

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

CENTRO DE INVESTIGACIÓN Y PRUEBAS ELECTROENERGÉTICAS
(CIPEL)

“COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN EL ALIMENTADOR DE DISTRIBUCIÓN CERRO 8”

Trabajo de Diploma para optar por el título de Ingeniero Eléctrico.

CONVENIO:

INSTITUTO SUPERIOR POLITÉCNICO

JOSÉ ANTONIO ECHEVERRÍA

(La Habana – Cuba)



Instituto Superior Politécnico

José Antonio Echeverría

cujae

UNIVERSIDAD TÉCNICA

DE COTOPAXI

(Latacunga-Ecuador)



Autor:

EDWIN OSWALDO SEGOVIA ALBARRASÍN

Tutor:

DR. ING. ANTONIO A. MARTÍNEZ GARCÍA.

**CIPEL, Junio del 2010
Ciudad de La Habana**

DECLARACIÓN JURADA

Declaro que soy el único autor de este trabajo de diploma y autorizo a la Universidad Técnica de Cotopaxi y al Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría para que hagan de este trabajo de diploma el uso que estimen pertinente.

Firma: _____

HOJA DE FIRMAS

Este trabajo de diploma ha sido revisado y aprobado por las instancias correspondientes y para que así conste se firma la presente.

Tutor:

Nombre: _____

Firma: _____

Fecha: _____

Organismo: _____

Oponente:

Nombre: _____

Firma: _____

Fecha: _____

Organismo: _____

J Dpto.

Nombre: _____

Firma: _____

Fecha: _____

Organismo: _____

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar expreso mi más profundo agradecimiento a mis padres por todo el esfuerzo y apoyo que me brindaron en toda mi vida estudiantil, de igual forma agradezco de manera muy especial a mi tutor por su gran paciencia, dedicación, experiencia y conocimientos brindados.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de diploma a mis padres y hermano por todo el apoyo que me brindaron, por su amor y confianza incondicional la cual ha sido la base fundamental para no desmayar en este sueño tan anhelado que ahora es realidad, a mi hijo por ser luz e inspiración en todo momento.

RESUMEN

En vista de la necesidad presentada por la “Organización Básica Eléctrica Ciudad de la Habana” (O.B.E. – C. Habana) en disminuir la frecuencia media de las interrupciones en su alimentador “CERRO 8”, en el presente trabajo de diploma se realizó el ajuste y coordinación de protecciones de sobrecorriente, para lo cual fue necesario realizar el cálculo de los parámetros de línea en todos los nodos del alimentador utilizando el programa PARLINC, una vez obtenidos estos datos se realizó un estudio de niveles de cortocircuito.

Se seleccionaron las protecciones de fase y tierra tomando en consideración el porcentaje histórico de fallas no permanentes en el alimentador, la localización de los consumidores de primera categoría y la localización de líneas soterradas, todas estas protecciones fueron ajustadas, coordinadas y se verificó sensibilidad, por último se realizó la comprobación del sistema de protecciones con las curvas de daño de conductores y transformadores.

ABSTRACT

According to the necessity presented by the "Basic Electric Organization Habana of city" (OBE - C. Habana) in reducing the average frequency of interruptions in your support "CERRO 8", in this dissertation was adjusted and coordination of overcurrent protection, for this reason was necessary to do the calculation of line parameters on all nodes of the supporter using the program "PARLINC", once time obtained this information, it made a study of short-circuit levels.

In this work was selected the phase and ground protection taking into consideration the historical percentage of non-permanent fault on the support, the location of the consumer of first category and the location of underground lines, all these protections were adjusted, coordinated and verified sensitivity, at the last was checking the system of protections for the damage in the curves, conductors and transformers.

ÍNDICE

	Páginas
Portada.....	i
Declaración jurada.....	ii
Hoja de firmas.....	iii
Agradecimiento.....	iv
Dedicatoria.....	v
Resumen.....	vi
Abstract.....	vii
Índice.....	viii
Planteamiento del problema.....	xii
Hipótesis.....	xiii
Objetivos.....	xiv
CAPÍTULO I	
Dispositivos de protección en sistemas de distribución eléctrica.....	1
1.1. Introducción.....	1
1.2. Protección de redes de distribución.....	1
1.2.1. Protección de redes de distribución mediante fusible.....	2
1.2.1.1. Fusibles de Media Tensión.....	3
1.2.1.1.1. Partes de las que está formado un fusible.....	6
1.2.1.1.2. Tipos específicos de láminas para fusibles de M.T.....	6
1.2.1.1.3. Funcionamiento del fusible.....	7
1.3. Relés.....	8
1.3.1. Introducción.....	8
1.3.2. Clasificación de los relés por su funcionamiento.....	8
1.3.2.1. Relés de atracción electromagnética.....	9
1.3.2.2. Relés de inducción.....	10
1.4. Recerradores, Restauradores o Reconectores.....	13
1.4.1. Tipos de recerradores.....	14
1.4.2. Curvas de operación.....	14
1.4.3. Valores nominales para la selección de recerradores (Según NEMA).....	16
1.4.4. Ubicación de los recerradores.....	17

1.5. Seccionalizadores.....	18
1.5.1. Descripción y Principio de Funcionamiento.....	19
1.5.2. Detalles de Diseño.....	20
1.6. Cálculos de cortocircuitos para los ajustes y coordinación de las Protecciones.....	21
1.7. Programa PARLINC.....	21
Conclusiones.....	23
CAPÍTULO II	
Selección y coordinación de fusibles y recerrador.....	24
SISTEMA ACTUAL.....	24
2.1. Introducción.....	24
2.2. Descripción del sistema.....	24
2.3. Datos generales.....	26
2.4. Cálculo de las secuencias de línea en los tramos del alimentador.....	27
2.5. Cálculo de cortocircuitos.....	28
2.5.1. Cálculo de cortocircuitos 3Ø.....	28
2.5.2. Cálculo de cortocircuitos 2Ø.....	29
2.5.3. Cálculo de cortocircuitos 1Ø.....	30
2.6. Cálculo de fusibles para la protección de transformadores.....	32
2.6.1. Cálculo de fusibles para la protección de transformadores monofásico: ...	32
2.6.2. Cálculo de fusibles para la protección de transformadores en conexión estrella incompleta delta abierta.....	34
2.6.3. Cálculo de fusibles para la protección de banco de transformadores Y-Y.....	36
2.6.4. Cálculo de fusibles para la protección de transformadores conectados en estrella delta.....	37
2.6.5. Cálculo de fusibles para la protección de transformadores trifásicos.....	38
2.6.6. Comprobación de daños en los transformadores.....	39
2.6.6.1. Cálculo de cortocircuito monofásico máximo en el secundario del transformador situado en el nodo 09.....	39
2.6.6.2. Cálculo de cortocircuito monofásico mínimo en el secundario del transformador situado en el nodo 09.....	41

2.6.6.3.	Cálculo de cortocircuito bifásico máximo en el secundario de la conexión estrella incompleta delta abierta de (50 y 25) kVA situado en el nodo 04.....	43
2.6.6.4.	Cálculo de cortocircuito bifásico mínimo en el secundario de la conexión estrella incompleta delta abierta de (50 y 25) kVA situado en el nodo 04.....	45
2.7.	Cálculo de fusibles para la protección en ramales secundarios del alimentador.....	47
2.8.	Selección y coordinación del recerrador con los demás dispositivos de protección.....	52
2.8.1.	Cálculo de fusibles para la protección en ramales secundarios con respecto al ramal principal del recerrador.....	53
2.8.2.	Ajuste de la bobina de fase.....	54
2.8.2.1.	Coordinación de la UI de fase con los fusibles de los ramales aguas abajo.....	56
2.8.3.	Ajuste y coordinación de la unidad retardada del recerrador que se supone tipo IAC53 con los fusibles aguas abajo.....	57
2.8.4.	Coordinación del fusible aguas arriba con la curva retardada del recerrador para fallas de fase.....	59
2.8.5.	Cálculo del ajuste de la Iop UI de tierra del recerrador.....	59
2.8.5.1.	Coordinación de la UI de tierra con los fusibles de los ramales aguas abajo.....	63
2.8.6.	Coordinación de la unidad retardada del recerrador que se supone tipo IAC53 con los fusibles aguas abajo.....	63
2.8.7.	Coordinación del fusible aguas arriba con la curva retardada del recerrador para fallas a tierra.....	64
2.8.8.	Coordinación de la unidad retardada de tierra del recerrador curva extremadamente inversa con los fusibles aguas abajo.....	65
2.8.9.	Coordinación del fusible del nodo 14 con el recerrador aguas abajo para fallas entre fases.....	68
2.8.10.	Coordinación del fusible localizado en el nodo 14 con el recerrador aguas abajo para fallas a tierra.....	69

Conclusiones:.....	70
CAPÍTULO III	
Selección y coordinación del relé de la subestación con todos los dispositivos de protección.....	71
3.1. Introducción.....	71
3.2. Ajuste de la UI de fase.....	71
3.2.1. Coordinación de la UI con los fusibles.....	72
3.3. Ajuste de la UTI.....	73
3.3.1. Coordinación de la UTI con los fusibles del alimentador.....	73
3.3.2. Coordinación de la UTI con el fusible que respalda al recerrador.....	74
3.4. Cálculo de la UI de tierra del relé.....	75
3.4.1. Coordinación de la UI de tierra con los fusibles del alimentador.....	75
3.5. Cálculo de la UTI de tierra del relé.....	76
3.5.1. Coordinación de la UTI de tierra con el fusible que da respaldo al recerrador.....	78
Conclusiones.....	79
Conclusiones Generales.....	80
4. Propuesta de solución.....	81
4.1. Fusibles seleccionados para las distintas conexiones de transformadores.....	81
4.2. Fusibles seleccionados para los distintos ramales secundarios.....	83
4.3. Recerrador y dispositivos aguas abajo.....	84
4.3.1. Recerrador.....	84
4.3.2. Protección para los ramales secundarios con relación del recerrador.....	85
4.4. Selección del relé de la subestación.....	85
Bibliografía y Referencias.....	87
Anexos	

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En los últimos años, se han presentado numerosos cortocircuitos en el sistema eléctrico de distribución radial situado en la Subestación “CERRO” en las que las protecciones de los alimentadores no han actuado de manera selectiva lo que ha traído como consecuencia que sea interrumpida la alimentación eléctrica en zonas innecesariamente.

El objetivo principal de este trabajo de diploma es el cálculo de los ajustes y comprobación de la coordinación de las protecciones de sobrecorriente de fase y de tierra del alimentador “CERRO 8”. Los resultados del presente trabajo debe elevar la confiabilidad en el suministro a los consumidores, disminuyendo la energía dejada de servir por fallas no permanentes así como las interrupciones que se derivan de la no selectividad de las protecciones.

Se ponen como condiciones al trabajo que la frecuencia de las operaciones de re cierre a los consumidores fundamentales del circuito sea mínima, y en caso de que se sufran re cierres que sea limitado a uno. Los alimentadores que no tengan consumidores importantes, categoría 1, deben de tratarse de eliminar las fallas momentáneas en el mayor porcentaje posible.

En vista de la necesidad que tiene la EMPRESA DISTRUBUIDORA en disminuir la frecuencia media de las interrupciones en su alimentador, es necesario un estudio de niveles de cortocircuito y revisión de las protecciones eléctricas, que nos permita obtener conclusiones necesarias para solventar el problema aumentando la continuidad del servicio eléctrico.

La frecuencia de interrupciones es la medida que permite conocer el número promedio de veces que se interrumpe el servicio de energía eléctrica a un sistema en un período de tiempo dado, y esta puede aumentar debido al mal funcionamiento de los equipos de protección eléctrica o a problemas de mantenimiento.

Hipótesis

Con un correcto ajuste y coordinación de las protecciones del circuito “CERRO 8” se logrará tener una mejor confiabilidad en el suministro de energía eléctrica a los consumidores del alimentador.

Objetivos

Objetivo General

Calcular los ajustes de las protecciones y su coordinación en el alimentador “Cerro 8”.

Objetivos Específicos

- Calcular los parámetros de los alimentadores del circuito de distribución primaria “CERRO 8”, utilizando el programa PARLINC, conocidos los calibres de los conductores y las estructuras de la línea de distribución, con el objetivo de hacer confiables los cálculos de cortocircuito en base a los cuales se efectuarán los ajustes de las protecciones.
- Concebir el sistema de protecciones en dependencia del porcentaje histórico de fallas no permanentes en el alimentador, así como la ubicación de los consumidores de primera categoría.
- Ajustar y coordinar todas las protecciones seleccionadas.
- Comprobar los ajustes con las curvas de daño de transformadores y alimentadores.

CAPÍTULO I

DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

1.1. Introducción

Las protecciones son una parte esencial de los sistemas eléctricos de potencia (SEP). En los sistemas radiales de distribución las protecciones tienen como función principal evitar la destrucción de todos los equipos o dispositivos conectados entre sí, durante la ocurrencia de fallas que podrían iniciarse de manera simple y después extenderse sin control en forma encadenada. El sistema de protecciones debe aislar únicamente la parte donde se ha producido la falla buscando perturbar lo menos posible al resto del alimentador.

Este proyecto de investigación será aplicado en un alimentador de distribución en el cual según sus estadísticas se producen excesivas salidas de servicio y por ende pérdidas económicas para la empresa distribuidora, se pretende calcular los ajustes y la coordinación de protecciones en un sistema radial de 13,8 kV.

1.2. Protección de redes de distribución

El problema de Protección de los Sistemas Eléctricos de Distribución ha venido adquiriendo cada vez mayor importancia ante el crecimiento acelerado de las redes eléctricas y la exigencia de un suministro de energía a los consumidores con una calidad de servicio cada vez mayor [1].

Existen seis aspectos fundamentales a tener en cuenta en el diseño de los sistemas de protección de los SEP:

1. Confiabilidad.- Se relaciona con el hecho de que la protección actúe de manera correcta cuando se requiere y no opere innecesariamente.
2. Selectividad.- Es la capacidad de la protección para reconocer una falla y operar el mínimo número de interruptores para aislar la misma. Un sistema de protección bien diseñado debe dar un máximo de continuidad en el servicio con el mínimo número de desconexiones.
3. Velocidad.- Es la propiedad de desconectar un sistema fallado tan rápido como sea posible con un daño mínimo del equipamiento y de las condiciones de estabilidad del SEP.
4. Simplicidad.- Se relaciona con la utilización de la mínima cantidad de equipamientos y conexiones en la estructura de las protecciones, lo que necesariamente implicará más fácil mantenimiento y confiabilidad.
5. Economía.- Debe asegurarse máxima protección del sistema al más bajo costo posible.
6. Sensibilidad.- Que la protección responda a la mínima falla de la zona que protege [2].

A continuación se detallaran los dispositivos que típicamente se utilizan en la protección de los Sistemas de Distribución de la Energía Eléctrica.

1.2.1. Protección de redes de distribución mediante fusibles

El fusible es un dispositivo protector, cuyo principio de interrupción se basa inicialmente en la fusión de un elemento conductor. Una vez iniciado el proceso de fusión, se produce el arco eléctrico dentro del fusible, siendo posteriormente apagado por diferentes mecanismos [3].

Las principales características de operación de un fusible son las siguientes:

- Combina el elemento sensor y de interrupción en una sola unidad.
- Su operación depende de la magnitud y duración de la corriente que fluye a través de él.

- Es un dispositivo monofásico. Sólo el fusible de la fase dañada operará, quedando las otras fases activas.
- Después de haber operado debe cambiarse, ya sea las tres fases o sólo el elemento sensor de corriente que se fundió [4].

Los fusibles son el sistema más antiguo de protecciones contra fallos eléctricos. Estos dispositivos han perdurado a través del tiempo gracias a unas innegables ventajas:

- Son de construcción rápida y sencilla.
- Tienen un bajo costo.
- Son muy rápidos (hasta 5ms).

Presentan, no obstante, algunos inconvenientes:

- Cada defecto provoca la ruptura o destrucción del fusible, y por lo tanto, debe sustituirse el componente.
- Es difícil su calibración temporal, siendo prácticamente imposible obtener respuestas precisas con ellos [5].

1.2.1.1. Fusibles de Media Tensión

Existe una gran variedad en fusibles para media y alta tensión, tanto en niveles de corriente y tensión, como en características constructivas y de operación.

Antiguamente los fusibles eran finos hilos de cobre o plomo, colocados al aire, lo cual tenía el inconveniente de que al fundirse saltaban pequeñas partículas incandescentes, dando lugar a otras averías en el circuito.

Actualmente la parte o elemento fusible suele ser un fino hilo de cobre o aleación de plata, o bien una lámina del mismo metal para fusibles de gran intensidad, colocados dentro de unos cartuchos recubiertos interiormente con sustancias que al calentarse emiten gases que salen por la parte inferior del cartucho produciendo

así un efecto de soplado que ayuda a la extinción del arco. Los cartuchos fusibles son protecciones desechables, cuando uno se funde se sustituye por otro en buen estado.

Atendiendo a la rapidez de fusión, los cartuchos fusibles se clasifican según la (tabla 1.2.1.1.1)

TABLA 1.2.1.1.1 TIPOS DE CARTUCHOS FUSIBLES

TIPO	SEGÚN NORMA	UNE
FUSIBLES RÁPIDOS	gF	gl, gI, F, FN, Instanfus
FUSIBLES LENTOS	gT	T, FT, Tardofus
FUSIBLES DE ACOMPAÑAMIENTO	aM	A, FA, Contanfus

Fusibles lentos (gT).- Son los menos utilizados, empleándose para la protección de redes aéreas de distribución generalmente, debido a los cortocircuitos momentáneos que los árboles o el viento pueden hacer entre los conductores.

Fusibles rápidos (gF).- Se emplean para la protección de redes de distribución con cables aislados y para los circuitos de alumbrado generalmente.

Fusibles de acompañamiento (aM).- Son un tipo especial de cortacircuitos, diseñado para la protección de motores eléctricos.

Los cartuchos fusibles de los tipos gF y gT bien elegidos, en cuanto a intensidad de fusión, se emplean también como protección contra sobrecargas, principalmente en instalaciones de alumbrado y de distribución, pero nunca debe de emplearse el tipo aM, ya que éstos, como ya se dijo, están diseñados especialmente para la protección contra cortocircuitos de los motores eléctricos.

Si se llama I_f a la intensidad a la cual ha de fundir un fusible, los tres tipos antes mencionados, se diferencian en la intensidad que ha de atravesarlos para que fundan en un segundo.

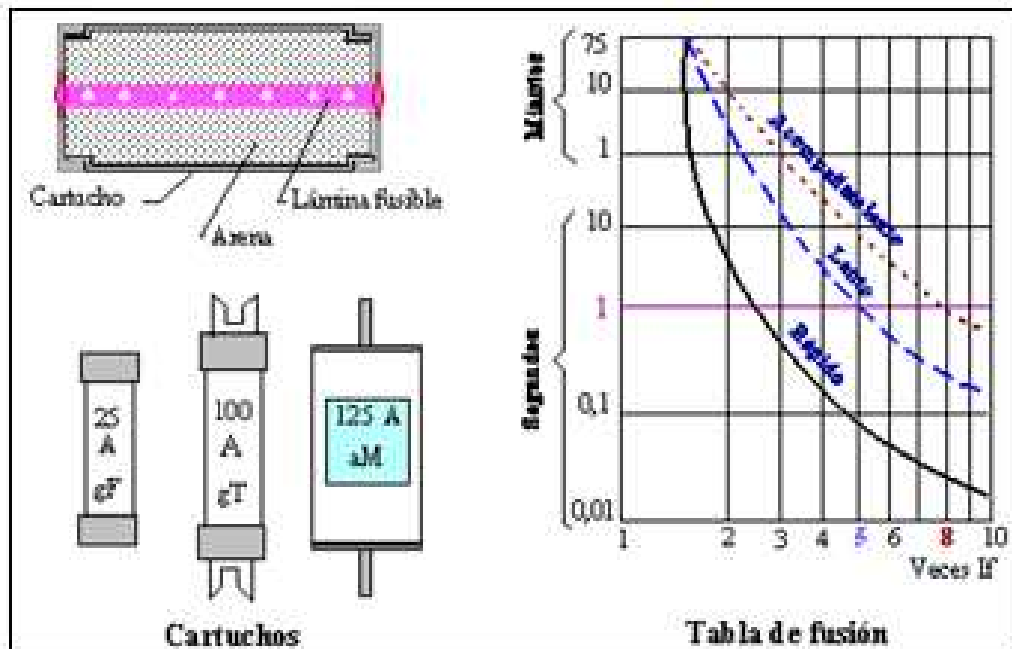
Los fusibles lentos funden en un segundo para $I = 5 I_f$

Los fusibles rápidos funden en un segundo para $I = 2,5 I_f$

Los de acompañamiento funden en un segundo para $I = 8 I_f$.

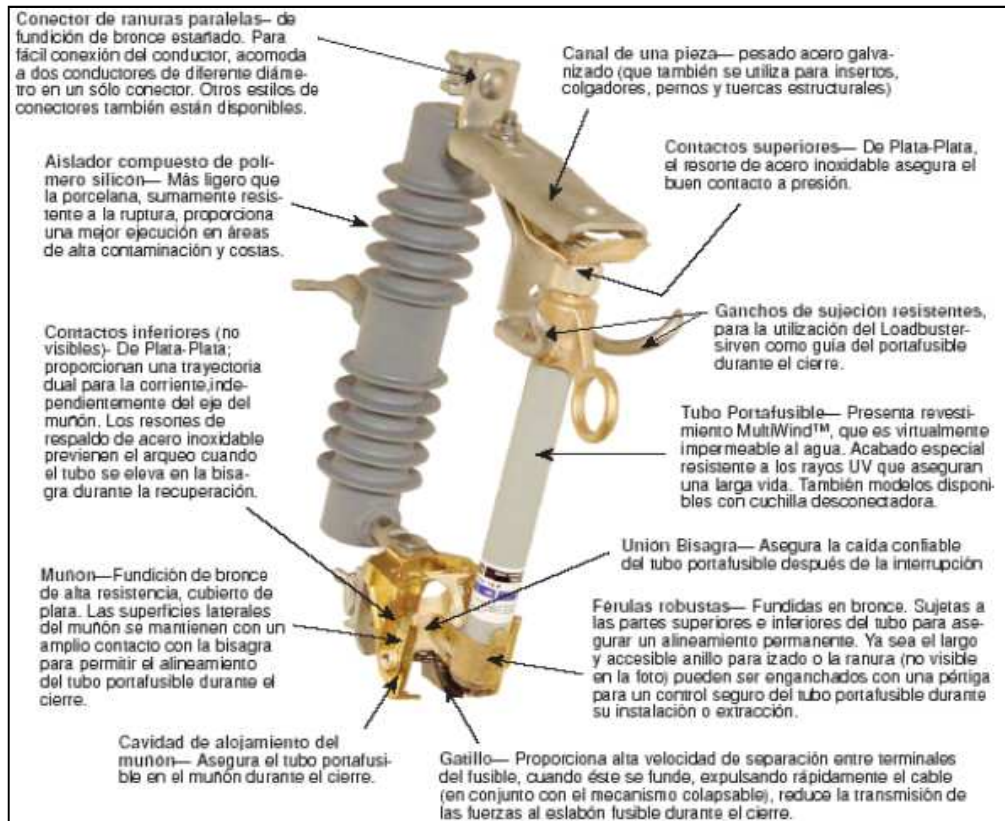
Cada cartucho fusible tiene en realidad unas curvas de fusión, que pueden diferir algo de las definiciones anteriores, dadas por los fabricantes. En la (figura 1.2.1.1.1), se ve algunos tipos de cartuchos fusibles, así como unas curvas de fusión orientativas, de los tres tipos existentes [6].

FIGURA 1.2.1.1.1 TIPOS DE CARTUCHOS Y CURVAS ORIENTATIVAS DE FUSIÓN



1.2.1.1.1. Partes de las que está formado un fusible

FIGURA 1.2.1.1.1.1 PARTES DE UN FUSIBLE



1.2.1.1.2. Tipos Específicos De Láminas Para Fusibles De MT

Tipos de láminas fusibles para media tensión de acuerdo a su tiempo de respuesta: h, k y t. Estas podrán entregarse en botón fijo y botón removible de 15 kV y 34,5 kV.

- **Tipo h:** Las láminas fusible tipo h presentan una relación de tiempo-corriente más rápida que el tipo k en el corte y en perturbaciones bruscas.
- **Tipo k:** Las láminas fusibles tipo k se fabrican cumpliendo con las normas nacionales e internacionales ANSI, NEMA, IEEE, con valores y

comportamientos típicos, normalizados para lograr una intercambiabilidad adecuada. Los fusibles tipo k se clasifican dentro de los rápidos.

- **Tipo t:** Las láminas fusibles tipo t se fabrican cumpliendo con las normas nacionales e internacionales ANSI, NEMA, IEEE, con curvas tiempo corriente normalizados para lograr al igual que los tipo k una intercambiabilidad adecuada. Los fusibles tipo t se clasifican dentro de los lentos o retardados [7].

TABLA 1.2.1.1.2.1 CLASIFICACIÓN DE LOS FUSIBLES SEGÚN LA CORRIENTE Y EL TIEMPO DE DESCONEXIÓN.

PO	BOTÓN	CORRIENTES	TENSIÓN	LONGITUD (+) ó (-) 10%
H	Fijo ó Removible	1 a 8 Amp.	4 a 27 kV 34,5 kV	60 cm. 66 cm.
K	Fijo ó Removible	1 a 200 Amp.	4 a 27 kV 34,5 kV	60 cm. 66 cm.
T	Fijo ó Removible	1 a 200 Amp.	4 a 27 kV 34,5 kV	60 cm. 66 cm.

