

9
2e.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
CUAUTITLAN

"ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO PARA LA PUESTA
EN SERVICIO DE UN RESTAURADOR CON CONTROL
A BASE DE MICROPROCESADORES EN UNA
RED AEREA DE DISTRIBUCION"

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

P R E S E N T A :

SERGIO BARAJAS REYES

ASESOR: ING. OSCAR CERVANTES TORRES

264749



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLAN
UNIDAD DE LA ADMINISTRACION ESCOLAR
DEPARTAMENTO DE EXAMENES PROFESIONALES



ASUNTO: VOTOS APROBATORIOS

DR. JUAN ANTONIO MONTARAZ CRESPO
DIRECTOR DE LA FES CUAUTITLAN
PRESENTE

ATN: Q. Ma. del Carmen García Mijares
Jefe del Departamento de Exámenes
Profesionales de la FES Cuautitlán

Con base en el art. 28 del Reglamento General de Exámenes, nos permitimos comunicar a usted que revisamos la TESIS:

"Estudio de corto circuito para la puesta en servicio
de un restaurador con control a base de microprocesadores
en una red aérea de distribución"

que presenta al pasante: Sergio Barajas Reyes
con número de cuenta: 3937507-3 para obtener el TITULO de
Ingeniero Mecánico Electricista

Considerando que dicha tesis reúne los requisitos necesarios para ser discutida en el EXAMEN PROFESIONAL correspondiente, otorgamos nuestro VOTO APROBATORIO

ATENTAMENTE.

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

Cuautitlán Izcalli, Edo. de Méx., a 16 de Junio de 199 3

PRESIDENTE Ing. Casildo Rodríguez Arciniega *CR*
VOCAL Ing. Jaime Rodríguez Martínez *JRM*
SECRETARIO Ing. Oscar Cervantes Torres *OCT*
PRIMER SUPLENTE Ing. Ramón Osorio Salas *ROS*
SEGUNDO SUPLENTE Ing. María Elena Cruz *MEC*

A mis padres:

J.Socorro y J.Jesús, con profundo cariño y agradecimiento por todo el apoyo recibido a lo largo de todos mis estudios.

A mis hermanos:

Mario y Enid, por su cariño y convivencia diaria.

A Nuestra Alma Mater, la Universidad Nacional Autónoma de México, en especial a la Facultad de Estudios Superiores Cuautitlán.

A todos mis profesores, en especial al Ing. Oscar Cervantes Torres por su asesoría y consejos.

A toda mi familia y grandes amigos

Con profundo agradecimiento a los ingenieros de Líneas Aéreas del Sector Sur de Luz y Fuerza del Centro, en especial al Ing. Edmundo Carmona Rangel e Ing. Guillermo Morales Mosco, por toda la colaboración en la realización de la tesis.

A mis compañeros de generación, por todos los momentos vividos a lo largo de la carrera

A la memoria de mi amigo Jorge Nagore del Moral.

INDICE

“ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO PARA LA PUESTA EN SERVICIO DE UN RESTAURADOR CON CONTROL A BASE DE MICROPROCESADORES EN UNA RED AEREA DE DISTRIBUCION”.

	Pág
<i>INTRODUCCION</i>	4
 <i>CAPITULO 1: CONSIDERACIONES GENERALES DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION.</i>	
1.1 Introducción.....	9
1 2 Consideraciones generales de las redes de distribución.....	11
1.2 1 Red en conexión radial.....	13
1.2 2 Red en conexión en anillo.....	15
1.2 3 Red en conexión de mallas.....	16
1 3 Elementos que componen las redes de distribución.....	17
1 4 Alimentadores	24
1.4.1 Alimentadores conflictivos del Departamento de Líneas Aéreas del Sector Sur ..	25
 <i>CAPITULO 2: IMPORTANCIA DEL CONOCIMIENTO DEL CORTO CIRCUITO Y LAS CAUSAS DE FALLA</i>	
2 1 Simetría y asimetría de la corriente de corto circuito.....	28
2.1.2 Método de las componentes simétricas	29
2 2 Niveles de corto circuito de las subestaciones de Potencia de Luz y Fuerza ..	34
2 3 Utilidad del cálculo de las corrientes de falla	37
2 4 Tipos de falla a calcular y sus efectos	39
2 5 Corriente mínima de falla e impedancia de falla	43

2.6	Clasificación de los defectos en los sistemas de distribución, transmisión y telecomunicaciones	45
2.7	Importancia del registro de las fallas en los alimentadores mediante un banco de información.....	47
2.8	Carpetas de mantenimiento de los alimentadores de distribución.....	52
2.8.1	Carpeta de mantenimiento del alimentador COY-22	55

CAPITULO 3: PROGRAMACION DE RESTAURADORES CON CONTROL A BASE DE MICROPROCESADORES.

3.1	Generalidades.....	64
3.2	Seguridad del control	64
3.3	Códigos de acceso y parámetros.	67
3.4	Descripciones de los códigos de acceso más importantes	74
3.5	Puesta en servicio.....	102

CAPITULO 4: REDES DE SECUENCIA

4.1	Impedancia de la fuente.....	110
4.2	Impedancia de los transformadores	114
4.3	Líneas aéreas	115
4.3.1	Impedancia de secuencia positiva y negativa.	118
4.3.2	Impedancia de secuencia cero	120
4.4	Cables aislados	124
4.5	Ejemplo de cálculo	125

CAPITULO 5: METODO DE CALCULO EN EL ALIMENTADOR COY-22

5.1	Generalidades.....	128
5.2	Diagrama unifilar simplificado del alimentador.....	129
5.2.1	Preparación del diagrama de impedancias.....	130
5.2.2	Asignación de cada impedancia de su valor referido a una potencia.....	131
5.2.3	Determinación de la impedancia equivalente del sistema.....	134
5.3	Cálculo de las diferentes corrientes de falla.....	134
5.3.1	Fallas trifásicas.....	136
5.3.2	Fallas de fase a tierra.....	136
5.4	Cálculo aplicado al alimentador Coy-22 contra falla franca.....	137
5.5	Cálculo aplicado al alimentador Coy-22 considerando una falla a tierra a través de una resistencia.....	150

CAPITULO 6: ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN EL ALIMENTADOR COY-22

6.1	Introducción ..	153
6.2	Criterios de coordinación de protecciones y aspectos importantes ..	157
6.2.1	Coordinación de protecciones restaurador-restaurador ..	161
6.2.2	Coordinación de protecciones relevador-restaurador.....	168
6.3	Estudio de coordinación de protecciones en el alimentador Coy-22.....	170
6.3.1	Consideraciones para graficar las curvas del relevador.....	171
6.3.2	Consideraciones para graficar las curvas del restaurador.....	175
6.4	Presentación de las gráficas tiempo-corriente ..	182
6.5	Diagrama final del alimentador.....	182

<i>CONCLUSIONES</i>	186
---------------------	-----

<i>BIBLIOGRAFIA</i>	192
---------------------	-----

INTRODUCCION.

En cualquier tipo de carga a la que se suministra energía eléctrica es necesario mantener la continuidad en el servicio hasta el máximo posible debido a la importancia que tiene en la vida moderna el uso de la energía eléctrica, en particular existen áreas de consumo en donde la continuidad del servicio es indispensable, tal es el caso de centros hospitalarios, servicios públicos de transporte eléctrico, zonas industriales, etc.

Para satisfacer esta condición, es necesario que se tomen en consideración algunos elementos para el diseño, tal es el caso de una protección adecuada que opere en forma rápida y permita eliminar con rapidez cualquier elemento que sufra una falla o contingencia, contar con medios de restablecimiento de servicio en forma rápida reduciendo al mínimo los tiempos de interrupción, disponer de circuitos de alimentación de emergencia, escoger un buen arreglo de las redes (topología) y desde luego disponer en el sistema de suficiente reserva de generación (reserva rodante) para poder hacer frente a posibles salidas de servicio por indisponibilidad en la generación

Los aspectos anteriores están relacionados estrechamente con los arreglos de los elementos en las subestaciones eléctricas en donde es necesario cumplir también con un alto índice de seguridad en el suministro de energía eléctrica, y todo está estrechamente relacionado con el criterio general establecido para la confiabilidad y calidad del suministro en la energía eléctrica que debe de ser congruente desde la generación hasta la distribución en un sistema eléctrico.

En cualquiera de las áreas de utilización de la energía eléctrica los aparatos y máquinas están diseñados para operar a una tensión y frecuencia determinadas, en donde su funcionamiento es correcto un tanto que estas cantidades no varíen en forma considerable, por lo que se fijan en cada caso límites de variación, para el caso del voltaje se tiene lo que se conoce como regulación de voltaje, que es una cantidad que se expresa en porcentaje con respecto a la tensión nominal de operación de los aparatos de consumo

Para dar una idea de la importancia que tiene la regulación de voltaje en las redes de distribución y en las propias instalaciones eléctricas de los usuarios se tienen por ejemplo algunos efectos que se producen en algunos elementos de consumo por variaciones en la tensión, como la reducción del flujo luminoso en las lámparas incandescentes, calentamiento excesivo de las balastras en lámparas fluorescentes que disminuye su vida útil, disminución y mal operación de aparatos de calefacción eléctrica y equipos electrónicos, reducción considerable del par de arranque en motores eléctricos cuando la tensión de alimentación es baja, etc

De lo anterior expuesto en forma muy general se puede observar la importancia que juega la regulación de voltaje en los sistemas eléctricos y en particular en las redes de distribución, por lo que resulta conveniente tomar en cuenta este parámetro para cualquier tipo de estudio

Otro aspecto importante es la frecuencia, la cual se controla directamente en las plantas generadoras de los sistemas eléctricos y por lo general se especifica como una cierta tolerancia arriba y debajo de la frecuencia nominal del sistema (en México es de 60 Hertz) no existiendo normas internacionales que indiquen cuales son los límites superior e inferior de variación en la frecuencia, debido en parte también a que a nivel mundial se emplean distintas frecuencias de operación, siendo las más comunes 50 y 60 Hz , dándose en algunos casos recomendaciones de sólo $\pm 1\%$ de la frecuencia nominal dependiendo esto de las características de los aparatos de utilización y del funcionamiento del sistema.

Es evidente que las cargas resistivas no son afectadas por las variaciones de frecuencia, estas sólo afectan a los aparatos o máquinas que tienen reactancias inductivas o capacitivas, como es el caso de los motores eléctricos y los bancos de capacitores, todo esto resulta conveniente tomarlo en cuenta según el arreglo de la red aérea de distribución. Así pues, para el *"estudio de corto circuito para la puesta en servicio de un restaurador con control a base de microprocesadores en una red aérea de distribución"* se toman en cuenta los aspectos anteriores para garantizar esa continuidad y calidad en el

servicio de la energía eléctrica, tratando de disminuir costos y pérdidas eléctricas a lo largo del alimentador de nuestra red de distribución.

Dentro de los actuales sistemas de distribución que se operan en el Distrito Federal surge la necesidad de mantener una buena calidad y continuidad en el servicio para los usuarios de este. Como se sabe el servicio puede verse afectado por muchos factores, no todos se pueden prevenir, por lo que hay que adoptar medidas que nos lleven a que se vea afectado por un menor tiempo el servicio en una determinada zona.

El presente estudio pretende contrarrestar esos factores en los alimentadores más conflictivos, o sea, en las zonas en donde suelen ocurrir interrupciones en el servicio.

Una vez evaluado el comportamiento de un alimentador podemos poner en marcha programas de mantenimiento preventivo y/o correctivo que nos garanticen el buen funcionamiento del sistema eléctrico del cual se realiza el estudio.

Uno de los problemas principales que se presentan en el diseño de los sistemas de distribución, es el de seleccionar y calibrar las protecciones de tal manera que durante condiciones de falla, el elemento dañado quede aislado eléctricamente del resto del sistema con un mínimo de servicios interrumpidos

Las fallas pueden ser producidas por: descargas atmosféricas, contacto entre conductores rotos, ramas de árboles que tocan los conductores, defectos en los equipos, impacto violento de vehículos automotores en postes, vandalismo, objetos extraños que hacen contacto a tierra, etc

El conocimiento de la magnitud de la corriente de corto circuito, en distintos puntos de un alimentador de distribución nos permite seleccionar la capacidad interruptiva de los elementos de protección, así como seleccionarlos adecuadamente para lograr una

buena coordinación entre los elementos del sistema y poder brindar esa calidad y continuidad en el servicio.

A lo que se quiere llegar con este estudio de corto circuito es evaluar de una manera real uno de los muchos casos que se presentan dentro de Luz y Fuerza del Centro de acuerdo a un programa de abatimiento del "TIU" (tiempo de interrupción por usuario), para la implementación de restauradores con control a base de microprocesadores (Forma 4C) marca Cooper, que es lo nuevo con lo que se cuenta en cuanto a equipos de protección para contrarrestar los efectos de falla que se presenten

En la actualidad se tiene un gran margen de diferencia entre los países desarrollados y el nuestro en lo que respecta al "TIU", esto es debido a la diferente tecnología aplicada a los sistemas de distribución empleada en los diferentes países; en México se habla de un TIU de 270 minutos anuales.

Todo alimentador aéreo de distribución está expuesto a fallas ocasionados por factores que se mencionaron anteriormente. Esto justifica la utilización de dispositivos de seccionamiento y protección, para limitar el efecto de una falla permanente, a una mínima porción del alimentador.

Los dispositivos con los que se cuenta son cuchillas o interruptores en aire (Alduty), ambos de operación manual, y se cuenta también con seccionadores y restauradores de operación automática; ambos equipados con dispositivos de sensado equivalentes a los transformadores de instrumento (TC's y TP's), y en el caso de los restauradores con un medio con capacidad interruptiva suficiente para aislar fallas por corto circuito, mismo que con la debida coordinación (magnitud de corriente- tiempo) con el equipo de protección de respaldo (interruptores), permite mejorar las condiciones de continuidad de servicio en el alimentador donde este instalado.

El restaurador con control a base de microprocesadores que se propone es un dispositivo diseñado para interrumpir corrientes de falla, que tiene la característica de

discriminar las fallas de tipo permanente de las instantáneas a través de aperturas y recierres sucesivos de manera automática, bajo una secuencia predeterminada, sin que participe el interruptor del alimentador localizado en la subestación como equipo de respaldo. Este dispositivo nos presenta una amplia gama de trabajo y de múltiples ventajas sobre los restauradores que se han venido utilizando en la red aérea de distribución que atiende Luz y Fuerza del Centro.

La ubicación geográfica del restaurador debe obedecer a consideraciones de tipo operativo, debido a que comúnmente es usado en troncales, aplicado como elemento de respaldo a seccionadores ubicados en ramales, que se encuentran de su lado carga.

Para una mejor comprensión del presente trabajo, éste se divide en cuatro partes fundamentales, las cuales son:

- 1º Se tratan las consideraciones generales referentes a las redes aéreas de distribución, el corto circuito y los tipos de fallas en general.
- 2º Se prosigue con una explicación detallada de la programación de este tipo de restauradores de la Forma 4C
- 3º Se realizan cálculos acerca de las corrientes de falla o de corto circuito en un alimentador específico (Coy-22), en donde se propone instalar este tipo de restaurador
- 4º Se reúnen algunos conceptos importantes en el estudio de coordinación de protecciones que se aplican al cálculo de corto circuito previamente realizado para la puesta en servicio del restaurador

Lo que se pretende realizar es llevar de la mano los fundamentos acerca del cálculo de corto circuito con los conceptos de un estudio de coordinación de protecciones para así poder garantizar el punto en donde quedará instalado el restaurador con control a base de microprocesadores

CAPITULO I

CONSIDERACIONES GENERALES DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION

1.1 Introducción.

Los sistemas de distribución son aquellos que llevan la energía eléctrica hasta el consumidor haciendo la transferencia desde los sistemas de transmisión y subtransmisión, realizando esta operación mediante un conjunto de dispositivos eléctricos, que forman parte de un sistema eléctrico de potencia, donde las funciones principales son: *transformar tensiones y derivar circuitos de potencia*

Aunque los sistemas de distribución han sido siempre parte esencial de cualquier proyecto de generación y venta de energía eléctrica, su diseño fue considerado por muchos años más un arte que una ciencia. Es poco reciente, sobre todo en países en desarrollo como México, palpable la necesidad de la aplicación de una cuidadosa tecnología eléctrica, destacando en los últimos años los nuevos avances en cuanto a la ingeniería en esta rama, en cuanto a la aplicación de computadoras analógicas y digitales para la solución de los problemas que pueden presentarse en los sistemas de distribución.

Las redes de distribución deben proyectarse de modo que pueda ser ampliada toda la información referente a ellas de una manera progresiva, sin olvidar tomar en cuenta criterios económicos y de continuidad en el servicio del suministro de la energía eléctrica *para la carga presente y futura al mínimo costo de instalación y operación.*

Los sistemas de distribución se caracterizan por muchas conexiones sólidas con pocas posibilidades de desconexión entre sí, por lo que no se tiene un control central de la carga, excepto en áreas donde se usan redes subterráneas con protección automática. En las redes aéreas de distribución se debe tener cuidado para la selección del equipo de protección para garantizar una buena calidad y continuidad en el servicio

En general la mayoría de los dispositivos de desconexión se usan normalmente en las redes primarias que operan a 6, 13.2, 13.8 ó 23 KV. Para fines de normalización las redes de distribución se tratan en base a su tensión de operación, en donde se establecen las siguientes categorías:

- Categoría 1.- Dentro de esta categoría caen las tensiones de distribución secundarias que se recomiendan por la Comisión Internacional de Electrotecnia y que se agrupa en dos series según el tipo de servicio (véase la tabla 1.1 y 1.2).

TIPO DE SERVICIO	VOLTS DE OPERACION SERIE 1	VOLTS DE OPERACION SERIE 2
Trifásico 3 hilos	500	600
Trifásico 3 hilos	380	480
Trifásico 3 hilos	220	240
Trifásico 4 hilos	220/380	240/415

TABLA 1.1.
VOLTAJE DE OPERACION PARA SERVICIOS TRIFASICOS.

TIPO DE SERVICIO	VOLTS DE OPERACION SERIE 1	VOLTS DE OPERACION SERIE 2
Monofásico 3 hilos	-----	120/240
Monofásico 2 hilos	-----	240
Monofásico 2 hilos	220	-----
Monofásico 2 hilos	127	120

TABLA 1.2.
VOLTAJE DE OPERACION PARA SERVICIOS MONOFASICOS.

En nuestro país los circuitos de distribución secundarios son por lo general trifásicos de cuatro hilos de 115 a 127 Volts de línea a neutro, y de 200 a 220 entre líneas.

- Categoría 2.- Dentro de esta categoría se encuentran las redes que operan desde 1000 hasta 34,500 Volts En nuestro país las tensiones preferentes de distribución primarias son de 6, 13.2 y 23 KV

Desde luego que existen otras tensiones que se manejan según el país y sistema de que se trate, pero en terminos generales las categorías anteriores establecen claramente la

diferencia entre las redes primarias y secundarias de distribución, además se deben de tener en cuenta las siguientes consideraciones que resultan importantes para que las redes de distribución mantengan esa calidad y continuidad en el servicio:

- 1) Mantener la tensión de suministro a los consumidores dentro de los límites del reglamento vigente (regulación de voltaje de $\pm 5\%$)
- 2) Máxima seguridad en el suministro de la energía eléctrica estableciendo un equilibrio técnico y económico, hasta el establecimiento de tarifas por consumo.
- 3) Considerar proyectos y programas para cubrir futuras demandas en el crecimiento de la población

El enfoque que se le de a los sistemas de distribución para su estudio es de suma importancia, ya que el campo es muy amplio, por tal motivo para la realización del *“estudio de corto circuito para la puesta en servicio de un restaurador con control a base de microprocesadores en una red aérea de distribución”* que se pretende dar a conocer, se trataran algunos aspectos relevantes de las redes de distribución aéreas, ya que el tema es tan amplio que puede llegar a constituir una verdadera especialización

1.2 Consideraciones generales de los sistemas de distribución.

Como se trato anteriormente una red o sistema de distribución eléctrico es un conjunto de elementos encargados de suministrar la energía eléctrica desde una subestación de potencia hasta los usuarios; a grandes rasgos, la función de una red de distribución es la de tomar de la fuente (bus de la subestación) la energía eléctrica en bloque y distribuirla en diversos alimentadores hacia los consumidores de acuerdo a los niveles de tensión establecidos y bajo condiciones de seguridad de acuerdo a normas estándares de la compañía suministradora.

Una de las clasificaciones en cuanto a la construcción de los sistemas o redes de distribución es la siguiente:

- a) Sistemas de distribución aéreos
- b) Sistemas de distribución subterráneos
- c) Sistemas de distribución mixtos

Las instalaciones aéreas comparativamente con las subterráneas tienen costos iniciales bajos, y en la República Mexicana son las más usadas, tanto en las zonas rurales como en las ciudades.

Una red aérea de distribución es susceptible a múltiples fallas que provocan un gran número de interrupciones en el servicio por periodos de tiempo acumulados anualmente, es por eso que las áreas operativas encargadas de una red aérea de distribución ponen gran interés en abatir este problema, lo cual se logra a través de programas de mantenimiento preventivo y/o correctivo para tratar de disminuir ese tiempo acumulado mensual o anual (dentro de Luz y Fuerza del Centro a este tiempo de valores acumulados se le conoce como "TIU", cuyas siglas significan: tiempo de interrupción por usuario).

Por el contrario, una red subterránea de distribución bien diseñada puede resultar mucho más confiable debido a que la mayoría de las contingencias externas no intervienen en este tipo de sistemas, lo que las hace sumamente eficientes, además de más estéticas y se utilizan principalmente en las ciudades urbanas; este tipo de red subterránea la tenemos en la zona centro de la ciudad de México.

No obstante se tiene una relativa desventaja en este tipo de redes que es la de su alto costo, ya que puede resultar 10 veces más costosa una red subterránea que una aérea equivalente. Por esta razón es común ver por ejemplo en la ciudad de México un mayor porcentaje en cuanto a las redes de distribución aérea, es por esto, que en el presente estudio se tratarán las redes de distribución aéreas

En las redes de distribución aéreas las subestaciones eléctricas son del tipo intemperie, y la mayoría son las denominadas *tipo poste*; el número de subestaciones y su localización depende de varios factores siendo los más importantes la característica de la carga, la regulación de voltaje y las pérdidas eléctricas, todos estos factores se deben considerar, ya que no se pueden aplicar los mismos criterios de diseño en las zonas urbanas densamente pobladas, que en las zonas rurales por mencionar sólo dos elementos de comparación.

Con el objeto de explicar la mayor generalidad posible se partirá del caso más complejo que está representado por las redes de distribución aéreas en la ciudad de México, para poder realizar nuestro estudio de corto circuito

Es obvio que las subestaciones de donde parten los circuitos secundarios, o donde llegan las redes primarias tendrán que operar con las tensiones usadas por las mismas (se mencionaron en la introducción de este capítulo), y como se ha indicado que son valores normalizados para la aplicación no sólo a nivel regional, sino también a nivel nacional.

1.2.1 Red en conexión radial.

Este tipo de arreglo parte de un alimentador primario que suministra energía eléctrica a varias subestaciones (por lo general del tipo poste), en donde cada transformador de estas subestaciones da servicio a sus respectivas cargas, sin que exista una interconexión entre las subestaciones.

Con este esquema en el caso de que se produzca alguna falla en el secundario de un transformador (lado carga) o en el propio transformador se aísla la carga alimentada por esa subestación sin afectar el resto del sistema, para esto se requiere una adecuada coordinación de protecciones.

En zonas con una mayor densidad de carga, los alimentadores primarios que parten de la misma subestación o de subestaciones diferentes, tienen puntos de

interconexión, en donde, en servicio normal estos puntos de interconexión se encuentran abiertos, por lo que al ocurrir alguna falla se permite pasar parte de la carga de un alimentador a otro.

Los circuitos secundarios conectan el secundario de cada transformador de distribución a los servicios alimentados por ese transformador siguiendo también una disposición radial, aunque en algunos casos se interconectan los secundarios de transformadores adyacentes.

Este tipo de arreglo se utiliza mucho en las redes de distribución aérea, no siendo la excepción en la zona centro que suministra energía Luz y Fuerza, véase la figura 1.1 que muestra este tipo de arreglo

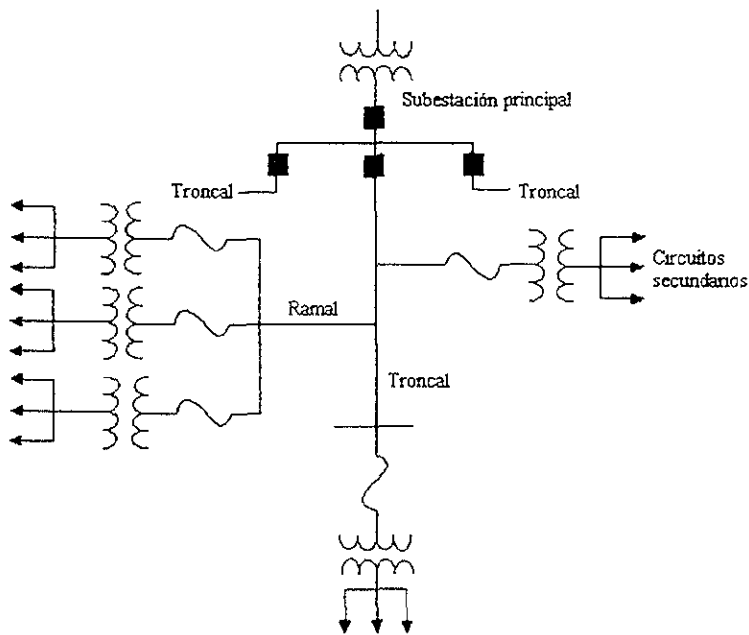


Fig 1 1 Arreglo radial

1.2.2 Red en conexión en anillo.

En este tipo de arreglo se pueden utilizar uno o más alimentadores primarios para suministrar energía a los transformadores de las subestaciones. Los secundarios de los transformadores se conectan mediante líneas principales de tal forma que todos los transformadores absorban la demanda, con esto se logra una mejor regulación de voltaje y se reduce el efecto de parpadeo conocido como *efecto Flicker* en las lámparas producido por la operación de motores en la red

En zonas de densidad de carga elevada, se puede recurrir para mejorar la continuidad del servicio, a interconectar los extremos de dos alimentadores primarios que salen de una subestación mediante un interruptor, como se muestra en la figura 1.2

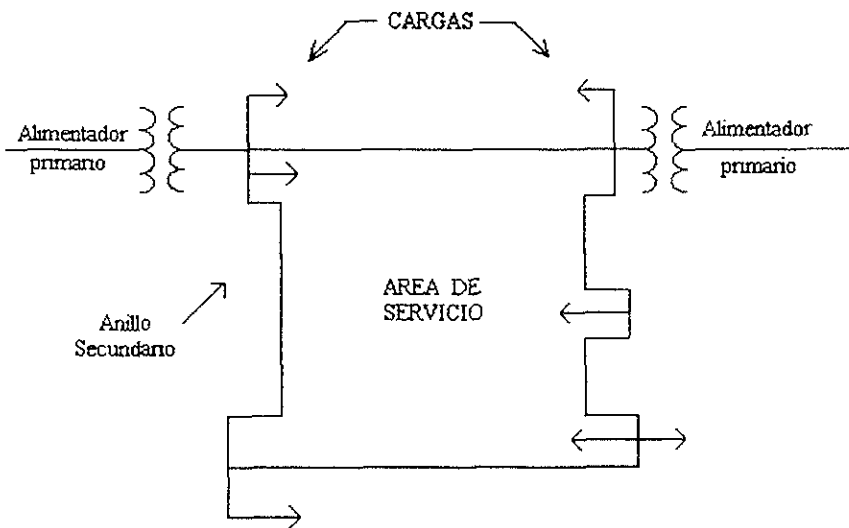


Fig 1.2 Tipo de conexión en anillo

Por lo general en este tipo de arreglo se opera de dos maneras

1) Operación con el interruptor de amarre normalmente abierto, en cuyo caso los dos alimentadores funcionan como alimentadores radiales, en caso de una falla en un alimentador, abre el interruptor correspondiente de la subestación y después de desconectar la zona afectada por la falla puede cerrarse el interruptor de amarre para tomar parte de la carga del alimentador afectado por la falla

2) Operación con el interruptor de amarre normalmente cerrado en cuyo caso opera como anillo; la carga total se divide entre los dos alimentadores y se obtiene una mejor regulación de voltaje y se reducen las pérdidas. Una falla en el punto del anillo provoca la apertura del interruptor de amarre el cual abre instantáneamente, separando los dos alimentadores y después abre el interruptor de la subestación correspondiente al alimentador afectado por la falla

Es común que se utilicen este tipo de arreglos sobre todo en las redes de distribución subterráneas.

1.2.3 Red en conexión de mallas.

Para tratar de solucionar las fluctuaciones de voltaje en zonas con alimentadores radiales a causa del arranque de motores, se puede optar por hacer la interconexión de las redes secundarias de los transformadores de distribución cercanos y así formar una malla, con lo cual la caída de tensión que motivan los motores se reduce, véase la figura 1 3

En este esquema de conexión se establece lo que se conoce como las líneas maestras en el primario y en el secundario, normalmente los alimentadores primarios no se encuentran interconectados, pero las líneas maestras de los secundarios se conectan en forma tal que se obtiene una configuración en forma de malla. Si en este tipo de arreglo existe una falla en un alimentador primario o un transformador, existe la posibilidad de suministrar energía a los usuarios por la parte no afectada en la red, ya que cada transformador de la subestación se conecta a la malla secundaria a través de dispositivos de protección como se observa en la figura 1 3

Ejemplo de este tipo de arreglo se tiene en la Red automática Verónica.

Los arreglos más comunes en las redes de distribución subterránea son los conocidos como *doble derivación* y *derivación múltiple*.

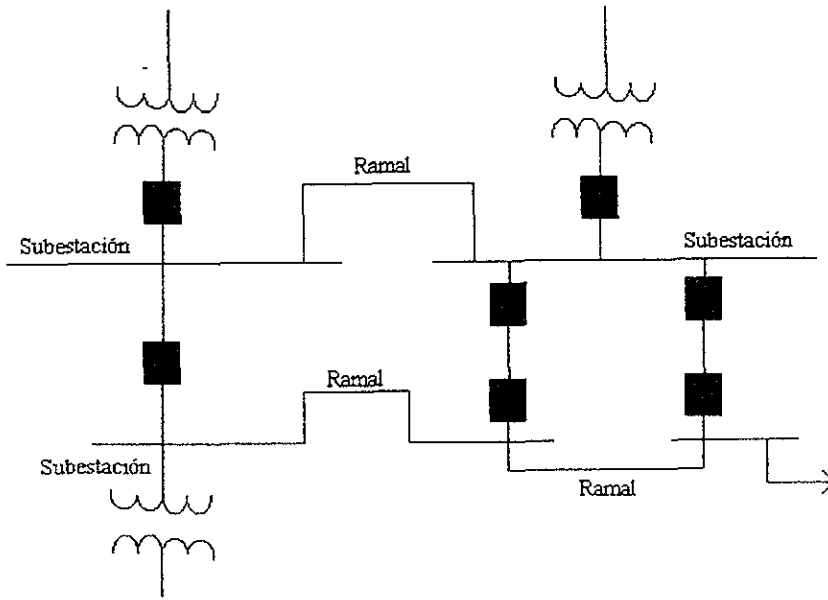


Fig 1 3 Arreglo en mallas

1.3 Elementos que componen las redes de distribución.

El arreglo primordial de una red de distribución se muestra en la figura 1.4.

En este punto es importante conocer los principales elementos que conforman una red de distribución, ya que puede existir diferencias de una red a otra, pero básicamente los elementos primordiales son los mismos, así que se dará una breve explicación acerca de éstos.

Una red de distribución está conformada por los siguientes elementos

- 1) Líneas primarias
- 2) Transformadores de distribución
- 3) Líneas secundarias
- 4) Equipos de seccionamiento
- 5) Acometidas y equipos de medición

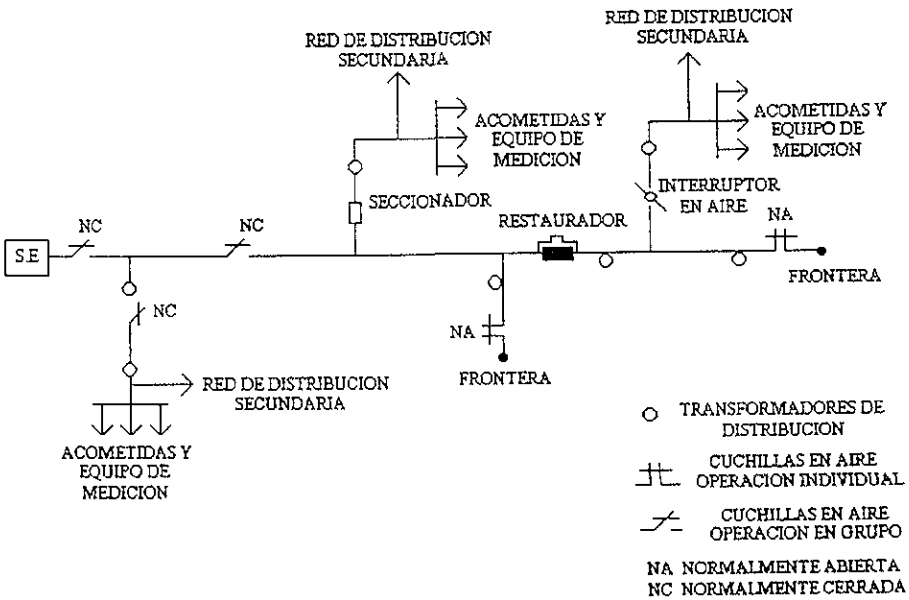


fig 1 4 Elementos primordiales que componen una red de distribución aérea

1) Las líneas primarias son las encargadas de llevar la energía desde las subestaciones de potencia hasta los transformadores de distribución. Los conductores van soportados en poste cuando se trata de instalaciones aéreas y en ductos o directamente enterrados cuando se trata de instalaciones subterráneas.

Los componentes de una línea primaria son:

- a) Troncal
- b) Ramal

La troncal resulta ser el tramo de mayor capacidad del alimentador que transmite energía desde la subestación de potencia a los ramales. En los sistemas de distribución estos conductores son de calibre grueso, utilizándose principalmente cable ACSR (cable de aluminio con alma de acero) de 336, 556 y hasta 795 MCM, dependiendo de la densidad de la carga, en el capítulo 4 se presentan en una forma detenida las características de este tipo de materiales.

Los ramales son la parte de un alimentador primario energizado, a través de la troncal, en el cual van conectados los transformadores de distribución y servicios particulares suministrados en mediana tensión. Normalmente los calibres que se manejan en los ramales suelen ser menores que los de la troncal.

Los conductores son materiales que ofrecen poca oposición o resistencia al paso de la corriente eléctrica, siendo empleados por excelencia metales como el aluminio y el cobre.

Existen dos tipos de conductores eléctricos principalmente para su uso comercial, éstos son los sólidos, que comúnmente se les conoce como alambres y los trenzados que se conocen más como cables. Como se indicó anteriormente en el capítulo 4 se muestran características de los conductores eléctricos que se emplean en la ciudad de México.

2) Los transformadores de distribución son la parte en donde se conectan o llegan las líneas primarias de la subestación, para derivar circuitos y transformar a voltajes menores que se pueden proporcionar en esta parte de la red a los usuarios. Por lo normal existen varios tipos de transformadores de distribución que son montados en postes para las redes aéreas o en pozos para las subterráneas.

Para nuestro caso en redes aéreas de distribución se usan tensiones de 6 KV y 23 KV, por lo que algunas características de los transformadores tipo poste se muestran en la tabla 1.3 y tabla 1.4.

CARACTERISTICAS	VALORES
Capacidades nominales en KVA	45, 75, 112.5, 150, 225 y 300 KVA
Tensión en el primario en KV	6, 23, 22.42, 21.85, 21.27 KV
Tensión en el secundario en Volts	220 V entre fases y 127 V a neutro (220/127)
Conexión	Delta-Estrella
Frecuencia en Hertz	60 Hertz
Clase de aislamiento en boquillas de alta tensión en	25 KV con tres boquillas
Clase de aislamiento en boquillas de baja tensión en	1.2 KV con cuatro boquillas
Impedancias en por ciento	2% para 45, 3% para 75 y 112.5, 6% para 150 y 225, y 13% para 300 KVA

TABLA 1.3
CARACTERISTICAS DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION TIPO POSTE CON TENSION PRIMARIA DE 23 KV TRIFASICOS.

CARACTERISTICAS	VALORES
Capacidades nominales en KVA	Se utiliza principalmente el de 50 KVA
Tensión en el primario en KV	23 KV
Tensión en el secundario en Volts	240 V entre X1 y X3, y 120 V a
Frecuencia en Hertz	60 Hertz
Clase de aislamiento en boquillas de alta tensión en	25 con dos boquillas
Clase de aislamiento en boquillas de baja tensión en	1.2 con tres boquillas
Impedancia en por ciento	4%
Utilización	Alimentar servicios en zonas suburbanas

TABLA 1.4
CARACTERISTICAS DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION TIPO POSTE CON TENSION PRIMARIA DE 23 KV MONOFASICOS.

Los criterios para la selección de un transformador en una red aérea de distribución se deben basar para cubrir todas las demandas en los servicios que se van atender, así como con estudios en la misma zona a electrificar, es común que se utilice la siguiente expresión:

$$KVA_{transformador} = \frac{\sum Demandas / servicio}{(factor_{diversidad})(factor_{potencia})}$$

En la expresión anterior el factor de diversidad y el factor de potencia dependen de la zona de trabajo para un proyecto específico, estos valores se pueden encontrar normalizados, quedando como única variable la demanda total de los servicios que va alimentar el transformador de distribución.

La figura 1.5 muestra la norma de montaje de un transformador de distribución trifásico muy utilizado en los arreglos de Luz y Fuerza del Centro.

3) Las líneas secundarias son las encargadas de distribuir la energía desde los transformadores de distribución hasta las acometidas de los usuarios; en la mayoría de los casos estos circuitos son radiales salvo en las redes malladas (por lo común son redes automáticas) en las que el flujo de energía no siempre sigue la misma dirección. Entre los conductores y calibres que se utilizan en las líneas secundarias nos encontramos con los siguientes. Cud 1/0, Cud 4, BM Cu 3x1/0 y BM Cu 3x4, entre otros, más adelante en la sección 4.3 que se refiere a las líneas aéreas se citarán las características más importantes de éstos.

