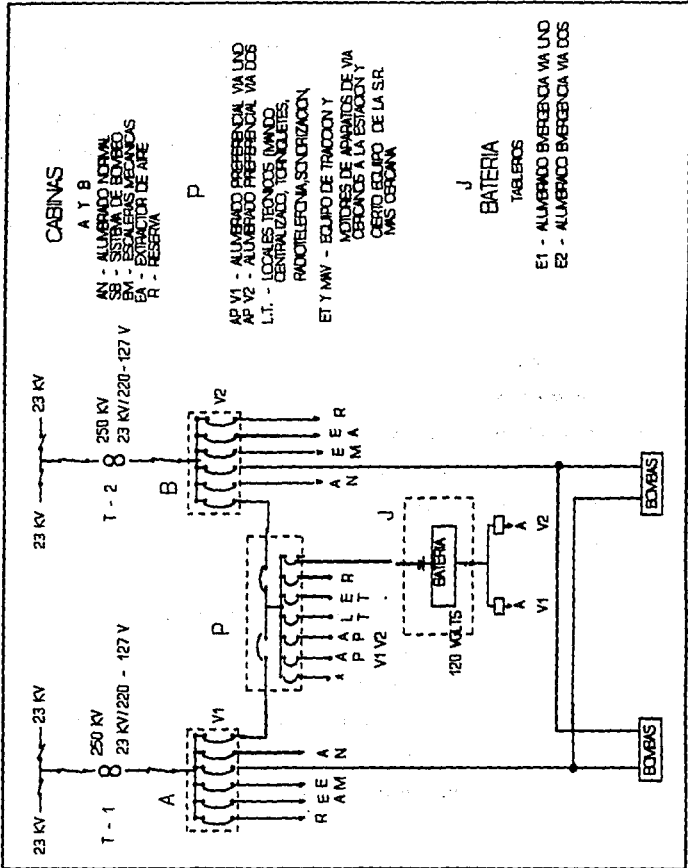


Fig. 8 Subestación de Aluminado y Fuerza.

consiste en equipo de seguridad o vigilancia que tiene una alta prioridad de alimentación, a estos circuitos se les conoce como "preferenciales", y es precisamente a esto, que el tablero cuenta con dos alimentadores, una de cada subestación de la estación correspondiente, este tablero cuenta con un equipo de transferencia, en donde la alimentación de la vía corresponde a la vía 2. Los circuitos alimentados por este tablero son :

- Pilotaje automático.
- Mando centralizado.
- Torniquetes de entrada.
- Circuitos de control de los equipos de tracción
- Equipo de telecomunicaciones.
- Alumbrado de vigilancia.
- Cabina "J".

De todos las anteriores cargas es importante destacar a el tablero "J", que está alimentado por un grupo de baterías recargables, este tablero alimenta a los circuitos de alumbrado de emergencia cuando se presenta una ausencia de alimentación por parte de las dos subestaciones de la estación a través de un par de tableros, a una tensión de $127 V_{ca}$.

Carga de Corriente Continua.

La carga que se alimenta en c.c. la representa principalmente el equipo de tracción de los trenes, esto es, grupo de motores con excitación en serie y son alimentados en c.c. como se realiza en la mayoría de los metros del mundo. Las razones por las que se utiliza este tipo de motor son debidas a sus características de velocidad regulable y su par de tracción. La fuente de alimentación de estos motores la constituye un equipo de conversión de corriente alterna a corriente continua, que en el caso del S.T.C., este equipo está representado por las subestaciones de rectificación (S.R.).

Para poder distribuir la energía de tracción a lo largo de las líneas a través de la barra guía (que normalmente se encuentran alimentadas en paralelo), éstas se encuentran divididas eléctricamente en "zonas" y éstas a su vez en "secciones". En condiciones normales, tanto las "zonas", como las "secciones" tienen continuidad eléctrica, las zonas tiene en sus fronteras C.S. y las secciones S.I.T.

Así, el voltaje de tracción de $750 V_{cc}$ se suministra entre barras guía (positivo) y los rieles y pistas de rodamiento (negativo). Esta alimentación puede ser proporcionada por las S.R. de dos formas :

- En alimentación en "T".
- En alimentación en "S".

En el primer tipo de alimentación el D.U.R. alimenta en forma directa a la barra guía en una zona, sin que lo haga precisamente en una frontera, es decir, no hay seccionamiento.

En la alimentación en "S", la S.R. alimenta a dos "zonas" por medio de un C.S.. Los dos tipos de alimentación se observan en la fig. 9.

Esta alimentación es tomada por los trenes a través de las escobillas que se encuentran en los carros. Las escobillas a su vez pueden ser : positivas, negativas y de tierra o de masa, cada tipo de escobillas tiene características de operación y lugar específico en algunos de los carros de tren, esto nos lleva a mencionar que los carros que forman el tren pueden ser : M y N como carros motores o bien PR y R como carros remolque.

ESTRUCTURA DE UN TREN

Al analizar el tren como un sistema, observaremos que es importante entonces, conocer la función que tiene cada carro dentro del sistema, que es de acuerdo al equipo que transporta,

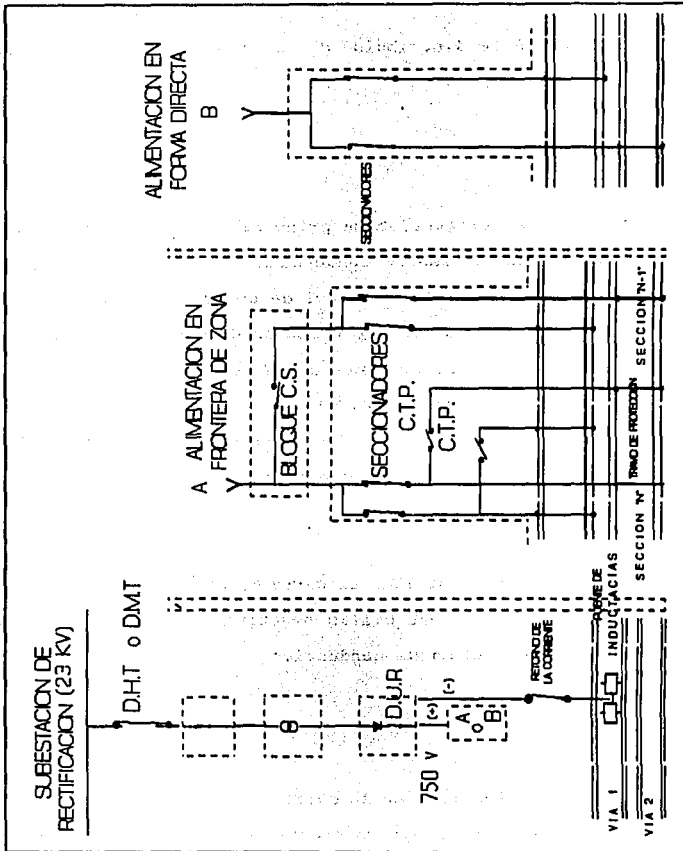


Fig. 9 Alimentación de las subestaciones de rectificación a vías.

FALLA DE ORIGEN

el cual se encuentra distribuido de la forma en como se menciona a continuación :

Carros Motores.

Carro M : la característica principal de este tipo de carro es la de tener una cabina de conducción, en donde se encuentran los dispositivos de mando y control de operación. Además, este carro cuenta con los motores de tracción de c.c., 4 en total, la alimentación para estos, es a través de las escobillas positivas (FP), las cuales toman la energía de la barra guía, el camino de retorno de la corriente lo constituyen las escobillas negativas (FN), que son las que se encuentran apoyadas sobre los rieles de seguridad.

Carro N : este es similar al carro M, con 4 motores de c.d., escobillas positivas y escobillas negativas, sólo que este tipo de carro no tiene cabina de conducción.

Carros Remolque.

Carro R : Es idéntico en su carrocería a un carro N, pero no en el equipo eléctrico, ya que este no transporta equipo de tracción, en cambio si un grupo moto-compresor(MC) y moto-alternador (MA), equipos que son alimentados por hilos derivados

del carro "N".

Carro PR : Es similar al carro R que cuenta con el equipo de control del sistema de pilotaje automático.

De la anterior descripción de cada carro se observa la dependencia entre ellos. En el caso particular del material MP - 68 y NM - 73 la formación de sus trenes obedece en base a elementos cada uno de 3 carros, dos motrices y un remolque, con lo que llega a obtenerse las formaciones que se muestran en la siguiente figura 10 .

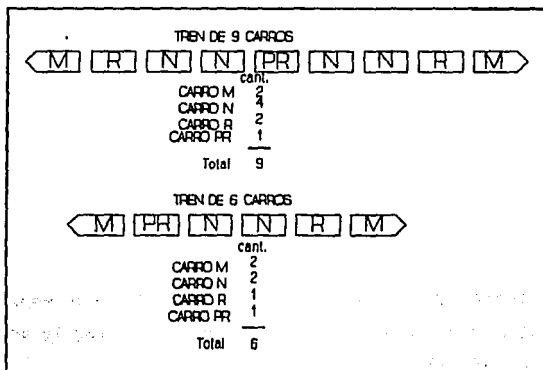


Fig. 10 Distribución y tipos de carros en un tren

De donde se observa que los elementos de 3 carros pueden ser cualquiera de los siguientes :

M - R - N, N - R - M, o N - PR - N

de donde se observa también que la agrupación de 3 ó 2 elementos es lo que constituye el tren.

Características de los motores.

Del anterior apartado se observa que la configuración del tren obedece a la función que cada tipo de carro, y al mismo tiempo del equipo con que cuenta para su operación. Los equipos son :

- Grupo moto - alternador.
- Grupo moto - compresor
- Motores de tracción.

Los cuales ya se han mencionado con anterioridad, así como su ubicación en el tren. A continuación se realiza la descripción de cada uno de ellos.

Grupo moto - alternador (Generatriz Statodyne). (MA)

La ubicación de este equipo motoalternador (MA) es en el carro remolque R, y su función es generar corriente alterna a 250 volts y 250 Hz para la alimentación de otros equipos auxiliares del tren. Las características de este motor son :

- Motor de c.c., bipolar, excitación shunt compoundada.
- Voltaje nominal 750 volts.
- Corriente nominal 27.2 A.

Grupo moto - compresor (MC).

Este grupo también se encuentra alojado en los carros remolque, al igual que el grupo MA, su función consiste en generar el aire comprimido que se utiliza en el frenado neumático, en la apertura y cierre de las puertas laterales del tren, además de los limpiadores de parabrisas, la alimentación del grupo es proporcionada la proporciona el carro motriz adyacente "N", hacia el motor que mueve el compresor y acumula el aire dentro de un tanque de reserva principal, el cual alimenta a la tubería de equilibrio que recorre el tren.

El arranque y paro del MC es controlado por un regulador

cuyo funcionamiento a su vez está condicionado por la presión que existe en la tubería de equilibrio, con el fin de mantenerla entre 6.8 y 8.3 bars. Las características de este equipo son :

- Motor de c.c., excitación serie.
- Voltaje nominal 720 volts.
- Corriente nominal 15.1 A .

Motores de Tracción .

Estos motores son los que proporcionan el movimiento al tren a lo largo de las vías, la ubicación de estos motores es en los carros tipo M y N, como se mencionó antes, el conjunto de tracción está constituido por 4 motores, que pueden estar conectados en serie o serie-paralelo de acuerdo a las condiciones de tracción del tren. Las características generales de cada uno de los motores de tracción son :

- Motor de c.c., cuatro polos, excitación serie.
- Voltaje nominal 360 volts.
- Corriente nominal 330 - 360 A .
- Velocidad nominal 1600 - 3120 r.p.m.
- Potencia nominal 108 - 114 KW (159 HP).

Ahora, con el fin de observar la carga total de c.c. en el tren y la energía que consume, se construye la siguiente tabla, en la cual se realiza el análisis en base a un tren de 9 carros.

TIPO DE CARRO	NUMERO DE CARROS EN EL TREN	MOTORES DE TRACCION EN EL CARRO	GRUPO MC EN EL CARRO	GRUPO MA EN EL CARRO
M	2	4	-	-
R	2	-	1	1
N	4	4	-	-
PR	1	-	-	-
TOTAL	9	24	2	2

TABLA 1

Distribución del equipo eléctrico en el tren .

The following table shows the results of the tests conducted on the various samples of the material under investigation. The results are given in terms of the percentage of the material which is soluble in the various solvents used.

Sample	Solvent	Percentage Soluble	Remarks
1	Water	100	
2	Alcohol	100	
3	Ether	100	
4	Chloroform	100	
5	Benzene	100	
6	Carbon tetrachloride	100	
7	Acetic acid	100	
8	Sulfuric acid	100	
9	Nitric acid	100	
10	Hydrochloric acid	100	
11	Phosphoric acid	100	
12	Sodium hydroxide	100	
13	Potassium hydroxide	100	
14	Ammonium hydroxide	100	
15	Sulfuric acid	100	
16	Nitric acid	100	
17	Hydrochloric acid	100	
18	Phosphoric acid	100	
19	Sodium hydroxide	100	
20	Potassium hydroxide	100	
21	Ammonium hydroxide	100	
22	Sulfuric acid	100	
23	Nitric acid	100	
24	Hydrochloric acid	100	
25	Phosphoric acid	100	
26	Sodium hydroxide	100	
27	Potassium hydroxide	100	
28	Ammonium hydroxide	100	
29	Sulfuric acid	100	
30	Nitric acid	100	
31	Hydrochloric acid	100	
32	Phosphoric acid	100	
33	Sodium hydroxide	100	
34	Potassium hydroxide	100	
35	Ammonium hydroxide	100	
36	Sulfuric acid	100	
37	Nitric acid	100	
38	Hydrochloric acid	100	
39	Phosphoric acid	100	
40	Sodium hydroxide	100	
41	Potassium hydroxide	100	
42	Ammonium hydroxide	100	
43	Sulfuric acid	100	
44	Nitric acid	100	
45	Hydrochloric acid	100	
46	Phosphoric acid	100	
47	Sodium hydroxide	100	
48	Potassium hydroxide	100	
49	Ammonium hydroxide	100	
50	Sulfuric acid	100	
51	Nitric acid	100	
52	Hydrochloric acid	100	
53	Phosphoric acid	100	
54	Sodium hydroxide	100	
55	Potassium hydroxide	100	
56	Ammonium hydroxide	100	
57	Sulfuric acid	100	
58	Nitric acid	100	
59	Hydrochloric acid	100	
60	Phosphoric acid	100	
61	Sodium hydroxide	100	
62	Potassium hydroxide	100	
63	Ammonium hydroxide	100	
64	Sulfuric acid	100	
65	Nitric acid	100	
66	Hydrochloric acid	100	
67	Phosphoric acid	100	
68	Sodium hydroxide	100	
69	Potassium hydroxide	100	
70	Ammonium hydroxide	100	
71	Sulfuric acid	100	
72	Nitric acid	100	
73	Hydrochloric acid	100	
74	Phosphoric acid	100	
75	Sodium hydroxide	100	
76	Potassium hydroxide	100	
77	Ammonium hydroxide	100	
78	Sulfuric acid	100	
79	Nitric acid	100	
80	Hydrochloric acid	100	
81	Phosphoric acid	100	
82	Sodium hydroxide	100	
83	Potassium hydroxide	100	
84	Ammonium hydroxide	100	
85	Sulfuric acid	100	
86	Nitric acid	100	
87	Hydrochloric acid	100	
88	Phosphoric acid	100	
89	Sodium hydroxide	100	
90	Potassium hydroxide	100	
91	Ammonium hydroxide	100	
92	Sulfuric acid	100	
93	Nitric acid	100	
94	Hydrochloric acid	100	
95	Phosphoric acid	100	
96	Sodium hydroxide	100	
97	Potassium hydroxide	100	
98	Ammonium hydroxide	100	
99	Sulfuric acid	100	
100	Nitric acid	100	

TABLE

The following table shows the results of the tests conducted on the various samples of the material under investigation. The results are given in terms of the percentage of the material which is soluble in the various solvents used.

C A P Í T U L O 1

Cortocircuito en sistemas de corriente alterna y corriente continua

En cualquier sistema eléctrico se desea que tenga como características las de ser un sistema seguro, eficaz y con el mínimo número de interrupciones. Esta es la razón principal de que para realizar un sistema de protección adecuado se base principalmente para su diseño en la protección por sobrecorriente y protección por sobretensión.

Para realizar la protección por sobrecorriente, interés de este trabajo, es necesario realizar un estudio de corrientes de cortocircuito, lo que nos ayudará a determinar las características de operación de los elementos de protección. Este estudio de cortocircuito debe determinar con la mayor exactitud posible el valor de las corrientes de falla, esto es, incluir dentro del análisis todos aquellos elementos del sistema que

intervienen para limitar, generar o bien producir algún cambio en las corrientes de interés.

Dentro de los elementos considerados como generadores o fuentes de corriente de cortocircuito se encuentran los generadores, motores síncronos y motores de inducción. El orden en que se mencionan corresponde a la contribución que hacen a la corriente de falla y que depende tanto del principio de operación como de las otras máquinas que se encuentren acopladas y que proporcionan energía mecánica, como es el caso de los primotores en los generadores, que representa una inercia más a la fuente de corriente de cortocircuito, ocasionando que ésta no pueda disminuir rápidamente su velocidad después de ocurrida la falla, y que es lo que hace finalmente que una máquina se comporte como generador de corriente de cortocircuito. El sistema de suministro público se considera a su vez como una fuente de corriente de falla al estar constituido antes de las terminales del transformador reductor por generadores y motores esta interrelación de fuentes y limitadores se puede observar en la siguiente figura (Fig. 1.1).

Como limitadores de corriente se consideran todas las impedancias y reactancias de los elementos y que son propiamente éstas las que limitan el paso de corriente de falla.

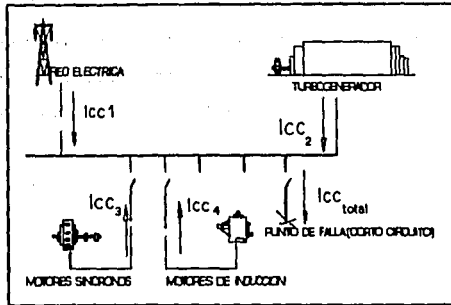


Fig. 1.1 Fuentes de corriente de cortocircuito en sistemas de c.a

El valor de las reactancias es fijo en transformadores y cables, pero variable en motores y generadores, esto último ocasiona que el valor de la corriente de contribución a la falla disminuya de manera exponencial con el tiempo después de que ocurre ésta. La magnitud de la reactancia en una máquina eléctrica se compone de los siguientes valores: subtransitorio, transitorio y sincrónico o permanente.

1.1 REPRESENTACION DE LOS SISTEMAS DE POTENCIA.

Algunos tipos de fallas eléctricas ocasionan en el sistema condiciones asimétricas, lo que resulta una característica propicia para realizar el análisis de dicho sistema por componentes

simétricas. Pero con el fin, de que este análisis se simplifique aún más se hace uso de algunos otros recursos como utilizar cantidades en por unidad que simplifiquen el manejo de cantidades y unidades, o bien representación de los sistemas por diagramas o redes, en los cuales se representa a los elementos por símbolos normalizados o circuitos equivalentes, de acuerdo al tipo de estudio que se realizará.

1.1.1 Diagrama Unifilar.

Este tipo de diagrama representa al sistema con todos sus elementos eléctricos como generadores, motores, transformadores, alimentadores, etc. por medio de líneas y símbolos normalizados en un circuito monofásico representado por una fase y un neutro de retorno, tanto para sistemas monofásicos y aún para trifásicos cuando está en condiciones normales de equilibrio, como ocurre en la mayoría de los casos.

El diagrama unifilar es el primero al que se recurre en cualquier inicio de análisis, y la importancia de este diagrama radica en que presenta de manera simplificada y concisa el sistema con los datos más relevantes y en donde la cantidad de información que presenta está en relación con el estudio para el que se requiere.

Las redes de secuencia en un sistema trifásico son tres : red de secuencia positiva, red de secuencia negativa y red de secuencia cero.

La construcción del diagrama de secuencia positiva es una de las más sencillas y está constituido por las reactancias de todos los elementos así como por las fem's de generadores y motores, es importante mencionar que esta fem sólo es de secuencia positiva, ya que dichas máquinas están diseñadas para generar solamente tensiones equilibradas.

De manera general, las impedancias de máquinas giratorias a las corrientes de cada una de las secuencias son diferentes entre sí por lo general, dentro de las cuales, el valor de las reactancias de secuencia cero generalmente es la menor de las tres. En el caso de los transformadores se consideran idénticos los valores de reactancia positiva y negativa. El valor de la reactancia de secuencia cero será igual a las dos anteriores si el transformador trifásico no es del tipo núcleo, que bloquea el paso de la corriente de secuencia cero. La resistencia de los devanados del transformador generalmente no se toma en cuenta en los cálculos de cortocircuito.

El diagrama de secuencia negativa se elabora de la misma manera que el diagrama de secuencia positiva, con la única

diferencia que en el diagrama de secuencia negativa no se representan las fem's, por la razón antes mencionada. Por lo que se tiene entonces que el circuito que representa la circulación de corriente de secuencia negativa es idéntico al de secuencia positiva, y sólo es necesario cambiar los valores de las reactancias, si es preciso, de los elementos y suprimir las fem's de las máquinas giratorias.

Para la construcción del diagrama de secuencia cero es importante tomar en consideración las conexiones a tierra de los elementos tales como generadores y transformadores; para que sea posible la circulación de la corriente de secuencia cero, debe existir un camino de retorno para completar el circuito.

Lo anterior nos demuestra, que para la realización del diagrama de secuencia cero se deben considerar por separado a los elementos que se conectan a tierra y observar el tipo de conexión que presenta la máquina.

Cuando no se conecta a tierra el transformador o generador a cualquier otro punto tomado como referencia, existe una reactancia de valor infinito entre el punto neutro y la línea de referencia, sin que el circuito pueda ser cerrado, lo que finalmente demuestra la no circulación de la corriente de secuencia cero.

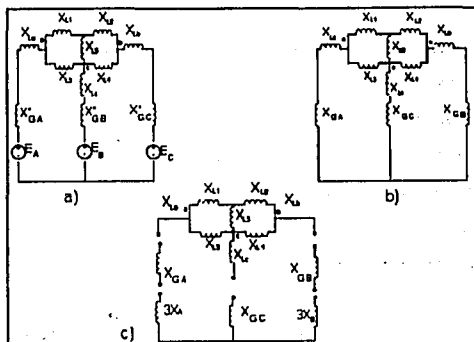


Fig. 1.3 Diagramas de secuencia a) positiva, b) negativa, c) cero.

Otro punto de interés es el asignar un valor de impedancia 3 veces mayor a la impedancia real a cualquier impedancia que esté intercalada entre el punto neutro y la línea de referencia, esto es, debido a que dicho conductor conduce la corriente total de cortocircuito ocasionando una caída con un valor de 3 veces su valor nominal.

1.1.3. Representación en Sistema Unitario

Un punto primordial al realizar el estudio de cortocircuito y en especial en la determinación de la corriente de falla es encontrar el valor total de la reactancia desde las fuentes hasta

el punto de falla, para lo cual se debe encontrar el valor de la reactancia de cada una de las ramas que se unen al punto de cortocircuito, pero determinando previamente el valor de las reactancias de las fuentes y elementos pasivos que se encuentran en cada rama, para posteriormente realizar las combinaciones de dichas ramas y obtener una reactancia total equivalente.

Lo común sin embargo, es que dichos valores de impedancias y reactancias de los elementos se presenten en cualquiera de las formas siguientes : ohms, por ciento o en p.u., referidos a sus propios valores base de tensión y potencia. Por eso al tener dentro de un mismo circuito 2 ó 3 de los sistemas de representación de impedancias antes mencionados, es necesario convertir todos estos valores a un sistema único con valores base de tensión y potencia únicos también, para poder realizar finalmente la combinación de ramas con valores de impedancias en unidades homogéneas y obtener de esta manera el valor total equivalente de impedancia o reactancia del circuito.

El sistema con que normalmente se trabaja, por las facilidades que ofrece en los cálculos, es el sistema en por unidad, también conocido como unitario. Otras de las ventajas que ofrece este método son las de facilitar la comparación de resultados y simplificar el manejo de unidades.

Los valores base de KVA y KV se escogen de manera que reduzcan al máximo las cantidades que se van a manejar, sin tener una forma específica de selección de dichos valores. Así, para la selección del valor base de potencia, que es un valor único, se puede trabajar con el mayor valor nominal en KVA que se encuentre en el sistema, algún valor entero decimal como 10, 100, 1000, etc. KVA, o bien los KVA base del transformador de mayor capacidad en el circuito.

Como ya se ha mencionado antes, los valores expresados en datos de placa de cada equipo están referidos a sus propios valores base, que corresponden a los KVA y KV nominales del equipo, por esto, al homogenizar todos los valores a un solo valor base de KV y KVA se hace necesario la transformación de una a otra base, para lo cual se hace uso de los subíndices 1 y 2 que corresponden para los valores "dados", es decir, los datos con sus propios valores base, y para los valores que ya se encuentran referidos a los valores base comunes, o nueva base respectivamente.

En su oportunidad se mostrarán algunas de las expresiones utilizadas en el sistema unitario.

1.2 COMPONENTES SIMÉTRICAS.

Para poder llevar a cabo el estudio de cortocircuito, es necesario contar con las herramientas matemáticas necesarias. Existen varios métodos para poder llevar a cabo este estudio, el que se utilizará en este trabajo será el "método de las componentes simétricas". Este método es uno de los más recurridos para llevar a cabo el análisis de redes eléctricas, principalmente cuando el estudio se basa en un sistema desequilibrado; por medio de componentes simétricas se tienen algunas ventajas sobre otros métodos, una de éstas es la facilitar el manejo de datos y la posibilidad de poder aplicarlo al método computacional.