1.2.1.1.3. Funcionamiento del fusible

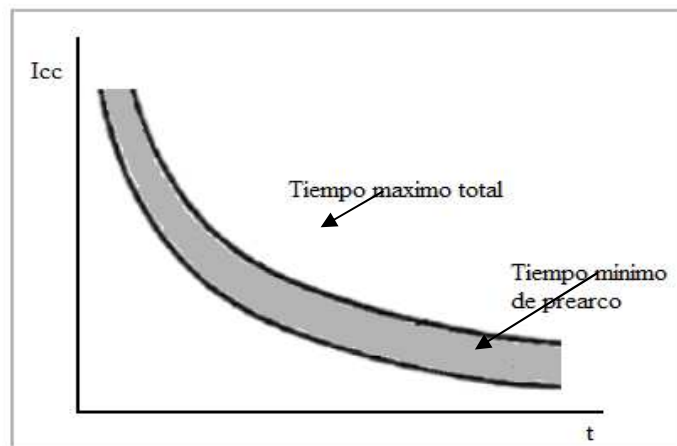
El funcionamiento del fusible es sencillo; cuando una intensidad dentro de los valores nominales pasa por el filamento del fusible, el hilo de filamento evacuará el exceso de calor producido por el paso de intensidad sin problemas. Más cuando la intensidad llegue a valores superiores a su valor nominal, no se podrá evacuar este calor con la rapidez necesaria, produciéndose la fusión del hilo fusible (tiempo de prearco, que depende de la intensidad del circuito). En este punto el fenómeno es ya irreversible, pero la corriente no cesa de forma inmediata, sino

que se prolonga durante un tiempo al que se denomina tiempo de arco, este tiempo es directamente proporcional a la tensión del circuito.

La zona de funcionamiento de un fusible está pues delimitada por:

1. La curva mínima de prearco (t_1 tiempo mínimo de fusión).
2. La curva máxima de funcionamiento total (tiempo $t = t_1 + t_2$ tiempo máximo de limpieza).

FIGURA 1.2.1.1.3.1 CURVA DE LOS TIEMPOS DE DISPARO DE UN FUSIBLE EN FUNCIÓN DE LA INTENSIDAD [8].



1.3. Relés

1.3.1. Introducción

Los relés, constituyen la parte inteligente de la protección, pues sobre la base de señales que provienen de determinados sensores deben ser capaces de discriminar entre condiciones normales y anormales de trabajo del equipo bajo su protección y producir la salida de este del sistema para evitar afectaciones en caso de averías.

1.3.2. Clasificación de los relés por su funcionamiento

De acuerdo a su principio de funcionamiento los relés se dividen en:

- Electromecánicos
- Estáticos
- Digitales o numéricos

Dentro de los primeros existen dos tipos, los electromagnéticos y los de inducción. Los estáticos utilizan circuitos electrónicos basados en componentes de baja integración y los digitales son construidos con elementos de alta integración.

1.3.2.1. Relés de atracción electromagnética

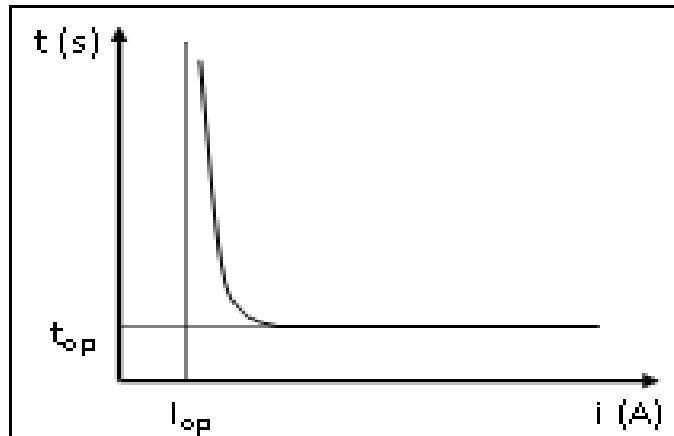
Su principio de funcionamiento se basa en la circulación de corriente por una bobina que produce el movimiento de un elemento móvil del circuito magnético al cual están acoplados los contactos del relé. La fuerza electromagnética generada en estos casos es proporcional al flujo, producido en el circuito magnético por la circulación de corriente, elevado al cuadrado y el flujo es proporcional a la corriente.

Estos relés constan de un resorte o elemento de restitución, que será el encargado de reponer la posición de los contactos si la corriente por la bobina cae por debajo de un determinado valor.

En el instante en que el relé esté a punto de operar $F_t = 0$ y bajo estas condiciones la corriente que pasará por la bobina del relé será la mínima que asegura la operación del mismo.

De acuerdo a la forma en que se mueve el elemento móvil del relé, estos se dividen en relés de tipo pistón, pivote o transversales. Se distinguen por tener una característica de operación de tiempo definido, o sea que el tiempo de operación es prácticamente constante para corrientes por encima de la de operación, lo que se muestra en la (figura 1.3.2.1.1).

FIGURA 1.3.2.1.1 CARACTERÍSTICA DE OPERACIÓN DE RELÉS DE TIPO ATRACCIÓN ELECTROMAGNÉTICA



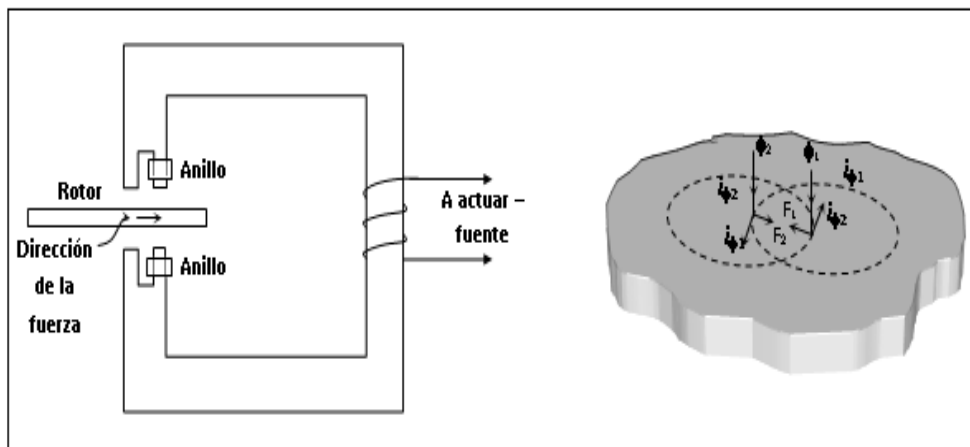
Dado el hecho de que una vez operado el relé disminuye el entrehierro del circuito magnético, la corriente necesaria para mantener cerrado el relé una vez que este haya operado es menor; por lo que el relé una vez operado, si la corriente disminuye ligeramente su valor por debajo de la de operación, se mantendrá operado y solamente separará sus contactos si esta corriente cae cierto valor por debajo de la magnitud de operación. Al máximo valor de esta corriente que asegura que los contactos del relé se abran se le llama corriente de restitución.

Este coeficiente de restitución será menor que la unidad en este tipo de relé y hay que tenerlo en cuenta a la hora de ajustar estos relés para evitar falsas operaciones.

1.3.2.2. Relés de inducción

Reciben su nombre por tener un principio de funcionamiento muy parecido al motor de inducción monofásico. Su estructura está formada por un circuito magnético, una bobina de excitación y un disco móvil conductor colocado en el entrehierro del circuito magnético. Como se explica en la (figura 1.3.2.2.1), en ambos lados del circuito magnético sobre y debajo del entrehierro se sitúan polos sombras con el objetivo de desfasar los flujos que inciden con el disco un determinado ángulo θ .

FIGURA 1.3.2.2.1 RELÉ DE INDUCCIÓN



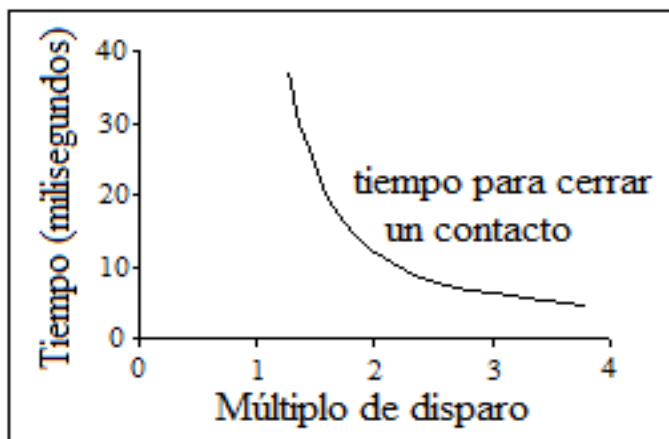
Estos flujos inducirán en el disco trayectorias circulares de corrientes desfasadas ese mismo ángulo que al interactuar con el flujo contrario producen pares de fuerzas que girarán el disco alrededor de su eje.

En el disco se acopla un contacto que se moverá con él y que pasado un determinado tiempo hará contacto con un contacto fijo produciendo la operación del relé.

En el eje del disco hay un resorte helicoidal restaurador, de manera que el movimiento del disco solo comenzará cuando la corriente por la bobina tome determinado valor que corresponde con la corriente de operación, o sea, cuando el momento electromagnético coincida con el momento restaurador del resorte.

En este relé cuando haya comenzado el movimiento del disco, casi a velocidad constante, que será mayor mientras mayor sea la corriente por la bobina, por lo que para una separación fija entre sus contactos la característica de operación será del tipo tiempo inverso, o sea, a mayor corriente menor tiempo de operación, como se indica en la (figura 1.3.2.2.2).

FIGURA 1.3.2.2.2 CARACTERÍSTICA DE OPERACIÓN DE RELÉ DE INDUCCIÓN



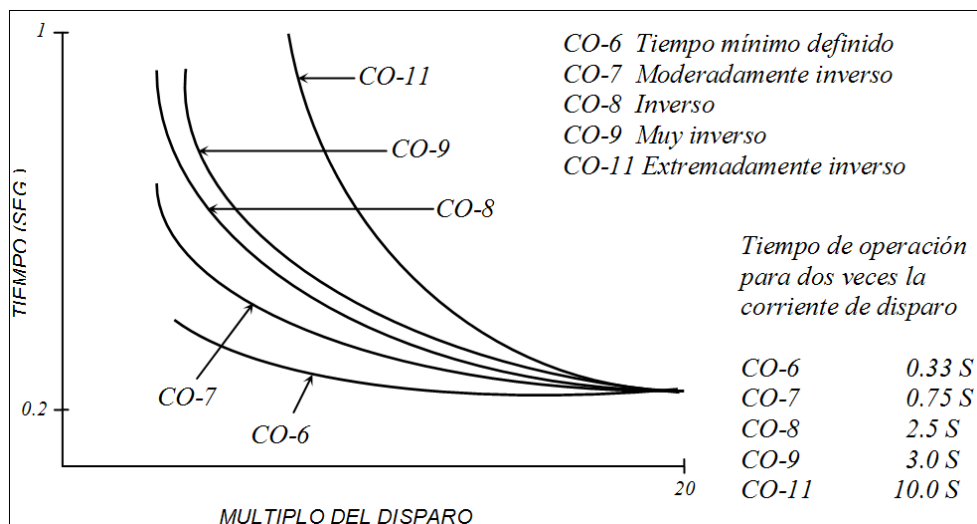
Si la distancia entre los contactos se varía, entonces se obtendrán iguales características de operación pero corridas hacia arriba en el eje de los tiempos. En este caso a cada curva, que corresponde con una determinada separación entre los contactos, se le asigna un número o palanca de tiempo.

La corriente de operación del relé puede ser también ajustada mediante un sistema de tomas en la bobina de operación.

Se construyen relés de inducción con características de operación inversa, muy inversa y extremadamente inversa, para que sea más fácil la coordinación con fusibles como se muestra en la (figura 1.3.2.2.3).

Los relés analizados hasta el momento se clasifican como relés de sobrecorriente, pues utilizan como magnitud a procesar para tomar las decisiones el modulo de la corriente independientemente del sentido que tenga, lo que los limita a ser utilizados en sistemas radiales de distribución o subtransmisión, o en redes no radiales de subtransmisión o distribución, asociados a unidades direccionales, pues en estos circuitos las fallas no afectan la estabilidad del sistema y por tanto los tiempos de operación no necesitan ser tan rápidos y ocasionalmente en transmisión como protección primaria contra fallas a tierra combinándolo con un relé direccional, como otra opción a la protección de distancia de tierra.

**FIGURA 1.3.2.2.3 CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN DE
DIFERENTES RELÉS DE INDUCCIÓN**



Otra de las limitaciones de este tipo de protección es que no podrá ser utilizada en aquellos lugares donde los valores de corrientes de carga sean cercanos al cortocircuito mínimo.

Con anterioridad se han visto diferentes dispositivos utilizados para proteger el sistema contra fallas que se supone son permanentes, no obstante en los sistemas eléctricos aéreos las fallas transitorias representan alrededor del 90% del total, mantener el sistema en funcionamiento cuando ocurren fallas de este tipo de la manera más económica posible es una forma de disminuir el número de interrupciones y el tiempo de afectación de los consumidores.

Existen dispositivos de protección destinados a proteger el sistema contra fallas transitorias y o permanentes dentro de los que se encuentran los relés de sobre corriente con recierre y recerradores.

1.4. Recerradores, Restauradores o Reconectores

Son dispositivos capaces de desconectar un circuito o porción de él ante la ocurrencia de una falla y pasado un período predeterminado conectar de nuevo el

circuito, manteniendo la continuidad del servicio en caso de que la falla se limpie (si es transitoria), o desconecte definitivamente si la falla es permanente y antes no ha operado la protección local de la porción fallada.

La experiencia en el uso de este dispositivo de protección señala que en el primer recierre se eliminan el 80%, en el segundo el 5% y un 2% en el tercero siendo el resto de las fallas permanentes. Como ya se dijo los recerradores se diseñan para operar siguiendo una secuencia de operaciones de disparo, lo anterior se justifica por el hecho de que si la falla no persiste sea limpiada en dos recierres rápidos y no se produzcan después del restablecimiento transitorios con altas intensidades de corriente. Si la falla persiste el recerrador debe demorar más tiempo en cerrar permitiendo que otros dispositivos ubicados después del recerrador aíslen la falla. En el caso de redes soterradas la estadística indica que la inmensa mayoría de las fallas son permanentes, por lo que no se usan recerradores para este tipo de redes. En estos casos se trata de que las protecciones operen lo más rápido posible para disminuir los daños pues todas las fallas son permanentes y las tareas de ubicación y reparación de las mismas son más complicadas.

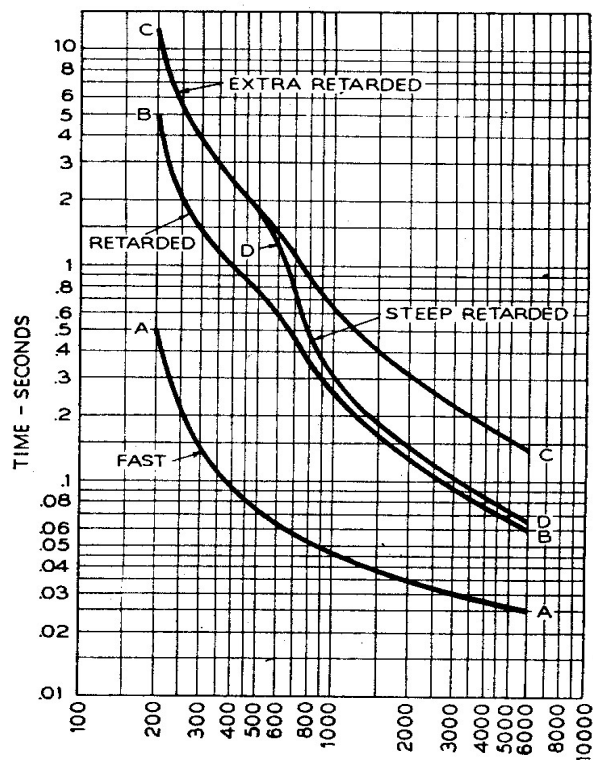
1.4.1. Tipos de recerradores

Según el número de fases se clasifican en trifásicos y monofásicos, de acuerdo con el medio interruptivo pueden ser de aceite, SF₆ o vacío. Se fabrican de capacidad interruptiva estándar, media y de gran capacidad, y el control puede ser hidráulico o electrónico.

1.4.2. Curvas de operación

Los recerradores tienen dos tipos de curvas de trabajo, una rápida y una lenta o con retardo de tiempo, siendo la secuencia de operación 1 vez en la rápida y 3 en la lenta o 2 veces en la rápida y 2 en la lenta. En los recerradores de aceite más antiguos la curva lenta puede ser seleccionada entre tres posibles como se muestra en la (figura 1.4.2.1).

FIGURA 1.4.2.1 CURVAS TÍPICAS DE RECERRADOR DE ACEITE



Curva A - Rápida, Curva B - Retardada, Curva C - Extra retardada y Curva D - Paso retardada. La curva tipo A es la de operación rápida del recerrador y el resto son las de operación retardada, pudiéndose seleccionar una de ellas, de manera que si se selecciona la B y hay 1 recierre rápido y tres retardados se puede indicar el ciclo de trabajo como B1-3 en caso de que sean 2 rápidas y 2 lentas B2-2 y así sucesivamente pueden tenerse distintos ciclos de trabajo.

La curva A es de tiempo mínimo de operación del recerrador y las otras se producen con mecanismos hidráulicos, existen casos en que solo se trabaja con curvas A, B y C. En ningún caso se puede utilizar más de dos operaciones rápidas pues en ese caso no sería posible la coordinación de los recerradores con los fusibles aguas abajo del recerrador.

1.4.3. Valores nominales para la selección de recerradores (Según NEMA)

Corriente nominal. Es la intensidad de corriente que la bobina del recerrador puede soportar continuamente.

Corriente de operación o mínima de disparo. Mínima corriente a la que se produce el disparo del recerrador, normalmente es de 2 veces la corriente nominal de la bobina del recerrador ($2I_n$) que debe coincidir con la corriente de carga máxima del alimentador en el que se instala, lo anterior se hace para evitar que el recerrador vaya a comenzar el ciclo con corriente de carga fría. En la (figura 1.4.2.1) obsérvese que las curvas comienzan en 200 A lo que indica que las bobinas son de 100 A de corriente nominal.

Tensión nominal. Tensión de trabajo del recerrador para el cual se diseña su aislamiento y que debe ser igual o superior al del lugar en que se instala.

Tensión máxima de trabajo. Máxima tensión para el cual el recerrador está diseñado para trabajar.

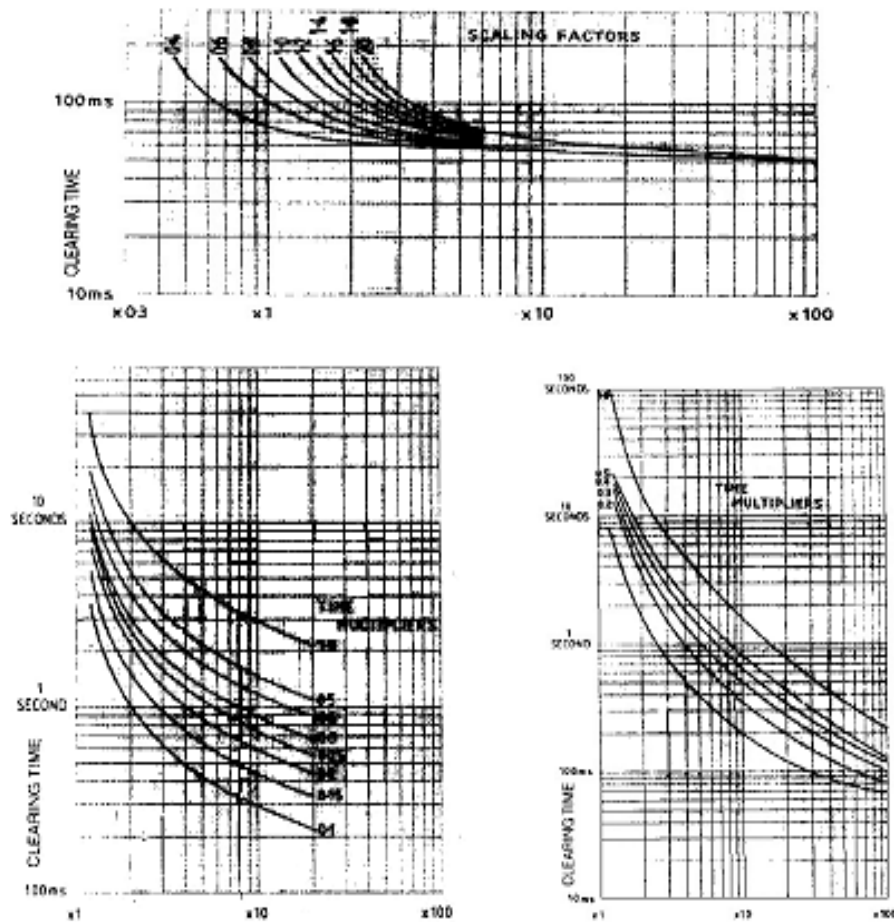
Capacidad interruptiva. Corriente máxima simétrica de cortocircuito que puede interrumpir la tensión nominal.

Máxima tensión de impulso. Es la tensión que el aislamiento del recerrador soporta bajo pruebas secas y húmedas de rompimiento y de impulso.

En la actualidad es posible obtener recerradores con características instantáneas y retardadas que pueden variar en rangos mayores que el caso del recerrador hidráulico, como se muestra en la (figura 1.4.3.1), mediante el uso de dispositivos electrónicos y digitales lo que hace mucho más fácil la coordinación de estos dispositivos con otros dispositivos de protección, normalmente fusibles,

conectados aguas abajo. Las curvas de los recerradores se pueden hacer inversas, muy inversas o extremadamente inversas.

FIGURA 1.4.3.1 CURVAS INSTANTÁNEAS Y RETARDADAS, INVERSAS, MUY INVERSAS Y EXTREMADAMENTE INVERSAS DEL RECERRADOR DIGITAL



1.4.4. Ubicación de los recerradores

La selección y ubicación de un recerrador es una decisión importante por el hecho de que representa un alto costo de inversión y porque disminuye considerablemente los tiempos de interrupciones cuando se ubica en una porción del circuito que lo justifique. Para su ubicación hay que tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- a) Índice de fallas de las porciones de circuito o ramales y la naturaleza de dichas fallas. Si existe algún circuito en que la naturaleza de las fallas es permanente, no es lógico ubicarles un recerrador, igualmente sucede si el índice de fallas es bajo.
- b) Importancia del circuito o porción del mismo, atendiendo a los consumidores, debe observarse en caso de tener un consumidor de extrema importancia no ubicar el recerrador de forma que la alimentación pase a través del mismo para evitarse recierres innecesarios [2].

1.5. Seccionalizadores

Los seccionalizadores son dispositivos de protección que se ubican aguas debajo de los recerradores. Este dispositivo cuenta la cantidad de veces que una intensidad de corriente superior a su mínima de operación es interrumpida por el recerrador y después de una cantidad preseleccionada de recuentos abre sus contactos. No tiene capacidad interruptiva ante corrientes de cortocircuito pero si puede abrir el alimentador con corriente de carga.

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 efectúa una cuenta, repitiéndose el proceso hasta el momento en que llega a la cantidad preseleccionada de recuentos, dejando en este caso abierto el circuito que protege aprovechando que el dispositivo aguas arriba tiene abierto el alimentador. Si la falla desaparece antes de llegar al conteo ajustado el dispositivo se resetea en un tiempo determinado que puede ser ajustado a conveniencia del usuario sobre todo en el caso de restauradores de tipo digital o electrónico. Para ajustar con los dispositivos aguas arriba solo hay que tener en cuenta que el número de conteos debe ser uno menos [9].

El nuevo Seccionalizador Automático Electrónico Seteable Manual ABB AutoLink se complementa perfectamente con las redes de distribución de media

tensión. Dada la nueva tecnología introducida en el seccionizador AutoLink, la corriente de actuación y conteos de cualquier equipo en particular pueden resetearse a las diferentes configuraciones de la red cuantas veces sea requerido, permitiendo una coordinación apropiada en combinaciones de protección actuales y futuras.

1.5.1. Descripción y Principio de Funcionamiento

El dispositivo consiste en una base portafusible idéntica a la utilizada para los seccionadores fusibles simples. Esta base posee un tubo, dentro del cual se aloja un circuito electrónico alimentado por dos bobinas toroidales. Una de ellas percibe la corriente del circuito, mientras que la otra carga un capacitor que proporciona la energía de actuación.

El circuito electrónico analiza la corriente de falla de la red de media tensión, contabilizando las operaciones de apertura realizadas sobre el circuito por el reconectador de cabecera (aguas arriba), y determina la apertura mecánica del seccionizador si la corriente de falla se establece como continua o permanente. El circuito electrónico a su vez es capaz de ejecutar un análisis espectral de la forma de onda de la corriente, para discriminar entre una corriente de inserción de un transformador (corriente de “inrush”) y una corriente de falla, evitando así el seccionamiento de la línea de media tensión y el consecuente corte de energía a los clientes en condiciones no deseadas.

El modulo de seteo del equipo se encuentra debajo del tapón del contacto superior del tubo. Accediendo al mismo, el operador puede configurar o reconfigurar la corriente de actuación del seccionizador y la cantidad de conteos para obtener la combinación deseada para la protección del sistema. Cuando se instala en combinación con un reconectador aguas arriba (o un interruptor con recierre), el AutoLink instalado en una derivación (aguas abajo) cuenta las operaciones y, una vez que alcanza el conteo prefijado (de 1 a 4 operaciones de apertura del reconectador), interrumpe el circuito mientras el mismo permanece abierto por el

reconector. El circuito es restablecido mediante la reposición manual del dispositivo mecánico.