Los sistemas secundarios de distribución se pueden clasificar por lo general por el número de hilos, en donde nos encontramos

- Monofásico dos hilos
- Monofásico tres hilos
- Trifásico cuatro hilos

Cada uno de estos sistemas es fácil de comprender, ya que el nombre nos indica el tipo de transformador que se usa y el número de hilos los conductores que salen del transformador (secundario); en el caso de tres o cuatro hilos, uno de estos va a el neutro derivándose del punto de conexión de los devanados para tratar de equilibrar la carga

Evidentemente el sistema trifásico cuatro hilos permite distribuir la energía con mayor eficiencia que los demás, sin embargo hay que considerar factores como costos de

TRANSFORMADOR POSTE 75

Fuente: Norma
4.0100 LyF

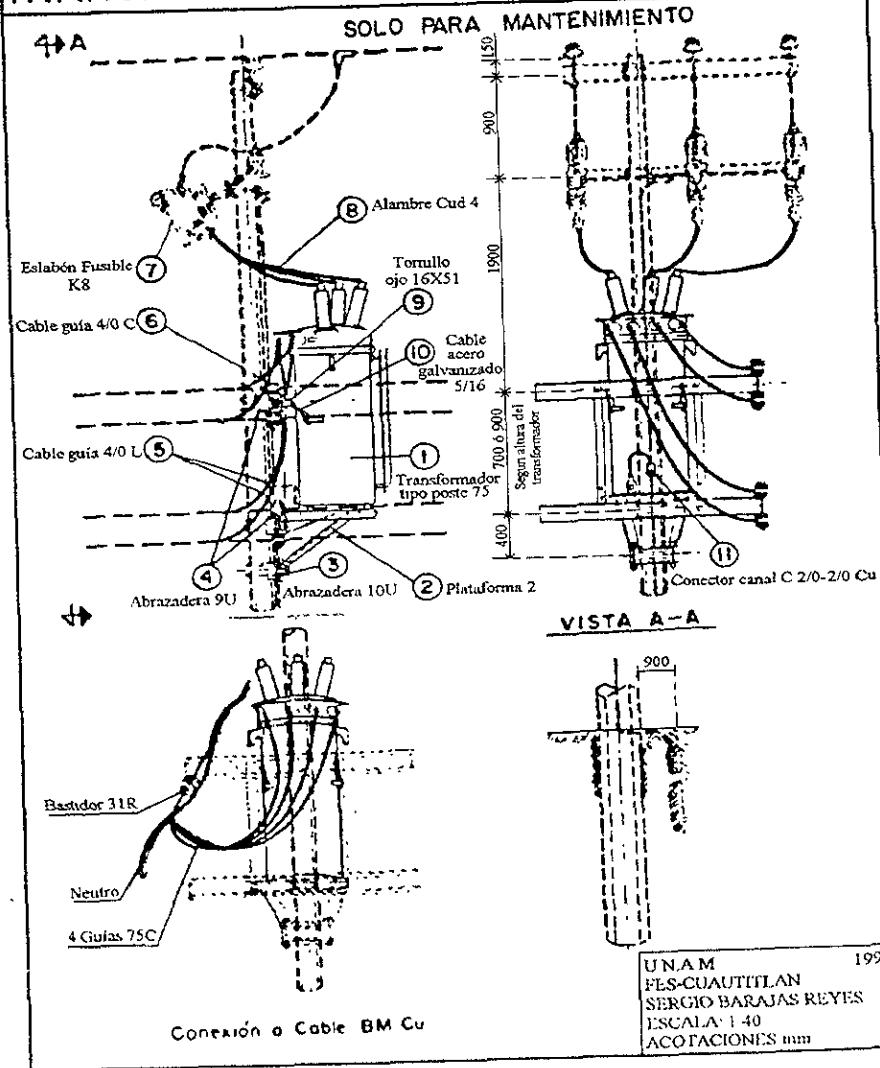


Fig 1 5 Transformador tipo poste 75 KVA

transformadores, conductores, etc., por lo que no siempre se pueden utilizar los sistemas más óptimos.

Por lo general se usa una red secundaria trifásica de cuatro hilos en zonas altamente pobladas y zonas industriales; constan de tres hilos de fase y un hilo neutro de 220/127 volts.

4) Los equipos de seccionamiento son aquellos dispositivos que generalmente son capaces de aislar una falla cuando ésta se presenta, además nos permiten realizar ciertas maniobras de mantenimiento preventivo y/o correctivo en un tramo de cualquier alimentador cuando es necesario. Entre estos equipos se encuentran:

a) Cuchillas.- Son elementos que permiten conectar y desconectar de forma manual y sin carga mediante una garrocha; pero existe un dispositivo de apertura llamado "*load buster*", el cual nos permite operar en condiciones bajo carga para ciertos trabajos o maniobras de mantenimiento hasta 400 Amperes.

Existen dos tipos de cuchillas que se diferencian por la posición en la que se encuentran instaladas en los postes de distribución, unas son horizontales y otras verticales, pero su operación sigue siendo la misma.

b) Fusibles.- Los fusibles son elementos que desconectan una parte del circuito al ocurrir una falla, ya que de acuerdo a su capacidad nominal distingue fallas que pueden llegar a ocasionar un mal funcionamiento del sistema. Existen fusibles de varios tipos de acuerdo a la capacidad y a los equipos eléctricos que se encuentran cerca

c) Interruptores - Son dispositivos que nos ayudan a conectar, desconectar o seccionar la corriente aún en condiciones de corto circuito, por lo que se pueden operar con carga. Existen varios tipos de interruptores, como los termomagnéticos, de aceite, en vacío, de aire, etc., utilizándose principalmente en las redes aéreas de distribución los interruptores

en aire, conocidos comúnmente como “*Interruptores Alduty*”, los cuales se instalan principalmente en los ramales

d) Seccionadores.- Son elementos que como su nombre lo indica seccionan la carga en condiciones de falla en una forma automática, se utilizan en ramales para actuar conjuntamente con otros equipos de seccionamiento como los restauradores, y dejando fuera de servicio el ramal que protege cuando la falla es de tipo permanente, permitiendo la continuidad del servicio en el resto del alimentador.

e) Restauradores.- Son dispositivos autocontenidos que trabajan a base de aperturas y recierres en él mismo en condiciones bajo carga, que cuando se suscita una corriente que rebasa el ajuste de operación del restaurador, éste restablece el servicio si la falla es transitoria; de la otra manera si la falla es permanente, el restaurador se bloquea aislando la falla en forma automática.

Este dispositivo de seccionamiento tiene grandes ventajas sobre los seccionadores, por lo cual se instala en troncales de la red de distribución, dejando a los seccionadores y demás equipos de seccionamiento como un tipo de protección de éste.

5) Las acometidas y equipos de medición son los últimos elementos que componen una red de distribución, debido a que la energía en este punto recorrió todo un camino para llegar a brindarle al usuario el servicio de la energía eléctrica en las acometidas de los usuarios y a su equipo de medición.

1.4 Alimentadores.

En las redes de distribución aéreas como en las líneas de transmisión para transmitir energía eléctrica en la forma más económica a distancias determinadas guardando una relación entre la tensión que se maneja para transmitir y distribuir la energía con la longitud de la línea. El método que se utiliza para el cálculo de un

alimentador, para que guarde esta relación, es el mismo que para líneas cortas, ya que a través de los años se ha corroborado esto

Los alimentadores se refieren principalmente a los sistemas de distribución primaria (líneas primarias) de una red de distribución aérea, o bien, a los elementos de alimentación principal en el caso de zonas que se desean electrificar.

De hecho un alimentador nos representa la trayectoria que recorre la energía eléctrica en una determinada zona, enseñándonos la longitud de la troncal y todas sus ramificaciones (ramales) a los servicios que cubre

Dentro de una subestación, la manera de distribuir la energía es por medio de alimentadores los cuales salen de la misma para cumplir con la misión de distribuir la energía en las zonas que le corresponden a cada uno

Así se tiene un mejor control al hacer programas de mantenimiento preventivo ó correctivo en caso de que ocurra alguna falla Desde el punto de vista de planeación es la mejor forma de distribuir la energía, ya que los arreglos de cada alimentador permiten interconectarse de una manera que se trabaje conjuntamente, y en el caso de una *contingencia* en la frontera entre dos alimentadores se pueden realizar maniobras para corregir cualquier tipo de falla

1.4.1 Alimentadores conflictivos del Departamento de Líneas Aéreas del Sector Sur.

El estudio que se lleva a cabo en el presente trabajo se enfoca a uno de los alimentadores que se manejan en el Sector Sur de Líneas Aéreas de Luz y Fuerza, de acuerdo al programa que nos arroja a los alimentadores que observan un comportamiento inadecuado de la red Dentro del Sector Sur de Líneas Aéreas se tiene a su cargo las siguientes subestaciones eléctricas con sus respectivos alimentadores

- Reforma (Alcazar y Cumbres)
- Narvarte (Anaya, Atoyac, Laurent, Liverpool, Palenque, Piedad, Uxmal y Xola)
- San Andrés (ANS-22, ANS-24, ANS-25X, ANS-26 y ANS-28).
- Cuajimalpa (CJM-21, CJM-21X, CJM-22, CJM-23, CJM-23X, CJM-24, CJM-25 y CJM-27).
- Coapa (COA-23, COA-25 y COA-27).
- Coyoacán (COY-21, COY-21X, COY-22, COY-23, COY-23X, COY-24, COY-25, COY-25X y COY-29X)
- Contreras (CRS-21, CRS-22, CRS-23X, CRS-24, CRS-25 Y CRS-27).
- Tacubaya (Díaz, TYA-22, TYA-23, TYA-23X, TYA-24, TYA-25, TYA-27 y TYA-27X).
- Taxqueña (Educación, TAX-21X, TAX-23X, TAX-24X, TAX-25X, TAX-26X, TAX-28X, Tenorio Blanca y Ursula).
- Eugenia (Eugenia)
- Jamáica (JAM-22)
- Odón de Buen (ODB-21, ODB-21X, ODB-22X, ODB-23, ODB-24, ODB-24X, ODB-26, ODB-28 Y ODB-29).
- Olivar (OLI-21, OLI-22, OLI-23, OLI-24, OLI-25, OLI-26 y OLI-27)
- San Angel (SNG-21, SNG-21X, SNG-22, SNG-23, SNG-23X, SNG-24, SNG-25X, SNG-27X, SNG-28 Y SNG-29)
- Vertiz (VER-26 y VER-29)

Dentro del paréntesis de la lista anterior se citan los alimentadores que distribuyen la energía en las distintas subestaciones eléctricas que atiende el Sector Sur en la ciudad de México. La mayoría de los alimentadores citados son de 23 KV, con excepción de los alimentadores Anaya, Atoyac, Diaz, Eugénia, Laurent, Liverpool, Uxmal y Xola, los cuales trabajan en 6 KV

Estas son las condiciones actuales en las que se esta trabajando sólo en el sector Sur en cuanto alimentadores, pueden existir variaciones debido a maniobras hechas a los alimentadores, lo cual se traduce en considerar a un alimentador en dos, o a veces, hasta

tres, de acuerdo a la longitud del mismo; esto es para garantizar la calidad y continuidad de los diferentes arreglos que tomen los alimentadores.

De acuerdo a los programas de mantenimiento preventivo y/o correctivo se les da prioridad a aquellos alimentadores que hayan presentado un comportamiento conflictivo que se traduce en interrupciones en el servicio, elevación de la carga, *zonas papaloteras*, aumento en el TIU, etc.

Dicho lo anterior, en el presente trabajo se busca contrarrestar las fallas que se pueden llegar a presentar en un alimentador conflictivo por medio de un restaurador con control a base de microprocesadores, con el fin de que ese comportamiento conflictivo se solucione de la mejor forma.

Este tipo de equipos de protección presentan una variada gama de ventajas, entre las cuales se puede citar el registro de eventos o fallas ocurridas en un alimentador, que con la adecuada inspección se puede llegar a contrarrestar muchas de esas fallas, obteniendo con esto el éxito de nuestro programa de mantenimiento, que en este caso resulta ser preventivo y/o correctivo, es preventivo porque tratará de aislarnos de las fallas que pueden presentarse en un alimentador, y correctivo porque se aplicará a los alimentadores conflictivos, con el fin de corregir las contingencias en ese alimentador.

En el último semestre del año de 1997 se emprende un estudio para la instalación o puesta en servicio de restauradores marca Cooper en los distintos sectores de Luz y Fuerza, en particular el presente estudio enfoca uno de ellos, que se realizó en el Sector Sur, específicamente al alimentador *Coy-22*. El procedimiento aquí seguido es aplicable a cualquier otro, esperando que sea de interés para aquel sector relacionado con la energía eléctrica, y sobre todo de interés para cualquier estudiante de ingeniería eléctrica de acuerdo a la teoría manejada en este trabajo

CAPITULO 2

IMPORTANCIA DEL CONOCIMIENTO DEL CORTO CIRCUITO Y LAS CAUSAS DE FALLA

2.1 Simetría y asimetría de la corriente de corto circuito.

Un buen esquema de una subestación debe suponer una cuidadosa disposición de los elementos de protección, de manera especial en cuanto a lo relativo a previsión de suspensiones de servicio ocurridas por alguna causa de falla. Sin embargo, un diseño a prueba total de fallas resultaría exageradamente costoso y poco práctico, además de complejo. La práctica actual exige un nivel de aislamiento suficientemente alto y que a la vez ofrezca un grado de flexibilidad elevado, de manera que puedan en un momento dado estar fuera de servicio uno o más componentes del conjunto con un mínimo de servicios interrumpidos.

La apertura espontánea de circuitos es una contingencia poco probable, no debiendo ocurrir interrupciones sino a causa de fallas externas e internas, no justificándose en consecuencia de disponer de relevadores de protección contra aperturas; en los casos en que se requiera se puede disponer de relevadores de reenganche automáticos en un tiempo prudente, luego de ocurrido algún disparo accidental.

Tampoco suele haber fallas simultáneas en dos o más partes del sistema eléctrico, las cuales por otra parte, sería casi imposible controlar con adecuados esquemas de equipo de protección, como relevadores, interruptores, seccionadores, restauradores, etc.

Un corto circuito en una línea debe ocasionar el disparo de cualquier equipo de protección que actúan sobre los interruptores del extremo de la línea. Si estos actúan correctamente, el equipo de protección de las líneas paralelas no debe disparar sus interruptores.

El tiempo de operación del equipo de protección de un alimentador debe ser lo suficientemente corto para evitar condiciones de inestabilidad prolongadas y, por la misma causa, fallas o averías en los bobinados del equipo

Si la onda de corriente se presenta en forma senoidal se denomina simétrica, por el contrario si existe asimetría con respecto al eje cero se le denomina asimétrica; es común que el comportamiento de un circuito sea asimétrico, más sin embargo la manera más sencilla de calcular corrientes de corto circuito o de falla se enfoque principalmente en un comportamiento simétrico, véase la figura 2.1

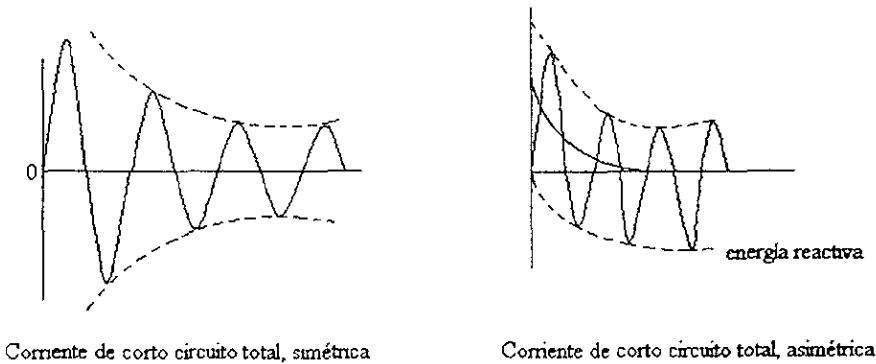


fig. 2.1 Simetría y Asimetría de la corriente de corto circuito

2.1.2 Método de las componentes simétricas.

Para prever las condiciones de operación de los equipos de protección en un alimentador es necesario conocer ante todo los valores que pueden alcanzar los distintos parámetros eléctricos que intervienen en las incidencias, si bien, para la mayor parte de las aplicaciones de la protección, el factor determinante es la magnitud de la corriente de corto circuito; también en algunas aplicaciones es de principal importancia la magnitud del voltaje en las incidencias más probables

Conociendo estos valores, la selección del equipo de protección se hace de una manera sencilla, en donde se pueden especificar ajustes de disparo selectivos que permitan cubrir y proteger adecuadamente una gran área del sistema.

El cálculo exacto de las corrientes de corto circuito (llamadas también corrientes de falla), en todas las condiciones en que puedan ocurrir, es prácticamente imposible en corrientes sinusoidales, siendo necesario en un gran número de veces recurrir a sistemas de cálculo experimentales rápidos y de aproximación satisfactoria, en donde, realmente su utilización se basa en disponer de calculadores y de operadores experimentales

Trataremos un método que arroja muy buenos resultados, el cual es el *método de las componentes simétricas*, que como es sabido, de conformidad con el teorema de C. L. Fortescue o teorema de Stokvis, en un sistema trifásico desequilibrado, los sistemas de vectores representativos de los parámetros eléctricos más importantes, que son E, I y Z pueden descomponerse cada uno en tres sistemas equilibrados de vectores, los cuales vienen representando sus componentes simétricas, de secuencia positiva, negativa y cero u homopolar

Este concepto se basa en que cualquier condición concebible de desbalanceo y puede ser correctamente sintetizada por el uso de varios sistemas simétricos balanceados apropiados en magnitud y en ángulo de fase

En un sistema trifásico, con separación de fases de 120° existen tres posibles sistemas simétricos que se identifican en la figura 2 2

Estos sistemas balanceados simétricos son el de secuencia positiva, secuencia negativa y secuencia cero, los cuales se pueden referir en términos de los parámetros eléctricos más importantes, los cuales son la corriente, el voltaje y la impedancia

Las componentes de secuencia positiva consisten en tres fasores iguales en magnitud, defasados 120° , con la misma secuencia de fases o rotación que las de los

generadores. Se asume que la secuencia positiva es ABC, pero en realidad en un sistema de generación es ACB. Esta componente se reconoce por el subíndice 1.

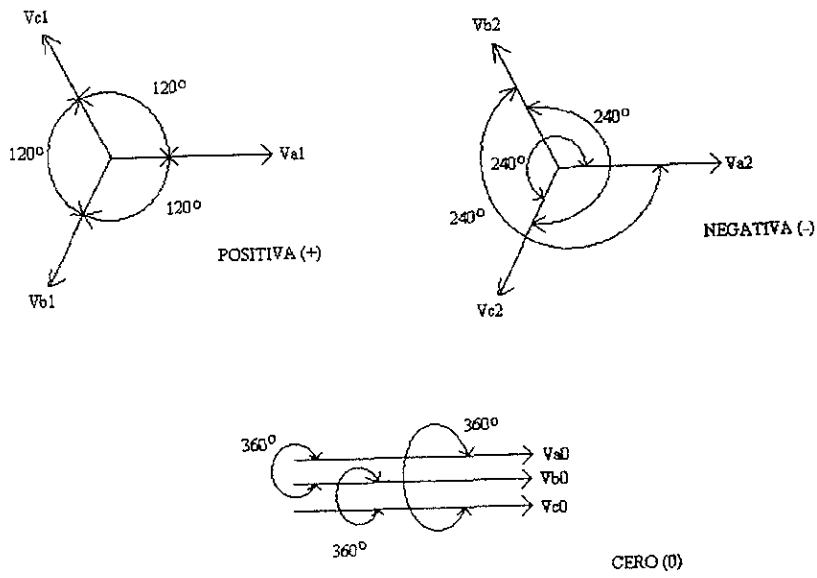


fig 2.2 Componentes de secuencia de voltajes

Los componentes de secuencia negativa son tres fasores iguales en magnitud, desplazados 240° , con una secuencia de fases opuesta a la de secuencia positiva, y se reconoce por el subíndice 2

Los componentes de secuencia cero consisten en tres fasores iguales en magnitud y en fase desplazados 360° , se reconoce a los valores de esta secuencia por el subíndice 0.

Dado que los tres fasores en cualquier secuencia son siempre iguales en magnitud, los tres grupos pueden expresarse en términos de un fasor, por conveniencia, se puede usar el fasor de la fase "A"

SECUENCIA POSITIVA SECUENCIA NEGATIVA SECUENCIA CERO

$$V_{a1} = V_{a1}$$

$$V_{a2} = V_{a2}$$

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

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

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

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

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

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

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

Los coeficientes a y a^2 son fasores unitarios que cuando se multiplican con un fador, causan un desplazamiento angular de 120° y 240° respectivamente, así pues:

$$a = 1 \mid 120^\circ = -0.5 + j 0.866 \dots \dots \dots \text{ecuación 1 1}$$

$$a^2 = 1 \mid 240^\circ = -0.5 - j 0.866 \dots \dots \dots \text{ecuación 1 2}$$

$$a^3 = 1 \mid 360^\circ = 1 \mid 0^\circ \dots \dots \dots \text{ecuación 1 3}$$

Donde se derivan de las ecuaciones anteriores algunas combinaciones útiles:

$$1 + a + a^2 = 0 \dots \dots \dots \text{ecuación 1.4}$$

$$1 - a^2 = \sqrt{3} \mid 30^\circ \dots \dots \dots \text{ecuación 1 5}$$

$$a^2 - 1 = \sqrt{3} \mid 210^\circ \dots \dots \dots \text{ecuación 1 6}$$

$$a - 1 = \sqrt{3} \mid 150^\circ \dots \dots \dots \text{ecuación 1.7}$$

$$1 - a = \sqrt{3} \mid -30^\circ \dots \dots \dots \text{ecuación 1.8}$$

$$a^2 - a = \sqrt{3} \mid 270^\circ \dots \dots \dots \text{ecuación 1 9}$$

$$a - a^2 = \sqrt{3} \mid 90^\circ \dots \dots \dots \text{ecuación 1 10}$$

Cualquier sistema trifásico de fasores será siempre la suma de los tres componentes, así se tienen las siguientes expresiones:

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} \dots \dots \dots \text{ecuación 1 11}$$

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} \dots \dots \dots \text{ecuación 1 12}$$

$$V'_1 = V'_{11} + V'_{12} + V'_{10} = a^2 V'_{a1} + a V'_{a2} + V'_{a0} \dots \dots \dots \text{ecuación 1 13}$$

Además se tienen las siguientes expresiones para la corriente en las distintas fases de la siguiente manera:

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} \dots \dots \dots \text{ecuación 1.14}$$

$$I_b = \alpha^2 I_{a1} + \alpha I_{a2} + I_{a0} \dots \dots \dots \text{ecuación 1.15}$$

$$I_c = \alpha I_{a1} + \alpha^2 I_{a2} + I_{a0} \dots \dots \dots \text{ecuación 1.16}$$

Resolviendo las ecuaciones 11, 12, 13, 14, 15 y 16 se tienen las siguientes ecuaciones de voltaje y corriente que nos arroja el método de las componentes simétricas:

$$V_{a1} = \frac{1}{3}(V_a + \alpha V_b + \alpha^2 V_c) \dots \dots \dots \text{ecuación 1.17}$$

$$I_{a1} = \frac{1}{3}(I_a + \alpha I_b + \alpha^2 I_c) \dots \dots \dots \text{ecuación 1.18}$$

$$V_{a2} = \frac{1}{3}(V_a + \alpha^2 V_b + \alpha V_c) \dots \dots \dots \text{ecuación 1.19}$$

$$I_{a2} = \frac{1}{3}(I_a + \alpha^2 I_b + \alpha I_c) \dots \dots \dots \text{ecuación 1.20}$$

$$V_{a0} = \frac{1}{3}(V_a + V_b + V_c) \dots \dots \dots \text{ecuación 1.21}$$

$$I_{a0} = \frac{1}{3}(I_a + I_b + I_c) \dots \dots \dots \text{ecuación 1.22}$$

Una componente de secuencia no puede existir en una sola fase; si por el cálculo o por medición se deduce que existe cualquier componente en una fase, existirá en las tres fases.

Este método de las componentes simétricas es de mucho uso para circuitos desbalanceados, por lo que nos apegaremos a éste para el cálculo de las corrientes de corto circuito o de falla en el presente estudio

Las componentes simétricas de Z tiene expresiones análogas en función de las descritas anteriormente

2.2 Niveles de corto circuito de las Subestaciones de Potencia de Luz y Fuerza

Los valores de corto circuito en un sistema eléctrico varían con el tiempo, dependiendo de los cambios en la estructura del mismo y del incremento de las unidades generadoras e interconexiones con otros sistemas.

El valor de la potencia de corto circuito en las barras de 23 KV de las Subestaciones de Potencia es proporcionado por la Gerencia de Planeación e Ingeniería, así como el valor de las relaciones más importantes para emprender cualquier estudio mediante un amplio y consistente conocimiento de las principales consideraciones que hay que tener en cuenta, para llegar a conocer estos valores, y en los cuales nos basamos para la realización del presente análisis del *"Estudio de corto circuito para la puesta en servicio de un restaurador con control a base de microprocesadores en una red aérea de distribución"*.

El punto de partida es para el presente estudio es el conocimiento de los valores de corto circuito en los buses de las subestaciones, así como la interpretación de éstos, para lograr una correcta coordinación de protecciones, ya que esta se encuentra íntimamente ligada con las corrientes de falla o de corto circuito, además las relaciones que se indican en la tabla 2.1 son muy útiles para estudios de este tipo, así como cualquiera otro que necesite apoyarse en este tipo de información.

Los siguientes valores indicados en la tabla 2.1 dan una clara visión de la manera en la que se está trabajando actualmente en las diferentes subestaciones de la zona centro del país, para la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica y buscar la mejor forma de optimizar este tipo de recurso

Los parámetros presentados suelen variar de acuerdo a los cambios de voltaje realizados en los diferentes buses, pero su valor no se aleja de los citados, ya que debido a la experiencia estos son los niveles de corto circuito que permiten que cada uno de los buses de cada subestación trabaje en una forma adecuada

BUS SUBESTACION	MVA C.C.3Ø	MVA C.C.1Ø	MVA C.C.1Ø/MVA C.C.3Ø	Z1(0/1)	ANG	Z0(0/1)	ANG	R1/X1(0/1)	R0/X1(0/1)	X0/X1(0/1)
310 ALZATE	128	106	0.828125	0.7821	80.07	1.2644	87.14	0.175	0.0818	1.6392
222 AMOMOLULCO	176	125	0.710227273	0.5686	85.98	1.2644	87.14	0.0702	0.1112	2.2264
223 ANGANGUEO	31	37	1.193548387	3.2516	55.60	1.8018	87.14	0.6847	0.0336	0.6707
224 ARAGON	182	162	0.89010989	0.5488	87.06	0.7526	88.17	0.0513	0.0438	1.3725
226 ATENCO	174	158	0.908045977	0.5735	86.83	0.7526	88.17	0.0554	0.0419	1.3136
225 ATIZAPAN	282	280	0.992907801	0.3540	87.02	0.3634	87.14	0.052	0.0513	1.0267
329 AZCAPOTZALCO	354	353	0.997175141	0.2828	87.05	0.2832	87.06	0.0515	0.0554	1.0014
227 BARRIENTOS	395	263	0.665822785	0.2533	86.53	0.6322	87.13	0.0606	0.1251	2.4973
228 CAREAGA	194	168	0.865979381	0.5146	86.82	0.7526	88.17	0.0555	0.0467	1.464
229 CARMEN	192	190	0.989583333	0.5208	80.36	0.5450	90.00	0.1698	0	1.0615
218 CERRO GORDO	405	419	1.034567901	0.2467	86.37	0.2223	87.14	0.0547	0.045	0.9013
212 COAPA	283	280	0.989399293	0.3536	87.02	0.3625	87.11	0.052	0.0517	1.0253
212 CONTRERAS	282	280	0.992907801	0.3545	87.00	0.3629	87.10	0.0524	0.0518	1.0238
215 COYOACAN	348	349	1.002873563	0.2876	86.99	0.2843	87.07	0.0526	0.0506	0.9886
313 CUAJIMALPA	288	292	1.013888889	0.3477	85.24	0.3321	87.00	0.0832	0.0501	0.9571
230 CUAUTITLAN	193	168	0.870466321	0.5187	86.88	0.7526	88.17	0.0545	0.0464	1.4523
231 CUERNAVACA	171	123	0.719298246	0.5832	86.50	1.2644	87.14	0.0611	0.1083	2.1694
233 CHALCO	164	152	0.926829268	0.6102	86.12	0.7526	88.17	0.0678	0.0394	1.2356
234 ECATEPEC	231	190	0.822510823	0.4338	87.09	0.7082	86.98	0.0508	0.0861	1.6324
300 ESTADIO	270	278	1.02962963	0.3702	84.66	0.3383	86.94	0.0934	0.049	0.9165
235 GUADALUPE	204	134	0.656862745	0.4907	86.62	1.2644	87.14	0.059	0.1287	2.578
309 HUASTECA	191	167	0.87434555	0.5239	86.77	0.7526	88.17	0.0564	0.0459	1.4381
236 IGUALA	116	35	0.301724138	0.8630	84.50	6.9400	90.00	0.0963	0.0003	8.0789
237 INDIANILLA	182	162	0.89010989	0.5486	86.90	0.7526	88.17	0.0541	0.0438	1.3732
238 INSURGENTES	193	168	0.870466321	0.5183	86.73	0.7526	88.17	0.0571	0.0464	1.4537
239 IROLO	143	140	0.979020979	0.7006	80.98	0.7526	88.17	0.1587	0.0347	1.0871
213 IZTAPALAPA	283	281	0.992932882	0.3529	87.03	0.3624	87.11	0.0519	0.0518	1.027
241 IXTLAHUACA	135	110	0.814814815	0.7388	78.53	1.2644	87.14	0.2029	0.0871	1.7441
200 IXMILQUILPAN	81	93	1.148148148	1.2376	78.98	0.7569	87.14	0.1947	0.0311	0.6223
242 JAMAICA	184	163	0.885869565	0.5429	87.08	0.7526	88.17	0.0511	0.0443	1.3874
243 JASSO	164	121	0.737804878	0.6106	85.64	1.2644	87.14	0.0762	0.1036	2.0742
10 JUANDO	150	173	1.153333333	0.6688	83.33	0.3995	87.14	0.1169	0.0301	0.6007
205 K-0	282	280	0.992907801	0.3540	87.05	0.3622	87.12	0.0515	0.0514	1.0232
245 K-42	46	48	1.043478261	2.1521	88.13	1.9400	90.00	0.0326	0	0.9019
203 LECHERIA	407	464	1.14004914	0.2460	87.83	0.1540	87.13	0.0379	0.0313	0.6257
311 LERMA	146	114	0.780821918	0.6860	83.60	1.2644	87.14	0.1121	0.0925	1.8524
246 LOMA	204	134	0.656862745	0.4900	86.57	1.2644	87.14	0.0599	0.1289	2.5818
247 MADERO	308	297	0.964285714	0.3248	87.03	0.3600	87.08	0.0519	0.0565	1.1084

BUS SUBESTACION	MVA C.C.3Ø	MVA C.C.1Ø	MVA C.C.1Ø/MVA C.C.3Ø	Z1(0/1)	ANG	Z0(0/1)	ANG	R1/X1(0/1)	R0/X1(0/1)	X0/X1(0/1)
210 MAGDALENA	191	167	0.87434555	0.5225	87.05	0.7462	88.18	0.0515	0.0454	1.4293
320 MERCED	344	347	1.00872093	0.2903	87.01	0.2829	86.98	0.0522	0.0514	0.9745
248 MOCTEZUMA	179	160	0.893854749	0.5584	86.91	0.7526	88.17	0.054	0.0431	1.3491
249 MORALES	206	134	0.650485437	0.4851	86.84	1.2644	87.14	0.0552	0.1302	2.6072
220 NAUCALPAN	207	134	0.647342995	0.4832	86.69	1.2644	87.14	0.0578	0.1307	2.6178
250 NETZAHUALCOYOTL	159	149	0.937106918	0.6274	85.69	0.7526	88.17	0.0753	0.0384	1.2023
323 ODON DE BUEN	318	313	0.98427673	0.3143	86.08	0.3307	87.07	0.0685	0.0539	1.0533
207 OLIVAR	179	161	0.899441341	0.5581	86.63	0.7526	88.17	0.0589	0.0431	1.3501
201 PACHUCA	190	38	0.2	0.5254	84.59	6.7584	87.14	0.0947	0.6443	12.9048
252 PANTITLAN	164	152	0.926829268	0.6096	86.13	0.7526	88.17	0.0678	0.0395	1.2368
252 PENSADOR MEX.	282	280	0.992907801	0.3548	87.03	0.3624	87.09	0.0519	0.0519	1.0215
221 PATERA	189	166	0.878306878	0.5280	86.90	0.7526	88.17	0.0541	0.0455	1.4267
254 REFORMA	192	167	0.869791667	0.5199	86.73	0.7526	88.17	0.0571	0.0463	1.4492
218 REMEDIOS	287	283	0.986062718	0.3484	87.10	0.3615	87.14	0.0506	0.0518	1.0376
255 REYES	190	130	0.684210526	0.5254	86.79	1.2644	87.14	0.0561	0.1202	2.4073
256 SALTO	80	81	1.0125	1.2545	87.11	1.1989	87.14	0.0505	0.0477	0.9557
257 SAN ANGEL	185	164	0.886486486	0.5407	86.31	0.7526	88.17	0.0645	0.0445	1.3941
214 SAN ANGEL NVO.	348	350	1.005747126	0.2870	87.00	0.2841	87.12	0.0524	0.0498	0.99
209 SAN ANDRES	187	165	0.882352941	0.5360	86.79	0.7446	88.18	0.0561	0.0441	1.3907
258 SAN LAZARO	207	135	0.652173913	0.4825	86.29	1.2644	87.14	0.0648	0.1309	2.6227
219 TACUBA	192	168	0.875	0.5205	86.70	0.7462	88.18	0.0576	0.0456	1.4353
208 TACUBAYA	201	133	0.661691542	0.4965	86.49	1.2644	87.14	0.0613	0.1272	2.5482
332 TACUBAYA NVO	336	341	1.014880952	0.2972	86.71	0.2861	87.07	0.0575	0.0493	0.963
206 TASQUENA	197	132	0.670050761	0.5069	86.81	1.2644	87.14	0.0557	0.1246	2.4951
259 TAXCO	130	35	0.269230769	0.7701	86.02	6.9400	90.00	0.0695	0.0003	9.0336
342 TIZAYUCA	276	276	1	0.3619	86.82	0.3639	87.08	0.0555	0.0513	1.0058
260 TOLUCA	182	127	0.697802198	0.5502	86.61	1.2644	87.14	0.0592	0.1148	2.2992
217 VALLE DE MEXICO	207	134	0.647342995	0.4839	86.95	1.2644	87.14	0.0533	0.1305	2.6134
261 VALLEJO	284	281	0.98943662	0.3525	87.08	0.3634	87.08	0.051	0.0529	1.0309
262 VERONICA	353	318	0.900849858	0.2834	86.47	0.3767	88.17	0.0617	0.0424	1.3296
369 VERTIZ	348	350	1.005747126	0.2871	87.02	0.2838	87.10	0.052	0.0501	0.9886
277 VILLA DE LAS FLORES	166	153	0.921686747	0.6028	85.42	0.7526	88.17	0.0801	0.04	1.2519
263 XALOSTOC	229	186	0.812227074	0.4361	87.15	0.7775	84.34	0.0498	0.7729	1.609
264 ZICTEPEC	67	72	1.074626866	1.4870	83.91	1.1773	87.14	0.1067	0.0397	0.7952
251 ZIMAPAN	67	80	1.194029851	1.4987	76.42	0.7569	87.14	0.2415	0.0259	0.5189
240 ZUMPANGO	167	154	0.922155689	0.5980	86.33	0.7526	88.17	0.041	0.0402	1.2605

TABLA 2.1 NIVELES DE CORTO CIRCUITO DE LAS SUBESTACIONES DE POTENCIA DE LUZ Y FUERZA

2.3 Utilidad del cálculo de las corrientes de falla.

Uno de los principales problemas que se presentan en el diseño de los sistemas de distribución, es el de seleccionar y calibrar las protecciones de tal manera que durante condiciones de falla en el sistema, el elemento dañado quede aislado eléctricamente del resto del sistema con un mínimo de servicios interrumpidos.

Una falla se nos presenta por una conexión intencionada o fortuita de los conductores entre sí o a tierra, que por lo general operan con una diferencia de potencial, que al ocurrir un contacto físico entre los elementos metálicos del sistema o por la acción de un arco, se crean corrientes muy altas que circulan por toda la red hacia el punto donde se encuentra la falla; estas corrientes se denominan de corto circuito o corrientes de falla y son muy superiores a las admisibles en los conductores y además generan problemas al equipo instalado, de ahí la gran utilidad del cálculo de estas corrientes.

Las fallas pueden ser producidas por muchas causas, entre ellas encontramos:

1 - Causas de origen atmosférico - Las cuales son imprevistas y generan disturbios en el sistema que sólo los podemos corregir con un mantenimiento correctivo, entre estas causas están las descargas atmosféricas por rayos, las tormentas, el viento, los huracanes, etc.

2 - Causas de origen eléctrico.- Son las que nos pueden llegar a generar fallas directas en el equipo instalado y se tienen que evitar mediante mantenimiento preventivo para el buen funcionamiento del sistema, entre algunas de ellas están, el contacto entre conductores rotos, falso contacto entre los dispositivos de distribución, defectos en el equipo, distancia mínima entre conductores, entre los más comunes

3 - Causas de origen mecánico - Es sin duda otra de las causas imprevistas a las que se enfrenta la industria eléctrica en cuanto al mantenimiento al cual se debe de someter al ocurrir un disturbio de esta naturaleza, ya que aquí se encuentran los impactos violentos

de vehículos particulares y pesados contra los postes de distribución, el cual ocupa un porcentaje considerable en los últimos años.

Dentro de estas causas encontramos también los piquetes mecánicos en la red subterránea de distribución y el desprendimiento de anuncios publicitarios que caen sobre las líneas de distribución.

4.- Causas de origen humano.- Corresponden a las maniobras que suelen dejar al sistema funcionando incorrectamente y son debidas a la mano de obra incorrecta y al material defectuoso que se emplea al realizar dichas maniobras.

La experiencia al tratar de solucionar este tipo de fallas nos indica que podemos considerar como causas de origen humano a las acciones de tipo vandálico que van desde arrojar objetos a las líneas de distribución y transmisión que hacen contacto a tierra generando muchos disturbios hasta la destrucción del equipo instalado o el robo del mismo

Más adelante se verá una clasificación completa y detallada de las causas de falla por sus defectos en el mismo capítulo

El conocimiento de la magnitud de la corriente de falla (corriente de corto circuito), en distintos puntos de un alimentador de distribución permite seleccionar la capacidad interruptiva de los elementos de protección, así como seleccionarlos adecuadamente para lograr una coordinación correcta.

La magnitud de la corriente de corto circuito trifásica va en función de la potencia de corto circuito de la fuente, la impedancia y la capacidad de los transformadores de potencia que alimentan al circuito de distribución, la impedancia de la línea de mediana tensión y la impedancia de la falla, además para el caso de fallas a tierra afectan la conexión a tierra del neutro del transformador, así como la existencia del cuarto hilo corrido a todo lo largo del circuito de distribución

Por último, entre los puntos más importantes de la utilidad del cálculo de corrientes de falla, considerando lo anterior, podemos concluir en lo siguiente.

1 - Calcular la corriente de corto circuito (simétrica y asimétrica) que deben de ser capaces de abrir los fusibles, restauradores y en general todos los equipos de seccionamiento.

2.- Calcular las corrientes de falla, las cuales son comparadas con los valores que pueden resistir los conductores desnudos, cables aislados, transformadores, reactores, etc , auxiliándose así en su selección.

3 - Selección, ajuste y coordinación de los dispositivos de protección de corto circuito, tales como relevadores, fusibles, etc , en base a corrientes máxima y mínima de falla

4 - Dato base para el cálculo de las redes de tierra de nuestras subestaciones rurales, así como de las subestaciones particulares.

2.4 Tipos de fallas a calcular y sus efectos.

Es sabido que la falla trifásica es la más fácil de calcular pero no es la que da los valores más altos de falla, ya que “la falla de línea a tierra”, en las cercanías de la subestación de corrientes de falla que exceden a las obtenidas con la falla trifásica para el mismo punto, además que la falla de línea a tierra es la más común.

Por otra parte se ha demostrado que en fallas de doble línea a tierra de algunos de los sistemas actuales, el hecho de introducir una pequeña impedancia resistiva de falla Z_f hace que la magnitud de la corriente de falla en una de las fases sea mayor de lo que sería si la impedancia de falla fuera cero

De hecho, en estos casos ha sido sorprendente encontrar que una falla de doble línea a tierra con impedancia de falla produce una magnitud de corriente en una de las

fases, diez por ciento mayor que las corrientes de falla trifásicas y de línea a tierra con cero impedancia de falla.