1.2.1 Definición de componentes simétricas.

Los sistemas trifásicos de potencia operan normalmente en condiciones simétricas y equilibradas o balanceadas, para lo cual su análisis se basa en un sistema equivalente monofásico. Pero si el sistema en el cual se aplicará el estudio presenta condiciones de desequilibrio ya sea por la carga conectada al sistema o por la ocurrencia de un fenómeno de cortocircuito, particularmente de 1 ó 2 fases a tierra, conductores abiertos o fuerzas electromotrices desequilibradas aplicadas a las fases, esto último no común que ocurra, a dicho sistema entonces se le

aplicarán algunas otras formas de análisis una de ellas como ya se mencionó es el "método de las componentes simétricas", el cual tiene la característica de poder aplicarse al análisis de cualquier red polifásica.

De acuerdo al teorema de L.C. Fortescue de componentes simétricas, consiste en la conversión de un sistema desbalanceado de "n" fasores relacionados entre sí a "n" sistemas de fasores balanceados denominados "componentes simétricas". Es importante observar que los "n" vectores de cada sistema de componentes son de igual magnitud, siendo también igual los ángulos formados por los fasores adyacentes. Si bien el método es aplicable a cualquier sistema polifásico desbalanceado, nuestro interés se centra en sistemas trifásicos.

Los tres factores desbalanceados de un sistema trifásico pueden descomponerse en tres sistemas desbalanceados de fasores que se conocen como componentes de secuencia. Los tres sistemas son :

1 • Componentes de secuencia positiva.

Consiste en tres fasores de igual magnitud y defasados uno de otro 120° . El sistema tiene la misma secuencia de fases que el sistema original .

2 * Componentes de secuencia negativa.

Son tres fasores de igual magnitud y defasados 120° entre sí, con secuencia de fases opuesta al del sistema original.

3 * Componentes de secuencia cero.

Está formado por tres fasores de igual magnitud con defasamiento de cero grados entre sí.

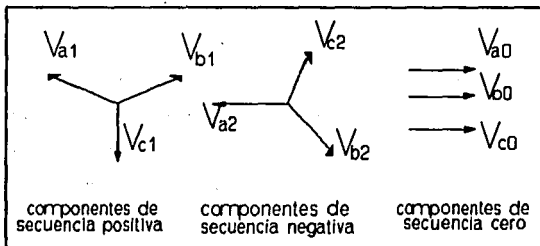


Fig. 1.4 Componentes de secuencia de un sistema trifásico.

En esta notación en particular a, b y c representan las fases del sistema trifásico, abc la secuencia positiva y cba la secuencia negativa del sistema.

1.2.1.1 El operador "a" en componentes simétricas .

Las características de los sistemas de componentes simétricas, de acuerdo al punto anterior, son las de poseer una magnitud y un defasamiento respecto a los demás fasores del sistema. Las magnitudes de los fasores son iguales y con el fin de poder reducir las anotaciones respecto a las componentes simétricas se recurre al uso de un operador designado por la letra "a".

Las características de este operador se mencionan a continuación . Como cualquier otro operador, el operador "a" se designa como un número complejo con una magnitud de la unidad y de argumento θ , que para el caso del operador "a", θ está dado por el ángulo de 120° y está representado por las siguientes expresiones:

$$a = 1 \angle 2 \pi/3 = 1 \angle 120^\circ = - 0.5 + j0.8660$$

Así, al aplicársele el operador "a" a cualquier vector, se le estará proporcionando un giro de 120° en sentido contrario al movimiento de las manecillas del reloj .

En aplicaciones sucesivas del operador, se estará ocasionando una rotación al vector al cual se le está aplicando,

como lo demuestran la figura 1.5.

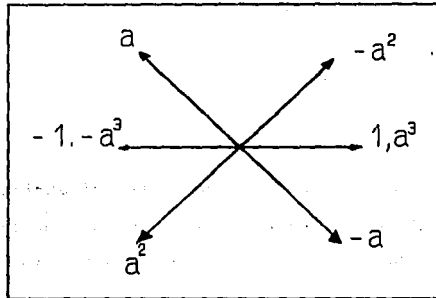


Fig. 1.5 Rotación del vector "a".

1.2.2 Componentes simétricas de un sistema trifásico desequilibrado.

A continuación se muestran las componentes simétricas de un sistema trifásico desequilibrado. Para lo cual consideraremos el sistema de voltajes en donde V_a , V_b y V_c son los voltajes de cada una de las fases, designaremos mediante los subíndices 1, 2 y 0 las componentes de secuencia positiva(+), negativa(-) y cero(0).

Considerando lo anterior se tienen los siguientes términos:

Componentes de secuencia positiva(+)

$$V_{a1}, V_{b1}, V_{c1}$$

Componentes de secuencia negativa(-)

$$V_{a2}, V_{b2}, V_{c2}$$

Componentes de secuencia cero(0).

$$V_{a0}, V_{b0}, V_{c0}$$

De acuerdo al teorema de componentes simétricas, un sistema desbalanceado puede representarse como la suma de sus componentes de secuencia, con lo que se obtienen las siguientes expresiones:

$$\begin{aligned} V_a &= V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} \\ V_b &= V_{b1} + V_{b2} + V_{b0} \\ V_c &= V_{c1} + V_{c2} + V_{c0} \end{aligned} \quad (1.1)$$

De la misma manera se puede obtener expresiones similares para un sistema trifásico de corrientes :

$$\begin{aligned} I_a &= I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} \\ I_b &= I_{b1} + I_{b2} + I_{b0} \\ I_c &= I_{c1} + I_{c2} + I_{c0} \end{aligned} \quad (1.2)$$

Los anteriores grupos de ecuaciones pueden expresarse sólo en función de V_a y el operador "a" para 1.1 y de I_a y el operador "a" en 1.2, de la siguiente manera :

para los voltajes;

$$V_{b1} = a^2 V_{a1}$$

$$V_{b2} = a V_{a2}$$

$$V_{b0} = V_{a0}$$

$$V_{c1} = a V_{a1}$$

$$V_{c2} = a^2 V_{a2}$$

$$V_{c0} = V_{a0}$$

para tener entonces:

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0}$$

$$V_b = a^2 V_{a1} + a V_{a2} + V_{a0}$$

$$V_c = a V_{a1} + a^2 V_{a2} + V_{a0}$$

(1.3)

Para el caso de las corrientes se tiene :

$$I_{b1} = a^2 I_{a1}$$

$$I_{b2} = a I_{a2}$$

$$I_{b0} = I_{a0}$$

$$I_{c1} = a I_{a1}$$

$$I_{c2} = a^2 I_{a2}$$

$$I_{c0} = I_{a0}$$

y finalmente ,

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0}$$

$$I_b = a^2 I_{a1} + a I_{a2} + I_{a0}$$

$$I_c = a I_{a1} + a^2 I_{a2} + I_{a0}$$

(1.4)

Así, se tiene para las componentes de secuencia de un sistema desequilibrado de voltajes y corrientes respectivamente,

de donde es importante observar que el uso del operador "a" hace posible representar a las componentes simétricas en función sólo del operador "a" y de un sólo término, reduciéndose así a la vez el número de términos desconocidos.

1.2.3 Notación matricial.

En el apartado anterior, se obtuvieron las expresiones que muestran las componentes simétricas de un sistema desequilibrado que están dadas por 1.3 y 1.4, no obstante tal representación de las componentes simétrica se puede recurrir al uso de matrices, con el fin de facilitar su manejo, para lo cual partiremos de las expresiones antes mencionadas.

Para las ecuaciones del sistema de voltajes se tiene :

$$\begin{aligned} |V_a| &= |1 \quad 1 \quad 1| |V_{a0}| \\ |V_b| &= |1 \quad a^2 \quad a| |V_{a1}| \\ |V_c| &= |1 \quad a \quad a^2| |V_{a2}| \end{aligned} \quad (1.5)$$

o bien en forma abreviada :

$$[V_{abc}] = [A] [V_{a012}] \quad (1.6)$$

En donde la matriz A que multiplica a la matriz de voltajes de secuencia se conoce como matriz de transformación:

$$[A] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (1.7)$$

la inversa de la matriz A está dada por :

$$[A]^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (1.8)$$

A partir de la ecuación se pueden obtener las componentes simétricas, en este caso de V_a ; premultiplicando ambos lados de por la matriz inversa de A, $[A]^{-1}$ se tiene :

$$[A]^{-1} [V_{abc}] = [A] [A]^{-1} [V_{012}] \quad (1.9)$$

para obtener finalmente :

$$\begin{aligned} |V_{a0}| &= \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} |V_a| \\ |V_{a1}| &= \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} |V_b| \\ |V_{a2}| &= \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} |V_c| \end{aligned} \quad (1.10)$$

en forma ordinaria se tiene de 1.10 :

$$\begin{aligned} V_{a0} &= \frac{1}{3} (V_a + V_b + V_c) \\ V_{a1} &= \frac{1}{3} (V_a + aV_b + a^2V_c) \\ V_{a2} &= \frac{1}{3} (V_a + a^2V_b + aV_c) \end{aligned} \quad (1.11)$$

Si fuera preciso obtener las componentes de secuencia de los fasores V_b y V_c se lleva a cabo el mismo procedimiento anterior

partiendo de las ecuaciones 1.1 .

De igual forma se procede para el caso de las corrientes para tenerse finalmente, en forma abreviada :

$$[I_{abc}] = [A] [I_{012}] \quad (1.12)$$

En donde la matriz [A] tiene las mismas características que se han mencionado antes.

Premultiplicando ambos miembros de la expresión anterior por la matriz inversa, [A]⁻¹ se tendrá entonces :

$$[A]^{-1} [I_{abc}] = [A]^{-1} [A] [I_{a012}] \quad (1.13)$$

para obtener las componentes de secuencia de la corriente I_a:

$$[I_{a012}] = [A]^{-1} [I_{abc}] \quad (1.14)$$

y tener las expresiones siguientes en forma ordinaria :

$$I_{a0} = \frac{1}{3} (I_a + I_b + I_c)$$

$$I_{a1} = \frac{1}{3} (I_a + aI_b + a^2I_c) \quad (1.15)$$

$$I_{a2} = \frac{1}{3} (I_a + a^2I_b + aI_c)$$

Al igual que para el caso de voltajes, se pueden obtener las expresiones para I_{b1} , I_{b2} , I_{b0} e I_{c0} , I_{c1} , I_{c2} a partir de las ecuaciones 1.2 .

La utilización de componentes simétricas en el estudio de fallas eléctricas se desarrolla en la siguiente sección, ya que son importantes las características en las que ocurren cada una de ellas.

1.3 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO.

Como se ha mencionado a lo largo de las anteriores secciones, un cortocircuito es una condición no deseable en cualquier sistema eléctrico y aún cuando este se presente de manera accidental, se debe evitar al máximo los efectos que produce sobre el sistema.

De acuerdo a las condiciones en que se presente la falla eléctrica presenta características propias como se muestra adelante. Un cortocircuito puede ocurrir tanto en sistemas de c.c. como sistemas de c.a. y en este último se puede presentar de varias formas, se acuerdo al efecto que produzca en el sistema.

1.3.1 Cortocircuito en sistemas de c.a.

Así, en el caso de un cortocircuito en sistemas trifásicos este puede ser :

- . Falla trifásica
- . Falla de línea a tierra.
- . Falla entre líneas.
- . Falla de dos líneas a tierra.

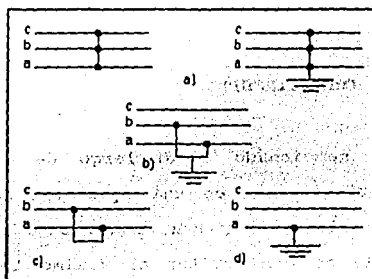


Fig. 1.6 Tipos de falla en un sistema eléctrico. a) trifásico, b) dos líneas a tierra, c) entre líneas, d) línea a tierra.

De todos los anteriores tipos de fallas que pueden ocurrir en un sistema eléctrico, sólo mencionaremos las características y condiciones en que ocurren las fallas trifásicas y de línea a tierra, ya que son precisamente éstas las que determinan las características de operación de los interruptores.

1.3.1.1 FALLA TRIFASICA.

Un cortocircuito o falla trifásica ya sea entre líneas o entre líneas y tierra es el tipo de falla con el menor índice de ocurrencia en sistemas eléctricos y ocurren generalmente por descuido del personal de operación. A este tipo de falla también se le conoce como falla simétrica, ya que no produce desequilibrio alguno al sistema.

Cuando ocurre un cortocircuito de este tipo en el sistema se tiene en el punto de falla las siguientes condiciones :

$$I_a + I_b + I_c = 0$$

$$V_a = V_b = V_c = 0$$

Ya que este tipo de falla no produce desequilibrio en el sistema, no se presentaran entonces en este, voltajes o corrientes de secuencia negativo y cero, teniéndose entonces solamente corrientes de secuencia positiva.

La importancia de conocer la magnitud de este tipo de cortocircuito radica en que éste proporciona la máxima corriente que puede producirse en el sistema en condiciones de falla, a la vez que proporciona la capacidad máxima de interrupción de un interruptor.

Una vez que se ha identificado la falla trifásica en el sistema y que se ha obtenido su diagrama de secuencia positiva, se pueden obtener las corrientes de cortocircuito utilizando, las tensiones detrás de las reactancias transitorias o subtransitorias del sistema, por el método de Thévenin o bien por la matriz de Z_{BUS} , centraremos sin embargo, nuestra atención a la solución de sistemas con fallas mediante el uso de dicha matriz por ser la forma más fácil de analizar un circuito y porque la obtención de la matriz Z_{BUS} es la base para futuros análisis de fallas.

Esta manera de solución nos permite manejar sistemas en los cuales se analiza simultáneamente varios puntos de falla o bien, el número de buses es demasiado grande y en los cuales el trabajo matemático, así como el análisis del mismo es extenso y tedioso si se aplica cualquiera de los métodos antes mencionados. Es entonces cuando se hace necesario encontrar una forma de solución que ofrezca entre otras cosas, rapidez en el cálculo, aún cuando el número de barras sea grande, facilidad del manejo de resultados, etc. que son precisamente algunas de las características que ofrece el uso de la matriz Z_{BUS} .

A partir del análisis del circuito aplicando la ley de nodos se obtiene la matriz de admitancias Y_{BUS} , cuya matriz inversa resulta ser la matriz de impedancias Z_{BUS} . La característica

principal de estas matrices es la ser cuadradas, es decir su orden es de $n \times n$, el cual está directamente relacionado con el número de buses o barras en estudio del sistema. Se tiene entonces, que los elementos de la diagonal principal Y_{BUS} y Z_{BUS} Y_{11} , Y_{22} , Y_{33} , . . . Y_{nn} así como Z_{11} , Z_{22} , Z_{33} , . . . Z_{nn} representan

$$[Z_{BUS}] = [Y_{BUS}]^{-1} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{21} & \dots & Z_{n1} \\ Z_{21} & Z_{22} & \dots & Z_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{n1} & Z_{n2} & \dots & Z_{nn} \end{bmatrix}$$

las admitancias e impedancias propias de la matriz de admitancias e impedancias respectivamente, mientras que los elementos fuera de esta diagonal son las admitancias e impedancias mutuas.

$$[Y_{BUS}] = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{21} & \dots & Y_{n1} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix}$$

Después de obtener la matriz Z_{BUS} se está ya en la posibilidad de conocer la corriente de cortocircuito en uno o varios de los buses o puntos de interés en el sistema por medio

de la siguiente expresión :

$$I''_f = \frac{V_f}{Z_{kk}}$$

En donde, I_f representa la corriente de falla por conocer en el punto "k", V_f el voltaje que existe antes del cortocircuito esto es, $1 + j0$ p.u. y Z_{kk} es la Z_{th} , impedancia equivalente en el punto "f" de falla. Cada uno de los valores Z_{kk} se encuentran sobre la diagonal principal de la matriz de impedancias de bus.

Si observamos el anterior procedimiento, veremos que la utilización de la matriz Z_{BUS} , es una forma simplificada del teorema de Thévenin, siendo cada uno de los valores de Z_{kk} la impedancia equivalente de Thévenin en el punto de falla.

1.3.1.2 FALLA DE LINEA A TIERRA .

Este tipo de cortocircuito es ocasionado por algún contacto accidental de una fase a tierra, por ejemplo la caída de una línea, falla de aislamiento, etc.

Las condiciones que se presentan al ocurrir la falla son,

suponiendo que la fase fallada es "a" :

$$I_b = 0; I_c = 0; V_a = I_a Z_f$$

Para un caso de cortocircuito de línea a tierra se tiene que existen las tres componentes de secuencia : positiva, negativa y cero, y estas son iguales entre sí, con esta última afirmación se puede considerar lo siguiente : $I_a = 3I_{a1}$. Y para los voltajes de falla se tiene entonces, que el voltaje de falla es :

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0}$$

que aplicando componentes de secuencia se tiene entonces el valor de la corriente I_{a1} :

$$I_{a1} = \frac{E_{01}}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3Z_f}$$

para tener, que las corrientes de fase son :

$$I_a = \frac{3E_{a1}}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3Z_f}$$

recordando que :

$$I_b = 0; I_c = 0$$

Los voltajes en el bus de falla son obtenidos por la expresión:

$$[V_{f(k)}^{abc}] = [A][V_{f(k)}^{abc}]$$

Los voltajes de secuencia en el bus "n" debidos a una falla en el bus k son :

$$\begin{bmatrix} V_n^{012} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -Z_{nk}^0 I_k^0 \\ E_a - Z_{nk}^1 I_k^1 \\ -Z_{nk}^2 I_k^2 \end{bmatrix}$$

la cual también puede trabajarse como:

$$\begin{bmatrix} V_n^{012} \end{bmatrix} = \frac{E_a}{Z_{kk}^0 + 2Z_{kk}^1 + 3Z_{kk}^2} \begin{bmatrix} -Z_{nk}^0 I_k^0 \\ E_a - Z_{nk}^1 I_k^1 \\ -Z_{nk}^2 I_k^2 \end{bmatrix}$$

mientras que los voltajes de fase en el bus "n" y que son debidos

a una falla en el bus "k" son :

$$\begin{bmatrix} 1 \\ v_n^{012} = V_n \\ a \end{bmatrix} - V_k \begin{bmatrix} \frac{Z^{0nk} + 2 Z^{1nk}}{Z^{0kk} + 2 Z^{1kk} + 3 Z^f} \\ \frac{Z^{0nk} - Z^{1nk}}{Z^{0kk} + 2 Z^{1kk} + 3 Z^f} \\ \frac{Z^{0nk} - Z^{1nk}}{Z^{0kk} + 2 Z^{1kk} + 3 Z^f} \end{bmatrix}$$

o en su forma abreviada, que es : $[V_n^{abc}] = [A] [V_n^{012}]$

1.3.2 Cortocircuito en sistemas de c.c.

El análisis de cortocircuito en sistemas de c.c. es similar al que se realiza en sistemas de c.a., las fuentes de corriente de cortocircuito están dadas por motores, generadores, rectificadores, baterías, celdas electrolíticas y convertidores síncronos, mientras que dentro de los limitadores de dicha corriente se encuentran las resistencias e inductancias de los elementos del sistema (fig. 1.7).

Uno de los métodos de análisis de este tipo de cortocircuito consiste en analizar por separado cada una de las fuentes, construir una curva de corriente vs tiempo para cada caso, y finalmente realizar la construcción de una curva similar a las

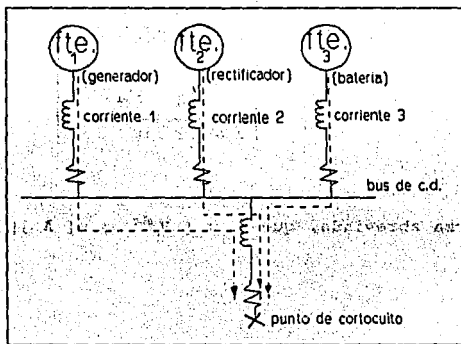


Fig. 1.7 Fuentes y limitadores de corriente de cortocircuito en sistemas de c.c.

anteriores, pero en esta última se incluyen los datos de las anteriores y obtener así una suma gráfica que demuestre el valor total de corriente de cortocircuito. Este tipo de análisis es muy utilizado cuando se considera un valor demasiado pequeño de resistencia e inductancia del bus en cuestión.

El comportamiento de un cortocircuito en sistemas de c.c. y c.a. es similar. Esto último se puede observar a partir de la figura 1.7, en donde se observa la circulación de corriente de cada fuente del sistema a través de las ramas hacia el punto en donde se localiza la falla, por lo cual entonces, es necesario observar los efectos de las fuentes sobre la corriente de falla, y esto se puede hacer con la ayuda de dos diagramas del sistema: diagrama de resistencias y diagrama de inductancias .

Los diagramas de resistencia e inductancia en tienen una función similar a los diagramas de reactancias o impedancias en los sistemas de c.a., es decir, mostrar las todas resistencias e inductancias del sistema. La construcción de estos diagramas se realiza de manera similar que en sistemas de c.a. para sus diagramas correspondientes. La figura 1.8 nos muestra el diagrama correspondiente de resistencias del circuito de la figura 1.7 y en donde las resistencias que intervienen son tanto de las fuentes como del conductor que une éstas con el punto de falla. Los valores de resistencia son determinados en base a datos de placa o sus características eléctricas.

El diagrama de resistencia es utilizado para encontrar la máxima corriente de cortocircuito en cualquier punto del sistema. Este diagrama se manipula de la misma forma que los diagramas de reactancias, esto es, las resistencias pueden ser combinadas en

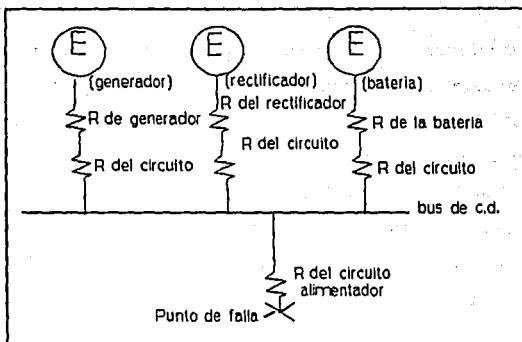


Fig. 1.8 Diagrama de resistencias para un sistema de c.d.

serie o paralelo hasta obtener un sistema resistivo equivalente.

Así la máxima corriente total de falla es entonces calculada de acuerdo a la siguiente expresión:

$$I_T = \frac{E}{R_{eq}}$$

de donde : E es el voltaje del sistema, R_{eq} es la resistencia equivalente del sistema e I_T es la corriente total máxima de cortocircuito.

La construcción del diagrama de inductancias tiene como finalidad obtener un diagrama equivalente inductivo de todo el

sistema, y ya con este valor es posible encontrar el incremento inicial de la corriente total de falla y que está determinada por:

$$\frac{di_f}{dt} = \frac{E}{L_{eq}} = \text{razón de incremento de la corriente}$$

Cuando es posible obtener ambos diagramas, de resistencia e inductancia, se puede obtener una curva representativa que muestre el comportamiento de la corriente de falla, como la que se muestra en la sección 1.4.

1.4 CURVAS DE CORTOCIRCUITO

Se incluye el siguiente apartado con el fin de mostrar gráficamente el comportamiento de la corriente de cortocircuito, y al mismo tiempo mostrar las características de la corriente con la que opera un interruptor de potencia en el caso de que éste se active cuando ha ocurrido una falla.

Para sistemas de c.a., se tiene de la figura 1.1 cada una de las fuentes de cortocircuito que contribuye al punto de falla. En la gráfica 1.9 se puede observar, la magnitud de esta corriente, que como ya se ha mencionado antes varía de acuerdo a las características de construcción y funcionamiento de cada fuente

de cortocircuito. Otro aspecto importante de observar es la simetría o asimetría de dicha curva.

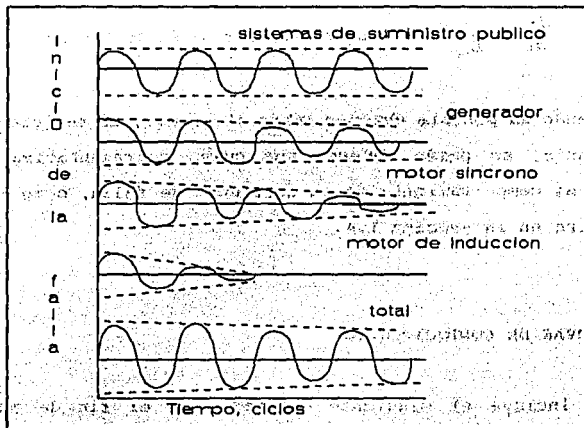


Fig. 1.9 Formas de ondas de cada tipo de fuente

El que una onda se considere simétrica o asimétrica, se refiere al hecho de que ésta tenga o no simetría respecto a su eje, en este caso el eje cero (figuras 1.10 y 1.12). La asimetría de la onda se debe a su vez a la aparición de una componente de corriente continua y del momento en que se produzca el cortocircuito.

Un circuito normal de potencia posee un valor de resistencia muy pequeño comparado con el valor de reactividad del sistema, si se suma además, que en el momento de un cortocircuito la mayor parte de la resistencia se elimina, se tiene entonces, que en un sistema en el cual ocurre un cortocircuito, representa un circuito altamente reactivo, lo cual explica que la corriente se retrase respecto a la onda de tensión. El cortocircuito en el sistema puede ocurrir en cualquier punto considerado entre 0 y $\pi/2$, pero observemos los efectos que se producen en los extremos.

Si el cortocircuito ocurre en el momento en que la onda de tensión tiene un valor pico, la onda de corriente tiene un comienzo en cero y con un retraso de 90° respecto a la primera, en donde la característica más importante a observar, es la de que se trata de una onda simétrica como lo muestra la figura 1.10.

