



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

INGENIERÍA ELÉCTRICA ELECTRÓNICA

Selección y análisis de equipo de protección en los sistemas de distribución
(23 kV) para proporcionar la acción correcta a la naturaleza de las fallas.

TESIS

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERÍA ELÉCTRICA ELECTRÓNICA

PRESENTA

CECILIA MARGARITA DOÑEZ GUTIERREZ

ASESOR

JUAN JOSE LOPEZ MARQUEZ



Ciudad Universitaria, noviembre de 2015

A mis padres

Hortensia Gutiérrez Estrada

Juventino Doñez flores

Agradezco a Dios por haberme mandado dos grandes seres, quienes me dieron tres grandes regalos; la vida, la libertad de vivirla y mis dos hermanos, a los cuales quiero y admiro. Solo me queda a agradecerles el esfuerzo y sacrificio que hicieron y siguen haciendo por mí. Ustedes me enseñaron que con hechos, conocimientos, convicciones y sobre todo perseverancia se logran grandes metas. Este trabajo es la prueba de todo lo que me enseñaron, con ello concluimos un ciclo de mi vida que alguna vez iniciamos juntos y gracias a Dios terminamos juntos.

Hoy por hoy son y serán mi gran motor para seguir cumpliendo mis logros y sé que también estarán en mis fracasos, porque sé que ustedes me han enseñado que el amor verdadero existe.

Con todo respeto, admiración y amor

Cecilia Margarita Doñez Gutiérrez

CONTENIDO

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN

1.1 ¿Por qué de la protección?	9
1.2 Conceptos fundamentales de los sistemas de distribución.	10
1.3 Definición de los elementos de los sistemas de distribución.	12
1.4 Naturaleza de las fallas.	13
1.4.1 Fallas de naturaleza transitoria.	13
1.4.2 Fallas de naturaleza permanente.	13
1.5 Los sistemas de distribución, la naturaleza de sus fallas y la definición de su sistema de protección.	14
1.5.1 Tipos de fallas.	15
1.5.2 Tipos de fallas y causas.	16
1.6 Zonas de protección.	18
1.7 Características funcionales de la protección.	21
1.7.1 Confiabilidad.	22
1.7.2 Rapidez.	22
1.7.3 Economía.	22
1.7.4 Simplicidad.	23
1.7.5 Selectividad.	23
1.7.5.1 Esquema de coordinación por tiempo.	23
1.7.5.2 Esquema unitario.	23

CAPÍTULO 2 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN POR SOBRECORRIENTE

2.1 Conceptos generales.	25
2.2 Fusibles.	28
2.2.1 Principio de operación.	28
2.2.2 Tipos de fusibles.	32
2.2.3 Fusibles tipo expulsión.	32
2.2.4 Las dos mayores desventajas de los fusibles.	34
2.2.5 Selección de fusibles.	35
2.3 Restauradores.	37
2.3.1 Principio de operación.	37
2.3.2 Características de tiempo–corriente de operación.	40
2.3.3 Selección y ubicación de restauradores.	42
2.4 Seccionalizadores.	43
2.4.1 Principio de operación.	44
2.4.2 Factores a considerar en la selección e instalación de seccionalizadores.	46
2.5 Relevadores de sobrecorriente.	47
2.5.1 Relevador de sobrecorriente instantáneo.	59
2.5.2 Relevador de sobrecorriente de tiempo inverso.	50
2.5.3 Relevador de sobrecorriente estático.	53
2.5.4 Relevador de sobrecorriente digital (numérico o microprocesado).	55
2.5.5 Equipo asociado a los relevadores de sobrecorriente.	58
2.5.5.1 Interruptor de potencia.	59

2.5.5.2 Transformadores de corriente.	60
2.5.5.2.1 Clasificación ANSI de la precisión.	45
2.5.5.2.2 Ejemplo 1.	65
2.5.5.2.3 Ejemplo 2.	66
2.5.5.2.4 Ejemplo 3.	67
2.5.5.2.5 Tipos de transformadores de corriente.	70
2.5.5.2.6 Conexiones de los transformadores de corriente.	72
2.5.5.2.7 Efectos de las corrientes de falla en los transformadores de corriente.	73
2.5.5.2.8 Ejemplo 4.	74

CAPÍTULO 3 CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

3.1 Criterios de aplicación de esquemas de protección en subestaciones de distribución.	75
3.1.1 Esquemas de protección para transformadores de potencia mayores de 10 MVA.	77
3.1.2 Esquemas de protección para transformadores de potencia menores de 10 MVA.	80
3.2 Esquemas de protección para alimentadores de circuitos primarios de distribución.	82
3.2.1 Consideraciones de aplicación en la selección de los esquemas de protección.	85
3.2.2 Criterios básicos de ajuste para los esquemas de protección contra sobrecorriente en subestaciones de distribución.	88
3.2.2.1 Protección en alta tensión del transformador.	88
3.2.2.2 Protección del neutro en baja tensión del transformador.	89
3.2.2.3 Protección en baja tensión del transformador.	90
3.2.2.4 Protección del alimentador de distribución.	91
3.3 Criterios de aplicación de protecciones en redes de distribución.	93
3.3.1 Dispositivos de protección contra fallas permanentes.	93
3.3.2 Dispositivos de protección contra fallas transitorias.	94
3.3.3 Protección contra fallas permanentes y transitorias en redes de distribución.	95
3.4 Elementos del sistema de distribución y sus características.	100
3.4.1 Transformadores.	101
3.4.2 Curvas de daño.	101
3.4.3 Categoría I.	102
3.4.4 Categoría II.	104
3.4.5 Categoría III.	106
3.4.6 Categoría IV.	109
3.4.7 Corriente de magnetización.	111
3.4.8 Corriente de carga fría.	112
3.4.9 Conexiones de transformadores.	112
3.4.9.1 Ejemplo 5.	114
3.5 Criterios de coordinación de protecciones de sobrecorriente en sistemas de distribución.	117
3.5.1 Criterio de coordinación relevador-relevador.	118
3.5.2 Criterio de coordinación relevador-restaurador.	119
3.5.3 Criterio de coordinación relevador-fusible.	125
3.5.4 Criterio de coordinación relevador-seccionalizador.	130
3.5.5 Criterio de coordinación relevador-seccionalizador-fusible.	132
3.5.6 Criterio de coordinación restaurador-restaurador.	134
3.5.6.1 Método I.	136

3.5.6.2 Método II.	137
3.5.6.3 Método III.	138
3.5.6.4 Análisis comparativo entre los métodos I, II, III.	139
3.5.6.5 Coordinación de restauradores electrónicos.	150
3.5.6.6 Criterio de coordinación restaurador-fusible.	150
3.5.6.7 Secuencia 2A-2B.	153
3.5.6.8 Secuencia 1A-3B y 1A-2B.	153
3.5.6.9 Secuencia 3A-1B, 2A-1B, 1A-1B.	154
3.5.6.10 Secuencia 4A, 3A y 2ª.	154
3.5.6.11 Secuencia 4B, 3B y 2B.	154
3.5.7 Criterio de coordinación restaurador-seccionalizador.	155
3.5.8 Criterio de coordinación restaurador-seccionalizador-fusible.	160
3.5.9 Criterio de coordinación fusible-relevador.	163
3.5.10 Criterio de coordinación fusible-restaurador.	170
3.5.11 Criterio de coordinación fusible-fusible.	172
3.5.12 Criterio de coordinación seccionalizador-seccionalizador.	175
3.6 Desarrollo de Guías y recomendaciones para la aplicación y ajuste de dispositivos de protección de sobrecorriente en sistemas de distribución.	176
3.6.1 Guía básica para instalación de protecciones en sistemas de distribución (División Centro-Oriente).	178
3.6.2 Guía para aplicación y ajuste de protecciones en circuitos de distribución (División Centro Sur y División Sureste).	185

CAPÍTULO 4 PROGRAMA PARA EL CÁLCULO DE IMPEDANCIAS DE LÍNEAS Y CORTOCIRCUITO DE CIRCUITOS RADIALES

4.1 Instrucciones para la operación del programa.	187
4.2 Descripción de las opciones del menú principal.	188
4.3 Descripción de las opciones del menú conductores.	189
4.4 Descripción de las opciones del menú estructuras.	189
4.5 Descripción de las opciones del menú impedancias.	190
4.6 Descripción de las opciones del menú c. circuito.	191
4.7 Ejemplo 6.	192

CAPÍTULO 5 CONCLUSIONES Y BIBLIOGRAFIA.....194

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.1 ¿Por qué de la protección?

La energía eléctrica es una necesidad en la vida diaria del ser humano, por lo que el sistema de potencia eléctrico debe estar disponible al cliente en las condiciones necesarias del voltaje, la frecuencia y la calidad de la energía requerida. Por lo que un sistema de potencia eléctrico debe de ser planeado y diseñado para el buen funcionamiento de una red muy compleja donde se interconectan generadores, transformadores, líneas de transmisión y distribución.

A pesar que el sistema se encuentra sujeto a perturbaciones constantes creadas por los cambios aleatorios de cargas, fallas causadas por la naturaleza y algunas veces la falla de un equipo o del personal, el sistema permanece en su estado-estable debido a dos factores importantes:

- El gran tamaño del sistema de potencia en relación al tamaño de las cargas individuales o generadores.
- La acción oportuna y rápida tomada por el equipo de protección en general.

Los dispositivos de protección detectan condiciones anormales del sistema de potencia, e inician la acción correctiva para devolver al sistema de potencia a su estado normal. La rapidez de respuesta es un elemento esencial de la protección de sistemas (tiempo de respuesta del orden de unos pocos milisegundos). Por consiguiente, la intervención humana en el funcionamiento del sistema de protección no es posible. La respuesta debe ser automática, rápida y debe causar una mínima cantidad de desconexión en el sistema de potencia.

Por lo que se requiere un diagnóstico correcto del problema, la rapidez de respuesta y perturbación mínima al sistema de potencia. Para lograr lo anterior, debemos examinar todos los tipos de fallas o las condiciones anormales que pueden ocurrir en el sistema de potencia. Se debe analizar la respuesta requerida a cada uno de estos eventos y definir el equipo de protección que proporcionará

tal respuesta. Para esto se deben examinar las posibilidades de que el equipo de protección por relevadores no pueda operar correctamente y mantener una función de protección de respaldo.

1.2 Conceptos fundamentales de los sistemas de distribución

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

- A. Proceso de Generación
- B. Proceso de Transmisión
- C. Proceso de Distribución

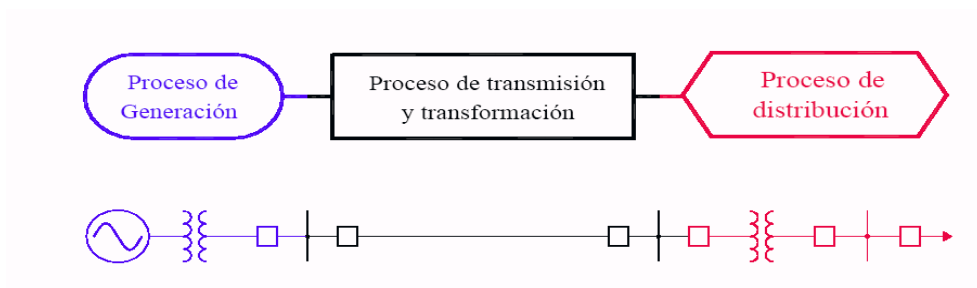


Figura 1.1 Procesos fundamentales de un sistema eléctrico de potencia

El proceso de distribución a diferencia de los sistemas de generación y transmisión, interactúan en forma directa con la mayoría de los clientes de energía eléctrica, los cuales esperan un servicio que satisfaga sus necesidades en todos los aspectos. El sistema de distribución como eslabón principal del suministro de energía eléctrica, tiene como función principal transportar energía eléctrica de las subestaciones de potencia o en algunos casos fuentes de generación a los lugares de utilización, este suministro de energía eléctrica debe darse bajo parámetros de calidad bien definidos, como son tensión, frecuencia, forma de onda, secuencia de fases, continuidad y disponibilidad.

En nuestro país los sistemas eléctricos de distribución se comprenden principalmente de cinco partes:

a) Líneas de subtransmisión



Figura 1.2 Líneas de subtransmisión en un sistema eléctrico de potencia.

b) Subestaciones de distribución



Figura 1.3 Transformadores de distribución

c) Circuitos de media tensión



Figura 1.4 Líneas de media tensión

d) Transformadores de distribución



Figura 1.5 Transformadores de baja tensión

e) Circuitos de baja tensión



Figura 1.5 Transformadores de baja tensión

1.3 Definición de los elementos de los sistemas de distribución

Líneas de subtransmisión. Es un conjunto de equipos donde se transporta la energía eléctrica desde su fuente de generación y es interconectada en las subestaciones de distribución; los niveles de tensión en nuestro país son 138, 115, 85 y 69 kV.

Subestaciones de distribución. Conjunto de equipos eléctricos para transformar la energía eléctrica recibida en bloque y distribuida en diferentes trayectorias a través de los circuitos de distribución.

Circuitos de media tensión. Circuitos eléctricos que parten de las subestaciones de distribución y proporcionan la potencia eléctrica a los transformadores de distribución, los niveles de tensión utilizados en el país van desde 2.4 hasta 34.5 kV.

Transformadores de distribución. Equipo eléctrico que reduce la tensión de los circuitos de media tensión a la tensión de utilización de los clientes.

Circuitos de baja tensión. Se encuentran interconectados en los transformadores de distribución y proporcionan la tensión eléctrica requerida por el cliente.

1.4 Naturaleza de las fallas

En los sistemas de distribución, pueden ocurrir principalmente dos tipos de falla según su naturaleza:

1.4.1 Fallas de naturaleza transitoria

Son de corta duración, donde la pérdida de aislamiento de los elementos del sistema sometidos a tensión eléctrica. Algunos tipos de fallas transitorias incluyen contactos momentáneos con ramas de árboles, flameo por contaminación o arqueo del aislamiento por descargas atmosféricas, mezclándose en este último caso las ondas de la sobretensión de forma no sostenida con la corriente de frecuencia nominal.

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

1.4.2 Fallas de naturaleza permanente

Son la pérdida de aislamiento del elemento fallado es permanente, al tratarse tanto de aislamientos de tipo "no recuperable", como de aislamientos "recuperables" donde su capacidad dieléctrica es drásticamente reducida. Las fallas permanentes son aquellas que requieren reparación, mantenimiento o reposición del equipo antes de que la tensión eléctrica pueda ser restablecida en el punto de falla. Su ocurrencia generalmente origina una pérdida irreversible del aislamiento cuando

éste es del tipo "no recuperable". Si se trata de aislamientos del tipo "recuperable", tales como el aire, la pérdida del aislamiento es debida a contacto de elementos conductores, ya sea entre ellos o con tierra, provocado normalmente como consecuencia de fallas mecánicas o estructurales.

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

Para la estadística de operación así como numerosos estudios, indican que las fallas en un sistema aéreo de distribución tienen el siguiente comportamiento:

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

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

Fallas permanentes: 10%

Fallas transitorias: 90%

Fallas transitorias liberadas después del 1er. intento de restablecimiento: 90%

Fallas transitorias liberadas después del 2do. intento de restablecimiento: 6%

Fallas transitorias liberadas después del 3er. intento de restablecimiento: 3%

Fallas transitorias liberadas después del 4to. intento de restablecimiento: <1%

Este comportamiento se ilustra de manera gráfica en la Figura 1.6

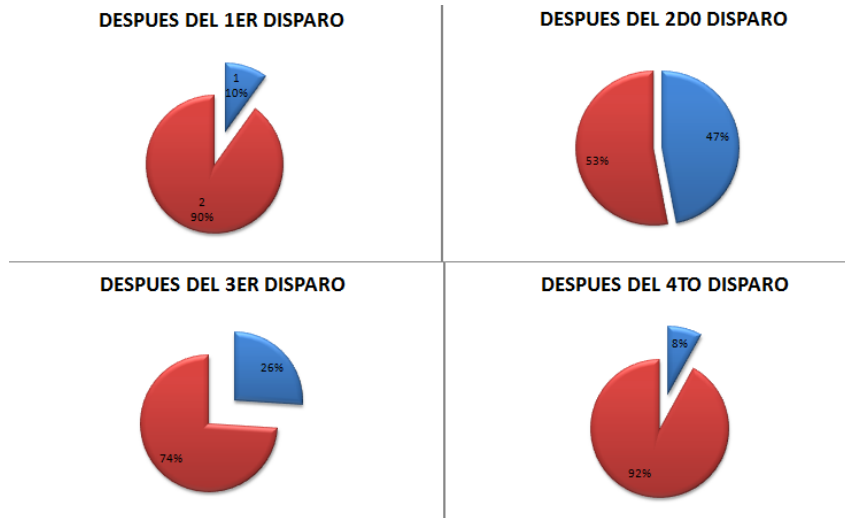


Figura 1.6 Estadística promedio de éxito para intentos consecutivos de restablecimiento

Como se observa, estadísticamente se concluye que solo se necesitan un máximo de dos intentos de rrecierre de manera general, ya que intentos en los posteriores originará en su mayoría esfuerzos innecesarios a los equipos y elementos que conforman el sistema de distribución.

Por tal razón es necesario establecer de manera particular en cada sistema las políticas correspondientes para el ajuste de los dispositivos de rrecierre automático, así como de las directrices operativas establecidas para el restablecimiento del servicio en instalaciones afectadas por una falla.

1.5.1 Tipos de fallas

Un sistema eléctrico a prueba de fallas no es práctico ni económico. Los sistemas eléctricos modernos que como práctica son construidos con altos niveles de aislamiento, tienen suficiente flexibilidad para que uno o más de sus componentes puedan estar fuera de operación afectando en forma mínima la continuidad del servicio. Adicionalmente a las deficiencias de aislamiento, las fallas

pueden ser el resultado de problemas eléctricos, mecánicos y térmicos o combinación de algunos de éstos.

1.5.2 Tipos de fallas y causas

Para asegurar una adecuada protección, las condiciones existentes en un sistema durante la ocurrencia de diversos tipos de fallas deben ser comprendidas claramente. Estas condiciones anormales proporcionan los medios de discriminación para la operación de los dispositivos de protección.

La mayoría de tipos y causas de falla se encuentran listados en la Tabla 1.1

FALLA	TIPO
AISLAMIENTO	Defectos errores de diseño, fabricación inadecuada aislamiento envejecido, contaminación
ELECTRICO	Descargas atmosféricas, sobretensiones transitorios por maniobra, sobretensiones dinámicas
TERMICA	Falla de enfriamiento, sobrecorriente, sobretensión temperatura ambiente
MECANICA	Esfuerzos por sobrecorriente, sismo, impactos por objetos ajenos, nieve o viento

Tabla 1.1 Tipos y causas de falla

Los dispositivos de protección deben operar para los siguientes tipos de falla:

PORCENTAJE	FALLA
85%	UNA FASE A TIERRA
8%	DOS FASES A TIERRA
5%	ENTRE TRES FASES
2%	ENTRE LAS TRES FASES

Tabla 1.2 Probabilidad de ocurrencia para diferentes fallas

- Las conocidas como fallas paralelo (o shunt), las cuales tienen la probabilidad de ocurrencia indicada en la Tabla 1.2, para sistemas de distribución aéreos con conductor desnudo.
- A menos que sean precedidos o causados por una falla, los circuitos abiertos (fallas serie) en sistemas eléctricos no ocurren con frecuencia. Consecuentemente muy pocos dispositivos de protección (relevadores fundamentalmente) son diseñados específicamente para proporcionar protección contra circuito abierto.

Es posible encontrar una excepción en los sistemas de media tensión donde un fusible puede estar abierto. Otro caso particular se encuentra en los sistemas de extra alta tensión donde los interruptores están equipados con mecanismos independientes de manera monopolar.

Para fallas simultáneas en dos partes de un sistema, generalmente es imposible para un dispositivo de protección el operar adecuadamente bajo todas las condiciones. Si ambas fallas simultáneas están dentro de la zona de operación de la protección al menos uno de los elementos de detección de la misma operará adecuadamente, con la subsecuente operación secuencial de todas protecciones que están "viendo" las fallas.

Cuando ambas fallas aparecen simultáneamente dentro y fuera de la zona de cobertura de protección, algunos equipos presentan una dificultad para determinar si deben actuar o no. Afortunadamente las fallas simultáneas no ocurren con frecuencia y no representa un caso significativo de operaciones incorrectas.

1.6 Zonas de protección

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

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

- Crecimiento de la carga y del sistema

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

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

Las zonas de protección se disponen de manera que se traslapen para que ninguna parte del sistema quede sin protección, la Figura 1.7 muestra el sistema de distribución con las siguientes zonas de protección traslapadas:

- Zona de protección de líneas de sub-transmisión (1)
- Zona de protección de barras de alta tensión (2)
- Zona de protección de transformadores de potencia (3)
- Zona de protección de circuitos de distribución (4)

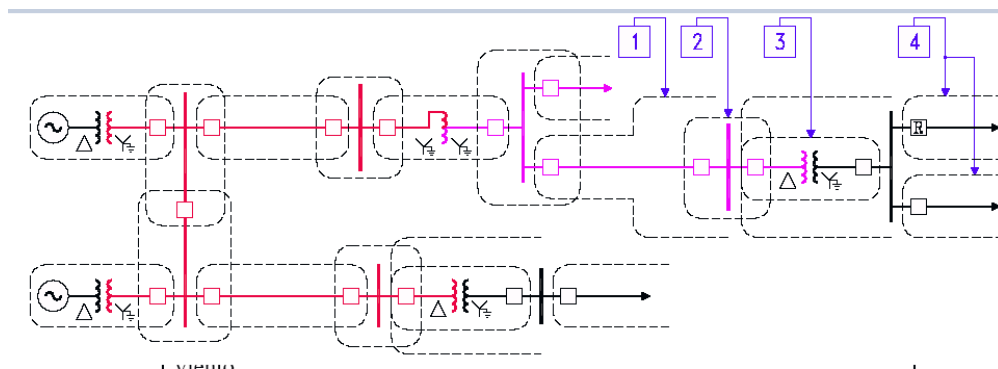


Figura 1.7 Zonas de protección de un sistema de distribución

La Figura 1.7 muestra los equipos de seccionamiento localizados en las interconexiones entre elementos del sistema eléctrico, esta previsión hace posible desconectar solo el elemento fallado, en ocasiones al omitirse un dispositivo de seccionamiento entre dos elementos adyacentes, se obtiene una desconexión de ambos cuando se presente una falla en cualquiera de los dos. Estos dispositivos están clasificados en: protección primaria y protección de respaldo.

La protección primaria es la primera línea en operar, mientras que la protección de respaldo solo opera cuando falla la protección primaria, las dos inician al mismo tiempo solo que operan cuando la primaria no responde.

En los sistemas de distribución, las protecciones primaria y de respaldo forman zonas de protección superpuestas, las cuales operan secuencialmente discriminando las fallas a diferentes tiempos de operación o diferente magnitud de corriente, esto permite tener selectividad, sensibilidad y velocidad en la operación que se requiera para la protección del sistema de distribución. La Figura 1.8 muestra de forma especial las zonas superpuestas, donde su operación viene definida por el tiempo de operación (t), esto significa que las zonas de protección interiores operan más rápido que las exteriores. Otro parámetro que interviene en el límite de actuación de una zona de protección es la sensibilidad a la magnitud de corriente, que es el valor mínimo de falla que detecta el dispositivo de protección, si se considera el eje (Y) para el tiempo y el eje (X) para la magnitud de corriente, es posible representar de manera gráfica la actuación de cada protección en sus zonas primaria y de respaldo.

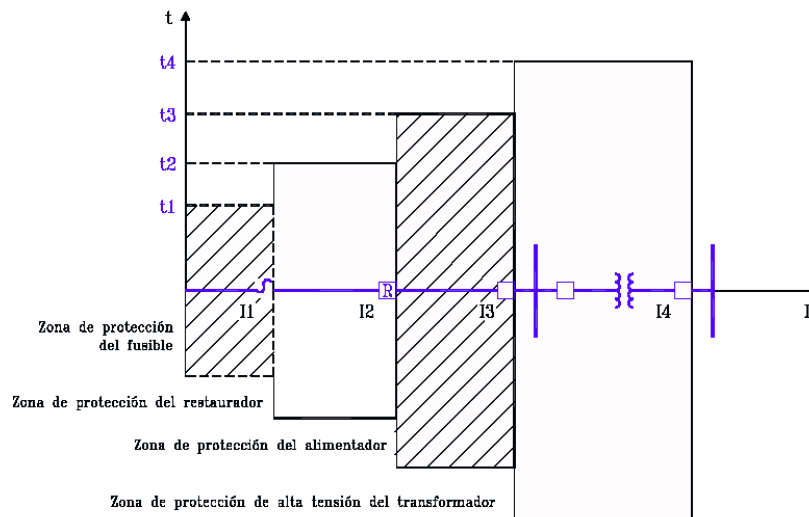


Figura 1.8 Límites de actuación de las zonas de protección

1.7 Características funcionales de la protección

La aplicación lógica de un sistema de protección divide al sistema eléctrico en varias zonas, cada una de las cuales requiere en particular de su propio esquema de protección. En todos los casos las características indicadas a continuación son comunes a cualquier criterio óptimo de diseño para lograr un eficiente sistema de protección.

Desde luego que es impráctico el satisfacer completamente la totalidad de estos criterios de manera simultánea, siendo necesario un compromiso el evaluar cada una de las características en base a una comparación de riesgos.

1.7.1 Confiabilidad

La certeza que el sistema de protección va a realizar sus funciones en forma correcta. La confiabilidad del sistema de protección consta de dos componentes:

- I. Dependabilidad: es la probabilidad de no tener una falla de operación cuando exista un problema del sistema.
- II. Seguridad: es la habilidad del sistema para evitar la incorrecta operación de la protección con o sin fallas (habilidad para no tener una operación indeseada, no requerida) o dicho de otra manera, corresponde a la estabilidad que debe mantener una protección bajo condiciones de "no falla" o ante la presencia de fallas fuera de su zona de protección (fallas "externas").

Desafortunadamente estos dos aspectos de la confiabilidad tienden a oponerse uno al otro; el incremento de la seguridad produce una reducción de la dependabilidad y viceversa. Sin embargo, generalmente los sistemas modernos de protección son altamente confiables y proveen un compromiso práctico entre seguridad y dependabilidad.

1.7.2 Rapidez

Un dispositivo de protección que pudiera anticiparse a una falla sería una utopía incluso si estuviera disponible, habría siempre la duda sobre su decisión para determinar con certeza si una falla o problema requiere de un "disparo".

El desarrollo de dispositivos de protección más rápidos debe siempre ser evaluado en comparación al incremento en la probabilidad de un mayor número de operaciones no deseadas o inexplicables.

El tiempo es un excelente criterio para descartar entre un problema real y uno falso. Aplicando esta característica en particular a un dispositivo de protección, la "alta velocidad" indica que el tiempo usual de operación no excede los 50 milisegundos (3 ciclos). El término "instantáneo" indica que ningún retardo es introducido a propósito en la operación. En la práctica, "alta velocidad" e "instantáneo" son frecuentemente usados de manera indistinta.

1.7.3 Economía

Un dispositivo de protección que tiene una zona de influencia perfectamente definida, provee una mejor selectividad pero generalmente su costo es mayor. Los dispositivos de protección de alta velocidad ofrecen una mayor continuidad del servicio al reducir los daños provocados por una falla y los riesgos al personal, por tanto tienen un costo inicial mayor.

El más alto desempeño y costo no pueden ser siempre justificados. Consecuentemente, dispositivos de protección de baja y alta velocidad son usados para proteger un sistema eléctrico. Ambos tipos pueden proporcionar una alta confiabilidad.

1.7.4 Simplicidad

No siempre el sistema de protecciones debe de ser simple, ya que si existen pocos elementos puede representar una mala operación. Por lo que una mayor economía puede ser posible con un sistema de protección complejo que use un número mínimo de elementos.

1.7.5 Selectividad

En un sistema eléctrico el sistema de protección debe de ser diseñado por zonas, las cuales deben de ser capaces de seleccionar y disparar únicamente los dispositivos de desconexión adyacentes a la falla. Por lo que esta acción es llama discriminación y se logra generalmente mediante dos métodos:

1.7.5.1 Esquema de coordinación por tiempo

Esquemas de protección en zonas adyacentes son ajustados para operar en forma secuencial o con diferentes tiempos, para que durante la ocurrencia de una falla, algunos de ellos respondan al disturbio, únicamente aquellas protecciones adyacentes a la zona de falla completarán su función de disparo. Los otros dispositivos no completarán tal función y posteriormente se restablecerán.

1.7.5.2 Esquema unitario

Es posible diseñar sistemas de protección que respondan únicamente a las condiciones de falla ocurridas dentro de una zona claramente definida. Esta "protección unitaria" o "protección restringida" puede ser aplicada a través de todo el sistema eléctrico sin involucrar la coordinación por tiempo, pudiendo ser relativamente rápido en su operación, para cualquier ubicación de falla.

Este tipo de esquema es logrado usualmente por medio de una comparación de aquellas cantidades eléctricas presentes en los límites de la zona a proteger. Ciertos esquemas de protección derivan su propiedad de "restricción", de la configuración del sistema eléctrico y pueden también ser considerados como "protección unitaria".

Independientemente del método a usar, debe mantenerse siempre presente que la selectividad no es meramente responsabilidad del diseño de la protección.

También depende de la correcta selección de ajustes y de la coordinación entre protecciones, para lo cual es necesario tomar en cuenta los rangos posibles en que pueden variar las corrientes de falla, la máxima corriente de carga, las impedancias del sistema y otros factores relacionados.

CAPÍTULO 2. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN POR SOBRECORRIENTE

2.1 Conceptos generales

El estudio de protecciones de los sistemas de distribución ofrece una oportunidad de examinar muchas consideraciones fundamentales de protección que aplican, en un grado u otro, para la protección de todos los otros tipos de equipos del sistema de potencia. Cada elemento eléctrico, por supuesto, tendrá los problemas únicos de sí mismo, pero los conceptos asociados con la protección de sobre-corriente son fundamentales al resto del equipo eléctrico, y proporciona un excelente punto de partida para examinar la implementación de protección al sistema de potencia.

Las configuraciones comunes de los sistemas de distribución, dependiendo de la importancia y condiciones de cada instalación, son básicamente de dos tipos:

- *Sistema radial*, con una sola fuente generadora, donde se puede tener corriente de falla fluyendo en sólo una dirección de la fuente a la falla. (Figura 2.1)

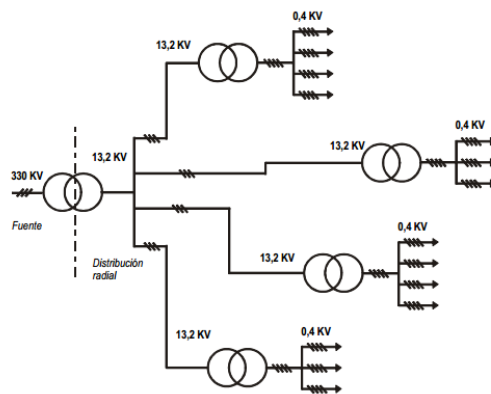


Figura 2.1 Sistema Radial

- *Sistema en anillo o una red*, parte de una fuente generadora recorre todo el sistema a alimentar y vuelve al mismo nodo; la corriente de falla puede fluir en cualquier dirección y los dispositivos de protección del sistema deben poder distinguir entre las dos direcciones. (Figura 2.2)

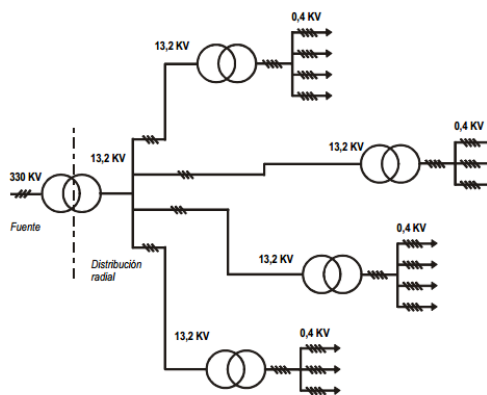


Figura 2.2 Sistema en anillo o una red

En los sistemas de distribución de energía eléctrica existen varias condiciones anormales de operación que pueden suscitarse debido a agentes internos o externos de los mismos.

El tipo de disturbio más común en este tipo de instalaciones se presenta al fallar o reducirse el aislamiento entre las diferentes partes energizadas con distinto potencial eléctrico. Una manera de detectar cuando un sistema o un elemento del mismo se encuentran sujetos a condiciones como la citada, es mediante la sobre-corriente que se genera por la falla de aislamiento entre dos o más elementos con diferente potencial. Este tipo de anomalía puede ser de naturaleza permanente o transitoria.

Existen dispositivos y equipos que son capaces de detectar ciertas magnitudes de sobre-corriente y que mediante mecanismos físicos, electromecánicos o actualmente electrónicos, pueden desconectar y aislar del resto del sistema, al elemento dañado o a la porción en donde se encuentre dicho elemento.

Dependiendo de la importancia y características de la instalación, así como de cada uno de sus elementos, existe una diversidad de dispositivos de protección, así como de combinaciones entre los mismos para lograr dos objetivos:

- Minimizar los daños al elemento fallado (seguridad del equipo)
- Reducir los efectos de la anomalía en el resto del sistema (continuidad del servicio)

Debido al gran volumen de equipo involucrado en el sistema de distribución, raramente se acostumbra establecer normas de construcción y características técnicas del equipo para una situación específica o localización. En cambio, normas universales precisas y características técnicas se desarrollan para facilidad de reemplazo e instalación.

El nivel de voltaje de un sistema de distribución también debe ser considerado al aplicar un sistema de protección. Normalmente se esperaría que los niveles de más alto voltaje tengan el más complejo y caro sistema de protección. Esto es porque los voltajes más altos tienen los equipos más caros asociados con ellos y uno esperaría que en este nivel de voltaje sea más importante a la seguridad del sistema de potencia que en los de más bajo voltaje. Por consiguiente, los elevados costos de la protección normalmente se justifican más fácilmente. Este no siempre es el caso, sin embargo; el nivel específico de voltaje no es, por sí solo, una indicación de su importancia. Algunos sistemas tienen muy importantes sistemas de distribución en niveles bajos de voltaje.

En un orden ascendente de costo y complejidad, los dispositivos disponibles para protección de sistemas de distribución son:

- Fusibles
- Seccionalizadores, Restauradores,
- Sobre-corriente instantáneo
- Inverso, tiempo-demora, sobre-corriente,
- Sobre-corriente direccional

2.2 Fusibles

El estudio de los fusibles y su aplicación es una disciplina extensa y compleja que está más allá del alcance de este documento. Sin embargo, históricamente y técnicamente, los fusibles forman la base de la protección, particularmente para los alimentadores radiales. Sus voltajes operan entre el nivel de voltaje de 2.4 y 34.5 kV, aquí el fusible es el más viejo, más simple y predominante de todos los dispositivos de protección.

El fusible, un elemento de aleación metálica, es un detector de nivel y es simultáneamente el sensor y el dispositivo de interrupción. Se instala en serie con el equipo que se está protegiendo y opera por fusión de un elemento fusible en respuesta al flujo de corriente eléctrica superior a un valor predeterminado.

2.2.1 Principio de operación

Las características del fusible varían considerablemente de un fabricante a otro y las especificaciones particulares deben obtenerse de la literatura apropiada.

Por ser los fusibles dispositivos de protección contra sobre-corrientes, estos tienen una curva de operación característica con respecto al tiempo, básicamente su respuesta en el tiempo es inversamente proporcional a la magnitud de la corriente que se le aplique. Todos los fabricantes de fusibles proporcionan dos curvas características de operación:

- "*tiempo mínimo de fusión*" (MMT, minimum melting time)
- "*tiempo máximo de despeje*" (MCT, maximum clearing time)

CAPITULO 2. DISPOSITIVOS DE PROTECCION POR SOBRECORRIENTE

De acuerdo a las normas **ANSI C37.41-1981** y su complemento **ANSI C37.46-1981**. (Figura 2.3)

La curva del tiempo mínimo de fusión (MMT) es el tiempo en el cual el fusible comenzará a fundirse por la acción de una corriente determinada. Dicha curva se usa para coordinar con dispositivos de protección que se encuentran después del fusible en el sentido de circulación de la corriente de falla. Usualmente los fabricantes trazan esta curva, considerando una temperatura ambiente de 25° C y operando el fusible sin carga inicial.

Tiempo de arqueo (AC, arcing time), es el intervalo durante el cual persiste el arco eléctrico. La curva del tiempo total de despeje o MCT es el tiempo total en que el fusible interrumpe la circulación de corriente hacia la falla, es decir, toma en cuenta el tiempo desde el principio de la fusión y el desarrollo del arco eléctrico hasta que este se extingue totalmente. Esta curva se usa para coordinar con dispositivos de protección que se encuentran antes del fusible, en el sentido de circulación de la corriente hacia la falla. Esta curva al igual que la MMT se grafica a 25° C y sin carga inicial.

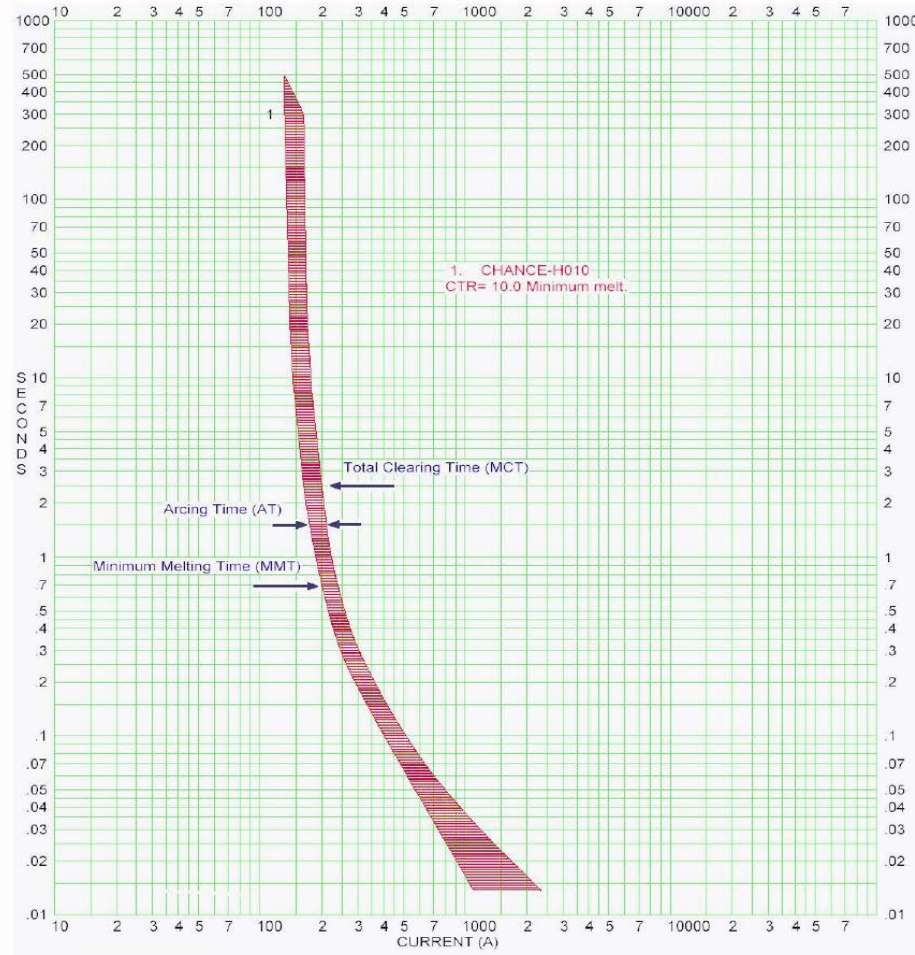


Figura 2.3 Curvas características de operación del fusible:
"tiempo mínimo de fusión" (MMT) y "tiempo máximo de despeje"

Los fabricantes ofrecen una amplia gama de curvas características de operación las cuales tienen diversas denominaciones tales como "K", "T", "H" "153-1", "119-1", etc. En la Figura 2.4 se muestran a manera de ilustración las características MMT y MCT para un fusible de potencia de 10 amperes, velocidad rápida H, marca Chance.