Así pues, entre los diferentes tipos de fallas que existen y que se pueden calcular de acuerdo a la periodicidad con que suelen ocurrir en el sector eléctrico, considerando la experiencia, las fallas a calcular son las siguientes:

- Falla trifásica - Es un tipo de falla simétrica en la que no existe desbalanceo de cargas en el sistema, su cálculo es simple si se aplica el procedimiento adecuado (véase la figura 2.3).

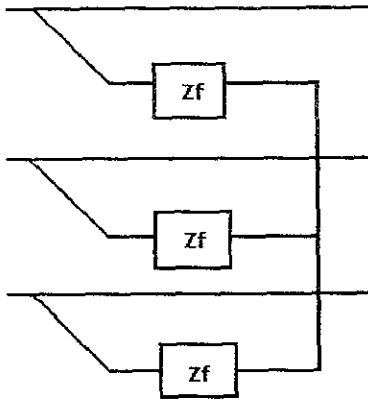
- Falla de fase a tierra.- Es un tipo de falla asimétrica en la cual existe desbalanceo al sistema y se puede dar por la ruptura de un conductor (véase la figura 2.4)

- Falla entre dos fases.- Al igual que la anterior es del tipo asimétrica y suele ocurrir cuando existe contacto entre dos conductores (fases). Para una mayor referencia véase la figura 2.3.

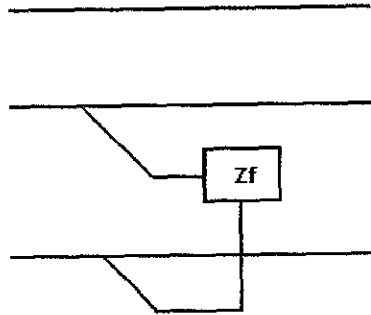
- Falla de dos fases a tierra - Es un tipo de falla asimétrica y se da cuando dos conductores se rompen (véase la figura 2.4).

Las fallas también se pueden considerar como transitorias, cuando se pueden liberar y eliminar rápidamente; y como permanentes, o sea, cuando aislamos la falla en un cierto sector para su atención, ya que se requiere de más tiempo

De acuerdo a la experiencia el tipo de fallas más severas se tienen a tierra, pero las más comunes suelen ser las de fases en sus diferentes formas, de ahí que en la mayoría de los casos sólo se consideran las del tipo trifásicas, considerando las fallas a tierra como una posibilidad latente en la red de distribución aérea.

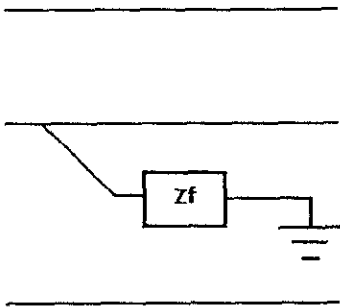


FALLA TRIFASICA

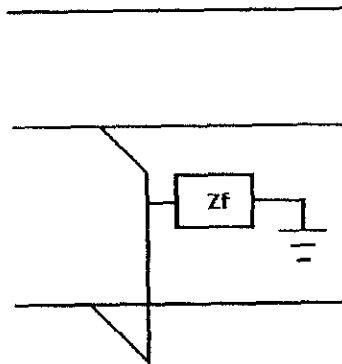


FALLA ENTRE DOS FASES

Fig 2.3 Diferentes tipos de falla que ocurren en las fases



FALLA DE FASE A TIERRA



FALLA DOBLE FASE A TIERRA

Fig 2.4 Diferentes tipos de falla a tierra

Entre los efectos que provocan los diferentes tipos de fallas, nos encontramos con los siguientes.

- Variaciones de voltaje - Al ocurrir cualquier tipo de falla esta nos ocasiona caídas de tensión en baja tensión y sobretensiones en alta tensión. se altera uno de los parámetros más importantes que es la regulación de voltaje, ya que si no se trabaja dentro del rango aceptable se nos presentarán muchos problemas
- Interrupciones del servicio.- Una de las tareas más importantes es la de garantizar una calidad y continuidad en el servicio, esto es atender rápidamente cuando ocurre una falla en el sistema y/o aislar la falla para que queden el menor número de servicios interrumpidos para que exista esa calidad y continuidad en el servicio.
- Aumento de temperatura - Uno de los efectos que nos generan daños directos al equipo y material utilizado es el aumento en la temperatura, ya que al circular una corriente de falla cuyo valor sobrepasa a los límites permitidos, es común que los conductores que transmiten y distribuyen la energía no operen en condiciones adecuadas y envejecan pronto.
- Daños a equipos.- Los equipos operan con un cierto valor de corriente nominal y corriente de carga, y al no estar protegidos adecuadamente al existir una corriente de falla que pase sobre ellos, estos equipos pueden tener daños severos
- Pérdidas económicas - El generar, transmitir y distribuir energía eléctrica implica un costo considerable a gran nivel; por lo que, al solucionar los problemas que se presentan al ocurrir una falla estos también implican un costo. Hablando de los sectores que necesitan este recurso de energía, como lo son los gubernamentales, los privados, los transnacionales, etc, también se ven afectados económicamente. El costo de generar energía eléctrica es casi proporcional al gasto de mantener un sistema eléctrico en óptimas condiciones

2.5 Corriente mínima de falla e impedancia de falla.

Para la aplicación del equipo de protección es importante conocer los siguientes valores de falla.

- Corriente mínima de falla
- Corriente máxima de falla

Estos valores dependen del valor del voltaje, mínimo o máximo de la generación (mínima o máxima) y del valor de la impedancia de falla.

Una aproximación frecuentemente usada es no considerar la variación de voltaje que produce la variación de la carga. También se acostumbra considerar iguales las impedancias de la fuente con generación mínima o máxima; estas consideraciones se toman a partir de la experiencia y nos ayudan en la simplificación del método para calcular las corrientes de falla.

Otro valor importante es el de la impedancia de falla, la cual se considera predominantemente resistiva y su valor es altamente variable y depende de

- La causa de la falla
- El tipo de falla
- El medio ambiente
- Puede ser variable en el tiempo

Para ejemplificar lo anterior con fallas que ocurren frecuentemente en la Ciudad de México tenemos

“ Una falla entre fases causada por una rama de árbol seco da una elevada impedancia de falla ”

“ Un conductor caído en agua o tierra mojada da una baja impedancia de falla, pero si el conductor cae en pavimento seco dará una alta impedancia de falla ”.

Ejemplos de variación en el tiempo de la impedancia de falla son

“ Una falla puede empezar como una falla de alta impedancia, baja corriente e ir degenerando a una falla de baja impedancia y alta corriente, o al revés, como es el caso de las fallas que se auto-clarean ”.

En la Tabla 2.2 se dan varios criterios que se emplean para seleccionar la impedancia de falla sacado de algunas fuentes.

CRITERIO	VALOR	VENTAJAS Y DESVENTAJAS
Sin cálculo	Capacidad de corriente del conductor (límite térmico)	- Previene el daño del conductor - No detecta fallas a bajo del límite térmico
Reporte del Instituto Eléctrico Edison y el Sistema Bell de	5 a 25 Ohms (valores más frecuentes)	- Diseño de redes de tierra
Reporte del IEEE acerca de 25 compañías	Cía. Zf 1 40 Ohms 2 20 " 7 0 " 16 sin respuesta	- Estudio estadístico acerca del comportamiento de la impedancia de falla en varias compañías de los Estados Unidos de Norteamérica
Boletín de la Administración de Electrificación Rural	40 Ohms	- No da las bases para la recomendación
Al final del alimentador	40 Ohms	- La corriente de falla puede ser menor que la de carga

TABLA 2.2
DIVERSOS CRITERIOS PARA LA SELECCION
DE LA IMPEDANCIA DE FALLA.

2.6 Clasificación de los defectos en los sistemas de distribución, transmisión y telecomunicaciones.

De acuerdo al análisis de las diferentes fallas que se presentan en la Ciudad de México y con el fin de poder tener un registro donde se encuentren bien definidos los distintos tipos de falla para solucionar los problemas que estas nos representan, el Departamento de Estudios y Mecanización de Luz y Fuerza del centro han realizado la siguiente clasificación de las fallas más frecuentes para su pronta solución.

Clasificación de fallas y desperfectos

300

10	DEFECTOS VARIOS
310	CALENTAMIENTO
311	QUEMADO
314	DESTRUIDO
317	ROTO
318	CAIDO
319	DESPRENDIDO

20	FALLAS VARIAS
320	VOLADO
321	OPERADO O DISPARADO
324/329	OTRAS

Clasificación de causas de falla por sus defectos

400

10	DEFECTOS DE INSTALACION -OPERACION
(I) 410	DISEÑO INCORRECTO
(E) 411	ENSAMBLE DE FABRICA DEFECTUOSO
(I) 412	EQUIPO O MATERIAL INCOMPLETO O INADECUADO
(E) 413	EQUIPO O MATERIAL DEFECTUOSO
(I) 414	MONTAJE DE EQUIPO INCORRECTO
(I) 415	MANO DE OBRA DEFECTUOSA
(E) 416	OPERACION ERRONEA

DEFECTOS POR DISTURBIOS ATMOSFERICOS Y OBJETOS AJENOS	
20	
(E) 420	TORMENTA
(I) 421	NEBLINA
(I) 422	LLUVIA
(I) 423	RAYOS
(I) 424	VIENTO
(I) 425	OBJETOS NO METALICOS SOBRE LA LINEA
(I) 426	RAMAS SOBRE LA LINEA
(I) 427	POLVO Y/O CONTAMINACION
(E) 428	ARBOL SOBRE LA LINEA
(E) 429	OBJETOS METALICOS SOBRE LA LINEA

DEFECTOS POR ACCIONES EXTERNAS	
30	
(I) 430	CRUZAMIENTO POR LINEAS COLGADAS
(I) 431	CRUZAMIENTO CON OTRAS LINEAS
(E) 432	CHOQUE. GOLPE
(E) 433	PIQUETE MECANICO
(E) 434	TROLAZO
(E) 435	PEDRADA O BALAZO (VANDALISMO)
(E) 436	ROZAMIENTO
(I) 437	PROPAGACION PROVOCADA POR FALLA DE EQUIPO O MATERIAL CERCAÑO
(I) 438	ELECTROLISIS, ACCION GALVANICA O QUIMICA
(I) 439	PROPAGACION PROVOCADA POR CHOQUE, GOLPE O

DEFECTOS POR MANIOBRA EN EL SISTEMA	
40	
(E) 440	SOBRECARGA
(I) 441	CARGA DESEQUILBRADA
(I) 442	VARIACIONES BAJO O ALTO VOLTAJE
(P) 443	BAJA FRECUENCIA
(P) 444	DISTURBIOS EN SISTEMAS INTERCONECTADOS
(P) 445	FALTA DE ENERGIA EN TELECOMUNICACIONES
(P) 446	FALTA DE ENERGIA POR BANCOS FUERA
447/449	OTRAS

DEFECTOS MECANICOS Y ELECTRICOS	
50	
(I) 450	FALSO CONTACTO
(I) 451	CORTO CIRCUITO
(I) 452	FLAMAZO
(I) 453	NEUTRO ABIERTO
(I) 454	FALLA DE AISLAMIENTO
(I) 455	DESAJUSTE EN EL EQUIPO
(E) 456	FUNCIONAMIENTO INCORRECTO
(I) 457	CRISTALIZACION O VIBRACION
(E) 458	FUGA DE ACEITE O COMPUESTO
459	OTRA

60	OTRAS CAUSAS
(E) 460	HUNDIMIENTO, DERRUMBE
(E) 461	INCENDIO, EXPLOSION
(E) 462	CORRIENTE DE FUGA EN SEPARADOR M
(E) 463	SISMO
(E) 464	PERSONAL O EQUIPO AJENO
(E) 465	FRAUDE
(E) 466	ROBO DE MATERIAL Y EQUIPO
(E) 467	LICENCIAS PROGRAMADAS CON INTERRUPCION
(I) 468	IGNORADA
469	OTRA

(P) 470.- FALLA EN EL SISTEMA CRAD(SCADA)

(UTR FUERA DE EXPLORACION: UNIDAD TERMINAL REMOTA)

(CRAD: CONTROL REMOTO Y ADQUISICION DE DATOS)

(I) - INTERNA

(E) - EXTERNA

(P).- PRODUCCION

El tener identificadas las causas de falla es de vital importancia para el ingeniero de mantenimiento, el cual se encargará de realizar los programas de acuerdo a la información que tiene a su alcance y a su conocimiento sobre la materia para tener el criterio de proporcionar una buena coordinación de protecciones.

2.7 Importancia del registro de las fallas en los alimentadores mediante un banco de información.

La importancia que se tiene dentro del sector eléctrico en la Ciudad de México es el proporcionar confiabilidad y continuidad en el servicio que se presta a los consumidores; determina una suma de esfuerzos a fin de conservar y mejorar los sistemas en que se apoyan las diversas funciones que se realizan, una de las más importantes sin duda alguna es el mantenimiento que se realiza a los alimentadores de distribución

La Gerencia de Distribución y Transmisión, de Luz y Fuerza del Centro, acorde con esta política, ha implementado planes y acciones tendientes a reducir los índices de fallas en las redes de distribución aérea que maneja, lo cual ha permitido la adquisición de experiencia e información acerca de su mantenimiento; ordenar esta información y estar en posibilidad de transmitir la experiencia adquirida, representa el motivo esencial de la importancia de este registro

Este registro tiene como propósito el establecimiento de un banco de información que permita mediante el análisis, la observación y la experimentación dar soporte a la asignación de recursos, a la ejecución de programas de mantenimiento y su control, así como el seguimiento, que permita a su vez, realimentar dicho banco de información

Al establecer este proceso de información, quedan involucrados directa o indirectamente todos los departamentos de la Gerencia de Transmisión y Distribución, quedando para su elaboración al Departamento de Líneas Aéreas, el cual se convierte en área operativa para corregir cualquier tipo de falla.

El objetivo de todo esto es el de definir las políticas, normas y procedimientos para implementar la planeación, organización e integración de los recursos humanos, materiales y equipo, además de la ejecución de las actividades, el registro y la información de todas las acciones inherentes al mantenimiento preventivo y correctivo de las redes aéreas de alta y mediana tensión, dentro del sistema de distribución, a fin de conservarlas en condiciones óptimas de operación

Otro aspecto importante es el de minimizar costos y hacer más eficientes los mantenimientos, procurando acercarse a un equilibrio razonable dentro de la normatividad establecida.

Por último, transmitir en forma ordenada, la información e instrucciones necesarias a cualquier persona que vaya a encargarse de las actividades de mantenimiento

Por mantenimiento correctivo se entiende la ejecución impostergable, de acuerdo a un procedimiento, de las acciones necesarias para restablecer el servicio y/o garantizar su confiabilidad.

Por mantenimiento preventivo se entiende la ejecución de acciones basadas en un sistema de información, un sistema de selección y un sistema de aplicación, a través de los cuales se puedan tomar decisiones que garanticen el mejor comportamiento de las redes de distribución aérea de alta tensión.

Algunas de las políticas que deberán adoptarse son las siguientes:

- Los ingenieros de mantenimiento asignarán recursos, una vez que hayan efectuado un análisis, síntesis y evaluaciones que reproduzcan la incertidumbre sobre los efectos de mantenimiento preventivo.
- La planeación, programación, control y reportes correspondientes, deberán efectuarse en forma conjunta entre ingenieros, técnicos y sobrestantes, de cada uno de los departamentos y secciones, observando la normatividad existente y los procedimientos descritos para el banco de información
- La ejecución de los trabajos se realizará por los sobrestantes y grupos operativos (cuadrillas), debiendo ser supervisados por los ingenieros encargados, quienes vigilarán el cumplimiento de las normas de seguridad, la correcta ejecución de las maniobras y utilización de materiales, así como la calidad de la mano de obra.
- Dada la aleatoriedad con la que se presentan los fenómenos climatológicos y el medio al que están expuestas las instalaciones aéreas de distribución, queda abierta la investigación y el desarrollo que en materia de mantenimiento se haga en forma inmediata, por tal motivo, el procedimiento a seguir deberá revisarse y actualizarse cuando se considere necesario

Al analizar los beneficios que trae consigo el conocimiento del registro de las fallas que nos alteran el sistema eléctrico, estos pueden ser muchos, los cuales se ven representados en diferentes normas, las cuales son de gran importancia para el mantenimiento preventivo y/o correctivo; algunas de las más importantes que nos ayudan a nuestro objetivo son:

- La medida establecida para calificar la continuidad del servicio de energía eléctrica, es el “ *tiempo de interrupción por usuario* ” (TIU), y por tal motivo, su valor es representativo de la eficiencia de la instalación, mantenimiento y operación de redes de distribución aérea; el banco de información refiere los procedimientos para abatir el TIU vía mantenimiento
- El análisis de las causas de disturbios y operación de relevadores, la identificación de zonas a revisar en el terreno, los componentes a observar, así como las pruebas, mediciones y estudios a realizar, deben apoyarse en hipótesis desarrolladas a través de registros históricos de fallas
- Los programas de mantenimiento están orientados a la atención y/o corrección de situaciones y componentes que puedan afectar el comportamiento de los alimentadores. Dichos programas pueden ser genéricos o específicos, tales como apartarrayos, equipos de seccionamiento, lavado de aisladores, etc., se podrían implementar nuevos programas o reciclar los ya existentes según las características y medio ambiente que se maneje en cada Departamento.
- La poda de árboles es un programa de mantenimiento específico que deberá desarrollarse en forma permanente y cíclica conforme a las necesidades de cada Departamento. Este es un problema de los sistemas de distribución aéreos, ya que el problema por fallas en un gran porcentaje corresponde a las ramas o árboles sobre la línea, lo que acarrea muchas fallas del tipo transitorio en ciertas temporadas del año

El banco de información es el conjunto ordenado, clasificado, actualizado de formatos, registros, reportes, gráficas, anotaciones y datos originados en las áreas operativas o fuera de ellas, que intervienen en la función de mantenimiento, de acuerdo con el procedimiento señalado.

La importancia no radica únicamente en la captura y procesamiento de datos disponibles, sino que a medida que se conjuntan las políticas y normas explicadas con anterioridad, este banco de información se irá retroalimentando, hasta convertirse en un sistema de información, el cual conjunte la experiencia de los recursos humanos, los manuales y el equipo de procesamiento de datos que seleccione, almacene y recupere datos para reducir la incertidumbre en la toma de decisiones y produzca información en el tiempo cuyo uso sea más eficiente.

El banco de información cumple con el objetivo de auxiliar al ingeniero de mantenimiento a conocer, comprender, aplicar, analizar, sintetizar y evaluar todas las acciones inherentes al mantenimiento.

Este banco de información está integrado esencialmente por la información de cada alimentador que se atiende en cada sector de la Ciudad de México basada en los siguientes puntos:

- 1 - Carpeta de cada alimentador.
- 2 - Prontuarios
- 3.- Instructivos.
- 4 - Informes

La carpeta de cada alimentador es un historial de cada uno de los alimentadores y sin lugar a dudas es la información mas esencial del banco de información. En el siguiente tema se verá su importancia

Los prontuarios, instructivos e informes van íntimamente ligados con la carpeta de cada alimentador; entre estos podemos encontrar los extractos de disturbios, relatorios de disturbios, instructivos de poda, instructivos de equipo de seccionamiento, catálogos de materiales y equipo, los cuales dan resultado en los informes finales.

2.8 Carpetas de mantenimiento de los alimentadores de distribución.

Como se vio con anterioridad la carpeta de cada alimentador nos auxilia para poder implementar los programas de mantenimiento, ya que de acuerdo a la información dada en cada carpeta nos presenta la situación real en cuanto a los diferentes tipos de fallas que alteran el comportamiento de cada alimentador de distribución.

Por cada alimentador se debe llevar una carpeta en la cual se registrará la siguiente información:

- a) Formato FMP-01 (Características Generales) - Consta de dos columnas, una de descripción del equipo y otra de cantidad. En este formato van incluidas todas y cada una de las partes instaladas con las que cuenta el alimentador, con el fin de conocer la conformación en general de un alimentador.
- b) Formato FMP-02 (Diagrama Unifilar) - Es el plano del alimentador, en donde se muestra el calibre y material de los conductores, transformadores, mufas, cuchillas, interruptores, seccionadores, restauradores, capacitores, etc., y nos muestra las calles y puntos de referencia de dichos equipos. Los diagramas son de gran importancia, por lo que hay que estarlos actualizando continuamente para garantizar la verdadera conformación de cada alimentador.
- c) Formato FMP-03 (Comportamiento) - Se refiere al registro de interrupciones mayores e instantáneas ocurridas en un alimentador, para poder así contrarrestarlas, se llena con información proporcionada por operación de redes de distribución a través del extracto y relatorio de disturbios, así como de los reportes proporcionados por las cuadrillas que

atienden los disturbios; este formato guarda información como: fecha, hora, falla observada, causa probable, duración, número de usuarios, TIU, número de pruebas malas hechas al alimentador contra falla franca, relevador que opero y dirección de la falla.

d) Formato FMP-04 (Revisión global).- Se refiere a las revisiones efectuadas en el terreno para tipificar las zonas del alimentador mediante las causas de falla más frecuentes y tratar de registrarlas en el diagrama unifilar

e) Formato FMP-05 (Registro de pruebas, mediciones y/o resultados).- En este formato se incluirán las diferentes pruebas hechas a algún equipo para garantizar su buen funcionamiento, o mediciones hechas al terreno en condiciones de falla, así como el diagnóstico de dichas pruebas y mediciones

f) Formato FMP-06 (Reporte de atención de disturbios).- Este reporte debe de ser llenado por toda la cuadrilla que atienda cualquier disturbio en combinación con el operador de redes aéreas, relacionando falla observada, causa probable, trabajo realizado y cuantificado en unidades de trabajo, condiciones climatológicas y material empleado.

g) Formato FMP-07 (Relatorio de disturbios).- Este informe es integramente elaborado por el operador de redes aéreas y consiste en la secuencia de maniobras, pruebas, y trabajos efectuados en la atención de cada disturbio.

h) Formato FMP-08A (Revisión a detalle).- Este reporte lo hace el supervisor que recorre una zona previamente seleccionada y se refiere a la situación de los componentes de los sistemas de distribución aérea de alta tensión y la acción a ejecutar ya sea ajuste, reemplazo, limpieza o instalación

i) Formato FMP-08B1 (Listado de materiales) - Este reporte está directamente ligado al anterior y se refiere a los materiales necesarios para efectuar los trabajos derivados de la revisión a detalle. Se refiere exclusivamente a los alimentadores de 6 KV

j) Formato FMP-08B2 (Listado de materiales).- Igual que el anterior pero relativo exclusivamente a los alimentadores de 23 KV En el caso de que se trate de alimentadores de 13.2 KV podrá usarse indistintamente cualquiera de estos dos últimos formatos.

k) Formato FMP-09 (Trabajo ejecutado) - Se refiere a los trabajos efectivamente ejecutados para mantenimiento preventivo, los cuales deberán medirse en unidades de trabajo, aquí se podrá realizar un croquis de estos trabajos.

l) Formato FMP-10 (Cierre de orden de trabajo).- Comprende a cada orden de trabajo ejecutada, ya sea mantenimiento preventivo o correctivo, y comprende dos campos: uno para materiales y otro para mano de obra. Esta forma nos sirve para ver la relación entre los costos que nos lleva ejecutar una maniobra entre los materiales empleados y los que ejecutan ese trabajo.

m) Formato FMP-13 (Orden de trabajo) - Se tratan todas las ordenes de trabajo en cuanto a mantenimiento preventivo y/o correctivo pendientes del relatorio de quejas, en el cual, se muestra una relación del material instalado y el material retirado de cada queja del relatorio

En términos generales, el hecho de llevar una carpeta de cada alimentador de las diferentes subestaciones, implica mucho trabajo en capturar todo lo que acontece en cuanto a fallas en ese alimentador, pero los beneficios se ven, ya que al tener un historial de un alimentador en específico, nos ayuda a contrarrestar las múltiples fallas que se presentan, además conociendo el comportamiento de cada alimentador atendido en un cierto sector, podemos conocer cuales son los alimentadores conflictivos y en los que hay que trabajar para elaborar buenos programas de mantenimiento preventivo y en la colocación de equipos de seccionamiento, como en el caso particular de los restauradores con control a base de microprocesadores en cualquier red aérea. Más adelante se darán algunas consideraciones de como realizar un buen estudio de corto circuito, y se verá el papel que juega el considerar los aspectos más relevantes de un alimentador mediante su carpeta de mantenimiento

2.3.1 Carpeta de mantenimiento del alimentador Coy-22.

De acuerdo con la sección anterior, empezaremos el análisis recabando la información más importante que se tiene del alimentador Coy-22 que es donde se desea instalar un *restaurador con control a base de microprocesadores*. Dentro de los formatos de mantenimiento preventivo (*FMP*), quizás los más importantes serían los que nos revelan las características del alimentador, la topología, el comportamiento, las últimas revisiones globales a el alimentador, etc. A continuación se presentan los formatos más importantes en la carpeta del alimentador Coy-22 para realizar nuestro estudio.

El formato *FMP-01* nos señala aquellas características más importantes del alimentador, aquí nos basamos para nuestro estudio principalmente en las longitudes del alimentador, así como en la carga instalada mediante los transformadores, para realizar un buen estudio de coordinación de protecciones, que más adelante se verán los fundamentos mínimos de éste.

Dentro de la forma *FMP-02* para nuestro estudio de corto circuito y coordinación de protecciones en el alimentador Coy-22 es necesario hacer un diagrama unifilar simplificado, el cual nos muestra todas las longitudes del alimentador sin considerar los componentes como transformadores, portafusibles, cuchillas, apartarrayos, etc.; y sólo nos muestra los diferentes calibres de la troncal y los ramales.

Su elaboración puede resultar sencilla, ya que al tener el plano o diagrama unifilar del alimentador, es tarea del ingeniero dividirlo por nodos en las diferentes ramas que presenta la topología del plano siguiendo cuidadosamente la trayectoria de la troncal, y con un *odómetro* calcular todas las distancias sobre el plano. Una vez elaborado el diagrama unifilar simplificado se facilitará el estudio de corto circuito y coordinación de protecciones en dicho alimentador. La figura 2.5 nos muestra este tipo de diagrama obtenido en el alimentador Coy-22. Ver los puntos considerados en el plano del alimentador (*FMP-02*) anexo

GERENCIA DE DISTRIBUCION Y TRANSMISION
SUBGERENCIA DE DISTRIBUCION AEREA

DEPARTAMENTO . Líneas Aéreas Sur SECCION. Mantenimiento Eléctrico SECTOR: Sur

ALIMENTADOR <u>COY-22</u>	TENSION: 23KV
SUBESTACION <u>COYOACAN</u>	

CARACTERISTICAS GENERALES (FMP-01)

DESCRIPCION DEL EQUIPO INSTALADO	CANTIDAD
ACOMETIDAS A T. (MUFAS)	33
APARTARRAYOS C DISTRIBUCION	67
APARTARRAYOS C.INTERMEDIA	1
ATENCION %COMPARTIDO	0%
CAPACITORES	Ninguno
CARGA NOMINAL	Preferentemente Residencial
CUCHILLAS DE NAVAJA	31
INTERRUPTORES EN AIRE	15
LONGITUD TOTAL: TRONCAL 7500 RAMAL 17500	25.000 m
NIVEL CERAUNICO. A B x C	
No DE S.E. RURALES	NINGUNA
No DE USUARIOS PROMEDIO	4958
SECCIONADORES	Ninguno
RESTAURADORES	"Se propone instalar uno"
TRANSFORMADORES	139
SERVICIOS IMPORTANTES	Bancos y laboratorios

REVISION	BAEZ	MURILLO	BARAJAS			
FECHA	diciembre 1994	octubre 1996	junio 1997			

Formato FMP-01 que muestra las características del alimentador Coy-22

Los demás formatos que se tratan son del segundo y tercer trimestre de 1997 esencialmente, pudiendo existir alguna variación, pero lo más importante es que son datos con los que se cuentan recientemente antes de la puesta en servicio del restaurador. Todos estos formatos ejemplifican la importancia de tener un registro actualizado para poder tomar medidas en cuanto a los programas de mantenimiento, para garantizar el adecuado funcionamiento del sistema

La información relacionada en todos los formatos de mantenimiento preventivo (FMP), nos lleva a la conclusión de tener un mayor control de los alimentadores de distribución, ya que por lo general la buena interpretación de los datos y valores que se generan de las carpetas de mantenimiento de los diferentes alimentadores llevan a realizar a el ingeniero de mantenimiento adoptar buenas medidas para corregir fallas en los alimentadores mediante buenos proyectos y programas de mantenimiento de cualquier tipo; en particular adoptamos esta postura, para la buena realización de la instalación de un restaurador con control microprocesado en el alimentador Coy-22, considerando los aspectos anteriores

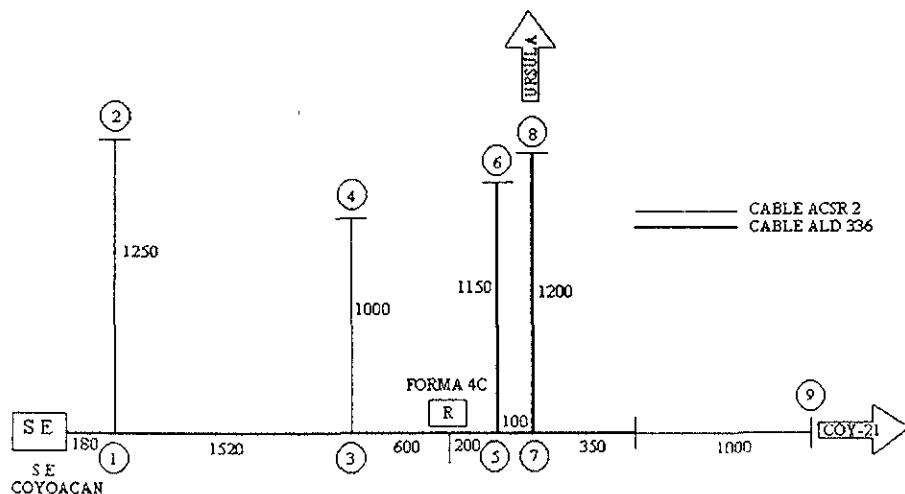


fig 2.5 Diagrama unifilar simplificado del alimentador Coy-22

El formato *FMP-03* que muestra el comportamiento del alimentador, es una de las formas más importantes, ya que nos revela datos de gran interés que hay que considerar por un ingeniero de mantenimiento, es sin lugar a dudas una manera de poner en marcha diferentes programas de mantenimiento, puesto que toda esta información forma parte de las tareas a realizar dentro de las áreas operativas para tomar criterios acerca de los programas de poda, programas de abatimiento del "TIU" y programas de mantenimiento preventivo a los alimentadores que presentan problemas en un cierto periodo, sólo por citar algunos.

En lo que respecta a este formato, aquí se presenta el parámetro del "TIU" (*tiempo de interrupción por usuario*), el cual nos revela un porcentaje en minutos del tiempo que permanece fuera de servicio un alimentador; generalmente el "TIU" se saca como un porcentaje que se maneja en los diferentes sectores de Luz y Fuerza del centro, a partir de todas las subestaciones que le corresponden a cada sector por un determinado periodo. La forma de obtener este parámetro es la siguiente:

$$TIU = \frac{(No. de usuarios promedio)(tiempo de interrupción)}{No de usuarios totales en el periodo} [min]$$

El formato que se presenta en esta parte, comprende los periodos de abril a septiembre de 1997, con las siguientes características en cada mes.

Mes	No. de usuarios	No. de usuarios totales	TIU acumulado
abril	4969	522917	0
mayo	4988	534135	0.1
junio	4988	534207	0
julio	5007	534814	0.1
agosto	5009	536681	0
septiembre	5004	536139	0

Esta forma revela datos importantes para realizar nuestro estudio, ya que registra valores que van íntimamente ligados con los tipos de falla que ocurren en un alimentador, y los niveles máximos o mínimos del TIU, para poder así elaborar un programa de mantenimiento preventivo y/o correctivo que nos permita abatir o disminuir el TIU

GERENCIA DE DISTRIBUCION Y TRANSMISION
SUBGERENCIA DE DISTRIBUCION AEREA

DEPARTAMENTO LINEAS AEREAS SECTOR SUR SECCION MANTENIMIENTO

ALIMENTADOR COY-22 SUBESTACION COYOACAN				TENSION 23 KV	REGISTRO DE INTERRUPCIONES MAYORES E INSTANTANEAS			COMPORTAMIENTO	
FECHA	HORA	FALLA OBSERVADA	CAUSA PROBABLE	DURAC INST	DE LA FALLA MAYOR	TIU	Nº DE PRUEBAS	RELEVADOR OPERADO	DIRECCION DE LA FALLA
13/08/97	15:53	RELEVADOR OPERADO	RAMAS SOBRE LA LINEA	5 min	X	0.04	X	50	TELECONTROLADA
13/08/97	19:29	RELEVADOR OPERADO	RAMAS SOBRE LA LINEA	5 min	X	0.04	X	50	TELECONTROLADA
23/08/97	13:13	RELEVADOR OPERADO	RAMAS SOBRE LA LINEA	3 min	X	0.03	X	50	TELECONTROLADA
22/08/97	13:23	LINEAS CAIDAS	RAMAS SOBRE LA LINEA	X	18 min	0.16	2	51 INST	BELIZARIO DOMINGUEZ AL PONIENTE DE ALDAMA
22/08/97	14:46	FUSIBLE QUEMADO	CORTO CIRCUITO	X	46 min	0.4	3	51-1	UNIDAD INTEGRACION LATINOAMERICANA
22/08/97	11:32	RELEVADOR OPERADO	CORTO CIRCUITO	3 min	X	0.02	X	51-1, 51-2	CERRO DE LA LUZ AL NORTE DEL CERRO DEL VIGILANTE
14/08/97	11:14	FUSIBLE QUEMADO	CORTO CIRCUITO	X	20 min	0.18	3	51-2	CERRO DEL AGUA AL NORTE DE CERRO DE LAS PALOMAS
21/08/97	11:49	LINEAS FLAMEANDO	LINEAS CRUZADAS POR CABLEVISION	X	14 min	0.13	2	TELEINDIC	MADRID ENTRE BRUSELAS Y VIENA
14/08/97	05:58	RELEVADOR OPERADO	RAMAS SOBRE LA LINEA	5 min	X	0.04	X	50	TELECONTROLADA
07/08/97	21:25	TRANSF. DAÑADO	MATERIAL DEFECTUOSO	X	LICENCIA		X	50	SALVADOR NOVO # 73 COL. ROMERO DE TERREROS
07/08/97	03:01	APARTARRAYOS VOLADO	FALLA DE AISLAMIENTO	X	23 min	0.21	2	50	PEREZ VALENZUELA AL NORTE DE PINO
12/08/97	14:27	LINEAS ROTAS	SOBRECARGA	X	42 min	0.4	3	50-N	SAN FELIPE Y AVENIDA MEXICO-COYOACAN
13/08/97	07:34	RELEVADOR OPERADO	RAMAS SOBRE LA LINEA	3 min	X	0.02	X	TELEINDIC	TELECONTROLADA

SUPERVISOR: GUILLERMO MORALES MOSCO

HOJA 3 DE 3

Formato FMP-03 que muestra el comportamiento del alimentador Coy-22

DISTRIBUCION DE ENERGIA DE TRANSMISION		DEPTO	FMP-04	SECCION	SECTOR	CAUSAS DE FALLA									
		LINEAS AEREAS		MANTENIMIENTO	SUR										
REVISION GLOBAL						A	C	F	I	M	C	E			V
						C	O	O	N	A	B	N	R	O	X
						I	T	L	R	U	O	A	I	A	J
						D	A	A	A	C		V	U	E	A
						E	M	S	C	U	C	D	D	E	N
						N	I	I	D	I	E	E	L	I	O
						T	N	D	O	E	O	F	E	L	O
						E	A	E	N	S	N	E	C	O	S
						S	C								
REVISOR	FECHA	HORA	CLIMA	CALLES IMPORTANTES	COMPONENTES C/FALLA OBS										
VICTOR LOZADA	02/JUN/97	10 20	NUBLADO	DELTA Y GAMA	AISLADORES FUERA DE NORMA				X		X				
VICTOR MENDOZA	08/JUN/97	11 50	CALUROSO	PARRAS Y NOVO	CORTACIRCUITOS FLAMEADO					X		X			
JOSE LUIS PEREZ	17/JUN/97	09 15	NUBLADO	MINA Y VIENA	LINEAS CAIDAS								X		
JOSE LUIS PEREZ	29/JUN/97	12 08	CALUROSO	ALDAMA Y AGUAYO	RAMAS S/LINEA									X	
VICTOR MENDOZA	07/AGO/97	14 30	CALUROSO	PRIVADA FLORIDA	CRUCETA VOLADA AISLADOR ROTO		X			X		X			
AMILIO GUTIERREZ	11/AGO/97	15 23	TEMPLADO	PINO Y ENCANTO	FALSO CONTACTO POR LINEAS COLG	X									
MARIO TOVAR	04/SEP/97	12 38	TEMPLADO	RIO Y GUERRERO	INTERRUPTORES EN MAL ESTADO		X					X			
JOSE LUIS PEREZ	07/SEP/97	14 34	CALUROSO	CERRO DEL AGUA Y CERRO DEL OTATE	RAMAS S/LINEA									X	
JOSE LUIS PEREZ	14/SEP/97	13 14	TEMPLADO	CERRO DEL HOMBRE Y CERRO CONEJOS	OBJETOS EXTRAÑ. S/LINEA								X		X
VICTOR MENDOZA	24/SEP/97	11 05	NUBLADO	ALDAMA Y MALITZIN	APARTARRAYOS SIN ATERRIZAR							X			X
JOSE LUIS PEREZ	08/OCT/97	13 30	CALUROSO	MOCAMPO Y DULCE OLIVA	APARTARRAYOS EN MAL ESTADO		X			X		X			
VICTOR MENDOZA	13/OCT/97	09 40	TEMPLADO	EPSILON Y ALFA	CABLE PUENTE DAÑADO		X								
JOSE LUIS PEREZ	19/OCT/97	11 34	NUBLADO	AYUNTAMIENTO AL PTE DE EPSILON	FALSO CONTACTO XPUNTE ZAFADO	X				X					

FORMATO FMP-04 QUE MUESTRA LA REVISION GLOBAL EN EL ALIMENTADOR COY-22

GERENCIA DE DISTRIBUCION Y TRANSMISION
SUBGERENCIA DE DISTRIBUCION AEREA

DEPTO. LINEAS AEREAS
SECCION MANTENIMIENTO
SECTOR: SUR

ALIMENTADOR: COY-22
TENSION 23 KV.
SUBESTACION: COYOACAN

REGISTRO DE PRUEBAS, MEDICIONES,
ESTUDIOS Y RESULTADOS

PRUEBA DE:

RESISTIVIDAD DE SUELO

FECHA: 14 JUL 97

MEDICION DE

FECHA:

ESTUDIO DE

FECHA:

(DIAGNOSTICO)

Resistividades altas que generan disturbios en la zona

PRACTICADO POR:

Jorge Nava Terreros

EQUIPO EN PRUEBA.