1.5.2. Detalles de Diseño

- Reseteable tantas veces como sea necesario entre 6 y 215 A, y desde 1 a 4 conteos.
- Detecta y discrimina corrientes de Inrush
- Previene cortes de servicio innecesarios, operando únicamente en condiciones de falla permanente.
- Soporta tiempos de línea muerta de hasta 3,5 minutos sin perder la memoria de conteos.
- Sólo requiere un ciclo de corriente para identificar una corriente de falla como Inrush.
- El método de análisis utilizado detecta corrientes de Inrush simétricas y asimétricas.
- Mejora la confiabilidad de distribución y aumenta el tiempo de reposición, permitiendo a los clientes limitar los cortes al ramal del problema.
- Solo un modelo requerido por clase de tensión (15, 27, 27/33, y 33 kV)
- Ahorra tiempo, esfuerzo y dinero
- Ajustado para bases fusibles ICX estándar
- Configurable en campo
- Teclas “bajo tapón” para realizar la selección en campo fácilmente, con mínimas herramientas requeridas [10].

FIGURA 1.5.1 SECCIONALIZADOR



1.6. Cálculos de cortocircuitos para los ajustes y coordinación de las protecciones

Un paso imprescindible para el ajuste de las protecciones es el cálculo de los valores de las corrientes de cortocircuito. Para ello es necesario conocer los valores de los niveles de cortocircuito en la barra de la subestación que alimenta el circuito en cuestión y los parámetros de las líneas de distribución. En este caso se cuenta con toda la información de los alimentadores del circuito “CERRO 8” así como con el programa PARLINC imprescindible para el cálculo de estos parámetros.

Los cálculos de cortocircuito se efectuarán manualmente, por lo que se procede a desprestigiar la resistencia de los alimentadores en los cálculos. Esta aproximación introduce un error menor del 5% en los valores de las corrientes de cortocircuito, que se consideran aceptables.

1.7. Programa PARLINC

El programa PARLINC fue creado en el año 2010 por el Dr. Héctor Silvio Llamo Laborí docente del Instituto Superior Politécnico “José Antonio Echeverría”, dicho programa permite calcular distintos parámetros de las líneas de transporte de energía eléctrica.

Para realizar el cálculo de los parámetros de redes de distribución se deben ingresar los siguientes datos:

1. Resistividad del terreno.
2. Resistencia de puesta a tierra del envío.
3. Resistencia de puesta a tierra del recibo.
4. Longitud del alimentador o ramal en km.
5. Frecuencia del sistema eléctrico en Hz.
6. Estructura.
7. Conductores.

A continuación se detallan los gráficos de mayor importancia para el cálculo de las secuencias de las líneas [11].

FIGURA 1.7.1 FIGURAS PRINCIPALES DEL PROGRAMA PARLINC.



a)



b)



c)



d)

Conclusiones

En el presente capítulo se analizan los principales dispositivos que se utilizan para la protección de redes de distribución. En general estas protecciones son del tipo sobrecorriente, operan fundamentalmente en función del módulo de la intensidad de corriente que circula a través de ellas, siempre que ésta sea superior al valor de ajuste de las mismas.

Los dispositivos fundamentales utilizados en redes de distribución son:

Fusibles de diferentes tipos en general K y T, para protección de alimentadores y transformadores.

Recerradores y seccionalizadores. Dispositivos que elevan la confiabilidad del suministro, mediante recierres y conteos que permiten eliminar operaciones innecesarias cuando las fallas son momentáneas.

Relés de sobrecorriente tipos instantáneos o tiempo inverso, los que se utilizan fundamentalmente en la subestación alimentadora, unido a un relé de recierre, que ejecuta un recierre cuando se activa la protección instantánea, posterior al cual se bloquea y deja a la UTI respaldando al alimentador.

Se analiza también la herramienta computacional PARLINC imprescindible para calcular los parámetros de los tramos de alimentadores previos al cálculo de cortocircuito con fines de ajustes y coordinación de protecciones.

CAPÍTULO II

SELECCIÓN Y COORDINACIÓN DE FUSIBLES Y RECERRADOR

SISTEMA ACTUAL

2.1. Introducción

El propósito principal de un sistema eléctrico de potencia es de transferir la energía eléctrica desde los puntos de generación hacia todos los usuarios que se encuentren interconectados, esta tarea es llevada a cabo por las empresas distribuidoras que en este caso es la “Organización Básica Eléctrica Ciudad de la Habana” (O.B.E. – C. Habana), la misma que debe mantener una excelente calidad y confiabilidad del servicio, y esto es posible lograrlo entre otras cosas con la coordinación de protecciones.

2.2. Descripción del sistema

En este capítulo se procede a ajustar y coordinar las protecciones de un alimentador de distribución radial llamada “CERRO 8”. Ver (anexo II-1), ubicada en la zona urbana marginal de la Ciudad de la Habana (CUBA), el mismo es alimentado por una subestación transformadora de 110/13,8 kV, con un transformador de 25 MVA, el alimentador suministra energía a un total de 229 transformadores monofásicos y trifásicos que se detallan en la (tabla 2.2.1).

TABLA 2.2.1 TRANSFORMADORES INSTALADOS EN EL ALIMENTADOR

Transformadores	Total
10 kVA (1Ø)	4
15 kVA (1Ø)	7
25 kVA (1Ø)	48
37,5 kVA (1Ø)	45
50 kVA (1Ø)	95
75 kVA (1Ø)	4
100 kVA (1Ø)	13
167 kVA (1Ø)	9
40 kVA (3Ø)	1
63 kVA (3Ø)	1
100 kVA (3Ø)	1
160 kVA (3Ø)	1
TOTAL	229

Los transformadores de la (tabla 2.2.1) se encuentran instalados en diferentes conexiones como son:

- Fase neutro.
- Y incompleta delta abierta.
- Banco Y Y.
- Trifásico.
- Estrella delta.

En el (anexo II-2) se detalla el nodo, la fase y las conexiones de los transformadores.

2.3. Datos generales:

Transformador de la subestación:

110/13,8 kV, 25 MVA

$X_t = 11,99 \%$

MVA_{acc}_{máx} en 110 kV

$3\phi = 2\,103,7 \text{ MVA}$

$1\phi = 2\,130,9 \text{ MVA}$

MVA_{acc}_{mín} en 110 kV

$3\phi = 1\,600,4 \text{ MVA}$

$1\phi = 1\,792 \text{ MVA}$

Datos base:

$V_{\text{base}} = 13,8 \text{ kV}$

$MVA_{\text{base}} = 100 \text{ MVA}$

$$X_{\text{base}} = \frac{(U_{\text{base}})^2}{MVA_{\text{base}}} = \frac{(13,8 \text{ kV})^2}{100 \text{ MVA}} = 1,9044 \Omega \quad (2.3.1)$$

Cambio de base:

$$X(t)_{\text{base}} = \frac{X(t)_{\text{real}} \cdot MVA_{\text{nueva}}}{MVA_{\text{vieja}}} \quad (2.3.2)$$

$$X(t)_{\text{base } 100\text{MVA}} = \frac{0,1199 \cdot 100 \text{ MVA}}{25 \text{ MVA}} = 0,4796 \text{ p. u.}$$

Cálculo de las X_{cc} secuencia₍₁₎ del sistema.

$$X_{\text{cc}(1)}_{\text{máx}} = \frac{MVA_{\text{base}}}{MVA_{\text{acc}}_{\text{máx}}} \quad (2.3.3)$$

$$X_{cc(1)_{\max}} = \frac{100 \text{ MVA}}{2 \ 103,73 \text{ MVA}} = 0,04753 \text{ p.u}$$

$$X_{cc(1)_{\min}} = \frac{MVA_{\text{base}}}{MVAcc_{\min}} \quad (2.3.4)$$

$$X_{cc(1)_{\min}} = \frac{100 \text{ MVA}}{1 \ 600,4 \text{ MVA}} = 0,06248 \text{ p.u.}$$

2.4. Cálculo de las secuencias de línea en los tramos del alimentador

Para realizar los cálculos de las diferentes secuencias (1), (2) y (0) en este alimentador se utiliza el programa PARLINC, a continuación se detalla el procedimiento a realizar.

Como primer paso se debe verificar que en la base de datos del programa se encuentre dimensionada la estructura de la red que se desea calcular, caso contrario se tiene que entrar a “ESTRUC” y construir la estructura deseada, una vez que se tiene la estructura se procede a calcular las secuencias de las líneas, como se detalla a continuación:

1. Entrar en PARLINC y elegir la opción Parámetros de redes de distribución, ver (figura 1.7.1 a)).
2. Ingresar datos de: resistividad del terreno, resistencia de puesta a tierra del envío, resistencia de puesta a tierra del recibo, longitud del alimentador o ramal en km, frecuencia del sistema eléctrico en Hz, ver (figura 1.7.1 b)).
3. Escoger la estructura.
4. Seleccionar los conductores, figura (1.7.1 c)).
5. Resultados, (figura 1.7.1 d)).

Con posterioridad se procede a calcular las impedancias a las diferentes secuencias de las líneas para todos los tramos del alimentador, las reactancias

sumarias desde la subestación hasta cada nodo se detallan en las tablas de las corrientes de cortocircuito mostrados en los anexos, así como el esquema del circuito “CERRO 8” donde puede verse la ubicación de los diferentes nodos y puntos de ubicación de los transformadores de distribución.

Para realizar el cálculo de cortocircuitos máximos se debe considerar la condición de máxima generación, y para cortocircuitos mínimos se deben calcular al final de los ramales considerando mínima generación, con el cortocircuito bifásico en el caso de los ajustes de las protecciones de fase y monofásicos para el caso de las protecciones de tierra. Estos valores de cortocircuito también son utilizados para la comprobación de la sensibilidad de las protecciones [2].

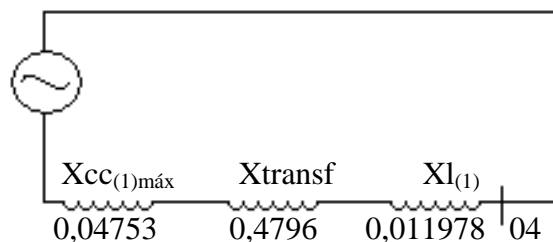
A continuación se relacionan los cálculos de algunos cortocircuitos en el alimentador para ilustrar la forma en que se procede a calcular.

2.5. Cálculo de cortocircuitos

2.5.1. Cálculo de cortocircuitos 3Ø

- Cálculo de cortocircuito 3Ø máximo en el nodo 04

Diagrama de secuencia (1)



$$X_{th} = \Sigma (X) \quad (2.5.1.1)$$

$$X_{th} = 0,04753 + 0,4796 + 0,011978 = 0,5391 \text{ p. u.}$$

$$I_{cc_{p.u.}} = \frac{U_{p.u.}}{X_{th_{p.u.}}} = \frac{1}{0,5391} = 1,85491 \text{ p. u.} \quad (2.5.1.2)$$

$$I_{\text{base}} = \frac{S}{U_L \cdot \sqrt{3}} = \frac{100 \text{ MVA}}{13,8 \text{ kV} \cdot \sqrt{3}} = 4 183,69 \text{ A} \quad (2.5.1.3)$$

$$I_{\text{CC}3\emptyset} = I_{\text{CCp.u.}} \cdot I_{\text{base}} \quad (2.5.1.4)$$

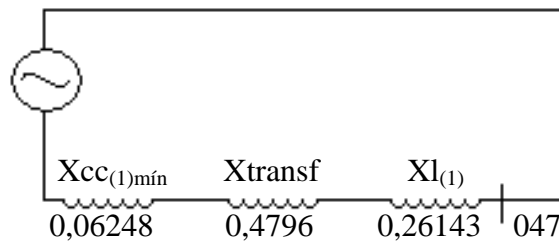
$$I_{\text{CC}3\emptyset} = 1,85491 \cdot 4 183,69 \text{ A} = 7 760,36 \text{ A}$$

En (anexo II-3) se detallan todos los cortocircuitos 3Ø máximos calculados.

2.5.2. Cálculo de cortocircuitos 2Ø

- Cálculo de cortocircuito 2Ø mínimo en el nodo 47

Diagrama de secuencia (1)



$$X_{\text{th}} = \Sigma (X) \quad (2.5.1.1)$$

$$X_{\text{th}} = 0,06248 + 0,4796 + 0,26143 = 0,80351 \text{ p. u.}$$

$$I_{\text{CCp.u.}} = \frac{U_{\text{p.u.}}}{X_{\text{thp.u.}}} = \frac{1}{0,80351} = 1,24453 \text{ p. u.} \quad (2.5.1.2)$$

$$I_{\text{base}} = \frac{S}{U_L \cdot \sqrt{3}} = \frac{100 \text{ MVA}}{13,8 \text{ kV} \cdot \sqrt{3}} = 4 183,69 \text{ A} \quad (2.5.1.3)$$

$$I_{\text{CC}2\emptyset} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{CCp.u.}} \cdot I_{\text{base}} \quad (2.5.2.1)$$

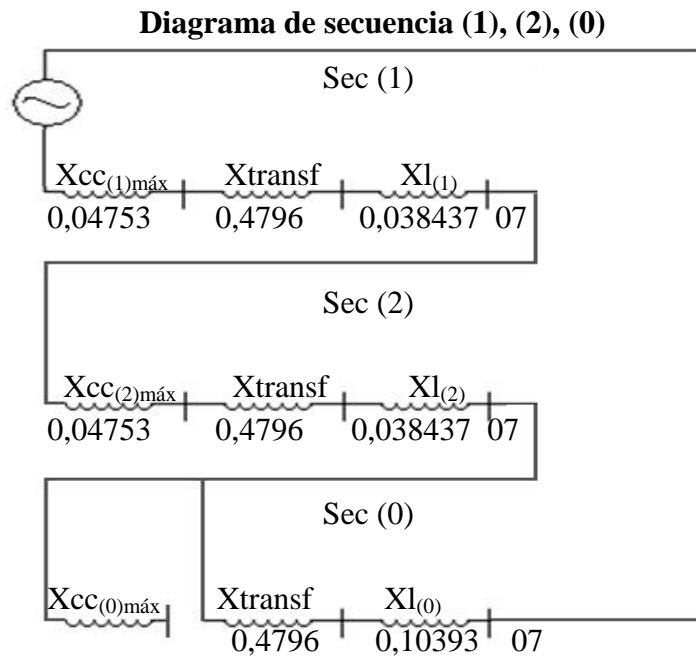
$$I_{cc2\emptyset} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,24453 \cdot 4\,183,69 \text{ A} = 4\,509,15 \text{ A}$$

$$I_{cc2\emptyset} = 4\,509,15 \text{ A}$$

En el (anexo II-4) se detallan todos los cortocircuitos 2Ø mínimos calculados.

2.5.3. Cálculo de cortocircuitos 1Ø

- Cálculo de cortocircuito 1Ø máximo en el nodo 07



$$X_{th} = \Sigma (X) \tag{2.5.1.1}$$

$$X_{th} = 0,04753 + 0,04753 + 3 \cdot (0,4796) + 0,10393 + 0,038437 + 0,038437$$

$$X_{th} = 1,71466 \text{ p. u.}$$

$$I_a = \frac{U_{p.u.}}{X_{th,p.u.}} = \frac{1}{1,71466} = 0,5832 \text{ p. u.} \tag{2.5.3.1}$$

$$I_{\text{base}} = \frac{S}{U_L \cdot \sqrt{3}} = \frac{100 \text{ MVA}}{13,8 \text{ kV} \cdot \sqrt{3}} = 4 183,69 \text{ A} \quad (2.5.1.3)$$

$$I_{\text{cc}1\emptyset} = 3 \cdot I_a \cdot I_{\text{base}} \quad (2.5.3.2)$$

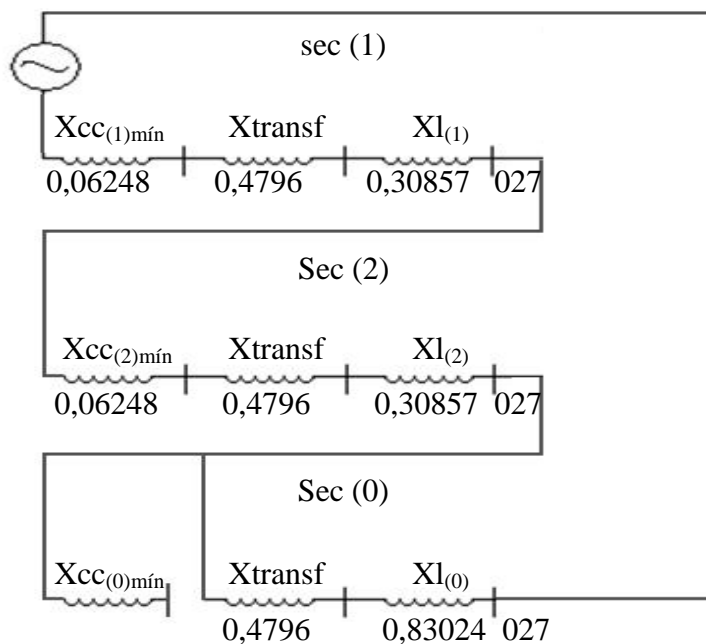
$$I_{\text{cc}1\emptyset} = 3 \cdot (0,5832) \cdot 4 183,69 \text{ A}$$

$$I_{\text{cc}1\emptyset} = 7 319,78 \text{ A}$$

En el (anexo II-5) se detallan todos los cortocircuitos 1Ø máximos calculados.

- **Cálculo de cortocircuito 1Ø mínimo en el nodo 27**

Diagrama de secuencia (1), (2), (0)



$$X_{\text{th}} = \Sigma (X) \quad (2.5.1.1)$$

$$X_{\text{th}} = 0,06248 + 0,06248 + 3 \cdot (0,4796) + 0,83024 + 0,30857 + 0,30857$$

$$X_{\text{th}} = 3,01114 \text{ p. u.}$$

$$I_a = \frac{U_{\text{p.u.}}}{X_{\text{th p.u.}}} = \frac{1}{3,01114} = 0,3321 \text{ p. u.} \quad (2.5.3.1)$$

$$I_{\text{base}} = \frac{S}{U_L \cdot \sqrt{3}} = \frac{100 \text{ MVA}}{13,8 \text{ kV} \cdot \sqrt{3}} = 4 183,69 \text{ A} \quad (2.5.1.3)$$

$$I_{\text{cc}_{1\emptyset}} = 3 \cdot I_a \cdot I_{\text{base}} \quad (2.5.3.2)$$

$$I_{\text{cc}_{1\emptyset}} = 3 \cdot (0,3321) \cdot 4 168,21 \text{ A} \quad I_{\text{cc}_{1\emptyset}} = 4 168,21 \text{ A}$$

En el (anexo II-6) se detallan todos los cortocircuitos 1Ø mínimos calculados.

Para comprobar y seleccionar las protecciones del alimentador se comienza por el cálculo de los fusibles de los transformadores del alimentador. En [2] se explican los pasos para la selección de los fusibles de los transformadores de distribución, que en lo fundamental consta de tres pasos.

- Selección por corriente nominal.
- Comprobación de no fusión por transitorios (inrush).
- Coordinación con elementos aguas abajo.

2.6. Cálculo de fusibles para la protección de transformadores

Los fusibles utilizados para la protección de los transformadores son los de tipo T, el presente cálculo se realiza basándose en la potencia nominal de cada uno de ellos, a continuación se detalla cada uno de los cálculos para las diferentes conexiones existentes en el alimentador.

2.6.1. Cálculo de fusibles para la protección de transformadores monofásicos

Transformador de 50 kVA (1Ø)

$$I_L = \frac{S}{\frac{U_L}{\sqrt{3}}} = \frac{50 \text{ kVA}}{\frac{13,8 \text{ kV}}{\sqrt{3}}} = 6,27 \text{ A} \quad (2.6.1.1)$$

Según [2], para esa corriente nominal se selecciona inicialmente el fusible T6 que soporta 9 A de manera continua.

Comprobación por inrush

Esta comprobación se realiza basándose en el (anexo II-7), el mismo que muestra los tiempos mínimos de fusión (tmf) característicos de los fusibles tipo T.

El fusible no debe empezar fundirse cuando se produce la energización del transformador con el secundario abierto por lo que su característica de (tmf) debe quedar a la derecha de los valores que caracterizan este fenómeno que son:

		Tiempos normados (s)	Tmf T6 (s)	Tmf T8 (s)
3In	$(3 \cdot 6,27 \text{ A}) = 18,81 \text{ A}$	$t \geq 13$	6,5	20
6In	$(6 \cdot 6,27 \text{ A}) = 37,62 \text{ A}$	$t \geq 1,3$		2,2
12In	$(1 \cdot 6,27 \text{ A}) = 75,24 \text{ A}$	$t \geq 0,1$		0,5
25In	$(25 \cdot 6,27 \text{ A}) = 156,75 \text{ A}$	$t \geq 0,026$		0,11

De la comprobación anterior se puede observar que el fusible T6 no cumple con la condición requerida por lo que se debe incrementar el fusible hasta que cumpla dicha condición, que en este caso es el fusible T8. El fusible T8 por tanto soporta la corriente nominal de manera continua y además no comienza a fundirse con la energización del transformador con el secundario abierto que es el peor transitorio que se está considerando.

Además de lo anterior se debe comprobar que la corriente de descarga del pararrayo no comience a fundir al fusible cuando este opere, pero como no se tiene información de estos, no se puede efectuar esta comprobación. Lo anterior es válido para la conexión del fusible mostrada en el (anexo II-8).

El paso correspondiente a la coordinación con las protecciones aguas abajo no es posible efectuarlo pues no se conoce las protecciones en el secundario de los transformadores.

En la (tabla 2.6.1.1) se muestran los fusibles calculados para todos los transformadores monofásicos.

TABLA 2.6.1.1 CAPACIDAD DE LOS FUSIBLES PARA TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS.

Transformadores 1Ø	Fusible tipo T
10 kVA	T2
15 kVA	T3
25 kVA	T6
37,5 kVA	T6
50 kVA	T8
75 kVA	T12

2.6.2. Cálculo de fusibles para la protección de transformadores en conexión estrella incompleta delta abierta

Conexión estrella incompleta delta abierta de (50 Y 25) kVA

Para el cálculo de los fusibles en la conexión estrella incompleta delta abierta se realiza el cálculo para los dos transformadores de la conexión.

$$I_L = \frac{S}{\frac{U_L}{\sqrt{3}}} \quad (2.6.1.1)$$

Transformador de 50 kVA.

$$I_L = \frac{50 \text{ kVA}}{\frac{13,8 \text{ kV}}{\sqrt{3}}} = 6,27 \text{ A}$$

Transformador de 25 kVA.

$$I_L = \frac{25 \text{ kVA}}{\frac{13,8 \text{ kV}}{\sqrt{3}}} = 3,13 \text{ A}$$

Según [2], para la corriente nominal de los dos transformadores se selecciona inicialmente el fusible T6 que soporta 9 A de manera continua.

Una vez que se selecciona el fusible de los transformadores, se procede a realizar las mismas comprobaciones del (literal 2.6.1.).

En la (tabla 2.6.2.1) se muestran los fusibles calculados para todos los transformadores que tienen esta conexión.

TABLA 2.6.2.1 CAPACIDAD DE LOS FUSIBLES PARA TRANSFORMADORES EN CONEXIÓN ESTRELLA INCOMPLETA DELTA ABIERTA.

Conexión estrella incompleta	Fusible tipo T
25 kVA	T6
15 kVA	T3
25 kVA	T6
25 kVA	T6
37,5 kVA	T6
25 kVA	T6
37,5 kVA	T6
37,5 kVA	T6
50 kVA	T8
10 kVA	T2
50 kVA	T8
15 kVA	T3
50 kVA	T8
25 kVA	T6
50 kVA	T8
37,5 kVA	T6
50 kVA	T8
50 kVA	T8
75 kVA	T12
15 kVA	T3
100 kVA	T15
37,5 kVA	T6
100 kVA	T15
50 kVA	T8
167 kVA	T25
100 kVA	T15

2.6.3. Cálculo de fusibles para la protección de banco de transformadores Y-Y

Banco Y-Y de 50 kVA

$$S_{3\phi} = 3 \cdot S_{1\phi} \quad S_{3\phi} = 3 \cdot 50 \text{ kVA} \quad S_{3\phi} = 150 \text{ kVA} \quad (2.6.3.1)$$

$$I_L = \frac{S}{U_L \cdot \sqrt{3}} \quad (2.5.1.3)$$

$$I_L = \frac{150 \text{ kVA}}{13,8 \text{ kV} \cdot \sqrt{3}} = 6,27 \text{ A}$$

Según [2], para esa corriente nominal se selecciona inicialmente el fusible T6 que soporta 9 A de manera continua.

Una vez que se selecciona los fusibles del banco Y-Y, se procede a realizar las mismas comprobaciones del (literal 2.6.1.).

En la (tabla 2.6.3.1) se muestran los fusibles calculados para todos los bancos de transformadores Y-Y.

TABLA 2.6.3.1 CAPACIDAD DE LOS FUSIBLES PARA BANCOS DE TRANSFORMADORES Y-Y.

Banco Y-Y	Fusible tipo T
25 kVA	T6
37,5 kVA	T6
50 kVA	T8
100 kVA	T15
167 kVA	T25

2.6.4. Cálculo de fusibles para la protección de transformadores conectados en estrella delta

Conexión estrella delta de (50, 75, 50) kVA

El cálculo de los fusibles para la conexión estrella delta se debe realizar en los tres transformadores de la conexión.

$$I_L = \frac{S}{\frac{U_L}{\sqrt{3}}} \quad (2.6.1.1)$$

Transformador de 75 kVA

Transformador de 50 kVA

$$I_L = \frac{75 \text{ kVA}}{\frac{13,8 \text{ kV}}{\sqrt{3}}} = 9,41 \text{ A}$$

$$I_L = \frac{50 \text{ kVA}}{\frac{13,8 \text{ kV}}{\sqrt{3}}} = 6,27 \text{ A}$$

Según [2], para la corriente nominal del transformador de 75 kVA se selecciona inicialmente el fusible T8 que soporta 12 A de manera continua y para el transformador de 50 kVA se selecciona inicialmente el fusible T6 que soporta 9 A de manera continua.