CAPITULO 2. DISPOSITIVOS DE PROTECCION POR SOBRECORRIENTE

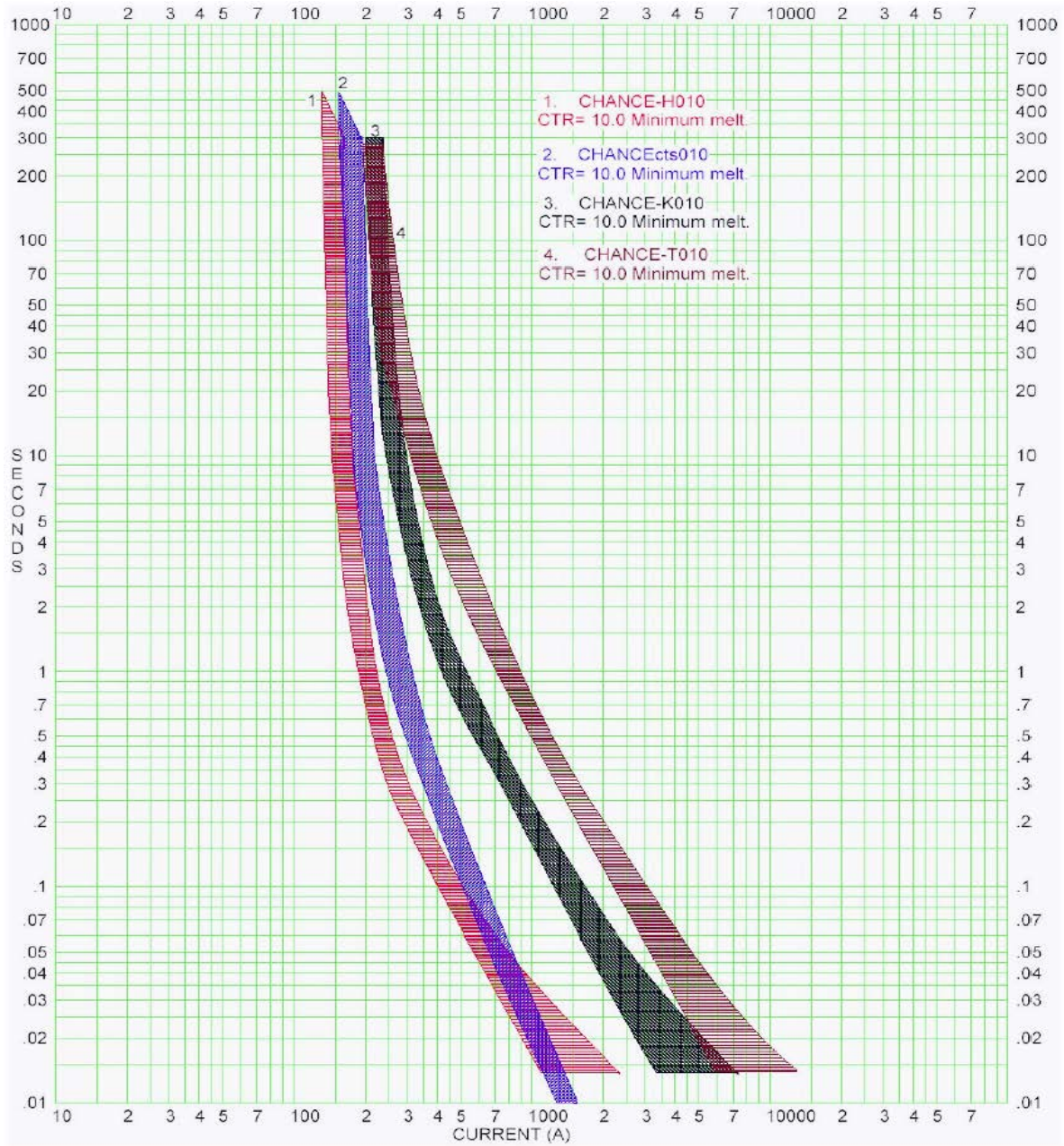


Figura 2.4 Diferentes tipos de curvas de fusibles: H, CTS, K y T de 10 AMP, marca Chance

2.2.2 Tipos de fusibles

En la actualidad existen variedad de fusibles, por lo que dependiendo de la aplicación específica, satisfacen de mayor a menor medida a los requerimientos técnicos establecidos. A continuación se mencionan algunos fusibles, considerando su aplicación en los sistemas de distribución:

- Fusibles tipo expulsión
- Fusibles de triple disparo
- Fusible de vacío
- Fusibles limitadores de corriente
- Fusibles en hexafluoruro de azufre
- Fusibles de potencia

2.2.3 Fusibles tipo expulsión

Este tipo de fusible es el más empleado en los sistemas de distribución. Para este tipo de elementos fusibles las normas ANSI C37.43 definen las siguientes curvas características de operación:

CAPITULO 2. DISPOSITIVOS DE PROTECCION POR
SOBRECORRIENTE

Tipo "N"	<p>Fue el primer intento de estandarización de las características de los elementos fusibles, el estándar dictaba que deberían llevar el 100 % de la corriente nominal continuamente y deberían fundirse a no menos del 230% de la corriente nominal en 5 minutos.</p> <p>La curva característica de tiempo-corriente es proporcionada por los fabricantes de los fusibles y esta característica es la más rápida con respecto a otros tipos de fusibles, el tiempo mínimo de fusión al 150% del valor de la corriente nominal es de 300 segundos.</p>
Tipos "K" y "T"	<p>Corresponden a los tipos rápidos y lentos respectivamente, estas curvas fueron parcialmente definidas en 1950.</p> <p>Para la característica de operación de estos fusibles se definieron tres puntos correspondientes a los tiempos de 0.1, 10 y 300 segundos, adicionalmente se estandarizó que estos fusibles serían capaces de llevar el 150% de su capacidad nominal continuamente para fusibles de estaño y del 100% para fusibles de plata.</p> <p>Asimismo se normalizaron las capacidades de corriente más comunes de fabricación y que actualmente son de 1, 2, 3, 5, 8, 15, 25, 40, 65, 100, 140 y 200 amperes</p>

Para los cortacircuitos de distribución que utilizan fusibles tipo expulsión se tienen normalizados los valores máximos de la corriente de interrupción, indicados en la Tabla 2.1 siguiente:

TENSIÓN (kV)	CORRIENTE DE INTERRUPCIÓN (A)
4.8	12.500
7.2	12.500
14.4	10.000
25.0	8.000

Tabla 2.1. Corriente de cortocircuito máxima de interrupción para cortacircuitos de distribución

2.2.4 Las dos mayores desventajas de los fusibles

a) La característica de solo un tiro referida anteriormente requiere que un fusible fundido se reemplace antes de que el servicio pueda restaurarse. Esto significa un retraso y la necesidad de tener los fusibles de repuesto y el personal de mantenimiento calificado que deben ir y reemplazar los fusibles en el campo. Con lo anterior se provocan altos costos de atención de servicios.

b) En un circuito trifásico, una falla monofásica de fase a tierra causará un fusible fundido, desenergizando sólo una fase, permitiendo a el equipo conectado (tal como los motores) quedarse conectados a las fases restantes, con el subsecuente calentamiento excesivo y vibración debido al suministro de voltaje desequilibrado.

Para superar estas desventajas, se desarrollaron relevadores de protección como elementos lógicos que se separan de la función de interrupción del circuito.

2.2.5 Selección de fusibles

Tomando en consideración la tensión de diseño los fusibles están clasificados según la IEEE en fusibles para baja tensión de 125 a 2,300 volts y fusibles para alta tensión de 2,300 a 161,000 volts, esta última categoría incluye los fusibles con rango de tensión intermedia, a su vez estos fusibles están subdivididos en fusibles para distribución y fusibles de potencia.

El primer paso consiste en seleccionar el tipo de fusible requerido según la aplicación y necesidades del elemento del sistema a proteger.

Al seleccionar el fusible según la aplicación debe considerarse si se requiere para operar en interiores o exteriores.

Si es para exteriores se considera que el corta-circuito fusible completo sea para operar bajo condiciones de intemperie; si es para operar en espacios cerrados entonces se elegirá un fusible el cual reduzca considerablemente la emisión de ruido, gases y flama al exterior del porta-fusible por un cortocircuito.

En la elección del tipo de fusible se determinara si necesita un fusible del tipo distribución o uno de potencia y se hará en base a la capacidad interruptiva y al nivel del corto circuito que se tenga disponible en el lugar donde el fusible vaya a ser instalado.

Las características eléctricas requeridas para la operación deben considerar los siguientes parámetros:

1. *Tensión nominal.* El valor de tensión de operación normal deberá ser igual o menor a la tensión de diseño del fusible y el fusible no deberá operar a una tensión mayor al voltaje máximo de diseño.

2. Corriente continúa. Es el valor eficaz (rms) de la corriente que puede circular por el fusible en régimen estacionario y en forma continua en el que se deberán considerar:

a) La corriente normal de la carga máxima que se puede presentar, la cual deberá circular por el fusible sin que éste sufra ningún daño en sus características, todos los fusibles pueden llevar continuamente la corriente continua de diseño con una temperatura ambiente que no exceda los 40°C.

b) La corriente transitoria de "inrush" de los transformadores, que es la corriente de magnetización del núcleo de los transformadores, es de corta duración (aproximadamente 0.1 seg.) y dependiendo de la capacidad del transformador tiene un valor de 8 a 12 veces la corriente nominal, esto en la coordinación de protecciones es conocido como punto "inrush", y este punto no debe rebasar a la curva tiempo-corriente de operación del fusible.

c) Sobrecargas normales repetitivas como arranque de motores.

3. Capacidad interruptiva. El rango de interrupción relaciona el valor máximo de la corriente eficaz (rms) simétrica que circula durante la primera mitad del ciclo después de iniciada la falla, este rango puede expresarse en las formas siguientes.

a) La corriente máxima rms simétrica.

b) La corriente máxima rms asimétrica.

c) El equivalente en kilovolt-amperes trifásicos simétricos.

La corriente máxima rms simétrica es la más ampliamente utilizada porque es la que proporcionan los estudios de cortocircuito, la corriente máxima asimétrica representa la máxima corriente que el fusible puede interrumpir y es 1.6 veces la corriente máxima simétrica para fusibles, los kilovolt-amperes trifásicos o MVA de capacidad interruptiva se usan básicamente como referencia de comparación con las capacidades interruptivas de interruptores.

2.3 Restauradores



El restaurador es un dispositivo electromecánico que sirve para reconectar alimentadores primarios de distribución, por lo que son auto controlados para interrumpir y cerrar automáticamente circuitos con una secuencia de cierre y apertura, esta secuencia de operación podrá llevarse a cabo dependiendo el ajuste hasta tres veces seguidos, terminando con una operación definitiva de cierre o apertura.

Figura 2.5 Restaurador

La secuencia de operación realiza dos funciones importantes:

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

Estudios de sistemas de distribución aérea en todo el mundo han establecido que hasta el 95% de todos los corto-circuitos o fallas son de naturaleza temporal, con una duración de unos cuantos ciclos. Sobre la base de estas estadísticas y observaciones puede reconocerse fácilmente la necesidad de disponer de un equipo con la función de “apertura y re-cierre automático”.

2.3.1 Principio de operación

Los restauradores tienen diferentes características, independientemente que efectúen la misma función, las cuales son:

a) Número de fases. En nuestro país en su mayoría el sistema de distribución es trifásico, por lo que solamente en los casos de distribución monofásica se utilizarán restauradores monofásicos.

b) *Medio interruptivo.* En aceite o en vacío, se están utilizando de los dos tipos en la actualidad; aún cuando el tipo de cámaras en vacío es más moderno.

c) *Tipo de control: Hidráulico ó Electrónico.* Es también más moderno el tipo electrónico y utiliza para su operación señales de transformadores de corriente (TC's) que son sensadas convenientemente a través de relevadores electrónicos; requieren de una fuente de polarización para que el restaurador logre su operación.

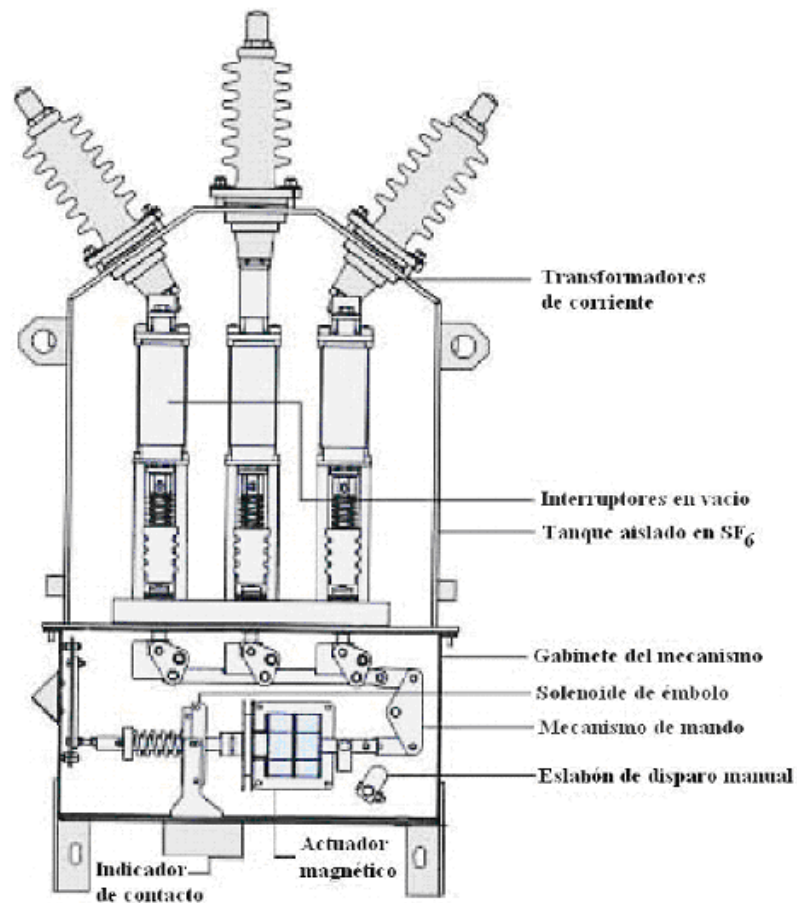


FIGURA 2.6. Diagrama esquemático de un restaurador trifásico con medio interruptivo en vacío, aislado en SF₆

La detección de fallas se realiza generalmente por bobinas colocadas en serie con la línea, alojadas en el interior del tanque del restaurador.

Estas bobinas colocadas en serie al censar una corriente superior a su capacidad de disparo, actúan sobre el mecanismo abriendo el restaurador, para el cierre se utilizan principalmente las siguientes formas: por medio de resortes que se cargan por la acción de apertura, bobina de potencial que utiliza la tensión de línea de lado fuente del equipo y mediante motor para la carga de un mecanismo.

En algunos diseños la detección de fallas se realiza por medio de transformadores de corriente tipo boquilla, y a través de circuitos electrónicos se provee la señal de disparo y el trinquete de apertura es accionado por una pequeña bobina alimentada por una batería, la cual es continuamente cargada por la corriente de la línea.

Fuentes de energía externas son requeridas solamente para la operación remota de algunos accesorios especiales.

Los restauradores cuentan también con un dispositivo para apertura por falla a tierra, con excepción de los de pequeña capacidad, estos dispositivos de falla a tierra generalmente tienen una sensibilidad de 5 amperes.

La ventaja de los restauradores va más allá de la simple detección y despeje automático de fallas y re-cierre, ya que cuenta con la característica de poder operar con diferentes curvas de tiempo-corriente dentro de una misma secuencia de operación seleccionables. Lo anterior se ejemplifica para un determinado restaurador, que al detectar una falla dispara en pocos ciclos, este disparo rápido minimiza la probabilidad de cualquier daño en un sistema luego re-cerrará en 1 ó 2 segundos, lo que significa una mínima interrupción del servicio.

Después de 1, 2 ó posiblemente 3 de estas operaciones rápidas, el restaurador automáticamente cambia a una operación de disparo lento.

La combinación de las operaciones rápidas y lentas permite la adecuada coordinación con otros dispositivos de protección.

Otra característica del restaurador es la reposición automática, si un restaurador es ajustado, para quedar abierto después de su 4a. operación de apertura, pero la falla ha sido despejada después de la 1ª, 2ª ó 3ª, operación, el restaurador se repondrá automáticamente a su posición original y será capaz de llevar a cabo otras operaciones, en el caso de que la falla sea permanente será necesario cerrarlo manualmente.

2.3.2 Características de tiempo-corriente y secuencia de operación

Los restauradores cuentan con curvas características de tiempo-corriente del tipo definido e inverso.

La curva característica definida, significa que el tiempo de operación es independiente a la magnitud de la corriente de falla, es decir, que para cualquier nivel de falla opera en el tiempo seleccionado.

Para la curva característica inversa, el tiempo de eliminación varía dependiendo de la magnitud de la corriente de falla, y puede haber distintas demoras, por ejemplo la curva "C" tiene más demora que la curva "B".

Actualmente existen una gran cantidad de curvas y denominaciones empleadas por los fabricantes, a continuación se muestran en la (Figura 2.7) curvas empleadas normalmente en los restauradores y corresponden para dicha gráfica a:

Curva B3 Curva rápida

Curva B2 Curva rápida

Curva B1 Curva lenta

Curva B4 Curva muy lenta

CAPITULO 2. DISPOSITIVOS DE PROTECCION POR SOBRECORRIENTE

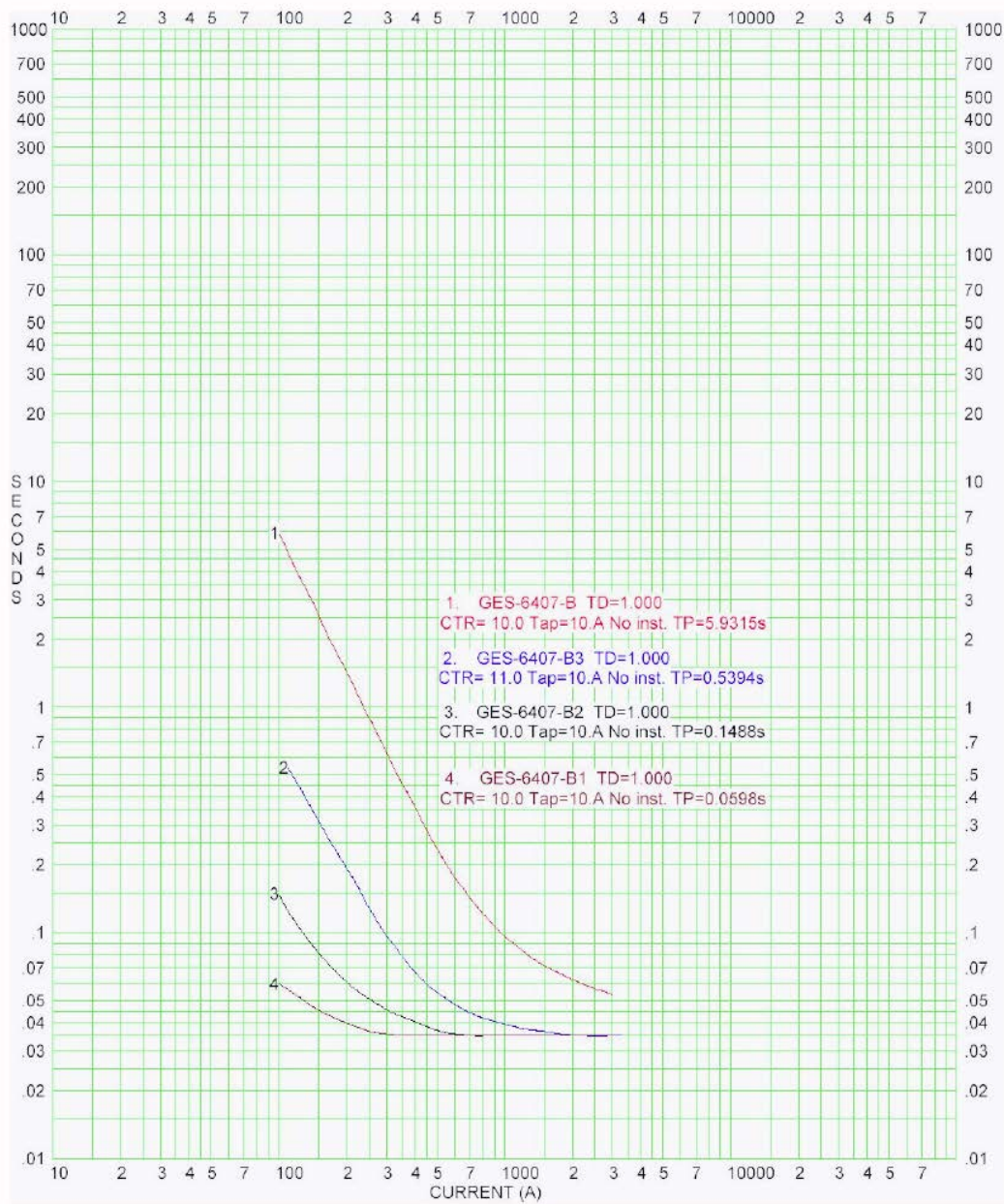


Figura 2.7. Curvas restaurador marca General Electric tipo VIR GES-6407

Con respecto a la secuencia de operación el restaurador puede ajustarse para abrir 2, 3, ó 4 veces antes de la apertura definitiva.

Además el restaurador puede modificarse para proveer todas las operaciones rápidas, todas las operaciones, demoradas o cualquier combinación de operaciones rápidas seguidas por demoradas. Sin embargo en todos los casos de operaciones rápidas, si las hay, ocurren primero seguidas de las demoradas, hasta llegar a la cantidad seleccionada de operaciones para la apertura definitiva.

Por ejemplo para una secuencia 2A-2B, significa que el restaurador efectuara 2 operaciones rápidas con su curva "A" y dos operaciones lentas con su curva "B" y luego queda abierto.

De la misma manera se pueden seleccionar 1A-3B, 3A-1B, 0A-4B, según la conveniencia para coordinar con otros dispositivos de protección de la red. Las secuencias señaladas corresponden a un ajuste de 4 operaciones, siendo factible también, el poder disponer de ajustes con 3, 2 ó incluso 1 operaciones; con las correspondientes combinaciones de curvas rápidas y/o lentas.

2.3.3 Selección y ubicación de restauradores

La primera decisión importante que debe tomarse al aplicar los restauradores, es determinar las ubicaciones físicas apropiadas.

Una de las ubicaciones obvias es la fuente de energía del alimentador. En esta forma, el alimentador queda aislado para el caso de una falla permanente, luego dependiendo de las condiciones individuales de cada sistema, otros restauradores adicionales pueden ubicarse en serie en el alimentador en puntos seccionadores lógicos, para limitar cualquier retiro de servicio al menor segmento práctico del sistema.

Idealmente, el origen de cada ramal de longitud suficiente como para representar riesgos de falla, deben considerarse como punto de seccionalización, así mismo la facilidad de acceso a ciertas secciones de la línea, es determinante para la ubicación real.

Se deben considerar los siguientes factores para la instalación:

- La tensión del sistema no debe de exceder la tensión de diseño del restaurador.

- La capacidad nominal de corriente deber ser igual o mayor que la corriente de carga máxima.
- La capacidad interruptiva debe ser igual o mayor que la corriente de falla máxima en el punto de instalación.
- La mínima corriente de corte seleccionada debe permitir que el restaurador cubra toda la zona de protección deseada.
- Las curvas de tiempo corriente y las secuencias de operación seleccionadas deben permitir la coordinación con otros dispositivos de protección en ambos lados del restaurador.

2.4 Seccionalizadores



Figura 2.8. Seccionador instalado en una línea de media tensión

Aunque en estricto rigor un seccionador no es un dispositivo de protección, dadas características operativas especiales, lo hacen ser una excelente alternativa para resolver varios problemas que con referencia a la selectividad que un sistema de protecciones, frecuentemente llegan a presentarse durante el desarrollo de un estudio de coordinación de protecciones. Al carecer de una característica de operación tiempo-corriente, como el resto de los dispositivos de protección, el seccionador simplifica un estudio de coordinación de protecciones, ofreciendo amplias posibilidades de aplicación con reducidas limitaciones.

El seccionador automático es un dispositivo de características similares a las del restaurador, es decir, a través de un control hidráulico y bobinas serie o electrónico y transformadores de corriente, secciona bajo condiciones preestablecidas el tramo de línea fallado. Generalmente los seccionadores son usados en serie con restauradores o interruptores de circuito con recierre, para proveer puntos de seccionalización automática. Normalmente un seccionador tiene los siguientes componentes:

- Boquillas
- Tanque
- Mecanismo de operación
- Bobina serie
- Mando de accionamiento
- Gabinete de control
- Contactos
- Dieléctrico (Aceite o Hexafluoruro de azufre)
- Transformadores de corriente

Por la forma de control, los seccionalizadores pueden ser del tipo bobina serie (hidráulicos ó secos) y electrónicos.

Los de tipo seco son monofásicos, y pueden tener capacidades en 14.4 kV hasta de 140 amperes.

Los seccionalizadores con control hidráulico tienen capacidades en 14.4 kV, en los monofásicos hasta 140 amperes o trifásicos hasta 200 amperes.

Los seccionalizadores tipo electrónico están disponibles para 14.4 kV hasta 34.5 kV y 400 amperes nominales. Con esta capacidad, pueden aplicarse para muchos usos que no podían ser realizados en el pasado. Además, se dispone de accesorios especiales para ampliar su uso, existiendo modelos monofásicos y trifásicos. La corriente que fluye por el mecanismo de operación es transmitida por transformadores de corriente tipo dona.

2.4.1 Principio de operación

El seccionizador, opera cuando se han completado un número de "conteos" preestablecidos. Para que un "conteo" sea realizado, es necesario cumplir con dos condiciones:

- Circulación previa de una sobre-corriente igual o mayor a la corriente mínima de operación o conteo.
- Que dicha sobre-corriente haya sido interrumpida.

Al cumplirse estas dos condiciones y completar sus conteos de ajuste, el seccionalizador abre sus contactos cuando la línea está des-energizada. Después que el seccionalizador queda abierto cumpliendo la cantidad seleccionada de recuentos debe ser cerrado manualmente.

Esto permite prever puntos de seccionamiento automática a bajo costo, ya que estos dispositivos no cuentan con capacidad interruptiva para las corrientes de falla, ni curvas características de operación tiempo-corriente; aunque si disponen de cierta capacidad de maniobra para operar con corrientes de carga, menores a su capacidad nominal. La economía es la principal ventaja que se obtiene del uso de los seccionalizadores automáticos.

La corriente mínima de operación ó actuante, generalmente es del 160% de la capacidad nominal del seccionalizador; en seccionalizadores con control electrónico esta corriente tiene un rango de ajuste.

La cantidad de recuentos o "conteos" puede ser ajustada de 1 a 3 generalmente. Durante fallas temporales, donde el número de veces que la sobre-corriente es interrumpida, es menor al número de conteos del seccionalizador, el mecanismo de conteo se repone lentamente a su posición original, "olvidando" de esta manera los recuentos.

En seccionalizadores con control hidráulico el tiempo de reposición es de aproximadamente un minuto y para los de control electrónico este tiempo es seleccionable.

2.4.2 Factores a considerar en la selección e instalación de seccionalizadores

En la selección e instalación de los seccionalizadores automáticos de línea, deben tomarse en cuenta los siguientes factores:

- *Tensión del sistema.* El seccionizador debe tener una tensión nominal igual o mayor a la del sistema.
- *Corriente de carga.* La corriente nominal del seccionizador debe ser mayor que la corriente de carga.
- *Corriente mínima de operación.* Con el fin de tener la magnitud adecuada de la corriente para llevar a cabo el conteo, la corriente mínima de operación del seccionizador debe ser menor o igual al 80% de la corriente mínima de disparo del restaurador de respaldo.
- *Corriente máxima de falla.* Es importante que en los estudios de coordinación de protecciones se revise que los valores de las corrientes de falla y tiempos de permanencia de éstas no excedan las capacidades del equipo. En seccionalizadores con bobina serie es necesario revisar los valores de sobre-corriente de corta duración que pueden soportar éstos sin sufrir daño. Algunos fabricantes proporcionan de manera gráfica las denominadas curvas de daño para seccionalizadores.
- *Número de conteos.* Debe ser uno menos que el número de re-cierres del restaurador de respaldo. Para seccionalizadores conectados en cascada (serie), el número de conteos del seccionizador que se instala "adelante" tendrá un conteo menos que el antecesor.
- *Facilidad de acceso y maniobras.* Los seccionalizadores se instalan en postes, deben ser instalados en lugares que permitan facilidades de acceso y maniobras con pértiga para la operación de apertura manual y/o reposición.

2.5 Relevadores de sobre-corriente

Los relevadores son dispositivos que requieren entradas de bajo nivel (voltajes, corrientes o contactos). Para ello se encuentran interconectados con transformadores de corriente. Por lo que su función principal es detectar fallas en la red y requieren un dispositivo de interrupción asociado (un interruptor) para despejar dichas fallas.

Existe una gran cantidad de relevadores de protección, la mayoría de estos cumplen funciones de *protección primaria*; pero para *protección de respaldo* la utilización de relevadores de sobre-corriente direccionales y no direccionales es generalizado en los sistemas de potencia, tanto en alimentadores de distribución en donde por lo general se utiliza como única protección, pero en las centrales generadoras y subestaciones de transmisión se utiliza como protección de respaldo para transformadores y líneas de transmisión. Esto debido a sus características de simplicidad, seguridad y confiabilidad.

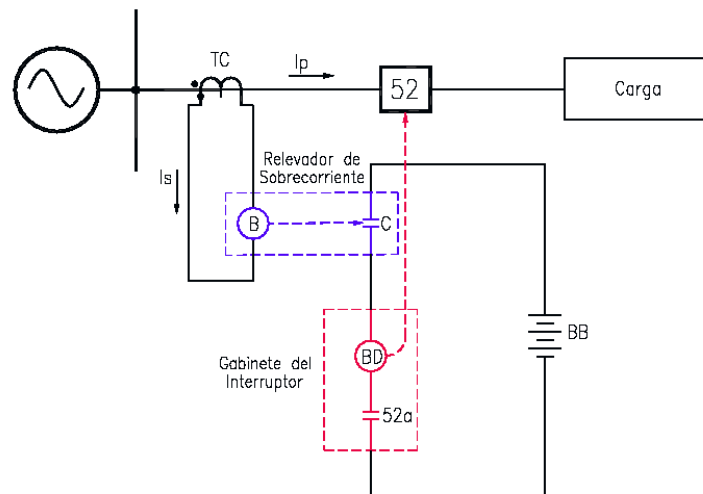


Figura 2.9 Esquema elemental de protección por sobre-corriente

En la Figura 2.9 se representa en forma elemental un esquema de protección de sobre-corriente. El relevador recibe en una bobina de operación “B” la señal de corriente secundaria “Is” del transformador de corriente “TC”. Esta corriente es proporcional a la corriente primaria “Ip”. Cuando la corriente que sensa el relevador “Is” es mayor al valor de arranque (pick-up) su contacto “C” puede cerrarse en un tiempo instantáneo o retardado, y energizar la bobina de disparo “BD” del interruptor de potencia “52” para abrir y aislar del sistema la zona afectada. El contacto auxiliar (normalmente abierto) “52a”, es utilizado para des-energizar la bobina de disparo una vez que este ha ocurrido. El banco de baterías “BB” proporciona la energía necesaria para abrir el interruptor.

Para la adecuada aplicación de un esquema de protección de sobre-corriente se requiere tomar en cuenta lo siguiente:

- Tipo de relevador
- Tipo de curva y tiempo de operación
- Rango de ajuste de corriente de arranque
- Necesidades de mantenimiento

Se clasifica de acuerdo a las características de funcionamiento:

- Relevadores de sobre-corriente instantánea (50)
- Relevadores de sobre-corriente de tiempo inverso (51)

Por su principio de operación se puede clasificar en:

- Electromecánicos
- Estáticos (electrónicos analógicos)
- Digitales (incorporan microprocesadores)

Cualquiera que sea su principio de operación debe cumplir con las características necesarias para ofrecer cierta flexibilidad en su aplicación, como las siguientes:

- Ajustar el nivel de arranque en forma discreta o continua en un rango amplio
- Ajustar el tiempo de operación para determinado valor de corriente, en un rango amplio de tiempo
- Poder seleccionar el tipo de curva que más se ajuste a las necesidades de la coordinación

2.5.1 Relevador de sobre-corriente instantáneo



Figura 2.10. Relevador de sobre corriente

Es el relevador mas empleado en el sistema eléctrico de potencia es el de sobre-corriente que opera instantáneamente, es decir, no introduce ningún tiempo de retraso en su operación, no es direccional y se usa para proteger equipo y líneas radiales, es decir que se tiene una sola fuente de generación por un solo lado.

Los más antiguos son del tipo de **atracción magnética**, operaran mediante un émbolo o de armadura móvil, que es atraída por la atracción electromagnética producida por la corriente que circula por una bobina con núcleo de hierro, estos núcleos cuentan con una bobina cortocircuitada (bobina de sombra) abarcando parte del núcleo magnético cuyo objeto es desfasar el flujo magnético para evitar vibraciones que produciría la naturaleza senoidal de la corriente.

Los **estáticos** (electrónicos analógicos) funcionan a base de comparadores (amplificadores operacionales), requieren en su entrada de un transductor de corriente/voltaje y un rectificador ya que la electrónica funciona con corriente directa. Requieren además una fuente externa de alimentación de corriente directa para su circuitería, aunque algunos son autoalimentados a través de la misma señal de los transformadores de corriente.

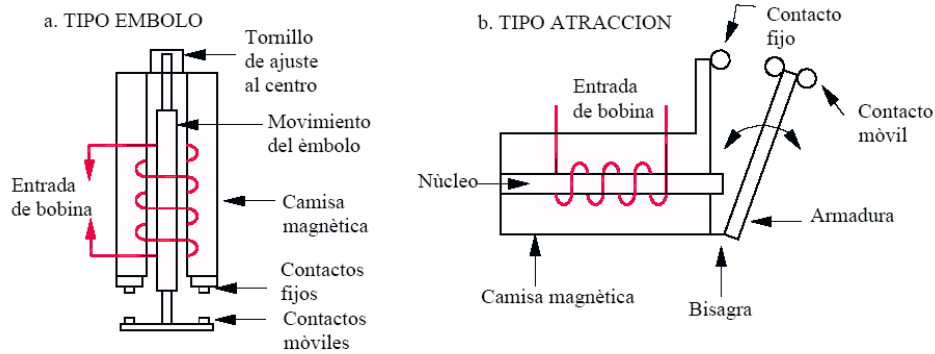


Figura 2.11 Arreglo de relevadores electromecánicos tipos: Embolo y Atracción

Para el caso de los 50 a base de microprocesador el proceso es muy diferente, pues el valor de corriente es comparado en forma numérica mediante instrucciones contenidas en un programa de computadora que se ejecuta constantemente para obtener la respuesta en un relevador auxiliar de salida.

2.5.2 Relevador de sobre-corriente de tiempo inverso

Es un relevador que funciona con característica de tiempo-corriente; se puede ajustar para controlar su corriente mínima de operación (pick-up), como también se puede ajustar para controlar su tiempo de operación en función de la corriente que circula por el mismo (palanca).

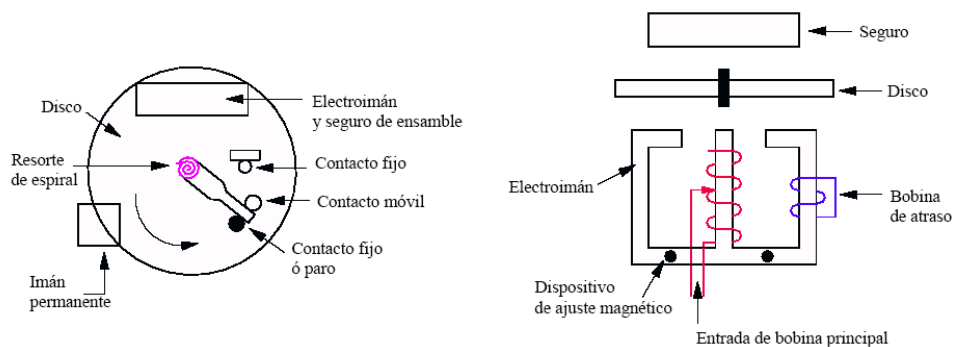


Figura 2.12 Arreglo típico de un relevador electromecánico de disco de inducción, vistas frontal y lateral

El tiempo de respuesta u operación será en relación inversa a la magnitud de la corriente, es decir, a mayor corriente menor tiempo de operación, de aquí su nombre de relevador de tiempo inverso.

CAPITULO 2. DISPOSITIVOS DE PROTECCION POR SOBRECORRIENTE

Esta característica es muy deseable para protección de los sistemas de potencia, ya que las corrientes de mayor magnitud son las que mayores daños pueden ocasionar a los equipos por lo que adquiere mayor relevancia el eliminarlos rápidamente.

Los relevadores del tipo electromecánicos-magnéticos, operan bajo el principio de inducción electromagnética. Su aplicación es aceptada por su operación independiente de una alimentación de corriente directa.

Su principio de operación es el mismo que para un motor de inducción monofásico, para producir el par de operación se requiere la interacción de dos flujos magnéticos separados espacialmente y desfasados en tiempo sobre un elemento móvil de material no ferromagnético; pero conductor de la corriente, en forma de **disco o de cilindro**.

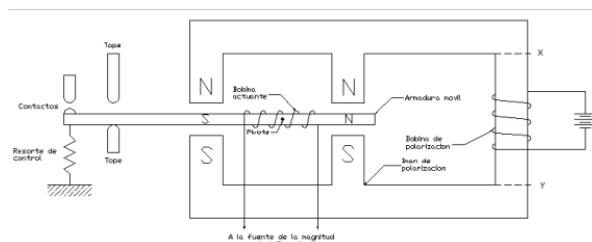


Figura 2.13 Arreglo típico de un relevador electromecánico-magnético

Para la mayoría de los relevadores de sobre-corriente de inducción el principio se aplica a una estructura con un elemento móvil en forma de disco, los dos flujos desfasados en tiempo y separados en espacio se obtienen a partir de la corriente que circula por la bobina del relevador, la separación en espacio se obtiene por el diseño del núcleo magnético y el desfasamiento se obtiene por una bobina cortocircuitada o por un anillo (anillo o bobina de sombra) colocado en una de las ramas del núcleo.

Para producir el par de rotación los flujos atraviesan el disco, que se desplaza en el entrehierro.

Para complementar las características del relevador, éste cuenta con un imán permanente que frena el desplazamiento del disco para aumentar el tiempo de operación, además consta de un muelle en forma de espiral que desempeña las siguientes funciones:

- Asegura la posición original del relevador cuando no hay corriente
- Proporciona el par a igualarse para el arranque del disco
- Regresa el disco a su posición original después de una operación
- Sirve de conductor para la conexión del contacto fijo

La función derivada del principio de funcionamiento es:

$$F = K_c I^2 - K_r$$

Donde:

F = Fuerza de atracción neta que hará girar el disco

I = Corriente que circula por el relevador

KC = Constante de conversión de la fuerza

Kr = Fuerza de restricción (resorte + freno magnético + fricción)

La característica inversa de tiempo-corriente se obtiene principalmente por la restricción a través del resorte helicoidal y al diseño del disco cuyo perímetro puede ser circular o en forma de espiral, de modo que al desplazarse el disco varíe el área del disco expuesta a la acción de los flujos magnéticos.

Lo anterior permite el diseño de relevadores electromecánicos con diferentes tipos de curvas características de operación; pero sólo un tipo de curva por cada relevador, por otro lado estos relevadores son generalmente monofásicos.

El ajuste de arranque (pick up) se obtiene mediante derivaciones (taps) de la bobina de corriente, para variar el número de vueltas y mantener el mismo número de amperes-vuelta necesarias para mover el disco.

Mientras que el tiempo se ajusta mediante el ángulo de desplazamiento del disco, a través del dial (palanca) de tiempo.

2.5.3 Relevador de sobre-corriente estático



Figura 2.13 Relevador de sobre-corriente

Los primeros diseños de relevadores estáticos se desarrollaron en la década de los 70's, fueron basados en la alta confiabilidad del transistor planar de silicio, esto marcó el inicio para el desarrollo de los circuitos integrados, compuertas digitales y circuitos lógicos; le siguieron circuitos digitales y más tarde memorias y microprocesadores.