3 Juegos de Apartarrayos. 2 Transformadores y una Mufa

ZONA DE PRUEBA

Calle de Pino al poniente de Ursula, Col Villa Coyoacán

RESULTADOS

Se aterrizó correctamente equipo de protección, así como los dos transformadores y se checo mufa de Telmex, arrojando resultados aceptables para bajar la resistividad del suelo

OTROS DATOS:

CONCLUSIONES

ACTIVIDADES	FECHAS DE TERMINACION	OBSERVACIONES
Puesta a tierra apartarrayos	14 de julio de 1997	Lectura anterior 10 Ohms Lectura actual 0 Ohms
Puesta a tierra apartarrayos	14 de julio de 1997	Lectura anterior 14 Ohms Lectura actual 0 Ohms
Puesta a tierra transformador	18 de julio de 1997	Lectura anterior 32 Ohms Lectura actual 0 Ohms
Puesta a tierra apartarrayos	20 de julio de 1997	Lectura anterior 12 Ohms Lectura actual 0 Ohms
Puesta a tierra transformador	24 de julio de 1997	Lectura anterior 40 Ohms Lectura actual 0 Ohms
Puesta a tierra mufa	25 de julio de 1997	Lectura anterior 10 Ohms Lectura actual 0 Ohms

SUPERVISOR ING Guillermo Morales Mosco

HOJA 3 DE 7

Formato FMP-05 que registra las pruebas, mediciones, estudios y resultados del alimentador Coy-22

RELATORIO- DISTURBIOS				
CLAVE	ALIMENTADOR			
Hora	4	23	52	315
S E. COYOACAN				ALIMENTADOR COY-22

18:46	Informa el Sr. Gerardo García T.O.C.S.I., falta potencial en una fase por A.t.en S.E. No.8, tiene un fusible quemado en la acometida con el 23c-1118-14
18:48	Para atender el Sr Carlos Romero de L.A.S. de la col. Ajusco
18:52	Informa el Sr. Gerardo García hizo recorrido en las S.E.'s correspondientes sin encontrar daño visible.
19:02	Informa el Sr. Carlos Romero se encuentra en la acometida con el 23C-1118-14, con fusible lado calle quemado SMU-20 de 65 A, no cuenta con el de la capacidad nominal, procede a reemplazar por uno de 20 A
19.23/24	Libramiento para cerrar fusible en acometida 23C-1118-14 para prueba,correcta
19:25	Informa el Sr Gerardo García potencial correcto en la S.E. No.11 en las 3 fases
19:42	Informa el Sr. gerardo García potencial correcto en S.E. No. 8 en su B.T. y servicio correcto de conformidad la Sra. Patricia Cenicero
19:43	Se traslada el sr. Carlos Romero al sector por fusible nominal
20:57	Reemplazado fusible nominal de 65 A en acometida 23C-1118-14, fase lado calle, según informa el señor Carlos Romero
21:08	Informa el Sr. Gerardo García potencial correcto en las tres fase de la S.E. No.8
Se da por terminado el presente	

Clave				
Alimentador	4	23	52	315
Fecha	22/05/97			
Operador de L.A.S	Servicio Consumidor			
Firma	_____			
Pendiente a:				
Sistema	133			
Mat y Equipo	260			
Falla	311			
Causa	451			

Formato FMP-07 que ejemplifica un relatorio de disturbios en el alimentador Coy-22

CAPITULO 3.

PROGRAMACION DE RESTAURADORES CON CONTROL A BASE DE MICROPROCESADORES.

3.1 Generalidades.

Dentro de las partes de un sistema de distribución se mencionaron dentro de los equipos de seccionamiento a el restaurador, siendo este uno de los puntos a tratar para el estudio de corto circuito para coordinar adecuadamente las protecciones a lo largo del alimentador entre el equipo de protección de la subestación de potencia y el equipo de seccionamiento instalado a lo largo del alimentador. La constitución física del restaurador, así como la norma de montaje se observa en la figura 3 1.

En el presente capítulo se tratarán algunas cuestiones importantes acerca de la programación de los restauradores con control a base de microprocesadores

3.2 Seguridad del control.

El sistema de seguridad de tres niveles del control de restauradores con control a base de microprocesadores (forma 4C) limita el acceso al personal únicamente a las funciones correspondientes a sus responsabilidades. El código de seguridad de cuatro dígitos prohíbe el acceso no autorizado con el teclado a los parámetros de programación y de funcionamiento

El control no acepta órdenes de programación a menos de que el operador ingrese el código de seguridad de cuatro dígitos correspondiente. Por lo que hay que asegurarse de que el personal de programación tenga acceso a los códigos de seguridad mínimos necesarios

Para un correcto funcionamiento de este tipo de restauradores es importante considerar los siguientes aspectos, como regla


RESTAURADOR AUTOMATICO LA 23.560 IV		Fuente: Norma 4.0400 LyF
FUENTE		
ESCALA:1:20 ACOTACIONES mm		

fig.3.1 Restaurador automático

- Cuando se apaga la pantalla con el teclado, se borra el código de seguridad previamente ingresado

- Todo código de seguridad ingresado se anula luego de transcurrir 10 minutos después de la última instrucción o interrogación ejecutada con el teclado

- Durante la programación de la unidad, si se asignan códigos idénticos a diferentes niveles de seguridad, el control otorgará el nivel de seguridad más alto al código.

El primer nivel de seguridad autoriza el cambio de los siguientes parámetros de funcionamiento:

- Valores de disparo mínimo
- Número de operaciones antes del bloqueo
- Selección de curvas de respuesta tiempo-corriente
- Tiempo de cierre
- Selección de transformadores de corriente
- Tiempo de reposición de cierre por supervisión
- Identificación de fases.
- Encendido/Apagado de funciones.
- Selección de intervalos de integración de mediciones.
- Acceso a grupos de temporización de curvas TCC
- Activación de fallas a tierra sensibles, disparo por corriente excesiva y bloqueo.
- Registrador de eventos
- Monitor de ciclo de trabajo

El segundo nivel de seguridad permite cambiar los parámetros siguientes

- Fijación del número de identificación del control
- Tiempo del reintento del cierre y número de intentos
- Contador de operaciones

El tercer nivel de seguridad permite cambiar los siguientes parámetros:

- Los códigos de seguridad de los niveles 1 y 2
- La frecuencia de la línea.

Estos niveles de seguridad han sido diseñados para dar acceso únicamente a personal plenamente familiarizado con el uso de estas funciones. La programación incorrecta del control podría provocar un funcionamiento inesperado.

De fábrica existen programados niveles de seguridad para respaldar cualquier acceso incorrecto, por lo que, el control de forma 4C es programado en fábrica con códigos de seguridad estándar para los niveles de seguridad primero (1111), segundo (2222) y tercero (3333). Una persona con tercer nivel de seguridad puede alterar estos códigos a cualquier cifra de cuatro dígitos.

3.3 Códigos de acceso y parámetros.

Debido a la gran variedad de ventajas que nos dan este tipo de restauradores con control a base de microprocesadores, resulta conveniente listar los códigos de acceso y sus funciones en el control de forma 4C. La tabla 3.1 nos muestra estos códigos de acceso y sus funciones respectivas

Cada una de las funciones con las que cuenta este tipo de restauradores juega un papel de suma importancia, por lo que es necesario tener conocimiento de estas funciones para explotar al máximo el funcionamiento de este equipo de seccionamiento, ya que como se dijo anteriormente, que en un proyecto de mantenimiento sólo se destina aproximadamente un 4% en lo que se refiere a la protección, y de acuerdo a las funciones de este tipo de restauradores podemos cumplir con esta expectativa

CODIGO DE ACCESO	PARAMETRO
PROGRAMACION:	
*01	Disparo mínimo (fase y tierra)
*02	TCC1 (fase y tierra)
*03	TCC2 (fase y tierra)
*04	Funciones de TCC1 (fase y tierra)
*05	Operaciones antes del bloqueo (fase y tierra)
*06	Tiempo de reposición
*07	Recierre No. 1
*08	Recierre No. 2
*09	Recierre No. 3
*10	Selección de transformadores de corriente
*11	Disparo mínimo alternativo (fase y tierra)
12	Tiempo de reposición de cierre por supervisión.

IDENTIFICACION DE FASES:	
17	Identificación de fases en boquillas 1-2
18	Identificación de fases en boquillas 3-4
19	Identificación de fases en boquillas 5-6
FUNCION ACTIVADA Y DESACTIVADA:	
20	Coordinación de secuencias
21	Reposición de identificación de fallas de cierre exitoso
22	Contador de operaciones
23	Registrador de eventos
*24	Monitor de trabajo del restaurador
25	Precedencia de disparo por fallas a tierra
26	Supervisión por contacto momentáneo

IDENTIFICACION DE FALLAS:	
30	Estado/reposición de fallas
32	Contador de fallas (tierra)
33	Contador de fallas (fase 1-2)
34	Contador de fallas (fase 3-4)
35	Contador de fallas (fase 5-6)
36	Contador de fallas (fallas a tierra sensibles)
SECUENCIA DE TRABAJO:	
38	Posición en secuencia de trabajo
CONTADOR DE OPERACIONES:	
39	Contador de operaciones

MEDICION:	
40	Corriente instantánea (tierra)
41	Corriente instantánea (fase 1-2)
42	Corriente instantánea (fase 3-4)
43	Corriente instantánea (fase 5-6)
44	Corriente demandada (tierra)
45	Corriente demandada (fase 1-2)
46	Corriente demandada (fase 3-4)
47	Corriente demandada (fase 5-6)
48	Máxima corriente demandada (tierra)
49	Máxima corriente demandada (fase 1-2)
50	Máxima corriente demandada (fase 3-4)
51	Máxima corriente demandada (fase 5-6)
52	Selección de intervalos de integración (fase y tierra)

CODIGOS DE ESTADO:	
65	Código de estado de accesorios
67	Estado de disparo mínimo alternativo
CODIGOS DE MAL FUNCIONAMIENTO:	
66	Código de mal funcionamiento
GRUPO TCC:	
*70	Grupo TCC

FRECUENCIA DE LA LINEA:	
*71	Frecuencia de la línea

IDENTIFICACION DE VERSION DE SOFTWARE DEL CONTROL:	
72	Versión del software de la computadora
76	Número de identificación del control
78	Versión de software de pantalla/comunicaciones
CIERRE/REINTENTO:	
74	Intervalo de reintento de cierre
79	Número de intentos de cierre

COMUNICACIONES DIGITALES:	
80	Velocidad de transmisión en baudios de la puerta de datos
81	Velocidad de transmisión en baudios de la puerta de comunicaciones digitales en tiempo real
82	Dirección de comunicaciones del control
83	Modo de saludo de la puerta de comunicaciones digitales en tiempo real.
84	Número de caracteres de sincronización de línea
85	Retardo de habilitación de transmisión de la puerta de comunicaciones digitales en tiempo real
CODIGOS DE SEGURIDAD:	
90	Código de seguridad para el nivel 1
91	Código de seguridad para el nivel 2
92	Código de seguridad para el nivel 3
99	Ingreso al sistema de seguridad

MODIFICADORES DE CURVAS DE RESPUESTA:	
100	TCC1 compleja (Activa/Inactiva) de fase y tierra
101	Selección de TCC1 (fase y tierra)
102	Sumador de tiempo constante de TCC1 (fase y tierra)
103	Multiplicador de TCC1 (fase y tierra)
104	Tiempo mínimo de respuesta TCC1 (fase y tierra)
110	TCC2 compleja (Activa/Inactiva) de fase y tierra
111	Funciones de TCC2 (fase y tierra)
112	Sumador de tiempo constante de TCC2 (fase y tierra)
113	Multiplicador de TCC2 (fase y tierra)
114	Tiempo mínimo de respuesta de TCC2 (fase y tierra)

FALLAS A TIERRA SENSIBLES:	
120	Falla a tierra sensible (Activa/Inactiva)
121	Porcentaje de disparo mínimo por fallas a tierra
122	Porcentaje de disparo mínimo alternativo por fallas a tierra
123	Tiempo de disparo por fallas a tierra sensibles
124	Operaciones antes del bloqueo

DISPARO POR CORRIENTE EXCESIVA:	
130	Disparo por corriente excesiva fase
131	Disparo por corriente excesiva tierra
132	Disparo por corriente excesiva (múltiplo de disparo) para fase y tierra
133	Disparo por corriente excesiva (retardo de disparo) para fase y tierra
134	Disparo por corriente excesiva (número de disparos activos) para fase y tierra

BLOQUEO POR CORRIENTE EXCESIVA:	
140	Bloqueo por corriente excesiva de fase
141	Bloqueo por corriente excesiva de tierra
142	Bloqueo por corriente excesiva (múltiplo del disparo mínimo) de fase y tierra
143	Número de disparos activos de fase y tierra

RELOJ:	
*153	Reloj-Año
*154	Reloj-Mes y día
*155	Reloj-Hora y minutos
*156	Reloj-Segundos

REGISTRADOR DE EVENTOS:	
160	Número de eventos desde la última reposición
161	Número del evento
162	Tipo de evento
163	Mes y día
164	Hora y minutos
165	Segundos
166	Corriente a tierra
167	Corriente de fase 1-2
168	Corriente de fase 3-4
169	Corriente de fase 5-6

MONITOR DEL CICLO DE TRABAJO:	
*170	Factor de trabajo al 100%
171	Ciclo de trabajo de fase 1-2
172	Ciclo de trabajo de fase 3-4
173	Ciclo de trabajo de fase 5-6

MONITOR DE PERFIL DE CARGA:	
180	Número de lectura
181	Hora y minutos
182	Corriente a tierra
183	Corriente de fase 1-2
184	Corriente de fase 3-4
185	Corriente de fase 5-6

FABLAS 3.1

CODIGOS DE ACCESO Y FUNCIONES DE PROGRAMA DEL CONTROL DE FORMA JC.

3.4 Descripciones de los códigos de acceso más importantes.

El control se entrega con los valores indicados programados en fábrica. Estos valores no se recomiendan para el uso del cliente; es necesario programar el control con los valores adecuados según el estudio correspondiente para su instalación

Resulta conveniente conocer los límites superiores e inferiores y los intervalos de incremento de los valores de cada parámetro, con el fin de acceder correctamente los códigos de acceso explicados anteriormente. A continuación se realiza una explicación breve, pero concisa de los códigos de acceso y sus parámetros

a) Programación

- El disparo mínimo es el valor umbral al cual se detecta una corriente excesiva en el sistema
- El disparo mínimo se fija para los conductores tanto de fases como de tierra en una gama de valores dictada por la relación de los transformadores de corriente del restaurador
- La relación de 500:1 permite una gama de valores de 25 a 800 Amperes en los conductores de fase y de 2 a 400 Amperes en el de tierra. La relación de 1000:1 permite una gama de valores de 50 a 1600 Amperes en los conductores de fases y de 5 a 800 Amperes en el de tierra. Si hablamos de una relación de 2000:1, ésta permite una gama de valores que van de 100 a 2400 Amperes en los conductores de fases y de 10 a 1600 Amperes en el de tierra.
- El incremento mínimo de estos valores es de uno

- El control aceptará únicamente los valores que se encuentren dentro de los límites predeterminados. Si se intenta ingresar valores fuera de esta gama, el control desplegará un mensaje de “LO/HI” (bajo/alto).
- TCC son las siglas en inglés de curva de respuesta de tiempo-corriente. La TCC representa una respuesta protectora que inicia una señal de disparo cuando se excede un valor de disparo mínimo entre fases o en tierra.
- Es de suma importancia identificar las curvas de respuesta TCC1 programadas para fase y para tierra de los grupos de respuesta TCC del control de forma 4C. En la mayoría de las situaciones se especifica una curva de respuesta rápida en TCC1
- Las características de tiempo-corriente de la TCC1 de fase son independientes de las características tiempo-corriente de la TCC1 de tierra.
- Las características de tiempo-corriente de TCC1 (fase y tierra) son independientes de las características tiempo-corriente de TCC2 (fase y tierra)
- Al modificar las características de la TCC, la pantalla del control indica que la curva ha sido modificada colocando el prefijo “C” delante del número de la TCC (códigos de acceso 100 al 114).
- El código 3 permite identificar las curvas TCC2 y seguir el procedimiento descrito para las curvas TCC1
- El código 04 permite la selección de cero a cuatro operaciones de disparo con respuesta TCC1. No es necesario que los números de operaciones de fase y de tierra con TCC1 sean iguales, ya que las características de tiempo-corriente de la fase son independientes de las características tiempo-corriente de la TCC de tierra

- El código 05 nos muestra que el bloqueo es el estado en el cual el control no ejecuta más cierres automáticos y permite la selección de una a cuatro operaciones de disparo antes de que el control pase al bloqueo
- El código 06 nos dice que el tiempo de reposición se empieza a contar después de ejecutar un cierre exitoso, se entiende por “cierre exitoso” cuando el restaurador se cierra y la corriente detectada a través de éste es menor que los valores mínimos para fase y tierra.
- El código 07 indica que el cierre No 1 es el tiempo que el restaurador permanece abierto después de efectuar la primera operación de disparo y antes de iniciar el cierre automático
- El código 08 indica que el recierre No 2 es el tiempo que el restaurador permanece abierto después de efectuar la segunda operación de disparo y antes de iniciar el cierre automático.
- El código 09 indica que el recierre No 3 es el tiempo que el restaurador permanece abierto después de efectuar la tercera operación de disparo y antes de iniciar el cierre automático
- El código 10 nos sirve para programar el control para funcionar con el restaurador identificando la relación de los transformadores de corriente programada.
- El código 11 fija el disparo mínimo para los conductores tanto de fases como de tierra en una gama de valores dictada por la relación de los transformadores de corriente programada. La función de disparo mínimo alternativo se activa o se desactiva con la tecla que lleva su nombre en el tablero delantero
- El código 12 fija el lapso durante el cual el control se ajusta para efectuar un disparo antes del bloqueo en la TCC2. Esto ocurre después de recibirse una señal de cierre por

supervisión (SCADA discreta o comunicación digital); por ejemplo, si se programa un lapso de cero segundos, el control ejecutará la secuencia normal programada, ó al final de este lapso, el control retorna a su secuencia normal de operaciones

b) Identificación de fases:

- Los códigos 17, 18 y 19 nos permiten cambiar la connotación del parámetro en las boquillas en las fases como A, B, C ó 1, 2, 3; para que el trabajo sea un poco más que sencillo al identificar cada una de las fases. La identificación de fallas se examina con el código de acceso 30.

c) Identificación de fallas:

- Los códigos 30 al 36 son funciones que identifican cuáles fases/conductor a tierra tenían corrientes mayores que el valor mínimo al ocurrir algún disparo. La primera vez que se oprime la tecla de contador de fallas se despliega el total acumulado de operaciones de disparo por fallas a tierra; al oprimir la tecla repetidamente, la pantalla visualiza la cantidad de operaciones de disparo de cada fase y de fallas a tierra sensibles.

Cuando la función de falla a tierra sensible se encuentra activada, la visualización de identificación de fallas se altera para permitir distinguir entre disparos por fallas a tierra sensibles y disparos por fallas a tierra normales, la porción de fallas a tierra de la pantalla indica "E" para fallas a tierra sensibles y "G" para fallas a tierra normales

d) Posición en secuencia de trabajo

- El código 38 nos representa a la posición de secuencia de trabajo y se usa para verificar que el control cumpla su secuencia de modo adecuado. Despliega una indicación de la posición actual del control en la secuencia de operaciones antes del

bloqueo; se tiene acceso a esta función desde el teclado con las teclas de “selección de función inferior” y “posición de secuencia”

e) Contador de operaciones:

- El código 39 nos indica el total de operaciones de disparo de control. Se tiene acceso a esta función desde el teclado con la tecla “contador de operaciones”; se utiliza la tecla de borrar para repositonarlo. Las operaciones de disparo del control se indican con el accionamiento manual del conmutador tipo pistola del tablero delantero o con el funcionamiento automático o función de supervisión

f) Medición:

Si se usan transformadores detectores de corriente estándar en restauradores con control a base de microprocesadores, los datos de medición de corriente se despliegan en la pantalla del tablero de control, eliminando la necesidad de tener medidores y transformadores de corriente con boquillas aislantes separadas.

La medición de corriente de los controles de Forma 4C indican las corrientes siguientes (en amperes rms):

- 1 - Valores instantáneos de corriente
 - 2.- Valores de corriente demandada en cada fase integrados a través de un intervalo programable de 5 ó 15 minutos.
 - 3.- Valores de corriente demandada en el conductor de tierra integrados a través de un intervalo programable de 1 ó 5 minutos
 - 4 - Máxima corriente demandada (función de indicador de arrastre) en fases y en tierra.
- Los códigos 40 al 43 indican los valores instantáneos de corriente de línea en todas las fases y en el conductor de tierra. Después de interrogar cualquiera de éstos cuatro

códigos de acceso, se utiliza la tecla “medición de corriente” para seleccionar los otros parámetros de corriente

- Los códigos 44 al 47 indican los valores de corriente demandada en todas las fases y en el conductor de tierra
- Los códigos 48 al 51 indican los valores máximos de corriente demandada en todas las fases y el conductor de tierra, se utiliza la tecla de “borrar” para reposicionarlo
- El código 52 cambia la duración del intervalo de integración de la corriente demandada, se utiliza la tecla “fase/tierra” para seleccionar el intervalo de integración que queramos, auxiliándonos para la selección de la tecla “cambiar”.

g) Grupo TCC

- El código 70 selecciona uno de los cuatro grupos de curvas de respuesta de tiempo-corriente, sólo se puede seleccionar un grupo de curvas de TCC a la vez; la tabla 3 2 muestra las curvas TCC del control de forma 4C, las cuales están dispuestas en cuatro grupos de tiempo seleccionables con el teclado; cada grupo de tiempo contiene una selección de 21 curvas TCC.

Las curvas 200, 201 y 202 del grupo de tiempo 4 son iguales a las curvas IEC conocidas como inversa, muy inversa y extremadamente inversa, respectivamente. Las curvas de tiempo-corriente pueden seleccionarse y programarse mediante la puerta de datos o desde la ubicación remota con el accesorio para comunicaciones digitales.

h) Cierre/reintento

La función de cierre/reintento se usa para interrumpir la señal de cierre enviada al restaurador en caso de perderse la alimentación necesaria para el cierre

GRUPO 1	GRUPO 2	GRUPO 3	GRUPO 4
101	101	101	101
102	102	102	102
104	104	103	104
105	105	104	105
106	106	105	106
111	107	106	111
114	111	111	114
116	112	115	116
117	113	116	117
119	116	117	119
131	117	120	131
132	118	121	132
133	132	122	133
135	133	132	135
136	135	133	136
138	138	134	138
140	140	135	200
141	152	137	201
142	161	139	202
162	163	140	
165	164	151	

TABLA 3.2
CURVAS TCC DEL CONTROL DE FORMA 4C.

Si el restaurador no ha respondido con la operación de cierre, el control desactivará la señal de recierre y pasará al modo de cierre/reintento. Se puede programar el número de intentos de 1 a 5000 en intervalos de 1 por medio del código de acceso 79. En este modo, se emite una señal de cierre cada 15 a 60 segundos mediante el código de acceso 74 con una duración de 100 ciclos mientras el control tenga la alimentación conectada. Cuando el restaurador se cierra, continuará la secuencia de operaciones antes del bloqueo.

Si se desconecta completamente la alimentación (CA y CC) del control mientras está en el modo de cierre/reintento, el mismo no retornará a este modo al volver a

conectar la alimentación, al restablecer la alimentación, el control pasará al mismo estado que el restaurador. Si el restaurador está abierto, el control pasará al estado de bloqueo

Si el control y el restaurador están bloqueados y el operador intenta cerrar el restaurador, ya sea con el conmutador de control manual o con un cierre por supervisión, y la alimentación de cierre del restaurador no está conectada, el control hará un intento de cierre del restaurador y después pasará a bloqueo con el restaurador abierto. El control no pasará al modo de cierre/reintento. El indicador LCD de mal funcionamiento del tablero delantero se iluminará. Se puede usar el código de acceso 66 para determinar el tipo de mal funcionamiento.

La función de cierre/reintento sólo se activa durante intentos de recierre que ocurren después de una operación de disparo, si se pierde la alimentación de cierre después de una operación de disparo, impidiendo el cierre, el control pasará al modo de cierre/reintento

Si se coloca el conmutador de control manual en la posición de disparo, se anula el modo de cierre/reintento y se bloquea el control

Con la función de cierre/reintento, la función de bloqueo de cierre no se necesita para proporcionar protección a los dispositivos durante condiciones de bajo voltaje o de pérdida de voltaje.

Si no se establece la alimentación de cierre antes de ejecutarse el número programado de intentos de cierre/reintento (programado con el código 79), el control pasará a bloqueo

- El código 74 fija el lapso entre intentos consecutivos de cierre/reintento de 15 a 60 segundos en incrementos de 1 segundo cada uno.

- El código 79 fija el número de intentos de cierre del restaurador que el control ejecutará antes de bloquearse; se pueden seleccionar hasta 5000 intentos.

i) Comunicaciones digitales:

Los códigos 81 al 85 establecen los parámetros de comunicación digital del control, estos valores varían según la aplicación del sistema

- El código 80 representa la velocidad de transmisión en baudios (número de bits de datos que pueden transmitirse por segundo) de puerta para el lector de datos; suele ajustarse esta velocidad a 4 (4,800 bits) para habilitar la comunicación con el lector de datos
- El código 81 indica la velocidad de transmisión de la puerta de comunicaciones digitales en tiempo real, los códigos de velocidad de transmisión (1 al 6) debe de corresponder a la velocidad de transmisión del sistema, considerando de que la velocidad de transmisión siempre debe de ser igual a la de recepción

Si se hacen cambios a la velocidad de transmisión, será necesario reiniciar el control desconectando primero la batería y la alimentación de CA y después conectando la alimentación de CA primero y luego la batería por protección

- El código 82 nos indica la dirección de las comunicaciones del control, manejando esencialmente dos protocolos: uno de 2200 y otro de 2179, los cuales consisten en.

El protocolo 2200 permite hasta 200 direcciones distintas en cada línea compartida y tiene provisiones para permitir la transmisión de mensajes a todos los controles de modo simultáneo

El protocolo 2179 permite una dirección en cada línea compartida y tiene provisiones para permitir la transmisión de mensajes a todos los controles de una manera simultánea

- El código 83 nos define el método de saludo de transmisión/recepción que permite adaptar diferentes tipos de interfaces de comunicación al control del restaurador; se aplican 5 modos diferentes para introducir el modo de saludo, estos son

Modo 0.- No se usan señales de saludo, este modo se usa para establecer una conexión directa entre el control del restaurador de la forma 4C y una PC.

Modo 1.- No se aplica, sólo para uso interno.

Modo 2.- Señal de habilitar transmisión que se emite con retardo de 50 ms antes de la señal de inhibir la transmisión. Este modo se aplica con las tres tarjetas de interfaz disponibles: para fibras ópticas, para interfaz alimentada por el cliente y para interfaz de módem. Ejemplos de aplicación de este modo incluyen el uso de la señal de habilitar transmisión para conmutar una radio junto con el uso de un anillo de fibra óptica. La señal de habilitar transmisión es necesaria para controlar el anillo de fibra óptica.

Modo 3.- Señal de habilitar transmisión que se emite con retardo de 0 ms antes de la señal de inhibir transmisión. Esta aplicación es igual que la del modo 2, salvo que carece de retardo antes de la señal de inhibir transmisión; este modo se utiliza en aplicaciones con fibra óptica en las cuales el silenciamiento de la radio no es asunto de importancia.

Modo 4.- Señal de habilitar transmisión que se emite con retardo de 10 ms antes de la señal de inhibir transmisión. Esta aplicación es igual a la del modo 2, salvo que cuenta con un retardo de 10 ms antes de la señal de inhibir transmisión, y dependiendo del equipo de comunicaciones, un retardo de 10 ms puede ser adecuado en comparación al retardo de 50 ms del modo 2, y resulta en un ancho de banda menor y una eficiencia mejorada.

El código 83 y el código 85 afectan el ancho de banda y la eficiencia del sistema de comunicaciones, por lo que se deben ajustar estos valores para obtener la eficiencia máxima del sistema de comunicaciones, véase la figura 3.2

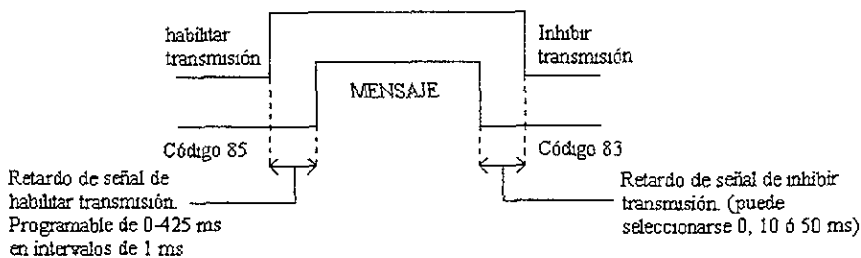


Fig 3.2 Transmisión de datos del control de Forma 4C al sistema de comunicaciones para aplicaciones que requieren saludo.

- El código 84 define el lapso que la línea de recepción deberá estar inactiva antes de detectar el inicio de un mensaje de solicitud. Se usa la sincronización por línea muerta para determinar el punto de inicio de un mensaje de solicitud. Si se usa en un sistema de comunicaciones de configuración en anillo o de emisión, el control “escucha” los mensajes enviados a dispositivos en otros nodos de la línea de recepción de datos. Si transcurre un lapso durante el cual la línea de recepción de datos permanece inactiva, esto define el fin del mensaje anterior. Este lapso de inactividad es el período de sincronización por línea muerta; el control se sincroniza de modo que considera que el siguiente byte recibido es el inicio de un mensaje nuevo.

El valor programado es el número de caracteres equivalentes por el cual la línea de recepción deberá estar inactiva para que se detecte el final de un mensaje. El control calcula el retardo real internamente, tomando en cuenta la velocidad de transmisión y el número de bits por carácter. Veámos un ejemplo de esto, se tiene:

Velocidad en baudios= 4800 bits/seg

Número de caracteres para la sincronización por línea muerta= 5

Tiempo muerto= 5 caracteres x

10 bits/carácter= 50 bits **

$$\frac{50\text{bits}}{4800\text{bits / segundo}} = 10.41\text{mseg}$$

que es el tiempo de sincronización por línea muerta.

** 10 bits/carácter se aplica al protocolo 2179, con 8 bits de datos, 1 bit de arranque y 1 bit de parada.

11 bits/carácter se aplica al protocolo 2200, con 8 bits de datos, 1 bit de arranque, 1 bit de parada y 1 bit de paridad.

Véase la figura 3.3 y 3.4

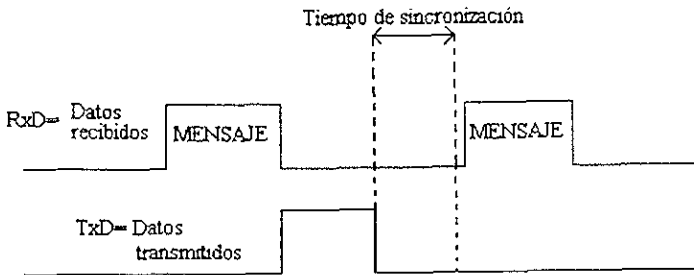


Fig 3.3 Mensaje recibido por el control de Forma 4C cuando el mensaje está destinado para el control de Forma 4C

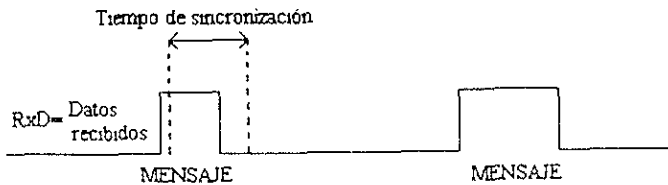


Fig 3.4 Mensaje recibido por el control de Forma 4C cuando el mensaje no está destinado para el control de Forma 4C

- El código 85 define el retardo que ocurre entre el envío de la señal de habilitar transmisión por el control de Forma 4C y el inicio de la transmisión por mensaje; esto da tiempo a que el equipo de transmisión se estabilice antes de la transmisión del mensaje. El valor ingresado especifica el número de milisegundos que transcurren (en la gama de 425 ms, en intervalos de 1 ms) antes del inicio de la transmisión. Si se utiliza una interfaz de módem, se recomienda seleccionar un retardo de 50 ms; véase la figura 3.2.

j) Modificadores de curvas de respuesta de tiempo-corriente

El control de los restauradores con control a base de microprocesadores viene equipado con 41 curvas de respuesta tiempo-corriente que pueden seleccionarse desde el teclado y usarse indistintamente para fase y tierra (TCC1 y TCC2).

Los códigos de acceso 100 al 114 aplican modificadores a las curvas estándar para ayudar a la coordinación de protecciones en el sistema. Los métodos de modificación incluyen

- 1 - Sumador de tiempo constante, que agrega un tiempo específico a la curva TCC seleccionada
 - 2 - Multiplicador, que multiplica toda la curva por un valor programado
 - 3 - Sumador de tiempo de respuesta mínima, que establece un tiempo mínimo de respuesta del control independientemente de la curva TCC seleccionada.
- El código 100 es el que nos permite la modificación de la TCC1, se utiliza la tecla "fase/tierra" para examinar el valor de fase o el de tierra, cuenta con un valor por omisión al cambiar la curva TCC1 con el código de acceso 02 (tecla 2)

- El código 101 permite la modificación de una curva de respuesta rápida o retardada de tiempo-corriente previamente seleccionada; en la mayoría de las situaciones se especifica una curva de respuesta rápida en la curva TCC1. Se utiliza la tecla “fase/tierra” para seleccionar el valor de la TCC1 de fase o tierra; después al modificar las características de una TCC, al desplegar el código se indica que la curva ha sido modificada colocando el prefijo “C” delante del número de la TCC, al hacer estos cambios en el código de acceso 101 se actualiza automáticamente el código de acceso 02, o viceversa.
- El código 102 modifica la TCC1 programada para retardar el tiempo de disparo por corriente excesiva mediante un sumador de tiempo constante; se utiliza la tecla “fase/tierra” para modificar el valor de la TCC1 de fase o tierra, y al igual que el código 100 se cuenta con un valor por omisión al cambiar la curva TCC1 con el código de acceso 02 (tecla 2).
- El código 103 es un multiplicador de la TCC1 (fase o tierra), que aplica un desplazamiento vertical a la curva al multiplicarse por un factor deseado, y al igual que el código 102 se cuenta con un valor por omisión al cambiar TCC1 con el teclado o con el código de acceso 02.
- El código 104 permite modificar una TCC1 programada mediante la selección de un tiempo mínimo de respuesta en la gama de 0 a 42 ciclos.
- El código 110 permite la modificación de la TCC2 y cuenta también con un valor por omisión si se cambia la curva con el código 03 (tecla 3).
- El código 111 nos permite la selección previa y la modificación de una curva rápida o retardada de tiempo-corriente. En la mayoría de las situaciones, se especifica una curva lenta o retardada en TCC2.

- El código 112 es un sumador de tiempo constante que nos permite modificar la curva TCC2 programada para retardar el tiempo de disparo por corriente excesiva, cuenta con un valor por omisión al modificar la curva con el código de acceso 03 o con la tecla 3 del teclado
- El código 113 es un multiplicador para la TCC2 por un factor deseado.
- El código 114 nos proporciona las mismas características que el código 104, pero aquí para la curva TCC2 (por lo regular una curva lenta o retardada)

Para mejorar la flexibilidad del control del restaurador y ofrecer un número casi ilimitado de selecciones de curvas de respuesta de tiempo-corriente, cada TCC programada en el control de Forma 4C pueden modificarse verticalmente, con un sumador de tiempo constante (códigos de acceso 102 ó 112), con un multiplicador (códigos de acceso 103 ó 113) o con un sumador de tiempo mínimo de respuesta (códigos de acceso 104 ó 114). Con una programación sencilla, la forma básica de la TCC puede alterarse para ajustarla a los requisitos de la coordinación

Para tener una idea de los modificadores de curvas de respuesta tiempo-corriente para cualquier estudio de coordinación de protecciones, se presentan una serie de modificaciones hechas a una curva estándar (curva 133, Véase fig 3 5)

- Sumadores de tiempo constante.- Se pueden agregar sumadores de tiempo constante para modificar las características de la TCC. Los sumadores de tiempo constante pueden programarse de 0 a 0.2 segundos en intervalos de 0.01 segundos. Consulte los códigos de acceso 102 y 112 para su interrogación y programación, y la figura 3 6 para su referencia

En la figura 3 6 vemos que el efecto de un sumador de tiempo constante es el de que a valores menores se empieza a levantar la "cola" de la curva y así a mayor valor de sumador de tiempo tenemos que la "cola" de la curva va levantándose

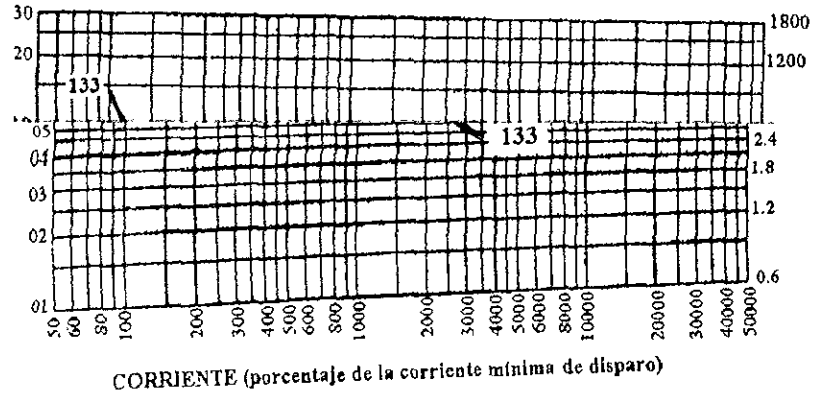


fig. 3.6 Modificación de TCC con un sumador de tiempo constante
(tiempo de respuesta del control)

- Multiplicador de translación vertical.- Cada TCC de fase y tierra puede desplazarse verticalmente usando multiplicadores. Los multiplicadores disponibles en el control oscilan de 0.1 a 2.0 segundos en intervalos de 0.01 segundos. Consulte los códigos de acceso 103 y 113 para su interrogación y programación, y la figura 3.7 para su referencia.

En la figura 3.7 vemos que para valores menores de 1 seg la curva sufre un desplazamiento hacia abajo, mientras que para valores mayores a 1 seg hasta 2 seg la curva se desplaza verticalmente hacia arriba

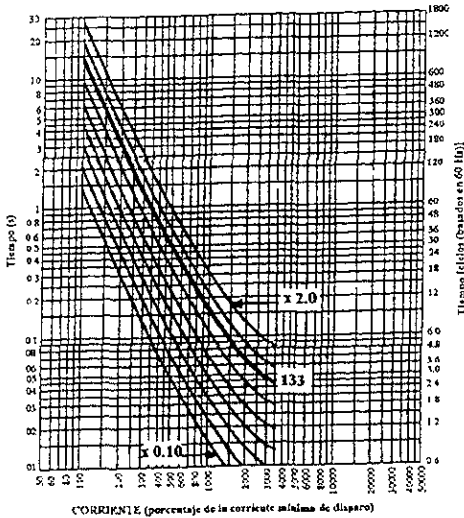


fig 3 7 Modificación de TCC con un multiplicador de translación vertical

- Tiempo mínimo de respuesta - Las curvas de tiempo-corriente pueden modificarse con un valor de tiempo mínimo de respuesta, para que programemos exactamente el tiempo de disparo del restaurador, la gama disponible de valores mínimos de programables oscila de 0 a 42 ciclos en intervalos de 1 ciclo (consultar los códigos de acceso 104 y 114 para su interrogación y programación). La figura 3.8 ilustra este tipo de modificador para la curva de ejemplo

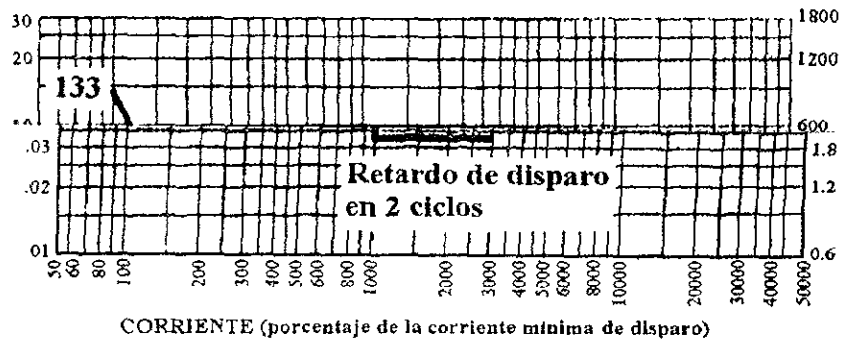


fig. 3.9 Modificación de TCC con disparo por corriente excesiva

- Disparo por corriente excesiva - Una TCC básica puede modificarse para disparo por corriente excesiva, la gama disponible de multiplicadores programables oscila entre 1 a 30 veces el valor de disparo mínimo en intervalos de uno. El disparo por corriente excesiva también incluye el retardo de disparo con una gama disponible de retardos de 1 a 9 ciclos en intervalos de un ciclo (consultar los códigos de acceso 130 y 134 para su interrogación y programación).