Una vez que se selecciona los fusibles de los transformadores que se encuentran en esta conexión se procede a realizar las mismas comprobaciones del (literal 2.6.1.).

En la (tabla 2.6.4.1) se muestran los fusibles calculados para todos los transformadores conectados en estrella delta.

TABLA 2.6.4.1 CAPACIDAD DE LOS FUSIBLES PARA TRANSFORMADORES EN CONEXIÓN ESTRELLA DELTA.

Estrella delta	Fusible tipo T
37,5 kVA 50 kVA 37,5 kVA	T6 T8 T6
25 kVA 50 kVA 37,5 kVA	T6 T8 T6
50 kVA 75 kVA 50 kVA	T8 T12 T8
50 kVA 100 kVA 50 kVA	T8 T15 T8
37,5 kVA 167 kVA 75 kVA	T6 T25 T12

2.6.5. Cálculo de fusibles para la protección de transformadores trifásicos

Transformador de 40 kVA (3Ø)

$$I_L = \frac{S}{U_L \cdot \sqrt{3}} \tag{2.5.1.3}$$

$$I_L = \frac{40 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 13,8 \text{ kV}} = 1,67 \text{ A}$$

Según [2], se selecciona inicialmente el fusible T2 que soporta 2 A de manera continua.

Una vez que se selecciona los fusibles del transformador trifásico, se procede a realizar las mismas comprobaciones del (literal 2.6.1.).

En la (tabla 2.6.5.1) se muestran los fusibles calculados para todos los transformadores trifásicos.

TABLA 2.6.5.1 CAPACIDAD DE LOS FUSIBLES PARA TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS.

Transformadores 3Ø	Fusible tipo T
40 kVA	T3
100 kVA	T6
160 kVA	T8

2.6.6. Comprobación de daños en los transformadores

Por último se debe de comprobar que el fusible opera antes de que el transformador sufra daños cuando ocurre un cortocircuito en el secundario del transformador, los tiempos de limpieza de los fusibles en este caso deben estar a la izquierda de la curva de daño del transformador, a continuación se detalla el procedimiento a realizar.

Para esta comprobación se toma como ejemplo el transformador monofásico de 50 kVA, para lo cual es necesario calcular la $I_{cc1\phi máx}$ y la $I_{cc1\phi mín}$ en el secundario de dicho transformador.

2.6.6.1. Cálculo de cortocircuito monofásico máximo en el secundario del transformador situado en el nodo 09

El presente cálculo se realiza con la reactancia del transformador monofásico ubicado en el nodo 09 que es de 50 kVA y se debe considerar la condición de máxima generación para el cálculo del cortocircuito.

$$X_{t_{50 \text{ kVA}}} = 2,2 \%$$

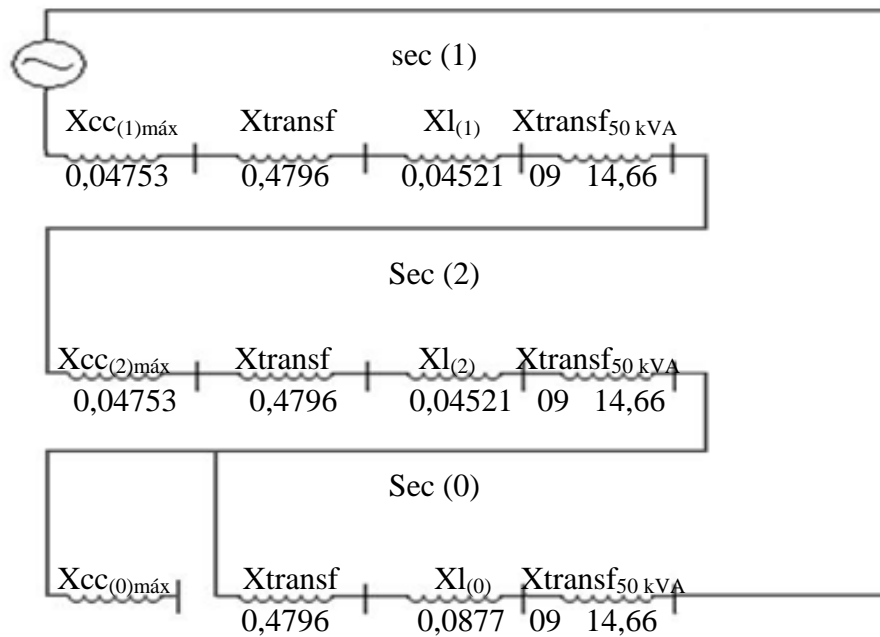
$$X_{t_{50 \text{ kVA}}} = 0,022 \text{ p. u}$$

Cálculo de cambio de base ya que se está trabajando en base 100 MVA

$$X(t)_{\text{base}} = \frac{X(t)_{\text{real}} \cdot \text{MVA}_{\text{nueva}}}{\text{MVA}_{\text{vieja}}} \quad (2.3.2)$$

$$X_{t_{50 \text{ kVA}}} = 0,022 \cdot \frac{33,33 \text{ MVA}}{50 \text{ kVA}} = 14,66 \text{ p. u.}$$

Diagrama de secuencia (1), (2), (0)



$$X_{th} = \Sigma (X) \quad (2.5.1.1)$$

$$X_{th} = 0,04753 + 0,04753 + 3 \cdot (0,4796) + 0,0877 + 0,04521 + 0,04521 + 3 \cdot (14,66)$$

$$X_{th} = 45,69 \text{ p. u.}$$

$$I_a = \frac{U_{\text{p.u.}}}{X_{th_{\text{p.u.}}}} = \frac{1}{45,69} = 0,02188 \text{ p. u.} \quad (2.5.3.1)$$

$$I_{\text{base}} = \frac{S}{U_L \cdot \sqrt{3}} = \frac{100 \text{ MVA}}{13,8 \text{ kV} \cdot \sqrt{3}} = 4 183,69 \text{ A} \quad (2.5.1.3)$$

$$I_{cc_{1\emptyset \text{ máx}}} = 3 \cdot I_a \cdot I_{\text{base}} \quad (2.5.3.2)$$

$$I_{cc_{1\emptyset \text{ máx}}} = 3 \cdot (0,02188) \cdot 4 183,69 \text{ A}$$

$$I_{cc_{1\emptyset \text{ máx}}} = 274,61 \text{ A}$$

2.6.6.2. Cálculo de cortocircuito monofásico mínimo en el secundario del transformador situado en el nodo 09

El presente cálculo se realiza con la reactancia del transformador monofásico ubicado en el nodo 09 que es de 50 kVA y se debe considerar la condición de mínima generación para el cálculo del cortocircuito.

$$X_{t_{50 \text{ kVA}}} = 2,2 \%$$

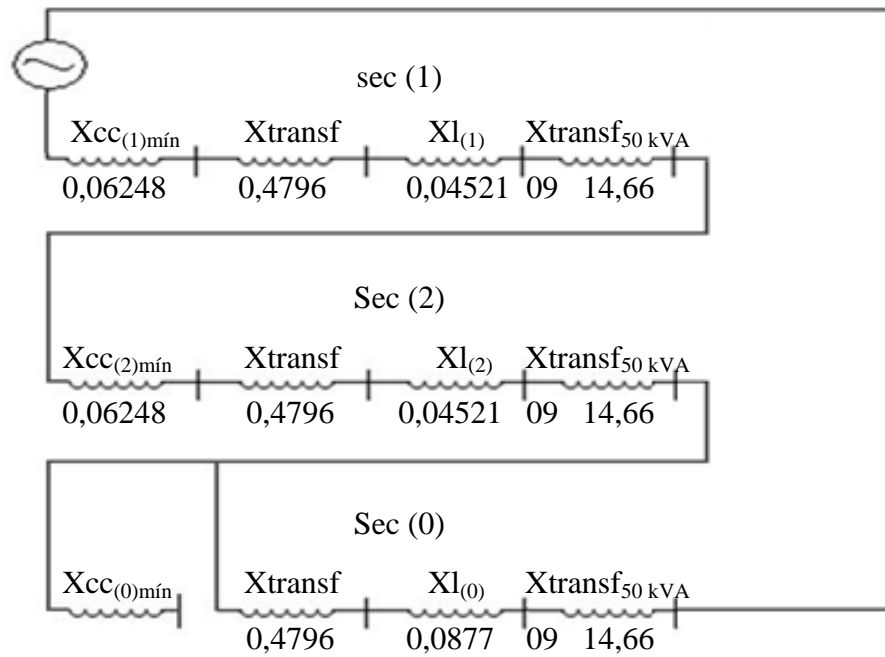
$$X_{t_{50 \text{ kVA}}} = 0,022 \text{ p. u}$$

Cálculo de cambio de base ya que se está trabajando en base 100 MVA

$$X(t)_{\text{base}} = \frac{X(t)_{\text{real}} \cdot \text{MVA}_{\text{nueva}}}{\text{MVA}_{\text{vieja}}} \quad (2.3.2)$$

$$X_{t_{50 \text{ kVA}}} = 0,022 \cdot \frac{33,33 \text{ MVA}}{50 \text{ kVA}} = 14,66 \text{ p. u.}$$

Diagrama de secuencia (1), (2), (0)



$$X_{th} = \Sigma (X) \quad (2.5.1.1)$$

$$X_{th} = 0,06248 + 0,06248 + 3 \cdot (0,4796) + 0,04521 + 0,04521 + 0,0877 + 3 \cdot (14,66)$$

$$X_{th} = 45,72 \text{ p. u.}$$

$$I_a = \frac{U_{p.u.}}{X_{th_{p.u.}}} = \frac{1}{45,72} = 0,0218 \text{ p. u.} \quad (2.5.3.1)$$

$$I_{base} = \frac{S}{U_L \cdot \sqrt{3}} = \frac{100 \text{ MVA}}{13,8 \text{ kV} \cdot \sqrt{3}} = 4 \text{ 183,69 A} \quad (2.5.1.3)$$

$$I_{cc1\emptyset min} = 3 \cdot I_a \cdot I_{base} \quad (2.5.3.2)$$

$$I_{cc1\emptyset min} = 3 \cdot (0,0218) \cdot 4 \text{ 183,69 A}$$

$$I_{cc1\emptyset min} = 273,61 \text{ A}$$

Una vez que se obtiene los cortocircuitos se procede a comprobar el tml del fusible T8 mediante el (anexo II-9).

Tml(s) T8 para 274,61 A nos da un valor de 0,07 segundos

Tml(s) T8 para 273,61 A nos da un valor de 0,07 segundos

Para poder determinar el tiempo en que comienza a producir daños en el transformador se tiene que realizar el siguiente cálculo:

$$MVN = \frac{I_{cc}}{I_{nom \text{ transf.}}} \quad (2.6.6.2.1)$$

$$I_{nom \text{ transf.}} = \frac{S}{\frac{U_L}{\sqrt{3}}} = \frac{50 \text{ kVA}}{\frac{13,8 \text{ kV}}{\sqrt{3}}} = 6,27 \text{ A} \quad (2.6.1.1)$$

$$MVN = \frac{I_{cc1\emptyset max}}{I_{nom \text{ transf.}}} = \frac{274,61 \text{ A}}{6,27 \text{ A}} = 43,79$$

$$MVN = \frac{I_{cc1\emptyset min}}{I_{nom \text{ transf.}}} = \frac{273,61 \text{ A}}{6,27 \text{ A}} = 43,63$$

A continuación se procede a encontrar el tiempo en que empieza a sufrir daños el transformador basándose en el (anexo II-10), en la (tabla 2.6.6.1) se muestran los tiempos de limpieza y daño del transformador que se obtiene para este caso.

TABLA 2.6.6.1 TIEMPOS DE LIMPIEZA DEL FUSIBLE Y DAÑO DEL TRANSFORMADOR

Icc secundario del transformador.	Potencia transformador	MVN	Tml (s) T8	Tiempo daño del transformador
$I_{cc1\theta_{m\acute{a}x}} = 274,61 \text{ A}$	50 kVA	43,79	0,07	2,2
$I_{cc1\theta_{m\acute{i}n}} = 273,61 \text{ A}$	50 kVA	43,63	0,07	2,2

Como se puede observar en la tabla anterior el transformador no sufre daño alguno antes de que el fusible T8 termine de limpiar la falla, por lo que queda seleccionado dicho fusible ya que cumple con todos los requerimientos de selección y comprobación.

A continuación se realiza un ejemplo para la comprobación de la curva de daño de transformadores conectados en estrella incompleta delta abierta, ver (anexo II-11). Este análisis se realiza suponiendo un cortocircuito bifásico entre las fases del transformador de 50 kVA, cabe mencionar que se debe realizar el mismo análisis con un cortocircuito entre las fases del transformador de 25 kVA y entre las fases a las que se encuentran conectados los dos transformadores.

2.6.6.3. *Cálculo de cortocircuito bifásico máximo en el secundario de la conexión estrella incompleta delta abierta de (50 y 25) kVA situado en el nodo 04*

El presente cálculo se realiza con la X del transformador monofásico ubicado en el nodo 04 que es de 50 kVA y se debe considerar la condición de máxima generación para el cálculo del cortocircuito.

$$X_{t_{50 \text{ kVA}}} = 2,2 \%$$

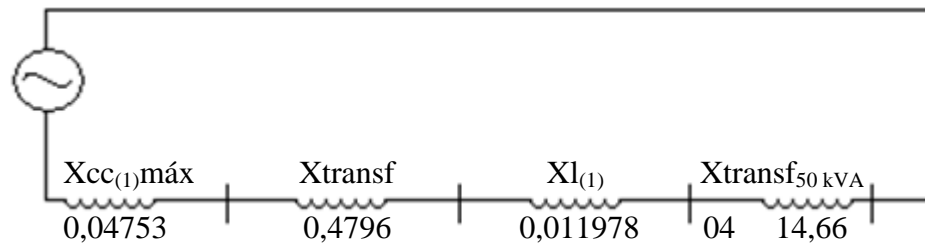
$$X_{t_{50 \text{ kVA}}} = 0,022 \text{ p. u}$$

Cálculo de cambio de base ya que se está trabajando en base 100 MVA

$$X(t)_{\text{base}} = \frac{X(t)_{\text{real}} \cdot \text{MVA}_{\text{nueva}}}{\text{MVA}_{\text{vieja}}} \quad (2.3.2)$$

$$X_{t_{50 \text{ kVA}}} = 0,022 \cdot \frac{33,33 \text{ MVA}}{50 \text{ kVA}} = 14,66 \text{ p. u.}$$

Diagrama de reactancias



$$X_{th} = \Sigma (X) \quad (2.5.1.1)$$

$$X_{th} = 0,04753 + 0,4796 + 0,011978 + 14,66 \text{ A} = 15,199 \text{ p. u.}$$

$$I_{cc_{p.u.}} = \frac{U_{p.u.}}{X_{th_{p.u.}}} = \frac{1}{15,199} = 0,06579 \text{ p. u.} \quad (2.5.1.2)$$

$$I_{\text{base}} = \frac{S}{U_L \cdot \sqrt{3}} = \frac{100 \text{ MVA}}{13,8 \text{ kV} \cdot \sqrt{3}} = 4 \text{ 183,69 A} \quad (2.5.1.3)$$

$$I_{cc_{2\emptyset}} = I_{cc_{p.u.}} \cdot I_{\text{base}} \quad (2.6.6.3.1)$$

$$I_{cc_{2\emptyset}} = 0,06579 \cdot 4 \text{ 183,69 A} = 275,24 \text{ A}$$

$$I_{cc_{2\emptyset}} = 275,24 \text{ A}$$

Por tanto teniendo en cuenta el ejemplo anterior el transformador no tendrá problemas

2.6.6.4. Cálculo de cortocircuito bifásico mínimo en el secundario de la conexión estrella incompleta delta abierta de (50 y 25) kVA situado en el nodo 04

El presente cálculo se realiza con la X del transformador monofásico ubicado en el nodo 04 que es de 50 kVA y se debe considerar la condición de mínima generación para el cálculo del cortocircuito.

$$X_{t_{50\text{ kVA}}} = 2,2 \%$$

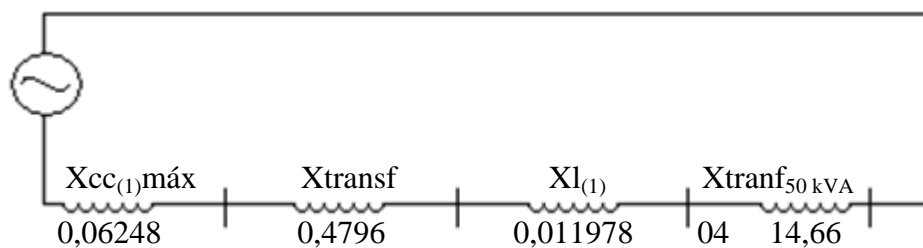
$$X_{t_{50\text{ kVA}}} = 0,022 \text{ p. u}$$

Cálculo de cambio de base ya que se está trabajando en base 100 MVA

$$X(t)_{\text{base}} = \frac{X(t)_{\text{real}} \cdot \text{MVA}_{\text{nueva}}}{\text{MVA}_{\text{vieja}}} \quad (2.3.2)$$

$$X_{t_{50\text{ kVA}}} = 0,022 \cdot \frac{33,33 \text{ MVA}}{50 \text{ KVA}} = 14,66 \text{ p. u.}$$

Diagrama de reactancias



$$X_{th} = \Sigma (X) \quad (2.5.1.1)$$

$$X_{th} = 0,06248 + 0,4796 + 0,011978 + 14,66 \text{ A} = 15,21 \text{ p. u.}$$

$$I_{CC_{p.u.}} = \frac{U_{p.u.}}{X_{th_{p.u.}}} = \frac{1}{15,21} = 0,06574 \text{ p. u.} \quad (2.5.1.2)$$

$$I_{base} = \frac{S}{U_L \cdot \sqrt{3}} = \frac{100 \text{ MVA}}{13,8 \text{ kV} \cdot \sqrt{3}} = 4 \text{ 183,69 A} \quad (2.5.1.3)$$

$$I_{CC_{2\emptyset}} = I_{CC_{p.u.}} \cdot I_{base} \quad (2.6.6.3.1)$$

$$I_{CC_{2\emptyset}} = 0,06574 \cdot 4 \text{ 183,69 A} = 275 \text{ A}$$

$$I_{CC_{2\emptyset}} = 275 \text{ A}$$

Por las mismas razones que se vio anteriormente el transformador no tiene problemas.

Se ha realizado este análisis para los todos los transformadores del alimentador y se llega a la conclusión de que ninguno de ellos sufre daños.

En el (anexo II-1) se puede observar que el ramal principal del alimentador es de color rojo y todos los ramales que salen del principal serán ramales secundarios y deben de ser protegidos por fusibles tipo K o T en caso necesario o con un seccionizador que se debe de coordinar con el dispositivo de recierre del alimentador.

2.7. Cálculo de fusibles para la protección en ramales secundarios del alimentador

Para seleccionar los fusibles de los alimentadores secundarios es necesario conocer la corriente de carga máxima que circula por cada alimentador. Como no se tienen mediciones que permitan conocer estas corrientes se estiman en función de la capacidad nominal de los transformadores instalados en la fase más cargada del alimentador secundario, teniendo en cuenta el coeficiente de utilización típico del alimentador que en este caso es de 70% en condiciones de carga pico.

En este caso se considera el peor transitorio o carga fría de los alimentadores como 2,5 I_{cmáx} y su tiempo medio de duración 3s.

- **Cálculo del fusible tipo K para el nodo 03**

La potencia total instalada en este ramal es un transformador trifásico de 40 kVA y dos transformadores monofásicos de (50 y 25) kVA conectados en estrella incompleta delta abierta.

Cálculo:

$$I_L = \frac{S}{\frac{U_L}{\sqrt{3}}} = \frac{50 \text{ kVA}}{\frac{13,8 \text{ kV}}{\sqrt{3}}} = 6,27 \text{ A} \quad (2.6.1.1)$$

$$I_L = \frac{S}{U_L \cdot \sqrt{3}} = \frac{40 \text{ kVA}}{13,8 \text{ kV} \cdot \sqrt{3}} = 1,67 \text{ A} \quad (2.5.1.3)$$

Se va a suponer en los análisis que ambos fasores están en fase, por lo que los valores que se obtienen siempre serán superiores a los reales.

$$I_{cmax} = (6,27 \text{ A} + 1,67 \text{ A}) \cdot 0,7 \quad I_{cmax} = 5,55 \text{ A}$$

De acuerdo a la intensidad de corriente máxima obtenida en el ramal se procede a escoger el fusible que en este caso es el K6 según su corriente nominal que corresponde a 9 A según [2].

A continuación se procede a la comprobación del tiempo mínimo de fusión (tmf), basándose en el (anexo II-12) con respecto a los transitorios.

$$I_{arr} = 2,5 \cdot I_{cmáx} = 2,5 \cdot 5,55 \text{ A} \quad (2.7.1)$$

$$I_{arr} = 13,87 \text{ A}$$

Corriente	debe ser >	valor real
Iarr	t Iarr(s)	tmf K6(s)
13,87 A	3	10

Para esta comparación se debe tener en cuenta un coeficiente de seguridad de 1,5 que es lo típico.

Como se puede observar en la comprobación anterior el fusible K6 cumple la condición requerida ya que el tiempo de Iarr = 3s y multiplicado con el coeficiente de seguridad se obtiene un tiempo de 4,5s y el tiempo mínimo de fusión del fusible K6 es 10s por lo que se para este ramal queda seleccionado el fusible K6.

En la (tabla 2.7.1) se detallan los fusibles calculados para todos los tramos al principio de los ramales secundarios.

TABLA 2.7.1. CAPACIDAD DE FUSIBLES PARA LOS TRAMOS DE LOS RAMALES.

Tramo	Fusible tipo K
3-4	K6
6-7	K6
8-9	K10
11-12	K6
14-16	K100
92-93	K40
118-119	K15
123-121	K10
124-125	K8
127-128	K6
135-134	K3
135-136	K10
140-141	K6

Tramo	Fusible tipo K
144-145	K15
150-151	K6
152-153	K6
155-156	K6
160-159	K10
163-164	K25
163-175	K80
212-213	K6
220-216	K12
222-227	K6
223-228	K8

Por último se debe realizar la coordinación de los fusibles de los ramales con los fusibles de los transformadores para lo cual es necesario utilizar los cortocircuitos máximos ya que son la peor condición para esta coordinación.

- Tramo (3-4)

Para este tramo está seleccionado el fusible K6, el cual tiene que dar respaldo a todo el ramal por tal razón es necesario coordinar con los fusibles de los transformadores, para este ramal se realiza la coordinación con el fusible del transformador de 50 kVA ya que es el fusible de mayor capacidad, a continuación se detalla el procedimiento para esta coordinación.

Para esta coordinación se debe observar el tml del fusible T8 basándose en el (anexo II-9), para el cortocircuito máximo común que para este caso es en el nodo 04, el mismo que es 7 760,36 A ver el (anexo II-3) y multiplicarlo por un factor de seguridad de 1,25 (factor característico de coordinación en distribución) debe ser menor o igual al tmf del fusible K basándose en el (anexo II-12) para el mismo cortocircuito.

T _{ml(s)} T8	t _{mf(s)} K6	t _{mf(s)} K200
≥0,01·1,25	0,01	0,026

Por lo que se puede observar el fusible K6 no cumple con esta condición y se tiene que incrementar el fusible hasta el K200.

En la (tabla 2.7.2) se detallan los fusible tipo K que quedan seleccionados para esta coordinación.

TABLA 2.7.2 FUSIBLES K SELECCIONADOS PARA LOS RAMALES SECUNDARIOS

Tramo	Fusible tipo K
3-4	K200
6-7	K200
8-9	K200
11-12	K200
14-16	K140
92-93	K140
118-119	K140
123-121	K140
124-125	K140
127-128	K140
135-134	K140
135-136	K140
140-141	K140
144-145	K140
150-151	K100
152-153	K100
155-156	K140
160-159	K140
163-164	K140

Tramo	Fusible tipo K
163-175	K140
212-213	K140
220-216	K140
222-227	K80
223-228	K100

Por último se debe de comprobar que el fusible opera antes de que los conductores sufran daños cuando ocurre un cortocircuito, los tiempos de limpieza de los fusibles en este caso deben estar a la izquierda de la curva de daño de los conductores, a continuación se detalla el procedimiento a realizar.

Se toma como ejemplo el tramo 3-4 el mismo que se encuentra protegido por el fusible K200 y se encuentra alimentado por conductores de cobre número 4 y 6.

Los tml de los fusibles K se obtienen del (anexo II-13).

El tiempo máximo que el conductor puede soporta sin sufrir daños se obtiene basándose en el (anexo II-14), a continuación se muestra la (tabla 2.7.3) en la cual se indica los tiempos de daño del conductor y el tml del fusible K.

TABLA 2.7.3 TIEMPOS DE DAÑO DEL CONDUCTOR Y TML.

Icc nodo 04.	Tml K200	Tiempo daño cobre # 4	Tiempo daño cobre # 6
$I_{cc_{3\phi máx}} = 7\ 760,36\ A$	0,052	0,45	0,21

Por lo que se puede observar de la comparación anterior se llega a la conclusión que los conductores no sufren daño alguno ya que el tml del fusible es mucho menor que el tiempo de daño de los conductores, esta comprobación se realiza para todos los conductores del alimentador y en ningún caso presentan complicaciones con este análisis.