Con estos componentes se mejoraron las características de velocidad, sensibilidad, inmunidad a vibraciones, reducción en sus dimensiones y libre de mantenimiento.

Las funciones de estos relevadores son semejantes a las obtenidas con los del tipo electromecánico, a pesar de que los relevadores estáticos carecen de partes móviles, la terminología relativa al ajuste y operación es similar a la empleada en los relevadores electromecánicos.

Los relevadores de sobre-corriente utilizan los siguientes circuitos básicos:

- *Rectificador*, su función es convertir una entrada de corriente alterna en una señal de corriente directa, capaz de ser medida y comparada.

- *Detector de nivel;* compara una entrada analógica con un nivel prefijado, el cual responde con una salida analógica cuando este nivel es excedido.
- *Temporizadores;* para demorar a manera constante ó proporcional la entrada analógica de corriente.

Cada uno de estos circuitos, configuran una parte de los relevadores de sobre-corriente con retardo de tiempo, ilustrado en el diagrama de bloques de la (Figura 2.14)

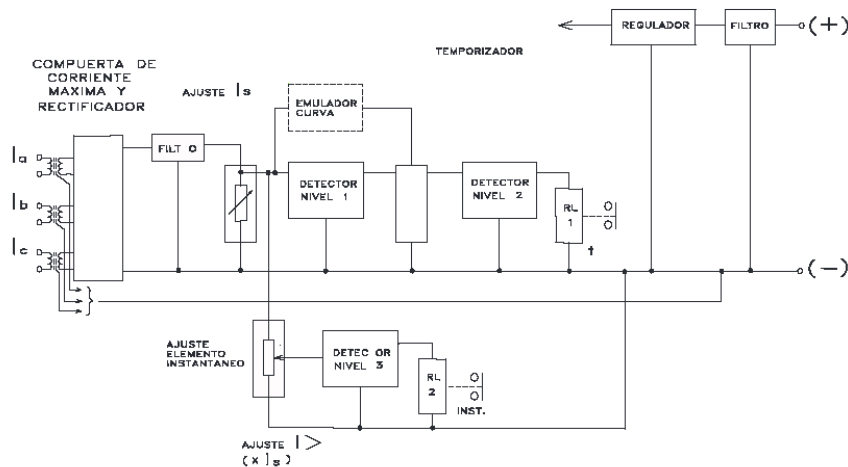


Figura 2.14 Relevador de sobre-corriente estático trifásico instantáneo (50) y de tiempo (51)

La corriente alterna que alimenta el relevador es convertida en voltaje de corriente directa por medio de un transformador de corriente, un puente rectificador y una resistencia de carga conectada en paralelo, este voltaje es comparado con un nivel prefijado en el detector de nivel No. 1, el cual genera un pulso al temporizador cuando el nivel es excedido.

El temporizador responde a un tiempo (en segundos). En el caso de relevadores de tiempo, es proporcional a la magnitud de la corriente de entrada. Para este caso, es requerido un circuito de forma.

Generalmente el temporizador carga un capacitor, de manera que al alcanzar al valor prefijado en el detector de nivel No. 2, se genera un pulso de salida. Los pulsos para la operación del elemento

instantáneo son obtenidos por medio del detector de nivel No. 3. El cual opera al pasar por alto al temporizador.

Diodos emisores de luz (led's) son utilizados para abanderar la operación de los relevadores, los cuales están normalmente apagados. Se iluminan cuando uno de los valores de ajuste (pick-up) es superado. Pulsando el botón "reset" se reponen.

2.5.4 Relevador de sobre-corriente digital (numérico o micro-procesado)



La aplicación de los microprocesadores en los relevadores han desarrollado las funciones de protecciones agregándole funciones como: medición, registro de eventos, localización de fallas y oscilografía.

Lo anterior se realiza mediante el muestreo y manipulación de los parámetros eléctricos, los cuales son utilizados en forma numérica para resolver cada uno de los algoritmos que calcula el microprocesador para cumplir con las tareas anteriormente descritas.

Figura 2.14 Relevador micro-procesado

Estos relevadores son trifásicos y en un solo módulo están contenidas las unidades de fase y de neutro, reduciendo considerablemente sus dimensiones y el espacio ocupado por ellos en los tableros de control, medición y protección.

Los relevadores micro-procesados están constituidos básicamente de la siguiente manera:

- Unidades de entrada analógicas: corriente.
- Unidades de entrada digitales: contactos del interruptor, etc.
- Filtro pasa bajas.
- Fuente de alimentación.

CAPITULO 2. DISPOSITIVOS DE PROTECCION POR SOBRECORRIENTE

- Microprocesador para funciones de protección.
- Microprocesador para funciones de medición.
- Memoria RAM para registro de eventos.
- Memoria EEPROM para grabar ajustes.
- Unidades de salida: contactos de disparo y alarma
- Puertos de comunicación.
- Display y teclado.
- Leds para señalización de banderas y piloto de encendido
- Unidad de auto diagnóstico y monitoreo.

En la (Figura 2.15) Se presenta un relevador digital en forma esquemática.

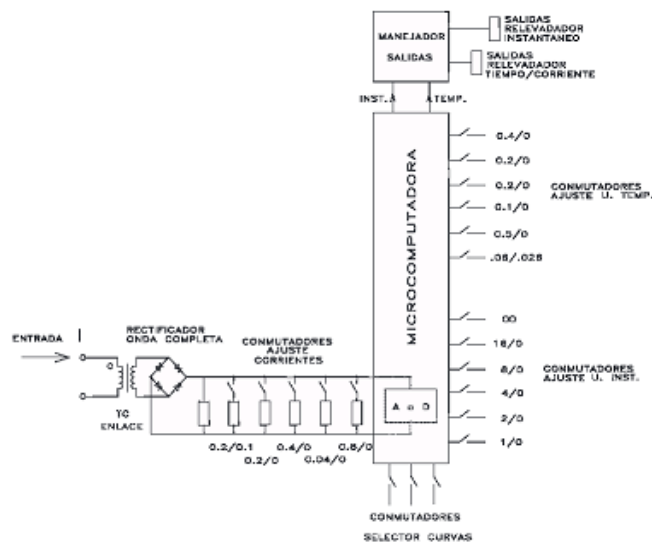


Figura 2.15. Relevador digital de sobre-corriente

Las curvas características de operación de los relevadores digitales son seleccionables y responden a ecuaciones matemáticas, las cuales han sido estandarizadas internacionalmente por la norma ANSI C57.11. En la Tabla 2.2 se muestran dichas características.

CAPITULO 2. DISPOSITIVOS DE PROTECCION POR
SOBRECORRIENTE

Las curvas mencionadas están determinadas por las ecuaciones indicadas (Figura 2.16) y son utilizadas por el microprocesador para determinar el tiempo (de operación) en segundos, bajo una condición de sobre-corriente dada.

Tabla 2.2 Ecuaciones normalizadas que definen diferentes características de Operación tiempo-corriente, para relevadores digitales

TIPO DE CURVA	ECUACION
Inversa tiempo largo	$t = \frac{120}{M-1} \cdot k$
Extremadamente inversa	$t = \frac{80}{M^2-1} \cdot k$
Muy inversa	$t = \frac{13.5}{M-1} \cdot k$
Normal inversa	$t = \frac{0.14}{M^{0.02}-1} \cdot k$
Inversa tiempo corto	$t = \frac{0.05}{M^{0.04}-1} \cdot k$

k Palanca expresada en valor decimal, *M* Múltiplo de la corriente mínima de operación.

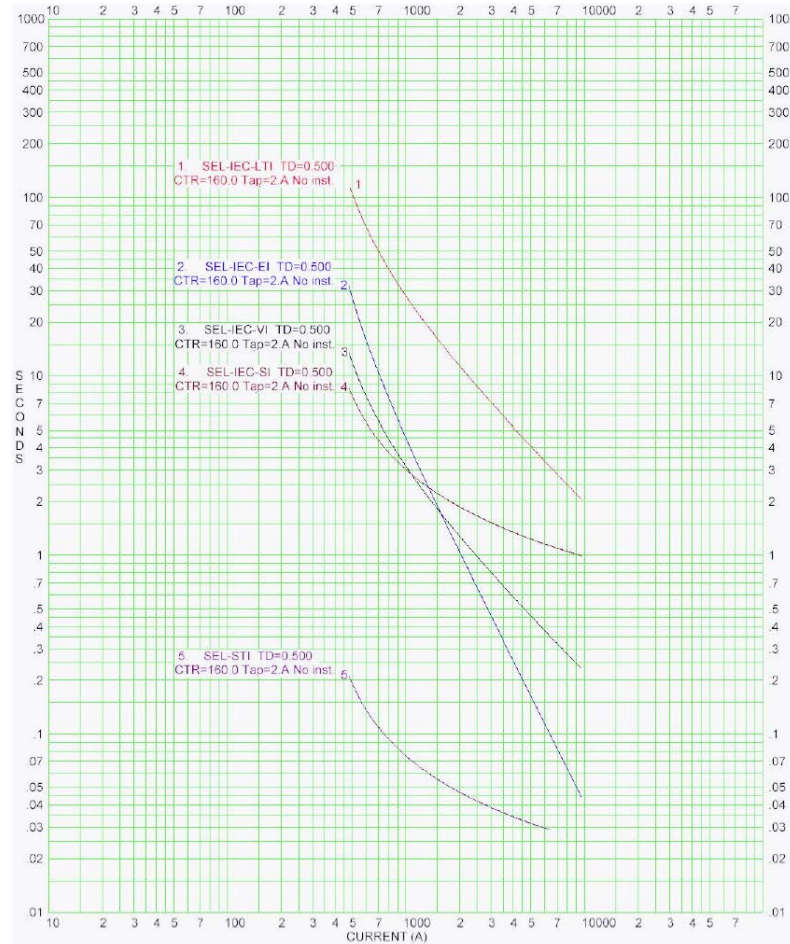


Figura 2.16 Tipos de curvas de relevadores digitales estandarizadas

2.5.5 Equipo asociado a los relevadores de sobre-corriente

Los relevadores de sobre-corriente al operar, actúan sobre un interruptor de potencia o sobre un relevador auxiliar y éste a su vez sobre el interruptor. Por otra parte, la corriente de operación, del relevador, es recibida a través de los transformadores de corriente.

Es decir, no existe una conexión directa entre éste dispositivo de protección y el sistema o equipo eléctrico al cual protege, de ahí su alta precisión al trabajar con magnitudes de baja tensión.

Por lo anterior, al sistema de relevador de sobre-corriente se le asocia un equipo eléctrico:

- a) Interruptor de potencia
- b) Transformadores de corriente

2.5.5.1 Interruptor de potencia



Figura 2.17 Interruptor de potencia en subestación de distribución

Es un dispositivo electromecánico cuya función principal es de conectar y desconectar circuitos eléctricos con o sin carga, o con corriente de falla.

Para circuitos o alimentadores de distribución los interruptores son trifásicos. Se seleccionan con base a la tensión del sistema, carga y corriente de cortocircuito en el punto de instalación, es decir, su capacidad interruptiva debe ser mayor que el valor de falla en el punto de su instalación.

Se clasifican de acuerdo a:

- Tensión mayor de 1.5 kV será interruptor de potencia
- Cámaras de extinción: El arco eléctrico es interrumpido dentro de la cámara de extinción. El medio de extinción puede ser aceite, aire, vacío o gas SF₆.

El control de interruptor ejerce las funciones de apertura y cierre, es alimentado a través de una fuente confiable de corriente directa. Utiliza una fuente de corriente alterna o corriente directa para cargar el elemento mecánico que hace la apertura o cierre. Este elemento, puede ser neumático, hidráulico o de resorte. Para efectos de control eléctrico, la acción de liberar un trinquete o abrir una

válvula, se efectúa a través de electroimanes que se energizan con ese control. Los electroimanes reciben el nombre de bobinas de cierre y disparo.

2.5.5.2 Transformadores de corriente



Figura 2.18 Transformadores de corriente subestación de distribución

Los dispositivos eléctricos que permiten proporcionar las señales de corriente del sistema de distribución a los relevadores son los transformadores de corriente. Sus funciones básicas son:

- Proveer aislamiento adecuado entre el voltaje pleno del sistema y los instrumentos que normalmente operan a voltajes bajos que no representen peligro para los equipos ni para el personal.
- Reducir en forma proporcional los valores de corriente del sistema, para que sean utilizados por los dispositivos de protección, medición y control.

Un transformador de corriente trabaja bajo el mismo principio de funcionamiento de un transformador ideal. Refiriéndose a la (Figura 2.20) pueden establecerse las siguientes consideraciones:

- El devanado primario está conectado en serie con la línea ó alimentador y muchas veces es ésta misma, por lo que la "IP" es la misma de la línea y la impedancia primaria "ZP" es lo suficientemente pequeña que puede ser despreciada.

- La impedancia de carga "ZC" es la resultante de la corriente de la conexión en serie de las bobinas de corriente de los equipos de protección y medición que el TC debe alimentar, su magnitud debe ser pequeña para ofrecer, una mínima oposición al paso de la corriente "IS".

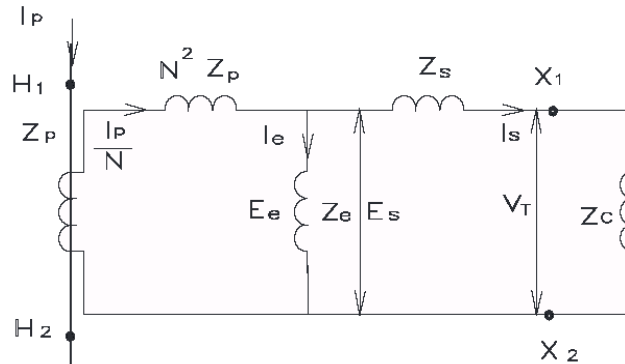


Figura 2.20 Magnitudes

En esta figura se identifican las siguientes magnitudes:

- IP** = Corriente primaria
- N** = Relación de las espiras secundarias a primarias
- ZP** = Impedancia arrollamiento primario
- Ze** = Impedancia secundaria de excitación
- Ie** = Corriente secundaria de excitación
- ES** = Tensión secundaria de excitación
- Zs** = Impedancia propia del devanado de baja tensión
- IS** = Corriente secundaria
- VT** = Tensión final secundaria
- ZC** = Impedancia de la carga

La corriente primaria se transforma sin error de relación ó de ángulo de fase a una corriente I_P/N , conocida como: corriente primaria referida al secundario. Parte de ésta corriente es consumida por la excitación del núcleo (I_e), la restante (I_S) es la verdadera corriente secundaria.

La corriente de excitación del núcleo es una función de la tensión secundaria de excitación (E_e) y de la impedancia secundaria de (Z_e). La gráfica que relaciona el voltaje de excitación con la corriente de excitación es conocida como: curva de saturación de un TC.

La Figura 2.21, representa las curvas de saturación de un TC tipo boquilla, relación múltiple. Estas curvas son proporcionadas por el fabricante o determinadas mediante pruebas de campo.

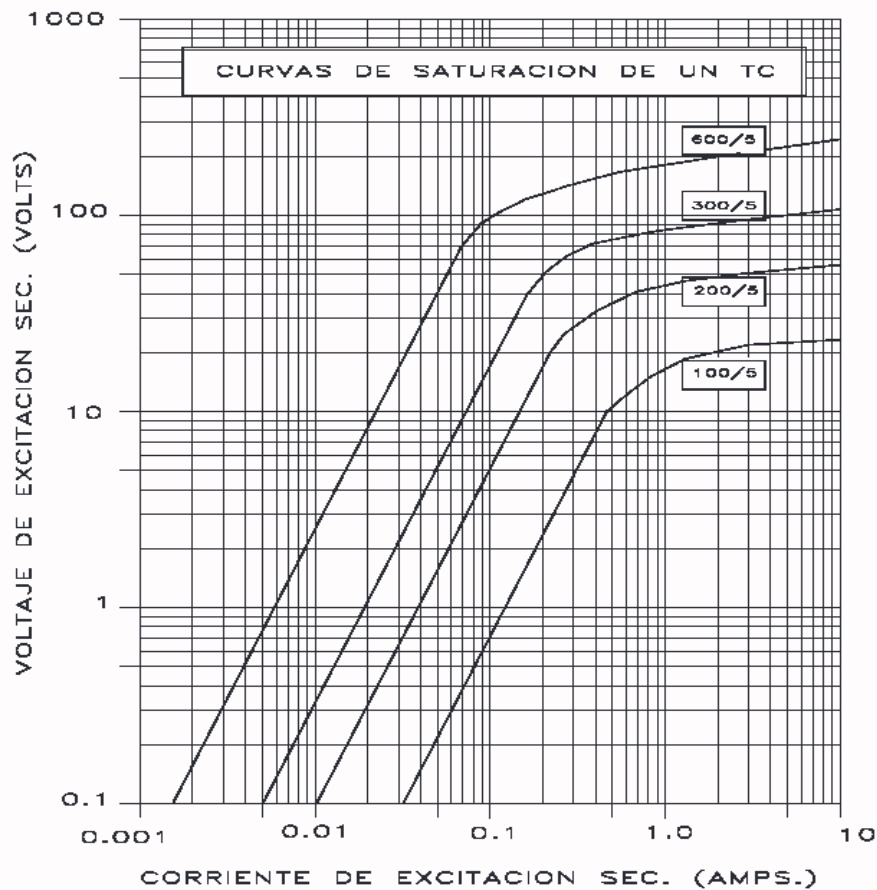


Figura 2.21 Curvas de saturación

El efecto presentado por la disminución de la impedancia de magnetización del núcleo de TC, se observa con un aumento no proporcional en la corriente secundaria de excitación (localizada arriba de la rodilla de la curva de saturación).

Este efecto es conocido como **Saturación**. Cuando se presenta, provoca en la mayoría de los casos un retraso o la no operación de las protecciones de sobre-corriente.

De lo explicado anteriormente puede analizarse el comportamiento de un TC ante diferentes situaciones, como las descritas a continuación:

- *La corriente primaria es demasiado grande.*

La corriente primaria " I_P " crece, la corriente I_P/N crecerá proporcionalmente a la primera. Supongamos que la corriente " I_P " es mayor a la especificada en el diseño de TC, las corrientes secundarias de excitación (I_e) y carga (I_s), crecerán también.

Al crecer la " I_e ", la excitación del núcleo será mayor y como ya habíamos dicho, el efecto que se presentará será similar a la disminución de la impedancia secundaria de magnetización (Z_e), provocando un crecimiento mayor de la corriente " I_e " que de la " I_s ".

El aumento de la " I_e ", presenta el efecto de la histéresis del núcleo magnético, traerá consigo un calentamiento y por lo mismo un daño si la exposición es prolongada.

- *La impedancia de carga es demasiado grande.*

Cuando la impedancia de carga (Z_c) tiene una magnitud mayor a la que el TC puede alimentar, la tensión final secundaria (V_T) será mayor para el valor de " I_P " que el transformador normalmente puede soportar sin problemas. Al ser mayor " V_T ", la corriente de magnetización crecerá, logrando un efecto similar al anterior.

- *El circuito secundario es abierto.*

Cuando el circuito secundario es abierto, toda la corriente primaria servirá para magnetizar el núcleo, provocando que el voltaje secundario "V_T" crezca hasta un valor dado por:

$$V = I_p \left(\frac{Z_e}{N} \right)$$

Que normalmente es lo suficiente grande para provocar la ruptura del aislamiento entre espiras, explosión del TC ó daños al personal.

2.5.5.2.1 Clasificación ANSI de la precisión

Los TC's son fabricados de acuerdo a las normas ANSI, la cual establece la capacidad del TC mediante una nomenclatura conformada por dos símbolos: una letra "C" ó "T" y un número que indica la capacidad del voltaje secundario en los bornes.

Un TC de clase C-400, puede suministrar una corriente máxima de 20 veces la corriente secundaria nominal (5·20 = 100 amperes), soportando un voltaje de hasta 400 volts en sus bornes, sin exceder el error de 10% permitido para estos casos.

Las clases nominales de un TC están dadas en la siguiente Tabla 2.3, donde se relacionan tanto con la potencia que puede suministrar el TC, como la máxima carga que es posible.

Tabla 2.3 Clase nominales en transformadores de corriente para aplicación de protecciones

CLASE	POTENCIA [VA]	CARGA ADMISIBLE ("B" O BURDEN) [Ω]
C-10	2.5	0.1
C-20	5.0	0.2
C-50	12.5	0.5
C-100	25.0	1.0
C-200	50.0	2.0
C-400	100.0	4.0
C-800	200.0	8.0

Para los TC's de relación múltiple, la clase está dada para la relación máxima y ésta sigue una proporción directa al tomar una relación menor.

2.5.5.2.2 Ejemplo 1

Considerando un TC de las siguientes características:

Relación múltiple 100-600/5 A

Clase c-400

Conectado RTC 300/5

Para una corriente de 20 veces la I nominal soportará

$$VA=100 (300/5)/(600/5)=50VA$$

La carga máxima admisible será $B=4(300/5)/(600/5)=2\Omega$

Quedando para esa relación, una capacidad de un TC (20 veces la corriente nominal In)

2.5.5.2.3 Ejemplo 2

Se tiene un TC de:

Relación de transformación 200/5 A

Clase C-400

La RTC de 200/5 determina la corriente de falla máxima que puede soportar el TC (20 veces la In).

"C" indica devanado uniformemente distribuido sobre el núcleo, evitando dispersión de flujo, con un error máximo permitido de 10%.

"400" es la tensión máxima permitida en los bornes secundarios sin exceder el máximo error permitido de 10%.

"200/5" La corriente máxima de falla en el punto donde será colocado el TC no deberá exceder a 20 veces la I primaria del TC:

$$(20)(200)=4000 \text{ A prim}$$

$$(20)(5)=100 \text{ A sec}$$

A 100 amperes secundarios, el TC puede soportar un voltaje máximo de 400 volts en sus bornes, sin exceder el error permitido de 10%:

$$IS= 100 \text{ amperes}$$

$$VS= 400 \text{ volts}$$

La impedancia máxima que se puede conectar a este TC es:

$$Z_{max} = V_S / I_S$$

$$Z_{max} = 400 / 100 = 4 \Omega$$

Es importante observar que la sumatoria de la impedancia propia del TC: conductores, relevadores, medidores, etc., no rebase la impedancia máxima del Burden.

2.5.5.2.4 Ejemplo 3

Se tiene un TC tipo boquilla de relación múltiple, cuyas curvas de saturación se muestran en la Figura 4.16, que alimentará a un relevador de fase de las siguientes características.

Tap 10 con 1.0 ohms de Zrelevador

Tap 6 con 1.6 ohms de Zrelevador

Tap 5 con 2.0 ohms de Zrelevador

Tap 4 con 2.5 ohms de Zrelevador

Tap 3 con 3.2 ohms de Zrelevador.

La impedancia de conductores incluye la propia del TC y es: 2 ohms. El TC debe operar con una corriente primaria de 120 amperes. Seleccionando una RTC de 100/5 (N = 20) nos proporcionaría una I de 6.0 amperes. Seleccionando tap 6 en el relevador N = 20

$$V_S = I_S (Z_{cables} + Z_{relevadores})$$

$$V_S = 6.0 (1.6 + 2.0) = 21.6 \text{ volts}$$

Con esta tensión se ingresa a la curva de saturación para determinar la corriente de excitación para la RTC de 100/5. Encontramos que es de 2.1 amperes aproximadamente, localizada arriba de la rodilla de la curva de saturación. La corriente primaria será:

$$I_P = N I_S + N I_e$$

$$I_P = 20(6.0) + 20(2.1)$$

$$I_P = 162 \text{ amperes}$$

CAPITULO 2. DISPOSITIVOS DE PROTECCION POR SOBRECORRIENTE

Este valor de la corriente es demasiado alto comparado a los 100 amperes esperados, representando un error del:

$$Error = \frac{162-120}{120} \cdot 100 = 35 \%$$

Seleccionando una RTC de 200/5 (N = 40), la Isecundaria es de 3.0 amperes, y disminuyendo el tap del relevador a 3:

$$VS = 3.0 (3.2 + 2.0) = 15.6 \text{ volts}$$

Entrando de nuevo en la curva de saturación para determinar I_e , para una relación de 200/5, se tiene que corresponde a un valor de 0.18 amperes.

Calculando nuevamente la Iprimaria, para determinar el porcentaje de error:

$$I_p = 40(3.0) + 40(0.18) = 127.2 \text{ amperes}$$

$$Error = \frac{127.2-120}{120} \cdot 100 = 6 \%$$

Se podría reducir aún más el error, pero habría que disponer de otro relevador con posibilidad de ajustes de tap menor de 3.

Otra manera de evaluar el TC es mediante la gráfica de características de precisión estándar de la norma ANSI de transformadores de corriente clase C, ilustrada en la Figura 2.22, donde se muestran los valores de corriente máxima que puede suministrar el TC, según su clase, sin excederse al 10% de error permitido por la norma.

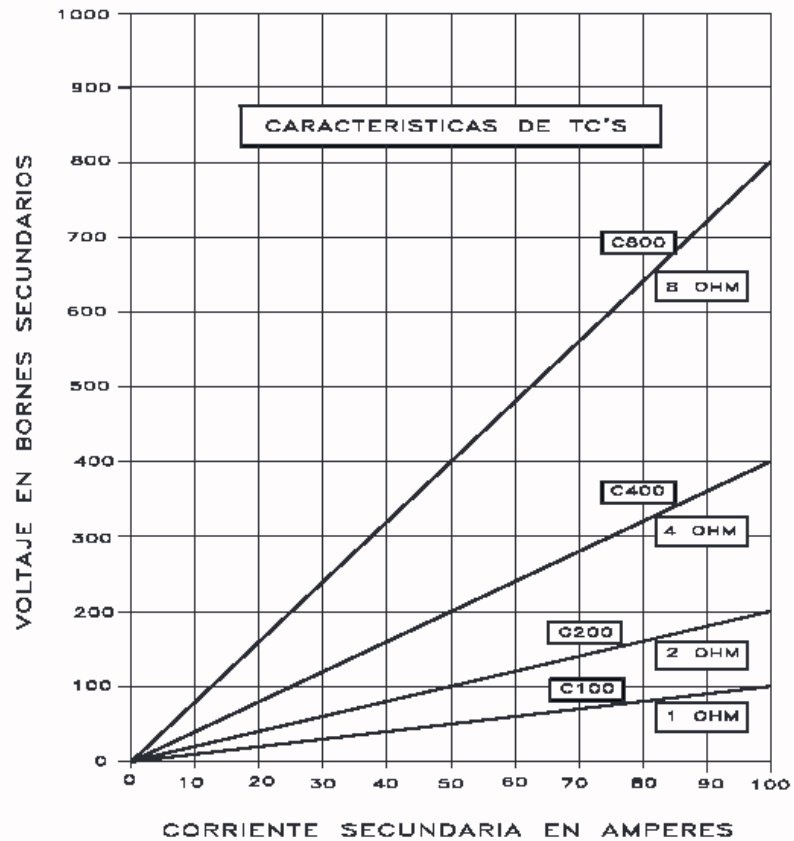


Figura 2.22 Gráfica para determinación de la capacidad de transformadores de corriente Clase "C"

Estas curvas están directamente relacionadas con la capacidad de carga del TC en ohms. Es importante aclarar que un TC de relación múltiple con una clase determinada la gráfica es válida solo para la relación máxima, para relaciones inferiores, la capacidad se reduce en forma proporcional a la RTC.

Además de las curvas de excitación, el fabricante debe suministrar la siguiente información:

- Sobre-corriente de corta duración para la capacidad térmica y mecánica para un segundo
- Resistencia de los devanados secundarios

La capacidad mecánica del TC para corrientes de corta duración se refiere a la capacidad de soportar el valor rms de una corriente con la onda de corriente totalmente desplazada.

La capacidad térmica se refiere a la máxima corriente que puede soportar el TC durante un segundo, antes de alcanzar una temperatura de 250 °C.

2.5.5.2.5 Tipos de transformadores de corriente



Figura 2.23 Transformadores de corriente subestación de distribución

Los TC's pueden estar integrados al equipo primario o separados de él. Los TC's integrados son del tipo boquilla (dona o bushing), se encuentran alojados en la parte inferior de las boquillas, en interruptores y transformadores de potencia.

Los que se instalan por separado al equipo primario son del tipo "devanado" ó "pedestal" su costo es superior debido a que su tipo de aislamiento es similar al equipo primario. Pueden tener uno o varios devanados secundarios, embobinados a su vez sobre uno o varios circuitos magnéticos. Si el TC tiene varios circuitos magnéticos, se comporta como si fueran varios transformadores, diferentes. El circuito de mayor precisión es utilizado para medición y los demás para protección. Los devanados pueden ser de relación fija, doble relación o relación múltiple. La relación de transformación de corriente se expresa con un número quebrado. El numerador es el valor de la corriente primaria (en amperes), el denominador es la corriente secundaria (5 amperes nominales).

En la Figura 2.24 se representa un diagrama del devanado desarrollado para un secundario con relación múltiple, se indican los taps o derivaciones con su número de espiras entre terminales para un TC de 1200/5 amperes. Es importante observar las marcas de polaridad instantánea de las corrientes.

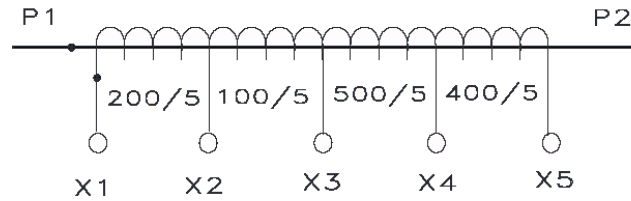


Figura 2.16 Diagrama del devanado desarrollado

En correspondencia a lo anterior, en la Tabla 2.4 se indican las diferentes relaciones de transformación disponibles para dicho TC.

Tabla 2.4 Relaciones de transformación disponibles para el TC de relación múltiple de la Figura 2.16

TERMINALES	RELACIÓN DE VUELTAS	RTC (A)
X2-X3	20	100/5
X1-X2	40	200/5
X1-X3	60	300/5
X4-X5	80	400/5
X3-X4	100	500/5
X2-X4	120	600/5
X1-X4	160	800/5
X3-X5	180	900/5
X2-X5	200	1000/5
X1-X5	240	1200/5

2.5.5.2.6 Conexiones de los transformadores de corriente

Los tipos de conexiones de TC's más usados en los esquemas de protección por sobre-corriente son:

- Conexión monofásica
- Conexión estrella

La conexión monofásica se emplea para conducir las corrientes de secuencia cero (3I₀) que circulan a través del neutro de un transformador. Esta corriente es censada por un relevador de sobre-corriente a tierra como se muestra en la Figura 2.17.

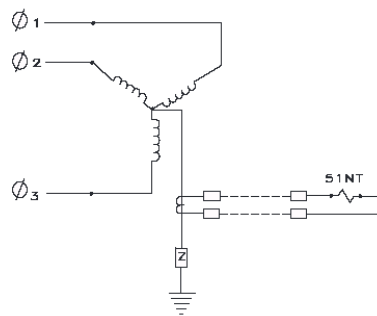


Figura 2.17 Conexión monofásica de un transformador de corriente

La conexión estrella es usada en sistemas trifásicos. La corriente secundaria de cada fase es conducida y conectada en serie con los circuitos de relevadores de fase, que al igual que los devanados de los secundarios están conectados en estrella. Según el tipo de protección empleada, se puede contar o no con un relevador en el neutro (Figura 2.18). Debe cuidarse que la conexión de los puntos de polaridad sea la correcta para las 3 fases. La inversión de una o dos fases desbalanceará la estrella, provocando una corriente residual en el neutro. La inversión de las polaridades de las 3 fases, invertirá únicamente la dirección de las corrientes secundarias. Esta acción no afecta a los esquemas de protección por sobre-corriente no direccionales.

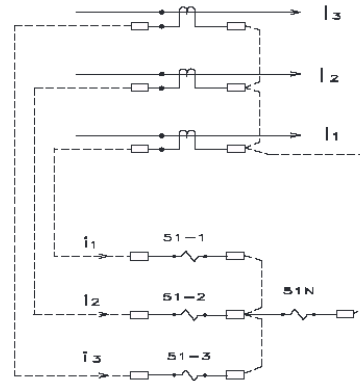


Figura 2.18 Conexión trifásica de transformadores de corriente

2.5.5.2.7 Efectos de las corrientes de falla en los transformadores de corriente

De la misma manera que las corrientes de falla afectan a equipos eléctricos tales como transformadores, conductores, etc.; los transformadores de corriente deben seleccionarse adecuadamente para evitar su daño o el causar problemas a los relevadores de protección. Los efectos térmicos y dinámicos obligan a dimensionar adecuadamente el primario de los TC's. Las normas ANSI C57.13 e IEC 44 indican que los transformadores de corriente para aplicación en sistemas de protección, deben ser clase C; correspondiendo a aquellos cuyo bobinado está uniformemente distribuido, siendo por tanto despreciables las pérdidas de flujo. Esta clase de transformadores de corriente tiene un error de relación menor del 10 % hasta 20 veces la corriente nominal. Por estar conectados en serie en las líneas y redes de distribución, los transformadores de corriente están sometidos a las mismas sobre-tensiones y sobre-corrientes que existen en el sistema.

En general las sobre-corrientes son considerablemente superiores a las corrientes nominales de los transformadores de corriente y originan efectos térmicos y dinámicos que pueden dañar a estos equipos. Las corrientes de corto circuito crean problemas tanto térmicos como dinámicos a los transformadores de corriente, debiendo ser estos capaces de soportar su intensidad de calentamiento nominal, sin que la temperatura de los arrollamientos sobrepase el valor admisible según la clase de aislamiento. Se considera que todo el calor producido queda almacenado en el

conductor primario, cuyo calentamiento máximo se determina en cada norma. De acuerdo con las normas ANSI solo se admiten dos tipos de transformadores de corriente, desde el punto de vista de calentamiento: los de clases 55 y 30 grados centígrados respectivamente. Lo anterior da como resultado que los valores de intensidad de calentamiento sean de acuerdo a normas ANSI de 1.00, 1.33, 1.50, 2.00, 3.00 y 4.00; además la normativa mencionada especifica para cada una de estas clases una variación de intensidad límite térmica.

Los esfuerzos dinámicos o mecánicos son función del valor máximo de cresta de la corriente de corto circuito. La intensidad dinámica de cortocircuito se obtiene a partir de la térmica, teniendo en cuenta que esta viene dada en valor eficaz y aquella en valor de cresta máxima. Por lo tanto la resistencia mecánica de los TC's al corto circuito esta dada en función de la intensidad del límite térmico y dinámico. Para el caso en CFE, y de acuerdo a la normativa internacional vigente, se ha establecido que los TC's soporten hasta 20 veces su corriente nominal sin ningún problema. Por lo tanto en el lugar donde se instalen este tipo de equipos, el nivel de corto circuito por ningún motivo debe de superar 20 veces la corriente nominal primaria del transformador de corriente.

2.5.5.2.8 Ejemplo 4

Si en un alimentador la carga es de 80 amperes podría pensarse que un transformador de corriente de 100/5 es suficiente, lo cual es correcto si el nivel de corto circuito es menor de 2000 amperes.

Sin embargo en el caso de que el nivel de corto circuito sea de 4700 amperes, entonces debe seleccionarse otra relación. En este caso debe ser cuando menos de:

$$4700 / 20 = 235 \text{ amperes}$$

Por lo tanto tiene que seleccionarse una relación de 250/5 ó mayor, según la disponibilidad del equipo.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

En los anteriores capítulos se describieron los equipos eléctricos de protección en este capítulo, se analizarán los esquemas de protección para subestaciones de distribución y los criterios considerados para su aplicación. En función de los cuatro tipos básicos de protección, se puede establecer varias combinaciones de pares de dispositivos entre ellos. Por lo que cada combinación dará origen a un criterio de combinación en particular.

3.1 Criterios de aplicación de esquemas de protección en subestaciones de distribución



Figura 3.1 Transformadores de subestación de distribución

La finalidad de proteger un sistema contra corto circuitos, es minimizar los efectos de las fallas sobre los elementos del sistema, desconectando selectivamente la parte fallada con la rapidez adecuada. Estos aspectos se analizan al realizar un estudio de coordinación de protecciones, mismo que conduce a la adecuada selección de los dispositivos y sus ajustes, con el objeto de distinguir entre condiciones normales y anormales de falla (corrientes mínima de falla y máxima de carga principalmente), logrando para cada dispositivo una operación en el tiempo preciso y permitiendo realizar selectivamente las funciones de protección primaria y respaldo.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

En las subestaciones de distribución, el equipo principal a proteger está representado por el transformador de potencia, por lo que en función de su capacidad e importancia se han establecido diferentes arreglos o esquemas de protección.

Otros elementos a proteger desde una subestación de distribución son las líneas de sub-transmisión con tensiones de 69 kV a 138 kV, y los alimentadores de circuitos de distribución con tensiones de 13.8 kV a 34.5 kV.

Para el caso de las líneas de sub-transmisión, el esquema de protección está definido por la longitud de la línea, habiendo fundamentalmente dos arreglos:

- Líneas de sub-transmisión menores de 10 kilómetros (Protección Diferencial de línea 87L y Protección Direccional de Sobre-corriente a tierra 67N)
- Líneas de sub-transmisión mayores de 10 kilómetros (Protección de Distancia 21 y Protección Direccional de Sobre-corriente a tierra 67N)

En lo que respecta a los alimentadores de distribución, desde el punto de vista de esquemas de protección, se tienen básicamente dos opciones, mismas que dependen del tamaño y tipo de la subestación:

- Alimentadores de circuitos de distribución en subestaciones de áreas rurales con capacidades instaladas inferiores a los 5 MVA (Restauradores automáticos con protección contra sobre-corrientes de fallas entre fases y de fase a tierra).
- Alimentadores de circuitos de distribución en subestaciones con capacidades instaladas mayores a 5 MVA (Protección de sobre-corriente 50F/51F - 50N/51N y función de re-cierre automático 79).

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

3.1.1 Esquemas de protección para transformadores de potencia mayores de 10 MVA



Figura 3.2 Relevador buchholz

Los transformadores mayores de 10 MVA, disponen del esquema de protección más completo con dispositivos de detección interna y externa.

Para la protección interna del transformador la más utilizada es el relevador buchholz o también llamada relevador a gas; detecta el flujo de gases originados por fallas incipientes dentro del transformador.

En la detección externa es utilizada la protección diferencial, misma que por su gran velocidad y selectividad despeja fallas tanto del transformador como de aquellos componentes o equipos que se encuentren dentro de la zona diferencial, que se halla delimitada por la ubicación de los transformadores de corriente.

La protección de respaldo está conformada mediante relevadores de sobre-corriente, y debe coordinarse con la protección de los alimentadores de distribución. Sus funciones son proteger al transformador contra fallas en las barras de baja tensión y contra fallas externas en caso de fallar la protección de los alimentadores. Adicionalmente protege al transformador contra condiciones de sobrecarga de cierta magnitud y duración, que pueden provocar sobrecalentamiento en el equipo reduciendo su vida útil.

Para la protección de respaldo de fase de los transformadores mayores de 10 MVA, es común seleccionar relevadores de sobre-corriente de tiempo inverso; y para la protección contra fallas de línea a tierra pueden utilizarse relevadores de tiempo inverso o de tiempo definido, los cuales por

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

sus características tiempo-corriente permiten superar el problema de coordinación con los dispositivos de disparo a tierra de los restauradores instalados en los circuitos de distribución.

El relevador 5INT para detectar fallas a tierra, debe conectarse del transformador de corriente TC de neutro del transformador de potencia ya que, al circular la corriente de falla directamente por el neutro de transformador, su monitoreo a través de este TC da una mejor sensibilidad que la obtenida en la conexión residual de una estrella. La función de este relevador es despejar las fallas en la barra de baja tensión y respaldar la operación de los relevadores 5IN de los alimentadores.

Al disponerse de un interruptor en alta tensión, se recomienda que este relevador actúe sobre el mismo para eliminar las fallas de fase a tierra del devanado de baja tensión del transformador.

Los relevadores que se encuentran instalados en el lado de baja tensión deben ser temporizados, por lo que normalmente no disponen o se les deshabilita su unidad instantánea (50). Lo anterior es en razón de que siendo la barra de baja tensión y la salida de los alimentadores, el mismo punto eléctrico (con los mismos niveles de falla); las unidades instantáneas de esta protección operarían simultáneamente con los relevadores del alimentador para fallas dentro del rango de alcance de los elementos instantáneos sobre la red de distribución, no existiendo por tal razón coordinación.