La figura 3.9 ilustra este tipo de modificador para la curva de ejemplo

- Bloqueo por corriente excesiva - La figura 3.10 ilustra un ejemplo de la modificación de una secuencia como resultado del bloqueo por corriente excesiva. El bloqueo por corriente excesiva se encuentra disponible en multiplicadores que oscilan de 1 a 30 intervalos de 1 (consultar los códigos de acceso 140 y 143 para su interrogación y programación)

- Límites de modificación de una TCC - Al modificar las curvas de tiempo-corriente, hay que tener cuidado de no hacer que la curva modificada exceda los límites de corriente en intervalos cortos del restaurador. Hay que tomar en consideración las funciones de disparo y bloqueo por corriente excesiva al programar curvas de retardo prolongado con valores mínimos de disparos altos.

La figura 3.11 nos muestra estos límites máximos de modificación de una TCC para el restaurador.

Estas consideraciones son aplicables a nuestro estudio de coordinación de protecciones, que se verán detalladamente en el capítulo 6 de acuerdo a la selección de curvas apropiadas para el alimentador Coy-22.

La tabla 3.3 enumera para diferentes tipos de restauradores los límites máximos en intervalos cortos, de la figura 3.11 se hace la recomendación.

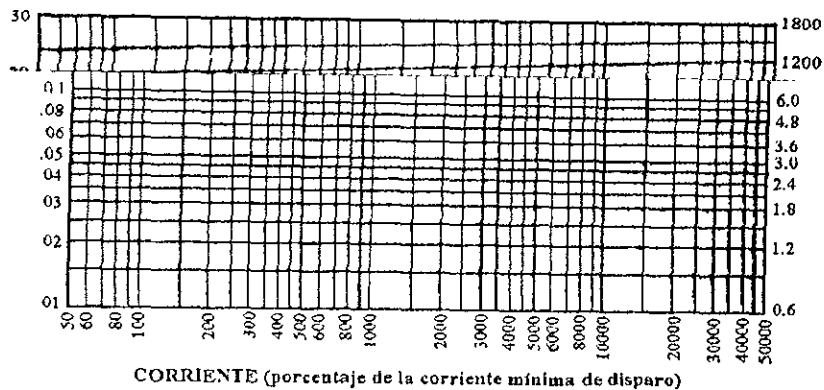


fig. 3.11 Límites máximos de modificación de TCC para el restaurador

TIPO DE RESTAURADOR	NOMINAL (AMPERES)	*CURVA
RXE, RVE	6000	1
WVE27, WVE38X	8000	2
WE	10000	3
VWE, VWVE27, VWVE38X	12000	4
VSA12, VSO12	12000	5
VSA16, VSO16	16000	5
VSA20, VSA20A, VSA20B	20000	6

* Las curvas son las corrientes de intervalo corto que pasan por el restaurador en una sola operación de disparo.

TABLA 3.3
LIMITES MAXIMOS DEL RESTAURADOR EN INTERVALOS CORTOS.

k) Fallas a tierra sensibles:

- El código 120 nos da la función de falla a tierra sensible la cual permite que el control del restaurador detecte corrientes de falla a tierra (secuencia cero) menores que el valor mínimo de disparo normal programado con el código de acceso 01 (tierra) y que dispare el restaurador luego de un intervalo seleccionable
- El código 121 nos representa el nivel de disparo de fallas a tierra sensibles, y se fija como porcentaje del valor de disparo mínimo por fallas a tierra en una gama de 10 a 100%, en intervalos de 1% con un valor de 3 Amperes como el mínimo permisible

Los circuitos lógicos del control de forma 4C del restaurador impedirán el efectuar cambios en los valores porcentuales que arrojen un valor de disparo inferior a 3 A; esto es, para valores de disparo de fallas a tierra sensibles menores de 3 A serán rechazados por el control, desplegando un mensaje de "LO" en la pantalla.

El valor mínimo de disparo permisible depende de la relación del transformador de corriente (código de acceso 10)

Relación de 2000:1, el valor de disparo mínimo es de 6 Amperes

Relación de 1000:1, el valor de disparo mínimo es de 3 Amperes

Relación de 500:1, el valor de disparo mínimo es de 2 Amperes.

- El código 122 nos indica el nivel de disparo sensible alternativo que tiene el mismo valor límite inferior de 3 A que el nivel de disparo sensible. Si se programa el valor de disparo alternativo por fallas a tierra sensibles al 100%, se puede inhabilitar la función de disparo por fallas a tierra sensibles con el conmutador de disparo mínimo alternativo en el tablero delantero o seleccionando la función de disparo mínimo alternativo a través de la tarjeta de comunicaciones digitales
- El código 123 representa el intervalo definitivo antes del disparo en segundos, el cual es el lapso real que transcurrirá antes de que la función de falla a tierra sensible ocasione el disparo de la unidad
- El código 124 nos indica las operaciones antes del bloqueo, es el número máximo de operaciones de disparo antes del bloque causadas por la función de falla a tierra sensible; este valor es independiente del número de operaciones antes del bloqueo (código de acceso 05) fijado para las operaciones de disparo normales de fase y de tierra

Como una regla general se tiene que el número total combinado de operaciones de disparo por falla a tierra sensible y por fallas de fase y a tierra normales no debe de ser mayor que cuatro operaciones antes del bloqueo

1) Disparo por corriente excesiva:

- El código 130 nos indica que el disparo por corriente excesiva permite el disparo del restaurador con un retardo de tiempo constante toda vez que la corriente de falla sea mayor que un nivel especificado en el programa

Se usa también para, modificar la curva de respuesta de tiempo-corriente para permitir una mejor coordinación con la protección de la subestación o con los fusibles del lado carga.

Dispara el restaurador si la corriente es mayor que el nivel de corriente de falla seleccionado. Los niveles se especifican como múltiplos del valor mínimo de disparo (consultar el código de acceso 132)

El disparo por corriente excesiva de fase puede activarse por fallas de fase y a tierra combinadas. Si sucede esto, con la tecla "cambiar" se activa o desactiva la selección.

- El código 131 nos indica el disparo por corriente excesiva a tierra y sus niveles se especifican como múltiplos del valor mínimo de disparo (consultar el código de acceso 132).
- El código 132 fija el nivel de trabajo (en múltiplos del valor mínimo de disparo) al cual el restaurador se dispara cuando la corriente de falla es mayor que el valor programado (para fase y tierra), y los niveles de trabajo pueden seleccionarse de modo separado de 1 a 30, en intervalos de 1, para disparo por fallas de fase y a tierra
- El código 133 nos indica el retardo de disparo, que puede seleccionarse de 1 a 9 ciclos, en intervalos de 1 ciclo, basado en frecuencia de 60 Hz, en sistemas de 50 Hz, hay que multiplicar el número de ciclos por 0.83.

El retardo de disparo por corriente excesiva debe fijarse a un valor más corto que el de la curva normal de tiempo-corriente. Si se fija el disparo por corriente excesiva con un retardo mayor, los intervalos reales serán más cortos que el retardo de disparo por corriente excesiva programado. Se utiliza la tecla "fase-tierra" para examinar cualquiera de los valores

- El código 134 indica en cuál operación de disparo se activará el disparo por corriente excesiva; estas operaciones de disparo pueden ser seleccionadas directamente con el teclado.

m) Bloqueo por corriente excesiva:

- El código 140 nos indica que el bloqueo por corriente excesiva permite el disparo del restaurador con una secuencia de trabajo programable toda vez que la corriente de falla sea mayor que un nivel especificado en el programa, y se utiliza para modificar la secuencia de trabajo para permitir la reducción de las fallas transmitidas hacia la subestación y el equipo conectado.

Su principal ventaja es la de que bloquea el restaurador si la corriente es mayor que el nivel de corriente de falla seleccionado; los niveles se especifican como múltiplos del valor mínimo de disparo (código de acceso 142)

- El código 141 nos indica el bloqueo por corriente excesiva para fallas a tierra y sus niveles se especifican en el código 132
- El código 142 fija el nivel de trabajo (en múltiplos del valor mínimo de disparo) al cual la secuencia de trabajo se modificará cuando la corriente de falla sea mayor que el valor programado.

Los niveles de trabajo pueden seleccionarse de modo separado de 1 a 30, en intervalos de 1, para disparo por fallas de fase y a tierra.

- El código 143 indica en cuál operación de disparo se activará el bloqueo por corriente excesiva

n) Registrador de eventos:

El registrador de eventos proporciona datos detallados de fecha, hora, duración de las diferentes fallas detectadas por el control del restaurador para ayudar al análisis del sistema. Los datos del registrador de eventos indican valores de corriente con fecha y hora para trece tipos diferentes de eventos. Los tipos de eventos (código de acceso 162) presentan un historial de las fallas útil para numerosas aplicaciones en la operación y el análisis de un alimentador de distribución, para elaborar programas de mantenimiento preventivo y/o correctivo.

- El código 160 despliega el número de eventos ocurridos desde la última vez que se repuso el código a cero
- El código 162 identifica el tipo de evento indicado por el evento desplegado con el código de acceso 161; este código se despliega oprimiendo la tecla "selector" después de haber ingresado el código de acceso 161. Estos tipos de evento son:

- 1 - Disparo por corriente excesiva
- 2 - Reposición
- 3 - Cierre del conmutador manual
- 4 - Cierre del conmutador de supervisión
- 5.- Bloqueo del conmutador de control manual
- 6.- Bloqueo remoto
- 7.- Bloqueo por supervisión
- 8 - Disparo por supervisión o manual
- 9.- Pérdida de voltaje (mínimo 2 minutos)
- 10 - Restauración de la alimentación de CA (0.03 seg)
- 11.- Coordinación de secuencias
- 12 - Disparo por falla a tierra sensible
- 13 - Bloqueo de reintento de cierre

- El código 163 identifica el mes y el día del evento indicado por el código 161
- El código 164 identifica la hora y los minutos del evento indicado por el código 161.
- El código 165 identifica la duración del evento
- El código 166 identifica la magnitud de la corriente del evento indicado por el código de acceso 161, oprimiendo la tecla “selector”.
- Los códigos 167 al 169 identifican la intensidad de corriente en las tres fases para cualquier tipo de evento indicado por el código de acceso 161.

Los valores de corriente se indican en kiloamperes rms. La gama de corriente oscila de 0 a 30 veces el valor mínimo de disparo programado. Si la corriente de falla es mayor que 30 veces el valor mínimo de disparo, se despliega un mensaje de fuera de gama (“-1”).

o) Monitor de ciclo trabajo

- El código 170 nos indica el parámetro del ciclo de trabajo al 100%.

El monitor del ciclo de trabajo proporciona información del ciclo de trabajo a través del teclado, la cual incluye lo siguiente:

- ⇒ Mide y registra el trabajo de cada fase individual y lo almacena en memoria no volátil
- ⇒ El trabajo del restaurador se mide y almacena en base a la corriente por el número de operaciones en cada fase.
- ⇒ La información desplegada se basa en un porcentaje del ciclo de trabajo total de cada fase

- ⇒ El registro de trabajo puede ajustarse o reposicionarse si el restaurador es reemplazado, recibe servicio, etc.
- ⇒ Esta función se activa o desactiva con el código de acceso 24 y con el nivel de seguridad 1.
- ⇒ Utilice la tecla “cambiar” para ingresar el valor nuevo o reposicionarlo a cero
- ⇒ No se requiere nivel de seguridad para desplegar la información.
- ⇒ El acceso a la información también puede lograrse por medios de comunicación digital
- ⇒ Para seleccionar el factor apropiado de ciclo de trabajo del restaurador se tiene que utilizar la tabla 3.4.
- Los códigos 171 al 173 nos muestran el trabajo del interruptor en las tres fases, para lograr el acceso a la información se logra ésta mediante el teclado o con los medios de comunicación digital

Un restaurador nuevo fuera de servicio tiene un ciclo de trabajo de interrupción de 0%, conforme se usa el restaurador, el ciclo de trabajo aumenta, y cuando alcanza el 100% se deben examinar y reemplazar los contactos del interruptor.

p) Monitor de perfil de carga.

- El código 180 se refiere al perfil de carga en cuanto al número de lecturas, el acceso a los datos puede lograrse con el teclado o con los medios de comunicación digital e indica la corriente rms demandada en cada fase y en el conductor de tierra

Si se desconecta la alimentación del control de Forma 4C del restaurador, se pierden los datos de perfil de carga, éstos también se pierden si el control se reposiciona luego de efectuar un cambio de grupo en una TCC (código de acceso 70) o de frecuencia de línea (código de acceso 71).

- El código 181 indica la hora y minutos de un perfil de corriente rms demandada por una fase específica.
- El código 182 indica el perfil de corriente rms demandada por el conductor de tierra
- Los códigos 183 al 185 indican los perfiles de corriente rms demandadas en las distintas fases

TIPO DE RESTAURADOR	CORRIENTE NOMINAL DE INTERRUPCION (AMP rms)	FACTOR DE 100% TRABAJO
RXE,RVE	6000	97
WE	12000 a 4.8 KV	257
WE	10000 a 14.4 KV	196
VWE	12000	1045
VWVE27	12000	1045
VWVE38X	12000	1045
WVE27	8000	140
WVE38X	8000	140
VSA12	12000	1045
VSA16	16000	1608
VSA20	20000	2248
VSA20A	20000	2248
VSA20B	20000	2248
VSO12	12000	1045
VSO16	16000	1608

TABLA 3.4
FACTOR DE CICLO DE TRABAJO PARA DIFERENTES RESTAURADORES.

3.5 Puesta en servicio

Una vez conocidos los fundamentos de la programación de los restauradores con control a base de microprocesadores (Forma 4C), resulta conveniente proporcionar una clara y amplia visión del método adecuado para la puesta en servicio de este equipo en cuanto a maniobras para su instalación

El restaurador esta constituido por un tanque de acero que contiene a las cámaras de interrupción al vacío sumergidas en aceite; un gabinete que contiene al control a base de microprocesadores y un cable de control que conecta al gabinete de control con el tanque del restaurador, como se ilustra en la figura 3.12

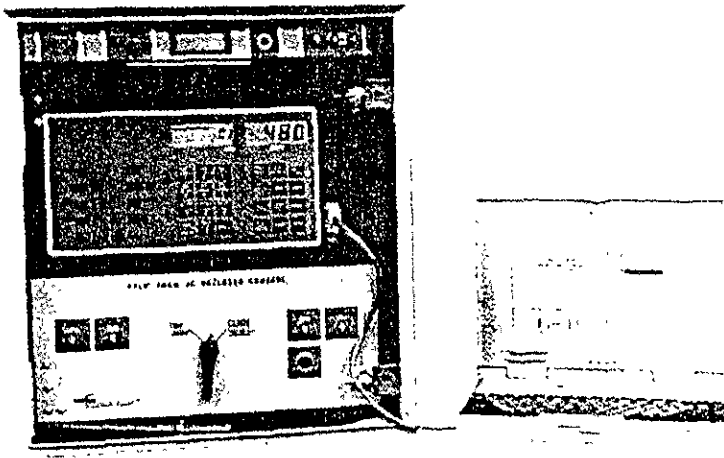


fig 3 12 Control de restauradores por microprocesadores Kyle de Forma 4C y computadora personal

En el tanque se localizan los elementos siguientes.

- ✓ boquillas de mediana tensión
- ✓ conector a tierra

- ✓ receptáculo para el cable conector del restaurador
- ✓ argolla amarilla para bloqueo
- ✓ bandera roja para indicación de la posición de los contactos (abierto/cerrado)
- ✓ dentro del tanque se encuentran los contactos de potencia, encapsulado al vacío

Adicionalmente, para una correcta operación, se debe instalar conjuntamente con.

- ✓ cuchillas puenteadoras
- ✓ apartarrayos para lado carga y fuente
- ✓ alimentación en baja tensión
- ✓ sistema de tierras

Debido a la alta sensibilidad de este equipo, es necesario recomendar una estricta instalación del sistema de puesta a tierra, apegado a los valores comprendidos en la norma correspondiente (norma de montaje L y F 4 0311, "tierra poste C"); véase la figura 3.13.

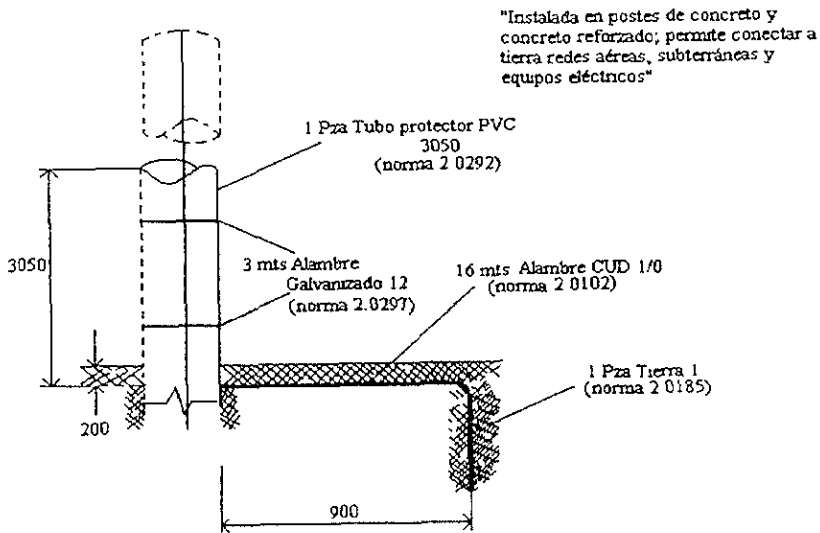


Fig 3.13 Norma de montaje de LyF 4 0311 "Tierra Poste C"

Sobre el tablero de control, el personal del área operativa únicamente deben manejar los siguientes elementos:

- 1.- El interruptor de disparo para habilitar o inhibir la acción de disparo por fallas a tierra.
- 2 - El interruptor de recierre.
- 3.- La palanca de operación manual situada en la parte media inferior.
- 4.- El cuadro de indicadores de estado que guarda el equipo, ubicado en la parte media izquierda del tablero.
- 5 - El interruptor de disparo mínimo alternativo, ubicado en la parte inferior derecha del tablero. Referencias en la figura 3.14.

Ahora que se tienen estos conceptos se realizará una breve explicación de las maniobras que se realizan para la puesta en servicio de este tipo de restauradores con control a base de microprocesadores, que consiste en:

- Verificar visualmente la correcta instalación de cuchillas, apartarrayos, restaurador, caja de control y tierras, de acuerdo a las normas establecidas de montaje de “tierra tipo poste” (4.0311), “restaurador automático LA 23,560 IV” (4 0400), y “sistema de puesta a tierra en redes de distribución” (3 0080).
- Pedir en licencia el alimentador a Operación Redes de Distribución (observación).
- Probar, ajustar el equipo y registrar parámetros de puesta en servicio, vistos anteriormente, por parte de telecomunicaciones

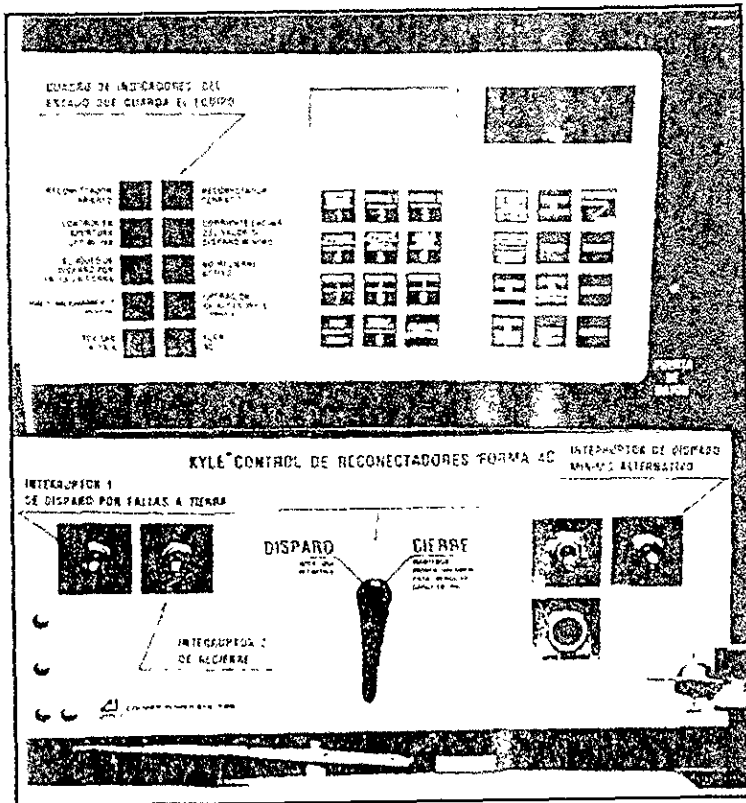


fig 3.14 Control de restauradores Forma 4C

- Verificar en la caja de control que el interruptor no 1 se encuentre en la posición de “disparo por fallas a tierra bloqueado”, y el otro en la posición de “no recierre”
- Observar que estén iluminados los indicadores siguientes
 - Restaurador cerrado
 - Bloqueo de disparo por fallas a tierra
 - No recierre activo
 - Fuente CA

- Si alguna de las condiciones anteriores no se cumple, se deberá reportar de inmediato al departamento de telecomunicaciones.
- En el restaurador asegurar de que la bandera indicadora (cerrado/abierto) este en la posición de cerrado
- Abrir cuchillas puenteadoras y accionar el interruptor de “disparo por fallas a tierra normal” y el de “recierre normal”
- Hecho lo anterior, verificar que se encuentren iluminados los indicadores siguientes del tablero de control:
 - Restaurador cerrado
 - Fuente CA
- Regresar la licencia o la observación del alimentador a Operación Redes de Distribución
- Enviar los parámetros programados a la Sección de Estudios y Mecanización para su estudio.
- Notificar a Operación de Redes de Distribución, la “observación” del restaurador.
- Accionar el interruptor en la posición de “no recierre”, y es importante observar que el interruptor de “bloqueo contra fallas a tierra” este sin operar.
- Ahora los indicadores que deben estar prendidos son
 - Restaurador cerrado
 - No- recierre activo
 - Fuente CA

- A partir de este momento el restaurador se encuentra en observación y la sección del alimentador queda protegido contra recierres, pudiendo con esto, poder realizar trabajos que fuesen necesarios en la línea.
- Es importante aclarar que lo descrito anteriormente se realiza con potencial en la línea, tanto del lado carga del restaurador, como en el lado fuente
- Después de haber terminado los trabajos en la línea y para que el restaurador quede en operación normal se debe de accionar el interruptor de “recierre normal”, con esto los indicadores que quedan iluminados son

- Restaurador cerrado
- Fuente CA

- En seguida se pide licencia sin potencial del lado carga del restaurador, así como la observación continua de el alimentador.
 - Verificar que las cuchillas puenteadoras se encuentren abiertas.
 - Una vez realizado lo anterior, se procede a abrir el restaurador. girando la palanca de operación manual a la posición de “disparo”, esta palanca se debe de soltar al escuchar la apertura de los contactos del restaurador (no es necesario regresarla)
 - Verificar que la bandera roja del restaurador se encuentre en la posición de “abierto”. y jalar la argolla amarilla hacia la posición de “bloqueo” (ver figura 3.15).
 - Verificar que se encuentren iluminados los indicadores siguientes
- Control en apertura definitiva
 - Fuente CA

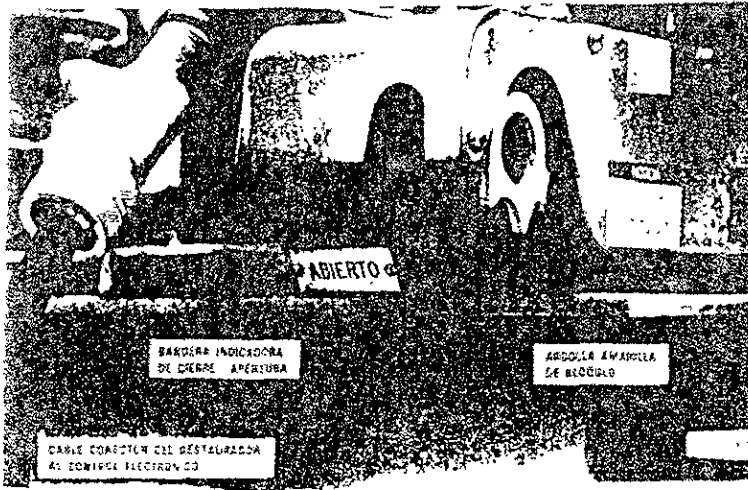


fig 3.15 Constitución física de las conexiones entre el restaurador y el control electrónico

- Verificar la ausencia de potencial de la línea en el lado carga del restaurador, se tiene que cuidar los trabajos que se realizan, por que el restaurador queda abierto, con potencial en las boquillas del lado fuente, pero sin potencial en las boquillas del lado carga
- Verificar que la zona en “licencia” esté en condiciones de energizarse, libre de personal trabajando en ella, protección de tierras, objetos extraños, herramientas u otros.
- Accionar el interruptor a la posición de “no recierre” de la caja de control
- En el restaurador, mover la argolla amarilla en la posición de “normal”
- Verificar ahora que se encuentre iluminados los siguientes indicadores en el control

- Control en apertura definitiva

- Restaurador abierto
- No-recierre activo
- Fuente CA

- Verificar la presencia de potencial en la línea de 23 KV, del lado fuente
- Cerrar el restaurador: girando la palanca de operación manual a la posición de “cierre”, manteniéndola durante tres segundos en esta posición (se debe escuchar el cierre de los contactos en el restaurador).
- Verificar en el restaurador que la bandera indicadora esté en la posición de “cerrado”, y observando que los indicadores siguientes se encuentren iluminados:

- Restaurador cerrado
- No- recierre activo
- Fuente CA

- Accionar el interruptor a la posición de “recierre normal” de la caja de control
- Devolvemos la “licencia” para restablecer el potencial de la línea en el lado carga del restaurador

Básicamente lo descrito en este inciso es lo necesario para la puesta en servicio de un restaurador de este tipo, para dejarlo funcionando en condiciones óptimas; los trabajos referentes al restablecimiento del restaurador cuando queda abierto por alguna falla, el retiro del mismo para su reubicación y servicio suelen manejarse con las mismas reglas de seguridad y calidad en el trabajo que las descritas para la adecuada puesta en servicio del restaurador con control a base de microprocesadores de Forma 4C.

CAPITULO 4

REDES DE SECUENCIA

4.1 Impedancia de la fuente.

En cualquier parte balanceada o simétrica de un sistema se tiene:

- Las corrientes de secuencia positiva producen sólo caídas de tensión de secuencia positiva.
- Las corrientes de secuencia negativa y cero producen sólo caídas de tensión de la misma secuencia.
- En cualquier parte balanceada o simétrica las tensiones generadas por una máquina rotatoria son iguales en fase y desplazadas 120° y las impedancias son iguales en las tres fases.

En cualquier parte desbalanceada o asimétrica de un sistema se tiene:

- Las corrientes de secuencia positiva producen caídas de tensión de secuencia positiva y negativa, y posiblemente de secuencia cero.
- Las corrientes de secuencia negativa producen caídas de tensión de secuencia positiva y negativa, y posiblemente de secuencia cero.
- Las corrientes de secuencia cero producen caídas de tensión positiva, negativa y de secuencia cero.

Dado que se presume que los sistemas trifásicos están balanceados hasta el punto de falla o desbalanceo, no se considera una interacción entre las tres secuencias hasta ese punto; por lo que podemos tratar cada conjunto de secuencias por separado, esto es, todos los componentes del sistema

Por lo general, las cantidades Z_1 , Z_2 y Z_0 son las impedancias del sistema al flujo de las corrientes de secuencia positiva, negativa y cero, respectivamente

Los valores de corto circuito en un sistema eléctrico varían con el tiempo, dependiendo de los cambios en la estructura del mismo y del incremento de unidades generadoras por lo que es importante conocer los valores de la potencia de corto circuito en el bus de cada subestación

Los valores en p.u de impedancias de secuencia positiva, negativa y cero de la fuente están referidos a una potencia base de 100,000 KVA, en función de estos valores se puede calcular la potencia de corto circuito trifásica y de fase a tierra en las barras de 23 KV de todas y cada una de las subestaciones; por ejemplo, para el caso que estamos analizando de la subestación Coyoacán tenemos:

Para falla trifásica el valor de la potencia trifásica (MVA 3ϕ) es igual a:

$$I_B = \frac{100,000KVA}{\sqrt{3}(23KV)} = 2510.2185 [Amp]$$

$$I_{p.u.} = \frac{E}{Z_{1P}} = \frac{10}{0.2876} = 3.477 p u$$

$$MVA_{3\phi} = \sqrt{3}(23KV)(3.477 p u)(2510.2185 Amp) = 348 MVA$$

Para falla de fase a tierra el valor de la potencia monofásica (1ϕ) es igual a

$$I_{p.u.} = \frac{3E}{Z_1 + Z_2 + Z_0} = \frac{3.0}{0.2876 + 0.2876 + 0.2843} = 3.4904 p u.$$

$$MVA_{1\phi} = \sqrt{3}(23KV)(3.4904 p u)(2510.2185 Amp) = 349 MVA$$

Estos valores de potencia son los que nos reporta la sección de Estudios Eléctricos de Luz y Fuerza del Centro, para cada bus que se atiende en las diferentes subestaciones, aquí las barras de 23 KV ó el bus de la subestación es nuestra fuente, ya que de ahí se nos

entrega la energía a suministrar a lo largo del alimentador. Estos valores se vieron anteriormente en la sección 2.2.

De hecho los valores de secuencia positiva, negativa y cero, se calculan a partir de los valores de la potencia de corto circuito en las barras y de la potencia base, esto es por lo siguiente:

$$I_{base} = \frac{KVAbase}{\sqrt{3}(KVbase)} \dots \dots \dots (41)$$

además,

$$I_{base} = \frac{I_{cc}(Amp)}{I_{cc}(p.u.)} \dots \dots \dots (42)$$

igualando los segundos miembros de estas ecuaciones tenemos:

$$\frac{I_{cc}(Amp)}{I_{cc}(p.u.)} = \frac{KVAbase}{\sqrt{3}(KVbase)}$$

$$I_{cc}(p.u.) = \frac{\sqrt{3}(KVAbase)I_{cc}(Amp)}{KVAbase} \dots \dots \dots (43)$$

pero tenemos que.

$$\sqrt{3}(KVbase)I_{cc}(Amp) = KVAcc \dots \dots \dots (44)$$

$$I_{cc}(p.u.) = \frac{KVAcc}{KVAbase} \dots \dots \dots (45)$$

por otra parte, aplicamos la siguiente consideración

$$I_{cc}(p.u.) = \frac{E}{Z_{1F}} \dots \dots \dots (4.6)$$

despejamos a Z_{1F} p.u. y hacemos el valor de la fuente $E=1$

$$Z_{1F} = \frac{1.0}{I_{cc}(p.u.)} \dots \dots \dots (4.7)$$

O sea que, apartir de la potencia base y la potencia de corto circuito se calcula la corriente de falla trifásica I_{cc} (p.u.) y con este valor la impedancia de secuencia positiva de la fuente Z_{1F} , con las ecuaciones 4.5 y 4.7. Recordando que la impedancia de secuencia positiva es igual en valor a la impedancia de secuencia negativa.

Para el caso de la impedancia de secuencia cero de la fuente se procede en forma similar, aplicando la ecuación que permite calcular la corriente de falla a tierra.

$$I_{cc1\phi}(p.u.) = \frac{3E}{Z_{1F} + Z_{2F} + Z_{0F}} \dots \dots \dots (4.8)$$

Como la $Z_{1F} = Z_{2F}$ y $E = 1.0$ p.u., sustituimos estos valores y despejamos la impedancia de secuencia cero.

$$Z_{0F} = \frac{3.0}{I_{cc1\phi} p.u.} - 2Z_{1F} \dots \dots \dots (4.9)$$

Con esta última ecuación podemos calcular la impedancia de secuencia cero en la fuente, una vez conocida la impedancia de secuencia positiva, que es la misma que la impedancia de secuencia cero

De esta manera se obtienen los valores de impedancia para las diferentes redes de secuencia en la fuente

4.2 Impedancia de los transformadores.

En los transformadores los valores de secuencia negativa y positiva de sus reactancias son idénticos, el valor de secuencia cero es también igual a los otros valores de secuencia, o es infinito, por ejemplo, en un arreglo delta el valor de la impedancia es infinito

En la tabla 4.1 se muestran las características eléctricas importantes de los transformadores de potencia que se utilizan en Luz y Fuerza que alimentan los circuitos de distribución de la zona metropolitana

TIPO DE BANCO	TENSION KV	CAPACIDAD NOMINAL MVA	IMPEDANCIA P.U.	POTENCIA BASE MVA	OBSERVACIONES
Banco con transf. de una sola fase y 2 devanados	85/23	30	0.084	30	Tipo de arreglo de bus de 23 KV, barra sencilla y de doble barra
Transf. de 3 fases y de 2 devanados	85/23	30	0.12	30	Arreglo en anillo de 23 KV, limitado por la Z del transf.
Transf. de 3 fases y de 3 devanados	230/23	60	Zps= 0.15 Zpt= 0.168 Zst= 0.0544	60	Arreglo doble anillo, el 3er. devanado no lleva carga y no tiene salida fuera del tanque.
Transf. de 3 fases y de 2 devanados	230/23/23	60	Zps= 0.24 Zpt= 0.24 Zso= 0.94 * Zto= 0.94 * Zpo= 0.74 *	60	Arreglo doble anillo 23 KV, los devanados secundario y terciario son de la misma capacidad 30 MVA alimentan cargas separadas.

* Representa los valores de secuencia cero de cada devanado en forma individual.

TABLA 4.1.
IMPEDANCIA DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

En la figura 4.1 se muestran los circuitos equivalentes de impedancias de secuencia positiva y negativa de un transformador.

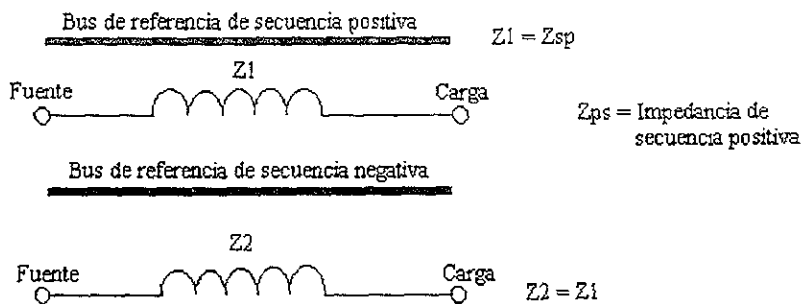


Fig. 4.1 Circuitos equivalentes de un transformador

Para el caso de la secuencia cero en un transformador, está depende de la conexión de sus devanados; la figura 4.2 nos muestra los circuitos equivalentes para algunas de las conexiones más comunes. De las conexiones ilustradas, únicamente existe una trayectoria de las corrientes de secuencia cero, estas son la número 3 y 5. En estas conexiones, si Z_n es cero, la impedancia de secuencia cero es igual a la impedancia de secuencia positiva.

En teoría esto no es estrictamente cierto debido a los diseños de los transformadores, especialmente para las unidades trifásicas tipo núcleo, pero es bastante segura para la mayoría de las demás aplicaciones.

4.3 Líneas aéreas.

Quizás el estudio de corto circuito más relevante se enfoca en las líneas aéreas de distribución, puesto que cada alimentador cuenta con características diferentes, las cuales hay que considerar, y en donde las impedancias de las líneas aéreas son función principalmente de

- Calibre del conductor
- Material del conductor
- Separación de las fases
- Número de hilos que forman el circuito

Diagrama de conexiones: Fuente Carga	Circuito equivalente de secuencia cero	Z vista desde el lado carga
	<u>Referencia de secuencia cero</u> Fuente Z_0 Carga	$Z_{oc} = \infty$ $Z_{oc} = \text{Imp eq. de sec (0) del transf. } 3\phi$
	<u>Ref. sec. (0)</u> F Z_0 C	$Z_{oc} = \infty$
	F Z_0 C	$Z_{oc} = Z_1$ $Z_1 = \text{Imp. sec. (+)}$
	F Z_0 C	$Z_{oc} = \infty$
	F $3Z_n$ Z_0 C	$Z_{oc} = Z_1 + 3Z_n$ $Z_n = \text{Imp. al neutro}$
	F Z_0 C	$Z_{oc} = \infty$
	F Z_0 C	$Z_{oc} = \infty$
	F Z_0 C	$Z_{oc} = \infty$

Fig 4.2 Impedancias de secuencia cero de transformadores

Estas características propias de cada línea se estudian dentro del Departamento de Estudios Eléctricos de Luz y Fuerza, y es el encargado de mantener y coordinar conjuntamente con los sectores de trabajo las diferentes modificaciones que sufre una red aérea de distribución en la zona metropolitana.

En líneas de transmisión, las reactancias de secuencia positiva y negativa son las mismas. La impedancia de secuencia cero siempre es diferente de las otras dos, puede variar de 2 a 6 veces X_1 , una aproximación gruesa es de 3 a 5 veces X_1 , para el caso de líneas de distribución esta aproximación puede resultar buena, pero hay que considerar

mejor los diferentes tipos de calibres de los conductores que se emplean en la red de distribución.

Algunos conductores que se emplean en los sistemas de distribución son:

- Alambre Cud 4 - Se aplica en líneas aéreas de baja tensión soportadas en bastidor y para amarres. Cud (cobre), 4 (calibre AWG)
- Cable ACSR 1/0.- Se instala en poste de concreto (CR) y utilizando montajes; paso 6 ó paso 23, en líneas de 6 KV y 23 KV. ACSR (cable de aluminio reforzado con acero), 1/0 (calibre AWG).
- Cable ACSR 2.- Se uso es igual que el anterior, sólo que el calibre es del 2 AWG
- Cable ACSR 4/0 - Se instala igual que los dos anteriores, su calibre es de 4/0 AWG.
- Cable Ald 336.- Se instala en poste de concreto (CR) y utilizando montaje; paso 23 en líneas aéreas de 23 KV Ald (aluminio desnudo), 336 (calibre MCM)
- Cable Ald 556 - Sólo para líneas aéreas de 23 KV, es de aluminio desnudo con un calibre de 556 MCM
- Cable BM Cu 3 X 1/0 - Se utiliza en líneas aéreas de baja tensión, instaladas en soporte MR. B (baja tensión), M (cable mensajero), Cu (cobre), 3 (número de conductores aislados), y 1/0 (calibre AWG de los conductores aislados)
- Cable BM Cu 3 X 4.- Se utiliza igual que el anterior, sólo que aquí el calibre de los conductores aislados es de 4
- Cable Cud 1/0 - Se utiliza en líneas aéreas de baja tensión soportadas en bastidor. Cud (cobre desnudo), 1/0 (calibre AWG de los cables de fase)

Estos conductores son los más utilizados en la zona metropolitana por Luz y Fuerza, pero existen más. En la tabla 4.2 se muestran algunas de las características más importantes de los alambres y cables desnudos de cobre y aluminio, usados en las redes aéreas de baja tensión de construcción abierta.