Si la falla se presenta en el momento en que la onda de voltaje tiene un valor de cero, se presentan entonces, características especiales de la curva de corriente. Se tiene entonces la aparición de una componente de c.d. que ocasiona el desplazamiento de la onda original de corriente provocando con esto la asimetría de la onda (fig. 1.12). La componente de c.d. se puede explicar como una condición necesaria para satisfacer la condición de cortocircuito, es decir, la condición física de que

la corriente en el tiempo t_0 , en que ocurre la falla la corriente tiene un valor cero. Pero se tiene que la corriente de régimen permanente es de forma sinusoidal y 90° atrasada respecto a la onda de voltaje, con lo que no se puede cumplir la condición de corriente nula en el momento en el momento de falla, es entonces cuando aparece la componente de c.d. cuya magnitud es igual al

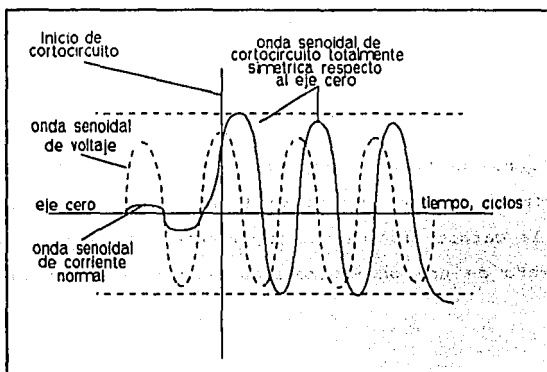


Fig. 1.10 Forma de onda de corriente simétrica.

valor pico máximo que tiene en ese momento la componente sinusoidal, pero en donde la componente de c.c. tiene signo contrario; con la combinación de ambas corrientes se puede entonces cumplir la condición nula de corriente en el momento de la falla.

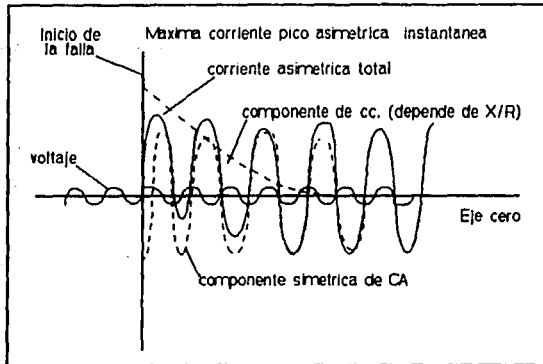


Fig. 1.11 Representación de la componente de c.d. que provoca la asimetría.

La componente de c.d. como se ha mencionado antes, decrece de forma exponencial, y este decremento depende del factor X/R , que es la relación de reactancia a la resistencia del circuito, con lo que se tiene entonces, que la rapidez con que desaparece la componente de c.d. depende totalmente de la reactancia y resistencia de todos los elementos entre la fuente y el punto de falla.

Ya en caso de análisis de circuitos, para simplificar el cálculo de corrientes asimétricas se utilizan los factores de multiplicación que transforman los amperes rmc simétricos calculados en amperes rmc simétricos, los cuales ya incluyen la

componente de c.d., y dichos factores pueden ser obtenidos directamente de tablas.

Para el caso de sistemas que trabajan en c.c. se tiene que la curva características de cortocircuito está representada por la figura 1.13, donde se observa que está representada por una curva exponencial, cuyos parámetros de comportamiento, la máxima

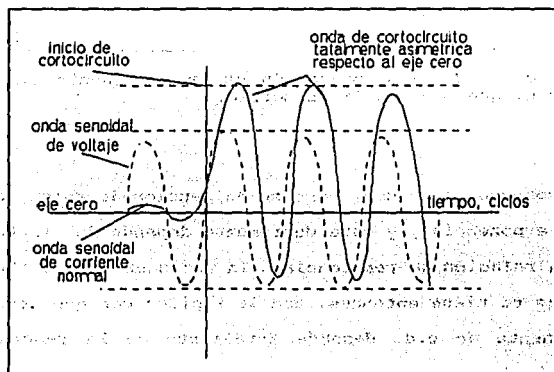


Fig. 1.12 Forma de onda de la corriente asimétrica.

corriente de cortocircuito y el incremento de dicha corriente, están dados por las ecuaciones de la sección 1.3.2. Otro parámetro importante en esta curva es la constante de tiempo T_r , que es el cociente de la inductancia y resistencia equivalentes

de circuito.

El valor de la constante de tiempo inmediatamente después de la falla es igual al 63.2% del valor de la máxima corriente de cortocircuito, es decir el 63.2% de E/R_{eq} en el tiempo de L_{eq}/R_{eq} segundos después de que ha ocurrido la falla, mientras que en un tiempo igual a dos veces la constante de tiempo la corriente tendrá un valor aproximado de 87% del máximo valor de corriente de cortocircuito.

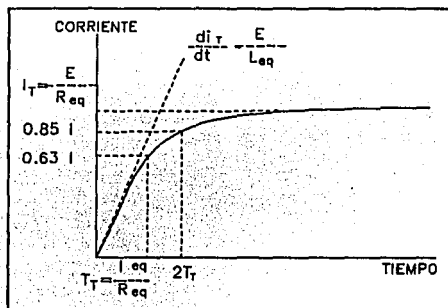
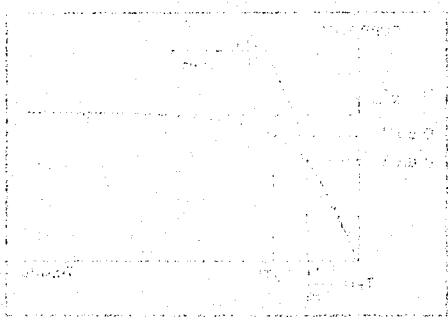


Fig. 1.13 Curva típica de cortocircuito en c.c.

1945

The following table shows the results of the survey of the
 ... of the ... of the ... of the ... of the ... of the ...
 ... of the ... of the ... of the ... of the ... of the ...
 ... of the ... of the ... of the ... of the ... of the ...
 ... of the ... of the ... of the ... of the ... of the ...
 ... of the ... of the ... of the ... of the ... of the ...



The following table shows the results of the survey of the
 ... of the ... of the ... of the ... of the ... of the ...

CAPITULO 2

Determinación de corrientes de cortocircuito en el sistema de 23 KV

La determinación de las corrientes de falla en el sistema de 23 KV del S.T.C., se basa en el método matemático de solución y en el estudio teórico de cortocircuito presentados en el capítulo 1 y principalmente, de las características propias del sistema, esto último se refiere al hecho de que el sistema eléctrico del S.T.C. esté formado por un sistema en c.a. y un sistema en c.c., y cuyas características ya se han mencionado en su oportunidad.

2.1 ANALISIS EN EL SISTEMA DE C.A.

Para realizar los cálculos de corrientes de falla en c.a. y c.c. se ha seleccionado la línea 4 del Metro como sistema de estudio. Esta línea está integrada por 10 estaciones, 2

subestaciones de alumbrado y fuerza por estación, 2 cabeceras de alumbrado y fuerza localizadas en los extremos de la línea : Santa Anita y Martín Carrera, y 8 subestaciones de rectificación:

- S.R. Martín Carrera.
- S.R. Talismán.
- S.R. Bondojoito.
- S.R. Canal del norte.
- S.R. Morelos.
- S.R. Candelaria.
- S.R. Fray Servando.
- S.R. Santa Anita.

El análisis de esta sección sólo considera las cabeceras y subestaciones de alumbrado y fuerza. Como lo muestra la figura 2.1 se observa que la alimentación a cada subestación es en 23 KV, proporcionada a la vía por el mismo alimentador, teniendo entonces, que cada vía es un arreglo de 10 subestaciones en paralelo.

Del sistema completo mostrado en la figura 2.1 sólo se toma una sección, como se muestra en la figura 2.2, para realizar el análisis de cortocircuito. Como se observa, se analizará el circuito que forma la cabecera de alimentación de Santa Anita y la subestación de vía 1 de la estación Santa Anita. La figura

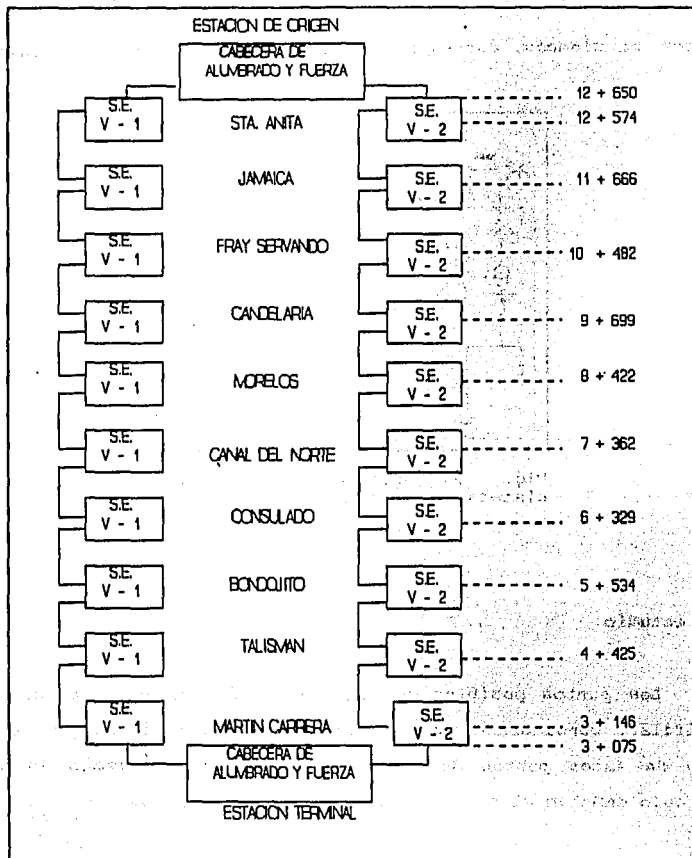


Fig. 2.1 Cabeceras y subestaciones de Alumbrado y Fuerza de la línea 4 del Metro.

antes mencionada, corresponde al diagrama unifilar del sistema

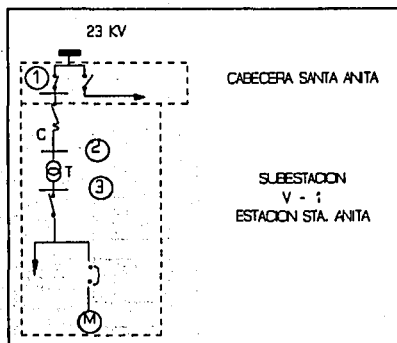


Fig. 2.2 Diagrama unifilar del sistema en estudio

en estudio.

Los puntos posibles de falla se muestran en el diagrama unifilar, considerando que se encuentra situado un bus es cada uno de estos puntos de falla, los números encerrados en un círculo señalan el número de bus que le corresponde.

Para realizar el análisis en el diagrama de la figura 2.2. se hace en base a un cortocircuito del tipo trifásico, y de línea

a tierra. Para el primer caso, cortocircuito trifásico se tiene lo siguiente.

2.1.1 Cálculo de corrientes de cortocircuito en una falla 3 ϕ

Para facilitar los cálculos siguientes se trabaja en cantidades p.u., con las siguientes cantidades base:

Las cantidades base seleccionadas para el sistema son :

$$MVA_{base} = 10 \text{ MVA}$$

$$KV_{base} \text{ (alta tensión 'n)} = 23 \text{ KV}$$

$$KV_{base} \text{ (baja tensión 'n)} = 220 \text{ V}$$

Los valores de reactancia de cada elemento del sistema referidos a las cantidades base antes seleccionadas :

a) Reactancia en p.u. de la línea de suministro. Si de dato proporcionado de Compañía de Luz se tiene que :

$Z_{(+)}$ = 0.55 \angle 148° y $Z_{(0)}$ = 0.75 \angle 88.17°, están en cantidades p.u. y referidos a sus propios valores base de 100 MVA y 23 KV . Realizando el cambio a los valores base del sistema:

$$X_{L(*)} = 0.291455595 \left(\frac{23}{23}\right)^2 \left(\frac{10}{100}\right) = 0.0291455595 \text{ p.u.}$$

$$X_{L(o)} = 0.7496174829 \left(\frac{23}{23}\right)^2 \left(\frac{10}{100}\right) = 0.074961748 \text{ p.u.}$$

b) Reactancia en p.u. del transformador de la subestación.

De datos de placa se tiene que : $X_{\text{transformador}} = 4\%$.

Este valor referido a los MVA y KV base se tiene :

$$X_T = 0.04 \left(\frac{23}{23}\right)^2 \left(\frac{10}{0.25}\right) = 1.6 \text{ p.u.}$$

c) reactancia global del grupo de motores :

$$X_M = 0.25 \left(\frac{10}{0.25}\right) = 10 \text{ p.u.}$$

d) Reactancia del cable de cabecera Sta. Anita a subestación Sta. Anita.

$$X_c = (0.16 \Omega/\text{Km}) (0.076 \text{ Km}) = 0.01216 \Omega$$

para obtener este valor en p.u. es necesario contar con Z_{base} de esta forma:

$$Z_{\text{BASE}} = \frac{(KV_B)^2}{MVA_B} = \frac{(23 \text{ KV})^2}{10 \text{ MVA}} = 52.9 \Omega$$

con lo que el valor de reactancia del cable en p.u. es :

$$X_c = \frac{0.01216 \Omega}{52.9 \Omega} = 229.868 \times 10^{-6} \text{ p.u.}$$

Los valores de corriente base son :

$$I_{B1} = \frac{S_{BASE}}{\sqrt{3} KV_B} = \frac{10 \text{ MVA}}{\sqrt{3} (23 \text{ KV})} = 251.0218562 \text{ A}$$

$$I_{B2} = \frac{S_{BASE}}{\sqrt{3} KV_B} = \frac{10 \text{ MVA}}{\sqrt{3} (0.220 \text{ KV})} = 26243.19405 \text{ A}$$

Con dichos valores de reactancias antes obtenidos se construye el diagrama de secuencia positiva (fig. 2.3), para realizar los cálculos para falla trifásica en el sistema.

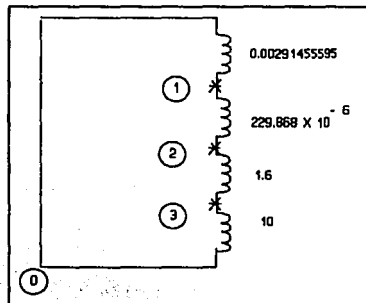


Fig. 2.3 Diagrama de secuencia positiva

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

A partir de dicho diagrama se construyen las matrices Y_{BUS} y Z_{BUS} correspondientes .

$$[Y_{BUS}^1] = j \begin{bmatrix} 4384.633338 & 4350.322794 & 0.0 \\ 4350.322794 & 4350.322794 & 0.625 \\ 0.0 & 0.625 & 0.725 \end{bmatrix}$$

$$[Z_{BUS}^1] = \begin{bmatrix} 0.029072514 & 0.029071938 & 0.025062016 \\ 0.029071938 & 0.029301226 & 0.025259677 \\ 0.025062016 & 0.025259677 & 1.401085928 \end{bmatrix}$$

Para tener, que las corrientes de cortocircuito en cada bus son :

1° En el bus 1, lugar de acometida :

ACTO DE LA COMISIÓN DE
 INVESTIGACIÓN DE LA
 COMISIÓN DE LA CORTADURA DE
 LA CORTADURA DE LA CORTADURA DE

$$I_{F1} = \frac{1 + j0}{0.029072514} = 34.39675014 \text{ p.u.}$$

$$I_{F1}(\text{SINMETRICA}) = (251.0218562 \text{ A}) (34.396750114 \text{ p.u.}) = 8,634.336067 \text{ A}$$

$$I_{F1}(\text{ASINMETRICA}) = 1.6 (8,634.336067 \text{ A}) = 13,814.93771 \text{ A}$$

Los valores de potencia correspondientes son :

$$P_{cc}(\text{SINMETRICA}) = \sqrt{3}(23 \text{ KV}) (8,634.336067 \text{ A}) = 343.968 \text{ MVA}$$

$$P_{cc}(\text{ASINMETRICA}) = (1.6) (343.968 \text{ MVA}) = 550.348 \text{ MVA}$$

2° En el bus 2 , a la entrada del transformador se tiene:

$$I_{F2} = \frac{1 + j0}{0.029301226} = 34.1282649 \text{ p.u.}$$

$$I_{F2}(\text{SINMETRICA}) = (251.0218562 \text{ A}) (34.128264 \text{ p.u.}) = 8566.94038 \text{ A}$$

$$I_{F2}(\text{ASINMETRICA}) = 1.6 (8566.94038 \text{ A}) = 13,707.10461 \text{ A}$$

Los valores de potencia :

$$P_{cc}(\text{SINMETRICA}) = \sqrt{3}(23 \text{ KV}) (8566.94038 \text{ A}) = 341.283 \text{ MVA}$$

$$P_{cc}(\text{ASINMETRICA}) = 1.6 (341.283 \text{ MVA}) = 546.052 \text{ MVA}$$

3° En el bus 3, localizado a la salida del transformador:

$$I_{F3} = \frac{1 + j0}{1.401085928} = 0.713732098 \text{ p.u.}$$

$$I_{F3(SINMETRICA)} = (26243.19405) (0.713732098 \text{ p.u.}) = 18,730.60995 \text{ A}$$

$$I_{F3(ASIMETRICA)} = 1.6 (18,730.60995 \text{ A}) = 29,968.97592 \text{ A}$$

Los valores de potencia correspondientes:

$$P_{CC(SINMETRICA)} = \sqrt{3} (0.220KV) (18,730.60995 \text{ A}) = 7.137 \text{ MVA}$$

$$P_{CC(ASIMETRICA)} = 1.6 (7.137 \text{ MVA}) = 11.420 \text{ MVA}$$

2.1.2 , CALCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO PARA UNA FALLA DE LINEA A TIERRA.

Para llevar a cabo este cálculo , los diagramas de secuencia requeridos son : de secuencia positiva, negativa y cero. El diagrama de secuencia positiva se ha obtenido en el anterior cálculo y éste es igual al diagrama de secuencia negativa, de acuerdo a los valores de reactancias que se tienen, por lo que sólo es necesario entonces, construir el diagrama de secuencia cero del diagrama unifilar de la figura 2.2 .

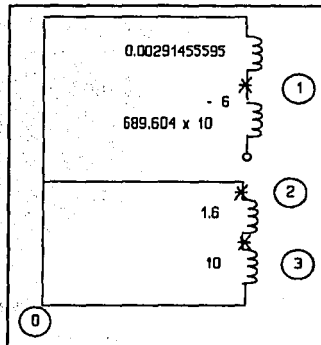


Fig. 2.4 Diagrama de secuencia cero.

La matriz $[Y_{BUS}^0]$ de secuencia cero es :

$$[Y_{BUS}^0] = j \begin{bmatrix} 13.34013716 & 0.0 & 0.0 \\ 0.0 & 0.625 & 0.625 \\ 0.0 & 0.625 & 0.725 \end{bmatrix}$$

La matriz $[Z_{BUS}^0]$ de secuencia cero :

$$[Z_{BUS}] = j \begin{bmatrix} 0.074961747 & 0.0 & 0.0 \\ 0.0 & 11.6 & 10 \\ 0.0 & 10 & 10 \end{bmatrix}$$

Las corrientes de línea a tierra en cada uno de los buses tienen los siguientes valores, suponiendo que la fase fallada es la fase "a".

1° En el bus 1.

$$I_{F1}^a = \frac{E_a}{Z_{11}^0 + Z_{11}^1 + Z_{11}^2 + 3Z_f}$$

Donde :

$$Z_{11}^1 = Z_{11}^2; Z_f = 0 \text{ (suponiendo una falla franca),}$$

$$E_a = 1 + j0 \text{ p.u.}$$

se tiene :

$$I_{F1}^a = \frac{1 + j0}{2 Z_{11}^1 + Z_{11}^0} = \frac{1 + j0}{2(0.029072514 j) + 0.07496174 j} = -7.512765597$$

Las corrientes de secuencia son :

$$I_{F1}^{a0} = I_{F1}^{a1} = I_{F1}^{a2} = -7.512765597 \text{ j p.u.}$$

Las corrientes de fase son entonces :

$$I_{F1}^a = 3 I_{F1}^{a0} = 3(-j 7.512765597 \text{ p.u.})$$

$$= 22.53829679 \text{ p.u.}$$

$$= (251.0218562 \text{ A}) (22.5382979 \text{ p.u.})$$

$$5657.605096 \text{ A}$$

$$I_{F1}^b = I_{F1}^c$$

2° En el bus 2.

$$I_{F2}^{a0} = \frac{1 + j0}{2(0.029301226 \text{ j}) + 11.6} = 0.85773574 \text{ j p.u.}$$

Las corrientes de secuencia son :

$$I_{F2}^{a0} = I_{F2}^{a1} = I_{F2}^{a2} = 0.85773574 \text{ j p.u.}$$

Las corrientes de fase son entonces :

$$\begin{aligned}
 I_{F2}^a = 3 I_{F2}^{a_0} &= 3(0.085773574 \text{ p.u.}) \\
 &= 0.257320722 \text{ p.u.} \\
 &= (251.0218562 \text{ A}) (0.257320722 \text{ p.u.}) \\
 &= 64.59312528 \text{ A}
 \end{aligned}$$

$$I_{F2}^b = I_{F2}^c$$

3° En el bus 3.

$$I_{F3}^{a_0} = \frac{1 + j0}{2(1.401085928. j) + 10} = 0.078111746 \text{ j p.u.}$$

Las corrientes de secuencia son :

$$I_{F3}^{a_0} = I_{F3}^{a_1} = I_{F3}^{a_2} = 0.078111746 \text{ j p.u.}$$

Las corrientes de fase son entonces :

$$\begin{aligned}
 I_{F3}^a = 3 I_{F3}^{a_0} &= 3(0.078111746 \text{ p.u.}) \\
 &= 0.234335238 \text{ p.u.} \\
 &= (26243.19405 \text{ A}) (0.234335238 \text{ p.u.}) \\
 &= 6149.705145 \text{ A}
 \end{aligned}$$

$$I_{F3}^b = I_{F3}^c$$

Con los resultados anteriores, se obtienen las siguientes especificaciones del equipo requerido.

El disyuntor en el extremo donde se localiza la Cabecera Santa Anita, debe tenerse como características mínimas las siguientes :

Tensión nominal	: 23 KV
Corriente nominal	: 400 A
Frecuencia nominal	: 60 Hz
Corriente de desconexión	: 14 KA (asimétrica)
Capacidad de ruptura	: 550 MVA (asimétricos)

Estos mismos valores son equivalentes para el disyuntor del extremo opuesto, así como para los disyuntores de la otra vía.

El análisis completo de cortocircuito en una S.R., incluye también la sección en cortocircuito alterna, para poder determinar las características del equipo de interrupción en esta sección.

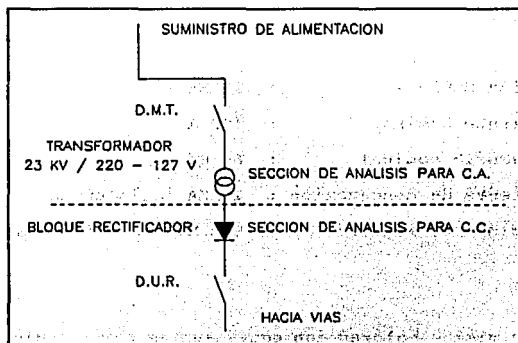


Fig. 2.5 Diagrama unifilar de una S.R.

La figura señala cada una de las secciones de análisis en una S.R., lo que muestra entonces, que la sección dentro de una S.R. comprende desde el punto de alimentación en 23 KV hasta antes del rectificador.

Ya que las características y estructura de las S.R. son iguales, sólo se realiza el análisis de corrientes de falla en

c.a. en una sola subestación, el cálculo para determinar las corrientes requeridas es el que se realiza a continuación.

Las cantidades base seleccionadas para el sistema son :

10 MVA, los MVA_{BASE} ;

23 KV, los KV_{BASE} en alta tensión y 570 V en baja tensión.

Con los anteriores valores se obtienen las corrientes base en alta y baja tensión;

$$I_{B1} = \frac{S_{BASE}}{\sqrt{3} KV_B} = \frac{10 MVA}{\sqrt{3} (23 KV)} = 251.0218562 A$$

$$I_{B2} = \frac{S_{BASE}}{\sqrt{3} KV_B} = \frac{10 MVA}{\sqrt{3} (0.570 KV)} = 10128.95209 A$$

Los valores de reactancias necesarias son los siguientes:

1' Reactancia de la línea de suministro.

Estos valores de reactancia, se consideran iguales que los valores que se manejaron en el análisis de las secciones 2.1.1 y 2.1.2 , estos son:

$$X_L \text{ SUMINISTRO } (+) = 0.0291455595 \text{ p.u.}$$

$$X_L \text{ SUMINISTRO } (-) = 0.074961748 \text{ P.U.}$$

2° Reactancia del transformador.

De datos de placa se tiene que su reactancia es de 11.83%, referido este valor a las cantidades base seleccionadas para el sistema, se tiene :

$$X_T = 0.1183 \left(\frac{23}{23} \right)^2 \left(\frac{10}{4515} \right) = 0.262015503 \text{ p.u.}$$

Con los datos obtenidos anteriormente, se construye el diagrama de secuencia positiva, primeramente, para realizar el análisis de cortocircuito suponiendo una falla trifásica.

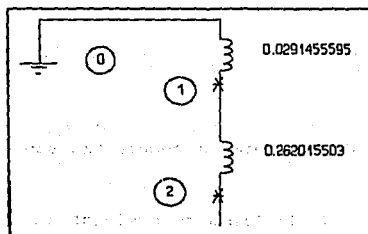


Fig. 2.6 Diagrama de secuencia positiva.