Cabe señalar que la protección de respaldo puede tener variantes dependiendo del tipo de relevadores utilizados o de la filosofía de protecciones empleada para su diseño. Entre dichas variantes, se pueden citar las siguientes:

- Protección de sobre-corriente de fase y neutro únicamente en el lado de baja tensión del transformador.
- Protección de sobre-corriente de fase únicamente en el lado de alta tensión del transformador y de neutro en el lado de baja tensión del transformador.
- Protección de sobre-corriente de fase en el lado de alta tensión del transformador, y de neutro más fase y neutro residual en el lado de baja tensión del transformador

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Adicionalmente, el transformador de potencia cuenta con los siguientes dispositivos internos, mismos que pueden cumplir con las funciones de protección, supervisión o alarma dependiendo del requerimiento establecido:

- Indicador y relevador de nivel de líquido o aceite aislante (71Q)
- Válvula y relevador de sobrepresión (63P)
- Indicador y relevador térmico de líquido o aceite aislante (26Q)
- Relevador e indicador térmico de sobrecarga del devanado (49T)



Figura 3. Indicadores de protección

En la Figura 3.4 se muestra el diagrama unifilar típico para una subestación con un esquema de protección como el descrito.

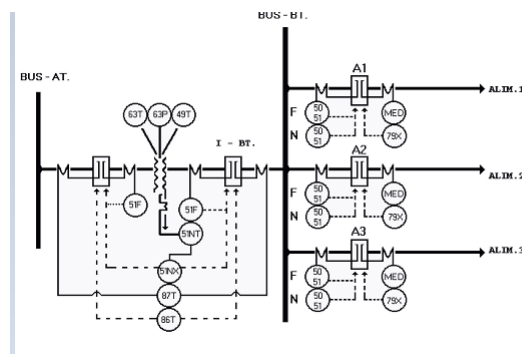


Figura 3.4 Esquemas de protección para una subestación de distribución con un transformador de potencia mayor de 10 MVA e interruptores de circuito

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

3.1.2 Esquemas de protección para transformadores de potencia menores de 10 MVA

Los transformadores menores de 10 MVA, para la detección de fallas internas no cuentan con la protección diferencial y solo disponen de fusibles de potencia en el lado primario para tal función, coordinados con los relevadores de sobre-corriente de fase y tierra para fallas en las barras de baja tensión y respaldo de los alimentadores.

Para la protección externa del transformador se emplean los mismos fusibles de potencia en el lado de alta tensión y relevadores de sobre-corriente en el lado de baja tensión.

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

Se utilizan fusibles de potencia preferentemente de velocidad lenta (velocidades rápidas dificultan la coordinación con las protecciones delanteras) y se pueden seleccionar relevadores de sobre-corriente de tiempo extremadamente inverso para una correcta coordinación con la característica tiempo-corriente del fusible.

Para la protección contra fallas de línea a tierra se utilizan relevadores de tiempo inverso o de tiempo definido, los cuales por su característica menos inversa permiten superar el problema de coordinación con los dispositivos de disparo a tierra de los restauradores instalados sobre las líneas de distribución.

Los relevadores de sobre-corriente de fase operan sobre el interruptor de banco de baja tensión protegiendo al transformador contra sobrecargas sostenidas y evitando que operen los fusibles de potencia cuyo costo es elevado y su tiempo de reposición es considerable. Otra de sus funciones es respaldar la operación de los relevadores de fase de los circuitos, en caso que estos no operen con falla en el alimentador primario.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

El relevador 5INT para detectar fallas a tierra, debe conectarse del TC de neutro del transformador de potencia ya que, al circular la corriente de falla directamente por el neutro de transformador, su monitoreo a través de este TC da una mejor sensibilidad que la obtenida en la conexión residual de una estrella.

La función de este relevador es despejar las fallas en las barras de baja tensión y respaldar la operación de los relevadores 5IN de los alimentadores. Las fallas a tierra en el devanado de baja tensión del transformador son despejadas únicamente por los fusibles de potencia, pero con una reducción en su sensibilidad (58 %), por el efecto de la conexión delta-estrella.

Los relevadores que se encuentran asociados para operar sobre el interruptor de banco de baja tensión deben ser temporizados, por lo que normalmente se deshabilita su unidad instantánea (50) ya que siendo la barra y la salida de los alimentadores el mismo punto eléctrico, estos operarían simultáneamente con los relevadores del alimentador para fallas para el rango de alcance de los elementos instantáneos sobre la red de distribución, no existiendo coordinación.

Los relevadores para protección interna del transformador, al no contar con equipo de desconexión en alta tensión pierden su utilidad, estos dispositivos pueden aprovecharse si la subestación cuenta con control supervisorio que permita monitorear las señales de alarma por condiciones anormales en el transformador.

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

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

3.2 Esquemas de protección para alimentadores de circuitos primarios de distribución

Pueden distinguirse tres tipos básicos de alimentadores primarios:

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

Los alimentadores primarios son los encargados de llevar la energía eléctrica desde las subestaciones de potencia hasta los transformadores de distribución. Los alimentadores primarios normalmente son de estructura radial.

La forma más usual de protección para las fallas que se presentan en el alimentador primario es la de sobre-corriente, a través de:

- a. Restauradores hidráulicos, electrónicos o micro-procesados en subestaciones rurales pequeñas con niveles de falla menores.
- b. Interruptores de potencia asociados a esquemas conformados por tres relevadores de fase alimentados a través de igual número de TC's cuyos secundarios se conectan en estrella y un relevador residual que como su nombre lo indica se conecta al neutro común de la estrella formada (o relevadores trifásicos con unidades de neutro integradas), en subestaciones urbanas o con circuitos del tipo industrial y niveles de falla considerables.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Para el caso de restauradores, debe disponerse además de los dispositivos detectores de fase, de accesorios que permitan la operación en fallas a tierra.

El esquema a base de relevadores, cuenta siempre con unidades de sobre-corriente de disparo instantáneo (50). También debe disponer para líneas aéreas, de un relevador o función de re-cierre automático (79) que permita re-cerrar el interruptor cuando este abre por la acción de los relevadores de sobre-corriente para liberar fallas transitorias, que son las que se presentan en un gran porcentaje en los sistemas de distribución aéreos.

Si una falla es permanente, el relevador de re-cierre (79) tiene la habilidad para dejar al interruptor boqueado y abierto, si después de un número predeterminado de operaciones para las que se programó no ha despejado la falla (generalmente se programan tiempos en un rango de 2.5 a 45 segundos).

Existen diversas curvas características de operación para relevadores de sobre-corriente como ya se mostró anteriormente, por lo que se puede considerar:

- Para una curva extremadamente inversa es la más adecuada para una buena coordinación con fusibles;
- Para una curva muy inversa es la más adecuada para la coordinación con restauradores;
- Para las curvas inversa y de tiempo definido lo son para coordinar con varios de los dispositivos de disparo a tierra de restauradores.

La operación de la unidad de sobre-corriente de disparo instantáneo, dependerá de que el siguiente dispositivo de protección sobre el alimentador sea un fusible o un restaurador. Si el siguiente dispositivo es un fusible se puede optar entre:

- a. Ajustar la unidad instantánea (50) para detectar fallas en la zona de protección de los fusibles, para la primera operación de la protección; y después bloquear su operación por

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

medio de contactos auxiliares del relevador de re-cierre con el fin de que si la falla no es librada durante esta primera ocasión, opere la unidad temporizada (51) dando tiempo a que el fusible se queme.

- b. Ajustar la unidad instantánea (50) de manera que no detecte fallas en la localización del fusible y ajustar la unidad temporizada de forma tal que permita que se funda el fusible.

Dentro de los diagramas unifilares de subestaciones mostrados en las Figuras 3.5, 3.6 y 3.7 pueden encontrarse esquemas de protección como los descritos.

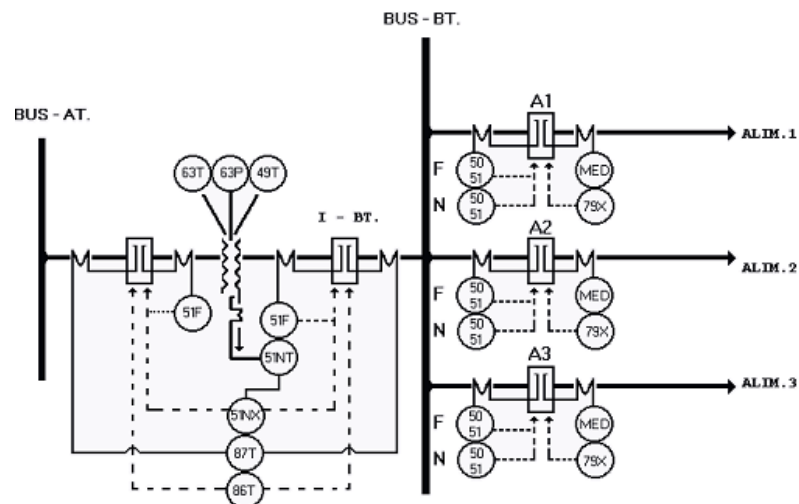


Figura 3.5 Esquemas de protección para una subestación de distribución con un transformador de potencia mayor de 10 MVA e interruptores de circuito

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

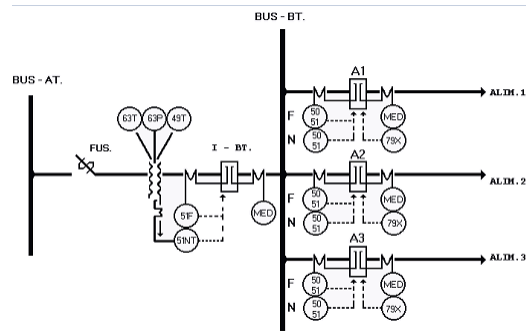


Figura 3.6 Esquemas de protección para una subestación de distribución con un transformador de potencia menor de 10 MVA e interruptores de circuito

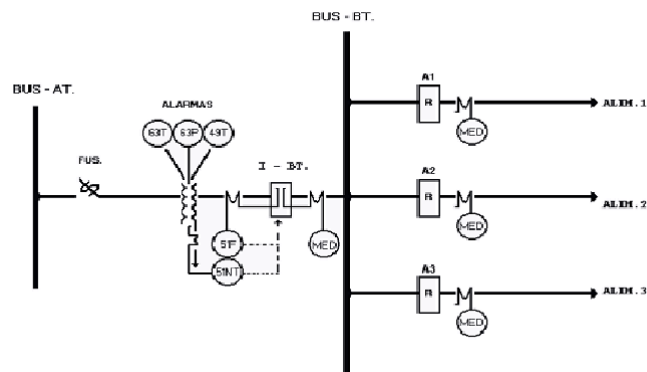


Figura 3.7 Esquemas de protección para una subestación de distribución con un transformador de potencia menor de 10 MVA y restauradores de circuito.

3.2.1 Consideraciones de aplicación en la selección de los esquemas de protección

Durante el proceso de diseño y selección de los esquemas de protección para un sistema eléctrico, intervienen además de los factores técnicos de aplicación, algunos otros que sin ser puramente técnicos, influyen para la decisión final.

Un aspecto que cada vez ha venido cobrando una mayor importancia, es el factor económico, que puede ser sometido mediante la debida justificación, por razonamientos técnicos basados en análisis de costo-beneficio.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Como una ilustración de lo anterior, puede considerarse por ejemplo la aplicación de los diferentes esquemas de protección descritos anteriormente para una subestación dada, y analizar desde un punto de vista totalmente técnico las ventajas del mejor arreglo.

Posteriormente se haría necesario evaluar los beneficios técnicos resultantes para justificar económicamente la factibilidad de la solución propuesta.

Bajo tal planteamiento, en la Figura 3.8 se muestran los evidentes beneficios derivados de aplicar un esquema de protección como el recomendado para una subestación con transformador de potencia mayor de 10 MVA, en comparación con otros esquemas que contemplan relativas ventajas económicas o aplicación de criterios utilizados tradicionalmente durante el pasado, pero que han permanecido vigentes por diversas circunstancias.

Es decir, que además de los beneficios alcanzados a través de la correcta selección del esquema de protección, es factible adicionar ventajas mediante la simple modificación de algunos criterios de aplicación y ajuste de los esquemas existentes.

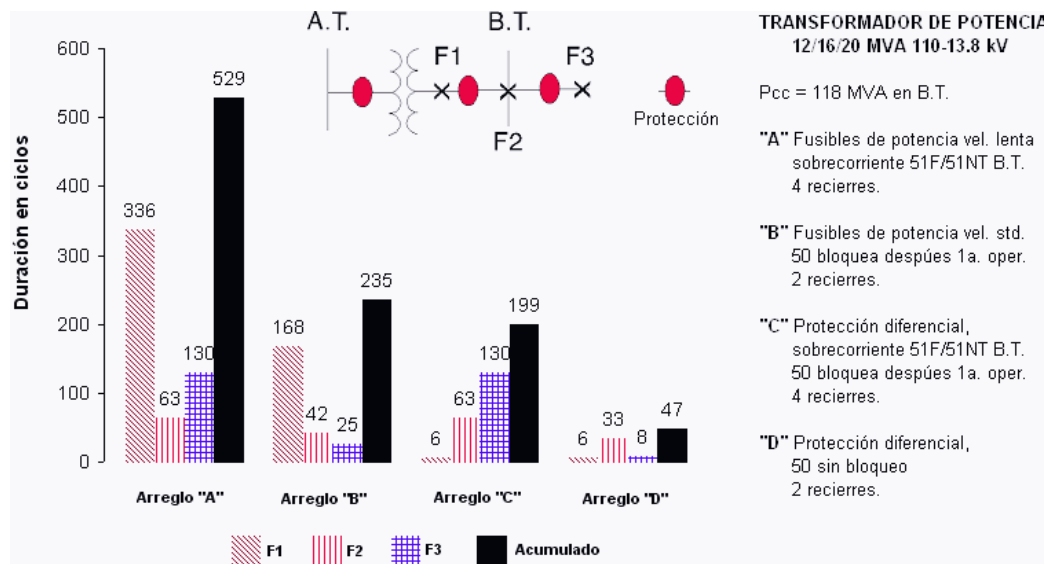


Figura 3.8 Duración acumulada de cortocircuitos para un transformador de potencia en una subestación de distribución con diferentes arreglos de protección.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

La Figura 3.8 compara los esfuerzos a que se ve sometido un transformador de potencia con diferentes esquemas de protección, para un ciclo de 3 fallas presentadas en diversas localidades, pero con prácticamente la misma magnitud de 4,979 amperes:

- Una falla **F1** en las terminales secundarias del transformador de potencia.
- Una falla **F2** en las barras de baja tensión.
- Una falla **F3** de naturaleza permanente en la salida del alimentador de distribución.

Para cada arreglo de protecciones, se muestra el tiempo en que cada una de las fallas es liberada por el esquema correspondiente, obteniéndose al final el tiempo acumulado respectivo, mismo que es proporcional al esfuerzo equivalente soportado por el transformador de potencia.

Los arreglos cuyos costos iniciales son menores, representan tiempos acumulados de 529 y 235 ciclos respectivamente, en comparación con los 199 y 47 ciclos correspondientes en arreglos con esquemas como los recomendados.

Cabe resaltar la diferencia existente entre los arreglos "A" con "B" y "C" con "D" respectivamente, al reducirse los esfuerzos resultantes con solo la aplicación de diferentes criterios de ajuste sobre esquemas de protección similares.

La justificación para seleccionar el arreglo recomendado sobre el arreglo más económico, debe plantearse sobre aspectos técnicos que demuestren los beneficios obtenidos, tales como:

- Una mayor vida útil del transformador de potencia.
- Menores costos por mantenimiento al transformador de potencia.
- Mayor disponibilidad del transformador de potencia.
- Menores tiempos y costos de reposición por operación de la protección primaria del transformador de potencia.
- Posibilidades de telecontrol, monitoreo y automatización.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

3.2.2 Criterios básicos de ajuste para los esquemas de protección contra sobre-corriente en subestaciones de distribución

A continuación se describen algunos de los criterios básicos comúnmente aplicados, para cada una de las protecciones de sobrecorriente que conforman los esquemas de protecciones.

3.2.2.1 Protección en alta tensión del transformador

Para la protección del transformador de potencia es necesario considerar su curva de sobrecarga normalizada (ANSI), la cual fija un límite de seguridad a partir del cual se establecen lineamientos generales para el ajuste de su protección.

El transformador se protege por fallas externas principalmente por fallas del bus de baja tensión, para ello se utiliza el relevador de sobre-corriente de fase 51F o fusibles de potencia según corresponda, contra sobrecarga a partir del 200% de su capacidad en OA para equipos con clase de enfriamiento OA/FA1/FA2, y desde el 150% de su capacidad en OA para equipos con clase de enfriamiento OA/FA.

Estas protecciones deben tomar en cuenta la corriente de magnetización (Inrush) que se presenta al energizar un transformador, y que puede alcanzar valores hasta de 12 veces la corriente nominal en OA en un intervalo de tiempo de 0.1 segundo, debiendo prevenirse por tanto la operación en falso de la protección instalada en el lado de alta tensión, sea esta a base de relevadores o de fusibles de potencia.

De manera similar sucede con el efecto de carga fría, que es el resultado de la combinación de cargas conectadas en el circuito y que al momento de energizar el transformador pueden ocurrir, debiendo la protección permanecer inmune a su presencia. La experiencia ha determinado que dicho efecto puede alcanzar (dependiendo de la naturaleza de las cargas conectadas al sistema)

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

magnitudes de 2 a 6 veces la corriente nominal en OA del transformador durante períodos hasta de 1.0 segundo.

La protección en alta tensión del transformador, debe protegerlo contra fallas externas, especialmente si ocurren en las barras colectoras del lado de baja tensión. Este tipo de fallas externas pueden causar daños al transformador si no se liberan rápidamente, pues le provocan esfuerzos térmicos y mecánicos muy severos; al ocurrir esta condición, la protección debe operar y librar al transformador en tiempos alrededor de 1.0 segundo, evitando por otra parte alcanzar la curva de daño del transformador protegido.

3.2.2.2 Protección de neutro en baja tensión del transformador

Se considera conveniente proteger contra cargas desbalanceadas para un valor alrededor del 30% de la capacidad nominal en OA utilizando un relevador de sobre-corriente 51NT de respaldo conectado al TC de neutro del transformador.

Este relevador debido a que no se ve afectado con la corriente de carga, es posible ajustarlo a un valor de entre el 10 y el 70% de esta, dependiendo del grado de desbalance del sistema.

La protección de neutro en baja tensión del transformador, debe protegerlo contra algunas fallas internas a tierra como las ocurridas en ciertas porciones del devanado secundario y contra fallas externas a tierra, especialmente si ocurren en las barras colectoras del lado de baja tensión.

Este tipo de fallas pueden causar daños al transformador si no se liberan rápidamente, pues le provocan esfuerzos térmicos y mecánicos muy severos; al ocurrir esta condición, la protección debe operar y librar al transformador en tiempos alrededor de 1.5 segundos o más si la protección de fase tiene la suficiente sensibilidad para despejar las fallas a tierra en tiempos de

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

aproximadamente 1.0 segundo, evitando por otra parte alcanzar la curva de daño del transformador protegido.

3.2.2.3 Protección en baja tensión del transformador

Los relevadores de sobre-corriente de fase del interruptor de banco en baja tensión deben ajustarse para un pick-up máximo del 200% de la capacidad nominal OA del transformador.

En las subestaciones que utilizan este arreglo de protección además de otro en alta tensión, debe establecerse la coordinación entre ambas. En tal caso los tiempos para fallas en barras de baja tensión para la protección del lado primario pueden incrementarse al adquirir la función de respaldo de la protección instalada en el lado secundario.

De manera particular para instalaciones con arreglos en ambos lados del transformador, el elemento 51N con conexión residual en el lado de baja tensión puede ajustarse a un valor entre el 10% y el 50% de la corriente nominal del transformador sin que éste sea superior al ajuste dado al 5INT.

Cuando únicamente se dispone de un solo arreglo en baja tensión, puede considerarse que se trata de una instalación del tipo rural con transformadores de capacidades menores de 7.5 MVA.

Para tales subestaciones puede establecerse que no se justifica económicamente el empleo de interruptor de potencia en alta tensión, utilizándose fusibles de potencia en el primario e interruptor de potencia en baja tensión para proteger al transformador contra fallas en la barra de baja tensión, y como respaldo de los alimentadores, para evitar fusión de fusible por fallas externas ajenas al transformador.

Para los alimentadores generalmente se emplean restauradores ya que por la carga que se alimenta y el bajo nivel de falla no se justifica económicamente el uso de interruptores de potencia.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

3.2.2.4 Protección del alimentador de distribución

Los alimentadores de distribución en subestaciones con transformadores mayores a 7 MVA, generalmente cuentan con interruptores de potencia, asociados con relevadores de protección por sobre-corriente (50F/51F, 50N/51N).

Los relevadores de sobre-corriente de fase se deben ajustar a una corriente de arranque (pick-up) que permita llevar una determinada sobrecarga para efectos de crecimiento, acciones de operación y mantenimiento, atención de situaciones emergentes, etc.; como por ejemplo un 200% de la corriente de carga máxima (se recomienda en la mayoría de los casos que este margen nunca sea menor al 150%).

Debe cuidarse por otra parte que la corriente secundaria en régimen permanente no sea mayor a 5 amperes y al mismo tiempo que la corriente secundaria de falla máxima no sobrepase los 100 amperes secundarios. Con esto pueden evitarse situaciones de daño o saturación en los transformadores de corriente, así como mal funcionamiento de la protección debido a señales de corriente con alta saturación.

Para la selección de ajustes de las unidades 51 de fase de cada alimentador deben considerarse los siguientes aspectos:

- a. Mayor que la carga máxima del circuito, considerando tanto condiciones normales como de emergencia (enlaces con circuitos de la misma subestación o de otras).
- b. Menor que la capacidad de conducción (ampacidad) del conductor de la línea troncal.

En lo relativo a la selección de ajustes de los elementos 51 de neutro o residuales, debe tomarse en cuenta lo siguiente:

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

- a. Mayor que el máximo desbalance existente debido a condiciones de cargas no balanceadas, que por la naturaleza del sistema, puede considerarse como una condición normal o tolerable de operación.
- b. Menor al 30 % del ajuste de la protección de fase, para disponer de una adecuada sensibilidad para la detección de fallas con baja magnitud, mismas que en muchas ocasiones pueden ser incluso menores o comparables a las corrientes de carga.

Con referencia al criterio que puede aplicarse para el ajuste de las unidades 50 a efecto de asegurar que no sobre-alcancen a las protecciones delanteras, se estima que ajustes que cubran máximo el 80 % de la longitud existente entre la subestación y el dispositivo de protección más cercano sobre la línea. Sin embargo si dicha distancia es muy cercana puede presentarse el sobre-alcance entre protecciones adyacentes.

Por tal razón se ha determinado una distancia mínima entre ambos dispositivos para justificar el empleo de unidades instantáneas y que en términos de niveles de falla establece que se requiere de al menos un valor de 1.6 entre el valor de falla del primer dispositivo con respecto al valor de falla del segundo dispositivo. Si esta relación mínima no se cumple, se recomienda bloquear la unidad instantánea.

Lo anterior se deduce de la siguiente ecuación:

$$N = \frac{K_s (1 - K_i) + 1}{K_i}$$

Donde:

N = Distancia en p.u. del tramo protegido

K_i = 1.3 (Para instantáneas del tipo IIT, SC, IT) Z₁

K_s = Z_s

Z_s = Impedancia del sistema.

Z₁ = Impedancia del alimentador.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

3.3 Criterios de aplicación de protecciones en redes de distribución

A diferencia de las subestaciones donde prácticamente la totalidad de las fallas son de naturaleza permanente, en las redes de distribución un alto porcentaje de los disturbios que se presentan son de naturaleza transitoria.

Las excepciones a este comportamiento son las redes de distribución subterránea, donde la totalidad de las fallas son de naturaleza permanente.

Bajo estas premisas y considerando las características de los equipos de protección utilizados en sistemas de distribución, puede establecerse que existen fundamentalmente dos tipos de dispositivos de protección para sistemas de distribución, en función de la naturaleza de una falla.

3.3.1 Dispositivos de protección contra fallas permanentes

Son aquellos que por sus características de operación, requieren ser reemplazados o restablecidos para re-energizar un elemento del sistema que se ha visto sometido a una falla.

Este tipo de dispositivos reaccionan desconectando del sistema la porción dañada independientemente de que la falla haya sido de naturaleza transitoria o permanente.

Es decir, su operación implica una interrupción considerable en el suministro de energía eléctrica, cuya duración dependerá de la localización y reparación de la falla así como del reemplazo o restablecimiento del dispositivo de protección operado (en caso de fallas de naturaleza permanente), o de simplemente la revisión y prueba de la porción fallada así como el reemplazo o restablecimiento del dispositivo de protección operado (en caso de fallas de naturaleza transitoria). Los equipos típicos para esta aplicación son básicamente fusibles y seccionadores.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

3.3.2 Dispositivos de protección contra fallas transitorias

Son aquellos que por sus características de operación, disponen de la función de auto-restablecimiento o re-cierre automático y no requieren ser reemplazados o restablecidos para re-energizar un elemento del sistema que se ha visto sometido a una falla de naturaleza transitoria.

Este tipo de dispositivos reaccionan desconectando momentáneamente del sistema la porción dañada e independientemente de que la falla haya sido de naturaleza transitoria o permanente re-energizan el elemento protegido. Dependiendo del ajuste seleccionado, puede disponerse de varios ciclos de conexión-desconexión.

Su operación implica una interrupción momentánea (en caso de fallas de naturaleza transitoria) en el suministro de energía eléctrica, cuya duración dependerá del tiempo de re-cierre. Si la falla es de naturaleza permanente, el dispositivo al completar su secuencia de operación ajustada, abre y queda bloqueado, dejando aislado del sistema el elemento fallado hasta en tanto se proceda a la reparación de la falla.

Los equipos típicos para esta aplicación son básicamente restauradores e interruptores con relevadores de protección y re-cierre automático.

Aunque por sus características de funcionamiento podría pensarse que el denominado ***fusible de triple disparo***, es un dispositivo de protección contra fallas transitorias, no se le considera completamente como tal, en virtud de que no posee la función de reposición automática (invariablemente siempre es necesaria la presencia del personal para reponer las unidades fundidas y poder dejar así preparado el dispositivo para un ciclo completo de operación).

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

3.3.3 Protección contra fallas permanentes y transitorias en las redes de distribución

Con lo señalado en los incisos anteriores podría deducirse, que la aplicación de dispositivos de protección para redes de distribución es labor sencilla, identificando únicamente la naturaleza de las fallas que pueden ocurrir.

Desde luego, esta afirmación es válida para sistemas donde las fallas son de una sola naturaleza.

Si la red está sujeta únicamente a fallas de naturaleza permanente como es el caso de circuitos, redes o transiciones subterráneas, basta con ubicar por cada elemento identificable (troncal, ramales, sub-ramales, etc.), un dispositivo de protección contra fallas permanentes a través de un fusible o un seccionalizador ajustado a "1 conteo" (en el inicio de un alimentador de circuito es común la instalación para tal propósito, de un interruptor sin relevador de re-cierre automático o en transiciones aéreas-subterráneas de cierta importancia un restaurador ajustado a un solo disparo en curva lenta).

Si la red estuviera sujeta únicamente a fallas de naturaleza transitoria, bastaría con ubicar estratégicamente en función de sus zonas de protección, un interruptor o restaurador al inicio del alimentador y tantos restauradores como fuera necesario para cubrir la totalidad del circuito.

Sin embargo en las redes de distribución aéreas, aún aquellas construidas con las más altas especificaciones técnicas de calidad y con una atención adecuada en cuanto a su operación y mantenimiento se refiere, no puede asegurarse bajo ninguna circunstancia que estarán ajenas a una falla de naturaleza permanente, dadas sus características de vulnerabilidad hacia agentes externos al sistema.

Por tal motivo, la aplicación de un sistema de protección en una línea o red aérea de distribución, debe contemplar dispositivos para protegerla contra fallas de naturaleza transitoria y fallas de naturaleza permanente.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Lo anterior implica que deben existir de manera coordinada ambos tipos de dispositivos, mediante la adecuada aplicación de los criterios de coordinación desarrollados, puede lograrse una óptima selectividad del sistema de protecciones, de manera que en función de la naturaleza de cada falla presentada, puedan tenerse operaciones únicamente de los dispositivos correspondientes.

Como una ilustración a los conceptos señalados anteriormente, en la Figura 3.6 se muestra el proceso a seguir para la conformación de un sistema de protecciones mediante la aplicación de diferentes dispositivos de protección en un circuito de distribución.

En el inciso (a) de dicha figura se muestra el diagrama unifilar de un circuito de distribución típico, donde puede observarse la subestación de distribución con un transformador de potencia y sus barras de alta y baja tensión.

El alimentador inicia a partir de las barras de baja tensión a través de una trayectoria principal o "troncal", de la cual se derivan trayectorias secundarias o "ramales" y de las que pueden también derivarse otras más o "sub-ramales".

Se muestran también a lo largo de todo el circuito, varios transformadores de distribución con cargas asociadas y conectadas a sus secundarios (otras cargas podrían también estar conectadas de manera directa a la red primaria del circuito).

Al ser los transformadores de distribución, elementos que por sus características se ven sometidos a fallas de naturaleza permanente, como primer paso para la conformación del sistema de protección, puede observarse que su interconexión al circuito es precisamente a través de dispositivos de protección contra tal tipo de disturbios, es decir fusibles; de tal forma que cualquier anomalía presentada en un transformador de distribución, lo aislará del circuito sin ninguna influencia sobre el resto de la red.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Como segundo paso en el establecimiento del sistema de protección y como se muestra en el inciso (b) de la Figura 3.6, es necesario dotar al circuito, de protección contra todas las fallas de naturaleza transitoria que puedan ocurrir en cualquier porción o elemento del mismo.

Es práctica común, instalar un interruptor "A" en la subestación al inicio del alimentador, cuyos ajustes establecen una zona de cobertura o protección tal y como se indica en la Figura 3.9 (b).

Al respecto puede observarse que dicha zona de protección es incapaz de proteger a la totalidad del circuito, por lo que se hace necesaria la ubicación de un segundo dispositivo "B" de protección contra fallas de naturaleza transitoria, en este caso un restaurador.

De manera similar, se requiere establecer la zona de protección de este segundo dispositivo para verificar su cobertura.

En forma sucesiva y si así corresponde, podrían ubicarse otros dispositivos similares "C", "D", "E", etc., como el estudio lo justifique, con el objeto de que cualquier punto del circuito quede al menos dentro de una de las zonas de cobertura de dichos equipos de protección.

Cabe destacar que entre las zonas de protección de los dispositivos "A" y "B" mostrados, se tiene un área de traslape, misma que se recomienda establecer en todos los casos. Es precisamente en dichas áreas entre equipos adyacentes donde los criterios de coordinación de protecciones deben aplicarse para asegurar la adecuada selectividad del sistema.

Cubierta la totalidad del circuito contra la ocurrencia de fallas de naturaleza transitoria, el tercer y último paso del proceso se muestra en el inciso (c) de la misma figura, y consiste en proteger a cada uno de los elementos del circuito contra la eventualidad de fallas de naturaleza permanente.

Sobre el particular se recomienda la instalación de un dispositivo para tal propósito (fusible o seccionador), en cada uno de los elementos identificables (ramales, sub-ramales, acometidas, etc.) del circuito.

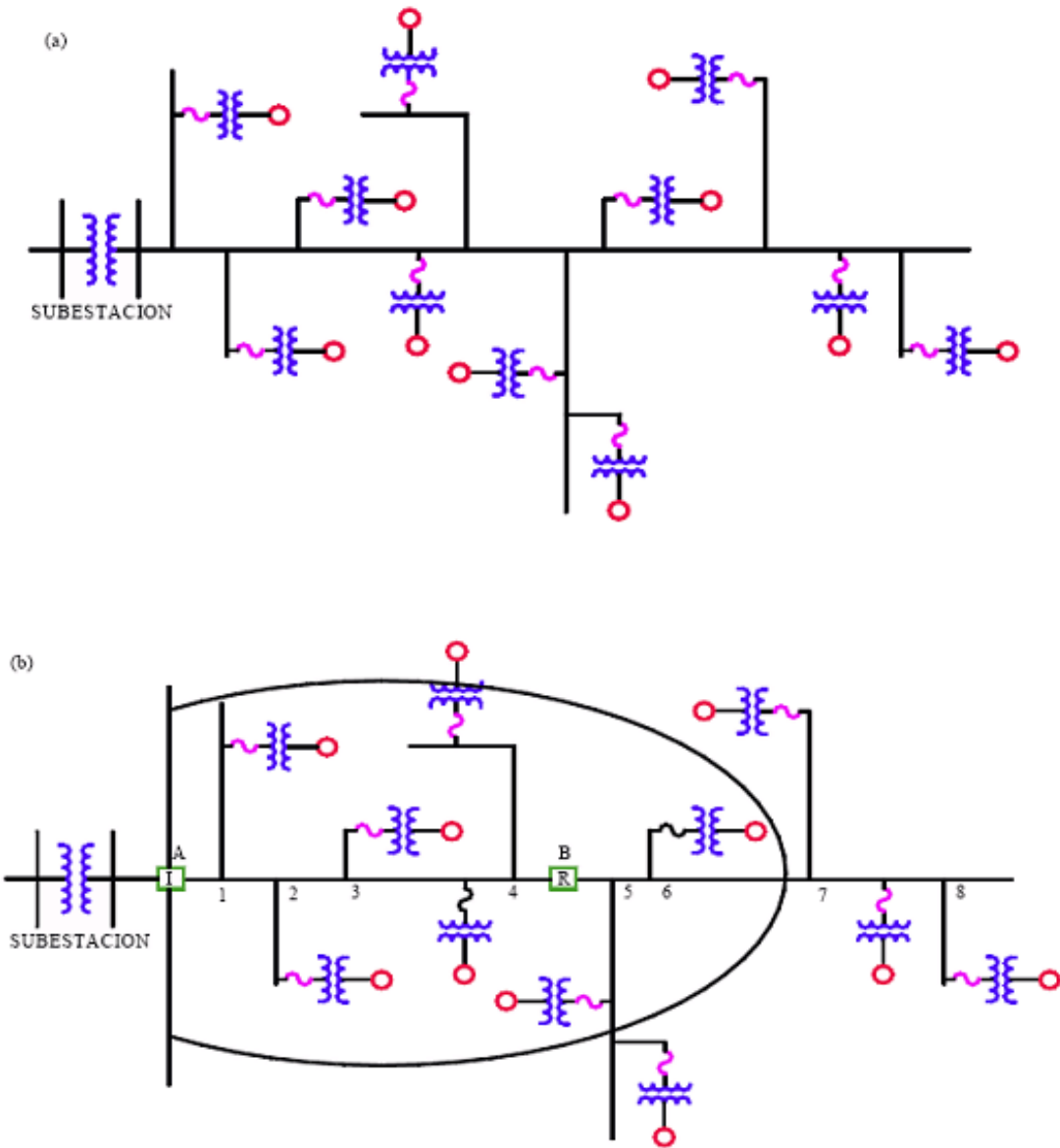
CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Como puede observarse, el sistema de dispositivos de protección establecido conforma el sistema de protección del circuito, y desde el punto de vista de la naturaleza de las fallas que pueden ocurrir en la red, brinda una adecuada selectividad y confiabilidad; manteniendo la seguridad de los elementos del circuito ante la presencia de fallas de naturalezas transitoria y permanente, así como la continuidad del servicio para el resto del circuito en caso de fallas de naturaleza permanente en cualquiera de sus elementos.

Definidos los dispositivos y su ubicación mediante el auxilio de conceptos fundamentales como son las "Zonas de Protección" y la "Naturaleza de las Fallas", es necesario aplicar los criterios de coordinación particulares entre cada par de dispositivos adyacentes, para determinar los ajustes que permitan su operación armoniosa y coordinada ante cualquier tipo de contingencia que pueda ocurrir.

El cabal cumplimiento de lo anterior, redundará finalmente en un adecuado equilibrio de las características funcionales del sistema de protección: Confiabilidad, Rapidez, Economía, Simplicidad y Selectividad.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN



CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

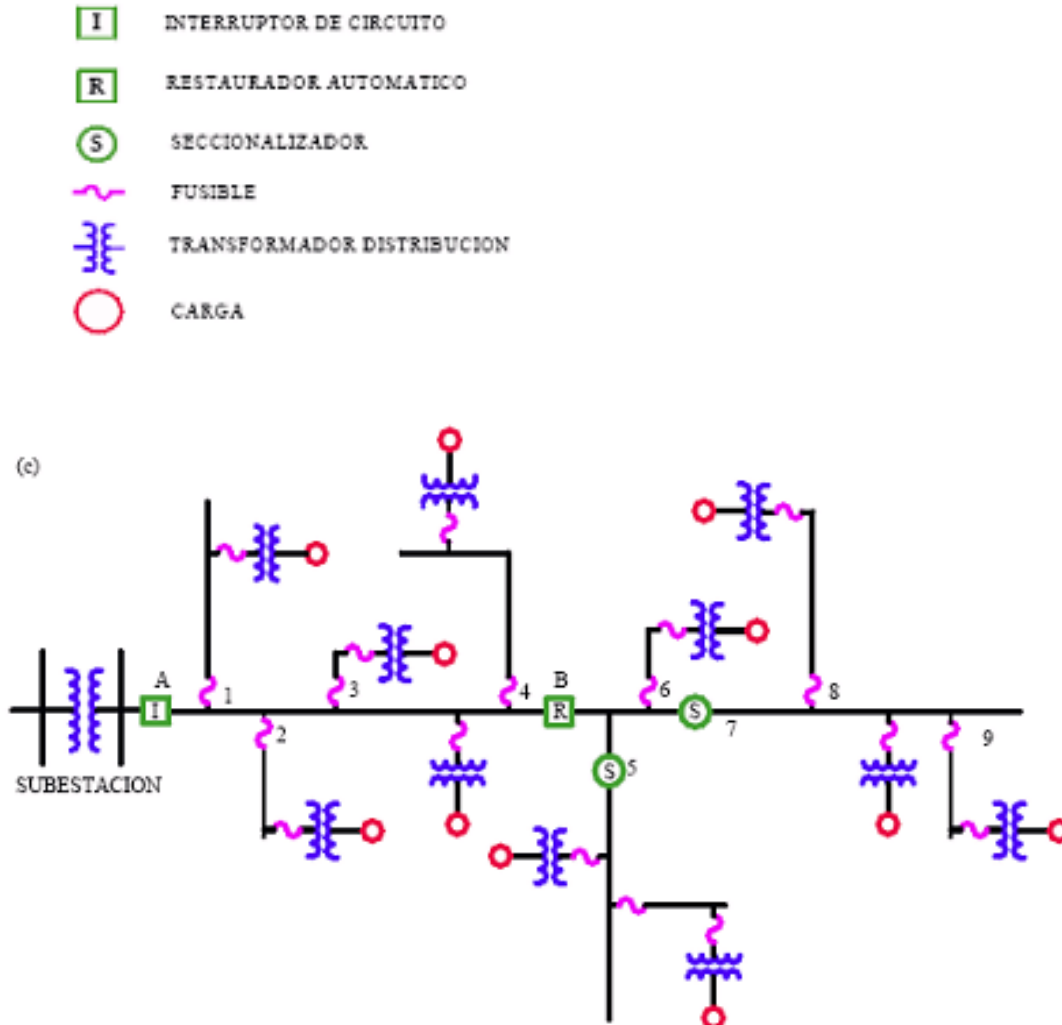


Figura 3.9 Secuencia de aplicación de un sistema de protección en un circuito de distribución aéreo

3.4 Elementos del sistema de distribución y sus características

Dentro del sistema de distribución es posible encontrar diferentes equipos eléctricos como transformadores, capacitores, reguladores y conductores, en el que cada uno cumple una función específica. Para ello se tendrá que estudiar el comportamiento de los principales equipos ante

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

condiciones anormales de operación o de cortocircuito, estableciendo los criterios para brindarles una adecuada protección.