2.8. Selección y coordinación del recerrador con los demás dispositivos de protección

El recerrador se puede instalar en el ramal principal del alimentador ó en los ramales secundarios sin embargo se debe tener en cuenta la localización de los consumidores categoría 1 ya que no se les puede dar más de un recierre. En este alimentador se toma como primer punto este aspecto en el cual se tienen tres consumidores de categoría 1, los cuales están ubicados según se expresa en la (tabla 2.8.1).

TABLA 2.8.1 LOCALIZACIÓN DE LOS USUARIOS CATEGORÍA 1

Usuario categoría 1.	Nodo donde nace el ramal.	Localización nodo.
Hospital Pediátrico del Cerro.	92	119
Hospital Benéfico Jurídico.	155	156
Hospital Salvador.	163	175-205

Fuente “Organización Básica Eléctrica Ciudad de la Habana”
(O.B.E. – C. Habana)

Además para la ubicación del recerrador se debe tener en cuenta la existencia de líneas soterradas y en este alimentador se tienen tres tramos, por lo que no se puede instalar el recerrador antes de estos tramos o en caso de que se haga, hay que utilizar en las derivaciones en que hayan cables soterrados seccionalizadores que abran después de la primera pausa del recerrador, ya que por lo general las fallas en conductores soterrados son permanentes, en la (tabla 2.8.2) se detallan los tramos correspondientes a cables soterrados.

TABLA 2.8.2 LOCALIZACIÓN DE LOS TRAMOS SOTERRADOS.

Líneas soterradas	Tramo
Líneas soterradas	175-176
Líneas soterradas	202-205
Líneas soterradas	209-211

Por los dos análisis anteriormente expuestos no se puede instalar el recerrador en ninguno de estos ramales secundarios por lo que se llega a la conclusión que la ubicación más idónea es en el nodo 43, no es recomendable ubicarlo al principio del ramal secundario que es en el nodo 14 ya que se recorta la zona de operación de la UI de la subestación y por ende se tiene menor respaldo para fallas momentáneas en el ramal principal, lo que puede provocar la salida definitiva de todo el alimentador para fallas momentáneas al principio del mismo.

Obsérvese que por debajo de la ubicación seleccionada no hay consumidores de primera categoría y si hay frecuencia de fallas momentáneas según la información obtenida de la ETDH.

2.8.1. Cálculo de fusibles para la protección en ramales secundarios con respecto al ramal principal del recerrador

Como primer paso se tienen que seleccionar y coordinar los fusibles de los ramales con los fusibles de los transformadores partiendo de la localización del recerrador, esta coordinación se realiza siguiendo el mismo procedimiento del (literal 2.7.), en la (tabla 2.8.1.1) se detallan los resultados obtenidos.

TABLA 2.8.1.1 COORDINACIÓN DE LOS FUSIBLES K CON T.

Tramo	Fusible tipo K
44-46	K140
49-47	K140
54-55	K140
54-57	K140
59-60	K140
61-62	K140
64-65	K140
75-76	K100
75-77	K100
79-80	K100
79-81	K100
83-84	K100
88-89	K100

El recerrador seleccionado es trifásico y tiene bobinas de fase y de tierra, se va a considerar que la unidad instantánea es de tiempo definido y el mínimo tiempo de operación es de 0,02 segundos (UI) tanto para la protección de fase como para la protección de tierra y la UTI es similar al IAC53 con unidades de tiempo muy inversas ver (anexo II-15).

2.8.2. Ajuste de la bobina de fase

En [2] se establece criterios típicos para el ajuste de este tipo de unidad. Para fijar este ajuste es necesario calcular el cortocircuito bifásico mínimo al final del ramal principal del recerrador, indicado con color verde en el (anexo II-1), el mismo que tiene una $I_{cc2\phi_{\min}} = 3\,463,47\text{ A}$ en el nodo 88, ver (anexo II-4).

Una vez que se obtiene el cortocircuito bifásico mínimo al final del ramal se procede a calcular la I_{op} de la UI_{fase} , la cual se detalla a continuación.

$I_{opUIfase} = 250 \text{ A}$, como se verá más adelante cuando se ajuste la lenta UTI de fase, pues los ajustes deben ser iguales.

Comprobación de sensibilidad:

$$k_{ss} = \frac{I_{cc} 2\phi_{\min}}{I_{opRUIfase}} \geq 2 = \frac{3\,463,47 \text{ A}}{250 \text{ A}} \geq 2 \quad (2.8.2.1)$$

A continuación se debe comprobar que la UI no opere con carga fría para lo cual es necesario conocer la corriente de carga máxima que circula por el recerrador pero como no se tiene mediciones es necesario calcularla considerando la potencia total instalada utilizando la fase con mayor potencia y tomando en cuenta el factor de utilización típico dado para este alimentador que es de 70% en condiciones de carga pico, con esto se evita sobredimensionarla.

Se toma la fase A ya que es la fase de mayor potencia instalada, la misma que tiene una potencia total monofásica de 525 kVA y una potencia total en conexión estrella incompleta delta abierta de 425 kVA.

Calculo:

$$I_L = \frac{S}{\frac{U_L}{\sqrt{3}}} \quad (2.6.1.1)$$

$$I_{\text{tot.nom}} = \frac{525 \text{ kVA}}{\frac{13,8 \text{ kV}}{\sqrt{3}}} = 65,89 \text{ A} \quad I_{\text{tot. estrella inc.}} = \frac{425 \text{ kVA}}{\frac{13,8 \text{ kV}}{\sqrt{3}}} = 53,34 \text{ A}$$

A continuación se procede a sumar las intensidades bajo la suposición que están en fase.

$$I_{\text{cmáx}} = (I_{\text{tot.mon}} + I_{\text{tot estrella-incompleta}}) \cdot 0,7$$

$$I_{\text{cmáx}} = (65,89 \text{ A} + 53,34 \text{ A}) \cdot 0,7 = 83,46 \text{ A} \quad I_{\text{cmáx}} = 83,46 \text{ A}$$

Una vez que se tiene la intensidad de carga máxima se procede a verificar que no comience a operar con carga fría, a continuación se detalla el procedimiento. (Se supone intensidad de la corriente de carga fría = $2,5 \cdot I_{cmax}$).

$$2,5 \cdot I_{cmax} \leq I_{opUIfase} \quad (2.8.2.2)$$

$$2,5 \cdot 83,46 \text{ A} \leq 250 \text{ A} \quad 208,65 \text{ A} \leq 250 \text{ A}$$

De lo anterior se puede decir que la UI no opera con carga fría.

2.8.2.1. Coordinación de la UI de fase con los fusibles de los ramales aguas abajo

Para realizar esta coordinación es necesario utilizar los cortocircuitos máximos, ver (anexo II-3), ya que ambas curvas son muy inversas.

Para realizar esta coordinación se tiene que comprobar que el t_{mf} del fusible para el cortocircuito máximo común, tiene que estar por encima del tiempo de la UI que en este caso es de 0,02s, a este tiempo se le debe multiplicar por un coeficiente de seguridad K_s que se considera como 1,8 pues la secuencia del recerrador es de 2-2 y el tiempo de pausa se fija en 0,5s [2].

El t_{mf} del fusible se obtiene del (anexo II-12).

Demostración:

En el nodo 44 se tiene una $I_{cc3\phi_{m\acute{a}x}} = 5\,556,49 \text{ A}$

$$t_{mf} \geq k_s \cdot t_{opRA} \quad (2.8.2.1.1)$$

UI	<	t _{mf} (s) K200
0,02·1,8	<	0,054

De la comprobación anteriormente expuesta se puede observar que el fusible K200 cumple con la condición de coordinación, en la (tabla 2.8.2.1.1) se detallan

los fusibles que quedan seleccionados después de efectuada la correspondiente coordinación del fusible del alimentador con la curva rápida del recerrador.

TABLA 2.8.2.1.1 FUSIBLES DE LOS RAMALES SELECCIONADOS PARA LA COORDINACIÓN.

Tramo	Fusible tipo K
44-46	K200
49-47	K200
54-55	K200
54-57	K200
59-60	K200
61-62	K200
64-65	K200
75-76	K200
75-77	K200
79-80	K200
79-81	K200
83-84	K140
88-89	K140

2.8.3. Ajuste y coordinación de la unidad retardada del recerrador que se supone tipo IAC53 con los fusibles aguas abajo

Para realizar esta coordinación es necesario comprobar que los fusibles de los ramales limpien la falla antes de que opere la UTI ya que en el caso de no limpiar la falla actúa la UTI y dejaría a todo el ramal sin servicio.

Para realizar esta coordinación se procede a utilizar el fusible de mayor capacidad que en este caso es el K200 ver (tabla 2.8.2.1.1), el mismo que tiene el cortocircuito más alto ver (anexo II-3), por lo que es con el que más problemas se

puede tener para su coordinación, a continuación se detalla el procedimiento a realizar.

Para realizar el cálculo de la bobina se procede a realizar basándose en [2].

Cálculo:

$$I_{nb} \geq 1,3 \cdot I_{c_{m\acute{a}x}} \quad (2.8.3.1)$$

$$I_{nb} \geq 1,3 \cdot 83,46 \text{ A}$$

$$I_{nb} \geq 108,49 \text{ A}$$

Por lo que se toma $I_{nb} = 125 \text{ A}$

Por lo tanto la I_{op} de la curva lenta del recerrador para protección contra fallas entre fase es:

$$I_{op} = 2 \cdot I_{nb} \quad (2.8.3.2)$$

$$I_{op} = 2 \cdot 125 \text{ A} = 250 \text{ A}$$

Para obtener los MVO se procede a calcular basándose en [2]

$$MVO = \frac{I_{cc3\phi_{m\acute{a}x}}}{I_{op}} \quad (2.8.3.3)$$

$$MVO = \frac{5\,556,49 \text{ A}}{250 \text{ A}} = 22,22$$

Se debe buscar el tml del fusible K200 para el cortocircuito de 5 556,49 A basándose en el (anexo II-13), el mismo que se obtiene con un tiempo de 0,09s a este tiempo se le debe sumar 0,083s, valor que para este caso se toma de (5 ciclos) por lo que se obtiene un tiempo total de 0,173s.

Con los MVO se debe verificar que tenga el recerrador un tiempo mayor que 0,173s y verificando en el (anexo II-15) se obtiene un tiempo de 0,19s, que corresponde con palanca de tiempo $1\frac{1}{2}$. Si con el fusible de peores condiciones de coordinación no hay problemas con el resto también coordina.

2.8.4. Coordinación del fusible aguas arriba con la curva retardada del recerrador para fallas de fase

En esta coordinación se debe verificar que el fusible del ramal que se encuentra localizado en el nodo 14 ver (tabla 2.7.2) no empiece a fundir mientras el recerrador cumpla con sus 4 recierres, ya que si no se cumple esta condición el fusible empieza a fundir y por efecto dejar sin servicio a todo el ramal y no serviría de nada la colocación del recerrador, a continuación se detalla el procedimiento a realizar.

Para realizar esta coordinación se toma $I_{cc3\phi_{m\acute{a}x}}$ localizado en el recerrador (nodo 43), ver (anexo II-3).

$$MVO = \frac{I_{cc3\phi_{m\acute{a}x}}}{I_{op}} \quad (2.8.3.3)$$

$$MVO = \frac{5\,587,59\text{ A}}{250\text{ A}} = 22,35$$

Para ese valor de MVO y palanca de tiempo $1\frac{1}{2}$ se obtiene un tiempo de 0,18s mediante el (anexo II-15), a este tiempo se le debe multiplicar por $k_s=1,8$ por lo que se obtiene un tiempo total de 0,324 y al obtener el tmf del fusible K200 superior incluso al hasta ahora seleccionado en el nodo 14 basándose en el (anexo II-12) se puede observar que para el cortocircuito máximo del (nodo 43) se obtiene un tiempo de 0,05s, de lo que se puede deducir que no es posible la coordinación, se procede a verificar con el fusible T200 basándose en el (anexo II-7) pero de igual forma no coordina ya que su tiempo es 0,13s.

2.8.5. Cálculo del ajuste de la Iop UI de tierra del recerrador

Para realizar el cálculo de la bobina de tierra es necesario conocer la corriente total de desbalance del alimentador, pero como no se tiene dicha medición se procede a estimarla como un porcentaje de la corriente máxima de carga, que se

va a calcular en función de la capacidad instalada de transformadores, teniendo en cuenta un factor de utilización típico dado para este alimentador que es de 70% en condiciones de carga pico.

En la (tabla 2.8.5.1) se detalla la potencia total instalada por fase con transformadores monofásicos

TABLA 2.8.5.1 POTENCIA TOTAL DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS POR FASE

Transformadores monofásicos		
$S_{FASE a}$	$S_{FASE b}$	$S_{FASE c}$
525 kVA	150 kVA	125 kVA

Con las potencias anteriormente expuestas se procede a calcular las intensidades en cada fase.

$$I_L = \frac{S}{\frac{U_L}{\sqrt{3}}} \quad (2.6.1.1)$$

$$I_a = \frac{525 \text{ kVA}}{\frac{13,8 \text{ kV}}{\sqrt{3}}} = 65,89 \text{ A} \quad I_a = 65,89 \text{ A} \cdot 0,7 = 46,123 \text{ A}$$

$$I_b = \frac{150 \text{ kVA}}{\frac{13,8 \text{ kV}}{\sqrt{3}}} = 18,82 \text{ A} \quad I_b = 18,82 \text{ A} \cdot 0,7 = 13,174 \text{ A}$$

$$I_c = \frac{125 \text{ kVA}}{\frac{13,8 \text{ kV}}{\sqrt{3}}} = 15,68 \text{ A} \quad I_c = 15,68 \text{ A} \cdot 0,7 = 10,97 \text{ A}$$

Además de los transformadores monofásicos existen transformadores en conexión estrella incompleta delta abierta por lo que es necesario calcular las intensidades

de fase utilizando la capacidad total instalada en las distintas fases con este tipo de conexión siguiendo el mismo razonamiento en cuanto al factor de utilización. Como en este caso los transformadores son de diferentes capacidades se ilustra con un ejemplo el procedimiento de cálculo empleado.

Conexión estrella incompleta delta abierta de (100 kVA y 37,5 kVA) en el nodo 46, mismo que se encuentra conectado entre las fases (a y c), respectivamente.

Demostración:

$$I_a = \frac{S}{\frac{U_L}{\sqrt{3}}} = \frac{100 \text{ kVA}}{\frac{13,8 \text{ kV}}{\sqrt{3}}} = 12,55 \text{ A}$$

$$I_c = \frac{S}{\frac{U_L}{\sqrt{3}}} = \frac{37,5 \text{ kVA}}{\frac{13,8 \text{ kV}}{\sqrt{3}}} = 4,7 \text{ A} \quad (2.6.1.1)$$

Pero como se encuentran con un factor de utilización de 70% queda.

$$I_a = 12,55 \text{ A} \cdot 0,7 = 8,78 \text{ A}$$

$$I_a = 8,78 \text{ A}$$

$$I_c = 4,7 \text{ A} \cdot 0,7 = 3,29 \text{ A}$$

$$I_c = 3,29 \text{ A}$$

Se debe realizar el mismo procedimiento para todas las conexiones estrella incompleta delta abierta existentes en el ramal, en la (tabla 2.8.5.2) se detalla los valores totales de intensidades por fase obtenidos en esta conexión.

TABLA 2.8.5.2 VALORES TOTALES DE INTENSIDADES POR FASE OBTENIDAS EN LA CONEXIÓN ESTRELLA INCOMPLETA DELTA ABIERTA

Transformadores conexión estrella incompleta		
I_a	I_b	I_c
35,05 A	26,71 A	16,43 A

A continuación se procede a sumar las intensidades de fase entre sí suponiendo que se encuentran en fase.

Demostración:

$$I_a = 46,123 \text{ A} + 35,05 \text{ A} = 81,173 \text{ A}$$

$$I_b = 13,174 \text{ A} + 26,71 \text{ A} = 39,884 \text{ A}$$

$$I_c = 10,97 \text{ A} + 16,43 \text{ A} = 27,4 \text{ A}$$

Una vez que se obtiene las intensidades totales por fase se procede a calcular mediante componentes simétricas $3Ia_0$, a continuación se detalla el cálculo a seguir.

$$3Ia_0 = I_a \angle 0 + I_b \angle 120 + I_c \angle -120 \quad (2.8.5.1)$$

$$3Ia_0 = 48,74 \text{ A}$$

El valor anterior corresponde con la corriente máxima de desbalance.

Tomando un coeficiente de seguridad del 10% se considera el desbalance máximo como:

$$1,1 \cdot 48,74 \text{ A} = 53,614 \text{ A}$$

Es bueno aclarar que existen otros criterios en cuanto a los ajustes de las protecciones de tierra, entre los que se señala:

En [2] se acostumbra ajustar las protecciones de tierra entre $(0,3-0,4)I_{c_{m\acute{a}x}}$, considerando el máximo desbalance posible entre el 30 y 40% de la $I_{c_{m\acute{a}x}}$ para niveles de tensión hasta 13,8 kV y $(0,2-0,3)$ para 34,5 kV

Tomando esta definición el ajuste sería.

$$I_{opUI_{tierra}} = 0,4 \cdot I_{c_{m\acute{a}x}} = 0,4 \cdot 83,46 \text{ A} = 33,38 \text{ A} \quad (2.8.5.2)$$

Anderson. P. M.: "Power System Protection". Dice los ajustes de I_{op} de relés de tierra se ajustan al 33% o menos que el ajuste de los de fase.

Para este caso la I_{opUI} de tierra se toma basándose en el desbalance del alimentador por lo que queda seleccionada en:

$$I_{opUI_{tierra}} = 55 \text{ A}$$

2.8.5.1. Coordinación de la UI de tierra con los fusibles de los ramales aguas abajo

Esta coordinación se debe realizar con el mismo procedimiento del (literal 2.8.2.1.), teniendo en cuenta que para la coordinación de la UI de tierra se deben utilizar los cortocircuitos monofásicos máximos que se encuentran detallados en el (anexo II-5).

Esta coordinación se realiza utilizando los fusibles que ya se encuentran coordinados con la UI de fase, los mismos que se encuentran detallados en la (tabla 2.8.2.1.1).

Demostración:

En el nodo 44 se tiene una $I_{cc1\phi_{m\acute{a}x}} = 4\,479,61 \text{ A}$

$$t_{mf} \geq k_s \cdot t_{opRA} \quad (2.8.2.1.1)$$

UI	<	tmf(s) K200
0,02·1,8		0,08

De la comprobación anteriormente expuesta se puede observar que el fusible K200 cumple con la condición de coordinación, se realiza la correspondiente coordinación del fusible del alimentador con la curva rápida del recerrador para todos los fusibles de los ramales y se llega a la conclusión que ningún fusible se debe cambiar ya que todos coordinan.

2.8.6. Coordinación de la unidad retardada del recerrador que se supone tipo IAC53 con los fusibles aguas abajo.

Para realizar esta coordinación se procede a utilizar el fusible de mayor capacidad que en este caso es el K200 ver (tabla 2.8.2.1.1), el mismo que tiene el cortocircuito más alto ver (anexo II-5) y por consiguiente es con el que más

problemas se puede tener para su coordinación, a continuación se detalla el procedimiento a realizar.

Cálculo:

Por lo tanto la I_{op} de la curva lenta del recerrador para protección contra fallas a tierra es:

$$I_{opUTI} = 55 \text{ A}$$

Para obtener los MVO se procede a calcular basándose en [2]

$$MVO = \frac{I_{cc1\phi_{m\acute{a}x}}}{I_{opUI}} \quad (2.8.6.1)$$

$$MVO = \frac{4\,479,61 \text{ A}}{55 \text{ A}} = 81,44$$

Se debe buscar el tml del fusible K200 para el cortocircuito de 4 479,61 A basándose en el (anexo II-13) y se obtiene un tiempo de 0,13s, a este tiempo se le debe sumar 0,083s, valor que para este caso se toma de (5 ciclos) por lo que se adquiere un tiempo total de 0,213s.

Con los MVO se debe verificar que tenga el recerrador un tiempo mayor que 0,213s y buscando en el (anexo II-15) se obtiene un tiempo de 0,29s que corresponde con palanca de tiempo 3. Si coordina con este fusible coordina con el resto de los fusibles del alimentador.

2.8.7. Coordinación del fusible aguas arriba con la curva retardada del recerrador para fallas a tierra

En esta coordinación se debe verificar que el fusible del ramal que se encuentra localizado en el nodo 14 ver (tabla 2.7.2) no empiece a fundir mientras el recerrador cumpla con sus 4 recierres, ya que si no se cumple esta condición el fusible empieza a fundir y por consiguiente dejar sin servicio a todo el ramal y no

serviría de nada la colocación del recerrador, a continuación se detalla el procedimiento a realizar.

Para realizar esta coordinación se toma $I_{ccmáx_{1\phi}}$ localizado en el recerrador (nodo 43), ver (anexo II-5).

$$MVO = \frac{I_{cc1\phi_{máx}}}{I_{opUI}} \quad (2.8.6.1)$$

$$MVO = \frac{4\,518,04\text{ A}}{55\text{ A}} = 82,14$$

Para ese valor de MVO y palanca de tiempo 3 se obtiene un tiempo de 0,29s mediante el (anexo II-15), a este tiempo se le debe multiplicar por $k_s=1,8$ por lo que nos da un tiempo total de 0,522 y al obtener el tmf del fusible K200 basándose en el (anexo II-12) se puede observar que para el cortocircuito de (nodo 43) se tiene un tiempo de 0,08s, de lo que se puede deducir que no es posible la coordinación, tomando en cuenta que se ha realizado esta comprobación con un fusible mayor que el seleccionado para ese nodo.

De las dos coordinaciones anteriormente expuestas del fusible con la curva retardada del recerrador tanto para fallas entre fase como para fallas a tierra se puede observar que no es posible la instalación de este recerrador, por tanto se procede a coordinar con otro recerrador que tiene características extremadamente inversas. Lo anterior implica volver a revisar inicialmente la coordinación del recerrador con los fusibles aguas abajo, a continuación se detalla el procedimiento a realizar.

2.8.8. Coordinación de la unidad retardada de tierra del recerrador curva extremadamente inversa con los fusibles aguas abajo.

Para realizar esta coordinación se procede a utilizar el fusible de mayor capacidad que en este caso es el K200 ver (tabla 2.8.2.1.1), el mismo que tiene el

cortocircuito más alto ver (anexo II-5) y por consiguiente es con el que más problemas se puede tener para su coordinación, a continuación se detalla el procedimiento a realizar.

Cálculo:

Por lo tanto la I_{op} de la curva lenta del recerrador para protección contra fallas a tierra es: $I_{opUI} = 55 \text{ A}$

Para obtener los MVO se procede a calcular basándose en [2].

$$MVO = \frac{I_{cc1\phi_{m\acute{a}x}}}{I_{opUI}} \quad (2.8.6.1)$$

$$MVO = \frac{4\,479,61 \text{ A}}{55 \text{ A}} = 81,44$$

Se debe buscar el tml del fusible K200 para el cortocircuito de 4 479,61 A basándose (anexo II-13), el mismo que se obtiene con un tiempo de 0,13s, a este tiempo se le debe sumar 0,083s valor que para este caso se toma de (5 ciclos), por lo que se tiene un tiempo total de 0,213s.

Con los MVO se debe verificar que tenga el recerrador un tiempo mayor que 0,213s y buscando en el (anexo II-16) se obtiene un tiempo de 0,07s, que corresponde con palanca de tiempo 0,1. Por lo que se puede observar de la comprobación anterior el recerrador no coordina con los fusibles aguas abajo, por lo que es necesario instalar seccionalizadores para todos los ramales que se encuentren aguas abajo del recerrador.

Es necesario conocer la intensidad de carga máxima de cada ramal para poder dimensionar los seccionalizadores, pero como no se tienen mediciones se procede a calcular mediante la potencia total instalada tomando la fase de mayor capacidad, con un factor de utilización típico para este alimentador de 70% en condición de carga pico.

A continuación se detalla el procedimiento a realizar.

- Tramo (44-46)

En este tramo se tiene instalado dos transformadores en conexión estrella incompleta delta abierta los cuales son de (100, 37,5) kVA

$$I = \frac{S}{\frac{U_L}{\sqrt{3}}} = \frac{100 \text{ kVA}}{\frac{13,8 \text{ kV}}{\sqrt{3}}} = 12,55 \text{ A} \quad (2.6.1.1)$$

$$I_{C_{\text{máx}}} = 12,55 \text{ A} \cdot 0,7 = 8,785 \text{ A}$$

Una vez que se obtiene la $I_{C_{\text{máx}}}$ se procede a dimensionar el seccionizador, el mismo que es $2 \cdot 0,8I_{C_{\text{máx}}}$

$$I_{op_{\text{sec}}} = 2 \cdot (80\% \cdot I_{C_{\text{máx}}}) \quad (2.8.8.1)$$

$$I_{op_{\text{sec}}} = 2 \cdot 7,028 \text{ A} = 14,056 \text{ A}$$

El seccionizador a instalar tiene una $I_{op_{\text{sec}}} = 14,056 \text{ A}$, se escoge un conteo de 3 para que el recerrador actúe con sus dos operaciones rápidas y una lenta y así tener mejor respaldo para limpiar las fallas en el caso de que estas sean momentáneas.

El cálculo anterior se realiza para todos los ramales y quedan seleccionados los seccionizadores como se indica en la (tabla 2.8.8.1)

TABLA 2.8.8.1 SECCIONALIZADORES SELECCIONADOS PARA LOS RAMALES.

