EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN ESP
Unidad Centro de Excelencia Técnica Normalización y Laboratorios

NT-14

Norma Técnica: Coordinación de protecciones redes de distribución

EPM-UCET-NYL-NT-14

Septiembre 2019

Elaboración, Revisión y Aprobación

Actividad	Tema	Nombre
Elaboró	Norma Técnica: Coordinación de Protecciones	Consultoría Colombiana S.A
Revisó		Marco Ortiz
Aprobó		Mónica Rueda

Requeridores

Destinatario	Cargo	No. de Copias
Johan Sebastián Higuita Higuita	Profesional Gestión Proyectos e Ingeniería	1
Gabriel Jaime Romero Choperena	Profesional Gestión Proyectos e Ingeniería	1

Revisiones

Revisión	Fecha dd/mm/aaaa	Descripción de la revisión
01	30/09/2019	Versión inicial

© Copyright: Empresas Públicas de Medellín ESP. No está permitida su reproducción por ningún medio impreso, fotostático, electrónico o similar, sin la previa autorización escrita del titular de los derechos reservados.

CONTENIDO

1 OBJETO 7
2 ALCANCE 8
3 DOCUMENTOS DE REFERENCIA 9
4 DEFINICIONES 10
4.1 GENERALES 10
4.2 ELEMENTOS DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE 10
4.3 ACRÓNIMOS 12
5 APLICACIONES 13
6 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN SUBESTACIÓN PRINCIPAL RED DISTRIBUCIÓN 16
6.1 COORDINACIÓN SISTEMA 44 KV 16
6.1.1 Protección por sobrecorriente de fases 16
6.1.2 Protección por falla a tierra 17
6.2 COORDINACIÓN CIRCUITOS 13.2 KV 17
6.2.1 Protección por sobrecorriente de fases 17
6.2.2 Protección por falla a tierra 18
7 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES RED DE DISTRIBUCIÓN 19
7.1 FILOSOFÍAS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES SOBRECORRIENTE 19
7.1.1 Quemar Fusible (Fuse-Blowing) / Salvar interruptor 19
7.1.2 Salvar Fusible (Fuse-Saving) 20
7.2 COORDINACIÓN FUSIBLES 21
7.2.1 Coordinación fusible expulsión – fusible expulsión 21
7.2.2 Coordinación fusible expulsión – fusible limitador 25
7.3 COORDINACIÓN RELÉS 26
7.3.1 Coordinación relé – fusible expulsión 26
7.3.2 Coordinación relé – reconectador 27
7.4 COORDINACIÓN RECONECTADORES 28
7.4.1 Coordinación reconectador – fusible 28
7.4.2 Coordinación reconectador – reconectador 31
7.4.3 Coordinación reconectador – seccionalizador 32
7.4.4 Coordinación reconectador – seccionalizador – fusible 34
7.5 COORDINACIÓN RED SECUNDARIA TIPO MALLA 34
7.5.1 Fusibles limitadores en red secundaria 35
7.5.2 Protectores de red secundaria 36

7.6 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES CONSIDERANDO GENERACIÓN Y AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA..... 37

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Aplicación típica dispositivos de protección en sistemas de distribución 13
Tabla 2 Coordinación para fusibles de expulsión tipo K [14] 22
Tabla 3 Coordinación para fusibles de expulsión tipo T [14] 22
Tabla 4 Coordinación para fusibles de expulsión tipo K (con respaldo fusible T) 23
Tabla 5 Coordinación para fusibles de expulsión tipo T (con respaldo fusible K) 23
Tabla 6 Coordinación para fusibles de expulsión tipo H (con respaldo fusible K) [14]..... 24
Tabla 7 Coordinación para fusibles de expulsión tipo H (con respaldo fusible T) [14]..... 24
Tabla 8 Factor K de ajuste reconectadores..... 29
Tabla 9 Coordinación reconectador - fusibles de expulsión tipo T [2]..... 30
Tabla 10 Operación dispositivos de protección red secundaria tipo malla [2]..... 37

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Esquemas de conexión típicos subestaciones de distribución EPM..... 16
Figura 2 Ejemplo coordinación de protecciones [11]..... 20
Figura 3 Diagrama de red para coordinación de fusibles [11] 24
Figura 4 Coordinación fusible expulsión / fusible FLC [3]..... 26
Figura 5 Coordinación relé - fusible expulsión 27
Figura 6 Secuencia de operación para reconectadores (120 ciclos) [15] 29
Figura 7 Red secundaria tipo malla [2]..... 35
Figura 8 Coordinación fusibles limitadores vs corriente de daño de aislamiento de cables [2]. 36
Figura 9 Coordinación protectores de red secundaria en malla 37
Figura 10 Alimentador con protección fusible - reconectador considerando generación .. 38

1 OBJETO

Establecer el procedimiento para el cálculo, selección y coordinación de protecciones contra sobrecorriente, de acuerdo con los requerimientos establecidos por el RETIE [1], para el diseño de sistemas de distribución de EPM.

2 ALCANCE

Establecer los elementos de protección de sobrecorriente requeridos en las redes de distribución y la coordinación de los dispositivos de acuerdo con los niveles de cortocircuito calculados y las características de las redes del sistema de distribución de energía del grupo EPM en los niveles de tensión de 7,62, 13,2, 34,5 y 44 kV.

3 DOCUMENTOS DE REFERENCIA

Para la elaboración de la presente norma técnica se consultaron los siguientes documentos:

[1] «RETIE 2013. Ministerio de Minas y Energía. Agosto de 2013.».

[2] S. Ramirez, Redes de Distribución de Energía, Universidad Nacional de Colombia, 2004.

[3] IEEE, Std C37.48-2011 - Guide for the Application, Operation and Maintenance of High-Voltage Fuses, Distribution Enclosed Single-Pole Air Switches, Fuse Disconnecting Switches, and Accessories.

[4] EPM, NORMA RA8-005: Fusibles para protección de ramales y transformadores.

[5] IEEE, STD C37.42-2009 Standard specifications for high-voltage (>1000V) expulsion type distribution-class fuses, fuse and disconnecting cutouts, fuse disconnecting switches, and fuse links, and accesories used with these devices.

[6] E. H. Clavijo, Fallas de fusibles en transformadores de distribución de las zonas rurales de Cundinamarca, Bogotá, Colombia: Universidad Nacional de Colombia, 2016.

[7] EATON, The Electric Power Engineering Handbook, 2014.

[8] T. K. H. Bessei, Dual-element high voltage back-up fuses for power distribution transformer protection, Germany, pp. 197-201.

[9] W. H. Zapata, Coordinación de Protecciones en Sistemas de Distribución de Energía. EPM, 2011.

[10] EPM, NORMA RA8-018: Cálculos de cortocircuito en el nivel de tensión de 13,2 kV..

[11] Electrical Distribution-System Protection. Section A3. Protective Equipment Applications and Coordination, Cooper Power Systems.

[12] J. L. Blackburn y T. J. Domin, Protective Relaying. Principles and Applications., USA: Taylor & Francis Group, LLC, 2006.

[13] General Electric, Fuse Saving Schemes in Feeder Relays. GE Publication No. GET-8395, GE Power Management , 2002.

[14] EATON, Types K, T, H, and N fuse links, Cooper Power, 2017.

[15] L. Grigsby, Electric Power Generation, Transmission and Distribution, USA: CRC Pres Taylor&Francis Group, 2012.

[16] R. A. H. Óscar Felipe Tuta, Coordinación óptima de dispositivos de protección en sistemas de distribución con presencia de generación distribuida, Universidad Tecnológica de Pereira, 2011.

[17] T. M. Muhammad Yousaf, Protection coordination for a distribution system in the presence of distributed generation, Turk J Elec Eng & Comp Sci, 2017.

4 DEFINICIONES

4.1 GENERALES

Protección Principal: Aquella que opera para disparar el dispositivo de protección más cercano al componente fallado, haciendo posible que se desconecte únicamente el elemento bajo falla.

Protección Respaldo: Dispositivo de protección adyacente a la fuente, que debe operar de manera coordinada con la protección principal para operar garantizando selectividad. Su operación involucra la afectación de una sección del sistema de mayor dimensión que la protegida por la protección principal.

Seguridad: Grado de certeza en el cual la protección de sobrecorriente no actuará para casos en los cuales no tiene que actuar. Un dispositivo de protección que no actúe cuando no es necesario, tiene un grado de seguridad mayor que otros que actúan de forma inesperada, cuando son otras protecciones las que deben actuar.

Selectividad: Propiedad del sistema de protección en la que el dispositivo más cercano a una falla permanente debe ser el que la despeje. Si dos o más dispositivos de protección se encuentran en serie, sólo el dispositivo que se encuentre más cercano a la falla debe operar en una falla permanente [2].

Sensibilidad: Capacidad del sistema de protección en la que debe ser lo suficientemente sensible para que opere con rapidez aún bajo fallas incipientes.

Sistema de Distribución en Anillo: Esquema que brinda una mayor confiabilidad en el servicio. El esquema parte de una fuente, con un circuito de distribución que recorre todo el sistema a alimentar y se vuelve a la misma barra formando un anillo.

Sistema de Distribución en Malla: En la distribución urbana en baja tensión se emplea el sistema mallado, especialmente en sistemas muy densos. En estos casos la distribución en media tensión es radial pero la distribución en baja tensión es una serie de anillos que siguen los recorridos de las calles. Estos anillos incluso pueden en caso de ser necesario interconectarse entre sí, asegurando de esta forma la restitución rápida del servicio en caso de falla de algún transformador.

Sistema de Distribución Radial: Esquema en que partiendo de una fuente la red se va ramificando en forma radial. Esta forma de distribución es la más económica y por tanto la más usada. La economía de este tipo de distribución radica en el hecho de que cuando se produce una ramificación, la sección de los conductores va disminuyendo. El inconveniente de este sistema es que, si hay una falla en uno de los alimentadores, se desenergiza la carga aguas abajo.

4.2 ELEMENTOS DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

Cortacircuito (cutout): Dispositivo utilizado para proteger ramales o derivaciones, así como transformadores de distribución, cuyo funcionamiento se basa en la apertura del dispositivo cuando la corriente que circula por él es excesiva (cortocircuito o sobrecarga). Consta de un soporte aislante, tubo portafusible y fusible.

Elemento Fusible: Es el dispositivo de sobrecorriente más común y económico en la protección de sistemas de distribución, cuya función es interrumpir y disponer de un ambiente dieléctrico para prevenir el restablecimiento del arco cuando la corriente de falla pasa por cero.