Igual que en el análisis de la sección 2.1 los números 1 y 2 corresponden al número de bus situado en un posible punto de falla. Las matrices correspondientes de admitancias e impedancias de bus son :

$$[Y_{BUS}^1] = j \begin{bmatrix} 38.12711259 & 3.816568064 \\ 3.816568064 & -3.81656806 \end{bmatrix}$$

$$[Z_{BUS}^1] = j \begin{bmatrix} 0.029145559 & 0.029145559 \\ 0.029145559 & 0.0291161062 \end{bmatrix}$$

Las corrientes de falla en cada bus se calculan a partir de la última matriz, de la siguiente forma :

1° En el bus 1, situado antes del transformador;

$$I_{F1} = \frac{1 + j0}{0.029072514} = 34.39675014 \text{ p.u.}$$

$$I_{F1(SIMETRICA)} = (251.0218562 \text{ A}) (34.396750114 \text{ p.u.}) = 8,612.696576 \text{ A}$$

$$I_{F1(ASIMETRICA)} = 1.6 (8,612.696576 \text{ A}) = 13,780.31452 \text{ A}$$

Las potencias de cortocircuito son a su vez:

$$P_{CC(SIMETRICA)} = \sqrt{3} (23 \text{ KV}) (8,612.696576 \text{ A}) = 343.105 \text{ MVA}$$

$$P_{CC(ASIMETRICA)} = (1.6) (343.105 \text{ MVA}) = 548.969 \text{ MVA}$$

2° En el bus 2, a la salida del transformador:

$$I_{F2} = \frac{1 + j0}{0.291161062} = 3.434525184 \text{ p.u.}$$

$$I_{F2(SIMETRICA)} = (10,128.95209 \text{ A}) (3.434525184 \text{ p.u.}) = 34,788.14104$$

$$I_{F2(ASIMETRICA)} = 1.6 (34,788.14104 \text{ A}) = 55,661.02566 \text{ A}$$

Los valores de potencia de cortocircuito en este bus son:

$$P_{cc(SIMETRICA)} = \sqrt{3}(0.570KV) (34,788.14104 \text{ A}) = 34.345 \text{ MVA}$$

$$P_{cc(ASIMETRICA)} = 1.6 (34.345 \text{ MVA}) = 54.952 \text{ MVA}$$

Si en este mismo sistema ocurre una falla de línea a tierra se tendrán los valores de corrientes de cortocircuito que se obtienen en el siguiente cálculo, para lo cual los diagramas de secuencia positiva y negativa se consideran iguales; el diagrama de secuencia cero se muestra en la figura 2.7, y las matrices Y_{BUS} y Z_{BUS} de secuencia cero a continuación.

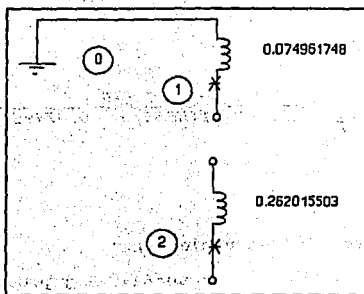


Fig. 2.7 Diagrama de secuencia cero.

$$[Y_{BUS}^0] = j \begin{bmatrix} 13.34013716 & 0.0 \\ 0.0 & 3.81656806 \end{bmatrix}$$

$$[Z_{BUS}^0] = j \begin{bmatrix} 0.074961747 & 0.0 \\ 0.0 & 0.262015503 \end{bmatrix}$$

Para obtener las corrientes de falla L-T en cada bus se considera una falla franca y la fase "a" como la fase fallada.

1° En el bus 1.

$$I_{F1}^a = \frac{1 + j0}{Z_{11}^0 + Z_{11}^1 + Z_{11}^2} = \frac{1 + j0}{2(0.029145559)j + 0.07496174j} = 7.50452907$$

Las corrientes de secuencia son :

$$I_{F1}^{a0} = I_{F1}^{a1} = I_{F1}^{a2} = -7.50452907 \text{ j p.u.}$$

Las corrientes de fase son entonces :

$$\begin{aligned} I_{F1}^a &= 3 I_{F1}^{a0} = 3(-j7.50452907 \text{ p.u.}) \\ &= 22.51358723 \text{ p.u.} \\ &= (251.0218562 \text{ A}) (22.51358723 \text{ p.u.}) \\ &= 5651.402456 \text{ A} \end{aligned}$$

$$I_{F1}^b = I_{F1}^c$$

2° En el bus 2.

$$I_{F2}^{a0} = \frac{1 + j0}{Z_{22}^0 + Z_{22}^1 + Z_{22}^2} = \frac{1 + j0}{2(0.291161062)j + 0.262015503j} = 1.1843603$$

Las corrientes de secuencia son :

$$I_{F1}^{a0} = I_{F1}^{a1} = I_{F1}^{a2} = 1.184360341 \text{ j p.u.}$$

Las corrientes de fase son entonces :

$$I_{F2}^a = 3 \frac{I_{F2}^a}{F2} = 3 (-j1.184360341 \text{ p.u.})$$

$$= 3.553081024 \text{ p.u.}$$

$$= (10128.95209 \text{ A}) (1.184360341 \text{ p.u.})$$

$$= 11996.32915 \text{ A}$$

$$I_{F1}^b = I_{F1}^c$$

Del análisis anterior, hecho en la sección de c.a. de la subestación de rectificación, se tienen los siguientes datos de operación del disyuntor:

Tensión nominal	: 23 KV
Frecuencia nominal	: 60 Hz
Corriente de desconexión	: 14 KA (asimétricos)
Capacidad de ruptura	: 550 MVA (asimétricos)

Los anteriores valores también representan las magnitudes mínimas que debe cumplir el dispositivo de interrupción.

2.2 ANALISIS EN EL SISTEMA DE C.C.

Al realizar un estudio de cortocircuito de corriente continua en el S.T.C., éste se dirige hacia el análisis de las subestaciones de rectificación, vías y trenes del metro, como lo muestra la figura 2.8 a . En este análisis, para determinar las corrientes de cortocircuito se debe considerar los valores de resistencia de cada uno de los elementos del sistema como se muestra en la fig. 2.8 b, ya que esto es lo único que limita el flujo de corriente de falla.

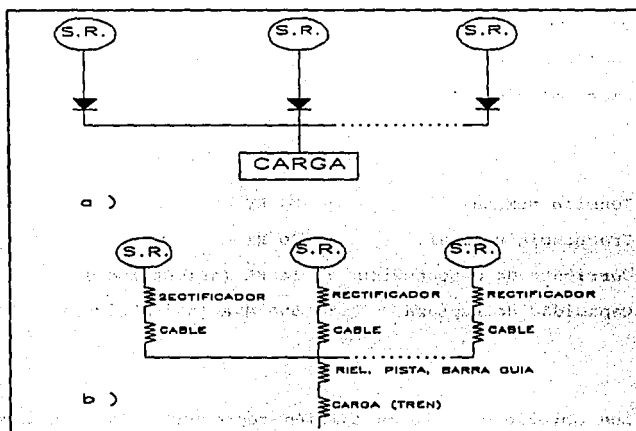


Fig. 2.8 a) Fuentes de corriente de cortocircuito en vías del S.T.C. 2.8 b) Diagrama de resistencias de las fuentes de 2.8 a)

De esta manera, se tiene que para los cálculos siguientes, referentes a las corrientes de falla, las resistencias consideradas son las de los blocks rectificadores, cables instalados dentro de las S.R.'s y la resistencia de las vías. En este caso para efectos de cálculo se asume que la presencia de un tren en vías en el instante de un cortocircuito franco, no afecta el valor de la corriente de cortocircuito, ya que de acuerdo a como lo ilustra la figura 2.9, la corriente de falla

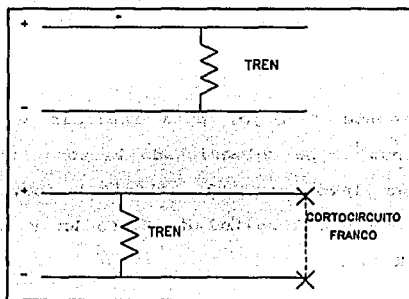


Fig. 2.9 Circuito equivalente de un tren en vías en condiciones normal y de falla.

circula a través del punto de menor resistencia y no del tren, aún cuando el valor de resistencia de este no es tan grande; por lo que el circuito resultante para llevar a cabo el análisis, es el que muestra la figura 2.10 .

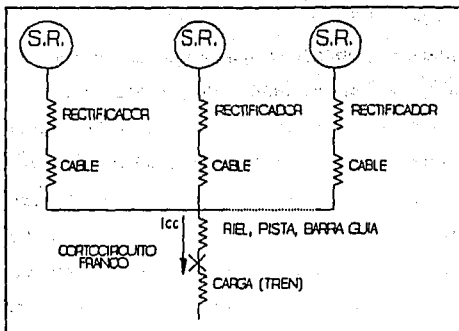


Fig. 2.10 Limitantes de corrientes de cortocircuito en una sección de vías.

En el presente trabajo, para realizar el análisis en corriente continua se ha seleccionado la zona "G" de la misma línea 4 en que se llevó a cabo el análisis de corriente alterna. La zona "G" tiene una longitud de 2.605 Km y en la cual se localizan 3 S.R.'s :

Morelos, Canal de Norte y Bondojoito, que están situados en los puntos kilométricos (P.K.) 8+546, 7+168 y 5+953, respectivamente. A partir del perfil de la zona y de las consideraciones antes mencionadas se construye el diagrama de la figura 2.11 que corresponde al perfil de la zona "G", el cual es el circuito considerado para realizar el estudio deseado.

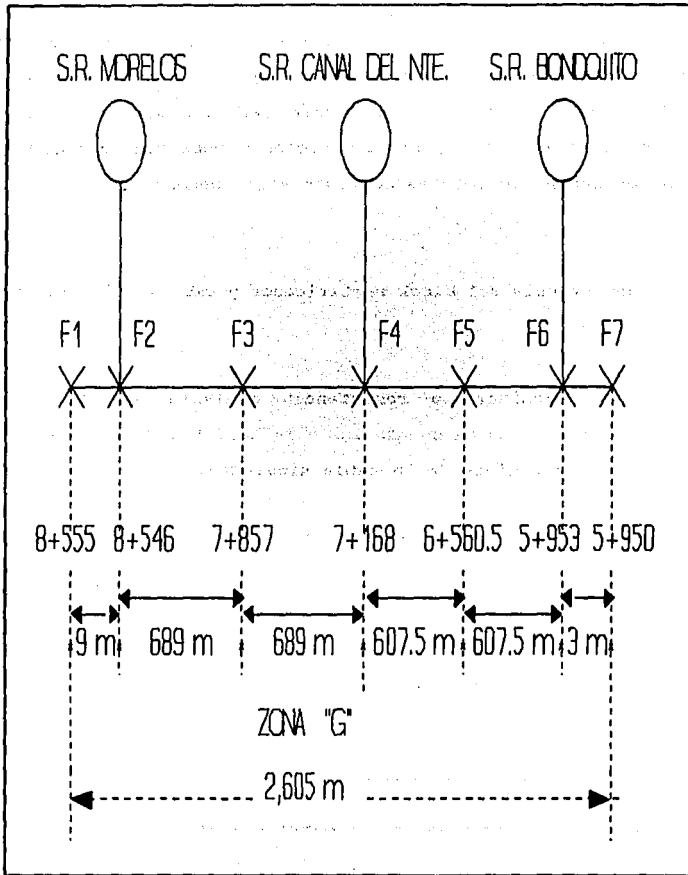


Fig. 2.11 Perfil de la zona "G" de línea 4

Como primer punto en este análisis es necesario conocer los valores de resistencia de los elementos que integran el circuito de la figura 2.11, y construir el circuito resistivo correspondiente. Las siguientes secciones muestran la forma en que se obtienen los valores de resistencia necesarios.

2.2.1 Resistencia del block rectificador y cables alimentadores

Para determinar la resistencia equivalente del bloque rectificador se toma en cuenta las características eléctricas de éste que son obtenidos de la tabla siguiente.

Capacidad	4 000 KW
Corriente	5 000 A
Tensión auxiliar	220 / 127 V
Frecuencia	50 - 60 Hz
Tensión de entrada	542 V
Tensión de salida	750 V

TABLA 2.1

DATOS DE PLACA DEL BLOCK RECTIFICADOR

La resistencia del block rectificador puede entonces obtenerse a partir de la siguiente expresión :

$$R_{b r} = \frac{P}{I^2}$$

Sustituyendo los valores que se dan en la tabla 2.1, en la ecuación se tiene:

$$R_{b r} = \frac{4000 \text{ KW}}{(5000)^2}$$

$$R_{b r} = 0.16 \Omega$$

En cuanto a los cables que alimentan a las vías se tiene que su valor de resistencia es obtenida directamente de tablas, que de acuerdo a sus características de construcción sus valores de resistencia son :

Calibre del conductor	Resistencia (20°C)
500 MCM	0.07144 Ω

Sin embargo, de acuerdo al anterior valor de resistencia, es necesario conocer la longitud del cable para poder determinar su resistencia total. La figura 2.12 muestra el arreglo que hay para la alimentación de vías.

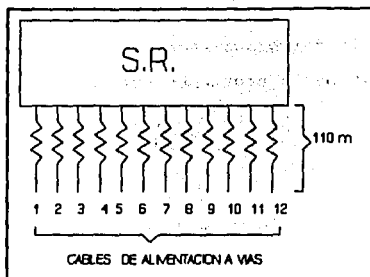


Fig. 2.12 Arreglo para alimentación de vías

De la figura anterior, se observa que de la barra positiva se derivan 12 conductores hacia vías, por lo que la resistencia total de este arreglo de conductores es :

$$\begin{aligned}
 R_{\text{cable}} &= (0.07144 \Omega / \text{Km}) (0.11 \text{ Km}) \\
 &= 0.0078584 \Omega \\
 &= 7.8584 \text{ m}\Omega
 \end{aligned}$$

Como los 12 cables de 500 MCM están en paralelo, se tiene :

$$\begin{aligned}
 R_{12 \text{ cables}} &= 0.000654866 \Omega \\
 &= 0.654 \text{ m}\Omega
 \end{aligned}$$

2.2.2 Resistencia de vías

El valor de resistencia eléctrica para cada una de las vías corresponde a la resistencia de pistas de rodamiento, rieles de seguridad y barra guía (Fig. 2.13), los valores de resistencia para cada uno de estos elementos se muestran en la tabla, que fueron proporcionados al S.T.C. por el laboratorio de pruebas

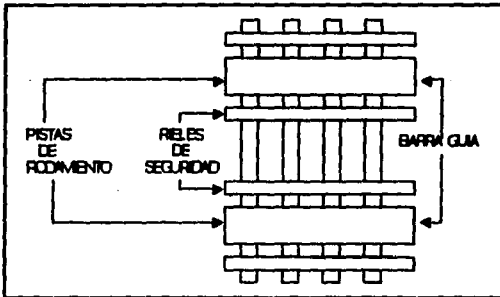


Fig. 2.13 Elementos que forman las vías del tren.

del Metro y el fabricante. Estos valores como se observa, se encuentran expresados en ohms por unidad de longitud, lo que hace necesario conocer la distancia que hay del punto de falla a la S.R. más cercana o cualquier otra distancia tomada como referencia .

Con el fin de facilitar el manejo de datos se construyen las tablas 2.2, 2.3 y 2.4, en donde se concentran los valores de resistencia requeridos para los cálculos.

R _{riel - pista}	0.04
R _{barra gusa}	1.22

A continuación se ilustra forma en que se obtienen los valores de resistencia, tomando como ejemplo la columna que corresponde a una falla localizada a 9 m de la S.R., punto F₁. De manera similar se obtienen los valores para las siguientes columnas, en donde, para una distancia localizada a 0 m, corresponde a una falla situada a la salida de la S.R.

Cálculo de la resistencia _{riel/pista}

$$R_{riel/pista} = (0.04 \Omega / Km) (0.009 Km) \\ = 0.00036 \Omega$$

El valor de resistencia para una vía es igual al valor de resistencia obtenido anteriormente: Resistencia _{riel/pista} = Resistencia _{vía}.

El valor de resistencia para las dos vías es :

$$R_{\text{riel/plata}(2 \text{ vías})} = \frac{(0.00036)(0.00036)}{0.00036 + 0.00036}$$

$$= 0.00018 \Omega$$

Cálculo de la resistencia barra guía

El valor de resistencia para una sola fila es :

$$R_{\text{barra guía}(1 \text{ fila})} = (1.22 \Omega / \text{Km}) (1.22 \Omega)$$

$$= 0.01098 \Omega$$

En una vía hay dos filas en paralelo, por lo que el valor de resistencia de la barra guía para una vía es :

La resistencia para las 2 vías, en paralelo es :

$$R_{\text{barra guía}(2 \text{ vías})} = \frac{(0.000549)(0.000549)}{0.000549 + 0.000549}$$

$$= 0.0002745 \Omega$$

La resistencia del tramo en estudio en cada una de las columnas se obtiene por la suma en paralelo de la $R_{\text{riel/plata}}$ Y la $R_{\text{barra guía}}$ más la resistencia en serie del block rectificador y el cable alimentador.

$$R_{\text{tramo (tabla 1)}} = 0.000348571 \Omega + 0.16 \Omega + 0.654 \text{ m}\Omega$$

$$= 0.161002571 \Omega$$

$$R_{\text{tramo (tabla 2)}} = 0.000337846 \Omega + 0.16 \Omega + 0.654 \text{ m}\Omega$$

$$= 0.160991846 \Omega$$

$$R_{\text{tramo (tabla 3)}} = 0.000168904 \Omega + 0.16 \Omega + 0.654 \text{ m}\Omega$$

$$= 0.160822904 \Omega$$

Del mismo modo se realiza para las demás columnas de las tablas .

Distancia (Km)	0.009	0.689	0.6075	0.003	0
R riel/pista (Ω)	0.00036	0.02756	0.0243	0.00012	0
R barra guía (Ω)	0.01098	0.84058	0.74115	0.00366	0
R de tramo (Ω)	0.16100	0.187339	0.184182	0.160770	0.1606

TABLA 2.2

RESISTENCIA PARA UNA BARRA GUIA Y PISTA RIEL

Distancia (Km)	0.009	0.689	0.6075	0.003	0
R riel/plata (Ω)	0.00036	0.02756	0.0243	0.00012	0
R barra gufa (Ω)	0.00549	0.42029	0.37057	0.00183	0
R de tramo (Ω)	0.16099	0.18651	0.183458	0.16076	0.160

TABLA 2.3
RESISTENCIA PARA UNA VIA (1 ó 2)

Distancia (Km)	0.009	0.689	0.6075	0.003	0
R riel/plata (Ω)	0.00018	0.01378	0.01215	0.00006	0
R barra gufa (Ω)	0.00274	0.21014	0.18528	0.00091	0
R de tramo (Ω)	0.16082	0.17358	0.17205	0.1671	0.1606

TABLA 2.4
RESISTENCIA PARA 2 VIAS (VIA 1 Y VIA 2)

2.2.3 Corrientes de cortocircuito en la zona "G", L-4

Las corrientes de cortocircuito se obtienen de acuerdo a la ley de ohm, donde el valor de la tensión en vías es considerada de 730 V, en condiciones normales de operación . Estas corrientes

se calculan en base a tres posibles condiciones de falla que son:

- a) Falla en una barra guía y pista/riel.
- b) Falla en la vía 1 ó 2.
- c) Falla en la vía 1 y 2.

Las tablas 2.5, 2.6 y 2.7 muestran los valores obtenidos de corriente de cortocircuito en cada caso.

Distancia (Km)	0.009	0.689	0.6075	0.003	0
R de tramo (Ω)	0.1610	0.1873	0.1841	0.1607	0.1606
V en vías (V)	730	730	730	730	730
I _{cc} (A)	4534.0	3896.6	3963.4	4540.6	4543.9
Potencia _{cc} (MW)	3.310	2.845	2.893	3.315	3.317

TABLA 2.5

CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO PARA UNA BARRA Y RIEL/PISTA

Distancia (Km)	0.009	0.689	0.6075	0.003	0
R de tramo (Ω)	0.1609	0.1865	0.1834	0.1607	0.1605
Tensión (V)	730	730	730	730	730
I _{cc} (A)	4534.3	3913.8	3979.0	4540.7	4543.9
Potencia _{cc} (MW)	3.310	2.857	2.905	3.315	3.317

TABLA 4.6

CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO PARA 1 VIA (1 ó 2)

Distancia (Km)	0.009	0.689	0.6075	0.003	0
R _{de tramo} (Ω)	0.16099	0.18651	0.18345	0.16076	0.16065
Tensión (V)	730	730	730	730	730
I _{cc} (A)	4539.1	4205.4	4242.7	4542.3	4543.9
Potencia _{cc} (MW)	3.314	3.070	3.097	3.316	3.317

TABLA 4.7

CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO PARA DOS VIAS (VIA 1 Y VIA 2)

Las tablas anteriores que concentran los resultados de resistencias y corrientes de cortocircuito en la zona "G", permiten derivar a los siguientes comentarios.

Los valores de criticos de corriente de cortocircuito se observan en la segunda y última columnas(columnas sombreadas). La primera de ellas muestra el mínimo valor de corriente de falla, y corresponde al máximo valor de resistencia que se tiene en la zona, dentro del perfil de zona esta resistencia se encuentra situada en el punto medio del tramo que une la S.R. Morelos y la S.R. Canal del Norte. La última columna muestra la máxima corriente de cortocircuito que se presenta en la zona, este punto corresponde al lugar en donde cada S.R. alimenta a vías.

CAPÍTULO 3

Selección de interruptores

Ya se ha mencionado en secciones anteriores las causas y efectos de un cortocircuito, así como la necesidad de contar con un sistema apropiado de protección, cuya selección se basa en el estudio de cortocircuito. Un dispositivo de protección de cortocircuito se define como un dispositivo eléctrico capaz de realizar, en el circuito al que esté conectado, la protección contra daños ocasionados por una sobrecarga o un cortocircuito. La forma en que se realiza esta protección es mediante la interrupción automática de cualquier corriente que exceda la capacidad contra cortocircuito del dispositivo de protección.

Los dispositivos principales de protección contra cortocircuito son los interruptores de potencia y los fusibles. Cada uno de estos dispositivos lleva a cabo la interrupción de la

corriente de forma automática, el primero se activa cuando el relevador (integrado o separado al interruptor), detecta el valor anormal de corriente, y el segundo cuando se funde el fusible o actúa el disyuntor, abriendo así el circuito.

Al realizar la selección de los elementos de protección, se debe poner especial cuidado en la estimación de su capacidad de operación, ya que esto puede llegar a ser un causante más de daños en el sistema, de no realizarse apropiadamente la selección, por lo que es necesario determinar con toda exactitud posible el valor de las corrientes de cortocircuito que se puedan presentar en el sistema.

3.1 DESCRIPCIÓN

El disyuntor o interruptor de potencia es un dispositivo electromecánico capaz de soportar, interrumpir o restablecer corrientes en condiciones de vacío, nominales o de cortocircuito, esta última, la condición principal de trabajo de un interruptor. De forma general se puede considerar que un interruptor de potencia está formado de tres partes principales:

- Parte activa.
- Parte pasiva.
- Accesorios.

La parte activa está constituida por las cámaras de extinción que soportan los contactos fijos y el mecanismo de operación que soporta los contactos móviles.

La parte pasiva es la estructura que le ofrece al interruptor: Protección eléctrica y mecánica, puntos de apoyo para su levantamiento y transporte. Además de ofrecer soporte para el gabinete de control y de los recipientes de aceite, si el interruptor es de este tipo.

En cuanto a los accesorios, se considera al gabinete de control, válvulas de llenado, descarga y muestreo del fluido aislante, la placa de datos, los conectores a tierra, compresores, etc.

3.2 PARAMETROS DE SELECCION

Los parámetros que a continuación se mencionan son dos de los aspectos técnicos que se toman como base para la selección de un disyuntor, estos son : seleccionar el tipo de interruptor de acuerdo al medio por el que logra la interrupción de la corriente, y la capacidad nominal, que será propiamente la que definirá las condiciones de operación del disyuntor.

3.2.1 Tipos de interruptores

Cuando el interruptor realiza la apertura del circuito, se produce un arco entre los contactos del disyuntor si por este hay circulación de corriente con cualquier valor diferente de cero. La aparición de este arco permite la continuidad del circuito, lo que hace necesario encontrar la forma de interrumpir este arco y con esto; lograr la interrupción de corriente en el circuito.

El arco eléctrico se manifiesta como una columna de gas ionizado a altas temperaturas, compuesto en su mayoría por electrones libres, y en menor grado por iones; las condiciones principales que favorecen la continuidad de dicho arco son dos : las pérdidas por efecto Joule que proporcionan la potencia calorífica, que mantiene las altas temperaturas, y la ionización del medio que se produce con la separación de los contactos del disyuntor.

Para que el interruptor pueda extinguir el arco que se forma al separarse sus contactos, es necesario favorecer la extinción del arco y recuperar la rigidez dieléctrica del medio que hay entre los contactos; para lograr lo primero se busca aumentar la resistencia del arco y disminuir la temperatura, para lo segundo es necesario sustituir el medio ionizado de forma rápida y eficaz,

para que éste sea capaz de soportar el voltaje de recuperación que aparece en los contactos después de la extinción del arco.

En cuanto a los tipos de interruptores, estos se pueden clasificar de acuerdo al medio de extinción del arco que utilicen, y que se mencionan en las siguientes secciones.

3.2.1.1 Interrupción en aire

Este tipo de disyuntor utiliza el aire a la presión atmosférica del lugar como medio para desionizar y enfriar el arco eléctrico. Los disyuntores con interrupción en aire pueden ser de varios tipos de acuerdo al procedimiento que utilicen para realizar la interrupción del arco. Estos procedimientos son :

- Alargamiento y enfriamiento del arco.
- Empleo de celdas de ionización.
- Soplo magnético.
- Aumentando la velocidad de apertura.
- División del arco.
- Constricción del arco.

Las características que presenta este disyuntor son las de tener un bajo valor de rigidez dieléctrica y una alta constante de tiempo de desionización, comparándolo con otros medios de interrupción, sin embargo, tiene la ventaja de no producir sobrevoltajes.

El disyuntor con interrupción en aire se utiliza principalmente en sistemas de c.a. de baja y media tensión, así como en sistemas de c.d., también de baja y media tensión.

3.2.1.2 Interrupción en aceite

La interrupción de corriente, al realizarse en un medio como el aceite, no evita que se produzca el arco eléctrico, pero sí presenta algunas ventajas en su interrupción con respecto al aire a presión atmosférica, como son que el enfriamiento y la sustitución del medio ionizado se realice más rápidamente, y por ende sea más rápido la ruptura del arco, lo que permite también que la capacidad de interrupción se incremente en este tipo de interruptor.