Tramo	I_{op}	
44-46	14,056 A	3Ø
49-47	19,32 A	3Ø

Tramo	I_{op}	
54-55	14,056A	3Ø
54-57	10,539 A	1Ø
59-60	3,51 A	3Ø
61-62	7,022 A	1Ø
64-65	17,56 A	3Ø
75-76	5,264 A	1Ø
75-77	7,022 A	2Ø
79-80	7,022A	1Ø
79-81	7,022A	1Ø
83-84	7,022A	3Ø
88-89	14,056 A	2Ø

Cabe mencionar que para los ramales que tienen intensidades por debajo de los 6 A se procede a instalar seccionadores de 6 A, ya que los seccionadores tienen intensidades de operación comprendidos entre 6 A - 215 A.

No se efectúa la coordinación de la unidad extremadamente inversa lenta de fase del recerrador con los seccionadores aguas abajo por razones obvias.

2.8.9. Coordinación del fusible del nodo 14 con el recerrador aguas abajo para fallas entre fases

En esta coordinación se debe verificar que el fusible del ramal que se encuentra localizado en el nodo 14 ver (tabla 2.7.2) no empiece a fundir mientras el recerrador cumpla con sus 4 recierres, ya que si no se cumple esta condición el fusible empieza a fundir y por consiguiente dejar sin servicio a todo el ramal y no serviría de nada la colocación del recerrador, a continuación se detalla el procedimiento a realizar.

Para realizar esta coordinación se toma $I_{cc}2\phi_{min}$ localizado al final del ramal (nodo 88), ver (anexo II-4) (la curva del recerrador es extremadamente inversa).

$$MVO = \frac{I_{cc}2\phi_{min}}{I_{op}} \quad (2.8.9.1)$$

$$MVO = \frac{3\,463,47\text{ A}}{250\text{ A}} = 13,85$$

Para ese valor de MVO y palanca de tiempo 0,1 se obtiene un tiempo de 0,14s mediante el (anexo II-16), a este tiempo se le debe multiplicar por $k_s=2,1$ para pausa de 1s según [2], por lo que se obtiene un tiempo total de 0,294 y al obtener el tmf del fusible K200 basándose en el (anexo II-12) para el cortocircuito mínimo bifásico (nodo 88) se obtiene un tiempo de 0,13s, de esto se llega a la conclusión que no es posible la coordinación, cabe mencionar que para la coordinación anterior tomó un fusible mayor que el seleccionado en la (tabla 2.7.2). Tomando el fusible T200 y verificando su tmf basándose en el (anexo II-7) se obtiene un tiempo de 0,35s, de lo que se puede deducir que es posible la coordinación.

2.8.10. Coordinación del fusible localizado en el nodo 14 con el recerrador aguas abajo para fallas a tierra

En esta coordinación se debe verificar que el fusible del ramal que se encuentra localizado en el nodo 14, el cual fue sustituido por el T200 en la coordinación anterior no empiece a fundir mientras el recerrador cumpla con sus 4 recierres, ya que si no se cumple esta condición el fusible empieza a fundir y por consiguiente dejar sin servicio al todo el ramal y no serviría de nada la colocación del recerrador, a continuación se detalla el procedimiento a realizar.

8Para realizar esta coordinación se toma $I_{cc}1\phi_{min}$ localizado al final del tronco principal que protege el recerrador (nodo 88) ver (anexo II-6).

$$MVO = \frac{I_{cc}1\phi_{min}}{I_{op}} \quad (2.8.10.1)$$

$$MVO = \frac{3\,032,15\text{ A}}{55\text{ A}} = 55,13$$

Para ese valor de MVO y palanca de tiempo 0,1 se obtiene un tiempo de 0,078s mediante el (anexo II-16), a este tiempo se le debe multiplicar por $k_s=2,1$ para una pausa de 1s por lo que nos da un tiempo total de 0,163 y al obtener el tmf del fusible T200 basándose en el (anexo II-7) se puede observar que para el cortocircuito mínimo monofásico al final del ramal (nodo 88) se obtiene un tiempo de 0,45s, de lo que se puede deducir que es posible la coordinación.

Conclusiones

Se han calculado con base a la información de la OBE Cerro y utilizando el programa Parlinc los valores de los cortocircuitos necesarios para el ajuste y coordinación de las protecciones del alimentador bajo estudio.

Se ubica el recerrador de acuerdo a las restricciones planteadas por la OBE en lo relacionado con consumidores de primera categoría.

Se seleccionan los fusibles de todos los transformadores del alimentador.

Se seleccionan y coordinan con los fusibles aguas abajo los fusibles de los ramales secundarios. Como no se dispone de mediciones, se estima la corriente de carga máxima de cada alimentador teniendo en cuenta el factor de carga de los alimentadores en el momento del pico, según información suministrada por la OBE. El estimado siempre es superior a la realidad pues las intensidades se suman como si estuvieran en fase.

Se ajustan las protecciones de fase y tierra del recerrador y se coordina con las protecciones aguas abajo y con el fusible del ramal secundario que lo alimenta. Dado los altos valores de las corrientes de cortocircuito se hace necesario utilizar una característica extremadamente inversa en las curvas lentas del recerrador para poder coordinar con el fusible aguas arriba. Por debajo del recerrador se utilizan seccionadores con tres conteos y tiempo de apertura de 0,5s.

En todos los casos se ha verificado el tiempo de operación de las protecciones con las curvas de daño correspondie

CAPÍTULO III

SELECCIÓN Y COORDINACIÓN DEL RELÉ DE LA SUBESTACIÓN CON TODOS LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

3.1. Introducción

En este capítulo se procede a calcular los ajustes de las unidades instantáneas y de tiempo inverso de fase y de tierra del alimentador y su coordinación con las protecciones aguas abajo.

3.2. Ajuste de la UI de fase

Para realizar el ajuste del relé se debe considerar la localización del recerrador ya que se debe recortar la UI para en caso de que exista una falla aguas abajo del recerrador la UI del relé no debe actuar, este cálculo se debe realizar con el cortocircuito máximo localizado en el recerrador, ver (anexo II-3).

Calculo:

$$I_{opUI} = k_s \cdot I_{cc3\phi máx} \quad (3.2.1)$$

$$I_{opUI} = 1,2 \cdot 5\,587,59 \text{ A} = 6\,705,10 \text{ A}$$

Del ajuste anterior se puede observar que I_{opUI} puede actuar si existe una falla hasta el nodo 14 ya que tiene una $I_{cc3\phi máx} = 6\,760,85 \text{ A}$.

3.2.1. Coordinación de la UI con los fusibles

Para realizar la coordinación de la UI se debe multiplicar al tiempo de operación de la UI que en este caso es 0,02s por ks (factor de coordinación igual a 1,2) [2].

En esta coordinación se debe verificar que actúe la UI antes que empiecen a fundir los fusibles de los ramales, esta coordinación se realiza para el fusible del nodo 03 ver (tabla 2.7.2), en cuya localización el valor del cortocircuito máximo trifásico es de 7 779,36 A, ver (anexo II-3).

El t_{mf} del fusible K200 se obtiene basándose en el (anexo II-12), el mismo es 0,027s.

Por lo que.

$$t_{mf_{K200}} \geq 1,2 \cdot t_{op_{UI}} \quad (3.2.1.1)$$

$$\begin{array}{rcl} (Top_{UI}) \cdot Ks & \leq & t_{mf} \text{ K200} \\ (0,02) \cdot 1,2 & & 0,027 \\ 0,024 & & 0,027 \end{array}$$

Como se puede observar de la comprobación anterior el fusible K200 cumple con la condición de coordinación, para el fusible del nodo 14 se debe tener en cuenta que en el literal (2.8.9) se tuvo que cambiar al T200, en la (tabla 3.2.1.1) se detallan los fusibles para esta coordinación.

TABLA 3.2.1.1 FUSIBLES SELECCIONADOS PARA LA COORDINACIÓN CON LA UI.

Nodo	Fusible tipo K
3	K200
6	K200
8	K200
11	K200
14	T200

En este punto es necesario comprobar que la $I_{cc_{m\acute{a}x}}$ en alguno de los ramales calculados en el secundario del transformador y referido al lado de alta no sea mayor que el valor de la corriente de operación. Esta comprobación se realiza en los transformadores de mayor capacidad de grandes industrias, o sea en transformadores de 4-5 MVA y mayores [2], pero como en el alimentador que se está analizando el transformador de mayor capacidad es de 167 kVA no es necesario realizar dicha comprobación.

3.3. Ajuste de la UTI

Para realizar el ajuste de la UTI se tiene que comprobar que de respaldo hasta el final del tronco principal [2] ver (anexo II-1), para este ajuste se debe realizar con $I_{cc2\phi_{min}}$, que es en el nodo 226, ver (anexo II-4).

$$I_{op_{UTI}} = \frac{I_{cc_{m\acute{a}n}_{2\phi}}}{k_s} \quad \text{Donde: } k_s = 1.5 \quad (3.3.1)$$

$$I_{op_{UTI}} = \frac{3\,377,04 \text{ A}}{1,5} = 2\,251,36 \text{ A}$$

3.3.1. Coordinación de la UTI con los fusibles del alimentador

Para realizar esta coordinación se procede a utilizar el fusible K200 del nodo 03 ver (Tabla 2.7.2), en cuya localización se tiene el cortocircuito más alto, ver (anexo II-3).

Para realizar esta coordinación es necesario basarse en la ecuación mostrada en [2].

Demostración:

$$t_{op_{UTI}} \geq t_{ml_{K200}} + \Delta t \quad \text{Donde: } \Delta t = 0,083s \quad (3.3.1.1)$$

Se debe buscar el tml del fusible K200 para el cortocircuito de 7 779,36 A el mismo que se obtiene con un tiempo de 0,052s, ver (anexo II-13) a este tiempo se le debe sumar 0,083s, valor que para este caso se le ha tomado de (5 ciclos) y nos da un tiempo total de 0,135s.

Con los MVO se debe verificar que tenga la UTI un tiempo mayor que 0,135s, basándose en el (anexo II-15).

$$MVO = \frac{I_{ccm\acute{a}x_{3\phi}}}{I_{op_{UTI}}} \quad (3.3.1.2)$$

$$MVO = \frac{7\,779,36\text{ A}}{2\,251,36\text{ A}} = 3,45$$

Se obtiene un tiempo de 0,25s con palanca de tiempo 0,5, como se puede observar que este tiempo es mayor que 0,135s queda seleccionada esta palanca.

3.3.2. Coordinación de la UTI con el fusible que respalda al recerrador

El fusible que se encuentra dando respaldo al recerrador es el T200 ver (tabla 3.2.1.1), el mismo que se encuentra en el nodo 14 y tiene una corriente de falla de 6 760,85 A, ver (anexo II-3).

Para realizar esta coordinación es necesario basarse en la ecuación mostrada en [2].

Demostración:

$$t_{op_{UTI}} \geq t_{ml_{T200}} + \Delta t \quad \text{Donde: } \Delta t = 0,083s \quad (3.3.1.1)$$

Se debe buscar el tml del fusible T200 para el cortocircuito de 6 760,85 A, el mismo que se obtiene con un tiempo de 0,15s, ver (anexo II-9) a este tiempo se le

debe sumar 0,083s, valor que para este caso se toma de (5 ciclos) y se tiene un tiempo total de 0,233s.

Con los MVO se debe verificar que tenga la UTI un tiempo mayor que 0,233s, basándose en el (anexo II-15).

$$MVO = \frac{I_{ccm\acute{a}x_{3\phi}}}{I_{op_{UTI}}} \quad (3.3.1.2)$$

$$MVO = \frac{6\,760,85\text{ A}}{2\,251,36\text{ A}} = 3 \text{ y Pt de } 0,5$$

Se obtiene un tiempo de 0,3s por tanto queda la Pt = 0,5.

3.4. Cálculo de la UI de tierra del relé

Para realizar el cálculo de la UI de tierra se debe conocer la corriente total de cortocircuito monofásico máximo en la ubicación del recerrador, que en este caso es 4 518 A , y el ajuste debe ser ligeramente superior a ese valor para que no se solape el instantáneo del relé de tierra del alimentador con el instantáneo del recerrador.

$$I_{op_{UI_{tierra}}} = 1,2 \cdot 4\,518\text{ A} = 5\,421\text{ A}$$

$$I_{op_{UI_{tierra}}} = 5\,421\text{ A}$$

$$T_{op_{UI_{tierra}}} = 0,02\text{s}$$

3.4.1. Coordinación de la UI de tierra con los fusibles del alimentador

Para realizar esta coordinación se procede a utilizar el fusible K200 del nodo 03 ver (Tabla 2.7.2), el mismo que encuentra localizado en el cortocircuito más alto,

ver (anexo II-5), es con el que más problemas se puede tener para su coordinación.

Para realizar esta coordinación es necesario basarse en la ecuación mostrada en [2]

Demostración:

$$tmf_{K200} \geq 1,2 \cdot top_{UI} \quad (3.2.1.1)$$

$$tmf_{K200} \geq 1,2 \cdot top_{UI} = 1,2 \cdot 0,02s = 0,024s$$

Con la intensidad de cortocircuito de 7 953,82 A se debe obtener el tmf del fusible basándose en el (anexo II-12), el mismo que es 0,025s por lo tanto no hay problemas con esta coordinación.

3.5. Cálculo de la UTI de tierra del relé

Para realizar el cálculo de la UTI de tierra se debe conocer la corriente total del desbalance, para lo cual se sigue el mismo procedimiento que el (literal 2.8.5.), a continuación se detalla en la (tabla 3.4.1) las intensidades totales de los transformadores monofásicos y en la (tabla 3.4.2) las intensidades totales de la conexión estrella incompleta delta abierta.

TABLA 3.4.1 INTENSIDADES TOTALES POR FASE DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS

Fase a	Fase b	Fase c
219,64 A	89,42 A	63,069 A

TABLA 3.4.2 INTENSIDADES TOTALES MONOFÁSICAS DE LA CONEXIÓN ESTRELLA INCOMPLETA DELTA ABIERTA

Fase a	Fase b	Fase c
127,74 A	152,03 A	79,75 A

Adicionalmente de estas intensidades se tiene que calcular las corrientes monofásicas de la conexión estrella delta, a continuación se detalla el procedimiento.

Para realizar el cálculo de la intensidad monofásica de esta conexión es necesario conocer que potencia monofásica está suministrando esta conexión, a continuación se detalla el procedimiento a realizar para la conexión estrella delta de (50, 50, 75) kVA.

Suponiendo que esta conexión tenga una potencia 3Ø de 150 kVA, al transformador de 75 kVA le sobra 25 kVA por lo que es el total de potencia monofásica que puede suministrar esta conexión pero como se está analizando este sistema con un factor de utilización del 70% se le debe multiplicar por 0,7 por lo que se tiene una potencia total monofásica de 17,5 kVA, donde la intensidad monofásica es igual a.

$$S_{1\phi} = 25 \text{ kVA} \cdot 0,7 = 17,5 \text{ kVA}$$

$$I = \frac{S}{\frac{U_L}{\sqrt{3}}} = \frac{17,5 \text{ kVA}}{\frac{13,8 \text{ kV}}{\sqrt{3}}} = 2,19 \text{ A} \quad (2.6.1.1)$$

En la (tabla 3.4.3) se detalla las intensidades totales por fase obtenidas después de haber realizado el análisis para todas las conexiones en estrella delta.

TABLA 3.4.3 INTENSIDADES TOTALES POR FASE DE LAS CONEXIONES ESTRELLA DELTA

Fase a	Fase b	Fase c
	15,29 A	5,95 A

A continuación se procede a sumar las intensidades suponiendo que se encuentran en fase.

$$I_a = 219,64 \text{ A} + 127,74 \text{ A} = 347,38 \text{ A}$$

$$I_b = 89,42 \text{ A} + 152,03 \text{ A} + 15,29 \text{ A} = 256,74 \text{ A}$$

$$I_c = 63,069 \text{ A} + 79,75 \text{ A} + 5,95 \text{ A} = 148,769 \text{ A}$$

Una vez que se obtiene las intensidades totales por fase se prosigue a calcular mediante componentes simétricas la corriente de desbalance $3I_{a_0}$, a continuación se detalla el cálculo a seguir.

$$3I_{a_0} = I_a \angle 0 + I_b \angle 120 + I_c \angle -120 \quad (2.8.5.1)$$

$$3I_{a_0} = 172,22 \text{ A}$$

El valor anterior corresponde con la corriente máxima de desbalance bajo las suposiciones hechas en los cálculos.

Tomando un coeficiente de seguridad del 10% se considera el desbalance máximo como:

$$1,1 \cdot 172,22 \text{ A} = 189,442 \text{ A}$$

$$I_{opUTItierra} = 190 \text{ A}$$

3.5.1. Coordinación de la UTI de tierra con el fusible que da respaldo al recerrador

El fusible que se encuentra dando respaldo al recerrador es el T200, ver (tabla 3.2.1.1), el mismo que se encuentra en el nodo 14, en esta localización se tiene una corriente de falla de 6 155,45 A, ver (Anexo II-5), por lo tanto es con el que mayor inconvenientes se puede tener en su coordinación ya que es el fusible de mayor capacidad del circuito.

Para realizar esta coordinación es necesario basarse en la ecuación mostrada en [2].

Demostración:

$$top_{UTI} \geq tml_{T200} + \Delta t \quad \text{Donde: } \Delta t = 0,083s \quad (3.3.1.1)$$

Se debe buscar el tml del fusible T200 para el cortocircuito de 6 155,45 A el mismo que se obtiene con un tiempo de 0,16s basándose en el (anexo II-9), a este tiempo se le debe sumar 0,083s, valor que para este caso se toma de (5 ciclos) y se obtiene un tiempo total de 0,243s.

Con los MVO se debe verificar que tenga la UTI un tiempo mayor que 0,243s basándose en el (anexo II-15).

$$MVO = \frac{I_{ccm\acute{a}x_{1\phi}}}{I_{op_{UTI}}} \quad (3.5.1)$$

$$MVO = \frac{6\ 155,45\ A}{190\ A} = 32,29$$

Se obtiene un tiempo de 0,25s con palanca de tiempo 2,2, como se puede observar que este tiempo es mayor que 0,243 queda seleccionada esta palanca.

Conclusiones

En el presente capítulo se han seleccionado los ajustes de la protección de sobrecorriente instantánea y UTI de fase y de tierra del alimentador “CERRO 8” y se ha coordinado con los dispositivos de protección aguas abajo.

CONCLUSIONES GENERALES

- a) Las restricciones que se plantearon en el capítulo 1 se han cumplimentado, no se les puede dar a los consumidores de categoría 1 más de un recierre y se ha tratado de en los casos posibles utilizar 4 recierres con secuencia 2-2 para elevar la confiabilidad en los alimentadores secundarios que no tienen consumidores de categoría 1.
- b) En la comprobación de los ajustes con las curvas de daño de transformadores y alimentadores no se encontraron problemas ya que todas las protecciones actúan antes de que estos sufran daños.
- c) Las exigencias de la OBE limitaron el alcance del instantáneo de la subestación al no poder dar recierres para fallas en una buena parte del tronco principal.

Para poder cumplir con las restricciones antes señaladas se tienen algunos inconvenientes, entre ellos.

- a) Fallas momentáneas en una buena parte de los alimentadores secundarios, aquellos en los que hay consumidores tipo A provocarán salidas de todos los consumidores de ese ramal secundario.
- b) Es conveniente analizar la posibilidad de tomar algunas medidas para disminuir las corrientes de cortocircuito en el alimentador, pues los valores son altos y prácticamente con la subida de los niveles de cortocircuito en el futuro próximo es muy difícil lograr coordinación y por tanto selectividad en el trabajo de las protecciones.

En la presente propuesta de ajustes y coordinación de las protecciones se han cumplido con los requerimientos planteados, y salvo los inconvenientes antes señalados el trabajo de las protecciones del alimentador asegura selectividad, rapidez y seguridad en el trabajo del alimentador bajo condiciones de fallas.

4. Propuesta de Solución

De todos los cálculos realizados en los capítulos anteriores se determinan los siguientes dispositivos de protección.

4.1. Fusibles seleccionados para las distintas conexiones de transformadores

TABLA 4.1.1 FUSIBLES PARA TRANSFORMADORES.

Transformadores	Capacidad	Fusible tipo T
Monofásicos	10 kVA	T2
Monofásicos	15 kVA	T3
Monofásicos	25 kVA	T6
Monofásicos	37,5 kVA	T6
Monofásicos	50 kVA	T8
Monofásicos	75 kVA	T12
Estrella incompleta	25 kVA 15 kVA	T6 T3
Estrella incompleta	25 kVA 25 kVA	T6 T6
Estrella incompleta	37,5 kVA 25 kVA	T6 T6
Estrella incompleta	37,5 kVA 37,5 kVA	T6 T6
Estrella incompleta	50 kVA 10 kVA	T8 T2
Estrella incompleta	50 kVA 15 kVA	T8 T3
Estrella incompleta	50 kVA 25 kVA	T8 T6

Transformadores	Capacidad	Fusible tipo T
Estrella incompleta	50 kVA	T8
	50 kVA	T8
Estrella incompleta	50 kVA	T8
	37,5 kVA	T6
Estrella incompleta	75 kVA	T12
	15 kVA	T3
Estrella incompleta	100 kVA	T15
	37,5 kVA	T6
Estrella incompleta	100 kVA	T15
	50 kVA	T8
Estrella incompleta	167 kVA	T25
	100 kVA	T15
Banco Y-Y	25 kVA	T6
Banco Y-Y	37,5 kVA	T6
Banco Y-Y	50 kVA	T8
Banco Y-Y	100 kVA	T15
Banco Y-Y	167 kVA	T25
Estrella delta	37,5 kVA	T6
	50 kVA	T8
	37,5 kVA	T6
Estrella delta	25 kVA	T6
	50 kVA	T8
	37,5 kVA	T6
Estrella delta	50 kVA	T8
	75 kVA	T12
	50 kVA	T8

Transformadores	Capacidad	Fusible tipo T
Estrella delta	50 kVA	T8
	100 kVA	T15
	50 kVA	T8
Estrella delta	37,5 kVA	T6
	167 kVA	T25
	75 kVA	T12
Trifásico	40 kVA	T3
Trifásico	100 kVA	T6
Trifásico	160 kVA	T8

4.2. Fusibles seleccionados para los distintos ramales secundarios

TABLA 4.2.1 FUSIBLES SELECCIONADOS PARA LOS RAMALES SECUNDARIOS

TRAMO	FUSIBLE TIPO K
3-4	K200
6-7	K200
8-9	K200
11-12	K200
14-16	K140
92-93	K140
118-119	K140
123-121	K140
124-125	K140
127-128	K140
135-134	K140

TRAMO	FUSIBLE TIPO K
135-136	K140
140-141	K140
144-145	K140
150-151	K140
152-153	K100
155-156	K100
160-159	K140
163-164	K140
163-175	K140
212-213	K140
220-216	K140
222-227	K80
223-228	K100

4.3. Recerrador y dispositivos aguas abajo

4.3.1. Recerrador

El recerrador que se propone instalar tiene las siguientes características de operación:

Curvas de operación extremadamente inversa.

Secuencia de operación 2-2

Tiempo de pausa de 1s.

En las protecciones de fase y tierra se tienen palancas de tiempo de 0,1.

$$I_{opUI \text{ fase}} = 250 \text{ A}$$

$$I_{opUI \text{ tierra}} = 55 \text{ A}$$

$$T_{opUI \text{ fase}} = 0,02 \text{ s}$$

$$T_{opUI \text{ tierra}} = 0,02 \text{ s}$$

4.3.2. Protección para los ramales secundarios con relación del recerrador

Para la protección de los ramales secundarios en relación con la localización del recerrador se propone instalar seccionadores con conteo tres y tiempo de apertura de 0,5s, sus intensidades de operación se detallan en la siguiente tabla.

TABLA 4.3.2.1 SECCIONALIZADORES SELECCIONADOS PARA LOS RAMALES

TRAMO	I_{op}	
44-46	14,056 A	3Ø
49-47	19,32 A	3Ø
54-55	14,056A	3Ø
54-57	10,539 A	1Ø
59-60	6 A	3Ø
61-62	7,022 A	1Ø
64-65	17,56 A	3Ø
75-76	6 A	1Ø
75-77	7,022 A	2Ø
79-80	7,022A	1Ø
79-81	7,022A	1Ø
83-84	7,022A	3Ø
88-89	14,056 A	2Ø

4.4. Selección del relé de la subestación

El relé que se propone instalar tiene las siguientes características de operación:

Curvas de operación muy inversa.

$$I_{op_{UI \text{ fase}}} = 6\,705,10 \text{ A}$$

$$I_{op_{UI \text{ tierra}}} = 5\,421 \text{ A}$$

$$I_{op_{UTI \text{ fase}}} = 2\,251,36 \text{ A}$$

$$I_{op_{UTI \text{ tierra}}} = 190 \text{ A}$$

$$T_{op_{UI}} = 0,02 \text{ s}$$

$$T_{op_{UTI}} = 0,02 \text{ s}$$

Palanca de tiempo 2,2 para la protección de fase.