4.3.1 Impedancia de secuencia positiva y negativa.

La impedancia de secuencia positiva de las líneas aéreas (Z_1) se determinan con la siguiente expresión:

$$Z_1 = R_a + j X_L \dots \dots \dots (4.10)$$

en donde,

R_a = Resistencia de la línea en ohms

$j X_L$ = Reactancia inductiva de la línea en ohms

La resistencia R_a es igual al producto de la resistencia unitaria r (ohms/km) por la longitud l de la línea, lo mismo pasa con la reactancia

NOMBRE	HILOS	DIAMETRO(mm)	RESISTENCIA CA - 50°C (OHMS/KM)	FUENTE NORMA
Alambre CUD 6	1	4.11	1.49	2.0075
Alambre CUD 4	1	5.19	0.939	2.0075
Alambre CUD 2	1	6.54	0.591	2.0075
Cable CUD 1/0	7	9.36	0.3791	2.0102
Cable CUD 2/0	7	10.51	0.3005	2.0102
Cable ALD 4	7	5.88	1.515	2.0109
Cable ALD 1/0	7	9.36	0.599	2.0109
Cable ALD 4/0	7	13.25	0.298	2.0109
Cable ALD 336	19	16.9	0.189	2.0109

TABLA 4.2
CARACTERISTICAS DE BAJA TENSION AEREA

La reactancia X_L de la línea a 60 Hertz en ohms/km se determina con la ecuación.

$$X_L = 0.1736 \log \frac{DMG}{RMG} [\Omega / km] \dots \dots (4.11)$$

En donde DMG es la distancia media geométrica del circuito en cm. y es igual a la raíz cúbica del producto de las distancias entre las tres fases, esto es

$$DMG = \sqrt[3]{D_{ab} + D_{bc} + D_{ca}} \dots \dots \dots (4.12)$$

RMG es el radio medio geométrico y va en función del número de hilos y se determina con la ayuda de la tabla 4.3.

ELEMENTO	RMG
Alambre cilíndrico	0.779 r
Cable de un solo material:	
7 hilos	0.726 r
19 hilos	0.758 r
37 hilos	0.768 r
61 hilos	0.772 r
91 hilos	0.774 r
127 hilos	0.776 r
Conductor de aluminio con alma de acero (ACSR):	
26 hilos (2 capas)	0.809 r
30 hilos (2 capas)	0.826 r
54 hilos (3 capas)	0.810 r
1 Capa	0.55 r a 0.7 r

TABLA 4.3
RADIO MEDIO GEOMETRICO DE CABLES

La ecuación 4.11 también puede escribirse de la siguiente forma:

$$X_L = 0.1736 \log \frac{305}{RMG} + 0.1736 \log \frac{DMG}{305} [\Omega / km] \dots \dots (4.13)$$

El primer término del segundo miembro de esta última ecuación se interpreta como la reactancia debida al flujo interno del conductor más el flujo externo hasta una distancia de una unidad de longitud (un cm, un pie, etc.), dependiendo de las unidades en que este expresado el RMG, se le denomina X_a ,

El segundo término del segundo miembro de la ecuación 4.13, se interpreta como la reactancia inductiva debida al flujo externo al conductor desde una distancia de una unidad de longitud (un cm., un pie, etc.), dependiendo de las unidades en que este expresada la DMG (las cuales deben ser las mismas en que se exprese el RMG), hasta una distancia igual a la DMG; a este término se le denomina X_d .

De aquí que es común ver que la reactancia de la línea se exprese de la siguiente forma:

$$X_L = X_a + X_d[\Omega / km]. \dots (4.14)$$

Para el caso de la impedancia de secuencia negativa de las líneas aéreas Z_2 es igual a la impedancia de secuencia positiva, por lo que se aplican las mismas expresiones.

4.3.2 Impedancia de secuencia cero.

El comportamiento y cálculo de la impedancia de secuencia cero para el caso de las líneas aéreas es completamente diferente al de las impedancias de secuencia positiva y negativa, es conveniente, considerar lo siguiente

- a) Los conductores de las tres fases llevan la misma corriente, así pues se comportan más como tres conductores de la misma fase que como un circuito trifásico
- b) El regreso es a través de tierra, la cual tiene su propia impedancia y lleva tres veces la corriente de secuencia cero en un sistema trifásico sencillo.

La tierra aquí no tiene un solo potencial Ver figura 4.3

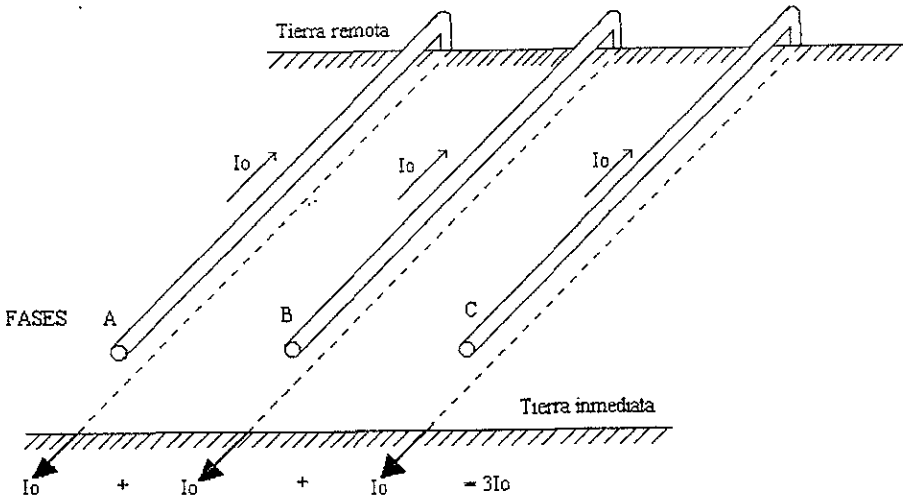


Fig 4.3 Flujo de la corriente de secuencia cero en un circuito con regreso por tierra

De acuerdo con la impedancia de secuencia cero de una línea aérea con hilo de guarda (Z_0), se calcula con la siguiente expresión.

$$Z_0 = Z_{0(a)} - \frac{Z_0^2(ag)}{Z_0(g)} \dots \dots \dots (4.15)$$

en donde,

Z_0 = Impedancia de secuencia cero de un circuito con hilo y tierra de regreso

$Z_{0(a)}$ = Impedancia de secuencia cero del circuito trifásico.

$Z_{0(g)}$ = Impedancia de secuencia cero del hilo de guarda

$Z_0(ag)$ = Impedancia mutua de secuencia cero entre los conductores de fase (como un grupo de conductores) y el hilo de guarda (considerado como otro grupo de conductores)

La impedancia de secuencia cero de un circuito trifásico se determina con la expresión:

$$Z_{0(a)} = r_a + r_e + j(X_e + X_a - 2X_d) [\Omega / km] \dots \dots \dots (4.16)$$

en donde,

- r_a = Resistencia del conductor de la línea (ohms/km)
- r_e = Resistencia de secuencia cero de tierra (ohms/km)
- $r_e = 0.00296 f$
- f = Frecuencia del sistema (60 Hertz)
- X_e = Reactancia de secuencia cero (ohms/km)
- $X_e = 0.00434 f \log \frac{(4665)(600)}{f} \rho$
- ρ = Resistividad del suelo en ohms/metro.

Cuando no se conoce ningun valor de resistividad del suelo se recomienda usar el valor de 100 ohms-metro. Los valores de X_a y de X_d se definieron en las ecuaciones 4.13 y 4.14.

Para diferentes valores de resistividad del suelo y frecuencia, se presenta la tabla 4.4 que muestra distintos valores de r_e y X_e , en donde se ve que a mayor resistividad del suelo existe una mayor resistencia y reactancia de secuencia cero.

La impedancia mutua de secuencia cero entre los conductores de fase y el hilo de guarda está dado por

$$Z_{0(aR)} = r_e + j(X_e - 3X_{d(nq)}) \dots \dots \dots (4.17)$$

en donde,

$$X_{d(ng)} = \frac{1}{3}(X_{d(og)} + X_{d(bg)} + X_{d(cg)}) \dots (4.18)$$

$$X_{d(og)} = 0.1736 \log \frac{dag}{30.5} [\Omega / km] \dots (4.19)$$

$$X_{d(bg)} = 0.1736 \log \frac{dbg}{30.5} [\Omega / km] \dots (4.20)$$

$$X_{d(cg)} = 0.1736 \log \frac{dcg}{30.5} [\Omega / km] \dots (4.21)$$

siendo dag, dbg y dcg las distancias en cm. entre los conductores de fase y del hilo de guarda.

CONCEPTO	RESISTIVIDAD DEL SUELO	FRECUENCIA 25 HERTZ	FRECUENCIA 50 HERTZ	FRECUENCIA 60 HERTZ
re	Todas	0.074	0.1481	0.1777
Xc	1	0.572	1.078	1.273
	5	0.648	1.23	1.456
	10	0.681	1.295	1.534
	50	0.756	1.447	1.716
	100	0.789	1.512	1.794
	500	0.865	1.665	1.977
	1000	0.897	1.73	2.055
	5000	0.973	1.881	2.237
	10000	1.006	1.947	2.315

TABLA 4.4
VALORES DE RESISTENCIA Y REACTANCIA DE SECUENCIA CERO
EN FUNCION DE LA RESISTIVIDAD DEL SUELO Y FRECUENCIA.

En la tabla 4.5 se muestran los valores de impedancia de secuencia positiva y cero, de arreglos de las líneas aéreas de 6 y 23 KV, empleados en Luz y Fuerza del Centro, para conocer este tipo de características que se emplean en el sector eléctrico de acuerdo a los distintos materiales empleados en los sistemas de distribución aéreos

TENSION	CONDUCTOR	IMPEDANCIA Z1 OHMS/KM	IMPEDANCIA Z0 OHMS/KM
6 KV (Cruceta 44)	Cable CUD 1/0	0.3791 + j 0.4182	0.5568 + j 1.9860
	Cable CUD 2/0	0.3005 + j 0.4095	0.4782 + j 1.9796
	Cable CUD 4/0	0.1854 + j 0.3819	0.3671 + j 1.9554
	Cable ALD 336	0.1890 + j 0.3650	0.3667 + j 1.9395
	Cable ACSR 1/0	0.6960 + j 0.4082	0.8737 + j 1.9817
	Cable ACSR 4/0	0.3640 + j 0.4410	0.5417 + j 1.9539
	Cable ACSR 336	0.1980 + j 0.3548	0.3757 + j 1.9284
23 KV (Cruceta 63)	Cable ALD 556	0.1010 + j 0.3690	0.2787 + j 1.8765
	Cable ALD 336	0.1890 + j 0.3867	0.3667 + j 1.8942
	Cable ALD 3/0	0.3760 + j 0.4186	0.5537 + j 1.9260
	Cable ALD 2	0.9490 + j 0.4521	1.1267 + j 1.9596
	Cable ALD 4	1.5150 + j 0.4696	1.6927 + j 1.9772
	Cable ACSR 556	0.1210 + j 0.3380	0.2987 + j 1.8463
	Cable ACSR 336	0.1980 + j 0.3844	0.3757 + j 1.8920
	Cable ACSR 4/0	0.3640 + j 0.4010	0.5417 + j 1.9085
	Cable ACSR 3/0	0.4480 + j 0.4133	0.6257 + j 1.9208
	Cable ACSR 1/0	0.6960 + j 0.4241	0.8737 + j 1.9316
	Cable ACSR 2	1.070 + j 0.4465	1.2477 + j 1.9540

TABLA 4.5
IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA PARA
CABLES DESNUDOS.

4.4 Cables aislados.

Dentro de nuestra red aérea de distribución para el estudio de corto circuito, es necesario considerar el cable subterráneo que sale de la subestación de potencia, por lo que en este inciso se dan a conocer las impedancias de secuencia positiva y secuencia cero de los cables aislados empleados en Luz y Fuerza.

Saber estos valores nos ayuda además de complementar cualquier estudio de corto circuito, el saber utilizar los distintos calibres de los conductores aislados a la salida de una subestación

La tabla 4 6 nos muestra estos valores

CABLE	IMPEDANCIA Z1 (OHMS/KM)	IMPEDANCIA Z0 (OHMS/KM)
23 PT 1 X 35	0.63 + j 0.278	2 300 + j 0.106
23 PT 1 X 70	0.32 + j 0.251	1.799 + j 0.088
23 PT 1 X 150	0 153 + j 0 213	1 288 + j 0 068
23 PT 1 X 240	0 1088 + j 0.1903	1 067 + j 0 064
23 TC 1 X 50	0.42 + j 0.214	1 560 + j 0 106
23 TC 1 X 70	0 341 + j 0.209	1 270 + j 0.100
23 TC 1 X 150	0.154 + j 0 188	0 576 + j 0.080
23 TC 1 X 240	0.096 + j 0.179	0.339 + j 0.068

TABLA 4.6
IMPEDANCIAS DE SECUENCIA POSITIVA Y CERO
PARA CABLES AISLADOS

Aquí cabe hacer una aclaración, los cables 23 TC no tienen el área que su nombre indica, además su neutro o cubierta no es de plomo, es de cobre.

4.5 Ejemplo de cálculo.

Hasta aquí se han mencionado todo lo primordial referente a las impedancias de las líneas aéreas de distribución; se mencionó que los valores de las impedancias para formar las redes de secuencia de los distintos conductores nos los proporcionaban el Departamento de Estudios Eléctricos de Luz y Fuerza, basados en las normas vigentes

Para manejar todo esto, veamos un ejemplo de cálculo.

Se pide que se encuentren los valores de las impedancias de secuencia de una línea aérea de 23 KV, considerando lo siguiente.

- Cable ALD 336 MCM (19 hilos)
- Diámetro del conductor = 1 69 cm (Tabla 4.2)
- Resistencia en C A del conductor = 0.189 ohms/km (Tabla 4 2)
- Resistencia del suelo = 0.1777 ohms/km (Tabla 4 4)
- Reactancia del suelo = 1 794 ohms/km (Tabla 4 4)

- Resistividad del suelo = 100 ohms-metro
- Frecuencia = 60 Hz

- Método de cálculo:

De acuerdo con los datos que se nos dan lo primero es calcular la distancia media geométrica, considerando que se trata de una cruceta 63; de acuerdo a la norma de Luz y Fuerza respecto a materiales, el arreglo se muestra en la figura 4.4.

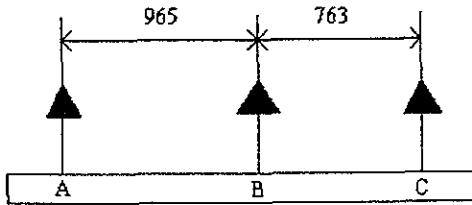


Fig 4.4 Norma LyF de materiales: 2.0130 "Cruceta 63"

$$DMG = \sqrt[3]{96.5 \times 76.3 \times 172.8} = 108.35 [cm]$$

Para el radio medio geométrico se tiene de acuerdo a la tabla 4.3:

$$RMG = (0.758)(0.845) = 0.6405 [cm]$$

De acuerdo a la ecuación 4.13 calculamos los valores para X_a y X_d de la siguiente manera:

$$X_a = 0.1736 \log \frac{30.5}{0.6405} = 0.2912 [\Omega / km]$$

$$X_d = 0.1736 \log \frac{108.35}{30.5} = 0.0955 [\Omega / km]$$

Por lo tanto la reactancia X_L de la línea a 60 Hz. en ohms/km se determina con la ecuación 4 14 de la siguiente manera

$$X_L = X_a + X_d = 0.2912 + 0.0955 = 0.3867[\Omega / km]$$

Finalmente para la impedancia de secuencia positiva en el cable ALD 336 se tiene.

$$Z_1 = R_a + jX_L = 0.1890 + j0.3867[\Omega / km]$$

Que es el valor que se reporta en la tabla 4.5., recordando que $Z_1 = Z_2$.

Para la impedancia de secuencia cero se tiene la ecuación 4 16, sustituimos valores y obtenemos.

$$Z_0 = 0.189 + 0.1777 + j[1.794 + 0.2912 - 2(0.0955)] = 0.3667 + j1.8942[\Omega / km]$$

Este valor también se encuentra en la tabla 4.5. El método de cálculo es el mismo que se aplica para obtener todos los valores de las distintas redes de secuencia.

CAPITULO 5

METODO DE CALCULO EN EL ALIMENTADOR COY-22.

5.1 Generalidades

Es de mucha importancia el poner en práctica los conocimientos para realizar un buen estudio de corto circuito, el cual nos permitirá ver las diferentes opciones que se tienen para la implementación de equipos de seccionamiento en los diferentes tramos de un alimentador; la buena coordinación entre los relevadores de la subestación y el equipo a implementar en el alimentador que en este caso se trata de un restaurador automático o electrónico dependerá en gran parte de este estudio.

La magnitud de la corriente de corto circuito depende principalmente de la impedancia que hay desde la fuente hasta el punto de falla, también son otros factores la potencia de la fuente y la tensión de operación del circuito en que se produce la falla.

El principal problema a resolver en un estudio de corto circuito, es la determinación de la impedancia de cada elemento significativo en el circuito, referida a una potencia base para obtener la impedancia equivalente entre la fuente y el punto de falla, el cuál es el punto donde deseamos instalar nuestro restaurador con control a base de microprocesadores

De una manera práctica y de visualización para la realización de este estudio, podemos decir que el mínimo de pasos de un procedimiento como este es el siguiente

- 1.- Dibujar un diagrama unifilar del sistema.
- 2 - Dibujar un diagrama de impedancias
- 3 - Asignar a cada impedancia su valor referido a una potencia
- 4 - Determinar la impedancia equivalente del sistema
- 5.- Calcular la corriente de falla

Reuniendo cada uno de los pasos anteriores podemos conjuntar la información para un buen estudio de corto circuito, el cual nos podrá garantizar buenos resultados teóricamente, los cuales al darle un adecuado seguimiento con las diferentes técnicas de puesta en servicio y buen manejo de las funciones del restaurador electrónico, brindaran confianza para lograr que las fallas que se presenten queden eléctricamente aisladas y el servicio no sufra interrupciones instantáneas y atender rápidamente aquellas que sean mayores.

5.2 Diagrama unifilar simplificado del alimentador.

La preparación de un diagrama unifilar es el primer paso al hacer un estudio de corto circuito, este diagrama debe mostrar la fuente que alimenta la corriente de corto circuito y todos los elementos significativos del circuito hasta el punto de falla (instalación del restaurador) y hacia finales del alimentador. Estos elementos normalmente son

- 1 - Fuente de alimentación
- 2.- Línea de 23 KV
- 3 - Subestación de 23/6 6 KV
- 4.- Línea de 6 6 KV

Para el caso específico de cálculos de corto circuito en el sistema de Luz y Fuerza del Centro y Asociadas, estos elementos son los que se requieren para determinar las corrientes de falla en alimentadores de 6 KV que salen de alguna subestación rural (23/6 6 KV). La figura 5.1 muestra los diagramas unificilares para un conocimiento general.

Cuando se conocen los valores de las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero de la fuente en las barras de mediana tensión entonces sólo es necesario considerar los siguientes dos elementos

- 1 - Fuente de alimentación
- 2 - Circuito de 23 KV

Este último caso es el que se presenta en los cálculos de corto circuito en alimentadores de 23 KV, ya que se cuentan con los valores de impedancia de secuencia en las barras de 23 KV, los que se calcula a partir de los valores de potencia de corto circuito en las barras y de la potencia base. Ver figura 5 1 b. y 5.2 b.

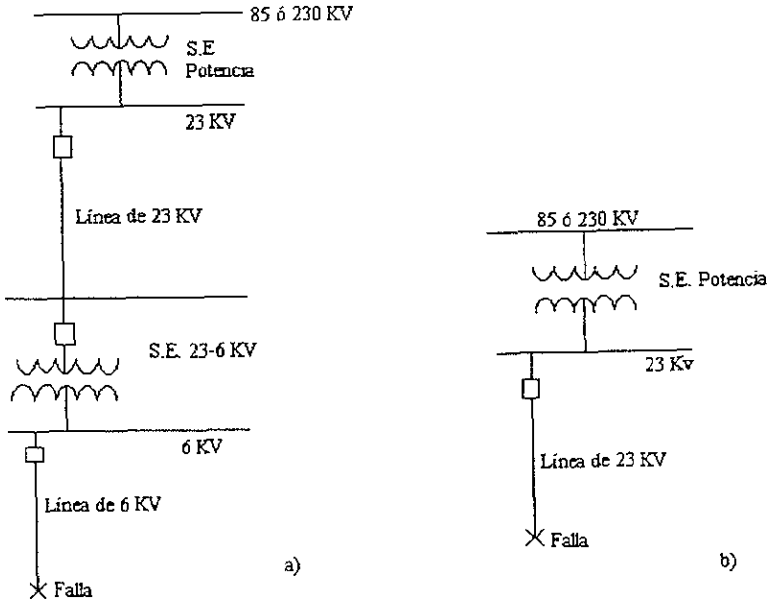


Fig 5 1 Diagramas unifilares para alimentadores de mediana tensión (LyF)

5.2.1 Preparación del diagrama de impedancias.

Para la preparación del diagrama de impedancias, cada uno de los elementos del diagrama unifilar simplificado se representa por una impedancia.

La acometida del sistema se representa por una fuente de tensión constante y una impedancia

Los transformadores de la subestación de potencia por una impedancia cada uno y la línea de mediana tensión por otra impedancia. Ver figura 5.2 a y figura 5.2 b.

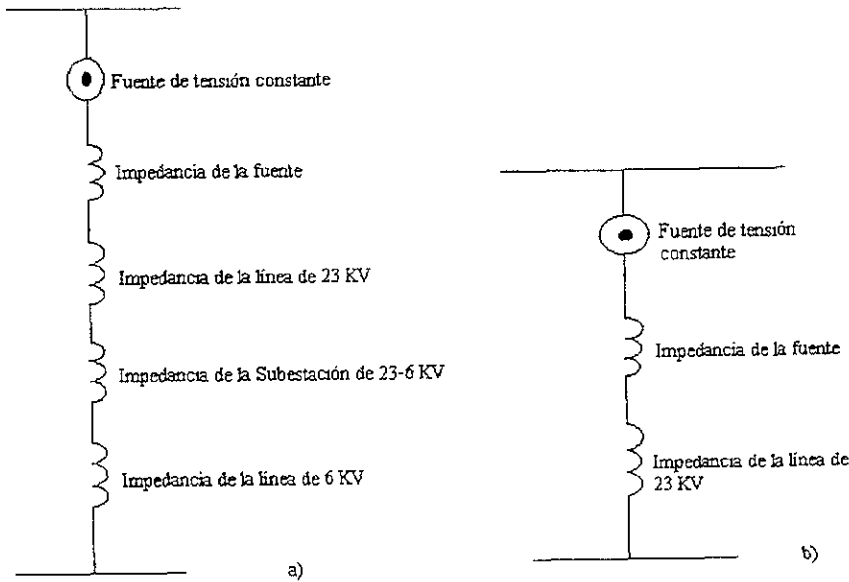


Fig 5.2 Diagrama de impedancias para el cálculo de fallas en alimentadores de mediana tensión (LyF)

5.2.2 Asignación de cada impedancia de su valor referido a una potencia.

Las impedancias como se sabe se pueden expresar en muchas maneras: en ohms, en valores en por ciento y en valores en por unidad, bajo un valor base seleccionado

Una de las maneras más sencillas para realizar el estudio de corto circuito en una red de distribución aérea es la utilización de valores en por unidad, ya que cuando se seleccionan estos valores, bajo un valor base de potencia, se pueden combinar directamente sin importar la relación de los transformadores en sistemas que utilizan más de un nivel de tensión

Las ecuaciones que permiten efectuar este tipo de conversión de valores en los tres sistemas son las siguientes

$$\text{Reactancia}_{p.u.} = \text{Reactancia} (\%) / 100 \dots \dots \dots \text{fórmula 5.1}$$

$$\text{Reactancia}_{p.u.} = \text{Ohms} \times \text{KVA}_{\text{base}} / 1000 \times \text{KV}^2 \dots \dots \dots \text{fórmula 5.2}$$

$$\text{Reactancia}_{p.u.} = \text{Ohms} \times \text{MVA}_{\text{base}} / \text{KV}^2 \dots \dots \dots \text{fórmula 5.3}$$

$$\text{Reactancia} (\%) = \text{Ohms} \times \text{KVA}_{\text{base}} / 10 \text{KV}^2 \dots \dots \dots \text{fórmula 5.4}$$

$$\text{Reactancia} (\%) = \text{Ohms} \times \text{MVA}_{\text{base}} \times 100 / \text{KV}^2 \dots \dots \dots \text{fórmula 5.5}$$

La reactancia de secuencia positiva de la fuente se calcula de acuerdo a la siguiente expresión:

$$X_{p.u.\text{fuente}} = \text{KVA}_{\text{base}} / \text{KVA}_{\text{cc}} \dots \dots \dots \text{fórmula 5.6}$$

En donde KVA_{cc} es la potencia de corto circuito en el punto de la acometida de la fuente

Para determinar la impedancia de secuencia cero se aplica la siguiente ecuación

$$Z_0 (p.u.)_{\text{fuente}} = (3 / I_{\text{cc}1\phi}) - 2 Z_{1\phi} \dots \dots \dots \text{fórmula 5.7}$$

Ya teniendo las fórmulas anteriores podemos empezar a realizar el cálculo de corto circuito; las impedancias de los cables desnudos y aislados se dan en Ohms y es necesario convertir estos valores a impedancias en por unidad o en por ciento, bajo una potencia base de acuerdo a las ecuaciones 5.3 y 5.4 En este caso el Departamento de Planeación y Estudios nos presenta el valor de la impedancia positiva y cero para los diferentes tipos de conductores de la red aérea de distribución en sus diferentes niveles de tensión

Los transformadores normalmente tienen su impedancia dada en porciento basada en su capacidad nominal. Estas impedancias deben convertirse también a la potencia base (KVA_{base}) de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$X_{(p.u.)} KVA_{base} = X_{(p.u.) nom} (KVA_{base} / KVA_{nominal}) \dots \text{fórmula 5.8}$$

En lo que respecta a los diferentes tipos de transformadores que se utilizan en la red aérea de distribución los estudios hacia con ellos llevan a tener bien identificado todo el tipo de información en cuanto a capacidades y el comportamiento que presentan en baja tensión principalmente.

Lo importante de manejar valores en por unidad es que se reducen muchos de nuestros cálculos, y no es nada complicado si consideramos que un número base es también llamado valor unidad, frecuentemente en el sistema por unidad tiene un valor de 1 ó unitario, por lo tanto el voltaje base puede ser denominado voltaje unidad.

Para la selección de un valor base en un sistema en por unidad, usado para expresar parámetros de voltaje, corriente e impedancia, es necesario seleccionar un número arbitrario para

- Volts_{base}
- Amperes_{base}

Con lo anterior quedan fijados los siguientes términos

$$\begin{aligned} \text{Ohms}_{base} &= \text{Volts}_{base} / \text{Amperes}_{base} \\ \text{Volts}_{(p.u.)} &= \text{Volts} / \text{Volts}_{base} \\ \text{Amperes}_{(p.u.)} &= \text{Amperes} / \text{Amperes}_{base} \\ \text{Ohms}_{(p.u.)} &= \text{Ohms} / \text{Ohms}_{base} \end{aligned}$$

En la practica los valores que se seleccionan son los Volts_{base} y los KVA_{base}, en donde estos valores son monofásicos, es decir los KVA_{base} son de una sola fase y el Voltaje de base es de línea a neutro.

Frecuentemente la impedancia de un circuito puede estar expresada en términos de los KVA_{base} particular y es deseable expresarlos en términos de KVA_{base} diferente que sea común, a esto se le conoce como cambio de bases y se utilizan sus fórmulas respectivas en una simple regla de tres.

Los sistemas en por unidad se representan por el símbolo (0/1) ó también (p u) para representar sus valores

5.2.3 Determinación de la impedancia equivalente del sistema.

La mayoría de los diagramas de los sistemas de distribución son sencillos y la determinación de la impedancia equivalente se reduce a combinar impedancias en serie y en paralelo, esto se debe al tipo de conexión que se aplica en las diferentes redes de distribución en el Distrito Federal. En la figura 5 3 se muestran las combinaciones de impedancias más frecuentes y las ecuaciones para efectuar las simplificaciones que permiten determinar la impedancia equivalente.

5.3 Cálculo de las diferentes corrientes de falla.

Los estudios de falla normalmente incluyen la falla trifásica y la falla monofásica a tierra.

Las fallas trifásicas son las más severas, mientras que las fallas monofásicas son las más comunes, los estudios de estas últimas proveen información útil para ajustes de relevadores de tierra. Un aspecto importante de considerar es el de que las fallas de línea a línea es de 87 % de la falla trifásica

Después de combinar las impedancias que intervienen en el diagrama correspondiente y haber encontrado la impedancia equivalente, es posible determinar el valor de la corriente simétrica de corto circuito

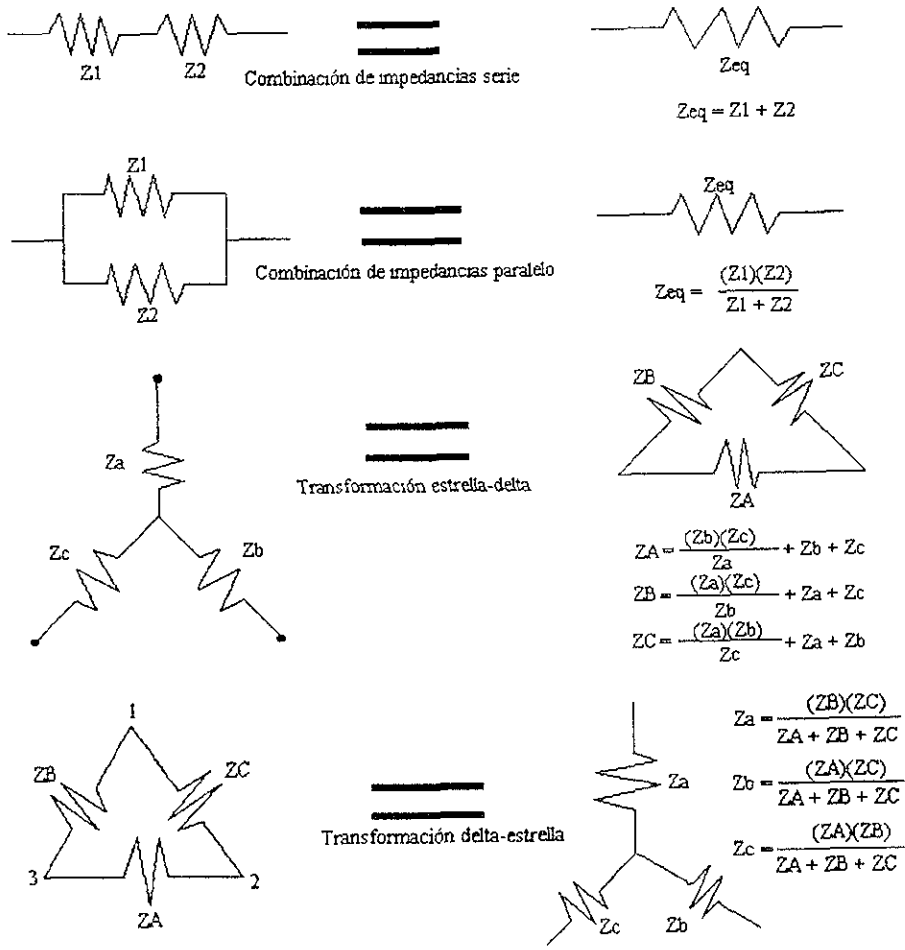


Fig. 5.3 Transformación de impedancias

5.3.1 Fallas trifásicas.

De acuerdo a que las fallas trifásicas son simétricas y conociendo la impedancia equivalente del sistema se procede a aplicar las siguientes fórmulas:

$$I_{cc (p.u)} = 1.0 / Z_{eq (p.u)} \dots \dots \dots \text{fórmula 5.9}$$

$$I_{cc (\text{amperes})} = I_{cc (p.u)} \times I_{base} \dots \dots \dots \text{fórmula 5.10}$$

5.3.2 Fallas de fase a tierra.

Para calcular la corriente de falla de fase a tierra se aplica la siguiente fórmula:

$$I_{cc (p.u)} = 3.0 / (Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3 Z_f) \dots \dots \dots \text{fórmula 5.11}$$

En donde:

- Z_1 = Impedancia de secuencia positiva
- Z_2 = Impedancia de secuencia negativa
- Z_0 = Impedancia de secuencia cero
- Z_f = Impedancia de la falla

Es común que esta expresión se aplique para casos de falla a tierra a través de una resistencia, ya que los valores que se obtienen son muy buenos y llegan a solucionar muchos problemas

Para el caso del estudio de corto circuito para la puesta en servicio de los restauradores electrónicos sólo tomamos en cuenta las tres impedancias de las diferentes secuencias

En la figura 5.4 se muestran las redes de secuencia para el cálculo de fallas a tierra

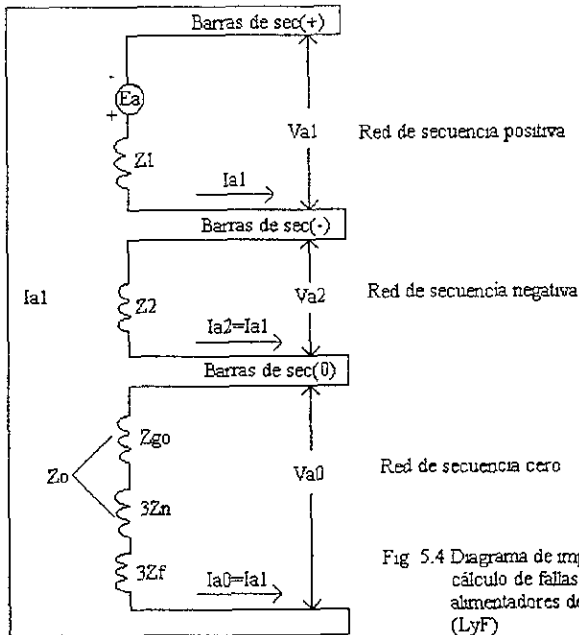


Fig 5.4 Diagrama de impedancias para el cálculo de fallas de fase a tierra en alimentadores de mediana tensión (LyF)

5.4 Cálculo aplicado al alimentador Coy-22 contra falla franca.

De acuerdo con todo lo analizado hasta este punto el método de aplicación para calcular las corrientes de falla para la instalación de un restaurador electrónico específicamente en el alimentador COY-22 perteneciente a la subestación Coyoacán es el que se aplica para todos los cálculos de este tipo en todos los sectores de Luz y Fuerza del Centro.

Mediante un programa realizado por cada sector se proponen los puntos exactos en los alimentadores más conflictivos en donde han de ir colocados los *restauradores con control a base de microprocesadores* que son lo último en equipos que han llegado hasta la fecha en nuestro país. Se hacen una serie de consideraciones, como las de instalarlos preferentemente a una longitud de no menos de 2.5 km de acuerdo a la calidad óptima de

funcionamiento del restaurador dada por el fabricante a este tipo de equipos; el siguiente caso es real y práctico que se llevo a cabo en la segunda mitad de 1997.

La primera consideración que hay que realizar para la coordinación de protección en el alimentador COY-22 de 23 KV, es la determinación de las características del alimentador de una forma general:

CARACTERISTICAS DEL ALIMENTADOR COY-22

Longitud total: 25,000 metros

Longitud de la troncal: 7,500 metros

Longitud de la ramal: 17,500 metros

Estas características del alimentador nos permiten ver todos los puntos en los cuales puede ser instalado el restaurador, se recomienda para una buena coordinación de protecciones que los restauradores se instalen en la longitud de la troncal, ya que es la que demanda más carga y así se puede restaurar el servicio rápidamente cuando ocurren fallas transitorias y algunas veces permanentes, además nos puede proteger con esto una gran parte del alimentador, pues alimenta a los ramales.

De acuerdo a los lineamientos que se siguen dentro de la organización de Luz y Fuerza, la tabla 5.1 nos muestra de una manera clara y general las diferentes distancias a considerar en nuestro estudio de coordinación de protecciones, una vez que se hizo el estudio previo de donde colocar el restaurador, así como el diagrama simplificado del alimentador.

Para empezar con el estudio de corto circuito, una vez que se fijaron los puntos de influencia, necesitamos contar con los siguientes datos del bus de la subestación que vienen incluidos en la sección 2.2

ALIM.	CABLE SUBTERR	LINEA AEREA AL 1ER SECC.	LINEA AEREA AL REST	DESPUES DEL REST 336 ALD	DESPUES DEL REST 1/0 ACSR	DESPUES DEL REST 2 ACSR	TOTAL	OBSERV
COY-22	410 m	-----	2,300 m	650 m	0 m	1,000 m	4,360 m	SIN SECC.

TABLA 5.1
DATOS MINIMOS NECESARIOS PARA LA IMPREMENTACION DE RESTAURADORES A
BASE DE MICROPROCESADORES SEGUN LA GERENCIA DE DISTRIBUCION AEREA DE
LUZ Y FUERZA.

Subestación Coyoacán (bus 215).

$$MVA_{cc3\emptyset} = 348 \text{ MVA}$$

$$MVA_{cc1\emptyset} = 349 \text{ MVA}$$

$$Z_1 = 0.2876 \angle 86.99^\circ$$

$$Z_0 = 0.2843 \angle 87.07^\circ$$

Todos estos valores son calculados en relación a los valores base de 100 MVA y 23 KV de acuerdo a la Sección de Estudios Eléctricos de Luz y Fuerza del Centro

De acuerdo al catálogo de normas que se maneja dentro de la organización se obtienen los valores de la impedancia positiva y cero de los diferentes calibres y tipos de cable que en este caso se utilizan. Remarcando que la impedancia de secuencia positiva es igual a la impedancia de secuencia negativa. Por lo que se tienen los siguientes valores para nuestro cálculo resumidos en la tabla 5 2

TIPO DE CABLE	Z1 (OHMS / Km)	Z0 (OHMS / Km)
23 PTI X 240	0.1088 + j 0.1903	1.067 + j 0.064
336 ALD	0.189 + j 0.3867	0.3667 + j 1.8942
2 ACSR	1.070 + j 0.4465	1.2477 + j 1.9540

TABLA 5.2
VALORES DE LAS IMPEDANCIAS DE SECUENCIA POSITIVA Y CERO SEGUN EL
ARREGLO QUE SE TIENE EN EL ALIMENTADOR COY-22

A continuación se presenta una secuencia paso a paso para calcular las corrientes de corto circuito para falla entre fases (3ϕ) y falla a tierra (1ϕ), considerando principalmente tres puntos para el estudio de coordinación de protecciones:

- 1.- Bus de la subestación (fuente).
- 2.- Punto de ubicación del restaurador.
- 3 - Punto más alejado del restaurador.

En la figura 5.5 se esquematizan estos puntos a considerar para nuestro estudio del cálculo de corto circuito.