Fusible de expulsión: Fusible ventilado en el que el efecto de expulsión de los gases producidos por el arco interno, por su cuenta o con la ayuda de otros mecanismos, provoca la interrupción de la corriente. Un fusible de expulsión no es limitador de corriente y, por consiguiente, limita la duración de una falla en el sistema eléctrico, no la magnitud.

Fusible de potencia (PF): Fusible generalmente utilizado en aplicaciones trifásicas en subestaciones o celdas donde se suministra gran cantidad de energía a un sistema de distribución o alguna instalación que requiera grandes cantidades de energía y propiedades dieléctricas altas para todos los equipos [3].

Fusible dual: Fusible compuesto por dos elementos fusibles conectados eléctricamente en serie, contenido en un cuerpo fusible común que simultáneamente protege contra cortocircuitos y contra sobrecargas.

Fusible limitador de corriente: Fusible diseñado para interrumpir corrientes en un rango de corriente ya limitado, el cual reduce el nivel de falla a niveles sustancialmente bajos obtenidos del mismo circuito tal como si dicha porción fuere reemplazada por un conductor sólido de impedancia comparable.

Interruptor o disyuntor: Dispositivo de funcionamiento automático diseñado para proteger un circuito eléctrico de los daños causados por el exceso de corriente de una sobrecarga o cortocircuito. Su función básica es interrumpir el flujo de corriente después de recibir la señal de detección de falla desde el dispositivo relé. A diferencia de un fusible, que funciona una vez y luego debe reemplazarse, un interruptor puede restablecerse (manual o automáticamente) para reanudar el funcionamiento normal.

Protector de red: Dispositivo tipo breaker con un mecanismo de cierre y disparo controlado por un circuito maestro, relé de fase y por fusibles de respaldo cuya función es proporcionar aislamiento automático de fallas que ocurren en el transformador de red o en el alimentador primario; proporcionar cierre automático bajo condiciones predeterminadas, por ejemplo cuando ha sido despejada una falla y cuando el flujo de potencia va desde el transformador hacia el circuito secundario y no al revés; proporcionar protección contra flujo de potencia inverso en los alimentadores primarios conectados a fuentes separadas y prevenir disparo de breakers con corrientes de excitación del transformador [2].

Relé electrónico: Dispositivo lógico cuya función es la comparación de una o varias señales de entrada con respecto a una referencia. Si los valores de entrada se desvían de la referencia por encima de un valor de ajuste entonces se realiza una acción como disparo (apertura), cierre o alarma.

Reconectador: Dispositivo interruptor de fallas con capacidad para censar sobrecorrientes, interrumpirlas y recerrar automáticamente un número de veces predeterminado, con el objeto de despejar fallas temporales evitando la apertura prolongada de una línea ante una falla de esta naturaleza y ante condiciones transitorias de sobrecorriente, evitando así que algunos sectores permanezcan sin energía cuando la

falla no lo amerita. En general, los reconectadores se clasifican tomando en cuenta si estos van a ser utilizados en sistemas monofásicos o trifásicos, si se van a controlar por medios hidráulicos o electrónicamente y por su tipo de medio de interrupción (vacío, aceite o SF6).

Seccionalizador electrónico: Dispositivo que automáticamente desconecta secciones en falla de un sistema de distribución eléctrico, normalmente es empleado en un sitio aguas-abajo de un equipo de protección. El seccionalizador cuenta las operaciones del equipo de protección después de detectar una condición de falla. Después de un número seleccionado de aperturas del equipo de protección asociado y cuando éste está abierto, el seccionalizador abre y aísla la sección en falla de la línea. No poseen capacidad de interrumpir corrientes de falla.

4.3 ACRÓNIMOS

FLC: Fusible Limitador de Corriente
TCC: Curvas características de tiempo-corriente (time-current-characteristic).
MCT: Curva de aclaramiento total (Maximum Clearing Time).
MMT: Curva de fusión mínima (Minimum Melting time).
NI: Curva Normal Inversa (IEC Standard Inverse Time curve)
VI: Curva Muy Inversa (IEC Very Inverse Time curve)
EI: Curva Extremadamente Inversa (IEC Extremely Inverse Time curve)
TC: Transformador de corriente
SAIDI: Tiempo promedio de duración interrupciones (System Average Interruption Duration Index)

5 APLICACIONES

Esta norma aplica para la coordinación de dispositivos de protección de sobrecorriente usados en los sistemas de distribución de energía del grupo EPM en los niveles de tensión de 7,621, 13,2, 34,5 y 44 kV. Los usos típicos de cada dispositivo se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 1 Aplicación típica dispositivos de protección en sistemas de distribución

Dispositivo	Aplicación típica	Ventajas	Desventajas
Interruptor controlado por relé	Circuitos colectores de barra en subestaciones. Salidas asociadas a alimentador primario de distribución.	Confiabilidad. Alta capacidad de interrupción Amplios valores nominales de corriente de operación continua.	Alto costo Necesidad de inspección / mantenimiento periódico
Fusible T y K	Fusible expulsión tipo "T" estándar lento con relación de velocidad de 10 a 13, típicamente utilizado para ramales o derivaciones de circuitos primarios. Soporta corrientes transitorias mayores (como la corriente de arranque de motores). Fusible expulsión tipo "K" estándar rápido con una relación de velocidad de 6 a 8, típicamente utilizados para protección de transformadores, coordina mejor con relés (en el caso de EPM, son utilizadas las características muy inversas VI o extremadamente inversas EI). De acuerdo a la norma [4] los fusibles normalizados como medio de protección para los transformadores monofásicos con capacidad menor o igual a los 100 kVA y trifásicos con capacidad menor o igual a 150 kVA de EPM deberán ser del tipo K. De acuerdo a la norma [4], los fusibles normalizados como medio de protección para los aisladeros deberán ser del tipo T.	Dispositivo de protección más económico. No requiere mantenimiento Despeja altas corrientes de cortocircuito sin ruido ni humo El tiempo mínimo de operación puede ser menor que el de un interruptor Las curvas TCC para fusibles T y K están estandarizadas en tres puntos [5]. Los valores mínimos y máximos permitidos de corriente de fusión se especifican para duración de 0.1, 10 y 300 s (para fusibles de 100 A o menos) o 600 s (para fusibles >100A). El uso de fusible estándar permite a las empresas comprar y almacenar fusibles de diferentes fabricantes y tener la seguridad de que sus características de operación estarán dentro de los límites definidos. Preferidos por el sector eléctrico durante décadas debido a su intercambiabilidad mecánica y eléctrica.	Requieren un tiempo considerable para remover y reemplazar después de su operación. La característica TCC no se puede correlacionar directamente con determinados usos de protección, su definición depende de la coordinación con otros dispositivos.
Fusible H	Fusible extra rápido con relación de velocidad de 4 a 6. Aplicación típica en primarios de transformadores pequeños.	Evita operación innecesaria durante sobrecorrientes transitorias de corta duración asociadas con el arranque de motores y descargas atmosféricas.	Se ha demostrado que el fusible H puede operar con mayor frecuencia que los fusibles T y K cuando se presentan descargas atmosféricas [6].

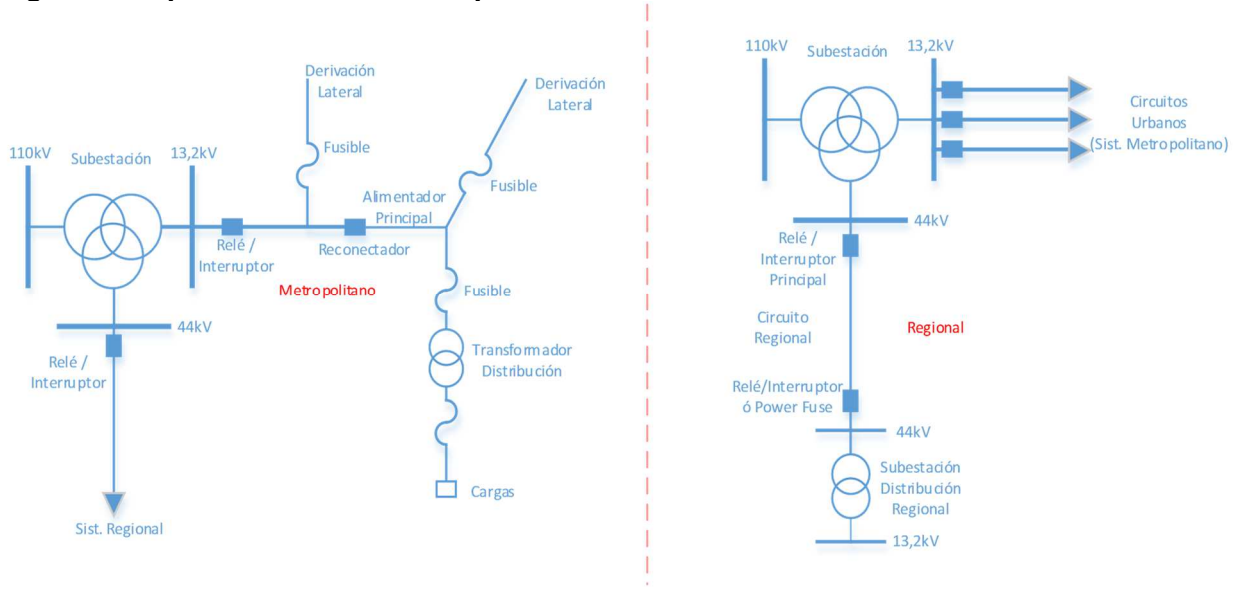
Dispositivo	Aplicación típica	Ventajas	Desventajas
Fusible HH	Fusible tipo limitador con aplicación para protección de transformadores de distribución, motores, bancos de condensadores	Elevada limitación de la corriente de falla Alta capacidad de interrupción Sobretensión de arco controlada Operación muy rápida	Alto costo respecto a otros fusibles
Fusible PF	Usados típicamente para protección de transformadores de potencia con capacidad hasta 10 MVA. En unidades con capacidad superior se recomienda la protección con dispositivos más selectivos como el relé diferencial [7].	Proporcionan una solución económica de bajo mantenimiento y protección. No se requieren dispositivos de control y protección adicionales.	Alto costo respecto a otros fusibles. Proporcionan protección limitada para algunas fallas internas del transformador. No son adecuados para protección por sobrecarga. Los PF pueden tolerar sin daño corrientes de sobrecarga o fallas transitorias que se acercan a la MMT.
Fusible Dual	Fusibles extralentos, cuya relación de velocidad es de 13 y 20. Protección precisa contra cortocircuitos y sobrecarga en circuitos sujetos a sobrecargas temporales y corrientes por sobretensión. Diseñados para seguir las curvas de carga segura de transformador, lo cual permite usar al máximo la capacidad de sobrecarga del transformador [8]. El segmento lento del elemento fusible, con característica tiempo-corriente relativamente plana sigue la curva de carga segura del transformador, y el segmento con rápida característica tiempo corriente permite el despeje de fallas de alto nivel.	Para la protección de motores de CA, un fusible de un solo elemento puede necesitar un tamaño del 300% de su corriente nominal (para no operar ante corriente de arranque). Sin embargo, los fusibles duales pueden dimensionarse mucho más cerca de las cargas del motor (entre 125% y el 130% de la corriente a plena carga del motor) Proporcionan mejor protección contra cortocircuitos por menor energía de paso de la corriente del cortocircuito (limitan corriente)	Se ha demostrado que el fusible dual puede operar cuando se presentan descargas atmosféricas. De acuerdo a la literatura estos fusibles se consideran los dispositivos ideales para proteger los transformadores de distribución, sin embargo, algunos estudios muestran que su aplicación y correcto funcionamiento depende de factores externos como la ubicación de descargadores y la actividad ceráunica donde se ubiquen los equipos [6].
Reconectadores	Usado en subestaciones, como dispositivo de protección del alimentador primario. En líneas de distribución, para seccionalizar y proteger alimentadores largos. En ramales o derivaciones importantes desde el alimentador principal para proteger el circuito primario de interrupciones y salidas debido a fallas en el ramal. En pequeños ramales monofásicos.	Dispositivos más económicos que los interruptores. Previene salidas del circuito primario cuando una falla permanente ocurre cerca del final del alimentador. Buen desempeño en sitios con elevada actividad ceráunica, áreas propensas a incendios forestales, áreas con gran concentración de clientes y sitios remotos de difícil acceso.	Normalmente no se utilizan para protección de circuitos subterráneos debido a que las fallas en estos sistemas son habitualmente fallas permanentes. Alto costo respecto aplicaciones tipo fusible.