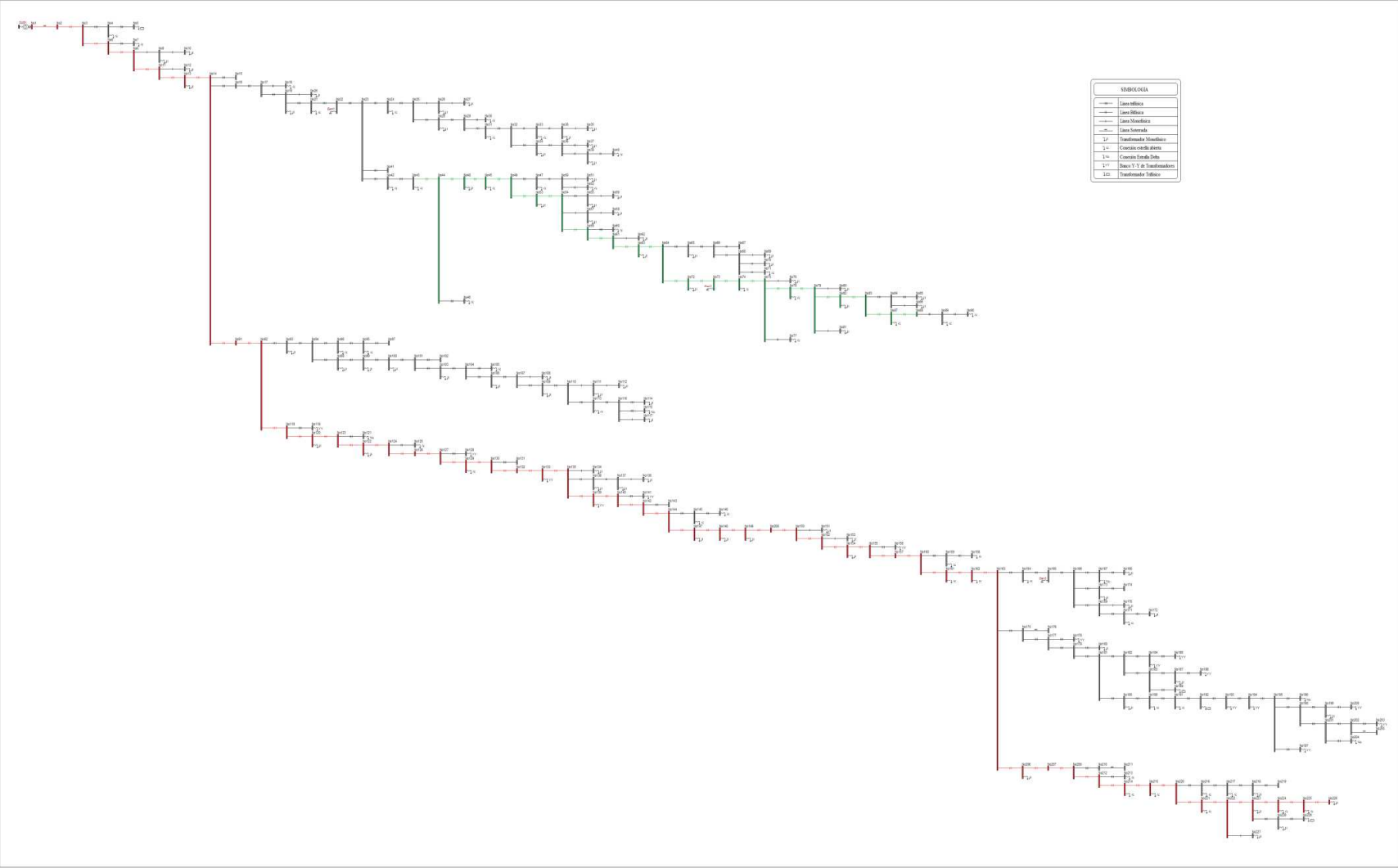
Palanca de tiempo 0,5 para la protección de tierra.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] <http://www.monografias.com/trabajos36/reconectores-electricos/reconectores-electricos.shtml>
- [2] Martínez, A. A.; Incera, C.: “Protecciones en sistemas de distribución”
- [3] <http://www.arqhys.com/arquitectura/fusibles-caracteristicas.html>
- [4] http://www.elprisma.com/apuntes/ingenieria_electronica_y_electronica_sistema_distribucion_energia_electrica/default5.asp
- [5] <http://www.sapiens.itgo.com/documents/doc26.htm>
- [6] http://www.profesormolina.com.ar/electromec/prot_circ_elect.htm
- [7] http://html.rincondelvago.com/fusibles_2.html
- [8] <http://www.sapiens.itgo.com/documents/doc26A.htm>
- [9] Manual “Procedimiento para coordinación de protecciones de sobrecorriente en sistemas de distribución”; Miembros de los comités Sur-Sureste y Centro-Occidental de la Comisión Federal de Electricidad; Federación Editorial Mexicana, Cda. Popocatépeti 55-k, 03330, Mexico, D. F., 20 de junio 1983.
- [10] [http://www05.abb.com/global/scot/scot235.nsf/veritydisplay/22ee27c9690c280d832574f900483738/\\$File/ABB%20AutoLink%20Brochure%20Rev%20D_sp.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot235.nsf/veritydisplay/22ee27c9690c280d832574f900483738/$File/ABB%20AutoLink%20Brochure%20Rev%20D_sp.pdf)
- [11] Llamó, H. S.: “programa PARLINC”

AneXOS

Anexo II-1 Diagrama del alimentador “CERRO 8”



ANEXO II-2 Conexión de los transformadores.

NODO	POTENCIA (kVA)	FASE	CONFIGURACIÓN
4	50	B	Estrella incompleta
4	25	C	Estrella incompleta
5	40		Trifásico
7	50	B	Estrella incompleta
7	25	C	Estrella incompleta
9	50	A	Fase neutro
10	50	A	Fase neutro
12	50	B	Fase neutro
13	50	B	Fase neutro
18	50	C	Estrella incompleta
18	25	B	Estrella incompleta
19	50	C	Fase neutro
20	50	C	Fase neutro
21	50	B	Estrella incompleta
21	25	C	Estrella incompleta
24	50	B	Estrella incompleta
24	25	A	Estrella incompleta
26	37.5	A	Fase neutro
27	50	A	Fase neutro
28	75	A	Fase neutro
30	37.5	A	Estrella incompleta
30	37.5	B	Estrella incompleta
31	50	A	Estrella incompleta
31	25	C	Estrella incompleta
33	50	A	Estrella incompleta
33	25	C	Estrella incompleta
34	50	A	Fase neutro
35	50	A	Fase neutro
37	25	B	Fase neutro
38	25	A	Fase neutro
39	50	B	Fase neutro
40	50	B	Estrella incompleta
40	25	A	Estrella incompleta
42	100	B	Estrella incompleta
42	50	C	Estrella incompleta
43	50	B	Estrella incompleta
43	25	A	Estrella incompleta
48	25	A	Fase neutro

NODO	POTENCIA (kVA)	FASE	CONFIGURACIÓN
46	100	A	Estrella incompleta
46	37.5	C	Estrella incompleta
45	50	A	Estrella incompleta
45	15	B	Estrella incompleta
47	50	B	Estrella incompleta
47	25	C	Estrella incompleta
51	37.5	B	Fase neutro
52	50	B	Estrella incompleta
52	25	A	Estrella incompleta
53	50	A	Fase neutro
55	50	A	Fase neutro
56	50	A	Fase neutro
57	25	B	Fase neutro
58	50	B	Fase neutro
60	25	C	Estrella incompleta
60	15	A	Estrella incompleta
62	50	A	Fase neutro
63	25	A	Fase neutro
65	50	A	Fase neutro
69	50	A	Fase neutro
70	37.5	B	Fase neutro
71	25	B	Estrella incompleta
71	25	A	Estrella incompleta
72	37.5	A	Fase neutro
74	50	B	Estrella incompleta
74	25	A	Estrella incompleta
76	37.5	A	Fase neutro
77	50	A	Estrella incompleta
77	15	B	Estrella incompleta
78	50	C	Estrella incompleta
78	10	A	Estrella incompleta
80	50	C	Fase neutro
81	50	A	Fase neutro
82	50	C	Fase neutro
85	25	C	Fase neutro
86	50	A	Fase neutro
87	50	C	Estrella incompleta
87	25	B	Estrella incompleta
89	50	A	Estrella incompleta
89	25	B	Estrella incompleta
90	50	A	Estrella incompleta
90	50	B	Estrella incompleta

NODO	POTENCIA (kVA)	FASE	CONFIGURACIÓN
93	15	C	Fase neutro
95	50	B	Estrella incompleta
95	25	C	Estrella incompleta
96	37.5	A	Estrella incompleta
96	25	C	Estrella incompleta
98	50	A	Fase neutro
99	37.5	B	Fase neutro
100	37.5	B	Fase neutro
103	37.5	B	Fase neutro
105	167	B	Estrella incompleta
105	100	A	Estrella incompleta
106	50	A	Fase neutro
108	50	A	Fase neutro
109	37.5	A	Fase neutro
111	50	C	Fase neutro
112	50	C	Fase neutro
113	50	B	Estrella incompleta
113	10	C	Estrella incompleta
114	25	A	Fase neutro
115	50	A	Estrella delta
115	75	B	Estrella delta
115	50	C	Estrella delta
117	50	A	Fase neutro
119	167	C	Banco Y-Y
119	167	B	Banco Y-Y
119	167	A	Banco Y-Y
120	50	A	Fase neutro
121	50	B	Estrella delta
121	100	C	Estrella delta
121	50	A	Estrella delta
122	10	A	Fase neutro
125	75	C	Estrella incompleta
125	15	A	Estrella incompleta
128	50	C	Banco Y-Y
128	50	B	Banco Y-Y
128	50	A	Banco Y-Y
129	50	B	Estrella incompleta
129	25	A	Estrella incompleta
133	25	A	Banco Y-Y
133	25	B	Banco Y-Y
133	25	C	Banco Y-Y

NODO	POTENCIA (kVA)	FASE	CONFIGURACIÓN
133	25	A	Banco Y-Y
133	25	B	Banco Y-Y
133	25	C	Banco Y-Y
134	25	A	Fase neutro
136	50	C	Fase neutro
137	50	C	Fase neutro
138	37.5	A	Fase neutro
139	37.5	A	Banco Y-Y
139	37.5	B	Banco Y-Y
139	37.5	C	Banco Y-Y
141	37.5	A	Banco Y-Y
141	37.5	B	Banco Y-Y
141	37.5	C	Banco Y-Y
145	50	B	Estrella incompleta
145	37.5	A	Estrella incompleta
146	167	A	Estrella incompleta
146	100	B	Estrella incompleta
147	50	A	Fase neutro
148	10	A	Fase neutro
149	50	A	Fase neutro
151	50	A	Fase neutro
153	50	A	Fase neutro
154	15	A	Fase neutro
156	50	A	Banco Y-Y
156	50	B	Banco Y-Y
156	50	C	Banco Y-Y
159	50	A	Estrella incompleta
159	25	B	Estrella incompleta
158	50	A	Estrella incompleta
158	50	B	Estrella incompleta
161	50	A	Estrella incompleta
161	37.5	B	Estrella incompleta
162	50	A	Estrella incompleta
162	25	B	Estrella incompleta
164	100	A	Estrella incompleta
164	50	B	Estrella incompleta
167	25	B	Estrella delta
167	50	C	Estrella delta
167	37,5	A	Estrella delta
168	37.5	B	Fase neutro
173	37.5	A	Fase neutro
170	50	A	Fase neutro

NODO	POTENCIA (kVA)	FASE	CONFIGURACIÓN
171	50	C	Estrella incompleta
171	25	A	Estrella incompleta
172	50	A	Fase neutro
178	25	A	Banco Y-Y
178	25	B	Banco Y-Y
178	25	C	Banco Y-Y
180	37.5	B	Fase neutro
184	100	A	Banco Y-Y
184	100	B	Banco Y-Y
184	100	C	Banco Y-Y
186	37.5	A	Banco Y-Y
186	37.5	B	Banco Y-Y
186	37.5	C	Banco Y-Y
187	15	A	Fase neutro
188	167	A	Banco Y-Y
188	167	B	Banco Y-Y
188	167	C	Banco Y-Y
189	160		Trifásico
185	25	C	Fase neutro
190	25	C	Estrella incompleta
190	37.5	A	Estrella incompleta
191	50	B	Estrella incompleta
191	25	C	Estrella incompleta
192	100		Trifásico
193	37.5	A	Banco Y-Y
193	37.5	B	Banco Y-Y
193	37.5	C	Banco Y-Y
194	100	A	Banco Y-Y
194	100	B	Banco Y-Y
194	100	C	Banco Y-Y
196	37.5	C	Estrella delta
196	167	B	Estrella delta
196	75	A	Estrella delta
197	37.5	A	Banco Y-Y
197	37.5	B	Banco Y-Y
197	37.5	C	Banco Y-Y
199	50	B	Fase neutro
200	50	A	Banco Y-Y
200	50	B	Banco Y-Y
200	50	C	Banco Y-Y

NODO	POTENCIA (kVA)	FASE	CONFIGURACIÓN
200	50	A	Banco Y-Y
200	50	B	Banco Y-Y
200	50	C	Banco Y-Y
203	37,5	A	Banco Y-Y
203	37,5	B	Banco Y-Y
203	37,5	C	Banco Y-Y
204	37.5	A	Estrella delta
204	50	B	Estrella delta
204	37.5	C	Estrella delta
206	50	A	Fase neutro
213	50	C	Estrella incompleta
213	25	A	Estrella incompleta
214	50	B	Estrella incompleta
214	25	C	Estrella incompleta
215	50	B	Estrella incompleta
215	25	C	Estrella incompleta
216	100	C	Estrella incompleta
216	50	B	Estrella incompleta
217	37.5	B	Estrella incompleta
217	37.5	C	Estrella incompleta
218	50	B	Fase neutro
221	50	B	Estrella incompleta
221	25	C	Estrella incompleta
223	50	B	Fase neutro
224	50	A	Estrella incompleta
224	25	B	Estrella incompleta
225	50	B	Estrella incompleta
225	25	A	Estrella incompleta
226	25	A	Fase neutro
227	50	B	Fase neutro
228	37.5	C	Fase neutro
229	63		Trifásico

ANEXO II-3 Cortocircuitos 3Ø máximos del alimentador.

CORTOCIRCUITOS TRIFÁSICOS MÁXIMOS								
Nodo	X(1) nodo (Ω)	X(1) nodo p.u.	X del transf. p.u.	Xsec+ máx. gen. p.u.	X total circuito p.u.	I base (A)	Icc p.u.	Icc 3Ø (A)
3	0,02031	0,010665	0,4796	0,04753	0,53779	4183,69	1,85945	7779,36
4	0,02281	0,011978	0,4796	0,04753	0,53911	4183,69	1,85491	7760,36
5	0,03631	0,019066	0,4796	0,04753	0,54620	4183,69	1,83084	7659,69
6	0,0259	0,013600	0,4796	0,04753	0,54073	4183,69	1,84935	7737,13
7	0,0732	0,038437	0,4796	0,04753	0,56557	4183,69	1,76814	7397,35
8	0,0538	0,028250	0,4796	0,04753	0,55538	4183,69	1,80057	7533,03
11	0,0937	0,049202	0,4796	0,04753	0,57633	4183,69	1,73511	7259,18
13	0,1076	0,056501	0,4796	0,04753	0,58363	4183,69	1,71341	7168,40
14	0,1746	0,091682	0,4796	0,04753	0,61881	4183,69	1,61600	6760,85
17	0,2284	0,119933	0,4796	0,04753	0,64706	4183,69	1,54545	6465,67
19	0,24437	0,128319	0,4796	0,04753	0,65545	4183,69	1,52567	6382,95
21	0,30825	0,161862	0,4796	0,04753	0,68899	4183,69	1,45140	6072,20
23	0,36815	0,193315	0,4796	0,04753	0,72045	4183,69	1,38803	5807,10
24	0,41075	0,215685	0,4796	0,04753	0,74281	4183,69	1,34623	5632,22
28	0,46991	0,246750	0,4796	0,04753	0,77388	4183,69	1,29219	5406,13
31	0,52907	0,277815	0,4796	0,04753	0,80494	4183,69	1,24232	5197,50
34	0,59553	0,312713	0,4796	0,04753	0,83984	4183,69	1,19070	4981,53
42	0,3961	0,207992	0,4796	0,04753	0,73512	4183,69	1,36032	5691,16
43	0,42205	0,221618	0,4796	0,04753	0,74875	4183,69	1,33556	5587,59
44	0,43003	0,225809	0,4796	0,04753	0,75294	4183,69	1,32813	5556,49
48	0,440017	0,231053	0,4796	0,04753	0,75818	4183,69	1,31894	5518,06
46	0,453985	0,238387	0,4796	0,04753	0,76552	4183,69	1,30631	5465,19
45	0,481937	0,253065	0,4796	0,04753	0,78020	4183,69	1,28173	5362,37
49	0,481937	0,253065	0,4796	0,04753	0,78020	4183,69	1,28173	5362,37
47	0,497907	0,261451	0,4796	0,04753	0,78858	4183,69	1,26810	5305,35
53	0,541097	0,284130	0,4796	0,04753	0,81126	4183,69	1,23265	5157,04
54	0,60735	0,318919	0,4796	0,04753	0,84605	4183,69	1,18196	4944,98
55	0,62628	0,328859	0,4796	0,04753	0,85599	4183,69	1,16824	4887,56
59	0,63575	0,333832	0,4796	0,04753	0,86096	4183,69	1,16149	4859,33
60	0,64995	0,341289	0,4796	0,04753	0,86842	4183,69	1,15152	4817,60
61	0,65231	0,342528	0,4796	0,04753	0,86966	4183,69	1,14988	4810,74
63	0,66651	0,349984	0,4796	0,04753	0,87711	4183,69	1,14010	4769,84
64	0,68443	0,359394	0,4796	0,04753	0,88652	4183,69	1,12800	4719,22
65	0,71756	0,376791	0,4796	0,04753	0,90392	4183,69	1,10629	4628,39
72	0,71958	0,377851	0,4796	0,04753	0,90498	4183,69	1,10500	4622,97
74	0,76691	0,402704	0,4796	0,04753	0,92983	4183,69	1,07546	4499,40

CORTOCIRCUITOS TRIFÁSICOS MÁXIMOS

Nodo	X(1) nodo (Ω)	X(1) nodo p.u.	X del transf. p.u.	Xsec+ máx. gen. p.u.	X total circuito p.u.	I base (A)	Icc p.u.	Icc 3 ϕ (A)
75	0,77909	0,409100	0,4796	0,04753	0,93623	4183,69	1,06811	4468,66
78	0,80985	0,425252	0,4796	0,04753	0,95238	4183,69	1,05000	4392,88
79	0,85815	0,450614	0,4796	0,04753	0,97774	4183,69	1,02276	4278,93
82	0,88655	0,465527	0,4796	0,04753	0,99266	4183,69	1,00740	4214,64
83	0,90548	0,475467	0,4796	0,04753	1,00260	4183,69	0,99741	4172,86
84	0,95518	0,50156	0,4796	0,04753	1,02869	4183,69	0,97211	4067
85	0,96938	0,509021	0,4796	0,04753	1,03615	4183,69	0,96511	4037,73
87	0,93148	0,489120	0,4796	0,04753	1,01625	4183,69	0,98401	4116,80
88	0,95988	0,504033	0,4796	0,04753	1,03116	4183,69	0,96978	4057,26
92	0,23249	0,122080	0,4796	0,04753	0,64921	4183,69	1,54033	6444,29
93	0,26243	0,137802	0,4796	0,04753	0,66493	4183,69	1,50391	6291,92
95	0,29236	0,153518	0,4796	0,04753	0,68065	4183,69	1,46919	6146,64
96	0,28438	0,149328	0,4796	0,04753	0,67646	4183,69	1,47829	6184,71
98	0,28438	0,149328	0,4796	0,04753	0,67646	4183,69	1,47829	6184,71
99	0,29635	0,155613	0,4796	0,04753	0,68274	4183,69	1,46468	6127,78
100	0,35424	0,186011	0,4796	0,04753	0,71314	4183,69	1,40225	5866,58
103	0,41258	0,216646	0,4796	0,04753	0,74378	4183,69	1,34449	5624,95
105	0,50724	0,266352	0,4796	0,04753	0,79348	4183,69	1,26027	5272,58
106	0,49731	0,261137	0,4796	0,04753	0,78827	4183,69	1,26861	5307,46
109	0,53556	0,281222	0,4796	0,04753	0,80835	4183,69	1,23708	5175,59
113	0,57901	0,304038	0,4796	0,04753	0,83117	4183,69	1,20313	5033,52
114	0,60977	0,320190	0,4796	0,04753	0,84732	4183,69	1,18019	4937,56
115	0,63817	0,335103	0,4796	0,04753	0,86223	4183,69	1,15978	4852,17
118	0,24249	0,127331	0,4796	0,04753	0,65446	4183,69	1,52797	6392,58
119	0,44809	0,235292	0,4796	0,04753	0,76242	4183,69	1,31161	5487,38
120	0,24845	0,130461	0,4796	0,04753	0,65759	4183,69	1,52070	6362,16
121	0,33267	0,174685	0,4796	0,04753	0,70181	4183,69	1,42488	5961,25
122	0,29436	0,154568	0,4796	0,04753	0,68170	4183,69	1,46692	6137,17
123	0,28041	0,147243	0,4796	0,04753	0,67437	4183,69	1,48286	6203,83
124	0,31833	0,167155	0,4796	0,04753	0,69429	4183,69	1,44033	6025,91
127	0,34028	0,178681	0,4796	0,04753	0,70581	4183,69	1,41681	5927,50
128	0,38098	0,200053	0,4796	0,04753	0,72718	4183,69	1,37517	5753,30
129	0,35822	0,188101	0,4796	0,04753	0,71523	4183,69	1,39815	5849,43
130	0,37021	0,194397	0,4796	0,04753	0,72153	4183,69	1,38595	5798,39
133	0,40811	0,214298	0,4796	0,04753	0,74143	4183,69	1,34875	5642,75
135	0,4201	0,220594	0,4796	0,04753	0,74772	4183,69	1,33739	5595,24
139	0,43205	0,226869	0,4796	0,04753	0,75400	4183,69	1,32626	5548,68
140	0,43606	0,228975	0,4796	0,04753	0,75611	4183,69	1,32257	5533,22

CORTOCIRCUITOS TRIFÁSICOS MÁXIMOS

Nodo	X(1) nodo (Ω)	X(1) nodo p.u.	X del transf. p.u.	Xsec+ máx. gen. p.u.	X total circuito p.u.	I base (A)	Icc p.u.	Icc 3 Φ (A)
141	0,45024	0,236421	0,4796	0,04753	0,76355	4183,69	1,30967	5479,26
144	0,47199	0,247842	0,4796	0,04753	0,77497	4183,69	1,29037	5398,52
145	0,49575	0,260318	0,4796	0,04753	0,78745	4183,69	1,26992	5312,98
146	0,55728	0,292628	0,4796	0,04753	0,81976	4183,69	1,21987	5103,58
147	0,48794	0,256217	0,4796	0,04753	0,78335	4183,69	1,27657	5340,80
148	0,50191	0,263553	0,4796	0,04753	0,79068	4183,69	1,26473	5291,25
149	0,51788	0,271939	0,4796	0,04753	0,79907	4183,69	1,25146	5235,72
150	0,54384	0,285570	0,4796	0,04753	0,81270	4183,69	1,23047	5147,90
152	0,56979	0,299197	0,4796	0,04753	0,82633	4183,69	1,21018	5063,01
154	0,57775	0,303376	0,4796	0,04753	0,83051	4183,69	1,20408	5037,53
155	0,58176	0,305482	0,4796	0,04753	0,83261	4183,69	1,20104	5024,79
156	0,6054	0,317895	0,4796	0,04753	0,84503	4183,69	1,18340	4950,97
159	0,67055	0,352106	0,4796	0,04753	0,87924	4183,69	1,13735	4758,33
158	0,68784	0,361185	0,4796	0,04753	0,88831	4183,69	1,12573	4709,70
160	0,63166	0,331685	0,4796	0,04753	0,85881	4183,69	1,16440	4871,48
161	0,64561	0,339010	0,4796	0,04753	0,86614	4183,69	1,15455	4830,28
162	0,66757	0,350541	0,4796	0,04753	0,87767	4183,69	1,13938	4766,82
163	0,70352	0,369418	0,4796	0,04753	0,89655	4183,69	1,11539	4666,45
164	0,735	0,385948	0,4796	0,04753	0,91308	4183,69	1,09520	4581,97
167	0,83575	0,438852	0,4796	0,04753	0,96598	4183,69	1,03522	4331,03
168	0,84995	0,446309	0,4796	0,04753	0,97344	4183,69	1,02729	4297,85
173	0,80925	0,424937	0,4796	0,04753	0,95207	4183,69	1,05035	4394,33
171	0,85468	0,448792	0,4796	0,04753	0,97592	4183,69	1,02467	4286,92
172	0,89964	0,472401	0,4796	0,04753	0,99953	4183,69	1,00047	4185,66
178	0,816	0,428481	0,4796	0,04753	0,95561	4183,69	1,04645	4378,03
180	0,93975	0,493463	0,4796	0,04753	1,02059	4183,69	0,97982	4099,28
184	0,852	0,447385	0,4796	0,04753	0,97452	4183,69	1,02615	4293,11
186	0,8565	0,449748	0,4796	0,04753	0,97688	4183,69	1,02367	4282,72
187	0,933	0,489918	0,4796	0,04753	1,01705	4183,69	0,98324	4113,57
188	1,005	0,527725	0,4796	0,04753	1,05486	4183,69	0,94800	3966,13
189	0,9465	0,497007	0,4796	0,04753	1,02414	4183,69	0,97643	4085,10
185	0,8565	0,449748	0,4796	0,04753	0,97688	4183,69	1,02367	4282,72
190	0,9015	0,473377	0,4796	0,04753	1,00051	4183,69	0,99949	4181,58
191	0,96	0,504096	0,4796	0,04753	1,03123	4183,69	0,96972	4057,01
192	0,9825	0,515911	0,4796	0,04753	1,04304	4183,69	0,95874	4011,06
193	0,9915	0,520636	0,4796	0,04753	1,04777	4183,69	0,95441	3992,97
194	1,059	0,556081	0,4796	0,04753	1,08321	4183,69	0,92318	3862,31
196	1,09725	0,576166	0,4796	0,04753	1,10330	4183,69	0,90638	3792,00

CORTOCIRCUITOS TRIFÁSICOS MÁXIMOS

Nodo	X(1) nodo (Ω)	X(1) nodo p.u.	X del transf. p.u.	Xsec+ máx. gen. p.u.	X total circuito p.u.	I base (A)	Icc p.u.	Icc 3 \emptyset (A)
197	1,1445	0,600977	0,4796	0,04753	1,12811	4183,69	0,88644	3708,60
199	1,13775	0,597432	0,4796	0,04753	1,12456	4183,69	0,88923	3720,29
200	1,15125	0,604521	0,4796	0,04753	1,13165	4183,69	0,88366	3696,99
203	1,20975	0,635239	0,4796	0,04753	1,16237	4183,69	0,86031	3599,28
204	1,185	0,622243	0,4796	0,04753	1,14937	4183,69	0,87004	3639,98
206	0,71947	0,377794	0,4796	0,04753	0,90492	4183,69	1,10507	4623,26
212	0,8153	0,428114	0,4796	0,04753	0,95524	4183,69	1,04685	4379,72
213	0,90995	0,477815	0,4796	0,04753	1,00494	4183,69	0,99508	4163,11
214	0,86319	0,453261	0,4796	0,04753	0,98039	4183,69	1,02000	4267,38
215	0,88714	0,465837	0,4796	0,04753	0,99297	4183,69	1,00708	4213,33
216	0,98904	0,519345	0,4796	0,04753	1,04647	4183,69	0,95559	3997,90
217	1,0269	0,539225	0,4796	0,04753	1,06635	4183,69	0,93777	3923,36
218	1,06476	0,559105	0,4796	0,04753	1,08624	4183,69	0,92061	3851,56
220	0,89913	0,472133	0,4796	0,04753	0,99926	4183,69	1,00074	4186,78
221	0,92306	0,484699	0,4796	0,04753	1,01183	4183,69	0,98831	4134,79
222	0,93505	0,490995	0,4796	0,04753	1,01812	4183,69	0,98220	4109,22
223	0,95499	0,501465	0,4796	0,04753	1,02860	4183,69	0,97220	4067,39
224	0,96696	0,507750	0,4796	0,04753	1,03488	4183,69	0,96630	4042,69
225	0,9969	0,523472	0,4796	0,04753	1,05060	4183,69	0,95184	3982,19
226	1,01087	0,530808	0,4796	0,04753	1,05794	4183,69	0,94524	3954,58
228	0,98812	0,518862	0,4796	0,04753	1,04599	4183,69	0,95603	3999,74
229	0,99285	0,521345	0,4796	0,04753	1,04848	4183,69	0,95377	3990,27

ANEXO II-4 Cortocircuitos 2Ø mínimos del alimentador.