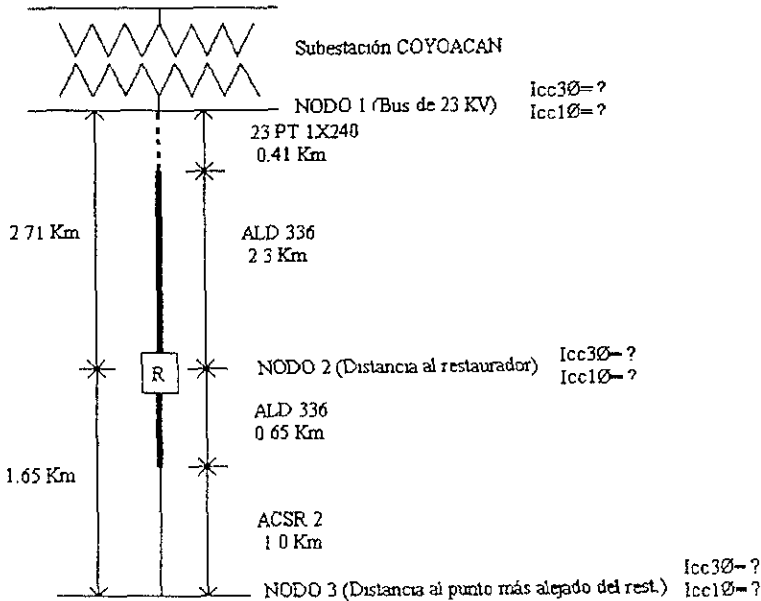


Fig. 5.5 Puntos a considerar en el estudio de corto circuito del alimentador COY-22

Sacamos las impedancias de los tramos de conductor en los diferentes puntos en ohms y las referimos a sus valores base para tener nuestros valores en p u (por unidad) de la siguiente manera

1 - Impedancia de la fuente:

$$Z_{IF} = 0.2876 \angle 86.99^\circ = 0.0151 + j 0.2872 \text{ p.u. } \text{----- sec (+)}$$

$$Z_{OF} = 0.2843 \angle 87.07^\circ = 0.0145 + j 0.2839 \text{ p.u. } \text{----- sec (0)}$$

Los valores en ohms son los mismos en p.u. de nuestra fuente, ya que que están referidos a los valores base de nuestro cálculo de corto circuito que son de 100 MVA y 23 KV.

2 - Impedancia del cable subterráneo:

$$Z_{1C} = (0.1088 + j 0.1903 \text{ Ohms/km}) (0.41 \text{ km}) = 0.0446 + j 0.0781 \text{ Ohms}$$

$$Z_{0C} = (1.067 + j 0.064 \text{ Ohms/km}) (0.41 \text{ km}) = 0.4374 + j 0.0262 \text{ Ohms}$$

De acuerdo con la fórmula 5.3 podemos tener nuestras impedancias en p.u. de acuerdo a

$$Z_{p.u} = \text{Ohms} (\text{MVA}_{\text{base}}) / (\text{KV}_{\text{base}})^2$$

Así tenemos que.

$$Z_{1Cp.u.} = (0.0446 + j 0.0781 \text{ Ohms}) (100 \text{ MVA}_{\text{base}}) / (23 \text{ KV}_{\text{base}})^2 =$$

$$Z_{1Cp.u.} = 8.431 \times 10^{-3} + j 0.0147 \text{ p.u. } \text{----- sec (+)}$$

$$Z_{0Cp.u.} = (0.4374 + j 0.0262 \text{ Ohms}) (100 \text{ MVA}_{\text{base}}) / (23 \text{ KV}_{\text{base}})^2 =$$

$$Z_{0Cp.u.} = 0.0826 + j 4.952 \times 10^{-3} \text{ p.u. } \text{----- sec (0)}$$

2' - Impedancia de la línea aérea al restaurador:

$$Z_{I_{REST}} = (0.189 + j 0.3867 \text{ Ohms/km}) (2.3 \text{ km}) = 0.4347 + j 0.8894 \text{ Ohms}$$

Su valor en p.u.:

$$Z_{I_{REST}p.u.} = (0.4347 + j 0.8894 \text{ Ohms}) (100 \text{ MVA}_{base}) / (23 \text{ KV}_{base})^2 =$$

$$Z_{I_{REST}p.u.} = \underline{0.0821 + j 0.1681 \text{ p.u.}} \text{-----sec (+)}$$

$$Z_{O_{REST}} = (0.3667 + j 1.8942 \text{ Ohms/km}) (2.3 \text{ km}) = 0.8434 + j 4.3566 \text{ Ohms}$$

Su valor en p u.:

$$Z_{O_{REST}p.u.} = (0.8434 + j 4.3566 \text{ Ohms}) (100 \text{ MVA}_{base}) / (23 \text{ KV}_{base})^2 =$$

$$Z_{O_{REST}p.u.} = \underline{0.1594 + j 0.8235 \text{ p.u.}} \text{-----sec (0)}$$

3 - Impedancia al punto más alejado del restaurador:

$$Z_{I_{PLald}} = (0.189 + j 0.3867 \text{ Ohms/km}) (0.65 \text{ km}) = 0.1228 + j 0.2513 \text{ Ohms}$$

$$Z_{I_{PLacsr}} = (1.07 + j 0.4465 \text{ Ohms/km}) (1.00 \text{ km}) = 1.07 + j 0.4465 \text{ Ohms}$$

Sumamos las impedancias de secuencia positiva de los diferentes conductores para sacar la impedancia positiva total al punto más alejado, esto es.

$$Z_{I_{PL}} = Z_{I_{PLald}} + Z_{I_{PLacsr}} = 1.1928 + j 0.6978 \text{ Ohms}$$

Su valor en p u es

$$Z_{1PLp.u.} = (1.1928 + j 0.6978 \text{ Ohms}) (100 \text{ MVA}_{\text{base}}) / (23 \text{ KV}_{\text{base}})^2 =$$

$$Z_{1PLp.u.} = 0.2254 + j 0.1319 \text{ p.u. ----- sec (+)}$$

Para la secuencia cero se tiene:

$$Z_{0PLald} = (0.3667 + j 1.8942 \text{ Ohms/km}) (0.65 \text{ km}) = 0.2383 + j 1.2312 \text{ Ohms}$$

$$Z_{0PLacsr} = (1.2477 + j 1.954 \text{ Ohms/km}) (1.00 \text{ km}) = 1.2477 + j 1.954 \text{ Ohms}$$

Por lo tanto:

$$Z_{0PL} = Z_{0PLald} + Z_{0PLacsr} = 1.486 + j 3.1852 \text{ Ohms}$$

Su valor en p u utilizando la fórmula correspondiente es:

$$Z_{0PLp.u.} = 0.2809 + j 0.6021 \text{ p.u. ----- sec (0)}$$

Una vez calculadas las impedancias en los distintos puntos de importancia en nuestro sistema, el siguiente paso es el de calcular las corrientes de falla 3Ø y 1Ø en esos puntos. Se empezará el cálculo con las corrientes de falla trifásicas y después se calculan las fallas de fase a tierra :

1 - Cálculo de la corriente de falla 3Ø en el bus de la subestación:

$$Z_{eq} = 0.2876 \angle 86.99^\circ \text{ p.u.}$$

La corriente de falla en p u está dada por la siguiente expresión

$$I_{ccp.u.} = 1.0 / Z_{eqp.u.}$$

Así pues, sustituyendo valores tenemos:

$$I_{ccp.u} = 3.477 \angle -86.99^\circ \text{ p.u.}$$

Tenemos que pasar esta corriente dada en p.u. a su valor en amperes mediante la corriente base que se da por la siguiente expresión.

$$I_{base} = 100,000 \text{ KVA} / (3)^{1/3} (23 \text{ KV}) = 2510.2185 \text{ Amperes}$$

Por lo tanto, la corriente de falla trifásica en el bus de la subestación es de:

$$I_{cc3\phi} = (I_{ccp.u}) (I_{base}) = (3.477 \text{ p.u.}) (2510.2185 \text{ Amp}) =$$

$$I_{cc3\phi} = \underline{8728.0297 \text{ Amperes}}$$

Para la capacidad interruptiva en ese punto tenemos:

$$MVA_{3\phi} = (3)^{1/3} (I_{ccp.u}) (I_{base}) (V_{base})$$

Sustituyendo los valores correspondientes tenemos que la potencia trifásica es:

$$MVA_{3\phi} = 348 \text{ MVA}$$

Este valor de potencia es el que nos lo proporciona la Sección de Estudios Eléctricos de Luz y Fuerza en el bus correspondiente, así como en cada bus de las diferentes subestaciones de la zona centro del país

El procedimiento que se sigue es el mismo, tomando en cuenta la impedancia equivalente en los distintos puntos de nuestro estudio para la puesta en servicio de los restauradores con control a base de microprocesadores

2 - Cálculo de la corriente de falla 3Ø en el punto que se propone el restaurador

Ahora la impedancia equivalente sería hasta el punto del restaurador la siguiente:

$$Z_{eqp.u} = Z_{IFp.u} + Z_{ICp.u} + Z_{IRESTp.u}$$

Por lo que al sustituir valores tenemos

$$Z_{eqp.u} = (0.0151 + j 0.2872) + (8.431 \times 10^{-3} + j 0.0147) + (0.0821 + j 0.1681) =$$

$$Z_{eqp.u} = 0.1056 + j 0.47 \text{ p.u.} = 0.4817 | 77.33^\circ \text{ p.u.}$$

Por lo tanto, la corriente de falla en el restaurador en p.u. es de:

$$I_{ccp.u} = 1.0 / 0.4877 | 77.33^\circ = 2.0759 | -77.33^\circ \text{ p.u.}$$

Por último la corriente de corto circuito 3Ø en el restaurador es de:

$$I_{cc3\text{Ø}} = (2.0759 \text{ p.u.}) (2510.2185 \text{ Amp}) =$$

$$I_{cc3\text{Ø}} = 5210.9625 \text{ Amperes.}$$

Este valor de corriente es sin lugar a dudas muy importante para la programación de las funciones del restaurador electrónico; más adelante se verán los motivos de una buena coordinación de protecciones conociendo este valor.

3 - Cálculo de la corriente de falla 3Ø en el punto más alejado.

Para este caso es necesario sumar las impedancias equivalentes hasta este punto, esto es:

$$Z_{\text{eqp.u}} = Z_{1\text{Fp.u.}} + Z_{1\text{Cp.u.}} + Z_{1\text{RESTp.u.}} + Z_{1\text{PLp.u.}}$$

$$Z_{\text{eqp.u}} = (0.0151 + j 0.2872) + (8.431 \times 10^{-3} + j 0.0147) + (0.0821 + j 0.1681) +$$

$$(0.2254 + j 0.1319) = 0.331 + j 0.6019 \text{ p.u.}, \text{ expresado en su forma polar}$$

$$Z_{\text{eqp.u.}} = 0.6869 | 61.19^\circ$$

Por lo tanto la corriente de falla en p.u. es de:

$$I_{\text{ccp.u.}} = 1.0 / 0.6869 | 61.19^\circ = 1.4558 | -61.19^\circ$$

Finalmente, la corriente de falla entre fases en el punto más alejado del restaurador es de

$$I_{\text{cc}3\emptyset} = (1.4558 \text{ p.u.}) (2510.2185 \text{ Amperes}) =$$

$$I_{\text{cc}3\emptyset} = \underline{3654.376 \text{ Amperes}}$$

El siguiente paso es el de calcular las corrientes de falla de fase a tierra (1 \emptyset) de la siguiente manera.

1'.- Cálculo de la corriente de falla 1 \emptyset en el bus de la subestación:

Ahora dentro de nuestra impedancia equivalente debemos de considerar el efecto de las tres redes de secuencia como se indico en este capítulo; así pues la impedancia equivalente en el bus de la subestación sería.

$$Z_{\text{cqp.u}} = Z_{1\text{Fp.u.}} + Z_{2\text{Fp.u.}} + Z_{0\text{Fp.u.}}$$

En donde,

$$Z_{1Fp.u.} = Z_{2Fp.u.} = 0.0151 + j 0.2872 \text{ p.u.}$$

$$Z_{0Fp.u.} = 0.0145 + j 0.2839 \text{ p.u.}$$

Sustituyendo valores.

$$Z_{eqp.u.} = (0.0151 + j 0.2872) + (0.0151 + j 0.2872) + (0.0145 + j 0.2839) =$$

$$Z_{eqp.u.} = 0.0447 + j 0.8583 \text{ p.u. ; en su forma polar que es la que se emplea.}$$

$$Z_{eqp.u.} = 0.8594 \angle 87.01^\circ$$

Como se explicó en la sección 5.3.2, la corriente de falla de fase a tierra en p.u. se da por la expresión

$$I_{ccp.u.} = 3.0 / Z_{eqp.u.}$$

Sustituimos los valores correspondientes en la fórmula

$$I_{ccp.u.} = 3.0 / 0.8594 \angle 87.01^\circ = 3.4908 \angle -87.01^\circ$$

Finalmente la corriente de falla 1Ø en el bus de la subestación es de.

$$I_{cc1Ø} = (3.4908 \text{ p.u.}) (2510.2185 \text{ Amp}) = \underline{8762.6707 \text{ Amperes}}$$

Para la potencia se tiene.

$$MVA_{1Ø} = (3.0)^{1/3} (I_{ccp.u.}) (I_{base}) (V_{base}) = 349.0799 \text{ MVA}$$

Como se vio anteriormente, hay que confrontar este valor de la potencia de fase a tierra con los valores de los niveles de corto circuito para las subestaciones de potencia , para ver si el procedimiento va por buen camino

2' - Cálculo de la corriente de falla I_Ø en el restaurador

$$Z_{eqp.u} = Z_{eqFp.u.} + Z_{eqCp.u.} + Z_{eqRESTp.u}$$

Los valores de las diferentes impedancias equivalentes hasta este punto son:

$$Z_{eqFp.u.} = 0.0447 + j 0.8583 \text{ p.u.}$$

$$Z_{eqCp.u.} = (8.431 \times 10^{-3} + j 0.0147) + (8.431 \times 10^{-3} + j 0.0147) + \\ (0.0826 + j 4.952 \times 10^{-3}) = 0.0994 + j 0.0343 \text{ p.u.}$$

$$Z_{eqRESTp.u.} = (0.0821 + j 0.1681) + (0.0821 + j 0.1681) + (0.1594 + j 0.8235) =$$

$$Z_{cqRESTp.u.} = 0.3236 + j 1.1597 \text{ p.u.}$$

Por lo que la impedancia equivalente de la falla a tierra en el punto del restaurador es de.

$$Z_{cq} = 0.4677 + j 2.0523 \text{ p.u.} = 2.149 \angle 77.16^\circ \text{ p.u.}$$

Por último la corriente de falla de fase a tierra en p.u. es de:

$$I_{ccp.u.} = 3.0 / 2.149 \angle 77.16^\circ \text{ p.u.} = 1.4252 \angle -77.16^\circ \text{ p.u.}$$

La corriente de falla I_Ø que se espera en el restaurador la obtenemos multiplicando la corriente de falla en p.u. en el punto por la corriente de base, y es de

$$I_{cc1\emptyset} = \underline{3577.5634 \text{ Amperes.}}$$

Para la capacidad interruptiva en ese punto de interés tenemos:

$$MVA_{1\emptyset} = (3.0)^{1/3} (I_{ccp.u}) (I_{base}) (V_{base}) = 142 \ 5199 \text{ MVA}$$

Este valor resulta importante considerar para las funciones que nos presenta el restaurador

3'. - Cálculo de la falla 1 \emptyset en el punto más alejado del restaurador.

$$Z_{eq} = Z_{eqF-RESTp.u} + Z_{eqPLp.u.}$$

En donde ya tenemos la impedancia equivalente en p.u. de la fuente en p.u. de la fuente hasta el restaurador de nuestro cálculo pasado:

$$Z_{cqF-RESTp.u} = 0.4677 + j 2.0523 \text{ p.u.}$$

Para la impedancia equivalente en p.u. en el punto más lejano después del restaurador a finales del alimentador se tiene:

$$Z_{cqPLp.u} = Z_{1PLp.u.} + Z_{2PLp.u} + Z_{0PLp.u}$$

$$Z_{1PLp.u} = Z_{2PLp.u} = 0.2254 + j 0.1319 \text{ p.u.}$$

$$Z_{0PLp.u} = 0.2809 + j 0.6021 \text{ p.u.}$$

Sustituyendo valores

$$Z_{cqPLp.u} = 0.7317 + j 0.8659 \text{ p.u.}$$

Por lo que la impedancia equivalente a este punto es:

$$Z_{eq} = 1.1994 + j 2.9182 \text{ p.u.} = 3.155 | 67.65^\circ \text{ p.u.}$$

Sustituimos este valor en la fórmula de la corriente de falla en p.u.:

$$I_{ccp.u.} = 30 / 3.155 | 67.65^\circ \text{ p.u.} = 0.9508 | -67.65^\circ \text{ p.u.}$$

Finalmente multiplicamos la corriente de falla en p.u. por la corriente base para tenerla en amperes:

$$I_{cc1\phi} = 2386.7157 \text{ Amperes}$$

5.5 Cálculo aplicado al alimentador Coy-22 considerando una falla a tierra a través de una resistencia.

Como la resistividad del terreno es variable a lo largo del trayecto de los alimentadores, es necesario tomar en cuenta la resistencia de contacto de arqueo, que es aquella que se origina al caer una de las fases a tierra, y de acuerdo a estudios se recomienda el valor de una resistencia de falla de 40 Ohms para la red de secuencia cero.

El siguiente procedimiento se aplica al alimentador COY-22, el cual es el alimentador del que se está realizando el presente estudio, pero el procedimiento es el mismo para cualquier alimentador.

La impedancia de falla que se debe de considerar para crear la red de secuencia cero es

$$Z_{falla} = 3 \text{ Resistencia de arqueo, Resistencia de arqueo} = 40 \text{ Ohms}$$

$$Z_{falla} = 3 (40 \text{ Ohms}) = 120 \text{ Ohms}$$

Referimos a nuestros valores base de 100 MVA y 23 KV

$$Z_{falla} = (120 \text{ ohms}) (100 \text{ MVA}) / (23 \text{ KV})^2 = 22.68 \text{ p.u.}$$

Para el cálculo de las corrientes de falla de fase a tierra, se tiene la tabla 5.3 en la que se resumen las impedancias equivalentes de secuencia de los distintos puntos de nuestro estudio.

CONCEPTO	Z SEC (+) p.u.	Z SEC (0) p.u.
Bus de la subestación (fuente)	0 0151 + j 0 2872	0 0145 + j 0.2839
Línea total al restaurador elect.	0.0821 + j 0.1681	0.1594 + j 0.8235
Línea total al punto más lejano	0.2254 + j 0.1319	0.2809 + j 0.6021
Impedancia de falla	22.68	22 68

TABLA 5.3
VALORES DE LAS IMPEDANCIAS DE SECUENCIA POSITIVA Y CERO EN LOS
DIFERENTES PUNTOS DEL ESTUDIO AL ALIMENTADOR COY-22

Las corrientes de falla a tierra considerando una resistencia de arqueo se determinan mediante la fórmula 5 11 Dado que es necesario conocer la impedancia equivalente al punto de falla, la siguiente tabla resume los valores de impedancia en p.u para fallas trifásicas y de fase a tierra en la tabla 5 4

PUNTO	FALLA 3Ø (Zcq)	FALLA 1Ø (Zcq)
Bus de la subestación	22 6951 + j 0 2872	22 7247 + j 0.8583
Restaurador de la Forma 4C	22 7772 + j 0 4553	23.0483 + j 2 018
Punto más lejano	23 0026 + j 0 5872	23.78 + j 2 8839

TABLA 5.4
IMPEDANCIAS EQUIVALENTES EN LOS DISTINTOS PUNTOS DEL ESTUDIO AL
ALIMENTADOR COY-22

Al tener las impedancias equivalentes considerando una impedancia de falla, procedemos al cálculo de las fallas de fase a tierra en los diferentes puntos de nuestro estudio

1 - Falla de fase a tierra en el bus de la subestación:

$$Z_{eq} = 22.7247 + j 0.8583 = 22.7409 \mid 2.16^\circ \text{ p.u.}$$

$$I_{p.u.} = 3.0 / 22.74 \mid 2.16^\circ = 0.1319 \mid -2.16^\circ \text{ p.u.}$$

$$I_{cc1\emptyset} = (0.1319 \text{ p.u.}) (2510.2185 \text{ Amp}) = \underline{331.16 \text{ Amperes}}$$

2.- Falla de fase a tierra en el restaurador:

$$Z_{eq} = 23.0483 + j 2.018 = 23.1364 \mid 5.0^\circ \text{ p.u.}$$

$$I_{p.u.} = 3.0 / 23.1364 \mid 5.0^\circ = 0.1296 \mid -5.0^\circ \text{ p.u.}$$

$$I_{cc1\emptyset} = (0.1296 \text{ p.u.}) (2510.2185 \text{ Amp}) = \underline{325.4895 \text{ Amperes}}$$

3.- Falla de fase a tierra en el punto más alejado del restaurador:

$$Z_{eq} = 23.78 + j 2.8839 = 23.9542 \mid 6.91^\circ \text{ p.u.}$$

$$I_{p.u.} = 3.0 / 23.9542 \mid 6.91^\circ = 0.1252 \mid -6.91^\circ \text{ p.u.}$$

$$I_{cc1\emptyset} = (0.1252 \text{ p.u.}) (2510.2185 \text{ Amp}) = \underline{314.3772 \text{ Amperes}}$$

CAPITULO 6.

ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN EL ALIMENTADOR COY-22

6.1 Introducción.

Las actividades humanas de la sociedad moderna dependen cada vez más de una mejor calidad y continuidad en el servicio de la energía eléctrica, sin embargo, las estadísticas indican que en un sistema de distribución aéreo se tiene el mayor índice de contingencias, por tal razón las protecciones de los alimentadores revisten primordial importancia en cuanto a su rapidez, selectividad y confiabilidad, para que en caso de la presencia de un disturbio se deje fuera de servicio la sección fallada, para evitar daños de mayores consecuencias a los equipos aledaños y de esta manera tratar de proporcionar una continuidad en el servicio de energía eléctrica al resto de los usuarios.

Para lograrlo se requiere entre otras cosas, una correcta coordinación de protecciones entre relevadores y restauradores o algún otro dispositivo de protección o de seccionamiento en el sistema de distribución.

La tarea a considerar es la coordinación de los dispositivos de protección por relevadores de sobrecorriente en el sistema de 23 KV de Luz y Fuerza del Centro, ya que es el más común empleado por la organización; para tal efecto el presente capítulo muestra la metodología de coordinación de los diferentes dispositivos con un mayor enfoque a los criterios de coordinación utilizados, más que al conocimiento del funcionamiento de cada elemento

El principal objetivo de todo sistema de protección es el de prevenir daños de mayores consecuencias al equipo y a los circuitos secundarios, prevenir accidentes a los usuarios y al personal operativo de las redes de distribución, así como evitar interrupciones de energía eléctrica que se traduzcan en pérdidas tanto para el usuario, como para el sistema eléctrico

Los diversos tipos de usuarios son altamente dependientes de la disponibilidad del servicio de la energía eléctrica. El usuario residencial se verá afectado al no poder utilizar sus aparatos de primera necesidad, tales como refrigeradores, lavadoras, calefacción, etc., en un centro comercial habrá pérdidas de ventas y serios problemas con la gente si la interrupción ocurre en un día de muchas compras; el cuidado de los pacientes se verá afectado en los hospitales; el industrial tendrá problemas con sus procesos de fabricación y manufactura.

Por lo anterior, resulta obvio que una interrupción del servicio, representa una pérdida fuerte en las economías de los usuarios y como consecuencia una mala imagen para la compañía suministradora, aparte de las pérdidas económicas que genera. Esta es una razón suficiente para que sea considerado desde la etapa de diseño un estudio técnico-económico en el que se contemple la aplicación correcta de una coordinación de protecciones, así como la propuesta de equipos confiables, seguros y económicos.

Por lo general en el diseño de proyectos eléctricos sólo un 4 % del valor total del proyecto es destinado para su protección, por lo que un ingeniero de proyectos debe de buscar la manera adecuada para proteger el sistema y que resulte económico.

Las estadísticas indican que alrededor del 95 % de las fallas en los sistemas de distribución aérea son transitorias, provocadas por fenómenos que no se pueden controlar. Además, se ha observado que el 85 % de estas fallas se liberan durante el primer recierre, el resto se libera con el segundo y tercer recierre, esto en equipos de seccionamiento.

Durante el año de 1997 de acuerdo al equipo de protección que llegó a Luz y Fuerza se dio una gran importancia a este aspecto, ya que se elaboraron planes de trabajo y se dio seguimiento a la instalación de estos equipos que son restauradores de la forma 4C marca Cooper, los cuáles presentan una mejor confiabilidad que los restauradores anteriores, de acuerdo con toda la gama de funciones que poseen éstos, tal como se trató en el capítulo 3.

Para lograr la coordinación entre los diferentes dispositivos de protección, es necesario establecer un criterio que permita conocer la ubicación correcta de dichos dispositivos, así como también establecer los parámetros que se deben de tomar en cuenta para la aplicación adecuada del equipo

Resulta conveniente ubicar a los dispositivos de protección en los puntos siguientes:

- En la subestación se debe de contar con buenas protecciones, estas por lo regular suelen ser proporcionadas por relevadores de sobrecorriente, así como una amplia gama de relevadores definidos por la norma NEMA. El primer punto a proteger será la salida del alimentador y el resto del mismo
- En la troncal dependiendo de la longitud del alimentador, para dejar fuera de servicio sólo la parte en donde ocurre una falla. En esta parte es donde se recomienda la colocación de los restauradores electrónicos
- En cada ramal, con la finalidad de dejar fuera de servicio únicamente la sección en donde ocurre una falla del alimentador. Es común ver equipos como seccionadores en esta parte del sistema.

Para efectos de mantenimiento, revisión, ajuste, etc , es necesario ubicarlos en lugares de fácil acceso

Para fines de coordinación de protecciones se deben conocer algunos parámetros del sistema que se han venido utilizando hasta aquí

1 - Voltaje nominal

2 - Corrientes de carga máxima esperadas en el punto de localización del dispositivo de protección

3 - Corrientes de corto circuito trifásica y de fase a tierra, máximas y mínimas en el punto de localización del dispositivo, y al final del alimentador.

Además, es necesario considerar por lo menos cuatro principios básicos de las características de las protecciones, como son:

- Sensibilidad, que el dispositivo sea lo suficientemente sensible para detectar la falla.
- Selectividad, que el dispositivo sea capaz de detectar la falla en su zona de operación, antes de que lo vea el dispositivo de respaldo, para:
 - a) Dejar fuera de servicio únicamente la sección con falla.
 - b) Reducir el número de fallas permanentes
 - c) Reducir el tiempo para localizar la falla
 - d) Prevenir daños de mayores consecuencias a los equipos próximos.
 - e) Incrementar la continuidad en el servicio.
 - f) Reducir al máximo las situaciones peligrosas para el personal y los usuarios.
- Rapidez, que el dispositivo actúe en el menor tiempo posible y consecuentemente se tengan daños mínimos en el equipo fallado.
- Confiabilidad, que el dispositivo además de contar con las tres características anteriores, no efectúe operaciones falsas por condiciones de falla o transitorios, en otros circuitos que no le atañen.

Como se vio anteriormente, si el dispositivo de protección es económico reúne todas las características del equipo de protección, y si no lo es, basta con explotarlo al máximo de acuerdo a sus características de funcionalidad como en el caso de los restauradores con control a base de microprocesadores (Forma 4C)

6.2 Criterios de coordinación de protecciones y aspectos importantes.

Se han adoptado algunos criterios de coordinación de protecciones, los cuales son el resultado de muchos años de experiencia en el campo de la protección de los sistemas de potencia y de distribución, como se indican a continuación.

- Protecciones de respaldo de los transformadores de potencia - En el sistema se tienen dos tipos de transformadores de potencia de 230/23 KV en conexión estrella (primario) / delta (terciario) / estrella (secundario) y de 85/23 KV en conexión delta (primario) / estrella (secundario).

En el neutro del lado de 23 KV de los transformadores se tiene un relevador de sobrecorriente de tierra con unidad de tiempo (51-T), que sirve de protección de respaldo cuando se tiene una falla de fase a tierra en las barras de 23 KV ó en el alimentador de distribución; dicho relevador también cumple la función de detectar desbalanceos de cargas del orden del 10 al 30 %.

En el lado de alta tensión (primario) del transformador de potencia se tienen 2 ó 3 relevadores de sobrecorriente de fase con unidades de tiempo e instantáneas (50/51-1, 2 ó 50/51-1,2,3), que sirve de protección de respaldo cuando se tienen sobrecargas y fallas de corto circuito entre fases en el transformador o cuando se tienen fallas entre fases en las barras de 23 KV ó en el alimentador de distribución.

Además, se tiene un relevador de sobrecorriente de tierra con unidades de tiempo e instantánea (50/51-N), que sirve de protección de respaldo para fallas de corto circuito de una ó dos fases a tierra en el transformador con conexión estrella/delta/estrella, en las barras de 23 KV y en el alimentador de distribución, para el caso del transformador con conexión delta/estrella, dicho relevador solamente ve fallas de una o dos fases a tierra en el lado primario del transformador de potencia, por encontrarse conectado en delta

- Protecciones de los alimentadores de distribución.- Las protecciones de sobrecorriente del alimentador consisten de tres relevadores independientes o las mismas funciones integradas en un solo relevador, para el caso de los digitales (50/51-1,2 y 50/51-N), con unidades de tiempo e instantáneas.

Las unidades instantáneas se calculan para fallas trifásicas y de fase a tierra al 60% de distancia al primer elemento de seccionamiento del alimentador, con la finalidad de coordinar con dicho elemento y además, que las protecciones actúen rápidamente para fallas cercanas a las barras, porque es donde se tiene más alta la corriente de corto circuito; cuando operan los elementos instantáneos se bloquea el recierre para evitar, que por los devanados secundarios del transformador circule varias veces y durante un intervalo de tiempo pequeño la corriente de corto circuito.

Las unidades de tiempo se calculan para fallas al final del alimentador Para el caso en el que el alimentador es muy largo, y el alcance del relevador queda corto, se considera la operación del restaurador para su coordinación

También se cuenta con el relevador de recierre (79) que tiene la misión de discriminar las fallas que son temporales y las que son permanentes, para establecer el servicio en la parte no afectada

Dentro del estudio de la coordinación de protecciones tenemos que en los alimentadores de distribución son generalmente proyectados para operar en forma radial o en anillo abierto y existe la posibilidad de que en un momento sean alimentados de uno u otro alimentador o diferente subestación, en base a las condiciones que se requieran de operación de los alimentadores.

En anillo normalmente abierto, se pueden operar momentáneamente cerrados, durante el tiempo necesario para la realización de maniobras, para transferencia de carga sin interrupción del servicio, etc , por esta forma de operación, de los alimentadores de distribución, se utilizan en troncales y ramales, dispositivos de sobrecorriente no

direccionales ,relevadores, seccionadores, fusibles, restauradores, u otros dispositivos que cumplan con esa condición para una buena coordinación

Es necesario fijar criterios que sirvan de base para la selección del equipo adecuado, así como los ajustes que tendrá cada uno, de acuerdo a los cálculos de corto circuito, propiedades del equipo de protección, demanda máxima del alimentador, ramales y formas de operación del equipo en condiciones de falla, estos son entre otros aspectos importantes a considerar dentro de la coordinación de protecciones, entre otros aspectos importantes, podemos citar los siguientes.

- Protección primaria del transformador de potencia - En la protección primaria del transformador debe hacerse la selección de manera que cumpla con la corriente de magnetización (doce veces la corriente nominal en un tiempo de 0.1 seg), corriente de carga fría (seis veces la corriente nominal en un tiempo de 1.0 segundo), corriente nominal del transformador y curva corta de duración del transformador.
- Coordinación fusible-fusible.- Para la correcta coordinación entre dos fusibles a un valor de corriente determinada se requiere que el máximo tiempo de fusión del fusible que protege, no exceda el 75 % del mínimo tiempo de daño del fusible protegido o de respaldo
- La demanda máxima en Amperes de la parte protegida por un restaurador o por un relevador de sobrecorriente, no deberá sobrepasar el 83 % del pick-up de la protección de fases, este valor trifásico va relacionado directamente con la demanda máxima en horas pico
- La demanda máxima en amperes de la parte protegida por un fusible, no deberá sobrepasar la capacidad nominal de dicho fusible
- El dispositivo protector debe despejar una falla permanente antes de que el dispositivo de respaldo opere, y en el caso de los restauradores, antes de que este quede bloqueado

- Salidas por fallas.- Las salidas causadas por fallas permanentes, deben quedar a secciones restringidas ó secciones pequeñas del alimentador por el tiempo más breve posible.

- Cargas importantes.- Las troncales de un alimentador y cargas importantes de éste deberán ser protegidos contra salidas por fallas en ramales y secciones del alimentador, con cargas de secundaria importancia.

- Operación de fusibles en falla - Como la operación de un fusible representa una falla permanente, éstos deberán actuar después de los disparos instantáneos del restaurador como una regla general

- Ajuste de un seccionador.- Los seccionadores deberán ajustarse para dar una operación de conteo menos como mínimo, que un dispositivo de respaldo, ya sea, un restaurador o un interruptor

- Tiempos de apertura y de cierre del restaurador - Los tiempos de apertura y de recierre del dispositivo de respaldo en una red de distribución aérea, deberán ser coordinados con el tiempo de retención de conteo del dispositivo de seccionamiento

- En el caso de que la coordinación se de por el medio seccionador-restaurador, la corriente mínima de operación (conteo) del seccionador, debe de ser el 80 % de la corriente mínima de disparo del restaurador del lado fuente

Ya considerando estos aspectos importantes en la coordinación de protecciones resulta más que necesario para realizar cualquier estudio enfocado a la protección en una red aérea de distribución. Para la realización de un buen estudio en la red aérea que se esta tratando, resultan sólidos los aspectos anteriores, además de que se tratarán aspectos interesantes en lo que respecta a los diferentes tipos de coordinación entre restauradores con diferentes tipos de control

6.2.1 Coordinación de protecciones restaurador-restaurador.

- Restauradores con control hidráulico:

Existen diversos criterios para lograr una correcta coordinación en los restauradores hidráulicos, entre las que se pueden mencionar

- 1.- Seleccionar igual tamaño de bobinas serie y diferentes secuencias de operación.
- 2.- Seleccionar diferentes tamaños de bobinas serie e iguales secuencias de operación.
- 3.- Cuidar que el tiempo entre las curvas de los restauradores para el mismo punto de falla, sea igual o mayor a 12 ciclos (0.2 seg), esto es, entre la curva lenta del restaurador protector y la curva lenta del restaurador protegido.

Se puede lograr una buena coordinación usando una combinación de tamaños de bobinas y secuencias de operación

La primera opción para coordinar restauradores hidráulicos se muestra en la figura 6.1, en donde se selecciona igual tamaño de bobinas y diferentes secuencias de operación. Para una falla en "F" el restaurador 1 y el restaurador 2 operarán simultáneamente sobre su primera curva rápida, debido a que ambos tienen la misma curva, el restaurador 2 completará entonces su segunda operación rápida (A) antes que la primera operación lenta (C) del restaurador 1.

Si la falla es permanente el restaurador 2 operará para bloquearse, ya que esta operación la hace sobre su primera curva lenta (B), la cual es más rápida que la curva lenta (C) del restaurador 1. Esto se logra considerando un tiempo suficiente entre las curvas de los restauradores, como se mencionó anteriormente

Otra opción para coordinar estos restauradores, es la de utilizar diferentes tamaños de bobinas e igual secuencia de operación, como se ilustra en la figura 6.2, se colocan restauradores en cada ramal con secuencia 2A2B. Para una corriente de falla de 500 A, la separación entre las curvas lentas es de más de 12 ciclos, como se muestra en la figura 6.3, por lo que puede existir coordinación aún cuando haya operaciones simultáneas en sus curvas rápidas

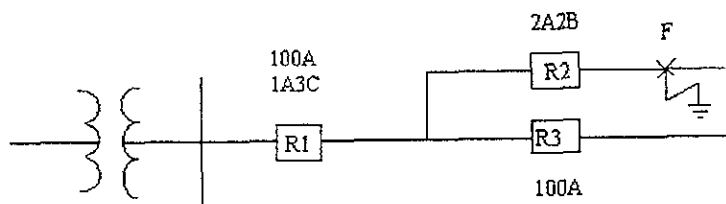


FIG 6 1 Primera opción de coordinación restaurador-restaurador, con bobinas iguales y diferentes secuencias de operación.

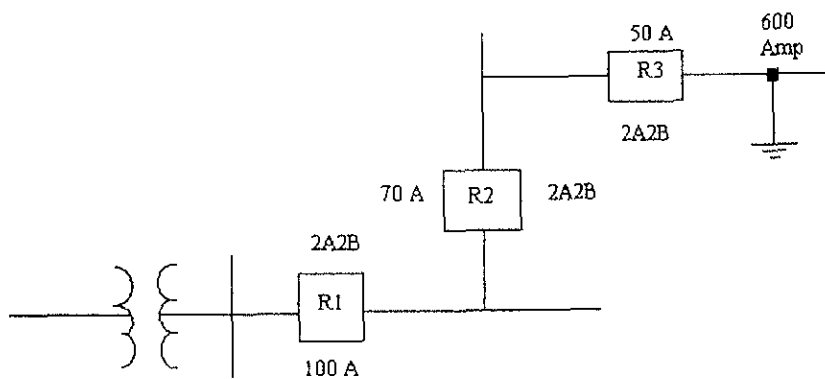


Fig 6 2 Segunda opción de coordinación restaurador-restaurador con bobinas diferentes y secuencias de operación iguales

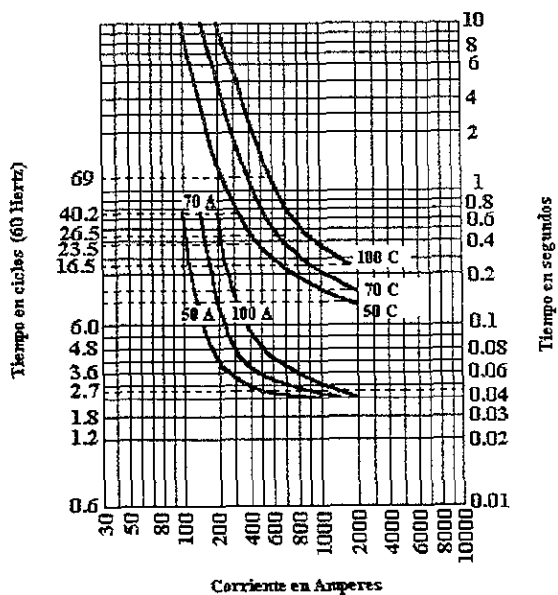


fig. 6.3 Gráfica de coordinación restaurador-restaurador con control hidráulico

Para el nivel de falla de 500 A del lado de la carga del restaurador de 50 A, las tres unidades pueden operar casi simultáneamente sobre sus dos curvas rápidas. Durante la operación lenta, solamente el restaurador de 50 A librerá la falla, abriendo antes de los restauradores de 70 y 100 A. La unidad de 50 A se bloqueará y las otras dos unidades quedarán en servicio.

- Restauradores con control electrónico.

Es necesario conocer los componentes y las características de funcionamiento de los restauradores con control electrónico, para facilitar la coordinación de las protecciones de sobrecorriente.

Para la coordinación entre restauradores con control electrónico, es necesario conocer los siguientes aspectos:

1 - Coordinar las unidades por medio de los niveles mínimos de disparo y sus curvas tiempo-corriente.

2 - Elegir tiempos adecuados de recierre de acuerdo a la aplicación del restaurador (comúnmente 2,2 y 15 seg, ó instantáneo 2 y 15 seg)

En restauradores con control electrónico la corriente mínima de disparo elegida, no altera la máxima capacidad de corriente del restaurador. Mientras que en los restauradores con control hidráulico la corriente mínima de disparo y la capacidad de corriente están relacionadas, ambas son propiedades de la bobina serie.