Dispositivo	Aplicación típica	Ventajas	Desventajas
	En alimentadores primarios para reconfiguración automática de circuitos.		
Seccionalizador	Dispositivo usado en combinación con un reconectador o interruptor controlado por relé. El seccionalizador no interrumpe corrientes de falla. Puede ser usado en serie con otros dispositivos de protección, pero no entre dos reconectadores, debido a que debe ajustarse para un pulso menos que el número de operaciones del reconectador (o interruptor con ciclos de recierre) asociado y se usan en puntos donde no se justifica el uso de otro reconectador en serie. Ubicar un reconectador aguas abajo de un seccionalizador no permitiría la correcta operación entre los dispositivos de protección, ya que el seccionalizador es un dispositivo para aislar fallas permanentes mediante el conteo de operaciones del equipo de protección de respaldo.	Son dispositivos más económicos que los reconectadores, tanto en inversión inicial como mantenimiento. Pueden ser implementados para maniobras de transferencia de carga entre circuitos, siempre que éstas estén dentro de su rango admisible.	El dispositivo de protección con reconexión automática, ubicado aguas arriba del seccionalizador, debe tener la sensibilidad suficiente para detectar la corriente mínima de falla en toda la zona asignada para ser protegida por él.

6 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN SUBESTACIÓN PRINCIPAL RED DISTRIBUCIÓN

Está referida a la coordinación de las protecciones asociadas al circuito de subtransmisión, transformador y totalizador de la subestación de distribución. Este apartado no incluye la protección de los alimentadores de distribución, la cual es tratada en detalle en el numeral 7.

Figura 1 Esquemas de conexión típicos subestaciones de distribución EPM



6.1 COORDINACIÓN SISTEMA 44 KV

Esquema típico de alimentación a cargas rurales de EPM a 44 kV. Los ajustes de las protecciones dependen de las siguientes variables tales como: la coordinación con el lado de alta tensión del transformador y con el general de 44 kV (si lo hay), así como del tipo de conexión del devanado que alimenta el circuito (sistema en delta aislada, sistema en delta aterrizada mediante zigzag o sistema en Y aterrizada), de la cadena de coordinación en 44 kV (en el caso de alimentaciones a transformadores 44/13.2 kV) y la coordinación con el devanado de 13.2 kV [9]. En el caso de EPM, son utilizados los fusibles de potencia PF, y los fusibles de expulsión tipo T y K para la protección del transformador de la subestación 44/13.2 kV.

6.1.1 Protección por sobrecorriente de fases

Para los tres tipos de conexión de los circuitos, la protección por sobrecorriente de fases se realiza con curvas temporizadas NI o VI. El dial (k) típicamente oscila entre 0.1 a 0.3 la corriente de arranque (Is) depende del transformador de corriente de cada circuito; estos transformadores están estandarizados en 200 A, 300 A y 400 A. Adicionalmente, la protección se complementa con una curva de tiempo definido (I>>) para corrientes mayores a 2000 A con disparo a los 10 ms, sin embargo, la definición de esta corriente está relacionada con el nivel de cortocircuito de la barra, según sea el esquema metropolitano o regional. En el caso de EPM se tienen subestaciones con nivel de corto cercano a los 600 A.

6.1.2 Protección por falla a tierra

Para sistemas en delta aislada: la detección de falla a tierra se hace con la caída de tensión producida en una de las fases por su contacto a tierra y el aumento que se presenta en las otras dos (menos de 40 V y más de 80 V, respectivamente, medidos en el secundario de un PT).

Sistemas en delta con transformador zigzag. El transformador zigzag se conecta en las barras de 44 kV y es un elemento que permite que ante una falla monofásica a tierra las corrientes de secuencia cero retornen a la fuente a través del neutro aterrizado del zigzag. Actualmente estos están conectados a tierra a través de una resistencia que limita la corriente de retorno a 400 amperios máximo. El relé de sobrecorriente tiene una curva normal de operación temporizada por sobrecorriente de neutro (NI) la cual está ajustada para disparar a partir de 60 A ó 80 A, pudiendo variar de acuerdo con la ubicación de la subestación, dependiendo del TC y se busca una curva que, en 400 A, opere en 1 o 1.5 segundos.

Sistemas en Y aterrizada. La protección por sobrecorriente de neutro se efectúa con curvas temporizadas NI o VI. El dial (k) típicamente puede oscilar entre 0.1 a 0.3. La corriente de arranque Is es la mitad del arranque de la unidad de fases.

6.2 COORDINACIÓN CIRCUITOS 13.2 KV

Los ajustes implementados en los relés de protección de los circuitos a 13.2 kV dependen de algunas variables como son: la coordinación con los ajustes de relé del lado de alta tensión del transformador, con el relé que protege la barra general de 13.2 kV, así como del ratado del transformador de corriente (TC) que posee el circuito [9].

6.2.1 Protección por sobrecorriente de fases

En forma general, el ajuste básico de protección implementado en los circuitos a 13.2 kV consta de curvas temporizadas IEC con característica extremadamente inversa. Las capacidades generales estandarizadas de los TC que se poseen a las salidas de los circuitos metropolitanos de EPM son de 300 A y 400 A, lo cual corresponde al ajuste más común de la corriente de arranque (Is). Sin embargo, es recomendable ajustar el arranque de corriente de la función de sobrecorriente de fases al menor valor entre el 130% de la capacidad de corriente de la línea o circuito a proteger y el 120% de la corriente nominal primaria del transformador de corriente.

Las constantes o el dial de ajuste K están definidos en 0.15 y 0.2, respectivamente, en relación con los TC que posea el circuito (300 A o 400 A), el cual corresponde al ajuste típico de las redes de EPM. Es de resaltar que estas condiciones pueden variar para circuitos o subestaciones rurales debido a que los TC poseen especificaciones de menor valor. Adicionalmente, se debe verificar que los diales recomendados puedan ser implementados en el dispositivo de protección, según los rangos de ajuste definidos por cada fabricante.

6.2.2 Protección por falla a tierra

Para la protección de neutro o fallas a tierra en los circuitos, el ajuste básico de protección implementado consta de una curva temporizada IEC extremadamente inversa (EI). La corriente de arranque (Is) es la mitad del arranque de la unidad de fases, con K=0,4 para TC de 400 A y K=0,45 para TC de 300 A, sin embargo, la definición puede variar dependiendo de la coordinación con otros elementos. Adicionalmente, la protección se complementa con tres curvas de tiempo definido, denominadas instantáneo 1 (I>>1), instantáneo 2 (I>>2), instantáneo 3 (I>>3).

7 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES RED DE DISTRIBUCIÓN

Está referida a la coordinación de las protecciones de sobrecorriente asociadas al sistema de distribución desde la protección principal del alimentador de distribución en la subestación hasta el lado primario del transformador de distribución.

La coordinación de protecciones contra sobrecorrientes se realiza con el fin de verificar que los tiempos de acción de las diferentes protecciones eléctricas que forman parte de los proyectos, se encuentren debidamente coordinados según su posición en la instalación eléctrica. A los efectos de esta norma se toman como referencia los valores de corriente simétrica de cortocircuito Ik'' establecidos en la norma RA8-018 [10].

Existen dos conceptos esenciales que se deben tener en cuenta para la coordinación de los dispositivos de protección en un sistema de distribución: el primero es la selectividad lograda con las características tiempo-corriente y el segundo es la secuencia de operación de los dispositivos [9].

Para coordinar apropiadamente los dispositivos seleccionados e instalados, se deben tener en cuenta las siguientes reglas básicas de coordinación [11]:

- Se debe asumir que la gran mayoría de las fallas son de origen transitorio, teniendo en cuenta la alta probabilidad (70% u 80%) que estas tienen sobre las fallas permanentes.
- Hacer interrupciones de servicio solo cuando la falla sea permanente.
- La salida de tramos de líneas o ramales por fallas permanentes debe aislar la menor parte del sistema para despejar completamente la falla.