Para la interrupción del arco eléctrico en aceite se aprovecha la característica que tiene este último de desprender hidrógeno en forma de gas al disociarse con el calor del arco,

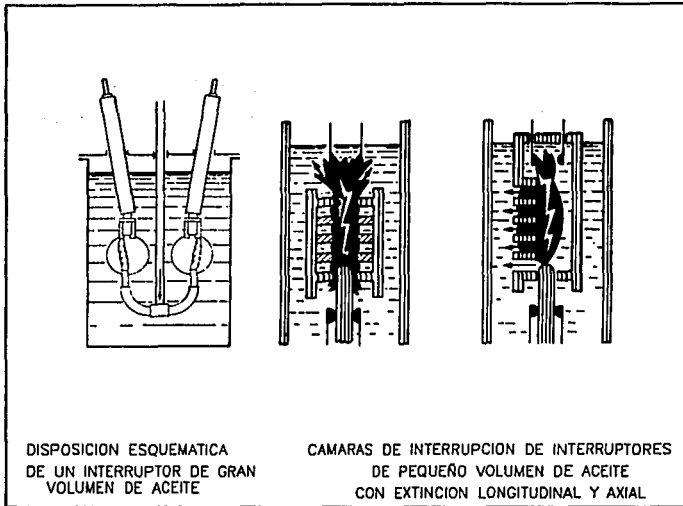


Fig. 3.1 Esquemas de interrupción en gran y pequeño volumen de aceite.

siendo el hidrógeno principalmente el que realiza el soplado y del arco.

Los disyuntores de este tipo de extinción de arco pueden ser a su vez de pequeño o gran volumen de aceite, empleándose en tensiones medias de 6 a 34.1 KV los primeros y para tensiones de hasta 230 KV los segundos. Además de algunas de las características ya mencionadas en este tipo de disyuntor, se

tiene también, que el tiempo de extinción del arco es del orden de 6 ciclos, y que de acuerdo a lo anterior, el disyuntor con interrupción en aceite representa una solución económica para sistemas con voltajes no mayores de 100 KV y corrientes nominales igual o menores a 1250 A.

Sin embargo, dentro de las desventajas que presenta es que requiere un mayor mantenimiento que otros interruptores de potencia. El aspecto principal que se cuida en este interruptor es el aceite, ya que al descomponerse, no sólo desprende hidrógeno sino también partículas de carbón que provocan la reducción de rigidez dieléctrica del aceite. Además se debe vigilar y compensar el aceite para mantener su nivel adecuado. Es importante también tener en cuenta que corrientes que sobrepasen su capacidad interruptiva pueden provocar explosión o incendio del aceite. Este interruptor no es conveniente para redes de muy alta tensión, ni para zonas demasiado frías.

3.2.1.3 Interrupción neumática

Los interruptores de potencia neumáticos o de aire comprimido utilizan el flujo de aire a presión como dieléctrico, agente de interrupción y como medio de transmisión para las partes móviles del interruptor.

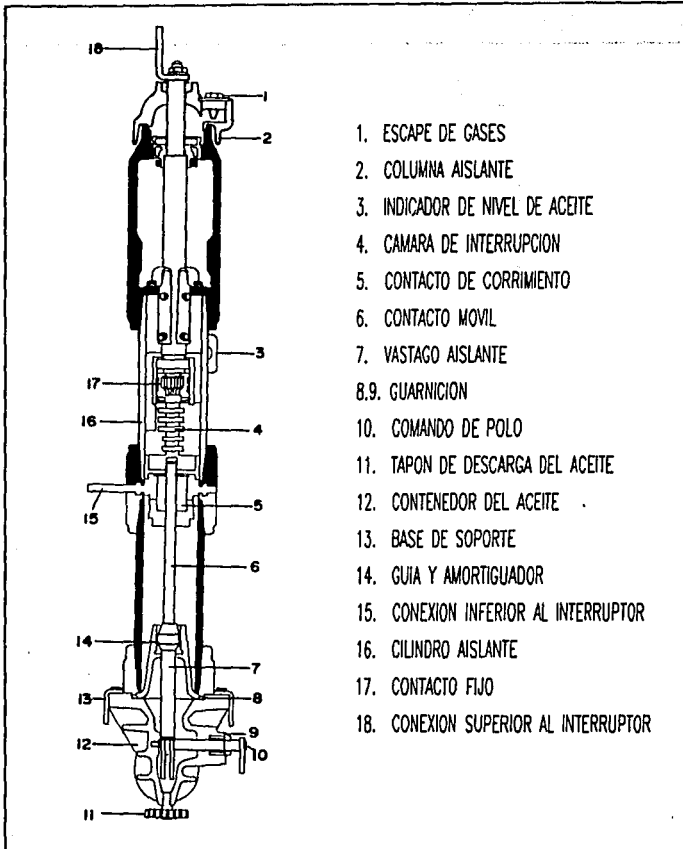


Fig. 3.2 Partes que integran un polo de interrupción. (Interruputor en pequeño volumen de aceite)

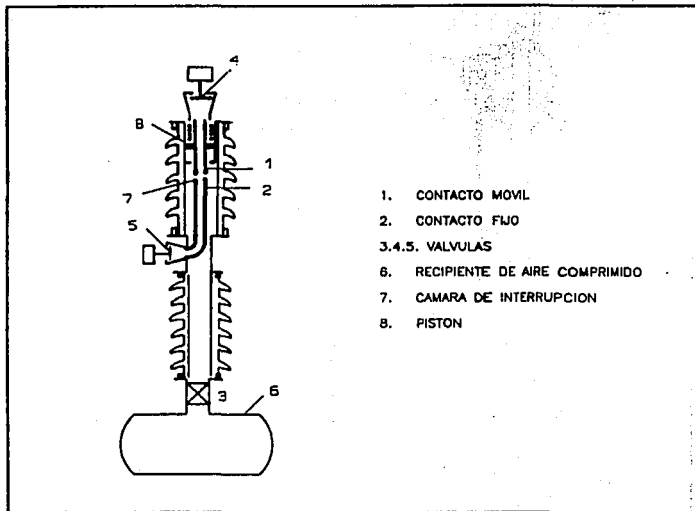


Fig. 3.3 Interrupción en aire comprimido.

Para provocar la apertura del circuito, se abre la válvula que permite el paso del aire comprimido hacia la cámara de extinción, provocando el paso violento del aire con el contacto móvil del interruptor, que generalmente se encuentra unido a un pistón, provocando así que se aleje éste del contacto fijo; el aire comprimido a la vez de esto realiza el enfriamiento y desionización del medio hasta la interrupción del arco en un tiempo que va de 1 a 3 ciclos. Este interruptor cuenta además con

válvulas de descarga al exterior del aire comprimido de la cámara de extinción, con lo que se logra el cierre del interruptor una vez que se ha normalizado la corriente del sistema y cerrado la válvula del recipiente del aire comprimido.

El mantenimiento en estos interruptores de potencia está dirigido a mantener las cualidades térmicas y dieléctricas del aire comprimido, manteniéndolo libre de humedad y supervisando la reserva de aire comprimido.

Las ventajas principales con respecto a los anteriores disyuntores, son las de no arder como el aceite, su capacidad interruptiva está en proporción a la presión del aire, sus presiones van desde 8 Kg/cm² en adelante, no es asfixiante o tóxico. Estos interruptores se aplican a la interrupción de sistemas con voltajes de hasta 800 KV y 40,000 A de corriente nominal. Sin embargo, su precio es más elevado que el del disyuntor de pequeño volumen de aceite, su funcionamiento es ruidoso y tiene peligro de explosión si falta presión en el aire.

3.2.1.4 Interrupción en hexafloruro de azufre

Los interruptores en este medio de extinción tienden actualmente a sustituir los disyuntores con extinción en aceite

y aire comprimido, no sólo en altas tensiones, sino también en tensiones medias; sus características de interrupción se basan en las propiedades que tiene el SF_6 como medio dieléctrico.

El SF_6 es un gas no inflamable sin color, olor o sabor; las características más interesantes que lo hacen buen medio para llevar la interrupción se mencionan a continuación.

Como medio dieléctrico, tiene la propiedad de recuperar rápidamente la rigidez dieléctrica, tiene las mismas propiedades que el aceite a la presión de 4.5 Kg/cm^2 a 20°C y tres veces mayor que la del aire a la misma presión, lo que permite que los interruptores de potencia en hexafluoruro de azufre sean más compactos y durables desde el punto de vista de mantenimiento.

Otra de las características, es la de tener alta conductividad eléctrica, que aún a la temperatura de 2000°K se conserva, lo que le permite actuar como refrigerante en el proceso de interrupción.

El principio de funcionamiento de un disyuntor de este tipo es semejante al del equipo de aire comprimido. A fin de evitar pérdidas de gas y mantener las propiedades del SF_6 , la cámara de extinción es hermética; esta cámara es un cilindro y émbolo al cual se encuentra conectado el contacto móvil, que al operar

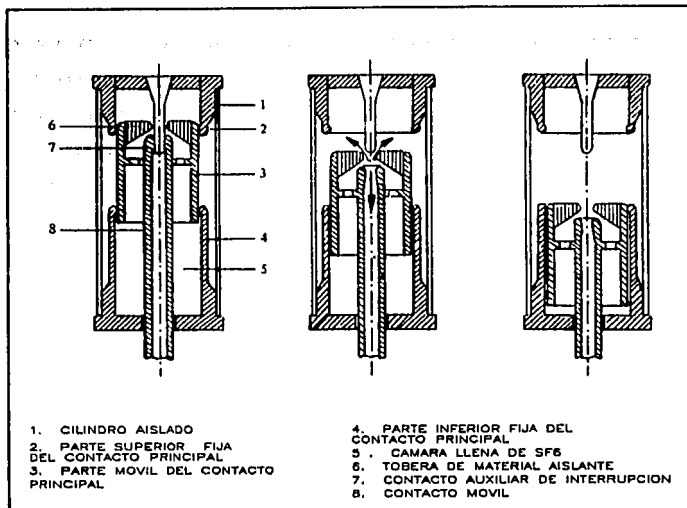


Fig. 3.4 Interrupción en hexafluoruro de azufre(SF₆).

comprime el gas y lo inyecta sobre el gas ionizado. Para realizar entonces la interrupción se aprovecha la propia presión del SF₆ en ésta cámara (de 4 a 4.5 Kg/cm₂), de manera que al abrir los contactos, el soplo de gas que se obtiene al comprimir el SF₆ sopla, alarga y enfría el arco para su interrupción, que puede lograrlo hasta en 2 ciclos.

Es importante mencionar, que en este proceso el SF₆ se descompone en SF₂ y SF₄ así como también en fluoruros metálicos,

que se recombinan al enfriarse de nuevo el SF_6 . La operación de éste disyuntor casi no produce ruido; dentro del mantenimiento a estos equipos es importante evitar fugas de gas, especialmente en áreas cerradas, ya que puede llegar a provocar asfixia en personas por falta de aire, por lo que se recomienda su instalación en lugares con ventilación.

3.2.1.5 Interrupción en vacío

La interrupción del cortocircuito con este tipo de disyuntor se basa en el principio de que en un medio como el vacío, se elimina la posibilidad de ionización y producción del arco eléctrico debido a la ausencia de moléculas de gas. Sin embargo, aún cuando la cámara de extinción está herméticamente cerrada el vacío que se logra no es absoluto, y al realizarse la apertura se produce vapor metálico en los contactos, lo que aumenta la presión dentro de la cámara hasta valores próximos a la presión atmosférica. Por lo tanto, la interrupción en disyuntores de vacío es muy semejante a la que se produce en los otros tipos de interruptores.

Teóricamente, este disyuntor realiza la apertura del circuito en un ciclo, pero presenta grandes sobretensiones. Otra de sus características es la ser un equipo compacto. Sin embargo,

este disyuntor tiene además el inconveniente de que al presentarse una pérdida de vacío y entrada de aire, la cámara puede reventarse en el proceso de interrupción.

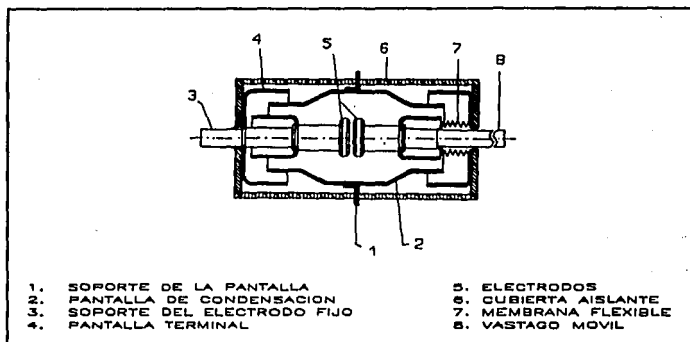


Fig. 3.5 Interrupción en vacío.

3.2.2. CAPACIDAD NOMINAL DE UN INTERRUPTOR DE POTENCIA

Además de realizarse la selección de un disyuntor de acuerdo a su medio de extinción, es necesario que el dispositivo requerido soporte las diferentes condiciones de corriente que se presentan en el circuito, como son el de permitir la continuidad del sistema en condiciones extremas de cortocircuito, que se

presentan durante el primer medio ciclo después de la falla con máximos esfuerzos dinámicos y térmicos en el disyuntor, y así como también tener la capacidad de realizar la interrupción de la corriente de cortocircuito en el cuarto, quinto u octavo ciclo, dependiendo del tipo de interruptor.

La capacidad nominal de un interruptor de potencia se especifica de acuerdo a las normas ANSI, NEMA, CEI y recomendaciones de IEEE, que se refieren a los valores característicos que definen las condiciones de trabajo para las cuales el disyuntor está diseñado y construido. Estas condiciones de trabajo están dadas por :

- 1° Voltaje nominal y máximo de operación .
- 2° Corriente nominal y nominal de tiempo corto.
- 3° Frecuencia nominal.
- 4° Capacidad nominal de interrupción simétrica y asimétrica.
- 5° Capacidad nominal de restablecimiento.
- 6° Servicio o ciclo nominal de operación.

Los voltajes nominal y máximo de operación de un disyuntor se definen respectivamente, como el valor eficaz de voltaje entre fases del sistema en que se instala el interruptor y, el valor máximo de voltaje para el cual está diseñado el interruptor de potencia y representa el límite superior de voltaje al cual puede

operar según normas.

La corriente nominal de un disyuntor es el límite de diseño para corriente en amperes(rms). Este límite es la corriente que el interruptor puede conducir en forma continua, sin rebasar el límite de elevación de temperatura. En tanto que la corriente nominal de tiempo corto es el valor rms de la corriente que puede conducir el disyuntor en su posición totalmente cerrado sin sufrir daño, para el intervalo de tiempo especificado de tiempo corto y bajo condiciones prescritas. Este valor de corriente se expresa normalmente en función de kiloamperes.

La frecuencia nominal del disyuntor es la frecuencia para la cual está diseñado y construido. La frecuencia normal es de 60 Hz para el caso de México. Las aplicaciones a otras frecuencias deben recibir consideración especial.

La capacidad nominal de interrupción de acuerdo a CEI, se define como la máxima intensidad de corriente medida en el instante en que se separan los contactos, que el interruptor puede cortar con un voltaje de recuperación(el voltaje de recuperación es el valor eficaz de voltaje, a la frecuencia del sistema entre fases, y que reaparece en el circuito después de que se han extinguido los arcos en todos los polos del disyuntor).

Convencionalmente, la capacidad interruptiva se expresa en MVA y es igual a $\sqrt{3}$ por el voltaje nominal en KV y por la corriente de interrupción en KA .

Este valor de capacidad de acuerdo con las reglas de la Comisión Electrotécnica Internacional, queda definida por los valores :

- a) La capacidad interruptiva simétrica se expresa como el valor de la corriente simétrica de interrupción que puede interrumpir el disyuntor a un voltaje dado de recuperación y a un voltaje dado de restablecimiento.
- b) La capacidad interruptiva asimétrica o total es el valor de corriente de interrupción asimétrica que puede interrumpir el disyuntor a un voltaje dado de recuperación y a un voltaje dado de restablecimiento.

La capacidad nominal de restablecimiento o de cierre de un interruptor de potencia se define como la máxima intensidad de corriente que el interruptor puede establecer con un voltaje dado.

El caso más severo para el interruptor se produce cuando cierra contra un cortocircuito en el instante en que el voltaje

pasa por cero, de manera que la corriente total de cortocircuito alcanza su valor máximo, es por esto que la capacidad de cierre está dada por el valor de la primera cresta de la corriente de cortocircuito.

De acuerdo a pruebas normalizadas por la CEI, se sabe que la primera cresta de la onda de cortocircuito puede alcanzar un máximo de 1.8 veces el valor de corriente simétrica. Con lo que la capacidad de cierre en amperes(valor cresta) está dado por :

$$\begin{aligned}C_R &= 1.8 \times \sqrt{2} \times C_i \\ &= 2.55 \times C_i\end{aligned}$$

donde :

C_R es al capacidad nominal de restablecimiento.

C_i es la capacidad de interrupción simétrica.

La asimetría de la corriente de cortocircuito está considerada en el factor 1.8.

El servicio o ciclo nominal de operación de un disyuntor, es la secuencia de aperturas y cierres que el interruptor debe poder realizar a su capacidad interruptiva nominal. De acuerdo a las recomendaciones del CEI, para que el servicio nominal de la operación de disyuntores cuya utilización no es para autorrestablecimiento existen dos alternativas :

a) $O - t - CO - t' - CO$.

b) $O - t'' - CO$.

En donde :

O : operación de apertura.

CO : operación de cierre.

t, t', t'' : intervalos de tiempo .

t y t' : expresados en minutos.

t'' : expresados en segundos.

Los disyuntores de autorrestablecimiento tienen un servicio de operación como sigue :

$O - o - CO$

en donde " o " es el tiempo muerto del disyuntor expresado en ciclos.

Lo indicado hasta ahora, tipo de extinción de arco y capacidad nominal, es la información que permite realizar la selección técnica del disyuntor apropiado.

Considerando los datos obtenidos en el anterior capítulo, y de la observación de catálogos de firmas constructoras, se han hallado los siguientes interruptores de potencia que cumplen con las condiciones requeridas. A continuación sólo se transcriben las columnas que contienen la información deseada, pero el Apéndice B contiene todas las características técnicas en caso requerido.

DE FEDERAL PACIFIC

1° Interruptor de potencia media

FLUARC FB4

En gabinete

Hasta nominal del sistema : 34.5 KV

Tensión nominal (KV r.m.s)		24 - 25.8
Capacidad interruptiva al voltaje determinado	KA KV	12.5, 20, 25 20 a 28.8
Corriente nominal (A r.m.s.)	400-630-125 630-1250	-
Corriente sostenida de corta duración.(3 s) (KA r.m.s)		12.5, 20, 25

2° Interruptor de media tensión

FLUARC SF

Rango de 1 a 36 KV

Tensión nominal (KV r.m.s)		24
Capacidad interruptiva al voltaje determinado	KA r.m.s.	12.5, 16, 20, 25
Corriente nominal (A r.m.s.)		400, 630, 1250
Corriente sostenida de corta duración.(3 s) (KA r.m.s)		12.5, 16, 20, 25

DE NUOVA MAGRINI GALILEO

- 1° Interruptor para interior en SF₆
de 12 a 36 KV

Tensión nominal (50 y 60 Hz) KV	24	24	24
Tipo de interruptor	24GL25	24GL31	24GL36
corriente nominal (A)	2500 3150	1250 1600 2500 3150	1250 1600 2500 3150
Corriente de breve duración 3s. (KA)	25	31.5	36
Poder de corte simétrico (ciclo de operación 0-0, 3s-CO-3m-CO)	25 25 1040	31.5 31.5 1300	36 36 1500

2° Interruptor en media tensión en SF₆

FLUARC FB4

De 3.3 a 40.5 KV

Tensión asignada	24 - 25.8
Poder de corte (KV de 25 a 30) (.KA)	14.5, 20, 25
Intensidad asignada (A)	400, 630, 1250
Corriente sostenida de corta duración 3 s (KA _{ef.})	12.5, 20, 25

3° Interruptor para interior en SF₆
de 12 a 36 KV

Tensión nominal (50 y 60 Hz) KV	24	24	24
Tipo de interruptor	24GI12	24GI16	24GI20
Corriente nominal (A)	630 1250 1600	630 1250 1600	630 1250 1600
Corriente de breve duración 3s. (KA)	12.5	16	20
Poder de corte simétrico KA ciclo operación MVA 0-0, 3s-CO-3m-CO	12.5 520	16 660	20 830

DE MERLIN GERIN

1° Interruptor en SF₆
FLUARC FB4

Tensión nominal	Poder de corte MVA KV	Corriente nominal	Corriente de corta duración (KA eff.)
24	KV 24 25.8	400, 630, 1250	8
	MVA 330 355 KA 8 8		
	MVA 520 555 KA 12.5 12.5	400, 630, 1250	14.5
	MVA 830 890 KA 20 20		

CAPITULO 4

Recomendaciones para la protección de cables de subestaciones de Alumbrado y Fuerza

Con anterioridad se ha mencionando en el presente trabajo que una característica importante de un sistema eléctrico, es que asegure que toda la carga conectada al mismo disponga ininterrumpidamente de energía. Para cumplir con lo anterior se hace necesario entonces, hacer uso de los sistemas de protección que permitan que el sistema eléctrico pueda asegurar una alimentación eléctrica confiable y segura a un costo mínimo.

Para la protección de alimentadores se recomienda realizar las protecciones contra corrientes de cortocircuito y sobrecarga, así como también protección contra daños mecánicos. La sección 4.1 amplía un poco más respecto a posibles fallas en cables de energía.

De esta manera, el capítulo presente tiene como objetivo principal proponer el desarrollo de un sistema de protección contra fallas eléctricas, aplicado a los alimentadores de las subestaciones de Alumbrado y Fuerza. Dicha propuesta, es desarrollada de manera muy general, con el sólo propósito de justificar y presentar las ventajas de llevar a cabo tal proyecto.

4.1 FALLAS EN CABLES DE ENERGIA

El término alimentador tiene un amplio sentido para hacer referencia a líneas aéreas o cables subterráneos utilizados en la transmisión y distribución de energía eléctrica. El alimentador o línea alimentadora como tal, es un eslabón muy importante en el sistema de fuerza, es por esto, que como parte esencial del sistema, es necesario seleccionar de forma adecuada el calibre y el tipo de protección de este elemento.

La selección del calibre o sección del conductor para una aplicación específica, se determina por las características de caída de tensión y regulación de tensión, impedancia del cable, corriente requerida por la carga y así como también por la corriente de cortocircuito que puede recorrer el conductor.

En cuanto a la protección de los conductores como en cualquier otro elemento del sistema eléctrico se debe realizar para evitar o al menos eliminar rápidamente alguna falla que pueda presentarse en estos.

Son varios los agentes que pueden provocar, en líneas de alimentación, perturbaciones en su servicio; a continuación se mencionan algunos de ellos:

- a) Perforaciones de los aislantes.
- b) Influencia de animales, como pájaros en líneas aéreas o roedores en líneas subterráneas.
- c) Corrosión de los cables que atraviesan suelos de naturaleza corrosiva.
- d) Destrucciones mecánicas de las líneas aéreas por la caída de árboles, y en los cables subterráneos por trabajos en el terreno.
- e) Sobrecargas térmicas, específicamente en cables subterráneos.
- f) Ruptura de un conductor con o sin puesta a tierra.
- g) Tiempo demasiado largo de detección de la falla a cargo de los relevadores de protección.
- h) Factores humanos, tales como la apertura de seccionadores bajo carga.

Los efectos que pueden ocasionar las perturbaciones antes mencionadas son:

1. Corrientes de cortocircuito.
2. Puestas a tierra.
3. Ruptura de conductores.

Además de realizarse la protección contra cualquiera de las repercusiones que pueden ocasionar los efectos anteriores, la protección a líneas debe realizarse también para altas corrientes provocadas por sobrecargas.

Particularmente, es necesario considerar que las corrientes de cortocircuito y sobrecarga provocan una gran cantidad de calor debido al efecto Joule (I^2R), que pueden ocasionar también un daño parcial a total a los componentes del cable (principalmente al aislamiento); el calor es función de la magnitud de dicha corriente, así como de su duración. El incremento de temperatura ocasionado por algún de las condiciones antes mencionadas, también puede ocasionar incremento en la resistencia y longitud de los conductores. El más importante para cables aislados es el valor de la resistencia, ya que el incremento de la longitud sólo es importante en el caso de líneas con grandes tramos entre postes, en cables aislados bastará con usar una técnica adecuada de instalación que permita absorber el cambio en las dimensiones

del conductor.

4.2 SISTEMA DE PROTECCION

De manera general, se considera que un sistema de protección es el conjunto de aparatos destinados a proteger el sistema eléctrico de los efectos perjudiciales de una perturbación o falla. Las características que debe tener cualquier sistema de protección son las de ser una protección confiable, actuando en el momento en que se requiera; que actúe de manera selectiva, interrumpiendo sólo la o las partes del sistema en falla; al mismo tiempo, el sistema de protección debe actuar de forma discriminatoria, esto es, que sea capaz de actuar ante condiciones mínimas de falla y no en condiciones máximas nominales del sistema, por último, el sistema de protección debe actuar con velocidad para reducir al máximo el tiempo de falla. Tales características son necesarias en cualquier sistema de protección que actúa contra condiciones anormales de operación como son : sobrecargas, cortocircuitos, caídas o elevaciones de voltaje, inversión del sentido de la potencia y variación de frecuencia.

Para proteger los sistemas eléctricos contra fallas como las mencionadas anteriormente, la protección se realiza básicamente

en dos grupos :

1. Protección contra sobretensiones de origen atmosférico o por maniobras de interruptores.

2. Protección contra fallas internas en las instalaciones , que son básicamente cortocircuitos o condiciones anormales de operación del sistema, como las que ya se han mencionado. Este tipo de protección se le conoce como protección por relevadores.

4.2.1 Protección por relevadores.

La función de la protección por relevadores es originar el retiro rápido de cualquier elemento de un sistema eléctrico, cuando éste se encuentra sometido a alguna condición anormal de operación. Para realizar el retiro rápido del elemento en falla, el equipo de protección está ayudado por interruptores que son los encargados de realizar la desconexión del elemento defectuoso, cuando el interruptor recibe la señal del relevador(Fig. 4.1).