3.4.1 Transformadores

Este equipo es el elemento más importante y costoso de una subestación, se encuentra en todos los niveles de tensión. El diseño de los esquemas de protección de transformadores es un tema bastante amplio y toma en cuenta aspectos propios del equipo como capacidad, tensión, tipo, conexión y aplicación, así como el principio de detección de fallas eléctricas, mecánicas y térmicas.

3.4.2 Curvas de daño

Los criterios para la selección, aplicación y ajustes de la protección por medio de fusibles o relevadores deben de considerar que el transformador sea protegido contra el efecto de las corrientes de falla externas que al pasar por él mismo durante un tiempo determinado pueden dañarlo.

Para los transformadores, la aplicación de protecciones de sobre-corriente para limitar el tiempo de exposición a las corrientes de corto circuito, se considera para su aplicación 4 categorías de transformadores dependiendo de su capacidad. En la Tabla 3.1 se indica dicha clasificación.

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

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

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Para transformadores de categoría II y III se tienen dos curvas, dependiendo del número de ocurrencias de fallas en el transformador, tiempo de vida y niveles de corriente de falla.

Tabla 3.1 Clasificación de los transformadores

CATEGORIA	CAPACIDAD MINIMA EN KVA	
	MONOFASICO	TRIFASICO
I	5-500	15-500
II	501-1668	501-5000
III	1667-1000	5001-30000
IV	>10000	>30000

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

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

La validación de estas curvas límite de daño no pueden ser demostradas por pruebas, entonces los efectos son acumulables, disminuyendo el tiempo de vida útil del transformador.

3.4.3 Categoría I

Los límites recomendados están basados en la curva de la Figura 3.10, la cual refleja las consideraciones térmicas y mecánicas, debiendo ser aplicada como una curva de protección para fallas que ocurran ya sea frecuentemente o no.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

La porción punteada de la curva cubre la variación requerida de la capacidad de cortocircuito que soportan los transformadores de distribución de acuerdo a la norma IEEE Std C57.12.00-1993 que considera 40 veces la corriente nominal.

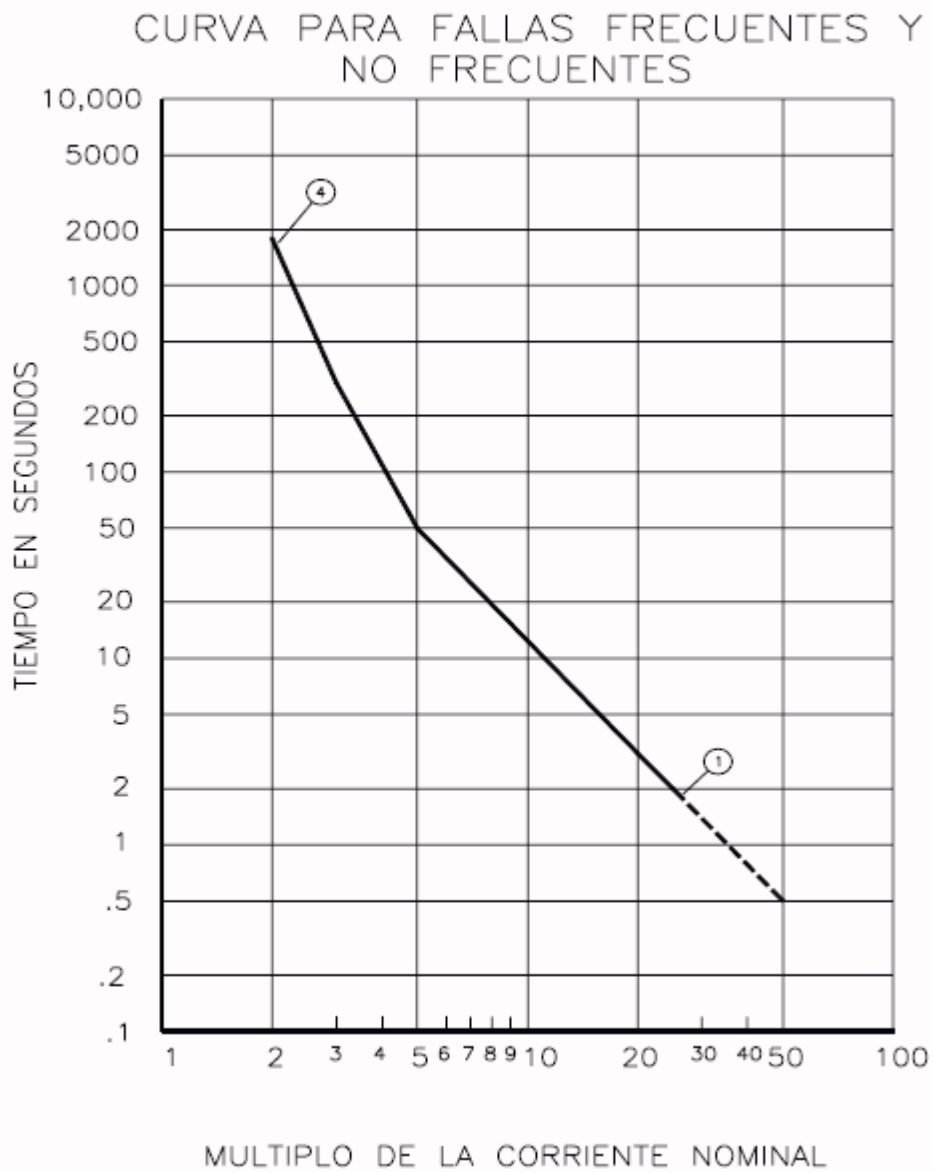


Figura 3.10 Transformadores categoría I

3.4.4 Categoría II

En esta categoría se contemplan dos curvas una para fallas frecuentes (Figura 3.11) y otra para fallas no frecuentes (Figura 3.12), frecuencia de falla se refiere al número de fallas con magnitud mayor al 70% de la máxima posible. Falla frecuente: Se considera así cuando ocurren más de 10 en la vida del transformador.

Curva para fallas frecuentes. Esta curva refleja consideraciones de daño térmico y mecánico, una parte de la curva depende de la impedancia del transformador para fallas superiores al 70% de la máxima.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

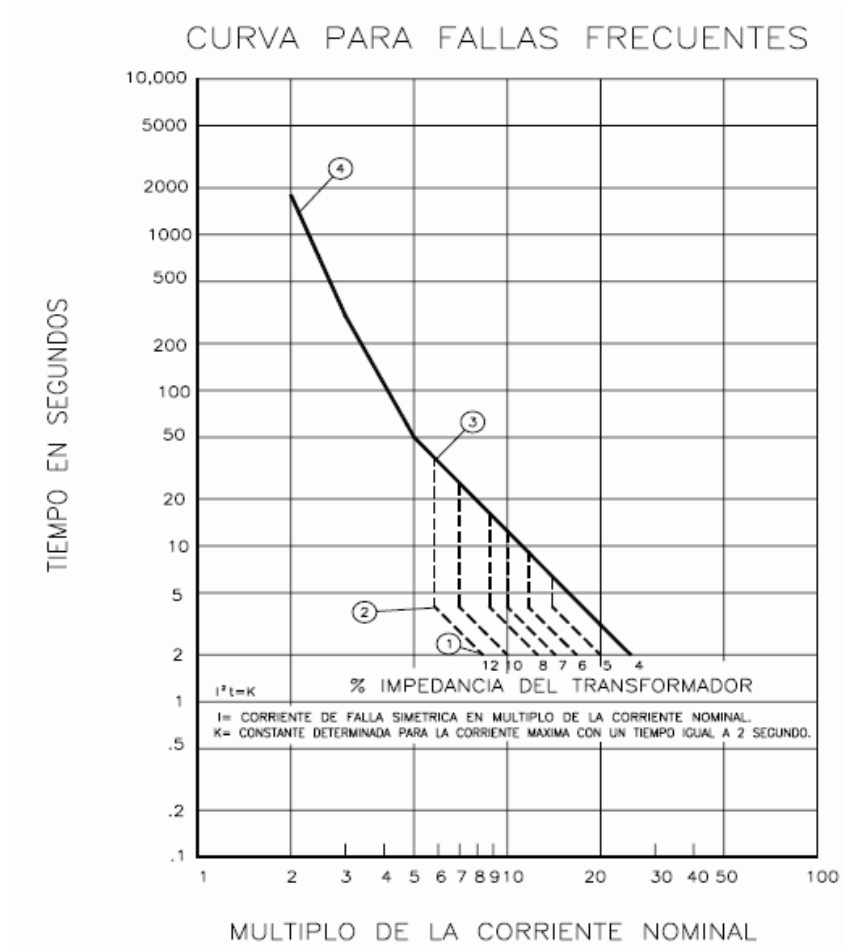


Figura 3.11 Transformadores categoría II

Curva para fallas no frecuentes. Esta curva refleja principalmente el daño térmico. No depende de la impedancia del transformador, se puede usar para protección de respaldo donde el transformador es expuesto a fallas frecuentes libradas por relevadores rápidos.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

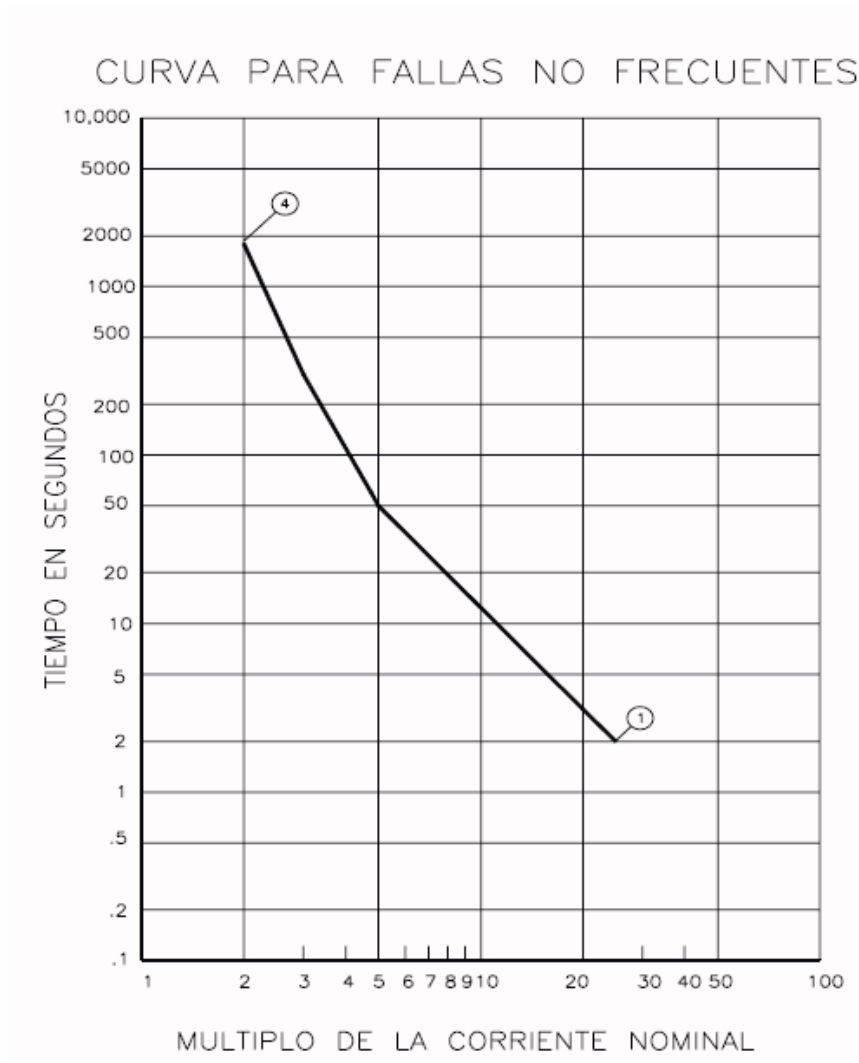


Figura 3.12 Transformadores categoría II

3.4.5 Categoría III

En esta categoría también se consideran dos curvas, una para fallas frecuentes (Figura 3.13) y otra para fallas no frecuentes (Figura 3.14), en donde frecuencia de falla se considera la ocurrencia de más de 5 en la vida del transformador, con una magnitud mayor al 50% de la máxima posible.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

La curva para fallas frecuentes refleja los daños térmicos y mecánicos, se debe considerar la impedancia del transformador, para fallas superiores al 50% de la corriente máxima posible y se obtiene esta parte de la curva con la formula $I^2 t$ para el caso de daño mecánico.

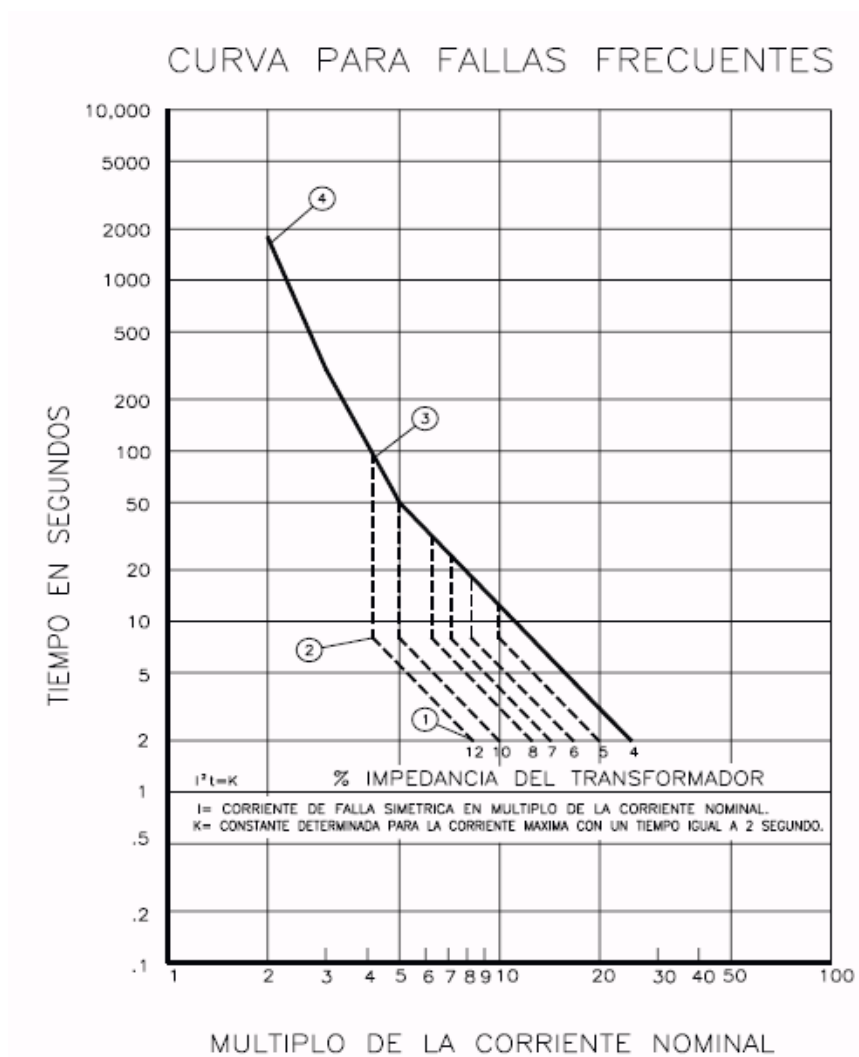


Figura 3.13 Transformadores categoría III

La curva para fallas no frecuentes refleja solamente los daños térmicos, no depende de la impedancia del transformador. Esta curva puede usarse también para protección de respaldo

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

donde el transformador se expone a fallas frecuentes normalmente libradas por relevadores rápidos.

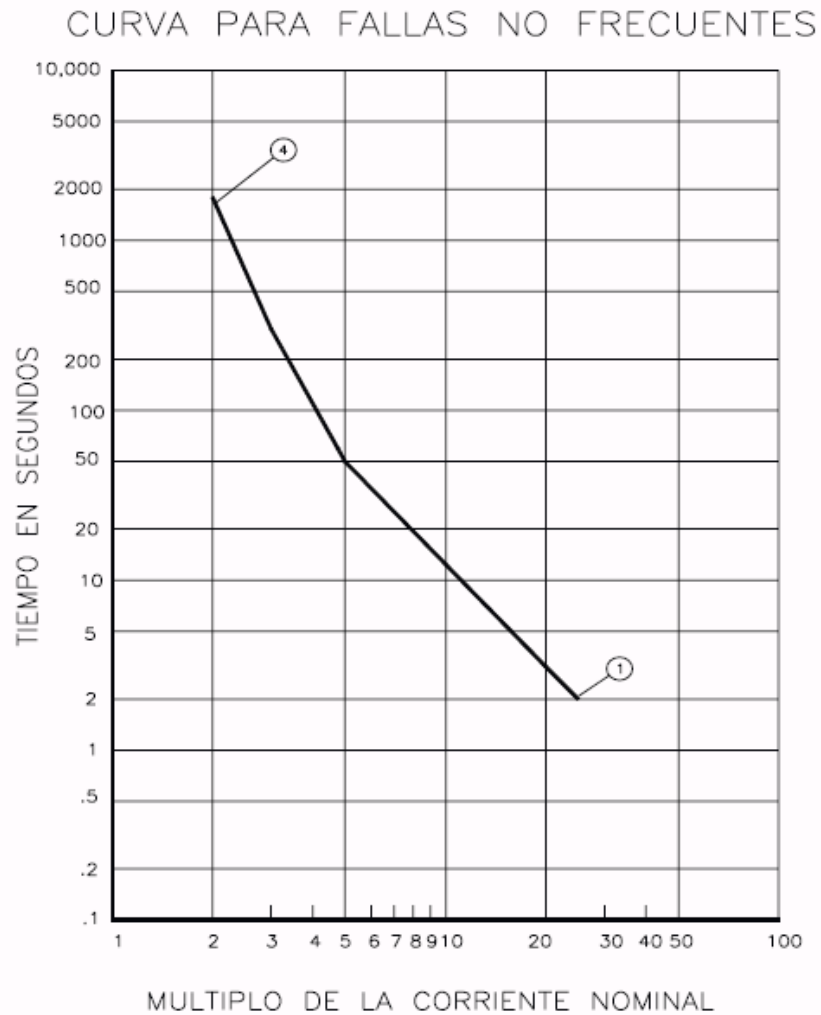
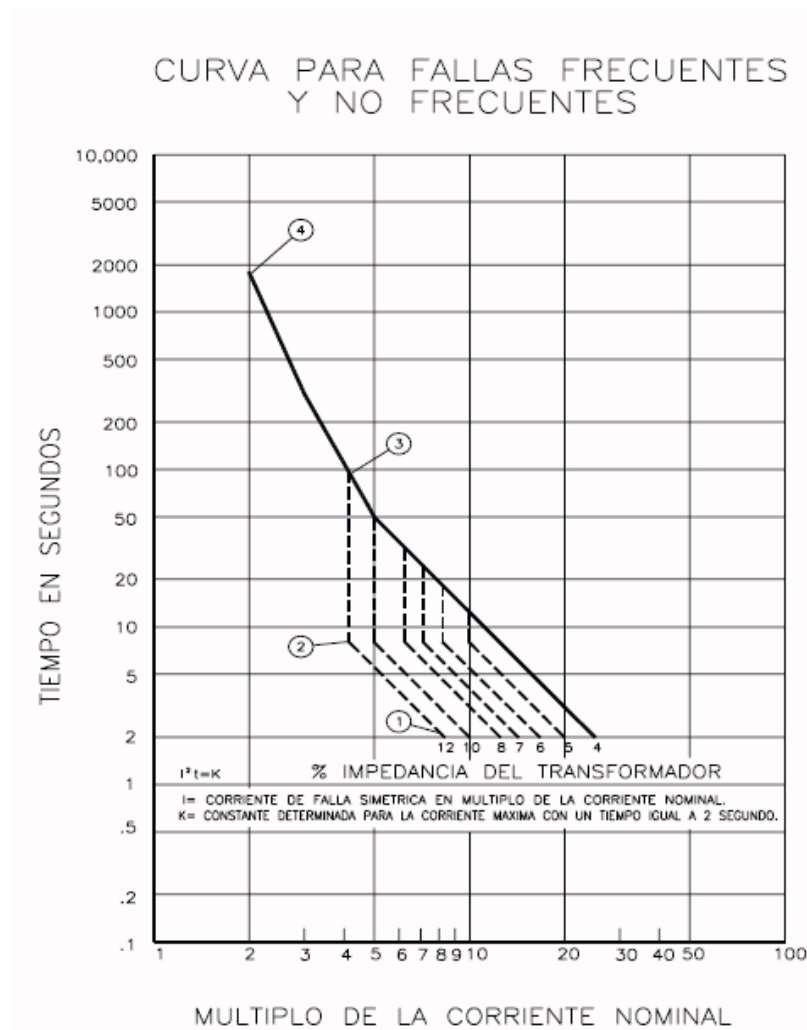


Figura 3.14 Transformadores categoría III

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

3.4.6 Categoría IV

La curva de la Figura 3.15, refleja ambas consideraciones mecánicas y térmicas y deberá aplicarse a fallas frecuentes como para no frecuentes, de forma similar como para la categoría III la parte de la curva mayor al 50% de la corriente máxima posible depende de la impedancia del transformador.



CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Con el objeto de facilitar la representación gráfica de la curva de daño del transformador (o curva ANSI), se han desarrollado ecuaciones que definen dicha curva; la cual puede obtenerse, dependiendo de la categoría, mediante la unión de 2 ó 4 puntos. En la Tabla 3.4 se muestran dichas ecuaciones con las que se obtienen las coordenadas tiempo-corriente que definen cada punto.

Tabla 3.4 Determinación de puntos coordenados t-i para definir la curva ANSI de un transformador

PUNTOS DE CURVA ANSI			
PUNTO	CATEGORIA DEL TRANSFORMADOR	TIEMPO (SEG.)	CORRIENTE (AMPERES)
1	I	$t = 1250 \cdot (Z_t)^2$	$I_F = \frac{I_{sc}}{Z_t}$
	II	$t = 2$	$I_F = \frac{I_{sc}}{Z_t}$
	III, IV	$t = 2$	$I_F = \frac{I_{sc}}{Z_t + Z_s}$
2	II	$t = 4.08$	$I_F = 0.7 \cdot \frac{I_{sc}}{Z_t}$
	III, IV	$t = 8.0$	$I_F = 0.5 \cdot \frac{I_{sc}}{Z_t + Z_s}$
3	II	$t = 2251 \cdot (z_t)^2$	$I_F = 0.7 \cdot \frac{I_{sc}}{Z_t}$
	III, IV	$t = 5000 \cdot (z_t + z_s)^2$	$I_F = 0.5 \cdot \frac{I_{sc}}{Z_t + Z_s}$
4	1, II, III, IV	$t = 50$	$I = 5 \cdot I_{sc}$

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Cabe señalar que las variables involucradas en las expresiones matemáticas de la Tabla 3.2, corresponden a lo siguiente:

T tiempo en segundos

I corriente en amperes

Z_t impedancia del transformador referida a su capacidad OA, expresada en p.u.

Z_s impedancia equivalente del sistema hasta el punto de conexión de este con el transformador, referida a la capacidad OA del transformador y expresada en p.u.

I_n corriente nominal del transformador en su capacidad OA, expresada en amperes

3.4.7 Corriente de magnetización

Adicionalmente a la curva ANSI del transformador, el punto de corriente de magnetización o inrush, es una referencia importante, sobre todo al considerar la operación de dispositivos de protección de sobre-corriente como son fusibles o relevadores.

La corriente de magnetización de un transformador depende de los siguientes factores y su duración se considera típicamente de 0.1 segundos.

- Capacidad del transformador
- Magnetismo residual o remanente del núcleo
- Punto sobre la onda de tensión cuando ocurre la energización
- Ubicación del transformador dentro del sistema eléctrico

El valor máximo de esta corriente de magnetización se puede obtener de la Tabla 3.5 y debe considerarse para prevenir operaciones de la protección en falso al energizar el transformador.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Tabla 3.5 Magnitud de la corriente de magnetización para transformadores

CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR(kVA)	CORRIENTE DE MAGNETIZACIÓN O INRUSH (Ω)
500 A 2500	8*Inom
MAYOR DE 2500	10-12 Inom

3.4.8 Corriente de carga fría

Aunque esta corriente no depende de las características del transformador, es importante tomarla en consideración con el objeto de evitar operaciones en falso de la protección, cuando se alimenta súbitamente una carga por parte del transformador.

La denominada "cold load" o carga fría, depende fundamentalmente de la naturaleza y características de la carga; pudiendo considerarse para fines prácticos en la aplicación de transformadores, que varía desde 1·Inom para cargas puramente resistivas, hasta 6·Inom en cargas altamente inductivas.

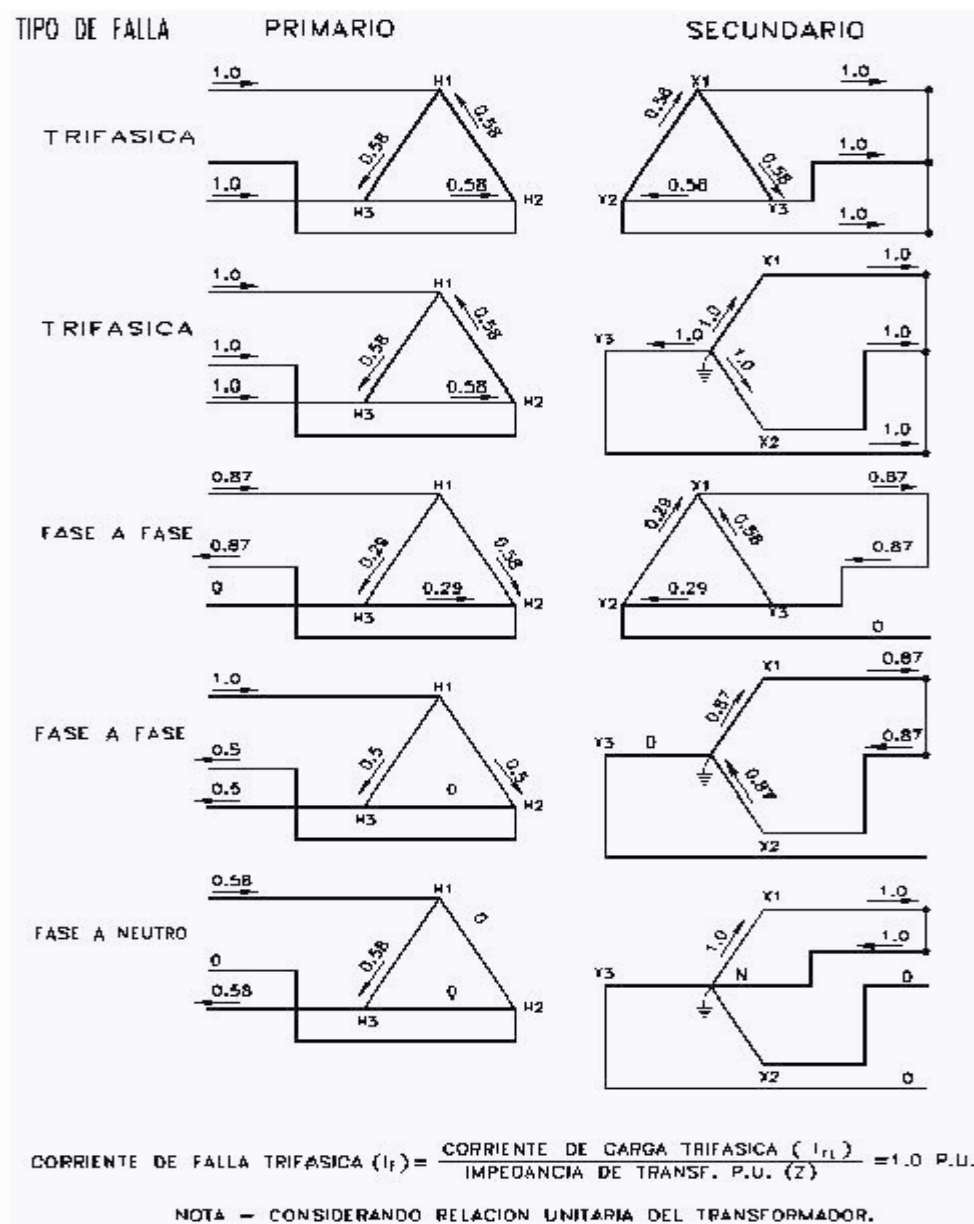
En cuanto al tiempo promedio de duración de esta corriente transitoria, puede tomarse con bastante exactitud un valor de 1.0 segundo.

3.4.9 Conexiones de transformadores

Cuando se realiza un estudio de coordinación es necesario considerar la conexión de los transformadores para analizar el comportamiento de las corrientes en el lado primario para fallas secundarias, sobre todo si se cuenta con elementos de protección en el lado de alta tensión del transformador.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Como ejemplo se considera la conexión Delta-Estrella para falla de fase a tierra (monofásica), cuando se presenta una falla en el devanado secundario fluye una corriente de 1.0 p.u., en tanto que por las fases involucradas de alta tensión circula el 0.58 p.u.



CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Figura 3.16 Comportamiento de las corrientes de falla para diferentes conexiones de transformadores, mostrando corrientes de fase y línea en p.u.

De igual manera se deben hacer las consideraciones para los diferentes tipos de fallas, en función de la conexión del transformador.

En la Figura 3.16 se muestran los valores de corriente en p.u. en el lado primario para los diferentes tipos de fallas secundarias.

3.4.9.1 Ejemplo 5

A continuación se presenta un ejemplo en donde se obtiene la curva de daño y se ilustran las consideraciones para la protección por medio de fusibles instalados en el lado de alta tensión.

Las Figuras 3.13 y 3.14 muestran las características tiempo-corriente de un transformador de potencia y de su protección a base de fusibles, tanto para falla trifásica como para falla de fase a tierra respectivamente, para un transformador de 7.5/9.375 MVA, 115-13.8 kV con una impedancia de 8.33%, en la base de 7.5 MVA, conexión Delta-Estrella aterrizada, y considerando bus infinito para efectos de cortocircuito, es decir, $Z_s = 0$.

- Este transformador de acuerdo a su capacidad corresponde a la categoría III.

- La construcción de la curva de daño para fallas frecuentes es como sigue:

Corriente nominal a 7.5 MVA = 313.8 amperes (en 13.8 kV).

Máxima corriente de falla = $I_n / Z_t = 313.8 / 0.0833 = 3,767$ amperes.

Punto 1. Se consideran 2 segundos para la máxima corriente de falla.

Punto 2. Se considera el 50% de la corriente máxima = 1,884 amperes a 8 seg.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Punto 3. Se consideran el 50% de la corriente máxima = 1,884 amperes a un tiempo de 34 seg.

Punto 4. Se considera para el punto cuatro un tiempo de 50 segundos para una corriente de 1,568 amperes (5 veces la I nominal).

Prolongación de la curva. Es común prolongar la trayectoria de la curva hasta un punto localizado en 626 amperes (dos veces la corriente nominal) y un tiempo de 1800 segundos.

- a. Este transformador está protegido por un juego de fusibles de potencia tipo SMD2B-40E de 40 amperes, curva lenta (TCC 119-1) para 115 kV cuyas características se grafican referidas a la tensión base de 13.8 kV.
- b. Tomando en consideración que los fusibles se encuentran instalados en 115 kV para el análisis de falla a tierra, mostrado en la Figura 3.18, la curva del fusible es desplazada multiplicando los valores de corriente por 1.732 ($1/0.58$).
- c. Las gráficas de las Figuras 3.17 y 3.18 muestran el comportamiento del fusible seleccionado protege adecuadamente al transformador al impedir que cualquier sobrecorriente permanezca el tiempo suficiente antes que el transformador se dañe.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Figura 3.17
Grafica para
falla trifásica

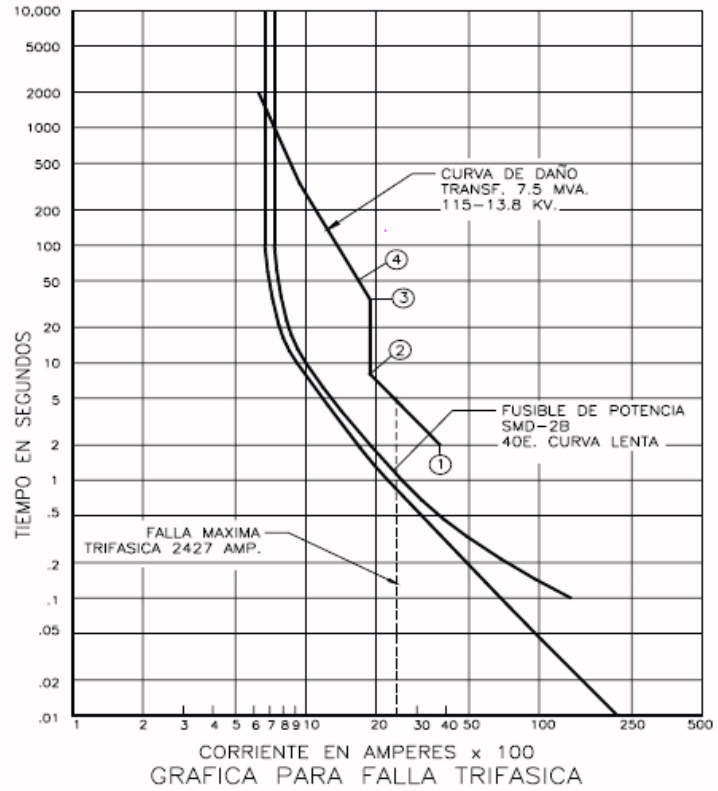
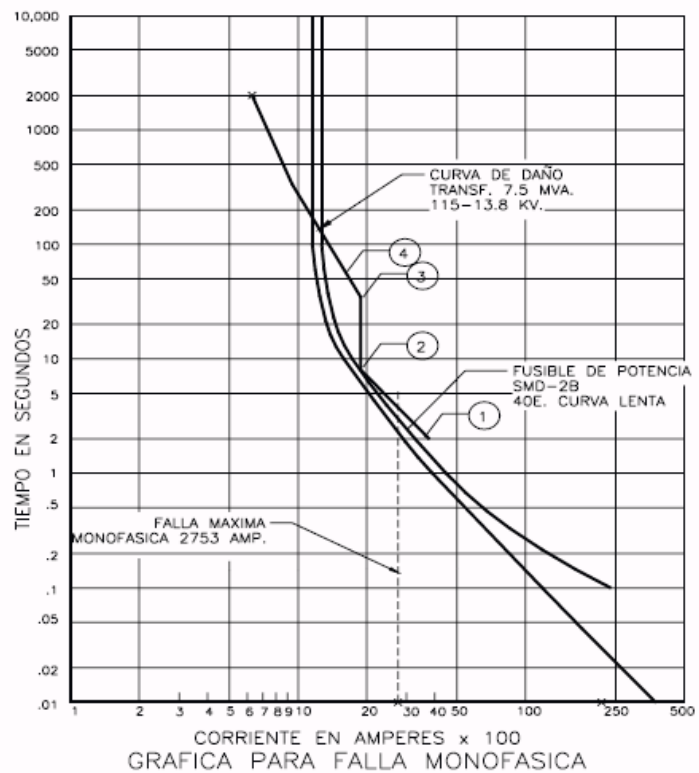


Figura 3.18
Grafica para
falla
monofásica



CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

3.5 Criterios de coordinación de protecciones de sobre-corriente en sistemas de distribución

La protección de sobre-corriente de un sistema de distribución es considerablemente diferente de la existente en otras partes del sistema eléctrico. A diferencia de los sistemas de transmisión y sub-transmisión, el sistema de distribución es normalmente diseñado con una configuración radial.

Así como en los sistemas de transmisión generalmente las funciones de protección se efectúan a través de interruptores asociados con varios tipos de relevadores, en los sistemas de distribución dichas funciones son efectuadas por una gran variedad de dispositivos tales como interruptores, desconectores de operación con carga, fusibles, relevadores de sobre-corriente, restauradores y seccionalizadores.

Así entonces, a continuación se describen en función de las diferentes combinaciones posibles entre pares de dispositivos, los siguientes criterios de coordinación de protecciones de sobre-corriente para aplicación en sistemas de distribución:

- Relevador - Relevador
- Relevador - Restaurador
- Relevador - Fusible
- Relevador - Seccionalizador
- Relevador - Seccionalizador - Fusible
- Restaurador - Restaurador
- Restaurador - Fusible
- Restaurador - Seccionalizador
- Restaurador - Seccionalizador - Fusible
- Fusible - Relevador
- Fusible - Restaurador
- Fusible - Fusible
- Seccionalizador - Seccionalizador

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Cabe aclarar que en lo sucesivo y como mera simplificación, cuando alguno de los criterios descritos involucre a una protección a base de relevadores, se identificará como RELEVADOR, término que en la práctica incluye tanto al propio dispositivo como a otros equipos primarios asociados tales como el interruptor de potencia y los transformadores de instrumento.

3.5.1 Criterio de coordinación relevador-relevador

La aplicación de este tipo de arreglo se da fundamentalmente entre dispositivos ubicados en una misma subestación (protección de banco en A.T., protección de banco en B.T. y protección de banco-protección de alimentador).

El criterio establece que debe existir un margen mínimo en tiempo de coordinación de 0.3 a 0.4 segundos entre las curvas características tiempo-corriente de los dos dispositivos de protección, para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos equipos.

El criterio anterior se ilustra gráficamente en la Figura 3.19.

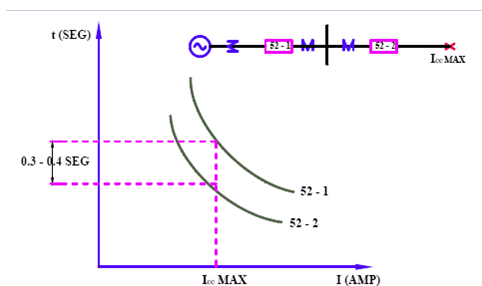


Figura 3.19 Criterio de coordinación relevador-relevador.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Una recomendación que facilita sobremanera un estudio de coordinación cuando se aplica este criterio, es seleccionar la característica tiempo-corriente del dispositivo primario con una inversidad similar a la del dispositivo de respaldo (inversa-inversa, muy inversa-muy inversa, extremadamente inversa-extremadamente inversa, etc.), lográndose mantener con esto una separación uniforme entre ambas curvas al ser sus trayectorias prácticamente paralelas.

Si se desea asegurar la no ocurrencia de disparos en falso de la protección de respaldo, sobre todo para márgenes de coordinación muy estrechos de 0.3 segundos o incluso menores, es práctica común seleccionar la característica tiempo-corriente del dispositivo primario con una mayor inversidad que la del dispositivo de respaldo (inversa-muy inversa, inversa-extremadamente inversa, muy inversa-extremadamente inversa, etc.); con esto las curvas de ambas protecciones tienden a separarse en valores de falla con mayor magnitud, y aunque sus trayectorias parecen aproximarse en corrientes menores, los márgenes de separación llegan a ser del orden de segundos, en razón de la propia conformación log-log del plano coordenado tiempo-corriente.

De manera contraria a lo anteriormente señalado, un estudio de coordinación se verá seriamente comprometido, si la característica tiempo-corriente del dispositivo primario es seleccionada con una inversidad menor que la del dispositivo de respaldo, en razón del acercamiento de curvas para altos valores de falla.

3.5.2 Criterio de coordinación relevador-restaurador

La aplicación de este tipo de arreglo puede presentarse generalmente de dos maneras dentro de un sistema de distribución:

- a. Entre dispositivos ubicados en una misma subestación (protección de banco en B.T., protección de alimentador).
- b. Entre dispositivos instalados en ubicaciones remotas (protección de alimentador-protección sobre la línea de distribución)

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

El criterio establece que debe existir un margen mínimo en tiempo de coordinación de 0.3 a 0.4 segundos entre las curvas características tiempo-corriente de los dos dispositivos de protección, para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos equipos.

Desde luego que el criterio se hace más crítico cuando se trata de la primera aplicación, en razón de que no pueden admitirse bajo ninguna circunstancia disparos simultáneos de ambos dispositivos, ya que el equipo de respaldo (relevador) además de ser la protección general de la subestación, carece de la función de re-cierre automático, por lo que una operación del mismo representa una interrupción prolongada de todos los alimentadores asociados a la barra de B.T. de la instalación.

Caso contrario para la segunda aplicación, donde para ciertas aplicaciones, podría permitirse un disparo simultáneo durante la última operación del restaurador.