7.1 FILOSOFÍAS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES SOBRECORRIENTE

Se ha encontrado que las filosofías de protección para redes de distribución varían de acuerdo con la empresa prestadora del servicio, debido a la importancia del sistema a proteger, y la experiencia operativa desarrollada a lo largo del tiempo [12]. Un aspecto donde se ejemplifica lo anterior es en la coordinación de protección de sobrecorriente. Esta implica un análisis que busca el equilibrio entre prevenir salidas permanentes del sistema de distribución, causadas por fallas temporales y someter a toda la red alimentadora a un mayor número de fallas temporales. Las dos principales filosofías de coordinación de sobrecorriente que se implementan a nivel global son: salvar fusible (Fuse-Saving) y quemar fusible (Fuse-Blowing).

A continuación, se presentan las principales características de cada filosofía:

7.1.1 Quemar Fusible (Fuse-Blowing) / Salvar interruptor

El principio quemar fusible es un método en el que el fusible se funde para cualquier falla en el sistema, ya sea una falla permanente o temporal. Este esquema minimiza las interrupciones momentáneas, pero aumenta el tiempo de duración de las interrupciones (SAIDI), es decir, mejora la calidad de la energía, pero disminuye la calidad y la confiabilidad del servicio.

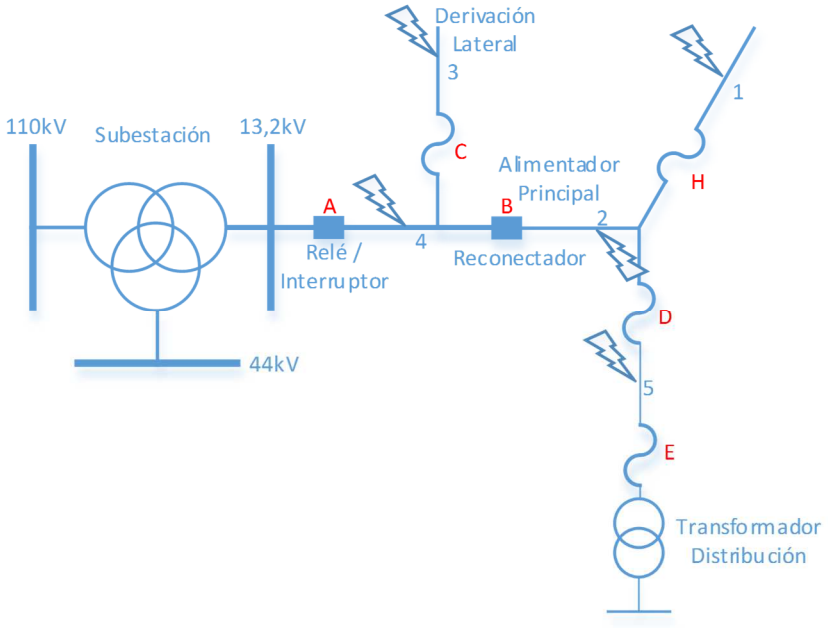
7.1.2 Salvar Fusible (Fuse-Saving)

El principio salvar fusible se utiliza para evitar operaciones de fusibles en caso de fallas transitorias y, por lo tanto, evitar cortes prolongados hasta que las cuadrillas los reemplacen. Esto se logra mediante la implementación de una función de sobrecorriente de tiempo definido en el interruptor principal (o reconectador), configurada para operar antes que el fusible con el objeto de despejar fallas transitorias. Luego se intenta un recierre y, si tiene éxito, el servicio se restaura. La función de sobrecorriente de tiempo definido queda desactivada, lo que permite que el fusible despeje una falla permanente [13].

Las posibles situaciones de coordinación tratadas en la presente norma, están basadas en la filosofía operativa implementada por EPM de salvar fusible. La coordinación asociada a cada caso debe validarse con las condiciones particulares de carga y cortocircuito tomando como referencia la norma RA8-018 [10] y el uso de software especializado. A continuación, se presentan los criterios de coordinación entre pares de dispositivos en serie, nombrando inicialmente al equipo que se encuentra aguas arriba (de respaldo).

A continuación, se presenta un ejemplo general de coordinación de un sistema de distribución radial a nivel metropolitano:

Figura 2 Ejemplo coordinación de protecciones [11]



Se tienen como elementos de protección un relé e interruptor en el punto A, un reconectador en el punto B y fusibles en los ramales C, D y H.

El relé en A es respaldo para el reconectador B, y ante fallas en 2, el reconectador debe operar antes que el relé de la subestación, garantizando por criterio de selectividad que el dispositivo más cercano a una falla permanente debe ser el que la despeje.

El reconectador B es respaldo para el fusible del alimentador H, y ante una falla permanente en 1, el fusible H debe operar antes de que el reconectador llegue al bloqueo. Ante falla transitoria se debe tener operación inicial del reconectador, bajo el esquema operativo de salvar fusible.

7.2 COORDINACIÓN FUSIBLES

7.2.1 Coordinación fusible expulsión – fusible expulsión

El primer paso en establecer una filosofía de coordinación fusible – fusible es la estricta adherencia a los fundamentos básicos descritos para la coordinación de dispositivos de protección en serie. Para dispositivos coordinados en serie, dos o más fusibles podrían fundirse para una condición de falla dada [9].

Cuando los fusibles están adecuadamente coordinados, una falla en cualquier parte de un circuito provocará la fusión del fusible más cercano al cortocircuito, aislando de esta forma la sección fallada. Ninguno de los fusibles más próximos a la subestación deberá fundirse o empezar a fundirse si los fusibles se han seleccionado correctamente (aunque exista traslapo de las zonas de protección).

Para determinar la capacidad de los fusibles es necesario determinar la corriente máxima de carga y la corriente máxima de cortocircuito en aquellos puntos del circuito donde van a instalarse los fusibles.

Existen dos métodos para hacer la coordinación de fusibles: el primero, mediante las características de tiempo-corriente (TCC), y el segundo mediante el uso de tablas de coordinación las cuales son derivadas de la coordinación con curvas TCC [11]. A efectos de simplificar la selección de fusibles, se presenta en esta norma la metodología de tablas de coordinación. El método de curvas características puede ser consultado en la guía GM-14-Coordinación de Protecciones Redes de Distribución.

7.2.1.1 Tablas de coordinación entre fusibles de expulsión

La coordinación de fusibles se puede realizar mediante tablas de coordinación que son obtenidas a partir de las características de mínima fusión del fusible de respaldo y de máxima de aclaración del fusible principal. Lo anterior es válido para fusibles estándar tipo ANSI (T, K y H) dado que las características de los fusibles no varían de un fabricante a otro. El criterio de coordinación establece que el tiempo de aclaración del fusible que sirve de protección principal no debe ser superior al 75% del tiempo de fusión mínima del fusible de respaldo.

Las tablas que se presentan a continuación muestran los valores máximos de la corriente de falla en los cuales los fusibles principales y respaldo se coordinarán entre sí.

Tabla 2 Coordinación para fusibles de expulsión tipo K [14]

	Fusible de respaldo													
Fusible Principal	8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
	Máxima corriente de falla en la que el fusible principal protege al respaldo - Amperios													
6K		190	350	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8K			210	440	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
10K				300	540	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
12K					320	710	1050	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
15K						430	870	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
20K							500	1100	1700	2200	2800	3900	5800	9200
25K								660	1350	2200	2800	3900	5800	9200
30K									850	1700	2800	3900	5800	9200
40K										1100	2200	3900	5800	9200
50K											1450	3500	5800	9200
65K												2400	5800	9200
80K													4500	9200
100K													2000	9100
140K														4000

Tabla 3 Coordinación para fusibles de expulsión tipo T [14]

	Fusible de respaldo													
Fusible Principal	8T	10T	12T	15T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T
	Máxima corriente de falla en la que el fusible principal protege al respaldo - Amperios													
6T		350	680	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8T			375	800	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
10T				530	1100	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
12T					680	1280	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
15T						730	1700	2500	3200	4100	5000	6100	9700	15200
20T							990	2100	3200	4100	5000	6100	9700	15200
25T								1400	1500	4100	5000	6100	9700	15200
30T									1500	3100	5000	6100	9700	15200
40T										1700	3800	6100	9700	15200
50T											1750	4400	9700	15200
65T												2200	9700	15200
80T													7200	15200
100T													4000	13800
140T														7500

Tabla 4 Coordinación para fusibles de expulsión tipo K (con respaldo fusible T)

	Fusible de respaldo													
Fusible Principal	8T	10T	12T	15T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T
	Máxima corriente de falla en la que el fusible principal protege al respaldo - Amperios													
6K		530	680	900	1200	1500	1950	2540	3300	4100	4900	6100	9700	15200
8K			680	900	1200	1500	1950	2540	3300	4100	4900	6100	9700	15200
10K				900	1200	1500	1950	2540	3300	4100	4900	6100	9700	15200
12K					1200	1500	1950	2540	3300	4100	4900	6100	9700	15200
15K						1500	1950	2540	3300	4100	4900	6100	9700	15200
20K							1950	2540	3300	4100	4900	6100	9700	15200
25K								2540	3300	4100	4900	6100	9700	15200
30K									3000	4100	4900	6100	9700	15200
40K										4050	4900	6100	9700	15200
50K											4850	6100	9700	15200
65K												6100	9700	15200
80K													9600	15200
100K														15000

Tabla 5 Coordinación para fusibles de expulsión tipo T (con respaldo fusible K)

	Fusible de respaldo													
Fusible Principal	8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
	Máxima corriente de falla en la que el fusible principal protege al respaldo - Amperios													
6T				320	600	900	1200	1450	1750	2200	2850	3750	6000	9000
8T					350	700	1000	1400	1750	2200	2850	3750	6000	9000
10T						400	750	1200	1750	2200	2850	3750	6000	9000
12T							350	950	1550	2200	2850	3750	6000	9000
15T								250	1100	1800	2800	3750	6000	9000
20T									380	1500	2500	3750	6000	9000
25T										450	1800	3750	6000	9000
30T											480	3750	6000	9000
40T												1350	5000	9000
50T													3550	9000
65T													2100	7000
80T														5900

Tabla 6 Coordinación para fusibles de expulsión tipo H (con respaldo fusible K) [14]

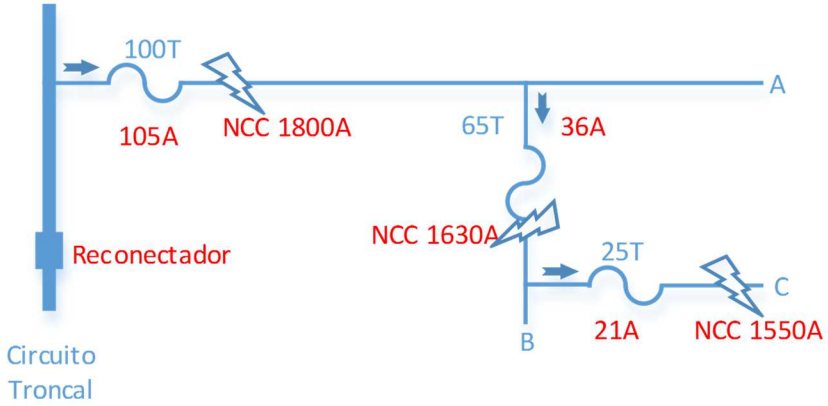
	Fusible de respaldo													
Fusible Principal	8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
	Máxima corriente de falla en la que el fusible principal protege al respaldo - Amperios													
1H	125	280	380	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
2H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
3H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
5H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200

Tabla 7 Coordinación para fusibles de expulsión tipo H (con respaldo fusible T) [14]

	Fusible de respaldo													
Fusible Principal	8T	10T	12T	15T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T
	Máxima corriente de falla en la que el fusible principal protege al respaldo - Amperios													
1H	400	520	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
2H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
3H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
5H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200

El ejemplo de coordinación de la Figura 3 puede ser desarrollado utilizando la Tabla 3 [11].