La protección por relevadores permite que el sistema funcione con mayor eficacia y efectividad, por el desempeño mismo

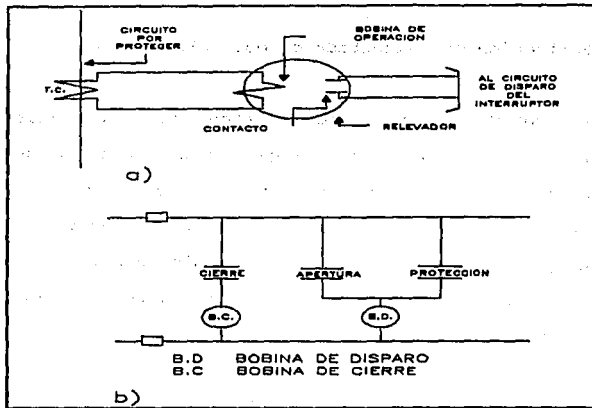


Fig. 4.1 Contactos y bobinas de operación de a) relevador, b) disyuntor.

de este aparato ante una falla, reduciendo así :

- El costo de la reparación del daño.
- La probabilidad de que la falla se extienda y dañe a otro equipo.
- El tiempo en que el equipo está fuera de servicio.
- Pérdida de ingresos.
- La tirantez de las relaciones públicas mientras está fuera de servicio el equipo.

FALLA DE ORIGEN

4.2.2 Protección de alimentadores por relevadores

Las características que ofrecen los relevadores de protección son variadas, por lo que es necesario conocer las ventajas que puedan ofrecer para un tipo de protección específico, pero describir las características que cada tipo de relevador posee es extenso, por lo que sólo se hace mención del sistema de protección y los diferentes tipos de relevadores que se utilizan en cada caso.

Para la protección contra corrientes de cortocircuito y sobrecarga, aún cuando ambas corrientes provocan aumento de temperatura y daños en el aislamiento del conductor, el comportamiento de la corriente en cada caso es diferente, por lo que para determinar su presencia no se recomienda utilizar el mismo dispositivo sensor.

En la protección contra sobrecargas se requieren relevadores térmicos, que son relevadores con retardo dependiente de la intensidad, ya que el calentamiento es función del tiempo y de la intensidad.

Los esquemas de la figura 4.2 muestran tres posibles arreglos con relevadores térmicos; en el primer caso 4.2a que utiliza la desconexión por corriente de trabajo se utiliza cuando

se dispone de una fuente auxiliar de tensión que sea segura. Si existe la probabilidad que la tensión auxiliar se anule en caso de una perturbación, es recomendable utilizar el circuito de la figura 4.2b, desconexión por corriente de reposo. Si como sucede con frecuencia en estaciones no vigiladas, no se ha previsto ninguna fuente auxiliar de tensión, se utiliza entonces la desconexión por transformador de intensidad, figura 4.2c .

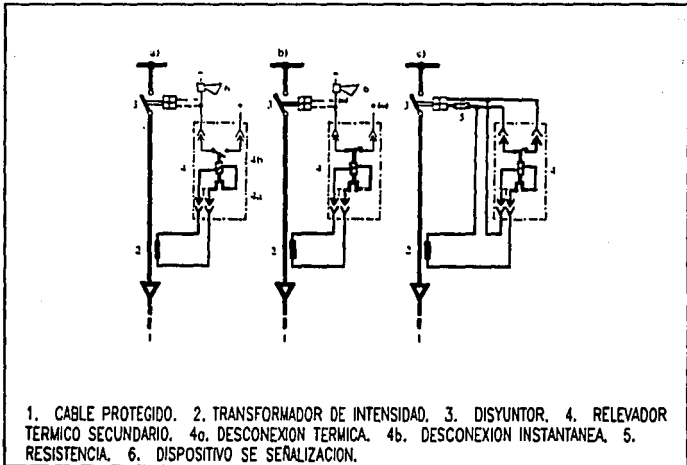


Fig. 4.2 Protección contra sobrecargas.

Las características antes mencionadas son las que

diferencian el tipo de protección tanto para sobrecargas como para cortocircuitos, ya que mientras en el primer caso se necesitan tiempos largos y tan dependientes de la intensidad como sea posible, la protección contra cortocircuitos exige tiempos muy cortos e independientes de la intensidad.

Para llevar acabo la protección contra cortocircuitos en alimentadores se pueden aplicar uno o varios de los siguientes sistemas de acuerdo a las necesidades que el circuito a proteger requiera. Los sistemas de protección para alimentadores se pueden realizar utilizando :

- Relevadores de sobrecorriente.
- Relevadores de distancia.
- Relevadores de hilopiloto.

La protección con relevadores de sobrecorriente representa el tipo de protección más económica y sencilla para líneas, pero también la que más rápido necesita reajuste o reemplazo a medida que el sistema cambia.

Los esquemas de protección utilizando relevadores de este tipo son comúnmente utilizados en redes sencillas, como sistemas radiales y sistemas con alimentación por un solo extremo, en los cuales se logra una buena selectividad al realizarse ajustes de

corriente y tiempo, lo que permite una coordinación apropiada de los dispositivos.

Si el sistema a proteger tiene una estructura más complicada o alimentación en más de un extremo, es necesario utilizar relevadores direccionales, que tienen la característica de operar cuando las corrientes de falla circulan en una dirección especificada. Esta característica es necesaria cuando las corrientes de carga del circuito fluyen en ambas direcciones.

Las conexiones que muestran las figuras 4.3 y 4.4 son respectivamente, las conexiones de relevadores no direccionales y relevadores direccionales para la protección contra fallas entre fases y fallas a tierra.

La figura 4.3a corresponde a una protección de sensibilidad normal para fallas a tierra; si se desea aumentar esta sensibilidad, el tercer relevador se conecta al neutro de la instalación y su sensibilidades, eligiendo una intensidad nominal reducida de 5 a 10 veces mayor que la de los relevadores de fase, figura 4.3b.

Para realizar la protección direccional temporizada de sobrecorriente, es necesario que los dos extremos de la línea estén provistos de dispositivos de protección, cuyos tiempos de

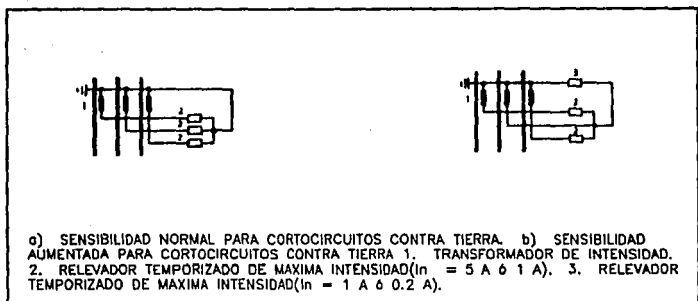


Fig. 4.3 Protección temporizada de máxima intensidad para redes con punto neutro a tierra.

desconexión se determinan de igual manera que para los relevadores no direccionales de sobrecorriente, con la única advertencia, que los relevadores que actúan en la misma dirección deben estar escalonados, unos de otros.

El siguiente diagrama de conexiones (Fig. 4.4) representa una protección direccional temporizada, cuyo punto neutro está puesto directamente a tierra. Los relevadores R y T realizan la detección de las fallas entre fases, y la detección de las fallas a tierra se realiza por el relevador del circuito homopolar.

La protección de líneas con relevadores de distancia se utiliza cuando las características de velocidad o selectividad no se consiguen con los relevadores de sobrecorriente. Otra

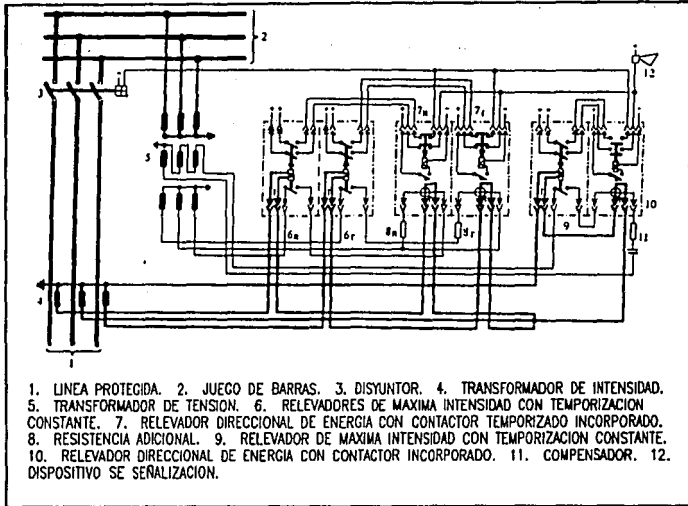


Fig. 4.4 Protección direccional temporizada de máxima intensidad para una red con neutro puesto a tierra.

característica importante, es que no se ven tan afectados con los cambios que se presenten en la configuración del sistema, ya que este tipo de relevadores realiza su selectividad no en base a la corriente, sino a la impedancia de la línea por proteger.

Existen diferentes tipos de relevadores de distancia, estos pueden ser : de reactancia, admitancia, o impedancia. El primero de estos se utiliza comúnmente en la protección de tierra y

FALLA DE ORIGEN

protección de falla entre fases en líneas cortas; el tipo mho se utiliza para la protección entre fases en líneas de longitud larga, mientras que el de impedancia se instala comúnmente en líneas de longitud moderada.

La protección de este tipo no es unitaria y su selectividad la consigue en base al ajuste de tiempo; actualmente el método más utilizado con relevadores de este tipo es de distancia definida aplicada en tres pasos o zonas, que consiste en ajustar el tiempo de operación del relevador para una distancia (zona) definida.

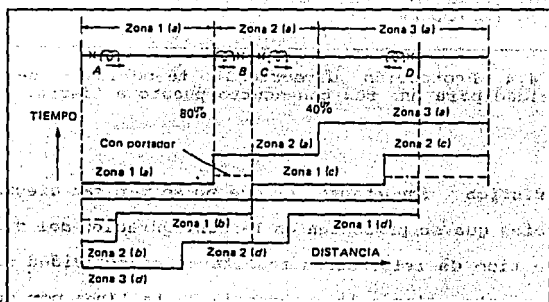


Fig. 4.5 Característica típica escalonada de distancia/tiempo para los alimentadores alimentados desde ambos extremos.

La primera zona del relevador abarca del 80 al 90% del

alimentador protegido. A esta zona del alimentador se le proporciona un disparo instantáneo del relevador.

La zona dos opera con un atraso de tiempo y cubre el resto del alimentador protegido, a la vez que respalda la protección del siguiente alimentador en aproximadamente de 25 a 40% de éste.

La tercera zona es una protección de respaldo o resguardo, y es la que actúa después de un segundo atraso de tiempo.

La figura 4.6 muestra el circuito necesario para la protección de una línea con punto neutro aislado por medio de protección de distancia.

La protección de líneas utilizando relevadores de hilo piloto (el término "hilo piloto" se refiere al canal de transmisión que utiliza para transferir la información de un extremo a otro) puede ser por comparación transversal o comparación longitudinal; la primera consiste en efectuar la comparación de la información recogida en los extremos de una misma línea, la comparación transversal, en tanto, considera las informaciones recogidas en los extremos mismos de líneas paralelas. Las bases de comparación para ambos tipos de protección son los mismos.

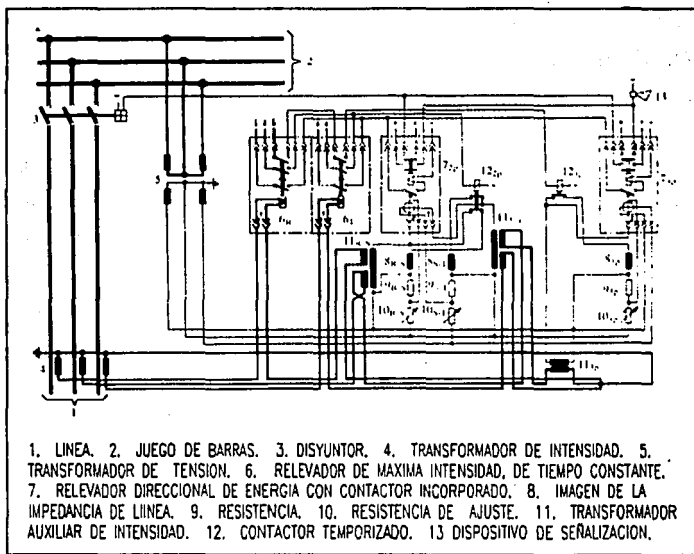


Fig. 4.6 Protección de distancia de dos escalones de una línea con neutro aislado.

En la protección de líneas contra cortocircuitos que utiliza la comparación longitudinal, los dos extremos de la línea se encuentran equipados con relevadores; las magnitudes medidas en cada extremo son comparadas entre sí, después de esta comparación es cuando se decide si la línea está afectada por una falla y si es necesario ponerla fuera de servicio.

Para poder realizar la transferencia de la información que se genera en cada extremo se utiliza como ya se ha mencionado un canal auxiliar que puede ser ondas portadoras, hilos pilotos, un canal de UHF, rayo láser, etc. El uso de un canal en particular dependerá de la longitud y de las características de la línea.

La figura 4.7 presenta de forma general el principio de la Protección.

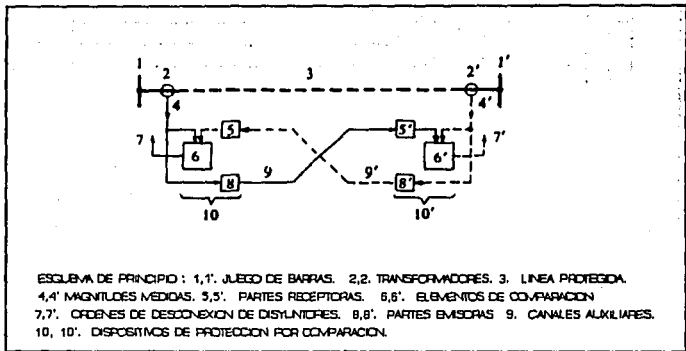


Fig. 4.7 Principio de la protección por hilo piloto.

Este tipo de protección ofrece una protección de tipo unitaria, rigurosamente limitada, que abarca sólo la parte comprendida entre los transformadores de intensidad que están en

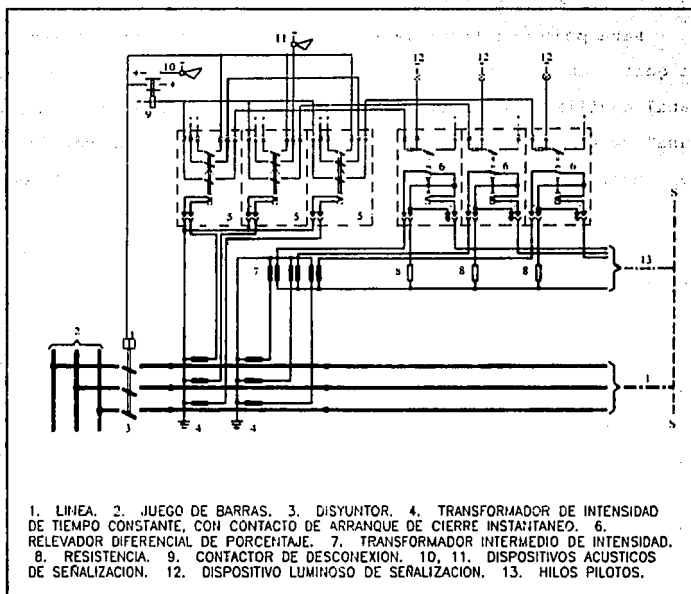


Fig. 4.8 Protección diferencial longitudinal de una línea con punto neutro a tierra.

los extremos de la línea.

4.3 CONTROL Y PROTECCION DE LAS LINEAS DEL S.T.C.

El control y protección de los equipos de 85/15 KV y 23 KV se realiza a través del Puesto de Despacho de Carga (P.D.C.), que tiene como principal objetivo la operación de los tableros de distribución de energía eléctrica que se suministra a las subestaciones de rectificación y de alumbrado y fuerza de toda la red, así como también a edificios del sistema. Además de lo anterior lleva el control y coordinación de todas las maniobras para efectuar, libranzas o energizaciones de todos los equipos instalados.

Para lograr lo anterior, los responsables de esta área cuentan con tres tableros cada uno a su vez con tres secciones que contienen :

1. El diagrama unifilar de las subestaciones.
2. Las platinas de señalización de averías.
3. Los botones de mando para la operación de los equipos.

Dos de estos tableros de control se encuentran en el quinto piso del Puesto Central de Control 1 (P.C.C. 1), uno para las líneas 1, 2 y 3 y el otro para el control de las líneas 4, 5 y 6. El tercer tablero está en P.C.C. 2 tercer piso y es para las líneas 7 a 12.

4.3.1 Tablero de control para las líneas en 23 KV

Para observar la distribución de la energía eléctrica en 23 KV, se toma como modelo el tablero para las líneas 4, 5 y 6; en el que se representan todas las subestaciones de rectificación y de alumbrado y fuerza (Fig. 4.9).

En lo relativo a alumbrado y fuerza se tiene lo siguiente. CLFC proporciona dos alimentaciones diferentes en 23 KV en cada extremo de la línea, que se representan por medio de barras en el tablero (fig. 4.9). La presencia de tensión en la cabecera se manifiesta por el encendido de la lámpara "T". Las lámparas "P", y "E" son respectivamente las acometidas preferente y emergente. También hay indicaciones para los disyuntores de mediana tensión (D.M.T.) que se encuentran en los extremos de cada cable de alumbrado y fuerza, esto es, en las cabeceras respectivas. Las lámparas "A" (verde) y "C" (roja) indican las posiciones de abierto y cerrado del D.M.T. (fig. 4.10). Las protecciones con que cuenta este cables son :

- 1° **CORTOCIRCUITO.** Esta protección opera cuando se presenta un cortocircuito entre fases de los cables monofásicos de 23 KV, que alimentan las subestaciones en línea. Esta falla provoca apertura del D.M.T.

2° CABLE A TIERRA. Esta protección opera cuando alguna de las fases de los cables de 23 KV falla a tierra, esta falla también provoca apertura del D.M.T.

En la sección de operación del tablero, se cuenta con (fig. 4.10):

1. Botón rojo : para cerrar el interruptor.
2. Botón verde : abrir el interruptor y/o confirmar apertura y cesar alarma.
3. Botón amarillo : borrar falla después de solucionada.

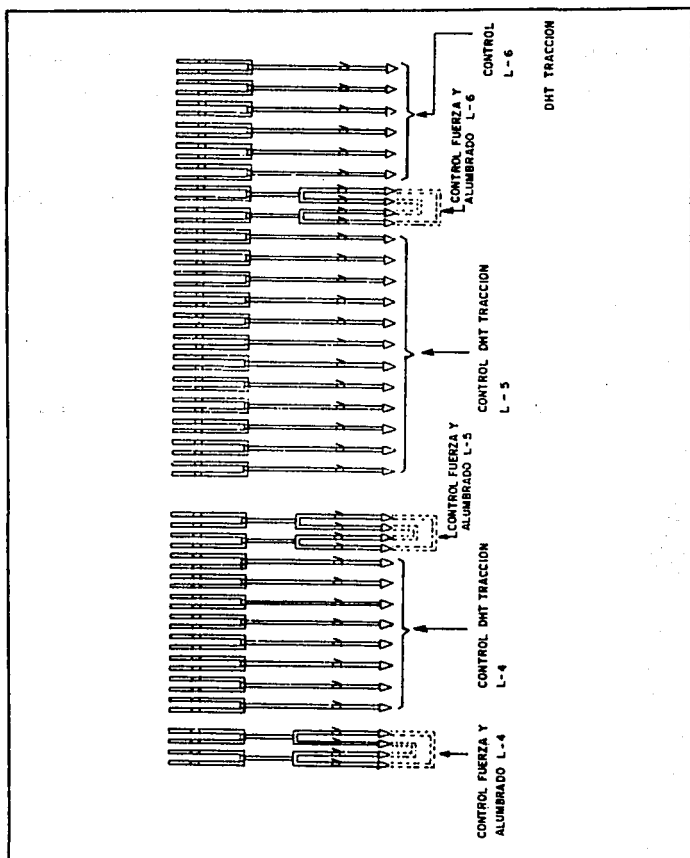


Fig. 4.9 Tablero de control y distribución de la energía eléctrica líneas 4, 5 y 6.

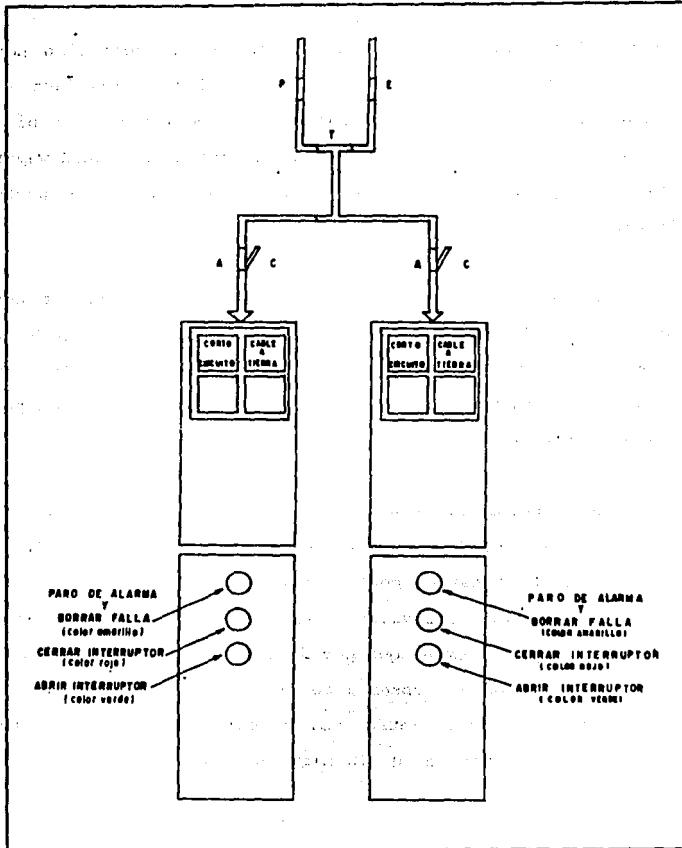
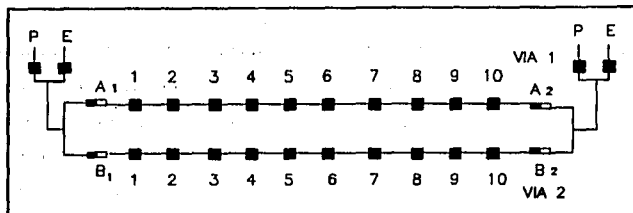


Fig. 4.10 Esquema de platina de una salida de alimentación de alumbrado en 23 KV.

Para el S.T.C., llevar acabo proyecto de protección por medio de relevadores permitirá que se realice rápidamente la localización de la sección en falla, desconectando el mínimo número de subestaciones. Este número de subestaciones será mayor cuanto más alejado se encuentre del extremo alimentador, el punto de fallo.

Los esquemas de protección por medio de relevadores con características inversas, relevadores de distancia con más de un escalón de protección o relevadores de hilo piloto son los más recomendables para llevar acabo tal propósito, principalmente por sus características de velocidad.

De realizarse el sistema de protección por relevadores, será necesario además modificar los tableros de control del P.D.C., con el fin de facilitar el control y observación de los estados de servicio de los relevadores en línea. Siendo necesario entonces un diagrama, en el que por medio de lámparas, como en el tablero actual, pueda observarse la condición en que se encuentran las secciones protegidas. Las condiciones de operación de las lámparas pueden ser de la siguiente forma.



Las lámparas P y E muestran el tipo de alimentación a la vía, encontrándose encendida, la que corresponda al circuito que se encuentre en servicio.

Las lámparas A y B corresponden a los disyuntores de los extremos de la vía, cuya condición de abierto o cerrado se observa con la lámpara que se encuentre encendida, roja y verde respectivamente.

Las lámparas 1 a 10 en cada vía representan la condición de servicio de las S.E. de cada estación si ésta se encuentra encendida.

En medio de 2 subestaciones adyacentes se encuentra una lámpara (no representada), que encenderá cuando se presente una falla eléctrica (cortocircuito) en algún tramo del alimentador, apagándose cuando se recupere el estado normal de éste.

Los módulos de relevadores recomendables que se mencionan a continuación sólo son 2 de los posibles equipos que pueden utilizarse para la protección de alimentadores y cables subterráneos, estos módulos pertenecen a la firma GEC ALSTHOM. Sus características técnicas se presentan en el apéndice C. Se incluyen además en este mismo apéndice otros tipos de relevadores de la misma firma.

DE GEC ALSTHOM

1° Relevador tipo MBCI

Alta velocidad de protección, con hilo piloto, de alimentadores.

El relevador MBCI ofrece una protección diferencial, con la comparación de las corrientes entrantes y salientes de la sección de protegida, siendo precisamente el resultado de esta comparación el que determina el funcionamiento del circuito que actúa para el aislamiento de la falla.

Para realizar la protección de una sección de alimentador, es necesario contar con dos módulos MBCI, uno en cada extremo. La

operación de los relevadores en cada extremo es simultánea, permitiendo de esta manera un rápido despeje de la falla, independientemente si la corriente proviene de uno o dos de los extremos de la línea.

2° Relevador tipo MHOR 04

Alta velocidad de protección, con hilo piloto, de alimentadores.

El relevador tipo MHO 04, de acuerdo a la firma constructora es un buen tipo de protección para alimentadores subterráneos o líneas aéreas. Su protección está basado en el sistema de circulación de corriente Merz - Price.

La mayoría de los alimentadores ordinarios pueden ser protegidos con este arreglo de relevadores, cuya característica principal es la ofrecer un esquema de protección de tipo unitario.

...the ... of ...
...the ... of ...
...the ... of ...

...the ... of ...
...the ... of ...
...the ... of ...

...the ... of ...
...the ... of ...
...the ... of ...

...the ... of ...
...the ... of ...
...the ... of ...