Tal flexibilidad es posible en virtud de que el dispositivo de respaldo en esta ocasión corresponde al alimentador de distribución y al disponer de la función de re-cierre automático, no originará una interrupción prolongada sobre la totalidad del circuito.

Cabe señalar que cuando se trata de relevadores del tipo electromecánico debe cumplirse además que el tiempo de la curva "acumulada" del restaurador no debe exceder del 0.9 p.u. el tiempo de la característica de operación del relevador, para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos equipos.

El criterio anterior se ilustra gráficamente en la Figura 3.20, explicándose posteriormente la razón por la que es necesario considerar un efecto acumulativo en la característica tiempo-corriente "lenta" del restaurador.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

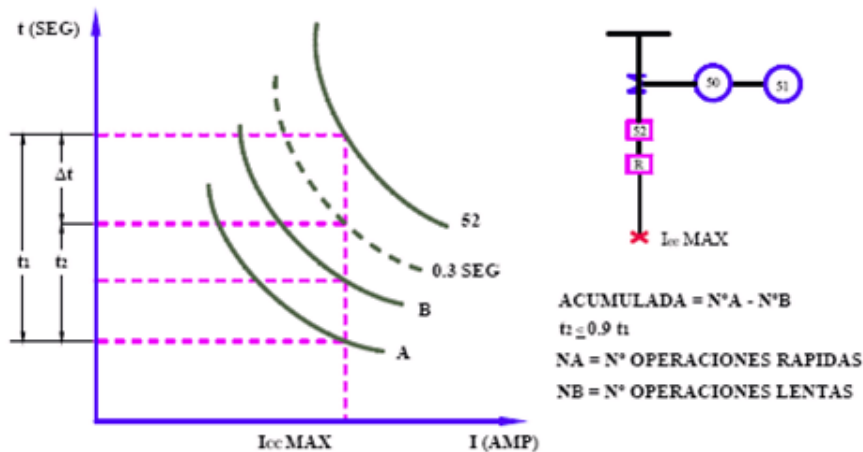


Figura 3.20 Criterio de coordinación relevador-relevador.

Para el caso de relevadores electromecánicos de sobre-corriente, en un estudio de coordinación de protecciones con un restaurador, es necesario efectuar un análisis particular considerando lo siguiente:

- Un interruptor abre y despeja la falla varios ciclos después de que su relevador de sobre-corriente asociado opera.
- El tiempo de reposición (regreso del disco a su posición inicial) para un relevador electromecánico es considerablemente largo y si la corriente de falla vuelve a ocurrir antes de que el relevador se haya repuesto completamente, el disco de este avanzará nuevamente hacia el punto de cierre entre contactos móvil y fijo, desde la última posición de reposición incompleta.

Para aclarar de una manera más amplia estas consideraciones, a continuación se presenta un ejemplo ilustrativo, para un par relevador-restaurador con las siguientes características:

- RELEVADOR:** Ajustado en dial 5 con un tiempo de operación para una falla adelante del restaurador de 0.6 segundos y con un tiempo de 30 segundos para reponerse totalmente.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

- *RESTAURADOR*: Ajustado a una secuencia de operación 2A-2C, con un intervalo de re-cierre de 2.0 segundos y tiempos de despeje de una falla delante del mismo de 0.035 segundos para la curva A y de 0.3 segundos para la curva C.

Al producirse una falla de naturaleza permanente delante del restaurador, operará este en su curva A despejando la falla. Por su parte el relevador asociado al interruptor iniciará su carrera durante 0.035 segundos (que es el tiempo de la curva A del restaurador), avanzando un cierto porcentaje de su carrera total de acuerdo a la siguiente ecuación:

AVANCE DEL CONTACTO MOVIL DESPUES DEL 1^{ER} DISPARO DEL RESTAURADOR

$$\left(\frac{0.035}{0.6}\right) * 100 = 5.8\%$$

A continuación y después que el restaurador abrió para liberar la falla durante 2 segundos (correspondiente a su tiempo de re-cierre), el relevador del interruptor se repondrá, regresando otro cierto porcentaje de su carrera total de acuerdo a la siguiente ecuación:

REGRESO DEL CONTACTO MOVIL DURANTE EL TIEMPO DEL 1^{ER} RECIERRE DEL RESTAURADOR

$$\left(\frac{2}{30}\right) * 100 = 6.7\%$$

Lo cual significa que el tiempo de re-cierre del restaurador permite una reposición completa del relevador para la operación de secuencia rápida del restaurador. De manera similar será el comportamiento del relevador para la segunda operación del restaurador, al ser esta también en su curva A.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Sin embargo cuando el restaurador libera la falla ahora mediante su curva C, el relevador iniciará su carrera durante 0.3 segundos (que es el tiempo de la curva C del restaurador), avanzando en esta ocasión un mayor porcentaje de su carrera total de acuerdo a la siguiente ecuación:

AVANCE DEL CONTACTO MOVIL DESPUES DEL 3^{ER} DISPARO DEL RESTAURADOR

$$\left(\frac{0.3}{0.6}\right) * 100 = 50\%$$

A continuación el relevador se repondrá durante los dos segundos del tiempo correspondiente al tercero y último re-cierre del restaurador, de acuerdo a la siguiente expresión:

REGRESO DEL CONTACTO MOVIL DURANTE EL TIEMPO DEL 3^{ER} RECIERRE DEL RESTAURADOR

$$\left(\frac{2}{30}\right) * 100 = 6.7\%$$

Estando por consiguiente la posición del contacto móvil, definida por la siguiente expresión:

AVANCE NETO DEL CONTACTO MOVIL DURANTE EL TIEMPO DEL 3^{ER} RECIERRE DEL RESTAURADOR

$$50\% - 6.7\% = 43.3\%$$

Al realizar el restaurador su último re-cierre y despejar nuevamente la falla con su curva C, el relevador tendrá el mismo comportamiento que para el anterior disparo, es decir, un avance del disco de:

$$\left(\frac{0.3}{0.6}\right) * 100 = 50\%$$

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Por lo que a partir del despeje definitivo de la falla permanente por parte del restaurador, el avance acumulado del disco del relevador estará determinado por:

AVANCE ACUMULADO DEL CONTACTO MOVIL DESPUES DEL ULTIMO DISPARO DEL RESTAURADOR

$$50\% + 43\% = 93.3\%$$

En este momento al abrir el restaurador definitivamente por falla permanente, impide que el interruptor dispare también, es decir que la secuencia de operación del restaurador no produce un efecto acumulativo que pueda originar la operación del relevador, existiendo tanto una adecuada coordinación.

Aunque lo anterior podría considerarse totalmente cierto, durante dicho análisis no se han tomado en cuenta aspectos reales como la inercia del disco, los márgenes de tolerancia y precisión existentes para todos los parámetros manejados, etc., además de considerar que el mantenimiento de los restauradores no siempre es el adecuado.

Por tal motivo es deseable de acuerdo a experiencias, pruebas y mediciones realizadas en tal sentido, que para evitar un disparo por parte del relevador, el avance del disco no exceda del 90 % de su carrera total.

Entonces y con referencia al ejemplo planteado, cabe señalar que aún y cuando el margen de coordinación existente de 0.3 segundos entre la curva lenta del restaurador y la característica del relevador, no puede asegurarse una total coordinación, debido a la posibilidad de disparo por "sobre-viaje" del relevador durante la última operación del restaurador.

Como puede observarse, el realizar este tipo de análisis para cada caso de estudio, representa un mayor tiempo y aún cuando en la mayoría de los casos la información real no está disponible, siendo necesario efectuar pruebas y mediciones para obtenerla.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Es por esta razón que el criterio se ha simplificado mediante la sustitución de dicho análisis por el concepto de "curva acumulada del restaurador", que no es más que la representación gráfica de la suma de las características tiempo-corriente de cada una de las operaciones de disparo correspondientes a la secuencia de operación seleccionada para el restaurador.

Resumiendo lo anterior, debe existir una diferencia mínima equivalente al 10 % del tiempo de la curva del relevador, entre esta y la curva acumulada del restaurador, para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos equipos, que en otras palabras significa que el por ciento total de avance del relevador para el ciclo completo de operaciones del restaurador debe ser como máximo el 90 % del recorrido completo.

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

3.5.3 Criterio de coordinación relevador-fusible

La aplicación de este tipo de arreglo se da fundamentalmente entre dispositivos ubicados en diferente localidad, el relevador en una subestación como protección de un circuito de distribución, y el fusible como protección de un ramal sobre la línea de distribución.

El criterio establece que debe existir un margen mínimo en tiempo de coordinación de cuando menos 0.3 segundos entre la curva MCT del fusible y la característica del relevador para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos dispositivos.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

En base a las características del sistema de distribución, y tomando como base el arreglo mostrado en la Figura 3.21 es posible realizar la coordinación de protecciones de diferentes maneras observando las siguientes consideraciones:

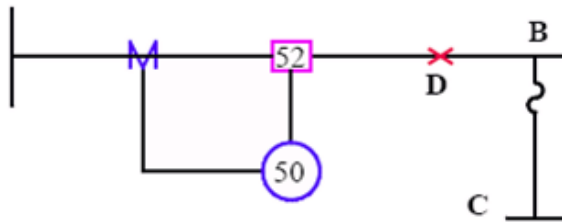


Figura 3.21 Arreglo relevador fusible.

Si el ramal B-C es muy importante, puede en primera instancia utilizarse un restaurador. Sin embargo, si por diversas razones no se justifica el empleo de tal dispositivo se recomienda aplicar el siguiente criterio, mismo que se ilustra en la Figura 3.22.

Con la operación selectiva de la unidad instantánea del relevador de sobre-corriente, para cualquier falla en ese ramal, el primer disparo lo efectúa el propio relevador, re-energizando el circuito a través del relevador de re-cierre o de la función de re-cierre.

Posteriormente al cerrar el interruptor y mediante un arreglo en el circuito de control del esquema (para relevadores electromecánicos o estáticos) o por programación (para relevadores microprocesados), es inhibida o bloqueada la acción de la unidad instantánea del relevador, de tal forma que si la falla persiste, se fundirá el fusible debido al margen de coordinación de 0.3 segundos mantenido entre su característica MCT y la característica de la unidad 51 del relevador.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

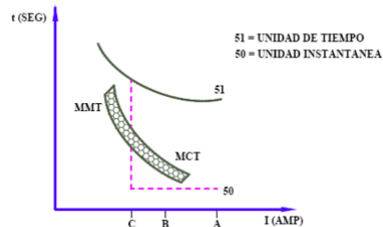


Figura 3.22 Criterio de coordinación relevador-relevador con ajuste de sobre alcance en la unidad instantánea del relevador

En esta opción de aplicación del criterio pueden destacarse algunas ventajas y desventajas, mismas que deben evaluarse para definir la procedencia o improcedencia del mismo para el sistema particular estudiado.

Dentro de las ventajas puede citarse que como aproximadamente el 85 % de las fallas son de naturaleza transitoria, estas pueden ser eliminadas durante el primer disparo del interruptor, siendo muy posible que por medio del re-cierre del interruptor quede todo normalizado y no sea necesaria la reposición de un fusible operado por una falla de naturaleza transitoria.

Sin embargo también es de destacar dentro de las desventajas, el que un mayor número de usuarios o clientes de todo el circuito se ve afectado (aunque transitoriamente), debido a la falla en un ramal.

Además con este arreglo se tiene el inconveniente de que independientemente de la ubicación de la falla, se tendrán disparos selectivos de la unidad instantánea determinados por la secuencia establecida.

Así de esta manera, si una falla de naturaleza permanente ocurriese a la salida del alimentador de distribución, únicamente sería despejada en alta velocidad durante el primer disparo del interruptor, correspondiendo el resto de los libramientos a las operaciones demoradas de la unidad

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

de tiempo 51. Lo anterior representa obviamente mayores esfuerzos al transformador de potencia de la subestación, con los consiguientes efectos sobre la vida útil del mismo.

Como una alternativa a la anterior opción del arreglo relevador-fusible, puede pensarse en recortar el ajuste de la unidad instantánea del relevador, aumentando el ajuste de su corriente de operación, para que bajo ninguna condición detecte fallas en la zona de cobertura del fusible, es decir, estableciendo la conveniencia de insensibilizar la operación por instantáneo en el relevador para todos los ramales con fusibles. Además se hace necesario eliminar el arreglo selectivo de operación de la unidad instantánea, mencionado anteriormente, con lo cual la acción de la unidad 50, solo será función de la magnitud y por lo tanto de la ubicación de la falla. Si se justifica el empleo de tal alternativa se recomienda aplicar el criterio que se ilustra en la Figura 3.23.

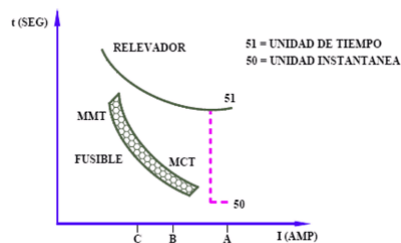


Figura 3.23 Criterio de coordinación relevador-relevador con ajuste de alcance recortado en la unidad instantánea del relevador

Para fallas entre B-C se funde el fusible sin afectar todo el circuito. El margen de coordinación entre la característica tiempo-corriente de la unidad 51 y la curva MCT del fusible se fija generalmente entre 0.3-0.4 segundos.

Una variante de esta alternativa, se presenta cuando el ramal protegido por el fusible, se encuentra demasiado cerca de la subestación, situación bajo la cual se hace prácticamente imposible recortar el alcance de la unidad instantánea, existiendo siempre la posibilidad de librar fallas dentro de la zona de protección del fusible, en alta velocidad desde la subestación.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Para estos casos la única solución para el par relevador-fusible, en donde por razones de continuidad del servicio, no se desea utilizar el arreglo de disparo selectivo de la unidad instantánea, es bloquear la operación de dicha unidad; lo que redundará en mayores esfuerzos sobre el transformador, cuando se presenten fallas de naturaleza permanente en la cercanía de la subestación y sobre la línea troncal del circuito.

Si se justifica el empleo de tal variante se recomienda aplicar el criterio que se ilustra en la Figura 3.24, donde de manera similar al anterior, para fallas entre B-C se funde el fusible sin afectar al resto del circuito. De igual forma el margen de coordinación entre la característica tiempo-corriente de la unidad 51 y la curva MCT del fusible se fija entre 0.3 y 0.4 segundos.

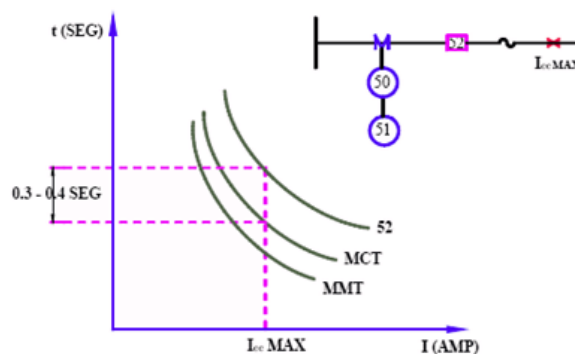


Figura 3.24 Criterio de coordinación relevador-relevador con unidad instantánea del relevador bloqueada.

Cabe señalar que podría considerarse y con plena justificación que respecto a estas dos últimas alternativas, no se cumple cabalmente con todo lo establecido y relacionado con la filosofía de protecciones, al no estar cubierta la zona de protección del fusible, contra la ocurrencia de fallas de naturaleza transitoria.

Sin embargo, tal aspecto puede ser resuelto (con las limitaciones del caso) si en el ramal o ramales son instalados fusibles de triple disparo.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

3.5.4 Criterio de coordinación relevador-seccionalizador

La aplicación de este tipo de arreglo se da entre dispositivos ubicados en diferente localidad, el relevador en una subestación como protección de un circuito de distribución, y el seccionalizador como "protección" (equipo de seccionamiento) de un ramal sobre la línea de distribución. Como se explicó anteriormente, un seccionalizador cuenta la cantidad de veces que una corriente superior a su mínima actuante es interrumpida por un dispositivo de respaldo y después de una cantidad preseleccionada de recuentos abre sus contactos.

El seccionalizador no tiene capacidad interruptiva para corrientes de falla, aunque si tiene la suficiente para abrir el circuito con carga normal. Cuando es debidamente aplicado abrirá la línea cuando esta se encuentre des-energizada.

Si la corriente que fluye a través del seccionalizador es mayor del 160 % de la capacidad nominal de su bobina y el dispositivo de respaldo interrumpe la corriente de falla, entonces el seccionalizador realizará una cuenta, repitiéndose el proceso hasta el momento en que al llegar a la cantidad pre-seleccionada de recuentos abre sus contactos quedando abierto, debiéndose reponer manualmente.

Si la falla es transitoria, el seccionalizador se repone a su estado original, por lo que requiere un determinado tiempo (mismo que depende del número de conteos efectuado), el cual para seccionalizadores hidráulicos es de aproximadamente un minuto y para los electrónicos puede ser seleccionable.

Como los seccionalizadores no tienen una característica de operación tiempo- corriente, su coordinación con un relevador, no requiere la aplicación de un criterio donde se definan márgenes de tiempo entre curvas.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

De tal forma el criterio de coordinación establece que para este par de dispositivos únicamente es necesario cumplir con los siguientes aspectos, mismos que se ilustran de manera gráfica en la Figura 3.25:

1. Asegurar que el número máximo de conteos ajustados en el seccionalizador sea igual o menor al número de re-cierres ajustados en el relevador.
2. Vigilar que la mínima corriente de falla en la zona de cobertura del seccionalizador sea superior al 160 % de la capacidad nominal de su bobina o a su corriente mínima de conteo.
3. Vigilar que cualquier falla dentro de la zona de cobertura del seccionalizador, sea detectada por el relevador.
4. Verificar que la curva de daño del seccionalizador se encuentre por arriba de la característica tiempo-corriente del relevador, para el valor máximo de corriente de cortocircuito común a ambos dispositivos.

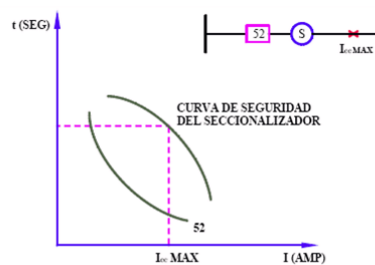


Figura 4.41 Criterio de coordinación relevador-seccionalizador

Figura 3.25 Criterio de coordinación relevador-seleccionador.

Por otra parte y para el caso específico donde el seccionalizador se encuentre ajustado a un solo conteo, como puede darse en ciertas aplicaciones tales como transiciones aéreo-subterráneas

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

donde todas las fallas son de naturaleza permanente, es importante asegurar que no se emplee un ajuste de instantáneo para el primer re-cierre del interruptor.

Lo anterior en razón de que el tiempo de apertura de algunos seccionalizadores puede ser del orden de 30 ciclos hacia arriba, y una re-energización del circuito en alta velocidad podría originar el reencendido de la corriente de falla a través de los contactos del seccionalizador, cuando estos no hayan aun completado su carrera de apertura, con el consiguiente daño al equipo.

Finalmente, es importante destacar que la aplicación de seccionalizadores representa una excelente alternativa de solución, para aquellas situaciones donde por las características del sistema de distribución, se complica o dificulta la utilización de otros dispositivos tales como fusibles.

3.5.5 Criterio de coordinación relevador-seccionalizador-fusible

La aplicación de este tipo de arreglo se da entre dispositivos ubicados en diferente localidad, el relevador en una subestación como protección de un circuito de distribución, el seccionalizador como "protección" (equipo de seccionamiento) de un ramal sobre la línea de distribución y el fusible como protección de un sub-ramal derivado del ramal donde se ubica el seccionalizador.

La utilización de este arreglo es sumamente simple, en razón de que el criterio no da opción a diferentes ajustes tanto del interruptor como del seccionalizador.

Los pasos a seguir para la coordinación entre estos 3 dispositivos están dados por la siguiente secuencia:

- El relevador y el fusible se coordinan, con la opción de disparo selectivo de la unidad 50 del relevador.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

- El relevador de re-cierre automático debe ajustarse a un mínimo de 3 intentos de re-cierre, y con una secuencia de operación para el interruptor de un disparo instantáneo (50) y tres disparos retardados (51).
- El relevador y el seccionalizador se coordinan como fue descrito en el inciso 3.5.4, con un ajuste único de 3 conteos para el seccionalizador.

Con tales consideraciones y para una falla de naturaleza permanente en la zona de cobertura del fusible; durante la primera operación del arreglo, el interruptor dispara mediante la unidad instantánea del relevador de sobre-corriente, permitiendo la no operación del fusible (para poder eliminar aproximadamente un 85 % de las fallas de naturaleza transitoria) y el seccionalizador efectuara su primer conteo.

Al re-cerrar el interruptor en su primer intento, el arreglo de disparo selectivo del mismo impide una nueva operación de la unidad instantánea del relevador de sobre-corriente; originando en esta ocasión la operación del fusible y efectuando el seccionalizador su segundo conteo (esto debido a que este dispositivo sensa la aparición y corte de una sobre-corriente, aunque dicho corte es efectuado no por el dispositivo de respaldo, sino por el fusible delantero).

Al ser eliminada la falla por la operación del fusible, tanto el interruptor como el seccionalizador permanecen cerrados y reponen sus secuencias de operación en razón de no haberse completado sus ciclos de ajuste para bloqueo respectivos.

Cualquier otra selección diferente de ajustes tanto en el interruptor como en el seccionalizador, redundará para fallas de naturaleza permanente en la zona de cobertura del fusible, en operaciones no selectivas del arreglo, tal y como se indica a continuación:

- Con una secuencia en el interruptor de 2 operaciones instantáneas con 2 retardadas, y un ajuste de 3 conteos en el seccionalizador; al final del ciclo se tiene la fusión del fusible y la apertura del seccionalizador además de dos disparos transitorios del alimentador.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

- Con una secuencia en el interruptor de 2 operaciones instantáneas con 2 retardadas, y un ajuste de 2 conteos en el seccionalizador; al final del ciclo se tiene solo la apertura del seccionalizador además de dos disparos transitorios del alimentador, sin fusión del fusible.
- Con una secuencia en el interruptor de 1 operación instantánea con 3 retardadas, y un ajuste de 2 conteos en el seccionalizador; al final del ciclo se tiene además de la fusión del fusible, la apertura del seccionalizador.

3.5.6 Criterio de coordinación restaurador-restaurador

La aplicación de este tipo de arreglo puede presentarse generalmente de dos maneras dentro de un sistema de distribución:

- Entre dispositivos instalados en ubicaciones remotas (protección de alimentador en una subestación del tipo rural-protección sobre la línea de distribución).
- Entre dispositivos instalados sobre la línea de distribución.

El criterio plantea que se asegura la coordinación de dos restauradores adyacentes con un margen de tiempo mayor de 0.2 segundos entre sus curvas características tiempo-corriente para la máxima corriente de falla común a ambos dispositivos; márgenes menores de 0.2 segundos implican disparos simultáneos o en cascada de los dos equipos; y si el margen es de 0.2 segundos, se presenta una incertidumbre entre coordinación y no-coordinación.

Dadas las características tiempo-corriente de los restauradores, se tiene que por los cortos tiempos de sus curvas rápidas, es prácticamente imposible la coordinación entre ellas por lo que en un arreglo de dos o más restauradores generalmente pueden aceptarse traslapes entre sus

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

curvas rápidas, lo que implica operaciones simultáneas o en cascada de los restauradores involucrados.

Por otra parte y derivado del estudio, análisis, pruebas y experiencias obtenidos en la coordinación con los restauradores hidráulicos, puede establecerse en función de sus curvas características tiempo-corriente, lo siguiente:

- a) Dos restauradores en serie con curvas tiempo-corriente con menos de 0.033 segundos de separación, siempre operarán simultáneamente.
- b) Si la separación es entre 0.2 y 0.033 segundos de diferencia, pueden operar simultáneamente o en secuencia de cascada.
- c) Si la separación es mayor de 0.2 segundos, únicamente operará uno de los restauradores.

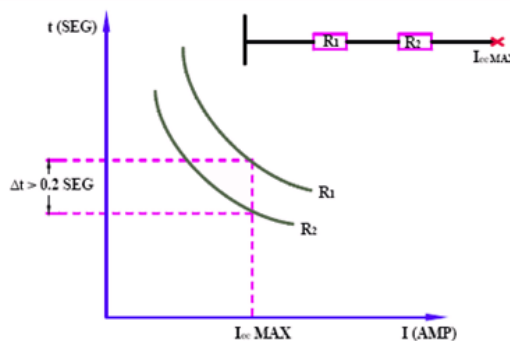


Figura 3.26 Criterio de coordinación restaurador- restaurador.

Este criterio se ilustra gráficamente en la Figura 3.26, explicándose posteriormente las opciones existentes para una coordinación entre restauradores.

La coordinación de dos o más restauradores del tipo hidráulico, generalmente se lleva a cabo mediante la utilización de uno de los tres métodos siguientes:

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

- I. Misma capacidad de bobina y diferente secuencia de operación.
- II. Diferente capacidad de bobina y misma secuencia de operación.
- III. Diferente capacidad de bobina y diferente secuencia de operación.

A continuación se explican los tres métodos básicos señalados y al final mediante su aplicación a un ejemplo común, se evalúan las ventajas y desventajas de cada uno de ellos.

3.5.6.1 Método I

El método es bastante simple y consiste en seleccionar en función del restaurador con mayor carga y mayor nivel de cortocircuito, la capacidad de su bobina, y aplicar esa misma capacidad al resto de los restauradores involucrados en el estudio independientemente de sus corrientes de carga.

Posteriormente la coordinación entre los restauradores se desarrolla mediante la selección de las secuencias de operación de cada uno de ellos en base a las siguientes reglas:

- Mayor o igual número de operaciones del restaurador de respaldo o lado fuente con respecto al restaurador primario o lado carga.
- Mayor número de operaciones lentas del restaurador de respaldo o lado fuente con respecto al restaurador primario o lado carga.
- Menor número de operaciones rápidas del restaurador de respaldo o lado fuente con respecto al restaurador primario o lado carga.

En la Figura 3.27 se ilustra la aplicación de este método, mismo que no es común utilizar en un sistema de distribución, salvo en el hipotético caso donde únicamente se tuviera disponibilidad de un lote de restauradores iguales.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

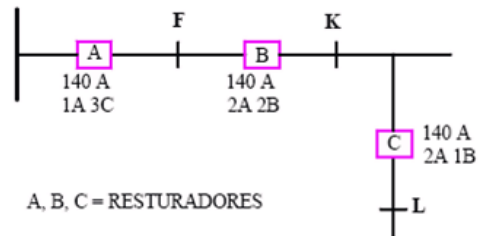


Figura 3.27 Aplicación de restauradores con la misma capacidad de bobina y diferentes secuencias de aoperación

3.5.6.2 Método II

El método consiste en seleccionar la capacidad de la bobina de cada restaurador en función de su propia carga y su nivel de cortocircuito.

Posteriormente se selecciona una secuencia de operación que satisfaga en mayor medida la coordinación con otros dispositivos adyacentes (relevadores, seccionadores y fusibles), y se aplica a todos los restauradores involucrados en el estudio.

Es decir que la coordinación entre los restauradores se desarrolla básicamente mediante la aplicación de equipos con capacidades de bobina conforme a la siguiente consideración que implícitamente es tomada en cuenta durante el proceso de selección de capacidades:

- Mayor capacidad de bobina del restaurador de respaldo o lado fuente con respecto al restaurador primario o lado carga.

En la Figura 3.28 se ilustra la aplicación de este método, mismo que es común utilizar en un sistema de distribución, sobre todo cuando se instalan los equipos tal y como son suministrados de fábrica, donde son embarcados generalmente con una secuencia de operación estándar de 2 curvas rápidas y 2 curvas lentas.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

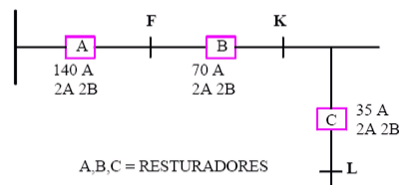


Figura 3.28 Aplicación de restauradores con diferentes capacidades de bobina y misma secuencia de operación

3.5.6.3 Método III

Este método es el más recomendable en la coordinación entre restauradores, debiendo ser usado siempre que sea posible, ya que elimina o al menos minimiza el efecto de cascada y puede mantener una buena coordinación con los fusibles de los ramales.

Para efectuar la coordinación, es necesario analizar las curvas características de tiempo-corriente aplicando los métodos básicos de coordinación descritos en los incisos 3.5.6.1 y 3.5.6.2 El método III es una combinación de los dos anteriores y trata de suplir las deficiencias de uno con las ventajas del otro.

De esta manera, el método inicia con la selección de la capacidad de cada uno de los restauradores bajo los lineamientos establecidos en el método II, para posteriormente definir las secuencias de operación más adecuadas de los equipos según se recomienda en el método I.

En la Figura 3.29 se muestra la utilización de este método combinado, mismo que es el más utilizado en un sistema de distribución, en razón de permitir tanto un uso más racional de los recursos de equipo disponibles, como las posibilidades de ajuste que estos permiten.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

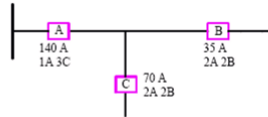


Figura 3.29 Aplicación de restauradores con diferentes capacidades de bobina y diferentes secuencias de operación

3.5.6.4 Análisis comparativo entre los métodos I, II y III

Para evaluar las ventajas y desventajas operativas y de aplicación de cada uno de los métodos mencionados, se parte del análisis sobre el comportamiento operativo de 3 restauradores instalados en un sistema similar mostrado en las Figuras 3.22 y 3.23.

El resumen de equipos y ajustes seleccionados por cada uno de los métodos se indica en la Tabla 3.6

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Tabla 3.6 Ajustes de los restauradores para el análisis de cada uno de los métodos de coordinación

METODO APLICADO	RESTAURADOR A		RESTAURADOR B		RESTAURADOR C	
	CAPACIDAD	SECUENCIA	CAPACIDAD	SECUENCIA	CAPACIDAD	SECUENCIA
I	140-280	1A+3C	140-280	2A+2B	140-280	2A+1B
II	140-280	2A+2B	70-140	2A+2B	35-70	2A+2B
III	140-280	1A+3C	70-140	2A+2B	35-70	2A+2B

Para efectos del análisis se considera lo siguiente:

- Un número "a" de usuarios conectados entre las ubicaciones de los restauradores "A" y "B".
- Un número "b" de usuarios conectados entre las ubicaciones de los restauradores "B" y "C".
- Ocurrencia de una primera falla permanente con magnitud de 1000 amperes en el punto "K", ubicado a la salida del restaurador "B".
- Ocurrencia de una segunda falla permanente con magnitud de 500 amperes en el punto "L", ubicado a la salida del restaurador "C".

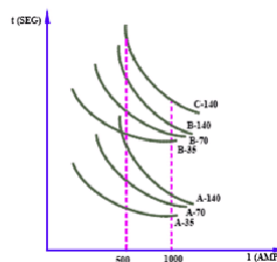


Figura 3.30 Características tiempo-corriente para los restauradores del sistema analizado

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

En la gráfica de la Figura 3.30 se muestran para propósitos del análisis, las características tiempo-corriente de las curvas A y B de tres restauradores del tipo "R" de Mc Graw Edison con capacidades nominales de 35, 70 y 140 amperes respectivamente.

En la Tabla 3.7 se indican los márgenes de coordinación existentes entre las diferentes curvas de los restauradores, incluyéndose la curva C del restaurador de 140 amperes, misma que también se muestra en la Figura 3.30.

Tabla 3.7 Coordinación existentes entre las diferentes curvas de los restauradores, Figura 4.46

CURVAS CONSIDERADAS A COMPARAR	SEPARACION ENTRE CURVAS PARA FALLA DE 1000 A	SEPARACION ENTRE CURVAS PARA FALLA DE 500 A
A-35/A-70	Menos de 0.033 seg(*)	Menos de 0.033seg
A-70/A-140	Menos de 0.033seg	Menos de 0.033seg
A-35/B-140	0.160 seg(*)	0.450 seg
A-70/B-140	0.500 seg	1.700 seg
A-70/C-140	1.00 seg	4.000 seg
A-140/C-140	1.00 seg	0.290 seg
B-35/B-70	0.080 seg(*)	0.290 seg
B-70/B-140	0.030 seg	1.200 seg
B-70/C-140	0.800 seg	3.500 seg
B-140/C-140	0.500 seg	2.200 seg

Cabe señalar que algunos de los márgenes existentes entre diferentes curvas de los restauradores de 35 y 70 amperes, son marcados con (*) en razón de que corresponden a un nivel de falla de 1000 amperes, corriente que en ningún caso se presentará de manera común

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

para ambos dispositivos, debido a que la máxima corriente de falla común a ambos dispositivos es de solo 500 amperes.

Por tanto aunque los valores mostrados indican que no existe coordinación entre la curva rápida del restaurador de 35 amperes y la curva lenta del restaurador de 70 amperes, tal situación no tiene posibilidad de ocurrencia para el sistema mostrado.

Con la información anterior, a continuación se procede a analizar el comportamiento de los métodos de coordinación para la ocurrencia en cada caso de las dos fallas consideradas

Método I:

Para una falla de 1000 amperes en K, los restauradores "A" y "B" operan simultáneamente en sus primeras curvas rápidas (A), al ser estas exactamente iguales.

La segunda operación la efectúa únicamente el restaurador "B" en su segunda curva rápida

(A), al existir un margen de coordinación de 1.0 segundo con respecto a la primera curva lenta (C) del restaurador "A".

Durante la tercera operación del arreglo, la falla es detectada ahora por el restaurador "B" en su primera curva lenta (B) y por el restaurador "A" nuevamente con su primera curva lenta (C); al existir un margen de coordinación de 0.5 segundos entre ambas características, únicamente se tiene el disparo del restaurador "B".

Finalmente durante la última operación, las características involucradas corresponden a la segunda curva lenta (B) del restaurador "B" y una vez más a la primera curva lenta

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

(C) del restaurador "A"; dado el margen de coordinación existente y de manera similar a lo descrito para la tercera operación, únicamente se efectúa el disparo por parte del restaurador "B", quien al completar de esa forma su ciclo ajustado de 4 operaciones, queda abierto y bloqueado, despejándose así de manera correcta y selectiva la falla de naturaleza permanente ocurrida en el punto K. El restaurador "A" permanece cerrado y al no haber completado su número de operaciones de ajuste, se restablece quedando preparado para un nuevo ciclo.

Sobre esta descripción, puede observarse que una falla permanente ubicada en una localidad eléctrica ajena a la zona de protección primaria del restaurador "A", provoca una interrupción transitoria a los usuarios "a".

Para una falla de 500 amperes en L, los restauradores "A", "B" y "C" operan simultáneamente en sus primeras curvas rápidas (A), al ser estas exactamente iguales.

La segunda operación la efectúan de manera simultánea solo los restauradores "B" y "C" en sus segundas curvas rápidas (A), al existir un margen de coordinación de 4.0 segundos entre ambas y la primera curva lenta (C) del restaurador "A".

Finalmente durante la última operación, las características involucradas corresponden a las primeras curvas lentas (B) de los restauradores "B" y "C" y nuevamente a la primera curva lenta (C) del restaurador "A"; dado que las características tiempo-corriente de los restauradores "B" y "C" son exactamente iguales, se tiene un disparo simultáneo de ambos equipos, permaneciendo cerrado el restaurador "A" en razón del amplio margen de coordinación existente de 2.2 segundos entre dicho dispositivo con respecto a los otros dos. El restaurador "C" completa de esa forma su ciclo ajustado de 3 operaciones quedando abierto y bloqueado, despejando así de manera correcta y selectiva la falla de naturaleza permanente ocurrida en el punto L. Por su parte los restauradores "A" y

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

"B" permanecen cerrados y al no haber completado su número de operaciones de ajuste, se restablecen quedando preparados para un nuevo ciclo.

Sobre esta segunda descripción, puede observarse que una falla permanente ubicada en una localidad eléctrica ajena a las zonas de protección primarias de los restauradores "A" y "B", provoca sucesivamente una interrupción transitoria a los usuarios "a" y tres interrupciones transitorias a los usuarios "b".

Método II:

Para una falla de 1000 amperes en K, los restauradores "A" y "B" operan simultáneamente en sus primeras curvas rápidas (A), al existir entre estas un margen de separación de menos de 0.033 segundos.

La segunda operación la vuelven a efectuar de manera similar ambos dispositivos en sus segundas curvas rápidas (A).

Durante la tercera operación del arreglo, la falla es detectada ahora por los restauradores "A" y "B" en sus primeras curvas lentas (B); al existir un margen de coordinación de 0.3 segundos entre ambas características, únicamente se tiene el disparo del restaurador "B".

Finalmente durante la última operación y de manera similar a lo descrito para la tercera operación; al ser nuevamente las curvas lentas (B), las características involucradas (primera lenta del restaurador "A" y segunda lenta del restaurador "B") y dado el margen de coordinación existente, únicamente se efectúa el disparo por parte del restaurador "B", quien al completar de esa forma su ciclo ajustado de 4 operaciones, queda abierto y bloqueado, despejándose así de manera correcta y selectiva la falla de naturaleza permanente ocurrida en el punto K.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

El restaurador "A" permanece cerrado y al no haber completado su número de operaciones de ajuste, se restablece quedando preparado para un nuevo ciclo.

Sobre esta descripción, puede observarse que una falla permanente ubicada en una localidad eléctrica ajena a la zona de protección primaria del restaurador "A", provoca dos interrupciones transitorias a los usuarios "a".

Para una falla de 500 amperes en L, los restauradores "A", "B" y "C" operan prácticamente de manera simultánea en sus primeras curvas rápidas (A), al existir entre los restauradores "B" y "C" un margen de separación de menos de 0.033 segundos, y entre los restauradores "A" y "C" uno ligeramente mayor de 0.033 segundos, razón por la cual el restaurador "A" podría disparar ligeramente después de los restauradores "B" y "C" en un efecto denominado como "cascada".

La segunda operación la vuelven a efectuar de manera similar los tres dispositivos en sus segundas curvas rápidas (A).

Durante la tercera operación del arreglo, la falla es detectada ahora por los tres restauradores en sus primeras curvas lentas (B); pero al existir márgenes de coordinación de 0.290 segundos entre las características de los restauradores "B" y "C", y de 1.490 segundos entre las curvas de los restauradores "A" y "C", únicamente se tiene el disparo del restaurador "C".

Finalmente durante la última operación, las características involucradas corresponden una vez más a la primeras curvas lentas (B) de los restauradores "A" y "B" y a la segunda curva lenta (B) del restaurador "C"; como en la tercera operación y dados los suficientes márgenes de coordinación existentes entre los tres dispositivos, nuevamente solo se tiene el disparo del restaurador "C", que completa de esa forma su ciclo ajustado de 4 operaciones quedando abierto y bloqueado, despejando así de

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

manera correcta y selectiva la falla de naturaleza permanente ocurrida en el punto L. Por su parte los restauradores "A" y "B" permanecen cerrados y al no haber completado su número de operaciones de ajuste, se restablecen quedando preparados para un nuevo ciclo.

Sobre esta segunda descripción, puede observarse que una falla permanente ubicada en una localidad eléctrica ajena a las zonas de protección primarias de los restauradores "A" y "B", provoca sucesivamente dos interrupciones transitorias a los usuarios "a" y "b".

Método III:

Para una falla de 1000 amperes en K, los restauradores "A" y "B" operan simultáneamente en sus primeras curvas rápidas (A), al existir entre estas un margen de separación de menos de 0.033 segundos.

La segunda operación la efectúa únicamente el restaurador "B" en su segunda curva rápida (A), al existir un margen de coordinación de 0.500 segundos con respecto a la primera curva lenta (B) del restaurador "A".

Durante la tercera operación del arreglo, la falla es detectada ahora por el restaurador "B" en su primera curva lenta (B) y por el restaurador "A" nuevamente con su primera curva lenta (B); al existir un margen de coordinación de 0.3 segundos entre ambas características, únicamente se tiene el disparo del restaurador "B".

Finalmente durante la última operación, las características involucradas corresponden a la segunda curva lenta (B) del restaurador "B" y una vez más a la primera curva lenta (B) del restaurador "A"; dado el margen de coordinación existente y de manera similar a lo descrito para la tercera operación, únicamente se efectúa el disparo por parte del

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

restaurador "B", quien al completar de esa forma su ciclo ajustado de 4 operaciones, queda abierto y bloqueado, despejándose así de manera correcta y selectiva la falla de naturaleza permanente ocurrida en el punto K. El restaurador "A" permanece cerrado y al no haber completado su número de operaciones de ajuste, se restablece quedando preparado para un nuevo ciclo.