Figura 3 Diagrama de red para coordinación de fusibles [11]



En el sistema que se muestra en la Figura 3 se indican las corrientes de carga de cada alimentador y el nivel de cortocircuito en cada punto de ubicación de un fusible. A partir de la Tabla 3, considerando fusibles de tipo T, se tiene que en el punto B (protección tramo B-C) se puede elegir un fusible 15T (fusible principal) que soporta en forma permanente hasta 23 A, mayor que la corriente de carga de ese tramo. Sin embargo, tomando en cuenta los fusibles estándar utilizados por EPM se selecciona el 25T (fusibles estándar utilizados por EPM: 6T,10T, 25T, 40T, 65T, 80T y 100 T).

Una vez seleccionado el fusible 25 T para protección en el punto B (protección tramo B-C), se seleccionan los fusibles en los ramales A y B siguiendo el mismo procedimiento. En el tramo A-B se elige un fusible 40T (60 A máximo), sin embargo, según la Tabla 3, los fusibles 25T y 40T coordinan hasta una corriente de falla máxima de 1400 A, menor que los 1550 A de falla, por lo que debe seleccionarse el siguiente fusible estándar de EPM, el cual es el 65T.

Para el ramal A (tramo Troncal – A) se selecciona un fusible 100 T (150 A máximo). Los fusibles 65T y 100T coordinan hasta 2200 A, mayor que los 1630 A de falla y por lo tanto en la protección del alimentador Troncal - A queda el fusible 100T, el cual se verifica con el ajuste del reconectador del circuito troncal para su correcta coordinación.

7.2.2 Coordinación fusible expulsión – fusible limitador

La curva de aclaramiento total (MCT) del fusible limitador (protección principal) debe quedar a la izquierda de la curva de fusión mínima del fusible de expulsión (curva MMT ajustada en tiempo por un factor del 75%) para todos los valores de corriente hasta la máxima corriente de falla disponible en el punto de instalación del fusible limitador, recordando que las curvas TCC para FLC no son estandarizadas y varían de acuerdo al fabricante y tipo de fusible.

De acuerdo IEEE Std C37.48 [3], una forma conveniente de verificar gráficamente el 75% de la curva MMT del fusible respaldo con la curva MCT del fusible principal, es verificar alineando la curva MMT para 4 segundos del fusible aguas arriba con la curva MCT de 3 segundos del fusible de expulsión (respaldo).

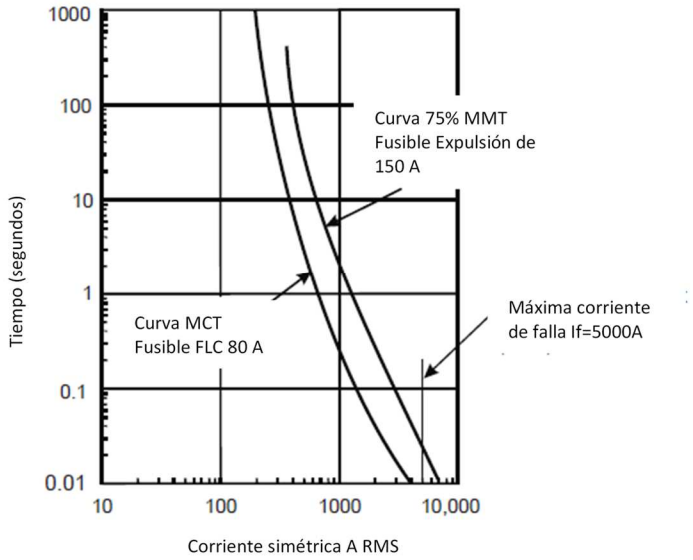
Para efectos de coordinación entre fusibles limitadores u otro tipo de fusibles, es de especial importancia el conocer los valores i^2t de mínima de fusión y máxima aclaración que poseen los fusibles.

Si la corriente de falla máxima disponible donde está ubicado el fusible limitador de corriente es mayor que la corriente donde la curva de aclaración total (MCT) del fusible limitador cruza la línea de 0.01 segundos, se debe verificar que el máximo i^2t del fusible limitador sea menor que el 75% del i^2t mínimo calculado del fusible de expulsión (ajustado).

El mínimo i^2t para el fusible de expulsión puede ser obtenido al elevar al cuadrado la corriente en 0.0125 segundos y multiplicando este valor por 0.0125 segundos. Claro está que si se conoce el dato del fabricante deberá emplease dicho dato.

La Figura 4 presenta las características de operación TCC de un fusible limitador 80 A tipo general que debe coordinar con un fusible de expulsión 150T que sirve como protección de respaldo. La corriente de falla máxima disponible es de 5000 A.

Figura 4 Coordinación fusible expulsión / fusible FLC [3]



Para chequear la coordinación fueron graficadas las curvas MCT del fusible FLC de 80 A y la curva ajustada (factor 75%) MMT del fusible de expulsión 150T. Dado que las curvas no se cortan se deduce que existe coordinación entre ellas.

Dado que la máxima corriente de falla de 5000 A es más grande que el valor de corriente donde la curva MCT del FLC corta la línea de 0.01 segundos, el i^2t máximo del FLC debe ser comparado con el 75% del mínimo i^2t del fusible 150T.

El máximo i^2t del FLC es de 181 x 10^3 A^2 seg, de acuerdo con lo especificado con el fabricante. La curva MMT del fusible 150T cruza la línea de 0.0125 segundos en aproximadamente 7000 A, por lo tanto:

$$(7000)^2 \times (0.0125) \times (0.75) = 460 \times 10^3 \ A^2 \ seg$$

Luego:

$$181 \times 10^3 \ A^2 \ seg < 460 \times 10^3 \ A^2 \ seg$$

Dado que el i^2t del FLC es menor que el i^2t del fusible de expulsión, desde el punto de vista de energía existe coordinación entre los fusibles.

7.3 COORDINACIÓN RELÉS

7.3.1 Coordinación relé – fusible expulsión

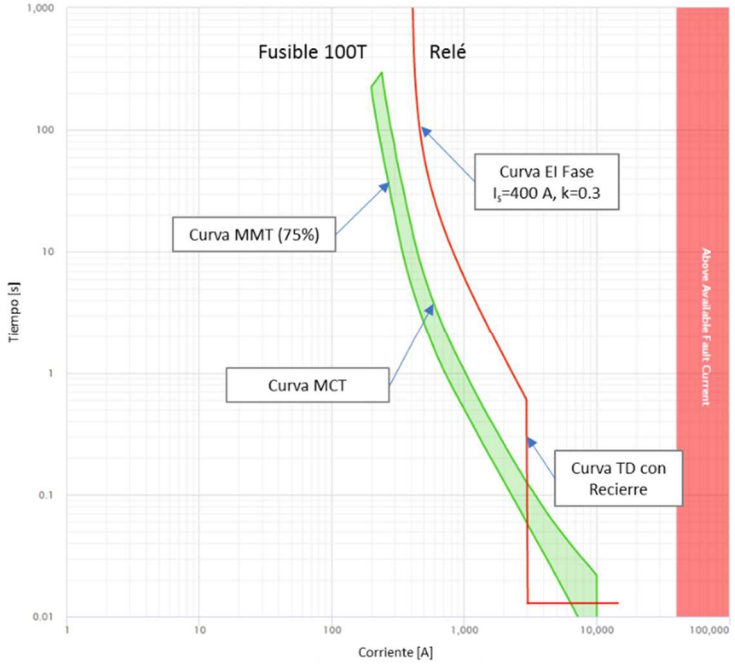
La coordinación entre el relé de una subestación y un fusible ubicado en un alimentador se da cuando el fusible opera y despeja la falla antes que el relé, esto se da en un margen de tiempo de 0.2 a 0.3 segundos entre la curva máxima de despeje del fusible (MCT) y la curva de tiempo inverso del relé. La coordinación debe mantenerse con el fin de permitir margen de error en la señal del transformador de corriente, así como errores de ajuste y tolerancias de fabricación.

Cuando se dispone de esquemas de recierre, se ejecuta una secuencia de cierres para despejar fallas temporales. La coordinación entre el relé y el fusible se logra cuando los recierres de despeje operan sin fundir el fusible (filosofía de salvar fusible). Si la falla persiste, dicho fusible debe fundirse antes de que el relé abra permanentemente el circuito.

Para este caso, se debe asegurar que el tiempo de operación del relé en su curva de tiempo definido (I>>1) más el tiempo de apertura del interruptor (típicamente entre 50 – 60 ms), sea más rápido que la curva de fusión del fusible (MMT) afectada por un factor del 75% para efectos de considerar el impacto de la temperatura ambiente, corriente de carga y deterioro por sobrecorrientes [9].

En la Figura 5, se presenta el ejemplo de coordinación relé – fusible de expulsión bajo la filosofía “salvar fusible”. El elemento fusible no se fundirá antes de que funcione la protección sobrecorriente de tiempo definido para una corriente de falla Ik = 3000 A.