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El incremento que ha alcanzado la red del Metro es notable, actualmente ésta se encuentra próxima a los 180 Km; lo anterior permite resaltar 2 aspectos importantes, por un lado la importancia que tiene este sistema de transporte para la Cd. de México, y por otro, la seguridad que éste debe ofrecer a sus usuarios. Referente a este último punto se puede afirmar, que la seguridad con que cuente el sistema eléctrico del S.T.C. se verá reflejada en la seguridad que ofrece el transporte.

Para llevar acabo la protección de este sistema eléctrico, es necesario realizar los estudios y diseños apropiados que conduzcan a la selección del equipo adecuado que evite al máximo transtornos eléctricos del sistema.

Bajo estas ideas, el estudio de cortocircuito realizado

permite observar que los disyuntores en 23 KV colocados en los extremos de cada vía y en servicio actualmente, son de una capacidad mayor al valor previsto por cálculo de cortocircuito. Esta capacidad aunque mayor no presenta para el sistema, sino un margen de seguridad.

En cuanto a la tentativa de un reemplazo de este equipo, que se prevé en algún momento, tiene como base varios aspectos, en primer lugar considerar la vida útil del equipo que hoy en día está en vías, si este dato apoya la idea del reemplazo de las unidades es recomendable considerar como opción principal el reemplazo por un equipo con una mejor técnica de interrupción de corriente; recomendada en el presente caso, la interrupción en SF₆. Esta opción no sólo surge por las ventajas que resaltan de la comparación hecha con anterioridad, sino también y principalmente tomando como apoyo el estudio realizado por la firma ABB, que confirma al SF₆ y al vacío como las técnicas modernas más confiables de interrupción.

Es necesario mencionar sobre los disyuntores de corriente continua (D.U.R.), aún cuando este aspecto escapa al objetivo del trabajo, de realizar una evaluación de los nuevos dispositivos de corte, para examinar si es conveniente su introducción al sistema de tracción. Los D.U.R. que hoy están en servicio en las S.R.'s de la red, permiten un rango de calibración de 0 a 20 KA, por lo

que el análisis de cortocircuito en c.c. brinda la oportunidad de verificar la calibración de los dispositivos de sobrecorriente, de por lo menos en la zona "G" de la línea 4 del Metro.

Finalmente, en lo referente a los alimentadores de alumbrado y fuerza, es conveniente realizar un estudio más detallado de la protección por relevadores, observando las estadísticas de estudio de fallas, con especial cuidado en fallas L-T, así como un estudio económico, serán los aspectos con los que se podrá examinar la posibilidad de realizar un proyecto de este tipo.

Day

at 10:00 AM. The first part of the meeting was devoted to a review of the progress of the work done since the last meeting. It was found that the work had been carried out in accordance with the programme of work approved at the last meeting. The following items were discussed:

1. The results of the field work carried out during the last week. It was found that the results were in general in accordance with the expectations. The following items were discussed:

2. The results of the laboratory work carried out during the last week. It was found that the results were in general in accordance with the expectations. The following items were discussed:

3. The results of the theoretical work carried out during the last week. It was found that the results were in general in accordance with the expectations. The following items were discussed:

APENDICE A

Abreviaturas y siglas utilizadas

Abreviaturas y siglas utilizados

ANSI	American National Standards Institute
CEI	Comisión Electrotécnica Internacional
C.S.	Contactador de seccionamiento
C.T.P.	Contactador de tramo de protección
C.L.F.C.	Compañía de Luz y Fuerza del Centro
D.M.T.	Disyuntor de mediana tensión
D.U.R.	Disyuntor ultrarápido
E	Alimentación "Emergente"
P	Alimentación "Preferente"
P.C.C.	Puesto central de control
P.D.C.	Puesto de despacho de carga
P.R.	Puesto de rectificación
S.I.T.	Seccionador de aislamiento telemandado
S.R.	Subestación de rectificación
S.T.C.	Sistema de Transporte Colectivo
V_{ca}	Volts de corriente alterna
V_{cc}	Volts de corriente continua

A P E N D I C E B

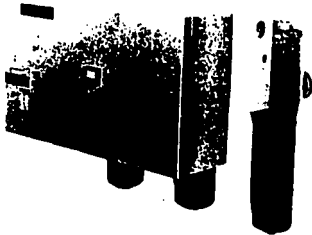
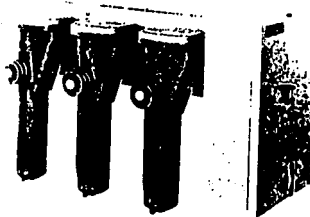
**Módulos de interruptores de potencia
de diferentes firmas**

TESIS SIN PAGINACION

COMPLETA LA INFORMACION

distribución MT
disyuntores SF6

Fluarc FB4
3,3 a 40,5 kV



el dominio de la energía eléctrica



FALLA DE ORIGEN

presentación

Los interruptores tripolares tipo FB4 están destinados a efectuar maniobras de operación para proteger las redes de distribución pública y las redes industriales de media tensión.

■ estos interruptores emplean el gas hexafluoruro de azufre (SF_6) como medio de extinción del arco eléctrico a través del principio de corte de la autocompresión. Están constituidos por 3 polos separados y un mando montado sobre una estructura soporte. Cada uno de los polos encierra todas las partes activas en una envolvente aislante. Esta envolvente está llena de gas SF_6 a la presión relativa de 1,5 bar. Es del tipo "sellado de por vida", de acuerdo a la definición de la norma IEC 56, edición 87, anexo EE.

Sus principales cualidades son:

- ningún mantenimiento de las partes activas
- durabilidad eléctrica elevada
- nivel de sobretensión muy débil
- seguridad de funcionamiento
- no le afecta el medio ambiente
- posibilidad de monitoreo permanente de la presión del interruptor (presostato opcional)
- adaptación al recinto y las maniobras de operación de bancos de condensadores.

características

Las características indicadas a continuación están definidas por las normas internacionales IEC publicaciones 56 y 694.

Frecuencia nominal: 60 Hz

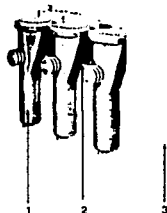
Tiempos de operación a tensión nominal:

- tiempo de apertura, entre la aplicación de la tensión sobre el dispositivo de apertura y la separación de los contactos de arco: 45 a 65 mseg
- tiempo de interrupción, entre la aplicación de la tensión en el dispositivo de apertura y la extinción final del arco: 50 a 80 mseg.
- tiempo de cierre, entre la aplicación de la tensión sobre el dispositivo de cierre y el cierre de los contactos: 60 a 90 mseg.

Ciclo de operación:

- A - 3 mn - CA - 3 mn - CA: estándar
- A - 0.3 s - CA - 15 s - CA: opcional*
- A - 0.3 s - CA - 3 mn - CA: opcional*

* sobre pedido



- 1 Polo
- 2 Estructura soporte
- 3 Mecanismo de operación

características eléctricas según IEC 56 UNE 21081, VDE 0670, BS 5311, UTE C 64100/101

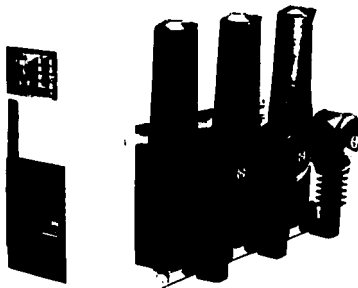
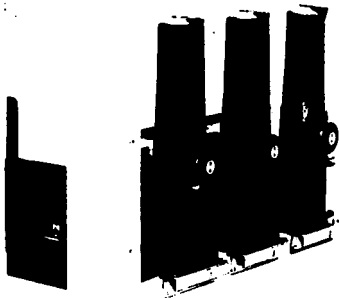
tensión (NBAl) 1 mn. nominal: kV (r.m.s.)	11,250 μ s kV crestas	50-60 Hz kV r.m.s.	capacidad interruptiva al voltaje determinado kA	corriente nominal A r.m.s. 400-630-1250 630-1250	capacidad al borne (1) kA cresta	corriente sostenida de corta duración, (3 seg) kA r.m.s.	capacidad interruptiva para bancos de capacitores a corriente nominal 630 A 1250 A
7.2	160	20	31.5	3.3 a 7.2	80	31.5	440 875
12-17.5	95	38	20	7.2 a 10	50	20	440 875
			20	11	50	20	
			20	12.3	72.5 a 66.67	29	
			20	12 a 17.5	50	20	
			20	25	72.5 a 66.67	29	
24-25.8	125	50	12.5	20 a 26.8	31	12.5	440 875
			20		50	20	
			20		62.5	25	
36-40.5	170	70	8	25.8 a 40.5	20	8	440 875
			112.5		31	12.5	
			20		50	20	
			20		62.5	25	
38	200	80	25	34.5 a 38	82.5	25	440 875

(1) La capacidad de cierre corresponde a 2.5 veces la capacidad interruptiva a tensión nominal.

FALLA DE ORIGEN

**SF6
circuit breakers**

**Fluarc SF range
1 to 36 kV**



 **MERLIN GERIN**
mastering electrical power
GRUPPO SCHNEIDER

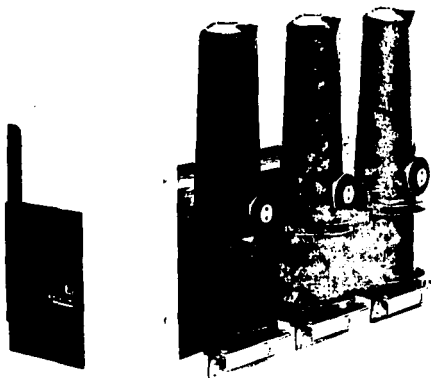
FALLA DE ORIGEN

description

description

This circuit breaker uses sulphur hexafluoride (SF₆) for insulation and breaking. It is made up of three separate

pole units and an operating mechanism on a support structure. All active parts of each pole unit are contained in an insulating enclosure filled with SF₆ at a low pressure.



APPENDICE B 179

The enclosure is of the "sealed pressure system" type according to the definition of IEC 56 (appendix EE).

The main qualities of the SF1 are:

- long life;
- no maintenance for active parts;
- high electrical endurance;
- well suited to high speed reclosing and capacitor bank switching;
- very low surge level;
- operating safety;
- insensitivity to external conditions;
- well suited to MV/LV substations.

electrical characteristics

Rated frequency: 50 - 60 Hz

Closing: 10 times at rated voltage (indicative values):

- opening time between application of voltage to the opening device and arc contact separation: 50 ms;
- breaking time between application of voltage to the opening device and final arc extinction: 65 ms;
- closing time between application of voltage to the closing device and contact closing: 70 ms.

Opening sequences (depending on performance)

- O - 3mn - CO - 3mn - CO standard sequence
- O - 0.3mn - CO - 3mn - CO high-speed sequence 1
- O - 0.3mn - CO - 15 s - CO high-speed sequence 2

standards

The characteristics presented here are as defined by the following international standards and recommendations:

- IEC publications 56 and 694.
 - Italy: CEI 17-1.
 - U.K.: BS 5311.
 - Germany: VDE 0670.
 - France: UTE volume C 64 100-101.
 - Europe: CENELEC.
- For ANSI C37-06, please consult us.

rating

rated voltage kV rms	rated insulation level impulse ⁽¹⁾		breaking capacity at rated voltage		rated continuous current A rms	making capacity ⁽²⁾ kA peak	capacitor breaking capacity for a rated current of		
	1.2/50 µs kV peak	1 mn 50-60 Hz kV rms	12.5 kA rms	12.5 kA rms			530 A	1250 A	875
12	75-95	28	12.5	400	31.5	12.5	440	875	
			16	630	40	16			
			20	1250	50	20			
			25	63	25				
17.5	95	38	12.5	400	31.5	12.5	440	875	
			16	630	40	16			
			20	1250	50	20			
			25	63	25				
24	125	50	12.5	400	31.5	12.5	440	875	
			16	630	40	16			
			20	1250	50	20			
			25	63	25				
36 ⁽³⁾	170	70	12.5	400	31.5	12.5	440	875	
			16	630	40	16			
			20	1250	50	20			
			25	63	25				

(1) The rated dielectric withstand capabilities apply only to the circuit breaker. For sensors (see phase indicators) see page 20. For insulators in cubicles, the specific characteristics are the responsibility of the panel builder.

Martin Chem-Lab provides installation recommendations on specific request.

(2) The making capacity (kA break) corresponds to 2.5 times the breaking capacity (kA) at rated voltage.

(3) For voltages up to 74 kV, the circuit breaker is equipped with built-in sensors. Above 74 kV, the sensors are converter-type current transformers and are not mounted on the poles (separate contact unit).

(4) See Adhesion label (p. 7).

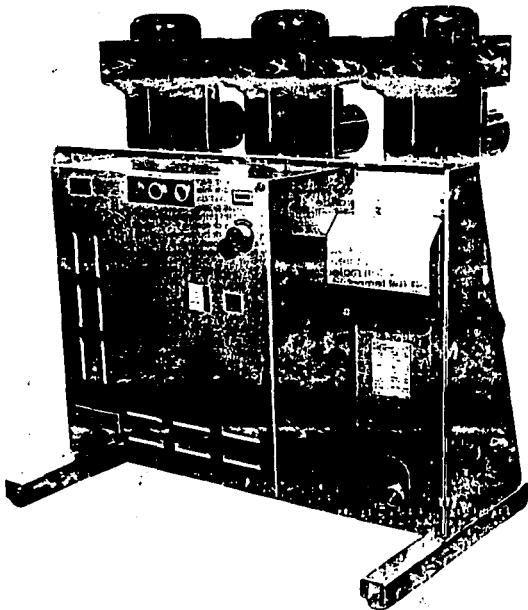
FALLA DE ORIGEN

**MAGRINI
GALILEO**
DE MEXICO S.A. DE C.V.

INTERRUPTORES PARA INTERIOR EN-GAS SF6
DE 12 A 36 KV



GL



8/06/86

MAGRINI-GALILEO DE MEXICO; S.A. DE C.V. Rousseau No. 14-8o piso Col.
Nueva Anzures Deleg. Miguel Hidalgo C.P 11590 Apartado Postal 26-394 Cód.
02860 Tel . 254-44-88 (4 líneas) Telex 17-76428 BASTME

FALLA DE ORIGEN



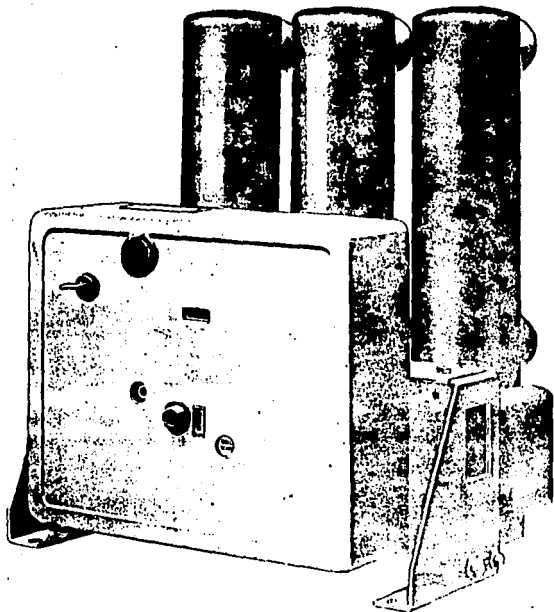
NUOVA MAGRINI GALILEO

Interruttori per interno
in SF₆
da 12 a 36 kV

Indoor
SF₆ circuit breakers
12 to 36 kV

GI

CI 228-B



FALLA DE ORIGEN



TENSION NOMINAL DE 24 KV

ANEXICO

183

Las características indicadas se entienden de acuerdo a las normas CEI-17-1 e IEC 56.

Tabla 3

Tensión nominal (50 y 60 Hz)	kV	24	24	24	
Nivel de aislamiento A frecuencia industrial	kV	50 ①	50 ①	50 ①	
A impulso (Bil)	kV	125 ②	125 ②	125 ②	
Tipo de interruptor		24 GL 25	24 GL 31	24 GL 36	
Corriente nominal 1	A	2500 3150	1250 1600 2500 3150	1250 1600 2500 3150	
Corriente de breve duración 3s.	kA	25	31,5	36	
Poder de corte simétrico	Ciclo de operación ₂ MVA	25 1040	31,5 1300	36 1500	
Poder de interrupción sobre batería de condensadores	A	1000	1000	1000	
Poder de cierre	kA cierre	63	80	90	
Mando	frontal	D/D/M	D/D/M	D/D/M	
Tiempos	Apertura *	ms	50+60	50+60	50+60
	Duración de arco	ms	15	15	15
	Interrupción	ms	65+75	65+75	65+75
	Cierre *	ms	75+85	75+85	75+85

1 Corriente nominal referida a la temperatura ambiente de 40° C de acuerdo a la norma CEI-IEC. Para temperatura ambiente diversa favor de consultar con Magrini Galileo de México.

2 Para ciclos de operación diversa favor de consultar con Magrini Galileo de México.

3 Valores prescritos de las normas CEI-IEC. Para los interruptores de un nivel de aislamiento superior favor de consultar con Magrini Galileo de México.

* A la tensión nominal.

FALLA DE ORIGEN

Caratteristiche elettriche

Electric data

APPENDICE B 187

Le caratteristiche indicate si intendono in accordo con le norme CEI 17-1 ed IEC 56

All ratings listed below are in compliance with CEI Standard 17-1 and IEC Publication 56

Tensione nominale (50 e 60 Hz) Rated voltage (50 and 60 Hz)	kV	12	12	12	12	12	
Livello di isolamento Insulating level	A frequenza industriale of power frequency	kV	28 ①	28 ①	28 ①	28 ①	28 ①
	Ad impulso (50) Impulse (50)	kV	75 ②	75 ②	75 ②	75 ②	75 ②
Tipi di interruttore Circuit breaker type		12 GI 12	12 GI 16	12 GI 20	12 GI 25	12 GI 31	
Corrente nominale Rated current ③	A	630 1250 1600	630 1250 1600	630 1250 1600	1250 1600	1250 1600	
	Corrente di breve durata per 3s Short-time current for 3s	kA	12.5	16	20	25	31.5
	Potere di interruzione simmetrico Symmetrical breaking capacity	Ciclo di operazione ④ Operating sequence ④ O-0.3s-CO-3m-CO	kA	12.5	16	20	25
Potere di interruzione su batteria di condensatori (per corrente nominale) Capacitor breaking current (with rated current)	630 A	500 A	500 A	500 A	—	—	
	1250 A	900 A	900 A	900 A	900 A	900 A	
	1600 A	1000 A	1000 A	1000 A	1000 A	1000 A	
Potere di sbalzo Staking capacity	ka cresta peak	32	40	50	63	80	
	Comando a molla Spring mechanism	Frontale front- mounted	B/BM	B/BM	B/BM	B/BM	D/DM
	Laterale side- mounted	B/BM	B/BM	B/BM	B/BM	—	
Tempi Times	Apertura* Opening*	ms	50+60	50+60	50+60	70	60
	Durata d'arco Arcing	ms	15	15	15	15	15
	Interruzione Breaking	ms	65+75	65+75	65+75	85	75
	Chiusura* Closing*	ms	50+60	50+60	50+60	50+60	50+60

① Corrente nominale riferita alla temperatura ambiente di 40°C in accordo alle norme CEI/IEC. Per temperature ambiente diverse Interpellare la Nuova Magrini Galileo

② Per cicli di operazioni diversi Interpellare la Nuova Magrini Galileo

③ Valori prescritti dalle norme CEI/IEC. Gli interruttori hanno livelli d'isolamento superiori. Interpellare la Nuova Magrini Galileo

④ Per tensione di 41.5 kV Interpellare la Nuova Magrini Galileo

* Alla tensione nominale

① The rated current applies to an ambient temperature of 40°C as called for by CEI and IEC Standards. For other ambient temperatures, contact Nuova Magrini Galileo.

② Ask Nuova Magrini Galileo for other operating sequences.

③ Values as specified by CEI/IEC Standards. These Breakers have higher insulation levels; contact Nuova Magrini Galileo.

④ For 41.5 kV rated voltage please contact Nuova Magrini Galileo.

* At rated voltage.

FALLA DE ORIGEN

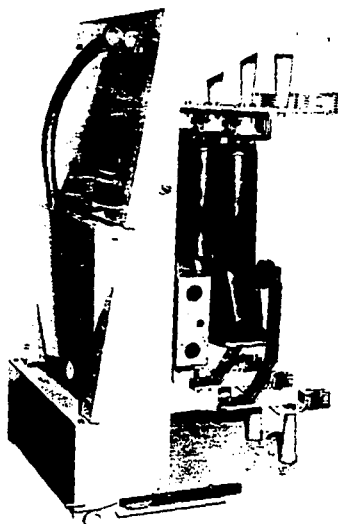
Tabela 1 - Table 1

17.5	17.5	17.5	17.5	24	24	24	24	36	36	36	36
38	38	38	38	50	50	50	50	70	70	70	70
95	95	95	95	125	125	125	125	170	170	170	170
17 Q1 12	17 Q1 16	17 Q1 20	17 Q1 25	24 Q1 12	24 Q1 16	24 Q1 20	24 Q1 25	36 Q1 12	36 Q1 16	36 Q1 20	36 Q1 25
630	630	630	1250	630	630	630	1250	630	630	1600	1250
1250	1250	1250	1600	1250	1250	1250	1600	1250	1250		1600
1600	1600	1600		1600	1600	1600					
12.5	16	20	25	12.5	16	20	25	12.5	16	16	25
12.5	16	20	25	12.5	16	20	25	12.5	16	16	25
380	490	600	760	520	660	830	1040	780	1000	1000	1560
500 A	500 A	500 A	-	500 A	500 A	500 A	-	500 A	500 A	-	-
900 A	900 A	900 A	900 A	900 A	900 A	900 A	900 A	650 A	650 A	-	650 A
1000 A	1000 A	1000 A	1000 A	1000 A	1000 A	1000 A	1000 A	-	-	650 A	650 A
32	40	50	63	32	40	50	63	32	40	40	63
B/BM	B/BM	B/BM	D/DM	B/BM	B/BM	B/BM	D/DM	B/BM	B/BM	D/DM	D/DM
B/BM	B/BM	B/BM	-	B/BM	B/BM	B/BM	-	B/BM	B/BM	-	-
50+60	50+60	50+60	50+60	50+60	50+60	50+60	50+60	50+60	50+60	50+60	70
15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
65+75	65+75	65+75	65+75	65+75	65+75	65+75	65+75	65+75	65+75	65+75	85
50+60	50+60	50+60	50+60	50+60	50+60	50+60	50+60	50+60	50+60	50+60	50+60

FALLA DE ORIGEN

belledonne 900

**mise en service
d'un chariot avec
disjoncteur
fluarc FB4**



1 948 227



département
Maintenance
Après Vente

MERLIN GERIN

FALLA DE ORIGEN

caractéristiques électriques des FB4

tension nominale kV	puissance de coupure MVA kA	courant nominal (A)	puissance de fermeture (kA crête)	Courant de court-circuit admissible 3 s (kA eff.)	puissance de coupure de court-circuit pendant un courant nominal de 400 630 1250 A
7,2					
tension électrique 20 kV eff. à 50 Hz pendant 1 mn - isolement 60 kV choc, 1,2/50µs					
kV	3,3 4,16 5 6,6 8 8,8 7,2				
MVA	180 230 270 300 330 360 390	630-1250	79	31,5	600 600
kA	21,5 31,5 31,5 31,5 31,5 31,5 31,5				
12-17,5					
tension électrique 38 kV eff. à 50 Hz pendant 1 mn - isolement 95 kV choc, 1,2/50µs					
kV	10 11 12 13,8 15 17,5				
MVA	250 250 260 300 325 360	400-630-1000	36	14,5	300 500 600
kA	14,5 13,2 12,5 12,5 12,5 12,5				
MVA	360 380 415 460 500 500	630-1250	50	20	600 600
kA	30 20 20 20 19,3 18,5				
MVA	500 500 520 500 520 600	630-1250	73	29	900 600
kA	29 28,2 25 22 20 20				
24					
tension électrique 50 kV eff. à 50 Hz pendant 1 mn - isolement 125 kV choc, 1,2/50µs					
kV	20 24 25,8				
MVA	275 330 365	400-630-1250	20	8	300 900 600
kA	8 9 9				
MVA	500 500 555	400-630-1250	36	14,5	300 500 600
kA	14,5 12,5 12,5				
MVA	690 630 690	630-1250	50	20	900 600
kA	20 20 20				

REMARQUE : Bien que les cellules B900 soient prévues pour 85 kV choc, le niveau électrique à l'ordre de choc des FB4 à 24 kV est de 125 kV

caractéristiques des DIS en Belladonne 900

DIS type	U.kV	3	3,2	5	6,6	8	7,2	Puissance de fermeture kA crête
1T2.16 MVA	90	97	150	150	150	150	150	45
kA	17,5	17,5	25,5	15,8	14,5	12		
1T2.35 MVA	150	160	250	250	250	250		
kA	29	29	29	24	24	20		75
1T2.30 MVA	200	210	300	300	300	300		
kA	38,5	38,5	34,5	32	29	24		96
1T2.35,8 MVA	200	210	320	350	350	350		
kA	38,5	38,5	37	36,5	33,5	28		96

(1) Pour les cellules équipées de DIS 1T2.30 et DIS 1T2.35,5, le remplacement par FB4 est impossible

DIS type	U.kV	8	10	11	12	18	20	23	Puissance de fermeture kA crête
10T2.26 MVA	250	250	250	250					37,5
kA	24	14,5	13	12					61,2/6 kV
10T2.40 MVA	400	400	400	400					58
kA	23	21	19						
10T2.80 MVA	500	500	500	500					73
kA	29		29						
11T2.36 MVA			250						47
kA			18,3						
23.26 MVA		166				250	250		24,5
C23.25 kA		9,6				9,6	7,2		6,5
23.25 MVA		250				250	250		37
810 kA		14,5				9,6	7,2		6,5

A P E N D I C E C

**Módulos de relevadores
de la firma GEC ALSTHOM**

Type MHOR 04

High Speed Pilot-Wire Feeder Protection

FEATURES

High-speed operation
Through fault stability greater than
50 times relay rating
Pilot circuits up to 1000 ohms and
2.5 microfarads
Four output contacts

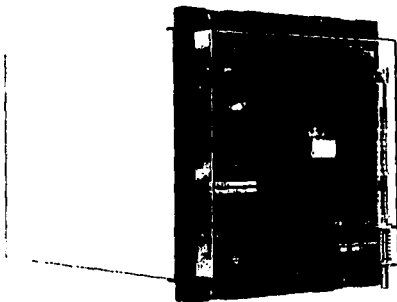


Figure 1. Type MHOR 04 relay.