Aunque en los restauradores con control electrónico, éstas son independientes, se deben considerar las corrientes de carga máxima en horas pico del sistema y deberán ser seleccionadas de modo que el restaurador opere para cualquier falla en su zona de protección.

Debido a que es necesario proteger contra fallas temporales, se recomienda que el restaurador más cercano a la subestación tenga al menos una operación rápida; el restaurador del lado de la carga coordinará con el de lado fuente si tiene igual o mayor número de operaciones rápidas que éste; además, con esto se permite que operen primero los fusibles del lado de la carga, cuando la falla se tiene después del fusible

En la figura 6 4 se ilustra un sistema en donde previamente se ha seleccionado la corriente mínima de disparo, considerando las corrientes de carga máxima en el sistema y el más bajo nivel de corto circuito en cada zona de protección del restaurador.

Las fallas que se encuentran adelante del restaurador 2 deberán ser liberadas por este restaurador (ACR2), antes que el restaurador 1 responda

En la figura 6 5 se muestran las curvas tiempo-corriente seleccionadas para ambos restauradores, donde se puede apreciar que para fallas de corto circuito al final del

alimentador (2000 A), las curvas rápidas hacen que los dos restauradores operen simultáneamente. Sobre sus operaciones lentas, la curva del restaurador 2 es más rápida y librerá la falla antes de que opere sobre su curva lenta el restaurador 1

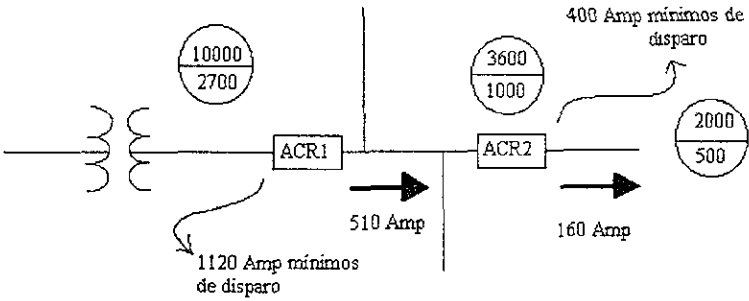


Fig 6 4 Aplicación de la coordinación entre restauradores con control electrónico

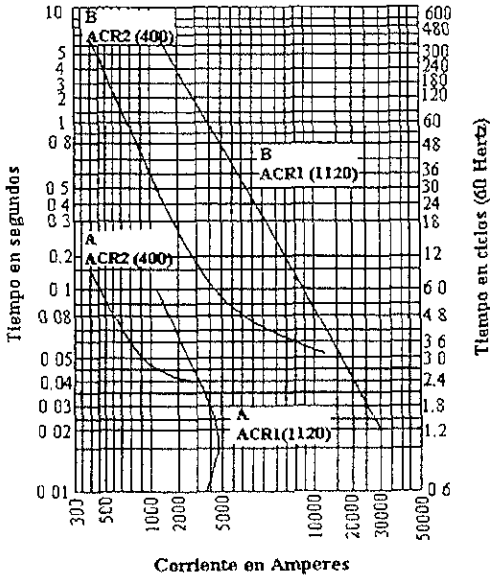


Fig. 6 5 Curvas tiempo-corriente de los restauradores con control electrónico

Para una falla permanente, por ejemplo 3600 A, adelante del restaurador 2 y suponiendo una secuencia de operación de 2A2B para ambos restauradores, se tendrán dos operaciones rápidas en los dos restauradores, seguidas de dos operaciones lentas del restaurador 2, lo que hará que se quede bloqueado y entonces se restablecerá el restaurador 1

En este caso habrá dos pequeñas interrupciones en todo el alimentador; se puede evitar una salida innecesaria utilizando en el restaurador 1 una secuencia de operación 1A3B.

En cuanto a los tiempos de recierre los restauradores con control electrónico ofrecen un amplio rango de intervalos de recierre, sin embargo, su elección depende de la aplicación del restaurador, siendo importante resaltar que los tiempos cortos (instantáneos) si bien son útiles para mantener la carga de motores industriales o sistemas de irrigación, etc., podrían no proveer suficiente tiempo para librar fallas como ramas de árboles sobre la línea o líneas que entran en contacto por la acción del viento. En Luz y Fuerza normalmente se utilizan 3 recierres con intervalos de tiempo 2, 2 y 10 segundos

- Restauradores con control a base de microprocesadores:

El avance tecnológico que ha tenido lugar en estos últimos años ha permitido el desarrollo de nuevos equipos que cuentan con componentes electrónicos muy sofisticados que finalmente ofrecen gran versatilidad en los equipos de protección, como es el caso de los restauradores con control microprocesado el cual incluye entre otras, una característica de operación llamada "coordinación de secuencia", que previene de operaciones innecesarias del restaurador de respaldo

Es decir, que para una falla adelante de los dos restauradores en sus curvas rápidas, aunque en el mejor de los casos no hubiera operación simultánea para esa falla, de cualquier modo, en ambos casos, el servicio del área que cubren los dos restauradores sufriría interrupciones innecesarias

Cuando se activa esta función, al ocurrir la falla, el restaurador de respaldo únicamente “cuenta” las operaciones pero no abre sus contactos y no es emitida ninguna señal de disparo. Así cuando el restaurador que está enfrente a la falla alcanza su cuenta, éste abrirá antes que el respaldo, debido a la diferencia de tiempo entre sus curvas.

Otra de las bondades que ofrece este tipo de restauradores es que se puede utilizar una gran variedad de curvas las cuales a su vez, se les puede dar prácticamente cualquier forma, de manera que se pueden ajustar a las necesidades de coordinación.

Esto se logra con las siguientes funciones

- a) Multiplicador vertical - Permite desplazar la curva sobre su eje vertical
- b) Sumador de constante de tiempo - Permite desplazar la curva en uno de sus extremos
- c) Tiempo mínimo de respuesta - Modifica el tiempo mínimo de respuesta
- d) Disparo de alta corriente - Provee retardo de tiempo en el restaurador para un valor determinado de falla

También se puede seleccionar la capacidad de las bobinas de fase y de tierra desde el menú, así como la relación de los transformadores de corriente, la corriente de carga máxima, etc , a diferencia de los restauradores con control electrónico en donde se hacen los cambios por medio de elementos conectores enchufables

Desde el punto de vista de comportamiento de campo, se tiene muy poca experiencia con los restauradores con control microprocesado, sin embargo, se está tratando de sacarles el mejor provecho a este tipo de equipos mediante el presente estudio

6.2.2 Coordinación de protecciones relevador-restaurador.

El restaurador como se ha visto es un dispositivo que tiene la capacidad para abrir sus contactos en condiciones bajo carga cuando las corrientes de corto circuito rebasan el valor de ajuste de operación, además efectúa recierres automáticamente para restablecer el servicio si la falla es pasajera (1 a 3 recierres)

Si la falla es permanente, después de efectuar su ciclo de recierres el restaurador abre y queda bloqueado, aislando la sección fallada.

El restaurador se restablece y queda listo para otro ciclo, si la falla se elimina antes de que el restaurador quede abierto, tal como se muestra en la figura 6.6, se prueba la línea para determinar si la condición de falla ha desaparecido y se discriminan las fallas temporales de las permanentes

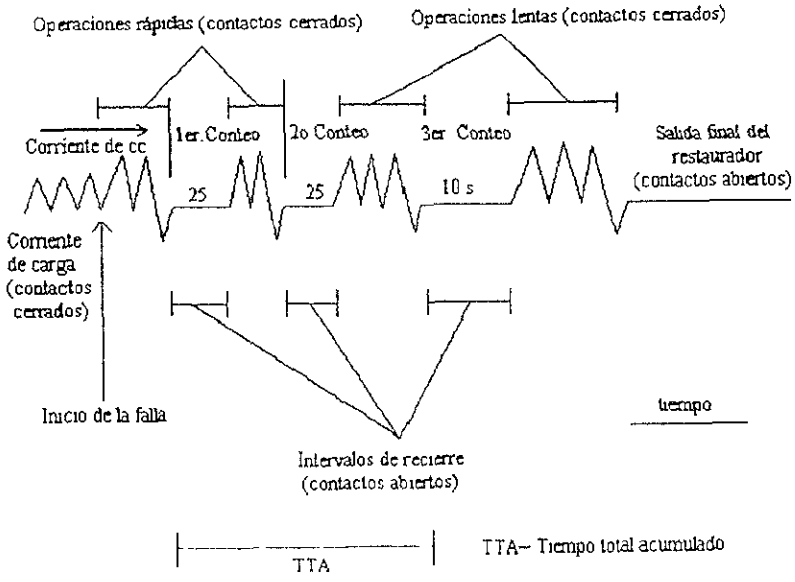


Fig. 6.6 Secuencia de operación de los restauradores

Dependiendo del nivel de corto circuito en algunas aplicaciones se instalan los restauradores en los alimentadores a la salida de las barras (en lugar de los interruptores). La mayoría de las aplicaciones de los restauradores se intercalan en los alimentadores de gran longitud y conflictivos, tal como se muestra en la figura 6.7, donde es necesario seleccionar para:

- a) Detectar fallas al final del alimentador, donde queda corto el alcance del relevador.
- b) Evitar que salga todo el alimentador en la presencia de una falla después del restaurador.

Cabe recordar que se recomienda que el restaurador se coloque sobre la troncal y a no menos de 2.5 km de la subestación.

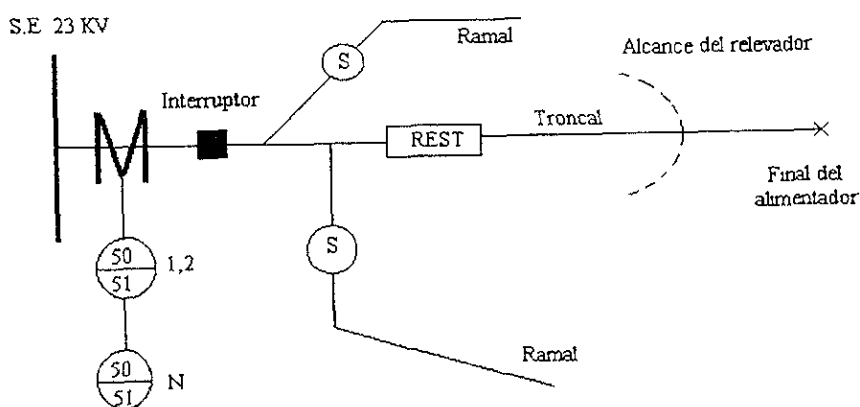


Fig 6.7 Diagrama unifilar de un alimentador con relevador, restaurador y seccionador

Cuando se utilizan los relevadores electromecánicos, para realizar una buena coordinación entre relevador y restaurador se debe de considerar qué interruptor despeja la falla varios ciclos después de que su relevador opera, por lo que el tiempo de reposición del relevador es muy largo y si se le aplica nuevamente la corriente de falla antes de que el

relevador se reponga completamente, éste avanza otra vez hacia el punto de cierre de sus contactos desde la posición en donde iba viajando.

El tiempo que tarda el relevador en reponerse, se le conoce como “*sobre-carrera*” que se presenta en este tipo de relevadores; este fenómeno no se presenta en relevadores estáticos, ni en los relevadores digitales, ya que tienen un tiempo de restablecimiento muy rápido, por lo que el tiempo acumulativo del restaurador no representa ningún problema.

Para evitar que por este fenómeno el interruptor opere antes o simultáneamente con el restaurador, se considera que el avance del disco del relevador no exceda el 90% de su carrera. Una manera rápida de lograrlo es sumando los tiempos de las curvas rápidas y lentas del restaurador, en los puntos donde el valor de la falla es máximo y mínimo, de tal manera que las curvas del restaurador queden debajo de la del relevador, lo cual corresponde al intervalo mínimo de la coordinación de protecciones

Esta suma no debe de ser superior al 90% del tiempo del relevador dentro del rango antes mencionado. Además se debe de cumplir que exista un intervalo de tiempo de $t = 0.3$ seg, entre la curva lenta del restaurador y la curva del relevador electromecánico, tanto en la coordinación de fase como en la de tierra. En la figura 6.8 se ilustran las curvas de tiempo-corriente entre relevador y restaurador.

6.3 Estudio de coordinación de protecciones en el alimentador Coy-22.

Una vez que ya se tienen los elementos necesarios para realizar un estudio de coordinación de protecciones, procedemos con el estudio que se realizó en el capítulo anterior en el cual se calcularon las corrientes de falla.

Necesitamos información del tipo de relevadores que se encuentran en la subestación, para poder seleccionar las curvas correctamente del restaurador con control a base de microprocesadores y explotar todas las funciones del panel

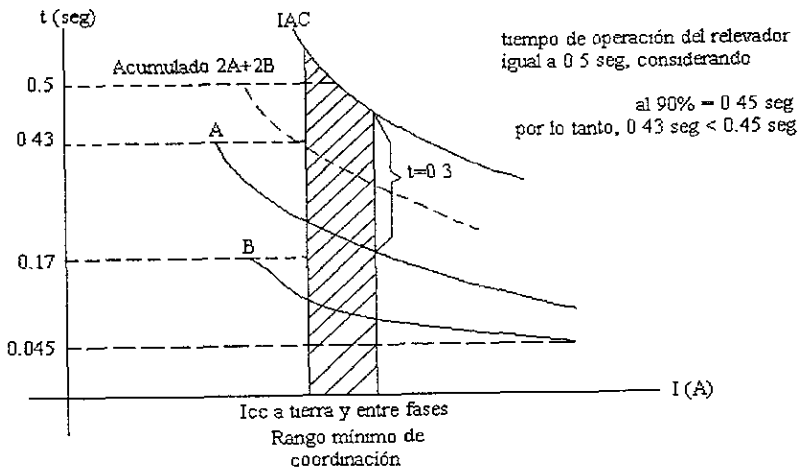


Fig 6.8 Gráfica de coordinación entre relevador y restaurador

La buena coordinación de protección depende sobre todo de las corrientes de falla estimadas y de la selección de las curvas del relevador y del restaurador, sin que se olviden los aspectos importantes de una buena coordinación que se vieron en este capítulo

En la actualidad se facilita la coordinación de protecciones en los alimentadores de distribución, debido a la aplicación de los relevadores digitales, lo cual nos ofrece una amplia gama de opciones de protección, y ahora con este tipo de restauradores con control microprocesado, que es por una parte, un equipo que apenas se está instalando, en el cual se empieza a ver las ventajas, ya que al igual que los relevadores digitales se presenta una amplia gama para seleccionar diversos tipos de curvas tiempo-corriente, que permiten un mejor margen de coordinación

6.3.1 Consideraciones para graficar las curvas del relevador.

De acuerdo a los valores que se dan por medio del Departamento de Estudios de Luz y Fuerza acerca de los "ajustes de los relevadores de sobrecorriente y recierre de alimentadores de 23 KV", para nuestro estudio se tiene lo siguiente

Para fallas 3Ø se cuenta con: unidad de tiempo 51-1, 2.

- Tipo de relevador: G.E 12IAC52B
- Constante de los TC's: KTC = 600 : 5
- Múltiplo de la puesta en trabajo: TAP = 3.0
- Ajuste del disco de tiempo: L.S. = 1.5
- Instantáneo (50) : INST = 20 Amp.

Para empezar a graficar nuestra curva del relevador tomamos en cuenta la acción del instantáneo de la siguiente manera:

$$I_{cc} \text{ Inst} = KTC \times \text{Inst} = (120) (20) = 2400 \text{ Amperes}$$

Tabulamos para graficar con diferentes números de veces del TAP hasta los 2400 Amp. de la acción del instantáneo; la tabla 6.1 nos muestra los valores que debemos de considerar para poder graficar de acuerdo al relevador de la subestación.

KTC x TAP x No DE VECES DEL TAP	CORRIENTE (A)	TIEMPO (S)
(120) (3) (1 5)	540	1.45
(120) (3) (2 0)	720	1.1
(120) (3) (3 0)	1080	0.74
(120) (3) (4 0)	1440	0.61
(120) (3) (5 0)	1800	0.55
(120) (3) (6.0)	2160	0.5
(120) (3) (6.66)	2400	0.47

TABLA 6.1
VALORES PARA GRAFICAR LA CURVA DEL RELEVADOR PARA FALLA 3Ø

Los valores de tiempo en seg. se determinan entrando en la curva del relevador según el tipo y con el ajuste del disco de tiempo L.S = 1.5 y los múltiplos del TAP (característica inversa), como se puede ver en la figura 6.9

De la misma forma procedemos para falla de fase a tierra, en donde se tiene unidad 51-N.

- Tipo de relevador: G E 12IAC52B
- Constante de los TC's: KTC = 600 · 5
- Múltiplo de la puesta en trabajo: TAP = 0.5
- Ajuste del disco de tiempo: L.S = 0.5
- Instantáneo (50-N): INST = 20 Amp

Para empezar a graficar la curva del relevador para falla a tierra tomamos también en cuenta la acción del instantáneo.

$$I_{cc} \text{ Inst} = KTC \times \text{Inst} = (120) (20) = 2400 \text{ Amp}$$

Tabulamos para graficar con diferentes números de veces del TAP hasta la acción del instantáneo de 2400 Amp

KTC x TAP x No VECES DEL TAP	CORRIENTE (A)	TIEMPO (S)
(120) (0.5) (1.5)	90	0.6
(120) (0.5) (3.0)	180	0.31
(120) (0.5) (5.0)	300	0.23
(120) (0.5) (7.0)	420	0.21
(120) (0.5) (10)	600	0.18
(120) (0.5) (20)	1200	0.16
(120) (0.5) (30)	1800	0.15
(120) (0.5) (40)	2400	0.14

TABLA 6.2
VALORES PARA GRAFICAR LA CURVA DEL RELEVADOR PARA FALLA 1Ø

Los valores de tiempo en seg se determinan entrando en la curva del relevador según el tipo y con el ajuste del disco de tiempo L.S.= 0.5 y los múltiplos del TAP (característica inversa), ver figura 6.9

6.3.2 Consideraciones para graficar las curvas del restaurador.

Para realizar una buena selección de las curvas del restaurador con control a base de microprocesadores tenemos que hacer algunas consideraciones, que se complementan con las hechas en este capítulo.

1 - Las curvas de este tipo de restauradores las podemos desplazar, hacia arriba, hacia abajo, o levantar simplemente la parte final de la curva según nos convenga; esto se logra gracias a que estos tipos de restauradores nos presentan funciones de sumadores y multiplicadores

2.- Se acostumbra que exista una separación de tiempo de 0.2 a 0.3 segundos entre la curva del relevador de la subestación y la curva del restaurador, esto se hace con el fin de que las curvas de tiempo inversa se ajusten a la acción retardada, logrando con ello una mejor selectividad entre los elementos relevador y restaurador con la corriente máxima de falla para una óptima selección

3 - Para la selección de las curvas del restaurador nos debemos de fijar y asegurar de que sean del mismo grupo las curvas lentas y rápidas, ya que se necesita trabajar dentro del mismo patrón

4 - Se debe de fijar un umbral de trabajo, el cuál depende de la carga instalada en el punto del restaurador, esto se logra con un levantamiento en el alimentador, para ver todos los servicios que demandan la carga, para el caso particular del alimentador Coy-22 se tiene una carga máxima demandada de 158 Amperes; consideramos también un incremento en la demanda por crecimiento normal o por transferencia de carga entre alimentadores a finales de sus trayectorias, por lo que se fijó un umbral de 200 Amperes para seleccionar la corriente mínima de disparo entre fases del restaurador

Para seleccionar la corriente mínima de disparo de tierra del restaurador con control a base de microprocesadores se considera un 30 % de la corriente mínima de disparo entre fases del restaurador, esto es.

$$I_{\text{mín disparo de tierra}} = 30 \% I_{\text{mín disparo entre fases}} = (0.3) (200 \text{ Amp}) = 60 \text{ Amperes}$$

Tenemos que tomar en cuenta también la resistividad del terreno, como se explicó anteriormente en este capítulo, esta acción nos la da el laboratorio de Luz y Fuerza con un factor de seguridad equivalente a 0.5, por lo que finalmente consideramos una corriente mínima de disparo de.

$$I_{\text{mín disparo de tierra}} = (0.5) (60 \text{ Amp}) = 30 \text{ Amp.}$$

Cabe hacer notar que en algunos alimentadores se tienen servicios en 23 KV (mufas) para industrias, que por su carga rebasan los 35 Amperes por fase y como la protección se tiene por parte de Luz y Fuerza con fusibles, en caso de falla en alguna de las fases en la acometida o incluso en algún ramal que este protegido con fusibles, se puede presentar un desbalanceo superior a los 30 Amperes, por 20 que el restaurador verá la falla y no va a entrar en servicio, por haber este desbalanceo

Por lo anterior es necesario analizar correctamente los alimentadores, haber si se presentan este tipo de situaciones, de ser así, es necesario que la corriente mínima de disparo del restaurador sea superior a estas corrientes de desbalanceo que se presentan

5 - El tiempo total de la curva acumulada se obtiene de la siguiente expresión

$$T_{\text{total de la curva acumulada}} = 2 (T \text{ de la curva rápida}) + 2 (T \text{ de la curva lenta})$$

Para el caso del alimentador Coy-22 para falla entre fases se seleccionaron las siguientes curvas haciendo caso de las consideraciones antes descritas

- Curva rápida 105 C:

Tiempo mínimo de respuesta: 3 ciclos. Código 104

Tabulamos para diferentes porcentajes de corriente mínima:

% CORRIENTE	UMBRAL=200 AMP	I (AMP)	T (SEG)
100	200 (1)	200	0.7
300	200 (3)	600	0.14
400	200 (4)	800	0.098
500	200 (5)	1000	0.073
700	200 (7)	1400	0.046
900	200 (9)	1800	0.03
1200	200 (12)	2400	0.02
1500	200 (15)	3000	0.014
2500	200 (25)	5000	0.011
2605	200 (26.05)	5210	0.011

TABLA 6.3
VALORES PARA GRAFICAR LA CURVA RAPIDA 105C PARA FALLA 3Ø

El último valor de corriente hasta donde debemos de graficar es el valor obtenido en el cálculo de corto circuito 3Ø en el punto del restaurador

- Curva lenta 117 C.

Tiempo de respuesta 3 ciclos Código 104

Multiplicador de translación de 0.7. Código 113

Múltiplo de disparo por corriente excesiva de 8. Código 132

En las gráficas de las curvas que se seleccionaron del restaurador, nos encontramos con % de corriente contra tiempo, y así obtenemos los valores tabulados anteriormente, ver figura 6.10 a

De igual manera que para la curva rápida tabulamos para diferentes porcentajes de corriente mínima:

% CORRIENTE	UMBRAL	I (AMP)	T (SEG)	T (SEG) X 0.7
100	200 (1)	200	6	4.2
300	200 (3)	600	0.68	0.48
400	200 (4)	800	0.4	0.28
500	200 (5)	1000	0.27	0.19
700	200 (7)	1400	0.16	0.11
900	200 (9)	1800	0.11	0.077
1200	200 (12)	2400	0.078	0.054
1500	200 (15)	3000	0.045	0.031
2500	200 (25)	5000	0.021	0.014
2605	200 (26.05)	5210	0.02	0.014

TABLA 6.4
VALORES PARA GRAFICAR LA CURVA LENTA 117C PARA FALLA 3Ø

La secuencia de operación del restaurador se seleccionó como 2 rápidas y 2 lentas, para permitir que las fallas pasajeras se liberen rápidamente y que los fusibles se precalienten durante las operaciones rápidas, con la finalidad de que se fundan en la operación lenta, con esto se garantiza una mejor continuidad en el servicio

Los tiempos de recierre que normalmente se utilizan en este tipo de restauradores en estos sistemas de distribución aérea son de 2.2 y 10 seg

En el alimentador Coy-22 se tiene

$$T \text{ total de la curva acumulada} = 2 (0.7 \text{ seg}) + 2 (6 \text{ seg}) = 13.4 \text{ seg}$$

El procedimiento se debe de aplicar de la misma forma para aquellas fallas de fase a tierra que se presenten, en donde para nuestro estudio se consideraron las siguientes curvas:

- Curva rápida 105 C:

Tiempo mínimo de respuesta: 2 ciclos. Código 104

Multiplicador de translación de 0.8. Código 103

Sumador de +0.02 seg Código 102

CORRIENTE	UMBRAL	I (A)	T (S)	T X 0.8	T + 0.02
100	30 (1)	30	0.7	0.56	0.58
300	30 (3)	90	0.14	0.11	0.13
400	30 (4)	120	0.098	0.78	0.098
500	30 (5)	150	0.073	0.058	0.078
700	30 (7)	210	0.046	0.037	0.057
900	30 (9)	270	0.03	0.024	0.044
1200	30 (12)	360	0.02	0.016	0.036
1500	30 (15)	450	0.014	0.011	0.03

TABLA 6.5
VALORES PARA GRAFICAR LA CURVA RAPIDA 105C PARA FALLA 10

- Curva lenta 111 C:

Tiempo mínimo de respuesta 2 ciclos. Código 133

Múltiplo de disparo por corriente excesiva 30. Código 132

Sumador de +0.03. Código 112

% CORRIENTE	UMBRAL	I (A)	T (S)	T + 0.03
100	30 (1)	30	2.6	2.63
300	30 (3)	90	0.33	0.36
400	30 (4)	120	0.2	0.23
500	30 (5)	150	0.14	0.17
700	30 (7)	210	0.09	0.12
900	30 (9)	270	0.062	0.092
1200	30 (12)	360	0.037	0.067
1500	30 (15)	450	0.028	0.058
2500	30 (25)	750	0.017	0.047
3000	30 (30)	900	0.016	0.046

TABLA 6.6
VALORES PARA GRAFICAR LA CURVA LENTA 111C PARA FALLA 10

6.4 Presentación de las gráficas tiempo-corriente.

Las gráficas se trazan en papel semilogarímico en donde se especifica el tipo de falla, corrientes de corto circuito, posición del restaurador, grupo de curvas elegidas para el restaurador, así como cada una de las características que hicieron modificar las curvas del restaurador, ya que estos restauradores con control a base de microprocesadores nos entregan una serie de funciones en su panel de control.

En la misma gráfica se presenta la curva del relevador de la subestación para darnos una idea gráfica de los diferentes tiempos de operación de cada uno de los equipos de protección.

Así pues, las gráficas obtenidas para el estudio de coordinación de protecciones en el alimentador Coy-22 se muestran en las figuras 6.11 y 6.12

5.5 Diagrama unifilar final del alimentador.

Una vez realizado todo el estudio que nos llevo para la puesta en servicio de un restaurador con control a base de microprocesadores, es conveniente la elaboración de un diagrama unifilar final del alimentador (véase la figura 6.13), en el cual nos muestra la constitución física de como quedo finalmente la coordinación de protecciones en un alimentador en específico, en este caso el estudio llevado a el alimentador Coy-22.

El estudio realizado nos lleva a la conclusión de que el sistema eléctrico trabajará en los puntos considerados con las diferentes corrientes de falla o de corto circuito previamente calculadas, así que se espera un rendimiento óptimo del restaurador con control a base de microprocesadores en esta red aérea de distribución, para poder discriminar fallas transitorias y aislar una falla permanente cuando esta se presente

Subestación Coyoacán
Líneas Aéreas Sur

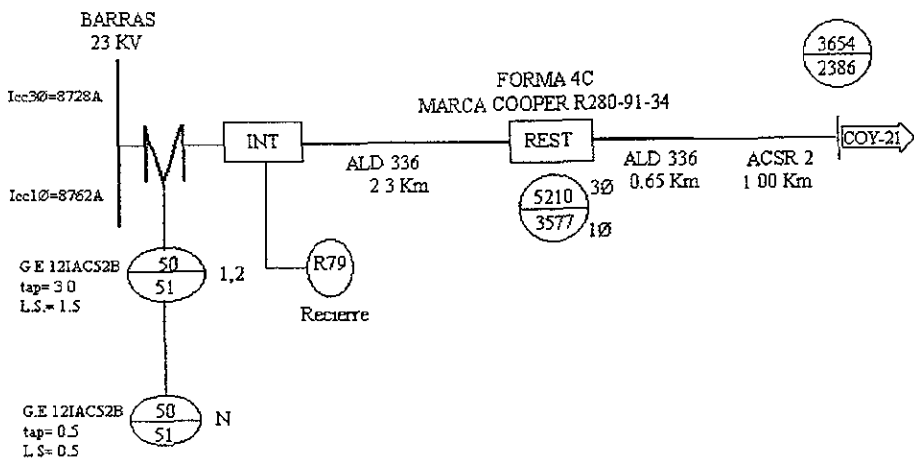


fig. 6.13 Diagrama unifilar final del alimentador COY-22 de acuerdo al estudio de corto circuito para la coordinación de protecciones relevador-restaurador

CONCLUSIONES.

Los lineamientos generales para la interpretación y aplicación de los resultados nos son del todo útiles, ya que cuenta mucho el criterio del ingeniero, adquirido a base de tratar muchos casos referentes a la coordinación de protecciones individualmente

Sin embargo, surgen algunos cuestionamientos importantes que se tienen que resolver, como.

1 - La capacidad interruptiva del equipo ¿es la adecuada para los valores máximos de falla momentánea, e interruptiva? Si no lo es, ¿cuál es el método más económico de hacer cambio al sistema?

2.- ¿Se tiene margen para cualquier aumento en el nivel de falla? Si no lo hay ¿es necesario? Si es necesario ¿cuál es el mejor método para hacer los cambios al sistema?

3 - El equipo que no interrumpe (cables, transformadores, líneas aéreas, cuchillas, etc) ¿tiene la capacidad adecuada para resistir las corrientes de corto circuito hasta que sean libradas por algún interruptor?

Hacia la década de los 70, se tomó la decisión de subir la corriente de corto circuito a 12.5 KA.

Esto tenía la ventaja de que, globalmente, resulta más económico; una red de tensión media más potente, permite suministrar en ese voltaje servicios más grandes, evitándose tener que recurrir a una segunda red, y se pueden suprimir los reactores.

En cambio, tenía el gran inconveniente de necesitar el reemplazo de todos aquellos elementos que no podían soportar el nuevo corto circuito. Esto resultaba especialmente enfadoso en lo relativo a los consumidores

Sin embargo, existen en el mundo muchas redes que llevan mucho tiempo operando con corrientes de falla bastante mayores, sin que se hayan presentado incidentes mayores.

Como consecuencia de esa decisión, la capacidad interruptiva de los interruptores de potencia se fijó en 8 KA ó 12.5 KA, según el lugar donde se utilicen

Al contrario de los cables subterráneos, la temperatura normal de funcionamiento de las líneas aéreas de distribución no se encuentra bien definida, por lo que resulta todavía menos saber cual es la temperatura máxima permisible en caso de un corto circuito.

El calentamiento de un conductor desnudo no depende únicamente de la intensidad de la corriente que circula por él, sino sobre todo de las condiciones de intemperie en que se encuentran las líneas de asoleamiento y del viento. El sistema de protección de las redes aéreas, parte en porciones el corto circuito en el tiempo (condiciones de apertura instantánea, recierre rápido, apertura retardada, recierre lento, etc.), de acuerdo a los equipos de seccionamiento

Basándose en una temperatura inicial de 50° y una temperatura de 150° al cabo de 1 segundo, se pueden admitir las siguientes densidades de corriente:

Para conductores de cobre. 120 A/mm²

Para conductores de aluminio: 75 A/mm²

La sección mínima recomendable para la salida de las subestaciones que tienen 12 KA de corriente de corto circuito, es de 117 mm² para los conductores a base de aluminio ó de 116 mm² para el ACSR

A medida que nos alejamos de la subestación, la potencia de corto circuito decrece rápidamente debido a lo elevado de la reactancia de las líneas aéreas (del orden de 0.35 Ohms/km, contra 0.1 Ohms/km de los cables subterráneos)

En lo que concierne a los interruptores de la red aérea de distribución, tomando en cuenta su potencia de cierre, existe la necesidad dentro de los primeros 5 km de suprimir aparatos de 31.5 Amp. y sustituirlos por aparatos de 100 Amp.

La adopción de un nuevo valor de corriente de falla, que debe de regir para todo equipo de protección nuevo, no significa que los materiales existentes deban retirarse o modificarse desde un comienzo.

La confiabilidad de las protecciones y elementos de seccionamiento de los alimentadores de distribución juegan un papel muy importante, por un lado para librar la contingencia en la parte fallada en el menor tiempo posible, para evitar daños de mayores consecuencias y por otro, para proporcionar buena calidad y continuidad de servicio al resto de los usuarios

En el sistema de distribución de 23 KV de la zona metropolitana, no es recomendable que se generalice la utilización de cualquier tipo de restauradores en puntos de ubicación cercanos a las subestaciones de potencia, ya que se hace necesario subir los tiempos en los relevadores de sobrecorriente de los alimentadores y transformadores de potencia involucrados, y en por lo general esto es prácticamente imposible

La aplicación principal que se le puede ver a los restauradores con control a base de microprocesadores es la de que se justifica en alimentadores de gran longitud, donde los relevadores de sobrecorriente del alimentador no alcanzan a detectar las corrientes de corto circuito al final del alimentador.

Para aquellos casos donde se requiera seccionar servicios o cargas importantes, se recomienda utilizar el restaurador, cuidando que la distancia se encuentre entre 5 y 10 km como mínimo de la subestación de potencia.

El estudio de la coordinación de protecciones en los alimentadores de distribución consiste en permitir que opere primero y en el menor tiempo posible, el dispositivo de protección que se encuentre más cercano a la falla permanente y solamente cuando dicho dispositivo tenga problemas, permitir que opere la protección del dispositivo de respaldo en un tiempo aceptable

Para lograr la coordinación de protecciones entre relevadores y restauradores, se requiere realizar una correcta selección y ubicación de dichos dispositivos; además, analizar las múltiples opciones que existen hasta lograr una coordinación aceptable. Se debe cumplir que exista un intervalo de tiempo de 0.2 a 0.3 seg. entre la curva lenta del restaurador y la curva del relevador, tanto como para la unidad de fase como para la de tierra.

Básicamente podemos definir a un restaurador como un dispositivo diseñado para interrumpir corrientes de falla, que tiene la característica de discriminar las fallas de tipo permanente de las instantáneas a través de aperturas y recierres sucesivos de forma automática, bajo una secuencia preestablecida, sin que participe el relevador del alimentador ubicado en la subestación, en donde su ubicación responde a consideraciones de tipo operativo previamente estudiado.

Una de las grandes ventajas de los restauradores con control a base de microprocesadores es que nos muestran muchas opciones para seleccionar los diversos tipos de curvas tiempo-corriente, las cuales nos van a permitir un mejor margen de coordinación con el relevador que se encuentra en la subestación

En los sistemas de distribución es muy útil el estudio de corto circuito, ya que despeja las incógnitas de las diferentes corrientes de falla en diferentes puntos de un alimentador, en particular nos brinda la mejor solución para la implementación de equipos de seccionamiento, como lo son los restauradores, y con una buena selección de las curvas de éste, podemos garantizar un buen estudio en la coordinación de protecciones en una red aérea de distribución

Las ventajas comentadas de los restauradores con control a base de microprocesadores es apenas el inicio de una nueva etapa dentro de la protección de las redes de distribución aérea, ya que apenas se están realizando este tipo de estudios para su puesta en servicio. El presente trabajo se realizó de una manera real, considerando la topología del terreno y de la red aérea, y con los resultados que arrojó se puso en marcha la instalación de un restaurador con control a base de microprocesadores en un punto de un alimentador específico (alimentador Coy-22), apenas se empiezan a ver los resultados, ya que las fallas en ese alimentador han ido disminuyendo y los problemas que se van enfrentando en ese alimentador se deben a causas mayores.

El procedimiento aplicado para el estudio de corto circuito en una red aérea de distribución para la puesta en servicio de un restaurador con control a base de microprocesadores, es el que se aplica a todos y cada uno de los alimentadores atendidos por todos los sectores del área operativa de líneas aéreas de Luz y Fuerza; por lo que se presenta de una forma detallada para aquellos que les interese este tipo de estudio.

Un aspecto importante en la coordinación de protecciones, es el de tener el mayor control de un alimentador, esto se ha obtenido a través de los últimos años haciendo un historial de los alimentadores que salen de alguna subestación (carpetas de los alimentadores), en el cual se observa un avance aceptable para poner en práctica todos aquellos procedimientos de mantenimiento e instalación eléctrica para abatir las interrupciones que se presenten y sobre todo para poner en práctica programas que mejoren el arreglo de la red aérea de distribución, el estudio de corto circuito realizado en el presente trabajo es un ejemplo palpable

El avance de la tecnología nos permite realizar en la mayoría de los casos un forzoso cambio, ya que se obtienen mejores resultados, se reducen gastos y trabajo, etc., y dentro del sector eléctrico últimamente se están introduciendo equipos que respaldan la función de transmitir y distribuir la energía eléctrica con una gran calidad en el servicio.

Para sacar el mayor provecho de todo esto, es necesario crear programas lo suficientemente concretos, que despejen todas y cada una de las dudas que se pudieran tener, para así tratar de solucionar problemas presentes y futuros, para garantizar que el servicio eléctrico se vea lo menos afectado, ya que como se sabe una contingencia o una falla se puede presentar en cualquier momento, y la canalización de cualquier problema se atenderá sólo en ese momento.

El campo que se cubre dentro de cualquier estudio de coordinación de protecciones depende exclusivamente de los diferentes criterios del ingeniero, el cual deberá considerar los valores preestablecidos en cada uno de los diferentes equipos de seccionamiento (ya sean cuchillas, fusibles, interruptores, seccionadores ó restauradores), que indican un mejor funcionamiento de los equipos que se encuentran interactuando en una red aérea de distribución; lo que hace de la coordinación de protecciones todo un estudio detallado acerca de los diferentes elementos que conforman la red

BIBLIOGRAFIA.

GEREZ, Greiser Victor. "Teoría de sistemas y circuitos." Editorial Alfaomega. México, 1991.

764 p.p.

LUCA, Marín Carlos "Líneas e instalaciones eléctricas" Editorial Alfaomega. México, 1991.

319 p p.

ENRIQUEZ, Harper Gilberto. "Líneas de transmisión y redes de distribución de potencia eléctrica" Editorial Limusa México, 1983 Volumen 2 827 p p

MARIA, Checa Luis "Líneas de transporte de energía" Editorial Marcombo España, 1988. 3a. Edición 596 p p

ENRIQUEZ, Harper Gilberto "Estudio de sobretensiones transitorias en sistemas eléctricos y coordinación de aislamiento" Editorial Limusa Volumen 2 2a. Edición México, 1988 415 p p.

VIQUEIRA, Landa Jacinto "Redes eléctricas (redes eléctricas en régimen permanente equilibrado)" Editorial alfaomega México, 1993 3a Edición Volúmen 1 456 p p

VIQUEIRA, Landa Jacinto "Redes eléctricas (redes eléctricas en régimen permanente desequilibrado y en régimen transitorio)" Editorial Alfaomega México 1986. 3a. Edición. Volúmen 2 511 p p

ENRIQUEZ, Harper Gilberto "Introducción al análisis de los sistemas eléctricos de potencia" Editorial Limusa México, 1982. 3a Edición 486 p p

TORNELL, Martínez Héctor, "Valores de corto circuito y relaciones de impedancia" 2a Edición Mexico, 1991 Luz y Fuerza del Centro (Sección estudios eléctricos)

GERENCIA DE DISTRIBUCION Y TRANSMISION. “Normas Montajes de líneas aéreas” México, Luz y Fuerza del Centro.

Direcciones electrónicas

<http://www.apcc.com/spanish/Short.htm>

<http://www.pupr.edu/revista/vol1/idx14.htm>

<http://www.giga.com/~inin/tiposest.htm>

<http://www.cfe.gob.mx/lapem>

<http://www.ije.org.mx/inforec>

<http://www.energia.gob.mx>

<http://www.lfc.gob.mx>