Figura 5 Coordinación relé - fusible expulsión



7.3.2 Coordinación relé – reconectador

Considerando el ejemplo de la Figura 2 donde se muestra una combinación típica de un alimentador primario protegido mediante interruptor - relé en la subestación, reconectador en uno de los ramales y fusibles en ramales y transformadores, la coordinación entre el relé y el reconectador consiste en que el relé debe efectuar disparos sobre el interruptor solo para fallas en el troncal principal del circuito. Las fallas en el ramal protegido por el reconectador deben ser despejadas por este; para ello se fijan valores de disparo más rápidos en el reconectador, de tal forma que actúe primero, y el interruptor quede a la expectativa de la ejecución de los recierres o disparos en su curva rápida. De esta forma, el relé opera como protección de respaldo para fallas en el ramal protegido por el reconectador y opera como protección principal ante fallas en el troncal principal del circuito y en aquellos ramales no protegidos por el reconectador [9].

Si no se tienen reconectadores en todos los ramales, como por ejemplo en la Figura 3, el ramal “C” protegido por fusible; el relé de la subestación debe asumir la protección de dicho ramal, por lo que se debe programar de tal forma, que la sobrecorriente generadas en este ramal, sea despejadas por el relé con su curva rápida, activando un recierre, y si la falla persiste sea despejada en forma definitiva por el fusible, cómo se indicó en el apartado 7.3.1.

Para la correcta coordinación entre el relé y el reconectador se deben garantizar los siguientes criterios [9]:

- El tiempo de aclaración de la curva rápida del reconectador debe ser inferior al tiempo de operación de la curva de tiempo definido del relé que protege el circuito. Entre ambas curvas se debe asegurar una separación mínima de 150 ms.
- El tiempo de aclaración de la curva lenta del reconectador debe ser inferior al tiempo de operación de la curva temporizada de neutro del relé que protege el circuito. Entre ambas curvas se debe asegurar una separación mínima de 200 ms.
- Para reconectadores electrónicos y microprocesados, deben elegirse curvas con características de corriente – tiempo coordinadas adecuadamente con las curvas temporizadas del relé para todos los valores de corriente. Debe verificarse que la corriente mínima de actuación o de disparo del reconectador sea inferior a la corriente mínima de corto circuito presente en el ramal bajo protección del reconectador y mayor a la demandada por la carga en horas pico.
- Para reconectadores que necesiten tensión en el lado de la fuente, el tiempo muerto para su primera operación debe ser mayor a 1.0 segundo.
- Igualmente debe verificarse que el nivel de cortocircuito en el sitio donde será instalado el reconectador sea inferior a la capacidad de corte que posee éste.

7.4 COORDINACIÓN RECONECTADORES

7.4.1 Coordinación reconectador – fusible

En este caso el reconectador deberá detectar las fallas ocurridas en su zona y también las de la zona del fusible. Por lo tanto, el fusible debe operar después de la característica rápida y antes de la lenta del reconectador.

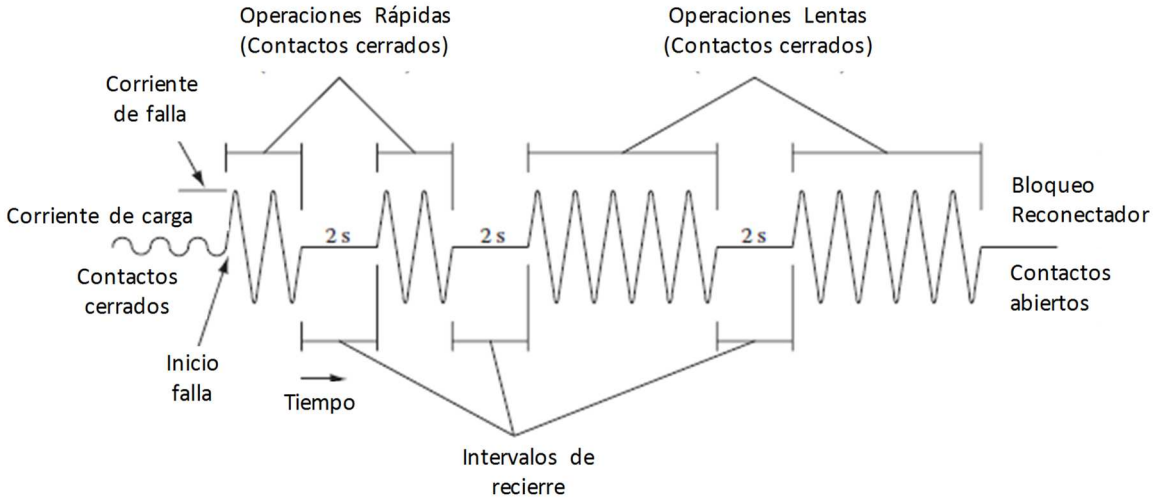
La mejor coordinación entre reconectadores en el lado de la fuente y fusibles en el lado de carga se logra ajustando el reconectador para dos operaciones rápidas seguidas de dos operaciones lentas, pero hay que tener en cuenta que esto depende de los tipos de fallas de las características del sistema y de la filosofía de protecciones [9]. En el caso de EPM, la secuencia descrita se adapta a la filosofía de salvar fusible, ya que se ajusta a una operación por curva rápida y dos operaciones temporizadas.

Para las secuencias rápidas del reconectador, no se permite a los fusibles aclarar las fallas; en cambio para las secuencias lentas el fusible debe operar como protección principal de sobrecorriente, dependiendo de la corriente de cortocircuito.

Con la secuencia de operación del reconectador de dos operaciones rápidas, seguidas de dos operaciones lentas, se permite que la primera apertura del reconectador despeje aproximadamente el 70% de las fallas y la segunda apertura alrededor de un 10% más. Si las fallas son persistentes o permanentes, el fusible se fundirá para aislarlas antes de que

el reconectador actúe por tercera o cuarta vez. La coordinación de protecciones se consigue con un menor éxito, con una operación rápida, seguida por tres operaciones lentas. La siguiente figura muestra la descripción gráfica de la secuencia del reconectador de 2 operaciones rápidas y 2 operaciones lentas.

Figura 6 Secuencia de operación para reconectadores (120 ciclos) [15]



Para la correcta coordinación de fusibles como dispositivos de protección principal en el lado de carga de un reconectador, se deben tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

1. Para todo el rango de corriente de falla de la zona protegida por el fusible, su tiempo mínimo de fusión debe ser mayor que el tiempo de operación del reconectador en su característica rápida, multiplicada por el factor K, dado por el fabricante, que se indica en la Tabla 8 y su valor depende de la secuencia de operación y del tiempo de la primera reconexión. La intersección de esta curva con la de tiempo mínimo de fusión del fusible determina el punto de corriente máxima de coordinación.

Tabla 8 Factor K de ajuste reconectadores

Tiempo de recierre (ciclos)	**Factor K**	
	Una operación rápida	Dos operaciones rápidas
25-30	1.25	1.80
60	1.25	1.35
90	1.25	1.35
120	1.25	1.35

2. Para todos los valores posibles de corriente de falla en la sección protegida por el fusible, el tiempo máximo de aclaración (MCT) del fusible no debe ser mayor que el tiempo de operación del reconectador en su curva lenta. Si las curvas están muy próximas, el reconectador podría disparar cuando el fusible opere, pero se cerrará nuevamente retornando el servicio al resto del sistema.

Si las curvas están muy cerca la una de la otra, el reconectador puede dispararse cuando el fusible opere, pero va a volver a cerrar la línea para el resto del sistema.

El rango de coordinación entre el reconectador y el fusible es definido por las dos reglas descritas anteriormente. La regla número uno establece el punto máximo de coordinación entre el reconectador y un fusible del lado de la carga el cual se define como *"el valor de la corriente en la intersección de la curva de tiempo mínimo de fusión del fusible con la curva rápida del reconectador, que se obtiene al multiplicar a cada tiempo de esta curva por el factor K apropiado"* [11].

La regla número dos establece el punto mínimo de coordinación entre un reconectador y un fusible del lado de la carga, la cual se describe de la siguiente forma. *"El punto mínimo de coordinación, es el valor de la corriente en la intersección de la curva de tiempo total de despeje del fusible con la curva lenta del reconectador. Si la curva de tiempo máximo de despeje del fusible no se cruza y queda por debajo de la curva lenta del reconectador, el punto mínimo de coordinación es la corriente de corte mínimo del reconectador"* [11].

La Tabla 9 muestra los valores máximos y mínimos de corriente en la que el fusible principal coordinará con reconectadores de respaldo, para una secuencia de reconectador de 2 operaciones rápidas y 2 operaciones lentas.

Tabla 9 Coordinación reconectador - fusibles de expulsión tipo T [2]

Inom continua reconectador A rms	A rms fusible	Capacidad nominal fusible principal tipo T (A)												
		6T	8T	10T	12T	15T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T
		Rangos de coordinación												
5	min	68												
	max	123												
10	min	31	45	75	200									
	max	110	152	220	250-300									
15	min	30	34	59	84	200	380							
	max	105	145	210	280	375	450							
25	min	50	50	50	68	105	145	300						
	max	89	130	190	265	360	480	610						
50	min							190	480	830	1200	1730	2380	
	max							620	860	1145	1510	2000	2525	
70	min							140	180	365	910	1400	2000	2750
	max							550	775	1055	1400	1850	2400	
100	min							200	200	200	415	940	1550	
	max							445	675	950	1300	1700	2225	
140	min								280	280	280	720	710	
	max								485	810	1150	1565	2075	
200	min										400	400	400	
	max										960	1380	1850	
280	min												620	
	max												1500	

7.4.2 Coordinación reconectador – reconectador

La coordinación entre reconectadores se presenta ante las siguientes situaciones:

- Cuando se tienen 2 reconectadores trifásicos.
- Cuando se tienen 2 reconectadores monofásicos.
- Cuando se tiene 1 reconectador trifásico en la subestación y un reconectador monofásico sobre una de las ramas de un alimentador.

Para la correcta coordinación de dos reconectadores se debe tomar en cuenta las curvas de tiempo corriente de cada reconectador y el tipo de control que utilizan dichos reconectadores, pues dependiendo del método de control utilizado poseerán características diferentes. A continuación, se presentan los criterios recomendados en la literatura de acuerdo con las TCC y el tipo de control.

7.4.2.1 Método usando curvas tiempo-corriente (TCC)

La coordinación de protecciones entre reconectadores está dada por la selección de diferentes corrientes nominales de la bobina de disparo (para reconectadores del tipo hidráulico) o por el ajuste de la mínima corriente de disparo (reconectadores electrónicos) o por la selección de curvas con diferentes temporizadores. La adecuada selección es determinada después de un estudio de las características tiempo – corriente de los reconectadores [11].