APPLICATION

This is a well established type of protection for feeders. It is based on the Merz-Price circulating current system and suitable for operation over privately owned two-core pilots with a relatively

high core resistance (up to 1000 ohms loop) and low inter-core insulation level.

The majority of plain feeders can be protected using this arrangement which features a unit protection scheme with no time or current grading problems, even on ring circuits. A typical circuit diagram is shown in Figure 3.

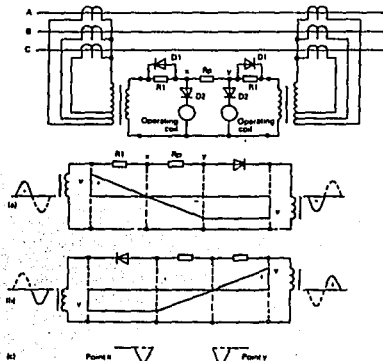


Figure 2. Behaviour of basic MHOR 04 circuit under external fault conditions when $R1 = R2$.

FALLA DE ORIGEN

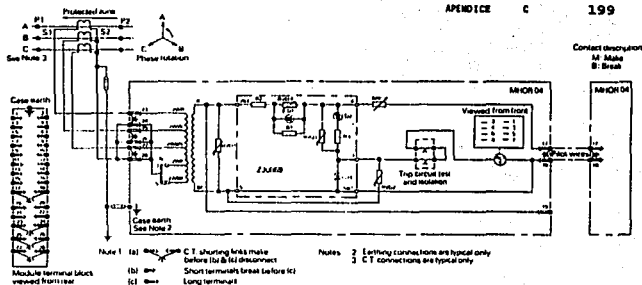


Figure 3 Typical circuit diagram for type MHOR high speed pilot wire feeder protection relay.

DESCRIPTION

The three line currents are summed to provide a single phase current for comparison over a pilot circuit. A padding resistor is provided to adjust the pilot loop resistance to a constant value of 1000 ohms thus ensuring that the settings remain close to the design value for all pilot circuits. The padding resistance is set to $\frac{1}{3}(1000 \cdot R_p)$ on each relay, where R_p is the pilot loop resistance in ohms.

The diodes in the circuit are arranged in such a way that for all external fault conditions the relay 'X' is connected at the electrical centre of the pilots on one half cycle and the relay 'Y' is connected at the electrical centre on the other half cycle. This is shown in Figure 2.

As shown in the diagram there is zero voltage developed across the relay coil for one half cycle and for the other half cycle diode D2 is reverse biased. Hence for external faults no current flows in the relay coil and the protection remains stable.

For internal faults current will flow into the relay coils on successive half-cycles. Diode D3 provides smoothing for the current in the relay coil and ensures precise operation.

A special test plug, type MMLB05 is provided with each relay as an aid to commissioning and testing.

TECHNICAL DATA

Current rating (I_n) 1, 2 or 5A
 Rated frequency 50Hz or 60Hz
 Current settings Summation ratio = 1/1/N

Type of fault	Fault settings (% I_n)		Type of fault	Fault settings (% I_n)
	N = 3	N = 6		
A-N	25	18	A-B	125
B-N	32	21	B-C	125
C-N	42	25	C-A	82
			A-B-C	72

Operation time 60ms at 3 times setting

Current transformer requirements Minimum knee point voltage of line CT's

$$V_k = \frac{50}{I_n} + I_n(R_{CT} + 2R_L) \text{ volts}$$

where I_n = rated current of relay (A)

I_n = fault current under maximum steady state through fault conditions, referred to the secondary circuit (A)

R_{CT} = resistance of line CT secondary winding (ohms)

R_L = resistance of a single lead from the line CT's to the relay (ohms)

The knee point voltage of a current transformer is expressed as the voltage, applied to the secondary winding with the primary on open circuit, which when increased by 10% causes the magnetising current to increase by 50%.

CASES

The relay is supplied in size 6 case, suitable for flush, rear flange or semi-projecting mounting. See case outline 6a page 320.

INFORMATION REQUIRED WITH ORDER

Current transformer secondary rating

Frequency rating

Case mounting: flush
 semi-projection
 rear flange

Available separately as Publication R 6042.

It is not recommended that any other burdens should be connected in the same current transformer circuit but where this is unavoidable the additional burdens should be added into the above expression for knee point voltage.

In addition to the above the secondary magnetising current of the current transformers at opposite ends of the feeder should not differ by more than 0.05 I_n at 50I_n volts.

Through fault stability

Greater than 50 times relay rating

Pilots

Any type of pilot having an insulation grade which can withstand 500 volts between cores may be used. The pilots should have a loop resistance, excluding the relay, of less than 1000 ohms and a total intercore capacitance of less than 2.5 microfarads. The pilot circuit should be capable of standing a pressure test of 5kV rms between the two cores connected together and earth.

Contact rating

Four make contacts are provided each capable of:

- make and carry for 1 second 7500V with maxima of 5A and 660V
- make and carry continuously 1250VA with maxima of 5A and 660V
- break ac 1250VA with maxima of 5A and 660V
- dc 100W (resistive)
- 50W (inductive L/R = 0.04 secs with maxima of 5A and 660V)

FALLA DE ORIGEN

Type MBCI Relay

Translay S Differential Feeder and Transformer Feeder Protection

FEATURES

MBCI Pilot wire differential protection relay

- High stability for through faults.
- High speed operation for in-zone faults.
- Simultaneous tripping of relays at each line end.
- Low current transformer requirements.
- Low unit fault settings.
- Designed for the unit protection of overhead and underground feeders.
- Suitable for pilots up to 1,000 ohms or 2,500 ohms with pilot isolation transformers.
- Four electrically separate contacts.
- Can be used as definite time overcurrent relay in the event of pilot failure.

OTHER TRANSLAY RELAYS

M RTP Supervision relay for ac pilot circuits

- Alarm and indication of pilot failure and supervision supply failure.
- Suitable for pilot circuits insulated for 5kV or 15kV with pilot isolation transformers.

MVTW Destabilising and intertripping relay

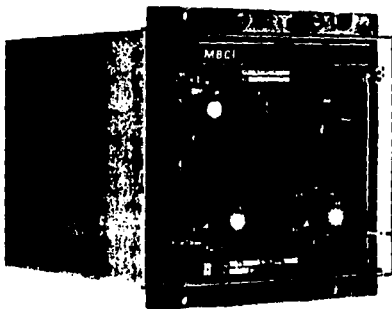
- For use with pilot wire relays.
- Destabilises the feeder protection so that tripping occurs.
- Intertripping: injects ac voltage into the pilot circuit so that tripping occurs.

MCR I instantaneous overcurrent and start/check relay

- High speed operation.
- Not slowed by dc transients.
- Wide setting range.
- Two phase and earth fault relay.

MCTH Transformer inrush current detector

- Allows MBCI to be applied to transformer feeders.
- Blocks operation of the MBCI relay during transformer inrush conditions.
- Blocking does not occur for zero, normal load, or genuine fault current.



APPLICATIONS

The Translay S differential schemes have been designed for the unit protection of overhead and underground feeders and transformer feeders.

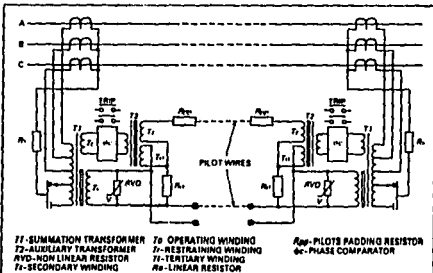
PLAIN FEEDERS

Differential protection. Differential feeder protection requires a comparison of the currents entering and leaving the protected zone. For faults occurring within the protected feeder it is desirable to trip the circuit breakers at each end to isolate the fault. Two MBCI relays are therefore required, one for

each end of the feeder. A pair of pilot wires is used to transmit information between the two relays so that each may be able to compare the current flowing at its respective end with the current at the other.

The relays at both line ends operate simultaneously, providing rapid fault clearance irrespective of whether the fault current is fed from both line ends or only one line end.

When applying this protection to overhead lines the limiting factor is generally the length of the pilot circuit; for cable feeders the limiting factors are more likely to be the level of line charging current and the method of system earthing.



TECHNICAL DATA (MBCI Relay)

For Technical Data on associated relays refer to ASSOCIATED PUBLICATIONS.

Current rating (I_a)	1A, 2A or 5A	
Frequency rating	50Hz or 60Hz	
Current withstand ratings	Duration (secs)	Differential
	Continuous	2 I _a
	3	45 I _a
	2	55 I _a
	1	80 I _a
	0.5	100 I _a

Table 2

Current circuit burden	Refer to Figure 10		
Auxiliary supply		Current drain (mA)	
Rated voltage (V_J)	Operative range (V)	Quiescent	Operated
30/34	24-37.5	15	175
48/54	37.5-72	15	175
110/125	87.5-150	15	90

Table 3

Contact ratings	7500VA subject to maxima of 30A and 300V ac or dc
Make and carry for 0.2s	5A ac or dc
Carry continuously	ac-1250VA
Break	dc-50W resistive 25W inductive L/R = 0.045s
	subject to maxima of 5A and 300V

Indication

A non-volatile led trip indicator is used. If the auxiliary supply is lost the led will return to its previous state when supply is restored.

Pilots

Pilot isolation

Pilot isolation transformers are required when only longitudinally induced voltage in the pilot circuit is likely to exceed 5kV: in effect this means when protecting feeders operating at voltages in excess of 33kV, unless these are short in length. The use of pilot isolation transformers also extends the acceptable range of pilots. This is achieved by the matching ratios available as shown in the Table 4.

Pilots

K_M	0.8	1.0	1.2	1.5	2.5	Matching ratio
Loop resistance	800	1000	1200	1500	2500	ohms
Capacitance	6.25	5	4.2	3.3	2	microfarads

Terminals	P1-P6	P1-P5	P1-P4	P1-P3	P1-P2
-----------	-------	-------	-------	-------	-------

Table 4

Where $K_M = (\text{turns ratio})^2$ for respective tap of pilot isolation transformers.

When pilot isolation transformers are not used $K_M = 1$.

The optimum value for K_M is the nearest value R_p in Table 4, where R_p is the measured pilot loop resistance.

There are two types of pilot isolation transformers: ZC0244-002 for schemes without pilot supervision; HN0058-001 for schemes with pilot supervision. The latter includes the injection filter for the pilot supervision circuit.

The pilot padding resistor (R_{p2}) at each end

should be set to: $\frac{1}{2} \left[1000 - \frac{R_p}{K_M} \right]$

Pilot voltage

The voltage applied across the pilots varies with fault current as shown in Figure 11. For normal through load conditions the peak pilot voltage will be in the order of 50V rising to a maximum of: $\left. \begin{array}{l} 200V \text{ for MBCI 01} \\ 80V \text{ for MBCI 02} \end{array} \right\}$ under fault conditions.

When pilot isolation transformers are used this value of voltage is multiplied by $\sqrt{K_M}$.

Note: Types MBCI 01 and 02 are not compatible. Relays should be of the same type at either end.

Pilot current

The pilot current is typically 30mA for normal through load conditions and rises to a maximum of 300mA under through fault conditions.

Line charging current

In applications pertaining to cables, with or without in zone shunt reactors, and overhead lines, it is necessary for the most sensitive fault setting to be increased to:

- 1.1 times the steady state line charging current for solidly earthed systems
- 3.2 times the steady state line charging current for resistance earthed systems
- 1.9 times the steady state line charging current for resistance earthed systems with one relay per phase.

In all cases, allowance should be made for some system overvoltage. This requirement ensures stability during external ground faults which will cause the three phase capacitance currents to be unequal, resulting in an increased output from the summation transformer.

FALLA DE ORIGEN

Type MCGG 22, 42, 52, 63, 62, 63 & 82

Overcurrent Relay for Phase and Earth Faults

FEATURES

- Choice of 4 inverse time curves and 3 definite time ranges by switched selection.
- Wide setting range of $0.05 \times I_L$ to $2.4 \times I_L$ in steps of $0.05 \times I_L$.
- Time multiplier range 0.05 to 1 on all seven characteristics.
- Separate LED indicators provided on each measuring board to show time delayed and instantaneous operations.
- LED start indicators provided to facilitate testing.
- Separate output contacts provided for time delayed phase fault, instantaneous phase fault, time delayed earth fault and instantaneous earth fault operations.
- Low ac burden.
- Suitable for use with separate directional relay.
- Accurately follows time curves to BS142 and IEC255.
- High resetting ratio.
- Fast resetting time.
- Positive, calibrated settings by means of switches.
- Internal dc auxiliary power supply operating over a wide input range.
- Separate test mode with trip test feature.
- Indication of power to the measuring board.
- Non-volatile memory for time delayed and instantaneous LED indicators.

MODELS AVAILABLE

- MCGG22 Single phase overcurrent with instantaneous element.
 - MCGG42 Two phase overcurrent with instantaneous elements.
 - MCGG52 Two phase overcurrent plus earth fault with instantaneous elements.
 - MCGG53 Two phase overcurrent (with polyphase measurement) plus earth fault with instantaneous elements.
 - MCGG62 Three phase overcurrent with instantaneous elements.
 - MCGG63 Three phase overcurrent (with polyphase measurement), with instantaneous elements.
 - MCGG82 Three phase overcurrent plus earth fault with instantaneous elements.
- Associated Publications:
MIDOS SYSTEM R-6001
DIRECTIONAL RELAY R-6003

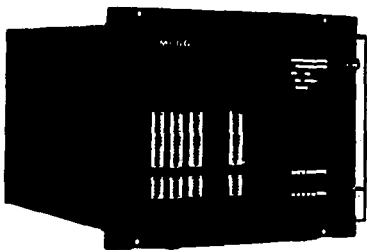


Figure 1: Relay type MCGG82.

Model	3 Phase Overcurrent		2 Phase Overcurrent		Single Phase or earth/fault		Measuring Boards	Case Size
	I	Inst	I	Inst	I	Inst		
MCGG22					•	•	1	4
MCGG42			•	•	•	•	2	6
MCGG52			•	•	•	•	3	8
MCGG63			•	•	•	•	2	6
MCGG62	•	•			•	•	1	4
MCGG82	•	•			•	•	4	8

APPLICATION

The relay can be used in applications where time graded overcurrent and earth fault protection is required. The relay can be used to provide selective protection for overhead and underground distribution feeders. Other applications include back-up protection for transformers, generators and N.V. feeder circuits and the protection of neutral earthing resistors.

With all the current/time characteristics available on one relay, a standard relay can be ordered before detailed co-ordination studies are carried out - a distinct advantage for complex systems. Also, changes in system configuration can be readily accommodated.

An instantaneous element with low transient overreach is incorporated within each phase or earth fault measuring board. This can be easily disabled in applications where it is not required.

DESCRIPTION

This range of MCGG relays is designed so that versions are available with separate measuring boards for each phase or earth fault input; alternatively, phase inputs may be combined on to one board for polyphase measurement (see table). These boards, together with the other circuits of the relay, are contained in a single plug-in module which is supplied in a size 4, 6 or 8 MIDOS case. The case incorporates one or two terminal blocks for external connections. Removal of the module automatically short circuits the current transformer connections by means of safety contacts within the case terminal block. For added security, when the module is removed, the CT circuits are short circuited before the connections to the output contacts and the dc supply are broken. The relay uses solid state techniques, each measuring board utilising a micro-computer as a basic circuit element.

Separate setting switches for each measuring board are provided on the relay frontplate. These are used to select the required time/current characteristic, current and time multiplier settings.

Selection of time characteristics
The current/time characteristic selection is carried out by means of three switches (identified by Δ symbol on the nameplate).

Table 1 gives the basic operating characteristics and the settings of the switches.

Time multiplier setting

The time given by each of the operating characteristics must be multiplied by the time multiplier to give the actual operating time of the relay. This control is marked $\Sigma = \Sigma$, where Σ is the sum of all the switch positions.

The range of multiplication is from 0.06 x to 1.0 x in steps of 0.025.

This acts as a conventional time multiplier on the current dependent characteristics and gives the following time ranges for the definite time characteristics.

Operating Characteristic Sec	Time Range Sec
2	0.1 to 2.0 in 0.05s steps
4	0.2 to 4.0 in 0.1s steps
8	0.4 to 8.0 in 0.2s steps

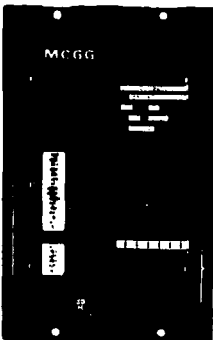


Figure 9: Type MCGG22 nameplate.

Ratings

AC Current (I _n)	1A or 5A
Frequency	50/60Hz
DC Supply (V _n)	24/54V, 48/125V or 110/250V

**Burdens
AC Burden**

Less than 0.25 VA for 1A relays and less than 0.5VA for 5A relays, at unity power factor and at rated current on any setting. The impedance of the relays over the whole of the setting range (5% to 240% rated current) is less than 0.25 ohms for 1A relays and less than 0.02 ohms for 5A relays and is independent of current.

DC Burden

Relay rating	Relay type			
	MCGG 22, 63	MCGG 42, 53	MCGG 82, 62	MCGG 87
24/54	1.5W	2.5W	3.0W	4.0W
48/125	2.0W	3.0W	3.5W	4.5W
110/250	2.5W	3.5W	4.0W	5.0W

The figures above are maxima under quiescent conditions. With output elements operated they are increased by up to 2.5W per element.

Current transformer requirements

Relay and CT Secondary rating (A)	Nominal output (VA)	Accuracy class	Accuracy limit current (X rated current)	Limiting lead resistance — one way (ohm)
1	2.5	10P	20	1
5	7.5	10P	20	0.15

NOTE: 1. For 5A applications with longer leads, the CT rating can be increased to steps of 2.5VA where each step of 2.5VA is equivalent to additional 0.01 ohm lead resistance.

2. For applications with three overcurrent relays for both phase and earth fault protection (without a separate earth fault unit), the limiting lead resistance values given above cover both up and return leads.

Setting ranges

Time delayed settings (I_n), phase/earth fault measuring range: 5% to 240% of I_n in 5% steps.

Operating time

Time delayed element
Operating characteristics selectable to give:

Shown in Figure 10

Standard inverse IDMT
Very inverse IDMT
Extremely inverse IDMT
Long time earth fault IDMT
Definite time 2s, 4s, 8s

Time multiplier setting:

0.05 to 1.0 in 0.025 steps (applicable to all time characteristics)

Instantaneous elements:

Shown in Figure 11

For settings of 5 x I_n, and above:
< 35ms at 2 x instantaneous setting

FALLA DE ORIGEN

Current setting -**Time delayed element**

The current setting control is marked $I_s = \Sigma \times I_n$, where I_n is the current setting in amps, Σ is the sum of all the switch positions and I_n is the relay rated current in amps.

Each measuring board provides a setting range of $0.05 \times I_n$ to $2.4 \times I_n$ in steps of $0.05 \times I_n$.

Instantaneous element

The setting control of the instantaneous element is marked $I_{inst} = \Sigma \times I_n$, where Σ is the sum of the switch positions and I_n is the time delayed element setting.

When all switches are set to the left (at zero), or when the lowest switch is set to infinity regardless of the positions of the other five switches, the instantaneous feature is rendered inoperable. The range of adjustment of finite settings is from $1 \times$ to $31 \times$ in unity steps.

Trip test

Current measurement is inhibited by setting the curve selection switches to (1). This causes all three LED's to flash one per second. If the reset push button is then pressed for approximately six seconds, both output relays associated with that measuring board will operate.

Power supply healthy test

If, whilst the relay is in service, the reset button is pressed, all the LED's are illuminated, indicating that there is power to the measuring boards. The LED's are reset on releasing the push button. During this test, normal current measurement is not inhibited.

Accuracy - reference conditions**Current setting (I_s)**

Reference range: 0.05I, to 2.4I, for MCGG22, 42, 62, 62, 82 and E/F element of MCGG 63.
0.2I_n to 2.4I_n for phase fault elements of MCGG53 and 63.

Input current

Time characteristic Reference range

Standard Inverse
Very Inverse $2 \times I_n$ to $31 \times I_n$
Long time Inverse

Extremely Inverse $2 \times I_n$ to $20 \times I_n$

Definite time $1.3 \times I_n$ to $31 \times I_n$

Ambient temperature

20°C

Frequency

50Hz or 60Hz

Time multiplier setting

1 x

DC auxiliary voltage

Reference ranges: 24V to 54V
48V to 125V
110V to 250V

Accuracy - influencing quantities**Time multiplier**

On settings 0.05 to 1.0:
 $\pm 2\%$ or 30ms whichever is the greater
Operative range: -25°C to $+55^\circ\text{C}$

Ambient temperature

Variations over this range:
Setting current: $\pm 5\%$

Time characteristic Time variation

Standard Inverse
Very Inverse
Long time Inverse $\pm 5\%$

Extremely Inverse $\pm 7.5\%$

Definite time $\pm 3\%$

Frequency

Setting current: $\pm 1\%$ over the range 47-62Hz

Operating time: $\pm 2\%$ or 30ms, whichever is the greater, over the range 47-62Hz or 57-62Hz.

DC auxiliary voltage

V_{dc} (V) Operative Range (V)

24/54 19-60

48/125 37.5-150

110/250 87.5-300

Variations over these ranges:

Setting current: $\pm 1\%$

Operating time: $\pm 2\%$ or 30ms whichever is greater

Accuracy - general**Current setting**

Time delayed element: $1.0 \times I_n$ to $1.1 \times I_n$,
Instantaneous elements:
for $I_{inst} = 1 \times I_n$; $1.0 \times I_{inst}$ to $1.1 \times I_{inst}$
All other settings: $I_{inst} \pm 5\%$

Operating time**Time characteristic Accuracy**

Standard Inverse
Very Inverse
Long time Inverse $\pm 5\%$

Extremely Inverse $\pm 7.5\%$ or 30ms
whichever is the greater

Definite time $\pm 3\%$

Repeatability

(within basic accuracy claim)

Pick-up current:
Operating time: better than $\pm 1\%$
better than $\pm 2\%$ or 30ms
whichever is the greater

FALLA DE ORIGEN

B I B L I O G R A F I A

AGUET Michael y Jean - Jacques Morf, ENERGIA ELECTRICA, México, Limusa, 1^{ra}. edición en español, 1988, 389 pp.

ENRIQUEZ Harper Gilberto, ELEMENTOS DE DISEÑO DE SUBESTACIONES ELECTRICAS, México, Limusa, 3^{ra}. Reimpresión, 1988, 597 pp.

ENRIQUEZ Harper Gilberto, FUNDAMENTOS DE PROTECCION DE SISTEMAS ELECTRICOS POR RELEVADORES, México, Limusa, 2^{da}. Reimpresión, 1987, 534 pp.

LAZAR Irwin, ANALISIS Y DISEÑO DE SISTEMAS ELECTRICOS PARA PLANTAS INDUSTRIALES, México, Limusa, 1^{ra} reimpresión, 1990, 210 pp.

MARTIN José Raúl, DISEÑO DE SUBESTACIONES ELECTRICAS, México, Mc Graw - Hill, 1^{ra} edición español, 1992, 510 pp.

MEÑEZ Moreno Juan, SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA I (APUNTES), ENEP ARAGON.

RAMIREZ Vázquez José, ESTACIONES DE TRANSFORMACION Y DISTRIBUCION (PROTECCION DE SISTEMAS ELECTRICOS), Biblioteca CEAC de electricidad, Barcelona(España), 8^{va}. edición, 1991.

RAVINDRANATH B. y M. Chander, PROTECCION DE SISTEMAS DE POTENCIA E INTERRUPTORES, México, Limusa, 1^{era}. edición, 1980, 505 pp.

STEVENSON William D., ANALISIS DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA, México, Mc Graw - Hill, edición, 1988, 383 pp.

VIQUEIRA Landa Jacinto, REDES ELECTRICAS, V.II, México, Representaciones y Servicios de Ingeniería, edición, 1987, 452 pp.

Documentos editados por el S.T.C.

Subdirección de operación, DOCUMENTO TECNICO No. 10 (DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA), México 1985,189 pp.

Subdirección de operación, DOCUMENTO TECNICO No. 11 (DESCRIPCION DE DIAGRAMAS DEL MATERIAL MP-68 Y NM-73A), México 1985, 87 pp.

Subdirección de operación, DOCUMENTO TECNICO No. 17 (COMPENDIO DE DATOS TECNICOS RELEVANTES DEL METRO), México 1985, 131 pp.

ACEVES Miguel A. y R. Daniel vázquez Cruz, RECEPCION Y DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA Y MEDIANA TENSION, México 1987, 53 pp.

Articulos

BRAWN Dieyer, Werner Heilmann y Andreas Plessi, "Criterios de aplicación para interruptores automáticos de SF₆ y de vacío", ABB, 4/89, pp. 25 - 33.

GENERAL ELECTRIC, "D-C System short-circuit current calculation", Industrial Power Systems Data Book, 1956. pp. 2 - 8 .

IEEE, "Recomended practice for protection and coordination of industrial and comercial power systems", sept. 1986, pp. 323-356.

Folletos**DE FEDERAL PACIFIC**

1. **Interruptor de potencia media**
FLUARC FB4
En gabinete
Hasta nominal del sistema : 34.5 KV
2. **Interruptor de media tensión**
FLUARC SF
Rango de 1 a 36 KV

DE NUOVA MAGRINI GALILEO

1. **Interruptor para interior en SF₆**
de 12 a 36 KV
2. **Interruptor para interior en SF₆**
de 12 a 36 KV

DE MERLIN GERIN**1. Belledonne 900****Interruptor en SF₆****FLUARC FB4**