Sobre esta descripción, puede observarse que una falla permanente ubicada en una localidad eléctrica ajena a la zona de protección primaria del restaurador "A", provoca una interrupción transitoria a los usuarios "a".

Para una falla de 500 amperes en L, los restauradores "A", "B" y "C" operan prácticamente de manera simultánea en sus primeras curvas rápidas (A), al existir entre los restauradores "B" y "C" un margen de separación de menos de 0.033 segundos, y entre los restauradores "A" y "C" uno ligeramente mayor de 0.033 segundos, razón por la cual el restaurador "A" podría disparar ligeramente después de los restauradores "B" y "C" en un efecto denominado como de "cascada".

La segunda operación la efectúan de manera simultánea según lo explicado anteriormente solo los restauradores "B" y "C" en sus segundas curvas rápidas (A), al existir un margen de coordinación de 1.700 segundos entre ambas y la primera curva lenta (B) del restaurador "A".

Durante la tercera operación del arreglo, la falla es detectada ahora en sus primeras curvas lentas (B) por los tres restauradores; pero al existir márgenes de coordinación de 0.290 segundos entre las características de los restauradores "B" y "C", y de 1.490 segundos entre las curvas de los restauradores "A" y "C", únicamente se tiene el disparo del restaurador "C".

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Finalmente durante la última operación, las características involucradas corresponden a la segunda curva lenta (B) del restaurador "C" y nuevamente a las primeras curvas lentas (B) de los restauradores "A" y "B"; dados los márgenes de coordinación existentes de 0.290 segundos entre las características de los restauradores "B" y "C", y de 1.490 segundos entre las curvas de los restauradores "A" y "C", únicamente se tiene el disparo del restaurador "C". El restaurador "C" completa de esa forma su ciclo ajustado de 4 operaciones quedando abierto y bloqueado, despejando así de manera correcta y selectiva la falla de naturaleza permanente ocurrida en el punto L. Por su parte los restauradores "A" y "B" permanecen cerrados y al no haber completado su número de operaciones de ajuste, se restablecen quedando preparados para un nuevo ciclo.

Sobre esta segunda descripción, puede observarse que una falla permanente ubicada en una localidad eléctrica ajena a las zonas de protección primarias de los restauradores "A" y "B", provoca sucesivamente una interrupción transitoria a los usuarios "a" y dos interrupciones transitorias a los usuarios "b".

Como una conclusión al análisis operativo de los tres métodos, en la Tabla 4.12 se hace un resumen sobre las ventajas y desventajas en la aplicación de cada uno de ellos.

Independientemente del método utilizado, es importante tomar en cuenta que la mejor selección debe considerar entre otros a los siguientes aspectos:

- La utilización y aprovechamiento más racionalmente factible de las características operativas de los restauradores.
- La máxima continuidad posible del servicio.
- La coordinación de los restauradores con otros dispositivos de protección adyacente

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Tabla 3.8 Resumen del análisis operativo para los tres métodos de coordinación entre restauradores

Método	Aplicación del equipo	Continuidad del servicio	Coordinación con otros dispositivos
I	Únicamente el restaurador A es razonablemente seleccionado en función de la demanda y capacidad de cortocircuito existentes en su localidad de instalación. Los restauradores B y C están sobretensionados en exceso para los requerimientos de sus localidades de instalación. El restaurador C no aprovecha su capacidad máxima de 4 operaciones	Una falla permanente en k provoca 1 interrupción transitoria a los usuarios "a". Una falla permanente en "L" provoca 1 interrupción transitoria a los usuarios "a" y 3 a los usuarios "b".	El restaurador "A" representa cierta problemática si se tiene relevadores electromecánicos en la protección de respaldo. El restaurador "c" representa cierta problemática si tiene fusibles en las protecciones delanteras.
II	Todos los restauradores están razonablemente seleccionados en función de la demanda y capacidad de cortocircuito existentes en sus localidades de instalación. Todos los restauradores aprovechan su capacidad máxima de 4 operaciones	Una falla permanente en "k" provoca 2 interrupciones transitorias a los usuarios "a". Una falla permanente en "L" provoca 2 interrupciones transitorias a los usuarios "a" y 2 interrupciones transitorias a los usuarios "a".	Ningún restaurador representa problemática especial con protecciones de respaldo y/o delanteras
III	Todos los restauradores están razonablemente seleccionados en función de la demanda y la capacidad en sus localidades de instalación. Todos los restauradores aprovechan su capacidad máxima de 4 operaciones	Una falla permanente en "L" provoca una interrupción transitoria a los usuarios "a" y "b"	Ningún restaurador representa problemática especial con protecciones de respaldo y o delanteras.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

3.5.6.5 Coordinación de restauradores electrónicos

Para la coordinación correcta de restauradores controlados electrónicamente, se recomienda seguir el siguiente procedimiento:

- Coordinar los restauradores por medio de sus curvas características tiempo-corriente y una selección adecuada de niveles de corte mínimo en forma similar como se describió para los restauradores hidráulicos.
- Elegir intervalos de re-cierre para que el restaurador protegido esté cerrado o programado para cerrar cuando el protector esté programado para cerrar.
- Seleccionar intervalos de reposición de tal modo que cada restaurador cumpla con la secuencia preseleccionada para todas las condiciones de falla.

3.5.6.6 Criterio de coordinación restaurador-fusible

Este tipo de arreglo es uno de los encontrados con mayor frecuencia en las redes y circuitos de distribución; el restaurador como protección de la troncal, parte de esta o en un ramal importante, y él o los fusibles como protección de ramales o sub-ramales del sistema de distribución.

El criterio aplica la premisa de que las fallas de naturaleza transitoria sean libradas por operaciones sucesivas del restaurador evitando la fusión o el calentamiento excesivo del fusible, dispositivo que debe operar ante la persistencia de una falla, al ser considerada esta como de naturaleza permanente. Para su cumplimiento el criterio establece lo siguiente:

- a) El punto máximo de coordinación para una corriente de cortocircuito común a ambos dispositivos se tiene en la intersección de la curva rápida del restaurador (corregida por un factor "K1") con la característica MMT del fusible.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

- b) El punto mínimo de coordinación para una corriente de cortocircuito común a ambos dispositivos se tiene en la intersección de la característica MCT del fusible con la curva lenta del restaurador.
- c) El rango de corrientes definido entre estos dos puntos, es el rango de coordinación para el cual se cumple la premisa establecida para el criterio. Para niveles de falla fuera de dicho rango, se tendrán operaciones no selectivas con otro comportamiento del arreglo y que pudieran ser indeseables.

El denominado factor "K1", corresponde a un multiplicador que desplaza la curva rápida del restaurador verticalmente sobre el eje coordenado del tiempo, para compensar el efecto de calentamiento-enfriamiento sufrido por el fusible debido a las operaciones rápidas de disparo y re-cierre del restaurador. Es decir, se trata de un factor de seguridad para evitar la fusión, el calentamiento excesivo o la deformación irreversible del fusible durante las primeras operaciones del restaurador.

Dicho factor es mayor, cuanto más severas son las condiciones para el fusible, como lo son los ciclos de calentamiento a los que se ve sometido y el tiempo permitido para su recuperación (mayor número de operaciones rápidas y tiempos de re-cierre cortos). En la Tabla 3.9 se muestran los valores de dicho factor para una marca y tipo de restaurador en particular.

Tabla 3.9 Factores "K1" para coordinación restaurador-fusible

TIEMPO DE RECIERRE	UNA OPERACIÓN RAPIDA	DOS OPERACIONES RAPIDAS
2 segundos	1.2	1.35
1 segundo	1.2	1.35

El criterio se ilustra gráficamente en la Figura 3.31, explicándose posteriormente las diferentes opciones existentes en función de las secuencias de ajuste disponibles en el restaurador.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

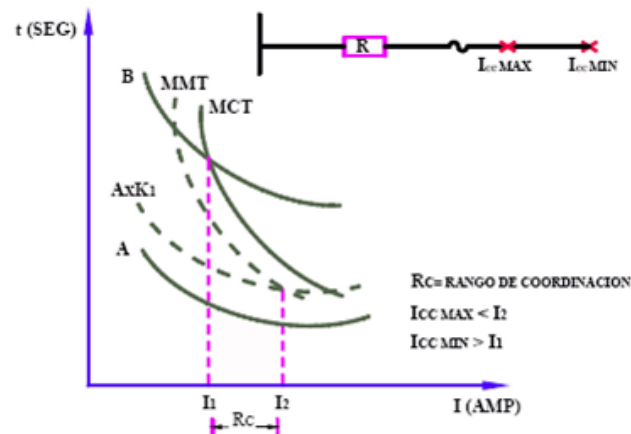


Figura 3.31 Criterio de coordinación restaurador-fusible.

Para hacer posible la coordinación entre ambos dispositivos, el restaurador debe percibir todas las corrientes de falla en la zona protegida por el fusible.

Un restaurador tiene amplias posibilidades de ajuste en función de su secuencia de operación, sin embargo únicamente algunas secuencias son las apropiadas para utilizarse en arreglos restaurador- fusible.

Las recomendadas son aquellas que incluyen, dependiendo de la importancia de la zona protegida por el fusible, a una o dos operaciones rápidas seguidas de las complementarias operaciones lentas.

Con apoyo de la Figura 3.31, a continuación se describe la operación del arreglo, para todas las posibilidades de ajuste.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

3.5.6.7 Secuencia 2A-2B

Excelente coordinación para ramales importantes o del tipo rural donde la indisponibilidad de personal operativo impide la oportuna y frecuente reposición de fusibles fundidos, permitiendo despejar hasta un 90 % de las fallas de naturaleza transitoria durante las operaciones rápidas y un 5 % más cuando el fusible opera.

Si existe el riesgo de operación del restaurador en cascada (para fallas de baja magnitud) durante la fusión del fusible, es posible seleccionar características más lentas del equipo tales como 2A-2C, 2A-2D u otras similares.

3.5.6.8 Secuencias 1A-3B y 1A-2B

Buena coordinación para ramales de menor importancia o del tipo urbano donde la disponibilidad de personal operativo permite la oportuna y frecuente reposición de fusibles fundidos, haciendo posible despejar hasta un 85% de las fallas de naturaleza transitoria durante la operación rápida y un 5 % más cuando el fusible opera.

De manera similar al punto anterior (3.5.6.7), es factible utilizar secuencias como 1A-3C, 1A-3D u otras similares en un caso y 1A-2C, 1A-2D u otras similares en el otro caso, para evitar el disparo en curva lenta del restaurador por el efecto "cascada".

Cabe señalar por otra parte, que la secuencia 1 rápida - 3 lentas es la única alternativa de Solución cuando se instala un seccionalizador automático entre el restaurador y el fusible

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

3.5.6.9 Secuencias 3A-1B, 2A-1B y 1A-1B

No se recomiendan en razón de la posibilidad existente (para fallas de baja magnitud), de disparo durante la única operación lenta del restaurador, originándose de esa manera una interrupción no selectiva permanente en una mayor zona del sistema.

Su no aplicación es extensiva a secuencias como 3A-1C, 3A-1D u otras similares en el primer caso; 2A-1C, 2A-1D u otras similares en el segundo caso y; 1A-1C, 1A-1D u otras similares en el tercer caso.

3.5.6.10 Secuencias 4A, 3A y 2A

No se tiene coordinación alguna con estos ajustes, quedando en todos los casos abierto el restaurador e intacto el fusible, originándose de esa manera una interrupción no selectiva permanente en una mayor zona del sistema.

Si por requerimientos del sistema se recurre a cualquiera de esos ajustes en el restaurador, la única posibilidad de coordinación es mediante la sustitución del fusible por un seccionizador automático.

3.5.6.11 Secuencias 4B, 3B y 2B

Aunque se tiene coordinación selectiva total con estos ajustes, no es recomendable ya que el fusible siempre opera para todo tipo de fallas, siendo entonces necesario su reemplazo con mayor frecuencia, además de no cumplirse estrictamente con lo planteado por la filosofía de protecciones, al no protegerse la zona del fusible contra fallas de naturaleza transitoria.

La misma situación ocurre con las secuencias 4C, 4D, 3C, 3D, 2C, 2D u otras similares.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Si por requerimientos del sistema se recurre a cualquiera de esos ajustes en el restaurador, la única posibilidad de cumplir con lo establecido en la filosofía de protecciones es mediante la sustitución del fusible por un seccionalizador automático o por un fusible de triple disparo.

3.5.7 Criterio de coordinación restaurador-seccionalizador

Este tipo de arreglo también es de los encontrados con cierta frecuencia en las redes y circuitos de distribución; el restaurador como protección de la troncal, parte de esta o en un ramal importante, y él o los seccionalizadores como "protección" (equipo de seccionamiento) de ramales o sub-ramales con determinada importancia dentro del sistema de distribución.

Un seccionalizador cuenta la cantidad de veces que una corriente superior a su mínima actuante es interrumpida por un dispositivo de respaldo y después de una cantidad preseleccionada de recuentos abre sus contactos.

El seccionalizador no tiene capacidad interruptiva para corrientes de falla, aunque si tiene la suficiente para abrir el circuito con carga normal. Cuando es debidamente aplicado abrirá la línea cuando esta se encuentre des-energizada.

Si la corriente que fluye a través del seccionalizador es mayor del 160 % de la capacidad nominal de su bobina y el dispositivo de respaldo interrumpe la corriente de falla, entonces el seccionalizador realizará una conteo, repitiéndose el proceso hasta el momento en que al llegar a la cantidad preseleccionada de recuentos abre sus contactos quedando abierto, debiéndose reponer manualmente.

Si la falla es transitoria, el seccionalizador se repone a su estado original, por lo que requiere un determinado tiempo (mismo que depende del número de conteos efectuado), el cual para

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

seccionalizadores hidráulicos es de aproximadamente un minuto y para los electrónicos puede ser seleccionable.

Como los seccionalizadores no tienen una característica de operación tiempo-corriente, su coordinación con un restaurador, no requiere la aplicación de un criterio donde se definan márgenes de tiempo entre curvas.

De tal forma el criterio de coordinación establece que para este par de dispositivos únicamente es necesario cumplir con los siguientes aspectos, mismos que se ilustran de manera gráfica en la Figuras 3.32 y 3.33.

1. Asegurar que el número máximo de conteos ajustados en el seccionalizador, sea igual o menor al número de operaciones de disparo menos uno, ajustadas en el restaurador. Es decir, que para asegurar la coordinación con un restaurador es necesario analizar el tiempo de retención de cuenta del seccionalizador sin olvidar que debe ser menor que el número de operaciones del restaurador.
2. Vigilar que la mínima corriente de falla en la zona de cobertura del seccionalizador sea superior al 160 % de la capacidad nominal de su bobina o a su corriente mínima de conteo.
3. Vigilar que cualquier falla dentro de la zona de cobertura del seccionalizador, sea detectada por el restaurador.
4. Verificar que la curva de daño del seccionalizador se encuentre por arriba de la curva rápida y/o lenta del restaurador, para el valor máximo de corriente de cortocircuito común a ambos dispositivos.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

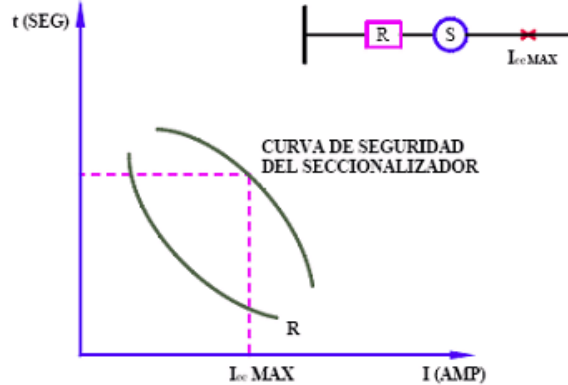


Figura 3.32 Criterio de coordinación restaurador- seleccionador

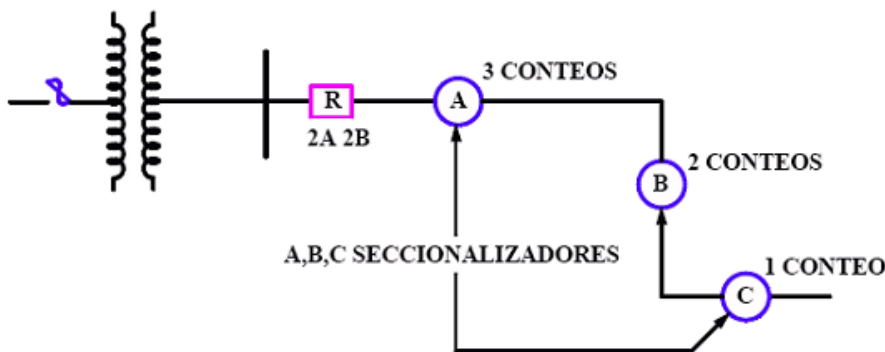


Figura 3.33 Arreglo restaurador- seccionizador

Dado que como se indicó con anterioridad, la coordinación entre estos dos dispositivos solo es función de sus operaciones de disparo y de conteo respectivamente, la secuencia ajustada de curvas rápidas y lentas en el restaurador no representa ninguna limitante para el arreglo.

Si el seccionizador es ajustado a 3 conteos, el restaurador puede tener cualquier secuencia, siempre y cuando el total de disparos sea de 4, pudiendo seleccionarse de manera indistinta por ejemplo 4A, 3A-1B, 3A-1C, 3A-1D, 2A-2B, 2A-2C, 2A-2D, 1A-3B, 1A-3C, 1A-3D, 4B, 4C, 4D u otras similares.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Así entonces, la definición de la secuencia de ajuste en el restaurador, es más función de la coordinación del mismo con otros equipos de protección adyacentes (relevadores, restauradores y fusibles), que la derivada de su coordinación con el seccionalizador.

Esta amplia flexibilidad que brinda el seccionalizador, lo hace ser una excelente alternativa de solución en aquellos casos donde un estudio de coordinación de protecciones en sistemas de distribución tiene complicaciones.

Al respecto, puede señalarse que la secuencia 2A-2B en el restaurador es una buena selección para coordinar estos dos dispositivos, aunque si posteriormente al seccionalizador, se requiere coordinar con un fusible, no se considera la más adecuada como se observará en el siguiente inciso.

Por otra parte, con esta secuencia pueden coordinarse con cierta facilidad otros ramales adyacentes al restaurador que dispongan de fusibles como elementos de protección.

A continuación se relacionan algunas recomendaciones prácticas para la aplicación de este arreglo, mismas que son producto de la experiencia acumulada durante el transcurso del tiempo, en la operación de los sistemas de distribución:

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Con un restaurador hidráulico y un seccionalizador hidráulico se asegura la coordinación, cuando tanto el restaurador como el seccionalizador, utilizan bobinas con el mismo régimen continuo.

La suma de los tiempos de corte y re-cierre del restaurador, no deben exceder el tiempo de memoria del seccionalizador, ya que este puede recuperar su conteo inicial.

En el caso de la corriente de carga o mínima de falla, cuando esta excede la corriente actuante del seccionalizador pero se encuentra por debajo de la del restaurador, el seccionalizador cuenta y puede abrir el circuito innecesariamente. Este problema se elimina seleccionando las bobinas por encima de cualquier corriente de entrada probable.

Otra alternativa de solución al caso anterior, es instalar en el seccionalizador un accesorio de restricción de voltaje el cual hace que el corte quede bloqueado mientras exista tensión del lado de la alimentación del seccionalizador. Con la utilización de este accesorio puede incluso instalarse un seccionalizador entre dos restauradores.

Si la corriente de entrada hace que el restaurador corte, la tensión del seccionalizador se pierde y abrirá innecesariamente. Si se instala un accesorio de restricción de corriente de entrada en el seccionalizador, el problema se elimina, ya que detecta si la falla ocurre antes o después del seccionalizador para que en caso de que sea después de este, pueda operar

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

normalmente, bloqueando su operación si la falla ocurre entre el restaurador y el seccionalizador.

El seccionalizador debe tener como número máximo de conteo una operación menos que el número de disparos ajustados en el dispositivo de respaldo. La capacidad de la bobina del seccionalizador debe ser menor o igual que la del restaurador y el restaurador debe tener buena sensibilidad para detectar corrientes de falla mínima en la zona de protección del seccionalizador.

Si se instala otro seccionalizador en serie, debe ajustarse a un conteo menos que el primero.

Finalmente, se reitera que la aplicación de seccionalizadores representa una alternativa de solución, para aquellas situaciones donde por las características del sistema de distribución, se complica o dificulta la utilización de otros dispositivos tales como fusibles.

3.5.8 Criterio de coordinación restaurador-seccionalizador-fusible

La aplicación de este tipo de arreglo puede darse con el restaurador como protección de la tronca, una porción de esta o un ramal importante en un circuito de distribución; el seccionalizador como "protección" (equipo de seccionamiento) de un ramal o sub-ramal sobre

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

la línea de distribución y el fusible como protección de un sub-ramal derivado del ramal donde se ubica el seccionalizador.

De manera similar, la utilización de este arreglo es sumamente simple, en razón de que el criterio no da opción a diferentes ajustes tanto del interruptor como del seccionalizador.

Los pasos a seguir para la coordinación entre estos 3 dispositivos están dados por la siguiente secuencia:

1. El restaurador y el fusible se coordinan como fue descrito en el inciso 3.5.6.6.
2. El restaurador debe ajustarse únicamente con una secuencia de una operación rápida y tres lentas.
3. El restaurador y el seccionalizador se coordinan como fue descrito en el inciso 3.5.7, con un ajuste único de 3 conteos para el seccionalizador.

Con tales consideraciones y para una falla de naturaleza permanente en la zona de cobertura del fusible; durante la primera operación del arreglo, el restaurador dispara mediante su primera curva rápida, permitiendo la no operación del fusible (para poder eliminar aproximadamente un 85 % de las fallas de naturaleza transitoria) y el seccionalizador efectuará su primer conteo.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Al re-cerrar el restaurador, dicho equipo percibe la falla mediante su primera curva lenta; originando en esta ocasión la operación del fusible y efectuando el seccionizador su segundo conteo (esto debido a que este dispositivo sensa la aparición y corte de un sobre-corriente, aunque dicho corte no es efectuado por el dispositivo de respaldo, sino por el fusible delantero).

Al ser eliminada la falla por la operación del fusible, tanto el restaurador como el seccionizador permanecen cerrados y reponen sus secuencias de operación en razón de no haberse completado sus ciclos de ajuste para bloqueo respectivos. El criterio como se describe, se encuentra ilustrado de manera gráfica en la Figura 3.34.

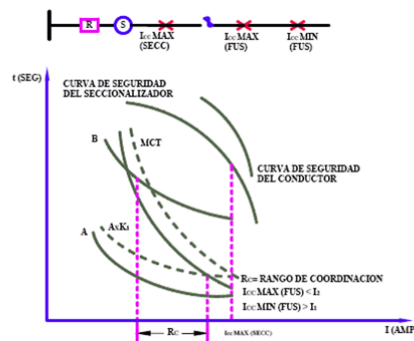


Figura 3.34 Criterio de coordinación restaurador-seccionizador-fusible.

Cualquier secuencia del restaurador que involucre una operación rápida y 3 operaciones lentas (1A-3B, 1A-3C, 1A-3D u otras similares) es la adecuada, teniendo cuidado en que la curva de seguridad del seccionizador quede por arriba de la curva acumulada del restaurador, para la máxima corriente de falla común a ambos dispositivos.

La única desventaja del arreglo es que al fusible solo se le da la oportunidad de no fundirse en una ocasión, despejándose durante la primera operación rápida el 85 % de las fallas transitorias.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Cualquier otra selección diferente de ajustes tanto en el restaurador como en el seccionalizador, redundará para fallas de naturaleza permanente en la zona de cobertura del fusible, en operaciones no selectivas del arreglo, tal y como se indica a continuación:

Con una secuencia en el restaurador de 2 operaciones rápidas y 2 lentas, y un ajuste de 3 conteos en el seccionalizador; al final del ciclo se tiene la fusión del fusible y la apertura del seccionalizador además de dos disparos transitorios del restaurador.

Con una secuencia en el restaurador de 2 operaciones rápidas y 2 lentas, y un ajuste de 2 conteos en el seccionalizador; al final del ciclo se tiene solo la apertura del seccionalizador además de dos disparos transitorios del restaurador, sin fusión del fusible.

Con una secuencia en el restaurador de 1 operación rápida y 3 lentas, y un ajuste de 2 conteos en el seccionalizador; al final del ciclo se tiene además de la fusión del fusible, la apertura del seccionalizador.

Cabe señalar sin embargo, que otras secuencias de operación del restaurador, tales como 2A- B, 2A-2C, 2A-2D u otras similares, es posible implementarlas en el arreglo solo si el seccionalizador está equipado con un accesorio de restricción de voltaje. En tal caso, la operación de un fusible más allá del seccionalizador, no provoca el conteo y corte del dispositivo, debido a que siempre habrá presencia de tensión en el lado fuente del seccionalizador.

3.5.9 Criterio de coordinación fusible-relevador

La aplicación de este tipo de arreglo se da fundamentalmente entre dispositivos ubicados en una misma subestación (protección de Banco en Alta Tensión, protección de Banco en Baja Tensión).

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Dichas instalaciones son generalmente del tipo rural o suburbano, alimentadas de sistemas de sub-transmisión y con transformadores de potencia cuya capacidad no excede de 10 MVA, para los cuales los fusibles deben ser del tipo potencia.

El criterio establece que debe existir un margen mínimo en tiempo de coordinación del 25 % del tiempo de la característica MMT del fusible, entre esta y la curva característica tiempo-corriente del relevador, para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos equipos. Con dicho margen se pretende no solo que el fusible no opere, si no que el calentamiento transitorio a que se ve sometido no provoque siquiera alguna modificación del tipo irreversible en sus características físicas, de tal forma que su comportamiento para otras fallas pudiera ser diferente al esperado.

En otras palabras, si se define a t_2 como el tiempo mínimo de fusión del fusible de potencia para la falla de referencia y a t_1 como el tiempo de operación del relevador para la misma falla, el criterio puede ser escrito como:

$$t_1 \leq 0.75 * t_2$$

Una recomendación que facilita sobremanera un estudio de coordinación cuando se aplica este criterio, es seleccionar la característica tiempo-corriente del dispositivo primario o delantero con una inversidad similar a la del dispositivo de respaldo (en este caso, extremadamente inversa), lográndose mantener con esto una separación uniforme entre ambas curvas al ser sus trayectorias prácticamente paralelas.

Por el contrario a lo señalado anteriormente, un estudio de coordinación se verá comprometido, si la característica tiempo-corriente del dispositivo primario es seleccionada con una inversidad menor que la del dispositivo de respaldo, en razón del acercamiento de curvas para altos valores de falla.

Al respecto, los relevadores de nueva tecnología ofrecen una amplia variedad para la selección de diferentes características de operación tiempo-corriente.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Para el caso de los fusibles de potencia, la mayoría de los fabricantes disponen de algunas alternativas en cuanto a la velocidad de operación se refiere; por ejemplo el fabricante S & C, ofrece las siguientes tres velocidades para ciertas tensiones: velocidad "standard" o rápida, velocidad "slow" o lenta y velocidad "very slow" o muy lenta. El criterio anterior se ilustra gráficamente en la Figura 3.35.

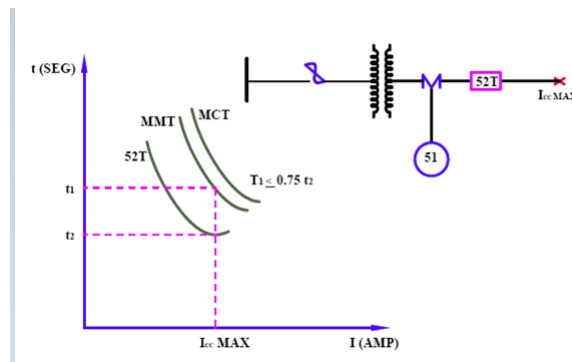


Figura 3.35 Criterio de coordinación fusible-relevador.

Si se requiere asegurar al máximo posible, la no ocurrencia de operaciones en falso del fusible de potencia por fallas después del interruptor de banco en B.T. (considerando los inconvenientes que ello acarrea en cuanto a continuidad del servicio y costos de reemplazo); se recomienda que la aplicación del criterio se haga sobre una curva MMT del fusible de potencia, modificada por los factores de corrección por temperatura ambiente "KT" y por corriente de "pre-falla" "KP".

La finalidad de dichos factores, es desplazar verticalmente sobre el eje coordinado del tiempo a la curva MMT del fusible, adicionando de esta forma un margen extra de coordinación.

Dicho desplazamiento puede ser hacia abajo cuando el entorno del fusible representa mayor severidad de operación para el fusible (temperatura ambiente alta y/o cierto nivel de sobrecarga en el transformador de potencia); o hacia arriba cuando el entorno del fusible ayuda a mantener sus

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

características debajo de las condiciones estándar de diseño (temperatura ambiente baja y/o transformador de potencia con capacidad sobrada).

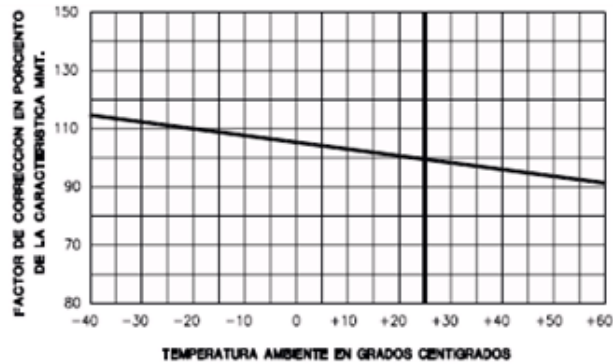


Figura 3.36 Factor de corrección “ K_t ” para fusibles de potencia de cualquier velocidad excepto lenta.

En las Figuras 3.37, 3.38, 3.39 y 3.40 se muestran las gráficas correspondientes a dichos factores para una cierta marca y tipo de fusibles. En la Figura 3.40 se ilustra gráficamente esta variante del criterio.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

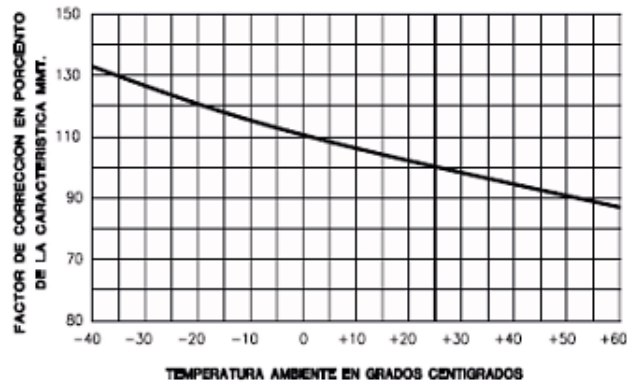


Figura 3.37 Factor de corrección " K_t " para fusibles de potencia de velocidad lenta

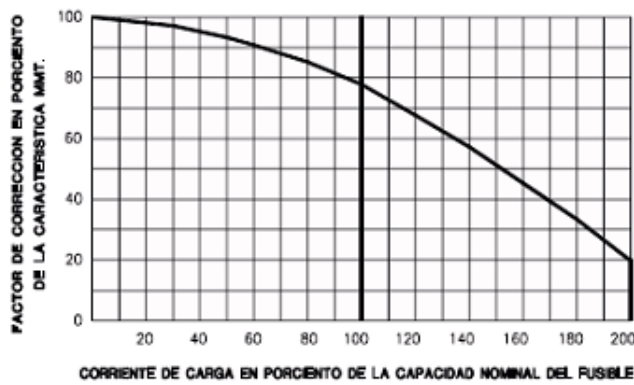


Figura 3.38 Factor de corrección " K_b " para fusibles de potencia de cualquier velocidad excepto lenta

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

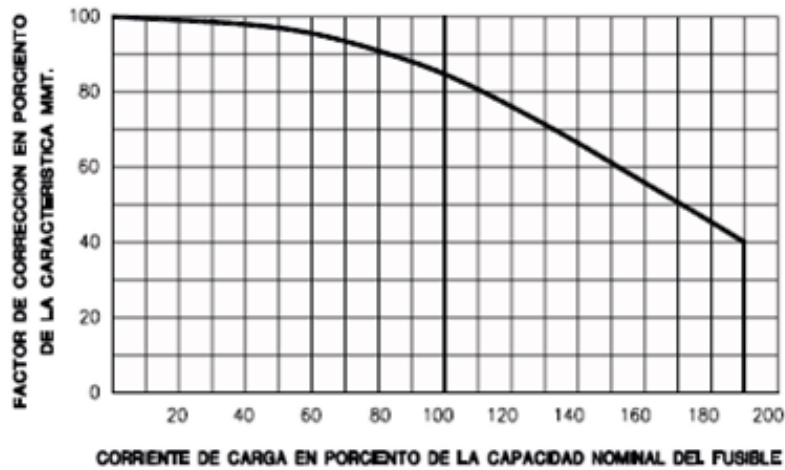


Figura 3.39 Factor de corrección “ K_p ” para fusibles de potencia de velocidad lenta

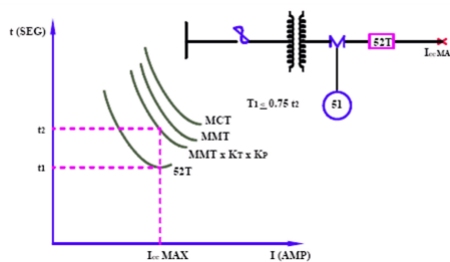


Figura 3.40 Criterio de coordinación fusible-relevador, aplicando factores de corrección

Estableciendo una metodología para la aplicación de este criterio, se tiene lo siguiente:

1. Se selecciona la mínima capacidad del fusible en función de la capacidad del transformador, considerando tanto condiciones normales de operación, como de sobrecarga por emergencia.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

2. Se define la velocidad más apropiada para la característica de operación del fusible, tomando en cuenta para la componente MCT los tiempos requeridos de operación tanto para falla en A.T. como para falla en B.T. dicha característica debe verificarse además en su componente MMT, para las condiciones de "Inrush" y "Carga fría".
3. Si las condiciones del entorno así lo requieren, se modifica la curva MMT mediante la aplicación de los factores de corrección respectivos.
4. Se define la característica de operación tiempo-corriente del relevador, en función de los requerimientos de coordinación del sistema.
5. Finalmente, se seleccionan los ajustes del relevador para cumplir con el rango de coordinación establecido por el criterio para este arreglo.

Es importante puntualizar que dada la conexión delta-estrella de los transformadores de potencia empleados en Subestaciones de Distribución, la aplicación del criterio se limita a la comparación de las características tiempo-corriente del fusible con la de los relevadores de fase (51F) para fallas trifásicas en la barra de B.T.

Cabe señalar que al estar los dos dispositivos de protección instalados en niveles de tensión diferentes, es necesario para realizar el estudio de coordinación de protecciones respectivo, definir una tensión base. Por tal razón, las características tiempo-corriente de uno de los equipos (generalmente el fusible de potencia) deben ser referidas a dicha tensión base, con el objeto de poder efectuar el análisis comparativo correspondiente.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

3.5.10 Criterio de coordinación fusible-restaurador

La aplicación de este tipo de arreglo se da básicamente entre dispositivos ubicados en una misma subestación (protección de banco en A.T. protección de alimentador en B.T.).

Dichas instalaciones son generalmente pequeñas y del tipo rural, alimentadas de sistemas de distribución en media tensión (34.5, 23 o 13.8 kV) y con transformadores de potencia cuya capacidad no excede de 5 MVA, para los cuales los fusibles se recomienda sean del tipo potencia, aunque en algunas ocasiones llegan a utilizarse fusibles de distribución cuando los niveles de falla en la instalación así lo permiten.

El criterio establece que debe existir un margen mínimo en tiempo de coordinación tal, que el tiempo de la característica MMT del elemento fusible deber ser mayor que el tiempo promedio de la curva lenta del restaurador corregida por un factor "K₂" para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos dispositivos.

Con dicho margen se pretende no solo que el fusible no opere, sino que los calentamientos transitorios a que se ve sometido por las operaciones sucesivas del restaurador no provoquen alguna modificación del tipo irreversible en sus características físicas, de tal forma que su comportamiento para otras fallas pudiera ser diferente al esperado.

Bajo tal circunstancia, todas las operaciones del restaurador deben ser más rápidas que la curva MMT del fusible, además de que la secuencia de operación del restaurador y sus intervalos de re-cierre están considerados dentro del factor de corrección "K₂".

El denominado factor "K₂", corresponde a un multiplicador que desplaza la curva lenta del restaurador verticalmente sobre el eje coordenado del tiempo, para compensar el efecto de calentamiento-enfriamiento sufrido por el fusible debido a las operaciones rápidas y lentas de disparo y re-cierre del restaurador.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

El factor "K2" depende de la secuencia de operación y del tiempo de re-cierre del restaurador utilizado, es decir, se trata de un factor de seguridad para evitar la fusión, el calentamiento excesivo o la deformación irreversible del fusible durante la secuencia de operación del restaurador.

Obviamente el citado factor es mayor, cuanto más severas son las condiciones para el fusible, como lo son los ciclos de calentamiento a los que se ve sometido y el tiempo permitido para su recuperación (mayor número de operaciones lentas y tiempos de re-cierre cortos).

En la Figura 3.41 se ilustra gráficamente este criterio y en la Tabla 3.10 se muestran los valores del factor "K₂" para una marca y tipo de restaurador en particular.

TIEMPO DE RECIERRE (SEG)	DOS OPERACIONES RAPIDAS Y DOS LENTAS	UNA OPERACIÓN RAPIDA Y TRES LENTAS	CUATRO OPERACIONES LENTAS
0.4	2.7	3.7	3.7
0.5	2.6	3.1	3.5
1.0	2.1	2.5	2.7
1.5	1.85	2.1	2.2
2.0	1.7	1.8	1,9
4.0	1.4	1.4	1.45
10.0	1.35	1.35	1.35

Tabla 3.10 Factores "K₂" para coordinación fusible-restaurador

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

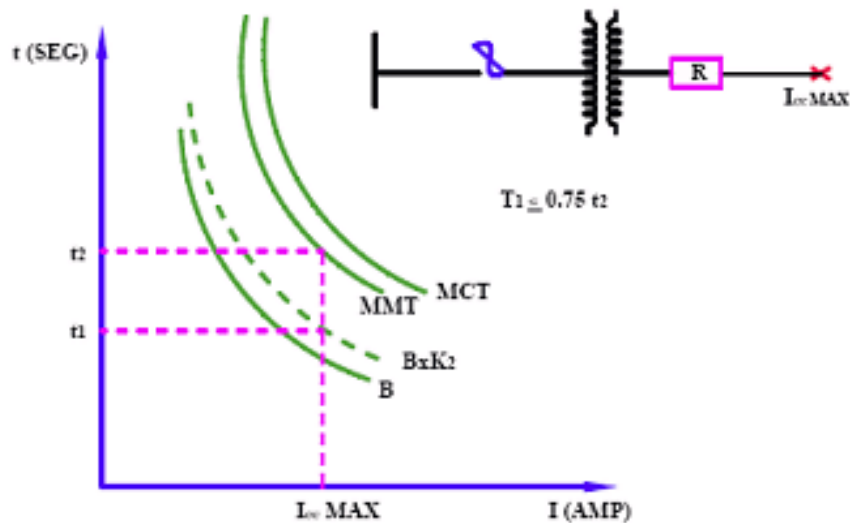


Figura 3.41 Criterio de coordinación fusible-restaurador

3.5.11 Criterio de coordinación fusible-fusible

La aplicación de este tipo de arreglo se da entre dispositivos ubicados en una línea o red de distribución, siendo el fusible de respaldo, la protección de un ramal o sub-ramal del circuito y pudiendo ser el fusible delantero o primario, la protección de un sub-ramal o bien de un transformador de distribución.

El criterio establece que debe existir un margen mínimo en tiempo de coordinación del 25 % del tiempo de la característica MMT del fusible de respaldo, entre esta y la curva característica MCT del fusible delantero o primario, para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos dispositivos.

Con dicho margen se pretende no solo que el fusible de respaldo no opere, sino que el calentamiento transitorio a que se ve sometido no provoque siquiera alguna modificación del tipo

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

irreversible en sus características físicas, de tal forma que su comportamiento para otras fallas pudiera ser diferente al esperado.