Las características TCC de los reconectadores se pueden seleccionar similares, si se tienen curvas paralelas en todo el rango de corriente, lo que facilitaría la coordinación. Es una práctica común que los reconectadores se programen para que las primeras secuencias de operación tengan una curva de tiempo rápida y las otras secuencias unas curvas de tiempo lentas, como se indicó en la secuencia típica de operación de reconectadores de la Figura 6.

Una importante consideración cuando se coordinan reconectadores es el tiempo entre las curvas de los reconectadores. Diferentes tipos de reconectadores requieren tiempos mínimos entre curvas para evitar operaciones simultáneas [9]. Entre reconectadores en serie, debe existir un factor de coordinación que considere el tiempo de energización de la bobina de disparo y la apertura de los contactos (caso tipo control hidráulico).

7.4.2.2 Coordinación entre reconectadores de control hidráulico

Cuando se tienen reconectadores de control hidráulico, los márgenes de coordinación dependen del tamaño del equipo que se utilice (reconectadores de pequeña o gran capacidad).

Una regla general que puede ser utilizada para la coordinación de reconectadores de control hidráulico sin tomar en cuenta el tamaño del equipo es la siguiente:

"Cuando dos reconectadores con control hidráulico están en serie, una separación de las curvas menor de 2 ciclos (33ms) siempre resulta en una operación simultánea de los dos reconectadores. Si la separación está entre 2 ciclos (33ms) y 12 ciclos (200ms) también podría existir posibilidad de operación simultanea de dos reconectadores. Se recomienda

una separación mayor de 12 ciclos (200ms) para garantizar selectividad entre las curvas. Los tiempos mencionados deben ser verificados con las características propias que los fabricantes dan para sus reconectadores" [9].

El margen de coordinación detallado, diferenciando el tamaño de los equipos, puede ser consultado en la guía técnica GM-14-Coordinación de Protecciones Redes de Distribución.

7.4.2.3 Coordinación entre reconectadores de control electrónico o microprocesado

Estos reconectadores ofrecen un amplio rango de características de operación que se pueden ajustar más fácilmente a los requerimientos del sistema. Para la coordinación de los reconectadores deben tenerse muy presentes las corrientes mínimas de disparo para fallas a tierra y fallas de fase, la elección de las curvas tiempo-corriente y los intervalos de recierre.

Para el ajuste de la corriente mínima de disparo de los reconectadores, se debe tener en cuenta que para reconectadores hidráulicos esta corriente está ligada con la corriente nominal de la bobina, mientras en reconectadores electrónicos esta corriente es programada y es independiente de la corriente nominal del equipo.

Las curvas de coordinación pueden ajustarse muy próximas entre sí y no se requieren tiempos de separación entre curvas como en el caso de los reconectadores hidráulicos. Si el reconectador del lado de la carga aclara la falla más rápido que el tiempo de respuesta del reconectador del lado de la fuente, la coordinación es asegurada. El tiempo de aclaración del reconectador del lado de la carga, más su tolerancia, debe ser menor que el tiempo de respuesta del reconectador del lado de la fuente, menos su tolerancia. Típicamente las tolerancias son del orden de ±10% del tiempo de las curvas. Se recomienda una separación mayor a 200 ms para garantizar selectividad entre las curvas [9].

7.4.3 Coordinación reconectador – seccionalizador

Tomando en cuenta que los seccionalizadores no poseen curvas TCC, la coordinación de estos dispositivos con otros elementos no utiliza curvas de operación.

La coordinación reconectador – seccionalizador se debe realizar tomando en cuenta la secuencia de operación definida para el reconectador. Si el reconectador de respaldo debe operar con cuatro disparos (dos rápidos y dos lentos) antes del cierre, entonces el seccionalizador debe reponer en menor conteo que el reconectador, que en este caso se definiría en tres conteos.

Cuando se produce una falla de carácter permanente en la línea más allá del seccionalizador, este se abre aislando la falla después de la tercera operación de disparo del reconectador, luego el reconectador vuelve a energizar la línea para restablecer el servicio.

Para una correcta aplicación y coordinación de los seccionalizadores con los reconectadores o el relé de la subestación ubicados aguas arriba del sitio de instalación (dispositivos de respaldo), es necesario que se cumplan las siguientes condiciones [9]:

- El seccionalizador electrónico debe operar en conjunto con un equipo de protección de respaldo ubicado aguas arriba (reconectador o interruptor con relé) y debe estar ajustado en un conteo menos que el número de operaciones totales del dispositivo de respaldo ubicado aguas arriba.
- La corriente de actuación del seccionalizador electrónico debe ser inferior a la corriente mínima de disparo del reconectador, tanto en fallas de fase como en fallas de tierra.
- La corriente de actuación del seccionalizador debe ser mayor que la corriente pico de carga en el punto de instalación. Para la correcta actuación del equipo, se debe asegurar que la corriente de carga del ramal protegido sea superior a los 2.0 A.
- La corriente de actuación del seccionalizador debe ser menor que la corriente de cortocircuito que se obtendría en el ramal protegido, y debe ser mayor que la corriente pico de carga en el punto de instalación.
- El tiempo de reset (reset de la memoria en 30 segundos) debe ser superior a los intervalos de tiempo muerto de las operaciones del reconectador (relé) a fin de no olvidar el conteo. Si el tiempo de operación del dispositivo de respaldo es más largo que el tiempo de reset o memoria del seccionalizador, el seccionalizador parcialmente "olvidará" el número de conteos, lo cual podría requerir un disparo extra del respaldo y ocasionar una apertura innecesaria del dispositivo aguas arriba.
- El tiempo muerto o de apertura y cierre del dispositivo de respaldo debe ser mayor al tiempo de actuación del seccionalizador (típicamente 0.5 segundos).
- El tiempo total de actuación (0.5 segundos) del seccionalizador debe ser inferior al tiempo muerto del recierre del reconectador o relé de la subestación.
- Debe tenerse presente que un seccionalizador de tres conteos aguas debajo de un reconectador no coordinará con el relé de protección del circuito. Lo anterior ante el eventual caso de que el reconectador se ha enviado a mantenimiento.
- Se logra coordinación entre los seccionalizadores de dos conteos y el relé de la subestación cuando estos sean instalados en ramales derivados del troncal principal del circuito o cuando estén coordinando con un reconectador y eventualmente este se ha enviado a mantenimiento.

7.4.4 Coordinación reconectador – seccionalizador – fusible

Inicialmente se realiza la coordinación entre el reconectador y el fusible como se definió en el apartado 7.4.1 con la única diferencia de que ahora se cuenta con un seccionalizador entre el reconectador y el fusible por lo que se debe fijar una secuencia de operación de una operación rápida y tres operaciones lentas.

Luego se deben coordinar el seccionalizador y el reconectador como se estudió en el apartado 7.4.3. Cuando se da la primera secuencia de operación rápida el reconectador es capaz de despejar entre el 80% y el 85% de las fallas detectadas, si la falla persiste el fusible se funde antes de que se dé la primera operación lenta del reconectador.

Finalmente, el seccionalizador contará esto como la segunda interrupción de la corriente de falla.

7.5 COORDINACIÓN RED SECUNDARIA TIPO MALLA

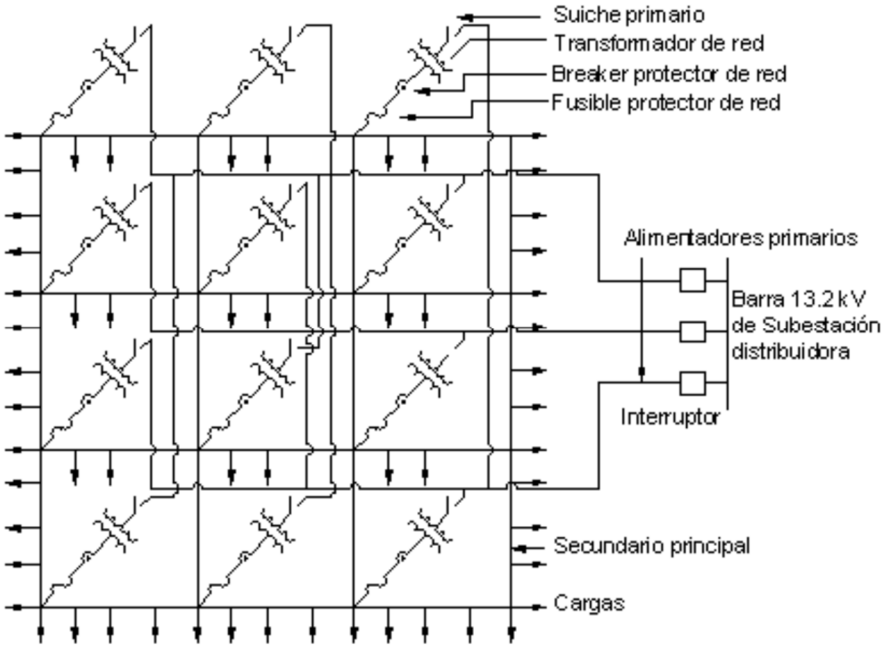
La configuración de alimentación de red secundaria de distribución tipo malla es ideal para áreas de servicio específicas como áreas céntricas de las ciudades, instalaciones militares, grandes centros hospitalarios y en general en áreas de alta densidad de carga y la forma de construcción es casi siempre subterránea.

En la red, más de una fuente de transformador suministra energía a los alimentadores. Cuando se colocan en paralelo, los alimentadores secundarios forman una malla en la que el usuario final recibe el servicio, en esencia, de más de una fuente. Cada punto de cruce de la malla requiere generalmente una o más conexiones de uniones con su apropiado circuito de protección. Este arreglo permite el servicio confiable por la que son conocidas las redes subterráneas.

Toda la red subterránea empieza con los alimentadores primarios e interruptores. Las tensiones se reducen para su distribución por transformadores de la red, que son protegidas por relés y respaldados por los protectores de la red.

La Figura 7 muestra un diagrama unifilar de un pequeño segmento de una red secundaria alimentada con 3 primarios. El voltaje usualmente es 120/208 V.

Figura 7 Red secundaria tipo malla [2]



Si un alimentador primario queda fuera de servicio (contingencia simple), los alimentadores primarios restantes pueden suplir la carga sin sobrecarga y sin caídas de voltajes considerables.

Los componentes básicos de protección de una red tipo malla son los siguientes: limitadores, protectores de red y suiches de alto voltaje (dispositivos de operación manual sin carga por lo que no requieren coordinación).

7.5.1 Fusibles limitadores en red secundaria

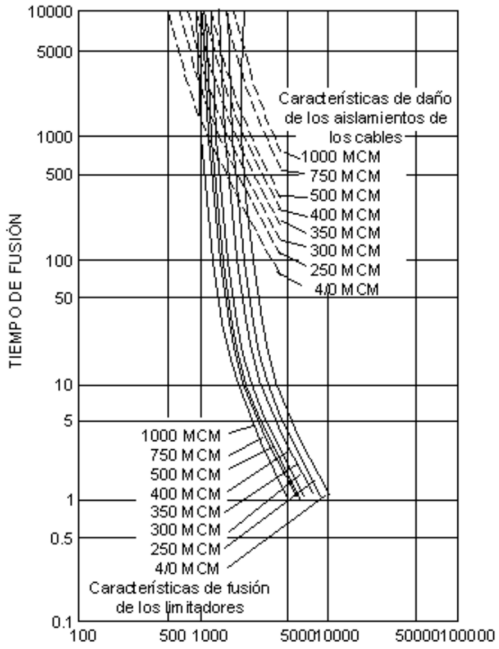
El método permite a los fusibles de la red secundaria quemarse en un punto determinado y despejar las fallas sin perder la continuidad del servicio, para lo cual se emplean fusibles limitadores y que son instalados a cada conductor de fase.

Las curvas características TCC son especificadas para permitir el paso de la corriente normal de carga sin fundirse y debe abrirse para despejar fallas en la sección del secundario fallada, antes de que el aislamiento de los cables se dañe y antes que el fusible protector de red se queme.

Por lo tanto, las características TCC de los limitadores seleccionados serían coordinados con las
características TCC de los protectores de red y las características de daño del aislamiento. Los limitadores son usados con buenos resultados especialmente a 120/208 V.

La Figura 8 muestra las características TCC de los limitadores y las características de daño del aislamiento del cable a 120/208 V.

Figura 8 Coordinación fusibles limitadores vs corriente de daño de aislamiento de cables [2].

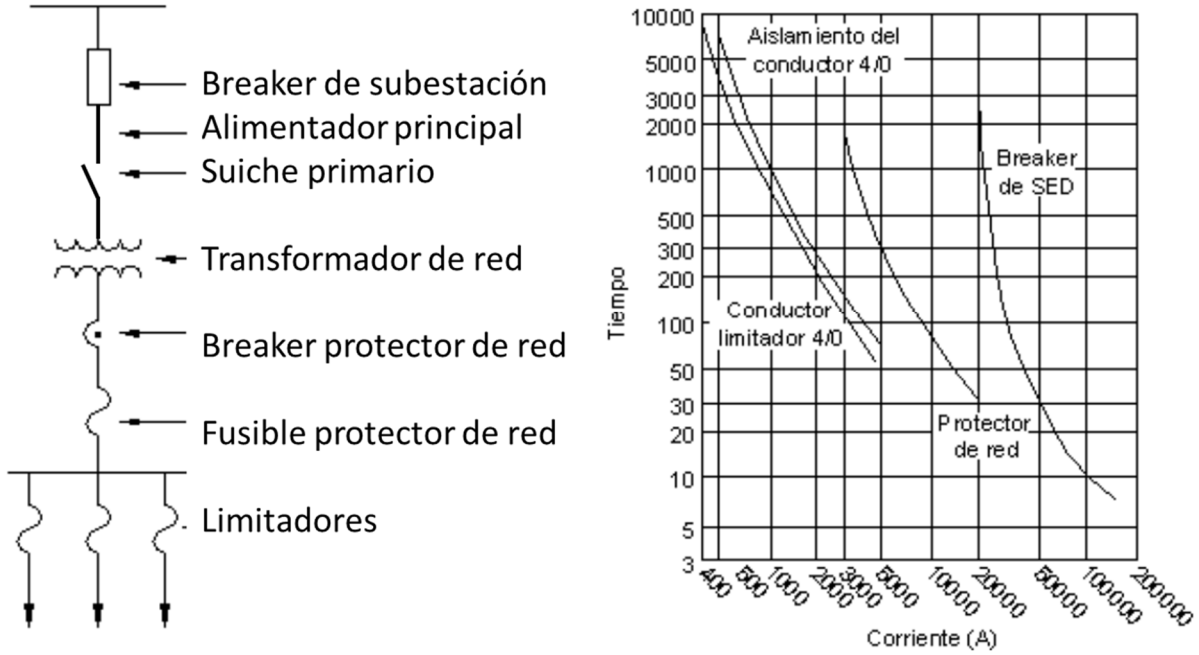


7.5.2 Protectores de red secundaria

Como se muestra en la Figura 7 el transformador de media a baja tensión es conectado a la red secundaria a través de un protector de red que consiste en un breaker con un mecanismo de cierre y disparo controlado por un circuito maestro, relé de fase y por fusibles de respaldo, todos estos encerrados en una caja metálica instalada encima del transformador.

La Figura 9 ilustra la coordinación ideal de aparatos de protección y obtenida por la selección adecuada de los tiempos de retardo para protecciones en serie.

Figura 9 Coordinación protectores de red secundaria en malla



La Tabla 10 Operación dispositivos de protección red secundaria tipo malla indica la acción requerida en la operación de cada uno de los equipos de protección bajo diferentes condiciones de falla asociadas con la red secundaria, por ejemplo, una falla en el secundario principal es aislada solo por el limitador mientras que falla un transformador dispara el breaker protector de red y el breaker de la subestación de distribución.

Tabla 10 Operación dispositivos de protección red secundaria tipo malla [2]

Tipo de falla	Limitador	Fusible Protector Red	Breaker Protector	Breaker Subestación
Secundarios principales	Si	No	No	No
Falla interna del transformador	No	No	Dispara	Dispara
Alimentador primario	No	No	Dispara	Dispara

7.6 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES CONSIDERANDO GENERACIÓN Y AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA

La penetración de generación distribuida a pequeña escala en sistemas de distribución genera cambios en los flujos de potencia que pueden circular en la red, ocasionando cambios en las condiciones operativas del sistema que deben ser tomados en cuenta para la adecuada coordinación de elementos de protección por sobrecorriente como fusibles y reconectadores.

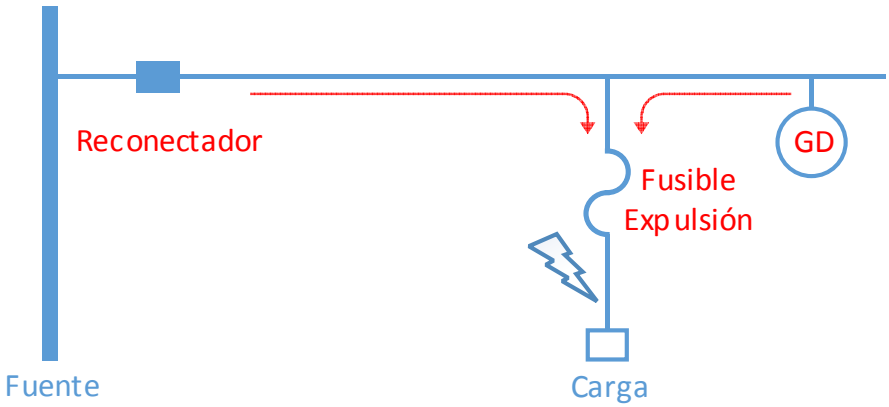
La contribución de los generadores distribuidos pequeños en las corrientes de falla no es significativa, sin embargo, las contribuciones agregadas de varias unidades pequeñas, o de unidades más grandes, pueden alterar los niveles de cortocircuito de manera suficiente para causar una pérdida de coordinación en las protecciones, afectando la confiabilidad y seguridad del sistema de distribución.

La inadecuada coordinación de fusibles y reconectadores puede ocasionar disparos indeseados o que no operen en momentos en que deban hacerlo, lo que ocasiona pérdidas económicas para los consumidores, empeoramiento de los índices de confiabilidad, incremento en las penalizaciones realizadas por los organismos de regulación y control, y pérdidas debido al valor de la energía no servida [16].

Otra posible situación que puede presentarse cuando la AGPE o GD está conectada es la operación en isla. Esta operación indeseada se produce cuando, una vez que el interruptor del alimentador principal se abre después de una falla, el AGPE o GD continúa alimentando una parte aislada de la red. La formación de islas no es deseable ya que puede producir problemas de seguridad y calidad de la energía en el área aislada. Cuando un AGPE o GD está trabajando en una isla, la frecuencia y el voltaje de esta nueva parte del sistema pueden cambiar y dañar el sistema y las cargas conectadas en esta área. Además, si el generador distribuido continúa conectado durante un recierre, pueden aparecer daños graves debido a la diferencia entre la red y las condiciones de la isla. Para evitar esta operación no deseada, se implementa el sistema de protección anti-isla, que consiste en aquella función de protección de la instalación AGPE o GD encargada de evitar que dicha instalación permanezca energizada cuando la red del OR sea desenergizada (ya sea por un evento programado o no programado).

La Figura 10 muestra el efecto de un generador en el alimentador de distribución en la coordinación típica fusibe expulsión - reconectador. El efecto principal es que las corrientes que pasan a través del fusible y el reconectador cambian respecto a la condición sin generación. La corriente del fusible aumenta mientras que la corriente del reconectador se reduce. Este cambio en las corrientes de fusibles y reconectadores disminuye el margen de coordinación, por lo que debe verificarse la coordinación existente.

Figura 10 Alimentador con protección fusible - reconectador considerando generación



Bajo la filosofía de operación de “salvar fusible” de EPM, debe verificarse la actuación de la curva rápida del reconectador para garantizar el funcionamiento adecuado antes de fundir el fusible.

Si se presenta descoordinación para los nuevos niveles de cortocircuito, se puede ajustar la coordinación del sistema bajo alguna de las siguientes opciones:

- Ajustar la curva de operación rápida del reconectador desplazándola hacia abajo por un factor de relación entre la nueva corriente del reconectador y la corriente vista por el fusible [17].
- Ajustar el tamaño de los fusibles para establecer una coordinación adecuada entre los dispositivos de protección.

Finalmente se deben verificar las curvas TCC del reconectador y los fusibles con base en los parámetros modificados para la coordinación dispositivos de protección, con lo cual se asegurará de que se establezca la coordinación adecuada entre el fusible y el reconectador.