De otro modo, si define a t_2 como el tiempo mínimo de fusión del fusible de respaldo para la falla de referencia y a t_1 como el tiempo máximo de apertura del fusible delantero o primario para la misma falla, el criterio puede ser escrito como:

$$t_1 \leq 0.75 * t_2$$

Es decir que la curva MCT del fusible lado carga no debe exceder el 75% en tiempo de la curva MMT del fusible lado fuente para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos fusibles.

Por otra parte cabe señalar que en un estudio de coordinación de protecciones en donde se involucran fusibles, debe contarse dentro de la información requerida, con las características de operación tiempo-corriente garantizadas por el fabricante.

Así entonces cada estudio de coordinación de protecciones identifica a uno o varios tipos específicos de elementos fusibles cada uno de los cuales se encuentra asociado al régimen de corriente que debe utilizarse para asegurar una coordinación adecuada.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

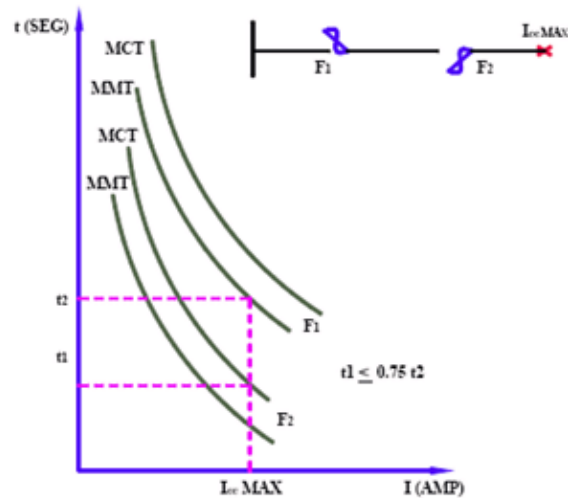


Figura 3.42 Criterio de coordinación fusible-fusible.

Por todo lo anteriormente expuesto y al ser los fusibles los únicos dispositivos de protección que requieren de su reemplazo después de operar por una falla, es importante destacar que el liniero debe reemplazar al elemento fundido, por otro del mismo tipo y régimen de corriente, siendo recomendable también que preferentemente sea del mismo fabricante.

Una acción que simplifica y facilita tal labor de reemplazo, es tratar de uniformizar las capacidades de todos los fusibles "primarios" que se encuentran coordinados con un dispositivo de respaldo común como, relevador, restaurador, fusible o seccionalizador.

Esto puede lograrse desde el estudio de coordinación de protecciones, seleccionando la capacidad del fusible más crítico en cuanto a condiciones de carga y cortocircuito se refiere, y aplicar esa misma capacidad al resto de los elementos.

Generalmente si existe coordinación con el elemento crítico, la misma se mantiene con los elementos menos críticos. De esta manera el "stock" del liniero en cuanto a fusibles necesarios para reemplazo, se reduce de una extensa variedad a unas cuantas capacidades. En la Figura 4.58 se ilustra gráficamente la aplicación de este criterio.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

3.5.12 Criterio de coordinación seccionalizador-seccionalizador

Como en todos los arreglos donde interviene un seccionalizador automático, el criterio de coordinación para este caso es sumamente sencillo y establece que para un arreglo en cascada de seccionalizadores, únicamente es necesario ir reduciendo en un conteo a partir del equipo más cercano a la fuente, el ajuste del resto de los dispositivos.

Siendo entonces 3 el número máximo de conteos en un seccionalizador, solo es posible tener arreglos en "cascada" hasta de tres equipos, cada uno de los cuales tendría ajustes de 3, 2 y 1 conteo respectivamente.

Desde luego que es importante seguir además con todas las recomendaciones que en materia de utilización de seccionalizadores se han señalado en otros criterios que involucran a este tipo de equipo, y que aplicadas a este criterio son las siguientes:

1. Asegurar que el número máximo de conteos ajustados en el primer seccionalizador este acorde con la secuencia de operación del dispositivo de respaldo (relevador o restaurador) con el cual se encuentre coordinado.
2. Vigilar que las mínimas corrientes de falla en las zonas de cobertura de cada uno de los seccionalizadores sean superiores al 160 % de la capacidad nominal de la bobina o a la corriente mínima de conteo de cada uno de ellos respectivamente.
3. Vigilar que cualquier falla dentro de las zonas de cobertura de todos los seccionalizadores coordinados en cascada, sea detectada por el dispositivo de respaldo asociado al primer seccionalizador.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

4. Verificar que las curvas de daño de todos los seccionadores coordinados, en cascada se encuentren por arriba de la característica tiempo-corriente del dispositivo de respaldo asociado al primer seccionador, para los valores máximos de corriente de cortocircuito en la localidad de cada uno de los seccionadores.

En la Figura 3.43 se ilustra gráficamente mediante un arreglo de tres seccionadores automáticos instalados en "cascada", la aplicación de este criterio.

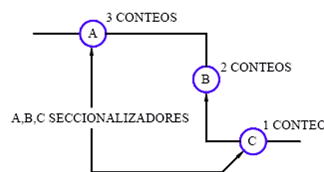


Figura 3.43 Criterio de coordinación seccionador- seccionador

3.6 Desarrollo de guías y recomendaciones para la aplicación y ajuste de dispositivos de protección de sobre-corriente en sistemas de distribución

Como parte final de este capítulo, se incluye información complementaria relacionada con algunas recomendaciones para la aplicación y ajuste de los diversos dispositivos de protección que intervienen en un sistema de distribución.

Dicha información es producto de la experiencia, el conocimiento y la habilidad desarrollada por el personal técnico de ingenieros de varias Divisiones de Distribución, siendo como tales en algunos casos aplicadas divisionalmente, regionalmente o incluso nacionalmente, dependiendo de las particularidades de cada sistema.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Con tal información se desea dar un panorama de algunas de las metodologías implementadas localmente y que mediante el intercambio de experiencias entre Divisiones, han permitido en muchos casos adoptar soluciones óptimas a problemáticas comunes.

Sobre el particular, no se pretende en este documento fijar o establecer de manera unilateral la aplicación de estas guías y recomendaciones sino simplemente mostrarlas y ponerlas a consideración del personal involucrado, ya que como se planteo con anterioridad, en materia de protecciones eléctricas no existen las soluciones "únicas" o "definitivas", sino aquellas que basadas en una plataforma de principios teóricos y prácticos básicos como los incluidos en el presente documento, han ido implementándose, experimentándose y optimizándose con las aportaciones personales de cada ingeniero y cada técnico especialista o interesado en la materia.

Por tal razón, la amplia variedad y riqueza existente en tal sentido, no son una muestra de anarquía, como podría pensarse en otros campos de la ingeniería; ya que son una realidad de como la personalidad individual puede dar diferentes tonos y matices a conceptos de índole técnico y científico. En consecuencia, varios autores reconocidos internacionalmente en la materia, han establecido a la especialidad de las protecciones eléctricas, como una combinación de ciencia y arte, donde existe siempre la amplia posibilidad de polemizar y discutir sobre diversas vertientes de un mismo tema.

Finalmente es importante establecer sobre lo anterior, que con el objeto de ampliar este panorama, es objetivo de este documento el poder incluir aquellas guías y/o recomendaciones similares que se hayan desarrollado o vayan a desarrollarse en el futuro en las diferentes Divisiones, para mantener un compendio en la materia que permita a todos conocer dicha variedad y riqueza; por lo que para próximas revisiones del documento queda abierta la posibilidad de incluir todas las aportaciones que se reciban en tal dirección y sentido.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

3.6.1 Guía básica para instalación y aplicación de protecciones en sistemas de distribución

La instalación y aplicación de estos equipos se basa en cada uno de los siguientes criterios:

Fusible de potencia en 115 Kv

- Para proteger los transformadores de potencia iguales o menores de 7.5/9.375 MVA's de toda subestación conectada a 115 kV's. Se empleará siempre y cuando la instalación no forme parte de un anillo.

Interruptor con relevador de sobrecorriente

- Como interruptor de banco en transformadores de 10/12.5 MVA's ó mayores en el lado de alta tensión.
- Como interruptor de banco en el lado de baja tensión en transformadores de 5 MVA's ó mayores.
- En alimentadores de circuitos de distribución urbanos. El ajuste de relevadores de fase en los circuitos de distribución debe ser limitado por los factores siguientes, y no por la carga:

1o. Capacidad del conductor

2o. Capacidad de la subestación

3o. Capacidad de Interruptores, de Cuchillas Monopolares y de Operación en Grupo

- En circuitos con más de 150 amperes de carga.
- Como amarre de buses.
- En toda subestación normalizada.
- En casos especiales se analiza su empleo.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Restaurador

- Como protección de banco en los transformadores de 34.5/13.8 kV en el lado de alta tensión.
- En todas las subestaciones rurales como protección de los alimentadores para los circuitos de distribución.
- En ramales con carga mayor de 15 amperes.
- En ramales con longitudes mayores de 15 Km.
- Para proteger poblaciones importantes de áreas rurales.
- En condiciones especiales por tipo de terreno o áreas conflictivas.
- Los restauradores deben de ser respaldados por un relevador de característica muy inversa o inversa.
- Siempre que se seleccione un restaurador con bobina serie se debe de tomar muy en cuenta el nivel de corto circuito que soporta tanto el equipo como la bobina. Las bobinas serie de los restauradores solo soportan los niveles de corto circuito de la siguiente Tabla 3.11.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Tabla 3.11 Capacidad de corto circuito de la bobina serie

TIPO RESTAURADOR	I _{NOMINAL} BOBINA							
	25	35	50	70	100	140	185	225
3H	600	1400	1250					
6H	1000	2100	2000	3000	3000			
R	1500	2100	3000	4000	4000	4000	4000	4000
RV	1500	2100	3000	4200	6000	6000	6000	6000
RX	1500	3500	3000	4200	6000	6000	6000	6000
KF	2500	3500	5000	6000	6000	6000	6000	6000
W			3000	4200	6000	8400	9600	10000

En transformadores de potencia de 34.5/13.8 kV. Como protección primaria debe de instalarse un restaurador tipo RV, ajustado a una sola operación, con el re-cierre bloqueado y con los ajustes de la Tabla siguiente.

Tabla 3.12 ajustes en los transformadores de protección para transformadores de 34.5/13.8 kV

TIPO DE ELEMENTO	TIPO DE CURVA	TRANSFORMADOR DE 3 MVA	TRANSFORMADOR DE 5/6.5 MVA	TRANSFORMADOR DE 7.5/9.375 MVA
BOBINA SERIE	C	50	100	140
DISPARO A TIERRA	S	20	35	35

- Para coordinar restauradores en cascada, preferentemente deben ajustarse de acuerdo a lo indicado en la siguiente Tabla.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

UBICACIÓN DEL RESTAURADOR	TIPO DE RESTAURADOR	CURVA BOBINA SERIE	CURVA DISPARO A TIERRA
SUBESTACIÓN	W,R,KF	C	5
PRIMER EQUIPO EN LA RED	W,R,KF	C o B	4
SEGUNDO EQUIPO EN LA RED	R,KF	B	3
TERCER EQUIPO EN LA RED	6H	A,B	3

Tabla 3.13 Ajustes para restauradores instalados en cascada

- Las bobina serie seleccionada para restauradores instalados como protección principal de alimentador en subestaciones, debe de soportar la carga de dos de los circuitos de la subestación.
- Los restauradores instalados en la red deben seleccionarse con una bobina serie de tal manera que soporte la carga normal más la carga adicional por transferencia y su capacidad está limitada por los factores siguientes, en orden de importancia:
 - 1o. Capacidad del conductor
 - 2o. Capacidad de la subestación
 - 3o. Capacidades de interruptores o restauradores de respaldo, de cuchillas monopolares y de operación en grupo

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Los dispositivos de disparo a tierra para restauradores Mc Graw o Cooper tipos KF, R, RX, RV y W, disponen de curvas de tiempo definido, con valores discretos tanto para la corriente mínima de operación, como para el tiempo. El ajuste de tales magnitudes es realizado a través de tres resistencias (curva rápida, curva lenta y corriente mínima). Generalmente los restauradores son suministrados con ciertos ajustes "estándar" de fábrica (curva rápida: 1, curva lenta: 4 y corriente mínima: 20 a 30 % del disparo de bobina serie). Sin embargo si de acuerdo al estudio de coordinación de protecciones, resultasen ajustes diferentes a los disponibles, basta con reemplazar el o los resistores correspondientes. En las siguientes Tablas se indican las características para cada una de dichas Resistencias; aclarando que, si no se llegase a disponer de los elementos originales, pueden utilizarse resistencias con valores comerciales cercanos, que pueden introducir diferencias en el comportamiento del dispositivo, en proporción a la desviación obtenida con respecto a las características señaladas.

Tabla 3.14 Corriente mínima de disparo

CORRIENTE MÍNIMA DE DISPARO (A)	VALOR DE RESISTENCIAS DE 25 W (Ω)
20	301
35	162
50	107
70	78
100	53

Tabla 3.15 Curvas de tiempo definido

CURVA	TIEMPO DE OPERACIÓN (Seg)	VALOR DE RESISTENCIA DE 1 W ($K\Omega$)
3	0.5	35.7
4	1.0	80.6
5	2.0	158.0
6	3.0	232.0

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

- El uso de curvas rápidas en todos los restauradores en serie tiene como resultado el disparo simultáneo de todos los equipos, por lo que debe restringirse el uso de las mismas.
- Las curvas 1 y 2 del dispositivo de disparo a tierra de tiempo definido de los restauradores opera indeseablemente por efecto Inrush o carga fría por lo que no es recomendable su utilización.
- Los restauradores 6H ó HR normalmente no cuentan con disparo a tierra por lo que si se respaldan con un restaurador del tipo KF, R, W ó Rey Rolle, la capacidad máxima de la bobina debe ser 25 amperes. Una capacidad mayor provoca que opere indeseablemente el restaurador de respaldo.
- Los restauradores que tengan disparo a tierra deben contar con el dispositivo exterior para su bloqueo, ya que para ser "by-passeados" debe bloquearse el mismo.

Seccionalizador

- En ramales con cargas de más de 15 amperes.
- En ramales con longitudes mayores de 3 Km. y menores de 15 Km.
- En condiciones especiales por tipo de terreno o áreas conflictivas.
- Debe tomarse en cuenta la curva de daño de las bobinas de los seccionalizadores para evitar que se dañen por ser instalados en un punto donde el nivel de corto circuito sea mayor para el que fueron diseñados.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Fusible de potencia en líneas y redes de distribución

- En todas las derivaciones de los clientes en 34.5 kV hasta 50 amperes fusible SMU-20.
- En todo transformador instalado sobre las líneas y redes de 34.5 kV.
- En todos los servicios propios de las subestaciones de C.F.E. tanto de 13.8 kV como de 34.5 kV.
- En todas las transferencias automáticas y anillado de circuitos.

Cuchilla fusible de triple disparo

- En ramales con longitudes de 3 a 15 Km.
- En ramales con cargas de 5 a 15 amperes.
- En condiciones especiales por tipo de terreno o áreas conflictivas.

Cortacircuito fusible

- En ramales con más de 3 bancos.
- En ramales con longitudes de hasta 3 Km.
- En ramales con cargas de hasta 5 amperes.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

3.6.2 Guía para aplicación y ajuste de protecciones en circuitos de distribución

		Consideración de ajuste					
Dispositivo	ubicación	aplicación	corriente	tiempo	recierre	Curvas operaciones	Secuencia de operación
Interruptor de potencia con relevadores de protección	En las subestaciones de distribución	General	Unidad de tiempo de fase Mayor que la máxima corriente de carga del alimentador inicialmente el doble y nunca menor del 150%.	2 o 3 operaciones para circuitos rurales.	Extremadamente inversa para circuitos con fusibles principalmente (rurales)	Bloqueo de la unidad instantánea para coordinación con fusibles de ramales de cierta importancia (normalmente en circuitos rurales de subestación con niveles bajos de corto circuito).	Operación sin bloqueo de la unidad instantánea para circuitos urbanos de subestaciones con altos niveles de falla.
			Menor que la capacidad máxima continua de conducción del alimentador troncal.				
Interruptor de potencia con relevadores de protección	En las subestaciones de distribución	Circuitos subterráneos	Suficiente para soportar transferencias de carga con circuitos de otra SE'S . Seleccionar la máxima RTC posible para disminuir probabilidad de saturación en TC's y efectos térmicos en relevadores No emplear ajustes mayores TAP 5. Unidad de tiempo neutro De 20 al 30% del ajuste de la protección de fase unidades instantáneas . Mayor que las corrientes de magnetización y carga fría del alimentador . Para operar con niveles de falla a un 80% de la distancia de mas proximo dispositivo automático de protección .	No emplear palancas menores a 1 para evitar operación por variación (en relevadores electromecánicos) . Considerar curvas de daño de conductores.	Usar tiempos altos de recierre para coordinación con protección de respaldo a base de relevadores con reposición lenta . No usar alta velocidad para coordinación con seccionalizador .	Extremadamente inversa para coordinación con fusibles	Una sola operación y bloqueo en caso de falla.
			Unidad de tiempo de neutro considerar el efecto de la corriente de 3ra armónica con retorno como no 310 por el neutro, para circuitos con transformadores de distribución de conexión estrella-estrella mayores de 500kVA. UNIDADES INSTANTANEAS Ajustes altos y en ocasiones bloqueo momentáneo, para evitar operaciones debido a corrientes de magnetización y de efecto capacitivo.	Considerar curvas de seguridad de cables	No utilizar este dispositivo		

CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Corriente	Tiempo	Recierre	Curvas de operación	Secuencia de operación
<p>Inicio del alimentador</p> <p>A lo largo del circuito en sitios estratégicos.</p> <p>En el origen de ramales de trifásicos con longitud para representar exposición a fallas en forma considerable.</p> <p>Lugares de fácil acceso.</p> <p>Consideración especial a sitios muy peligrosos al efecto de rayos, cercanos a arboles a otros elementos peligrosos para la línea</p>	<p>bobina serie en fases</p> <p>Capacidad nominal de un 30 a un 40% mayor que la corriente máxima de carga en el punto de instalación</p> <p>disparo a tierra</p> <p>Aproximadamente un 35 % de la corriente de disparo de fase.</p>	<p>El mayor tiempo posible para unidades (alrededor de 2 segundos)</p> <p>Para aplicaciones inversas de disparo de fallas transitorias.</p> <p>demorado electrónico proporciona mayores ventajas en la coordinación</p>	<p>Muy inversa por diseño bobinas serie para un tiempo de disparo a tierra. Otras combinaciones de secuencias puede considerarse para aplicaciones específicas.</p>	<p>2 rápidas para coordinación despejando hasta un 90% de fallas transitorias.</p> <p>1, rápida 3 lenta para coordinación con arreglo seccionador fusible, despejando un 90% de fallas transitorias.</p>
<p>Inicio de ramales o subramales y siempre delante de dispositivos de protección</p> <p>En aplicación donde se dificulta la coordinación (hidráulico) con el fusibles</p> <p>Cuando se tienen limitaciones por capacidad de interruptiva para restaurador en un ramal</p>	<p>Menor o igual que la capacidad nominal del restaurador (hidráulico) con el coordinado.</p> <p>Menor en un 60% que la mínima corriente de supervisión del disparo de protección</p>	<p>Evitar el uso de recierre de alta velocidad (menores de 30160% de la cidos) en los automáticos de bobina el cual este coordinado, para una falla en su lugar de instalación .</p>	<p>un conteo para redes subterráneas dos conteos eliminando hasta un 90% de fallas transitorias tres conteos eliminando hasta un 95% de fallas transitorias</p> <p>ajustado para el dispositivo coordinado</p> <p>ajustado para el dispositivo coordinado</p> <p>de acuerdo a la importancia del ramal</p> <p>transformadores de distribución, ramales de poca importancia y cortacircuitos de triple disparo lento para aplicación de coordinación con interruptores, restauradores e interruptores, disparo.</p>	<p>un conteo para redes subterráneas dos conteos eliminando hasta un 90% de fallas transitorias tres conteos eliminando hasta un 95% de fallas transitorias</p> <p>ajustado para el dispositivo coordinado</p> <p>ajustado para el dispositivo coordinado</p> <p>de acuerdo a la importancia del ramal</p> <p>transformadores de distribución, ramales de poca importancia y cortacircuitos de triple disparo lento para aplicación de coordinación con interruptores, restauradores e interruptores, disparo.</p>
<p>Inicio de ramales y subramales de importancia.</p> <p>En transformador es de distribución .</p> <p>Para proteger transformadores de distribución ramales de carga y en acometidas de servicios</p>	<p>Capacidad mínima de un 100% de la corriente máxima para los tipos N y de un 100% de la corriente máxima de carga para los tipos K V T</p>	<p>Máximo tiempo de fusión de 1 segundo para la máxima falla en su zona de protección</p> <p>Mayor número de operaciones para protección de ramal</p> <p>de operación para la rápida en el dispositivo de ramal</p> <p>de operación para la rápida en el dispositivo de ramal</p> <p>de operación para la rápida en el dispositivo de ramal</p> <p>de operación para la rápida en el dispositivo de ramal</p>	<p>Máximo tiempo de fusión de 1 segundo para la máxima falla en su zona de protección</p> <p>Mayor número de operaciones para protección de ramal</p> <p>de operación para la rápida en el dispositivo de ramal</p> <p>de operación para la rápida en el dispositivo de ramal</p> <p>de operación para la rápida en el dispositivo de ramal</p> <p>de operación para la rápida en el dispositivo de ramal</p>	<p>de acuerdo a la importancia del ramal</p> <p>transformadores de distribución, ramales de poca importancia y cortacircuitos de triple disparo lento para aplicación de coordinación con interruptores, restauradores e interruptores, disparo.</p>

Restaurador automático

Seccionador

Cortacircuito

CAPÍTULO 4. PROGRAMA PARA EL CÁLCULO DE IMPEDANCIAS DE LÍNEAS Y CORTOCIRCUITO DE CIRCUITOS RADIALES

CAPÍTULO 4. PROGRAMA PARA EL CÁLCULO DE IMPEDANCIAS DE LÍNEAS Y CORTOCIRCUITO DE CIRCUITOS RADIALES

Microsoft Excel es una aplicación la cual permite realizar cualquier tipo de trabajos por ejemplo estadísticos, contables, presupuestos, Aplicaciones en matemática (teoremas, graficando funciones polinómicas, aproximación de raíces irracionales, hipótesis); comparaciones, estadísticas, encuestas, etc. Por anterior se utilizó este programa para realizar el cálculo de impedancias de líneas y obtener el corto circuito de circuitos radiales en una línea de distribución.

4.1 Instrucciones para la operación del programa

El programa es fácil de operar cuenta con 9 hojas de cálculo, de acuerdo al calculo que se requiere es la opción que se tendrá que seleccionar, la primera hoja es la portada donde se encuentran los cuatro tipos de estructuras de distribución con diferentes números de conductores. Al seleccionar cualquiera de las estructuras se abrirá la página correspondiente para el cálculo.

A continuación se solicita varios datos que serán los siguientes para caso.

	DATOS	UNIDADES
r=	0.306	Ω /milla
RMGi=	0.0244	ft
Dab=	2.5	ft
Dbc=	4.5	ft
Dac=	7.0	ft

Donde:

r: resistencia del conductor

RMGi: Radio medio geométrico

Dij: distancia entre conductores

CAPÍTULO 4. PROGRAMA PARA EL CÁLCULO DE IMPEDANCIAS DE LÍNEAS Y CORTOCIRCUITO DE CIRCUITOS RADIALES

De acuerdo a las ecuaciones de Carson simplificadas obtendremos las impedancias propias y mutuas del sistema desbalanceado, tal como se muestra.

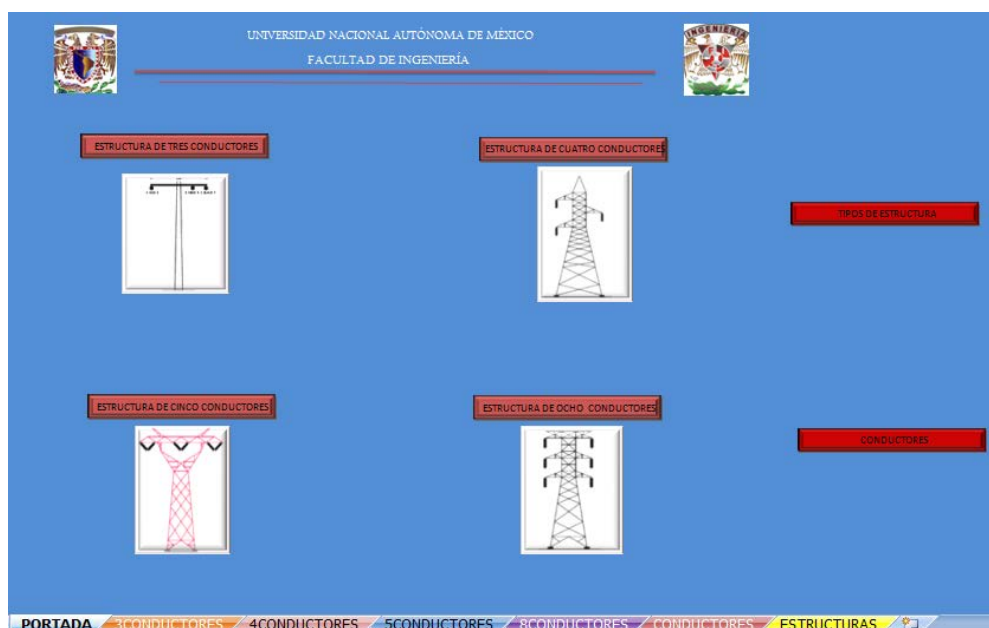
IMPEDANCIA PROPIA: $Z_{ii}=r_i+0.0953+j0.12134[\ln 1/RM_{Gi} +7.93402]$ ohms/milla

IMPEDANCIA MUTUA: $Z_{ij}=0.0953+j0.12134[\ln 1/DM_{Gij} +7.93402]$ ohms/milla

Obtendremos la impedancia positiva negativa y cero para el cálculo de la corriente negativa

4.2 Descripción de las opciones del menú principal


En la siguiente figura se muestra el menú principal donde se puede seleccionar el cálculos a realizar o bien algunos tipos de conductores así como de estructuras para líneas de distribución.



CAPÍTULO 4. PROGRAMA PARA EL CÁLCULO DE IMPEDANCIAS DE LÍNEAS Y CORTOCIRCUITO DE CIRCUITOS RADIALES

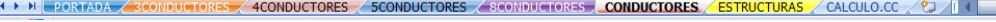
4.3 Descripción de las opciones del menú conductores

En este apartado se tiene algunos tipos de conductores para nuestros cálculos



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

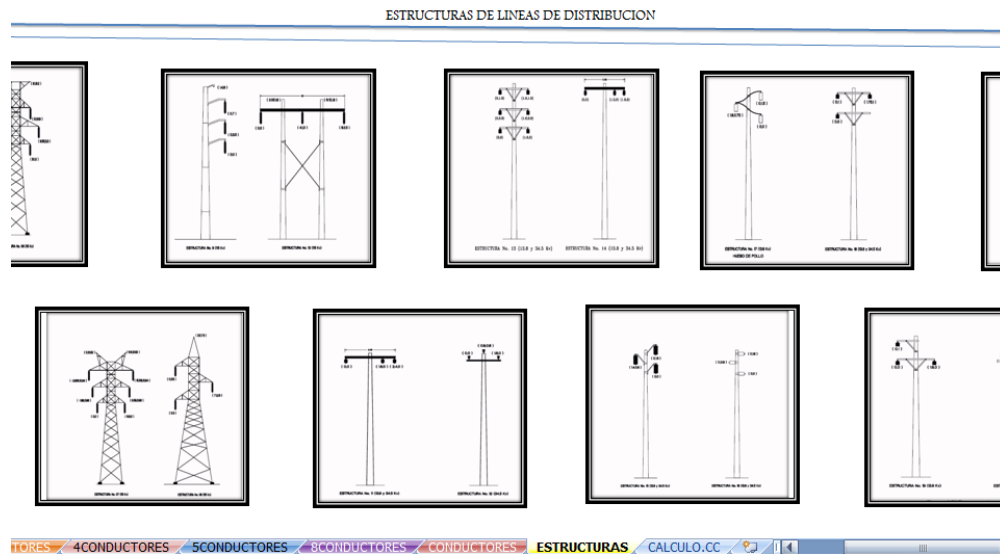
ID	NOMBRE	DIAMETRO EXTERIOR (PULG)	RADIO MEDIO GEOMETRICO	RESISTENCIA (OHMS/MILLAS)	RESISTENCIA INDUCTIVA(OHMS/MILLAS)	REACTANCIA CAPACITIVA OHMS/MILLA
1	ACSR2 6 /1	0.316	0.00418	1.69	0.592	0.1285
2	ACSR 1 6/1	0.355	0.00418	1.38	0.58	0.125
3	ACSR 1/0/6/1	0.398	0.00446	1.12	0.568	0.1216
4	ACSR 2/0/6/1	0.447	0.0051	0.895	0.554	0.1182
5	ACSR 3/0/6/ 1	0.502	0.006	0.723	0.54	0.1147
6	ACSR 4/0/ 6/1	0.563	0.00814	0.592	0.524	0.1113
7	ACSR 266.8 6/1	0.633	0.00684	0.552	0.466	0.1079
8	ACSR 266.8 26/7	0.642	0.0217	0.385	0.465	0.1074
9	ACSR 300.0 26/7	0.68	0.023	0.342	0.458	0.1057
10	ACSR 300.0 30/7	0.7	0.0241	0.342	0.452	0.1049
11	ACSR 336.4 26/7	0.721	0.0244	0.306	0.451	0.1039
12	ACSR 336.4 30/7	0.741	0.0255	0.306	0.445	0.1032
13	ACSR 397.5 26/7	0.783	0.0265	0.259	0.441	0.1015
14	ACSR 397.5 30/7	0.806	0.0278	0.259	0.435	0.1006
15	ACSR 477.0 26/7	0.858	0.029	0.216	0.43	0.0988
16	ACSR 477.0 30/7	0.883	0.0304	0.216	0.424	0.098
17	ACSR 500.0 30/7	0.904	0.0311	0.206	0.421	0.0973
18	ACSR 556.5 26/7	0.927	0.0313	0.186	0.42	0.0965
19	ACSR 556.5 30/7	0.953	0.0328	0.187	0.415	0.0957
20	ACSR 605.0 26/7	0.966	0.0327	0.172	0.415	0.0953
21	ACSR 605.0 54/7	0.953	0.0321	0.177	0.417	0.0957
22	ACSR 636.0 26/7	0.99	0.0335	0.162	0.412	0.0946



4.4 Descripción de las opciones del menú estructuras

Se cuenta con una serie de estructuras para su calculo de corto circuito

CAPÍTULO 4. PROGRAMA PARA EL CÁLCULO DE IMPEDANCIAS DE LÍNEAS Y CORTOCIRCUITO DE CIRCUITOS RADIALES



4.5 Descripción de las opciones del menú impedancias

El programa solicitará datos de los conductores para realizar los cálculos correspondientes, obteniendo las impedancias positiva negativa y cero.

DATOS					
Conductores	ri [Ω /milla]	Xa [Ω /milla]	Dia [pulg]	Xi [Ω /milla]	No. Cond
1113 MCM ACSR	0.1618	0.412	0.0335	0.02558053	2
7 strand No.8 ACW	2.44	0.749	0.1396	0.12440526	2

IMPEDANCIA POSITIVA NEGATIVA Y CERO

$$Z_{00} = 0.288521617727843 + 0.810468563094142j$$

$$Z_{11} = 0.197605043715121 + 0.683716364864603j$$

$$Z_{22} = 0.19760504371512 + 0.683716364864603j$$

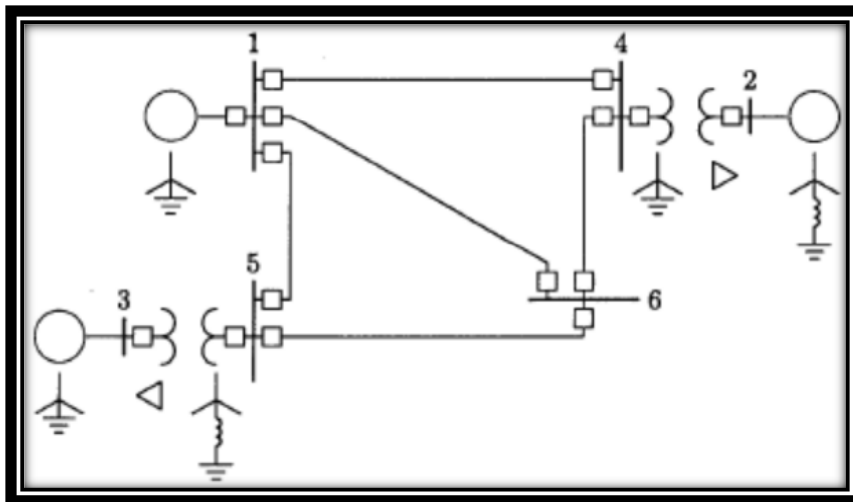
CAPÍTULO 4. PROGRAMA PARA EL CÁLCULO DE IMPEDANCIAS DE LÍNEAS Y CORTOCIRCUITO DE CIRCUITOS RADIALES

4.6 Descripción de las opciones del menú c.circuito

Para el cálculo de corto se utilizara el método de Zbus el cual es utilizado para fallas trifásicas, obteniendo en cada punto la corriente de falla. Para entender mejor este método se realizara el siguiente ejemplo

4.7 Ejemplo 1

En la figura se muestra el diagrama de un sistema eléctrico y sus valores de admitancia



METODO DE Z BUS

BUS	EQUIPO	X1p.u.	Y1p.u.	X0p.u.
1	GEN	0.350	2.857	0.450
1_4	L.T.	0.225	4.444	0,400
1_5	L.T.	0.105	9.524	0.200
1_6	L.T.	0.215	4.651	0.390
2	GEN	0.350	2.857	0.450
2_4	TRANS	0.035	28.571	0.035
3	GEN	0.350	2.857	0.450
3_5	TRANS	0.042	23.810	0.042
4_6	L.T.	0.125	8.000	0.250
5_6	L.T.	0.175	5.714	0.350

CAPÍTULO 4. PROGRAMA PARA EL CÁLCULO DE IMPEDANCIAS DE LÍNEAS Y CORTOCIRCUITO DE CIRCUITOS RADIALES

Vff [KV]	SB [KVA]	IB [KA]
230	100	0.25102186

Por lo tanto $Z_{bus} = \text{inv}(Y_{bus})$

Donde:

$$Y_{BUS} \left\{ \begin{array}{cccccc} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & Y_{14} & Y_{15} & Y_{16} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & Y_{24} & Y_{25} & Y_{26} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} & Y_{34} & Y_{35} & Y_{36} \\ Y_{41} & Y_{42} & Y_{43} & Y_{44} & Y_{45} & Y_{46} \\ Y_{51} & Y_{52} & Y_{53} & Y_{54} & Y_{55} & Y_{56} \\ Y_{61} & Y_{62} & Y_{63} & Y_{64} & Y_{65} & Y_{66} \end{array} \right\}$$

Y_{ii} : los equipos conectados al bus

Y_{ij} : todos los equipos o líneas conectadas entre bus

$$Y_{BUS} \left\{ \begin{array}{cccccc} 21.477 & 0 & 0 & -4.444 & -9.524 & -4.651 \\ 0 & 31.429 & 0 & -28.571 & 0 & 0.000 \\ 0 & 0 & 26.667 & 0 & -23.810 & 0 \\ -4.444 & -28.571 & 0 & 41.016 & 0 & -8.000 \\ -9.524 & 0 & -23.810 & 0 & 39.048 & -5.714 \\ -4.651 & 0.000 & 0 & -8.000 & -5.714 & 18.365 \end{array} \right\}$$

Aplicando la inverza de Y_{bus}

$$Z_{BUS} \left\{ \begin{array}{cccccc} 0.14713 & 0.09790 & 0.10496 & 0.10770 & 0.11756 & 0.12075 \\ 0.09790 & 0.17095 & 0.08114 & 0.15305 & 0.09088 & 0.11974 \\ 0.10496 & 0.08114 & 0.16390 & 0.08926 & 0.14156 & 0.10951 \\ 0.10770 & 0.15305 & 0.08926 & 0.16835 & 0.09997 & 0.13171 \\ 0.11756 & 0.09088 & 0.14156 & 0.09997 & 0.15855 & 0.12265 \\ 0.12075 & 0.11974 & 0.10951 & 0.13171 & 0.12265 & 0.18057 \end{array} \right\}$$

CAPÍTULO 4. PROGRAMA PARA EL CÁLCULO DE IMPEDANCIAS DE LÍNEAS Y CORTOCIRCUITO DE CIRCUITOS RADIALES

Obteniendo cálculo de la corriente de corto circuito en cada bus

$I_{cc1} =$	1,706	A
$I_{cc2} =$	1,468	A
$I_{cc3} =$	1,532	A
$I_{cc4} =$	1,491	A
$I_{cc5} =$	1,583	A
$I_{cc6} =$	1,390	A

CONCLUSIÓN

La energía eléctrica por hoy es vital para las actividades básicas del ser humano, por lo que es importante el establecimiento de estrategias operativas para hacer uso eficiente de la energía y obtener ahorros económicos y generar más ventas, así como las condiciones requeridas necesarias bajo norma, estas condiciones son frecuencia y tensión al mismo tiempo que la energía se encuentre disponible en el instante que lo requiera nuestro cliente. La energía es vital para mantener el estado de bienestar que tenemos actualmente. Sin ella sería imposible el abastecimiento de los recursos esenciales, alimenticios y el transporte entre otros.

Los sistemas de distribución han sido siempre parte esencial de un sistema eléctrico de potencia para la venta de la energía por lo que se tiene la convicción de que es necesario la aplicación de una correcta planeación y diseño para alguna perturbación creadas por los cambios aleatorios de cargas, fallas causadas por la naturaleza y algunas veces falla por el equipo o del personal se encuentra operando.

Por lo tanto los dispositivos de protección juegan un papel muy importante para la parte de distribución, ya que estas deberán detectar condiciones anormales del sistema de potencia e iniciar su pronta respuesta para la acción correctiva y devolver al sistema en su estado casi estable. Los dispositivos deberán de ser capaces de dar una respuesta rápida y una perturbación mínima al sistema. Para ello se estudiaron los diferentes tipos de protección sus características, tiempo de respuestas, al mismo tiempo los criterios de coordinación para cada uno de los eventos y definir el equipo de protección que proporcionara tal respuesta.

La buena aplicación de un sistema de protecciones divide al sistema eléctrico en varias zonas y a cada una de estas tendrá su particularidad para una buena respuesta, desde luego se deberá tener un criterio óptimo para el diseño y lograr un eficiente sistema de protección.

Es importante saber que es impráctico el satisfacer completamente la totalidad de estos criterios de manera simultánea; dichos criterios serán la confiabilidad, la seguridad, el tiempo de respuesta, la economía, la simplicidad y la selectividad siendo necesario un compromiso el evaluar cada una de las características con base a una comparación de riesgos.

BIBLIOGRAFÍA

- Roberto espinosa y lara, sistemas de distribución, editorial limusa.
- Ramón M. Mujal Rosas, protecciones de sistemas electricosde potencia. Edición upc
- [http://www.academia.edu/9352296/Conferencia_1. Generalidades de las Protecciones](http://www.academia.edu/9352296/Conferencia_1_Generalidades_de_las_Protecciones)
- <http://www.buenastareas.com/materias/importancia-de-las-protecciones-electricas/0>
- GRAINGER y Stevenson Análisis de Sistemas de Potencia México McGraw-Hill, 1996
- GLOVER J., D y Sarma Sistemas de Potencia, Análisis y Diseño 3a. edición México Thompson
- ANDERSON, P. Analysis of Faulted Power Systems USA Iowa State University Press, 1978
- ABB Todos Protective Relaying. Theory and Aplications. U.S.A. Dekker, 1994
- WRIGHT, A., CHRISTOPOLOUS, C. Todos Electrical Power System Protection. England Chapman and Hall, 1994
- Westinghouse Electric Corp. (Relay/Instrument Division) Todos Applied Protective Relaying. A New Silent Sentinel New Jersey Publications Newark, 1991.