CORTOCIRCUITOS BIFÁSICOS MÍNIMOS								
NODO	X(1) del nodo (Ω)	X(1) del nodo p.u.	X del transf p.u.	Xcc mín. gen. p.u.	X total p.u.	I base (A)	Icc p.u.	Icc 2Ø (A)
30	0,56402	0,296167	0,4796	0,06248	0,83825	4183,69	1,19	4322,34
37	0,60716	0,318820	0,4796	0,06248	0,86090	4183,69	1,16	4208,61
38	0,56992	0,299265	0,4796	0,06248	0,84134	4183,69	1,19	4306,42
40	0,70882	0,372201	0,4796	0,06248	0,91428	4183,69	1,09	3962,88
47	0,49788	0,261437	0,4796	0,06248	0,80351	4183,69	1,24	4509,15
52	0,58109	0,305129	0,4796	0,06248	0,84721	4183,69	1,18	4276,62
70	0,79986	0,420006	0,4796	0,06248	0,96209	4183,69	1,04	3765,97
71	0,80456	0,422474	0,4796	0,06248	0,96455	4183,69	1,04	3756,33
85	0,96938	0,509021	0,4796	0,06248	1,05110	4183,69	0,95	3447,04
88	0,95988	0,504033	0,4796	0,06248	1,04611	4183,69	0,96	3463,47
90	1,01756	0,534321	0,4796	0,06248	1,07640	4183,69	0,93	3366,02
97	0,31432	0,165049	0,4796	0,06248	0,70713	4183,69	1,41	5123,80
102	0,38817	0,203828	0,4796	0,06248	0,74591	4183,69	1,34	4857,42
114	0,60977	0,320190	0,4796	0,06248	0,86227	4183,69	1,16	4201,92
115	0,63817	0,335103	0,4796	0,06248	0,87718	4183,69	1,14	4130,48
146	0,55728	0,292628	0,4796	0,06248	0,83471	4183,69	1,20	4340,67
158	0,68784	0,361185	0,4796	0,06248	0,90326	4183,69	1,11	4011,21
168	0,84995	0,446309	0,4796	0,06248	0,98839	4183,69	1,01	3665,75
172	0,89964	0,472401	0,4796	0,06248	1,01448	4183,69	0,99	3571,47
174	0,861	0,452111	0,4796	0,06248	0,99419	4183,69	1,01	3644,36
186	0,8565	0,449748	0,4796	0,06248	0,99183	4183,69	1,01	3653,04
188	1,005	0,527725	0,4796	0,06248	1,06981	4183,69	0,93	3386,77
189	0,9465	0,497007	0,4796	0,06248	1,03909	4183,69	0,96	3486,90
200	1,15125	0,604521	0,4796	0,06248	1,14660	4183,69	0,87	3159,94
203	1,20975	0,635239	0,4796	0,06248	1,17732	4183,69	0,85	3077,49
204	1,185	0,622243	0,4796	0,06248	1,16432	4183,69	0,86	3111,84
219	1,06476	0,559105	0,4796	0,06248	1,10119	4183,69	0,91	3290,26
226	1,01087	0,530808	0,4796	0,06248	1,07289	4183,69	0,93	3377,04
229	0,99285	0,521345	0,4796	0,06248	1,06343	4183,69	0,94	3407,09

ANEXO II-5 Cortocircuitos 1Ø máximos del alimentador.

CORTOCIRCUITOS MONOFÁSICOS MÁXIMOS										
Nodo	X(1) del nodo (Ω)	X(1) del nodo p.u.	X(0) del nodo (Ω)	X(0) del nodo p.u.	X del transf p.u.	Xcc máx. gen. p.u.	Xtotal p.u.	Icc p.u.	I base (A)	Icc 1Ø (A)
3	0,02031	0,010665	0,04343	0,022805	0,4796	0,04753	1,577995	1,90	4183,69	7953,82
4	0,02281	0,011978	0,13374	0,070227	0,4796	0,04753	1,628042	1,84	4183,69	7709,32
5	0,03631	0,019066	0,18792	0,098677	0,4796	0,04753	1,670669	1,80	4183,69	7512,61
6	0,0259	0,013600	0,06403	0,033622	0,4796	0,04753	1,594682	1,88	4183,69	7870,59
7	0,0732	0,038437	0,19793	0,103933	0,4796	0,04753	1,714668	1,74	4183,69	7319,78
8	0,0538	0,028250	0,16703	0,087707	0,4796	0,04753	1,678068	1,79	4183,69	7479,49
9	0,0861	0,045211	0,16703	0,087707	0,4796	0,04753	1,711990	1,75	4183,69	7331,29
10	0,11841	0,062177	0,16703	0,087707	0,4796	0,04753	1,745922	1,72	4183,69	7188,81
11	0,0937	0,049202	0,31413	0,164950	0,4796	0,04753	1,797213	1,67	4183,69	6983,64
12	0,1175	0,061699	0,31413	0,164950	0,4796	0,04753	1,822208	1,65	4183,69	6887,85
13	0,1076	0,056501	0,36563	0,191992	0,4796	0,04753	1,838854	1,63	4183,69	6825,50
14	0,1746	0,091682	0,61283	0,321797	0,4796	0,04753	2,039022	1,47	4183,69	6155,45
18	0,25139	0,132005	0,91006	0,477872	0,4796	0,04753	2,275742	1,32	4183,69	5515,17
19	0,24437	0,128319	0,87026	0,456973	0,4796	0,04753	2,247471	1,33	4183,69	5584,54
20	0,32797	0,172217	0,87026	0,456973	0,4796	0,04753	2,335267	1,28	4183,69	5374,59
21	0,30825	0,161862	1,10576	0,580634	0,4796	0,04753	2,438218	1,23	4183,69	5147,65
24	0,41075	0,215685	1,44712	0,759882	0,4796	0,04753	2,725112	1,10	4183,69	4605,72
26	0,53096	0,278807	1,58111	0,830240	0,4796	0,04753	2,921714	1,03	4183,69	4295,80
27	0,58765	0,308575	1,58111	0,830240	0,4796	0,04753	2,981250	1,01	4183,69	4210,01
28	0,46991	0,246750	1,6146	0,847826	0,4796	0,04753	2,875185	1,04	4183,69	4365,32
30	0,56402	0,296167	1,884	0,989288	0,4796	0,04753	3,115482	0,96	4183,69	4028,62
31	0,52907	0,277815	1,78208	0,935770	0,4796	0,04753	3,025259	0,99	4183,69	4148,77
33	0,55837	0,293200	1,88329	0,988915	0,4796	0,04753	3,109175	0,96	4183,69	4036,79
34	0,59553	0,312713	1,96966	1,034268	0,4796	0,04753	3,193553	0,94	4183,69	3930,13
35	0,60231	0,316273	1,91305	1,004542	0,4796	0,04753	3,170948	0,95	4183,69	3958,15
37	0,60716	0,318820	2,00315	1,051854	0,4796	0,04753	3,223353	0,93	4183,69	3893,80
38	0,56992	0,299265	1,91305	1,004542	0,4796	0,04753	3,136932	0,96	4183,69	4001,07
39	0,65337	0,343084	2,12221	1,114372	0,4796	0,04753	3,334401	0,90	4183,69	3764,12
40	0,70882	0,372201	2,26509	1,189398	0,4796	0,04753	3,467661	0,87	4183,69	3619,47
42	0,3961	0,207992	1,42956	0,750662	0,4796	0,04753	2,700506	1,11	4183,69	4647,68
43	0,42205	0,221618	1,52523	0,800898	0,4796	0,04753	2,777995	1,08	4183,69	4518,04
44	0,43003	0,225809	1,55466	0,816352	0,4796	0,04753	2,801829	1,07	4183,69	4479,61
48	0,440017	0,231053	1,591456	0,835673	0,4796	0,04753	2,831639	1,06	4183,69	4432,45
46	0,453985	0,238387	1,64297	0,862723	0,4796	0,04753	2,873358	1,04	4183,69	4368,09
45	0,481937	0,253065	1,745996	0,916822	0,4796	0,04753	2,956812	1,01	4183,69	4244,81
47	0,497907	0,261451	1,80486	0,947732	0,4796	0,04753	3,004493	1,00	4183,69	4177,44

CORTOCIRCUITOS MONOFÁSICOS MÁXIMOS

Nodo	X(1) del nodo (Ω)	X(1) del nodo p.u.	X(0) del nodo (Ω)	X(0) del nodo p.u.	X del transf p.u.	Xcc máx. gen. p.u.	Xtotal p.u.	Icc p.u.	I base (A)	Icc 1Ø (A)
49	0,481937	0,253065	1,74599	0,916819	0,4796	0,04753	2,956809	1,01	4183,69	4244,81
51	0,59271	0,311232	1,92392	1,010250	0,4796	0,04753	3,166574	0,95	4183,69	3963,62
52	0,581087	0,305129	2,019176	1,060269	0,4796	0,04753	3,204386	0,94	4183,69	3916,85
53	0,541097	0,284130	1,913486	1,004771	0,4796	0,04753	3,106891	0,97	4183,69	4039,76
54	0,60735	0,318919	2,10107	1,103271	0,4796	0,04753	3,274970	0,92	4183,69	3832,43
55	0,62628	0,328859	2,15466	1,131411	0,4796	0,04753	3,322990	0,90	4183,69	3777,05
56	0,73157	0,384147	2,15466	1,131411	0,4796	0,04753	3,433566	0,87	4183,69	3655,41
57	0,64379	0,338054	2,101076	1,103275	0,4796	0,04753	3,313242	0,91	4183,69	3788,16
58	0,72478	0,380582	2,101076	1,103275	0,4796	0,04753	3,398298	0,88	4183,69	3693,35
59	0,63575	0,333832	2,18146	1,145484	0,4796	0,04753	3,347008	0,90	4183,69	3749,94
60	0,64995	0,341289	2,221656	1,166591	0,4796	0,04753	3,383028	0,89	4183,69	3710,02
61	0,65231	0,342528	2,22835	1,170106	0,4796	0,04753	3,389022	0,89	4183,69	3703,46
62	0,70899	0,372290	2,228356	1,170109	0,4796	0,04753	3,448550	0,87	4183,69	3639,53
63	0,66651	0,349984	2,268546	1,191213	0,4796	0,04753	3,425041	0,88	4183,69	3664,51
64	0,68443	0,359394	2,342146	1,229860	0,4796	0,04753	3,482508	0,86	4183,69	3604,04
65	0,71756	0,376791	2,435936	1,279109	0,4796	0,04753	3,566551	0,84	4183,69	3519,11
69	0,81379	0,427321	2,583286	1,356483	0,4796	0,04753	3,744985	0,80	4183,69	3351,44
70	0,79986	0,420006	2,630886	1,381478	0,4796	0,04753	3,755350	0,80	4183,69	3342,19
71	0,80456	0,422474	2,642816	1,387742	0,4796	0,04753	3,766551	0,80	4183,69	3332,25
72	0,71958	0,377851	2,395736	1,258000	0,4796	0,04753	3,547563	0,85	4183,69	3537,95
74	0,76691	0,402704	2,529626	1,328306	0,4796	0,04753	3,667575	0,82	4183,69	3422,18
75	0,77909	0,409100	2,61	1,370510	0,4796	0,04753	3,722570	0,81	4183,69	3371,62
76	0,8439	0,443132	2,610016	1,370519	0,4796	0,04753	3,790642	0,79	4183,69	3311,07
77	0,81379	0,427321	2,658136	1,395787	0,4796	0,04753	3,784288	0,79	4183,69	3316,63
78	0,80985	0,425252	2,697106	1,416250	0,4796	0,04753	3,800614	0,79	4183,69	3302,39
79	0,85815	0,450614	2,737296	1,437353	0,4796	0,04753	3,872442	0,77	4183,69	3241,13
80	0,88244	0,463369	2,737296	1,437353	0,4796	0,04753	3,897952	0,77	4183,69	3219,92
81	0,91484	0,480382	2,737296	1,437353	0,4796	0,04753	3,931978	0,76	4183,69	3192,06
82	0,88655	0,465527	2,817686	1,479566	0,4796	0,04753	3,944481	0,76	4183,69	3181,94
83	0,90548	0,475467	2,8712	1,507666	0,4796	0,04753	3,992461	0,75	4183,69	3143,70
85	0,96938	0,509021	3,012066	1,581635	0,4796	0,04753	4,133538	0,73	4183,69	3036,40
86	1,01187	0,531333	2,971876	1,560531	0,4796	0,04753	4,157057	0,72	4183,69	3019,23
87	0,93148	0,489120	2,904876	1,525350	0,4796	0,04753	4,037450	0,74	4183,69	3108,67
88	0,95988	0,504033	3,0251	1,588479	0,4796	0,04753	4,130405	0,73	4183,69	3038,71
89	0,97828	0,513695	3,032776	1,592510	0,4796	0,04753	4,153759	0,72	4183,69	3021,62
90	1,01756	0,534321	3,133976	1,645650	0,4796	0,04753	4,248151	0,71	4183,69	2954,48
92	0,23249	0,122080	0,82624	0,433858	0,4796	0,04753	2,211879	1,36	4183,69	5674,40
93	0,26243	0,137802	0,93663	0,491824	0,4796	0,04753	2,301288	1,30	4183,69	5453,94

CORTOCIRCUITOS MONOFÁSICOS MÁXIMOS

Nodo	X(1) del nodo (Ω)	X(1) del nodo p.u.	X(0) del nodo (Ω)	X(0) del nodo p.u.	X del transf p.u.	Xcc máx. gen. p.u.	Xtotal p.u.	Icc p.u.	I base (A)	Icc 1Ø (A)
95	0,29236	0,153518	1,047	0,549779	0,4796	0,04753	2,390676	1,25	4183,69	5250,02
96	0,28438	0,149328	1,01757	0,534326	0,4796	0,04753	2,366842	1,27	4183,69	5302,89
98	0,28438	0,149328	1,01757	0,534326	0,4796	0,04753	2,366842	1,27	4183,69	5302,89
99	0,29635	0,155613	1,06176	0,557530	0,4796	0,04753	2,402617	1,25	4183,69	5223,93
100	0,35424	0,186011	1,27514	0,669576	0,4796	0,04753	2,575458	1,16	4183,69	4873,34
103	0,41258	0,216646	1,46592	0,769754	0,4796	0,04753	2,736906	1,10	4183,69	4585,87
105	0,50724	0,266352	1,7339	0,910470	0,4796	0,04753	2,977034	1,01	4183,69	4215,97
106	0,49731	0,261137	1,70892	0,897353	0,4796	0,04753	2,953488	1,02	4183,69	4249,58
108	0,55862	0,293331	1,7876	0,938668	0,4796	0,04753	3,059191	0,98	4183,69	4102,75
109	0,53556	0,281222	1,83051	0,961200	0,4796	0,04753	3,057505	0,98	4183,69	4105,01
111	0,59223	0,310980	1,9235	1,010029	0,4796	0,04753	3,165849	0,95	4183,69	3964,53
112	0,59314	0,311458	1,9235	1,010029	0,4796	0,04753	3,166805	0,95	4183,69	3963,33
113	0,57901	0,304038	1,96369	1,031133	0,4796	0,04753	3,173069	0,95	4183,69	3955,51
114	0,60977	0,320190	2,05077	1,076859	0,4796	0,04753	3,251099	0,92	4183,69	3860,57
115	0,63817	0,335103	2,13117	1,119077	0,4796	0,04753	3,323143	0,90	4183,69	3776,87
117	0,66846	0,351008	2,01058	1,055755	0,4796	0,04753	3,291631	0,91	4183,69	3813,03
118	0,24249	0,127331	0,86303	0,453177	0,4796	0,04753	2,241700	1,34	4183,69	5598,92
119	0,44809	0,235292	1,00372	0,527053	0,4796	0,04753	2,531497	1,19	4183,69	4957,97
120	0,24845	0,130461	0,88503	0,464729	0,4796	0,04753	2,259511	1,33	4183,69	5554,78
121	0,33267	0,174685	1,15017	0,603954	0,4796	0,04753	2,487184	1,21	4183,69	5046,31
122	0,29436	0,154568	1,05429	0,553607	0,4796	0,04753	2,396604	1,25	4183,69	5237,03
123	0,28041	0,147243	1,00278	0,526560	0,4796	0,04753	2,354906	1,27	4183,69	5329,76
124	0,31833	0,167155	1,1426	0,599979	0,4796	0,04753	2,468149	1,22	4183,69	5085,22
125	0,34625	0,181816	1,21404	0,637492	0,4796	0,04753	2,534984	1,18	4183,69	4951,15
127	0,34028	0,178681	1,22354	0,642481	0,4796	0,04753	2,533702	1,18	4183,69	4953,66
128	0,38098	0,200053	1,35229	0,710087	0,4796	0,04753	2,644052	1,13	4183,69	4746,92
129	0,35822	0,188101	1,28977	0,677258	0,4796	0,04753	2,587320	1,16	4183,69	4851,00
130	0,37021	0,194397	1,33392	0,700441	0,4796	0,04753	2,623095	1,14	4183,69	4784,84
133	0,40811	0,214298	1,47374	0,773861	0,4796	0,04753	2,736317	1,10	4183,69	4586,86
134	0,44842	0,235465	1,51789	0,797044	0,4796	0,04753	2,801834	1,07	4183,69	4479,60
135	0,4201	0,220594	1,51789	0,797044	0,4796	0,04753	2,772093	1,08	4183,69	4527,66
136	0,48015	0,252127	1,67267	0,878319	0,4796	0,04753	2,916432	1,03	4183,69	4303,58
137	0,48939	0,256979	1,69648	0,890821	0,4796	0,04753	2,938638	1,02	4183,69	4271,06
138	0,55418	0,291000	1,69648	0,890821	0,4796	0,04753	3,006681	1,00	4183,69	4174,40
139	0,43205	0,226869	1,56204	0,820227	0,4796	0,04753	2,807826	1,07	4183,69	4470,04
140	0,43606	0,228975	1,57675	0,827951	0,4796	0,04753	2,819761	1,06	4183,69	4451,12
141	0,45024	0,236421	1,61694	0,849055	0,4796	0,04753	2,855757	1,05	4183,69	4395,01
144	0,47199	0,247842	1,7092	0,897501	0,4796	0,04753	2,927044	1,02	4183,69	4287,98

CORTOCIRCUITOS MONOFÁSICOS MÁXIMOS

Nodo	X(1) del nodo (Ω)	X(1) del nodo p.u.	X(0) del nodo (Ω)	X(0) del nodo p.u.	X del transf p.u.	Xcc máx. gen. p.u.	Xtotal p.u.	Icc p.u.	I base (A)	Icc 1Ø (A)
145	0,49575	0,260318	1,81127	0,951097	0,4796	0,04753	3,005594	1,00	4183,69	4175,91
146	0,55728	0,292628	1,98546	1,042565	0,4796	0,04753	3,161680	0,95	4183,69	3969,75
147	0,48794	0,256217	1,76808	0,928418	0,4796	0,04753	2,974713	1,01	4183,69	4219,26
148	0,50191	0,263553	1,81959	0,955466	0,4796	0,04753	3,016432	0,99	4183,69	4160,91
149	0,51788	0,271939	1,87846	0,986379	0,4796	0,04753	3,064116	0,98	4183,69	4096,15
150	0,54384	0,285570	1,97412	1,036610	0,4796	0,04753	3,141610	0,95	4183,69	3995,11
151	0,588366	0,308951	1,97412	1,036610	0,4796	0,04753	3,188372	0,94	4183,69	3936,52
152	0,56979	0,299197	2,06979	1,086846	0,4796	0,04753	3,219099	0,93	4183,69	3898,95
153	0,61836	0,324701	2,06979	1,086846	0,4796	0,04753	3,270108	0,92	4183,69	3838,13
154	0,57775	0,303376	2,09922	1,102300	0,4796	0,04753	3,242913	0,93	4183,69	3870,31
155	0,58176	0,305482	2,11393	1,110024	0,4796	0,04753	3,254848	0,92	4183,69	3856,12
156	0,6054	0,317895	2,18092	1,145201	0,4796	0,04753	3,314851	0,91	4183,69	3786,32
159	0,67055	0,352106	2,46491	1,294324	0,4796	0,04753	3,532395	0,85	4183,69	3553,14
158	0,68784	0,361185	2,53913	1,333297	0,4796	0,04753	3,589526	0,84	4183,69	3496,59
160	0,63166	0,331685	2,2979	1,206627	0,4796	0,04753	3,403856	0,88	4183,69	3687,32
161	0,64561	0,339010	2,34941	1,233675	0,4796	0,04753	3,445554	0,87	4183,69	3642,69
162	0,66757	0,350541	2,43891	1,280671	0,4796	0,04753	3,515613	0,85	4183,69	3570,10
163	0,70352	0,369418	2,57137	1,350226	0,4796	0,04753	3,622922	0,83	4183,69	3464,36
164	0,735	0,385948	2,6978	1,416614	0,4796	0,04753	3,722371	0,81	4183,69	3371,80
167	0,83575	0,438852	3,06019	1,606905	0,4796	0,04753	4,018469	0,75	4183,69	3123,35
168	0,84995	0,446309	3,10038	1,628009	0,4796	0,04753	4,054486	0,74	4183,69	3095,61
173	0,80925	0,424937	2,99582	1,573104	0,4796	0,04753	3,956838	0,76	4183,69	3172,00
170	0,88739	0,465968	3,08029	1,617460	0,4796	0,04753	4,083256	0,73	4183,69	3073,80
171	0,85468	0,448792	3,11378	1,635045	0,4796	0,04753	4,066490	0,74	4183,69	3086,47
172	0,89964	0,472401	3,24107	1,701885	0,4796	0,04753	4,180547	0,72	4183,69	3002,26
178	0,816	0,428481	3,70148	1,943646	0,4796	0,04753	4,334469	0,69	4183,69	2895,65
180	0,93975	0,493463	4,35241	2,285449	0,4796	0,04753	4,806235	0,62	4183,69	2611,42
184	0,852	0,447385	4,07342	2,138952	0,4796	0,04753	4,567582	0,66	4183,69	2747,86
186	0,8565	0,449748	4,08772	2,146461	0,4796	0,04753	4,579817	0,66	4183,69	2740,52
187	0,933	0,489918	4,33093	2,274170	0,4796	0,04753	4,787867	0,63	4183,69	2621,44
188	1,005	0,527725	4,55982	2,394360	0,4796	0,04753	4,983671	0,60	4183,69	2518,44
189	0,9465	0,497007	4,37384	2,296702	0,4796	0,04753	4,824576	0,62	4183,69	2601,49
185	0,8565	0,449748	4,08773	2,146466	0,4796	0,04753	4,579822	0,66	4183,69	2740,52
190	0,9015	0,473377	4,23079	2,221587	0,4796	0,04753	4,702202	0,64	4183,69	2669,19
191	0,96	0,504096	4,41677	2,319245	0,4796	0,04753	4,861296	0,62	4183,69	2581,84
192	0,9825	0,515911	4,4883	2,356805	0,4796	0,04753	4,922486	0,61	4183,69	2549,75
193	0,9915	0,520636	4,51691	2,371828	0,4796	0,04753	4,946961	0,61	4183,69	2537,13
194	1,059	0,556081	4,7315	2,484510	0,4796	0,04753	5,130531	0,58	4183,69	2446,35

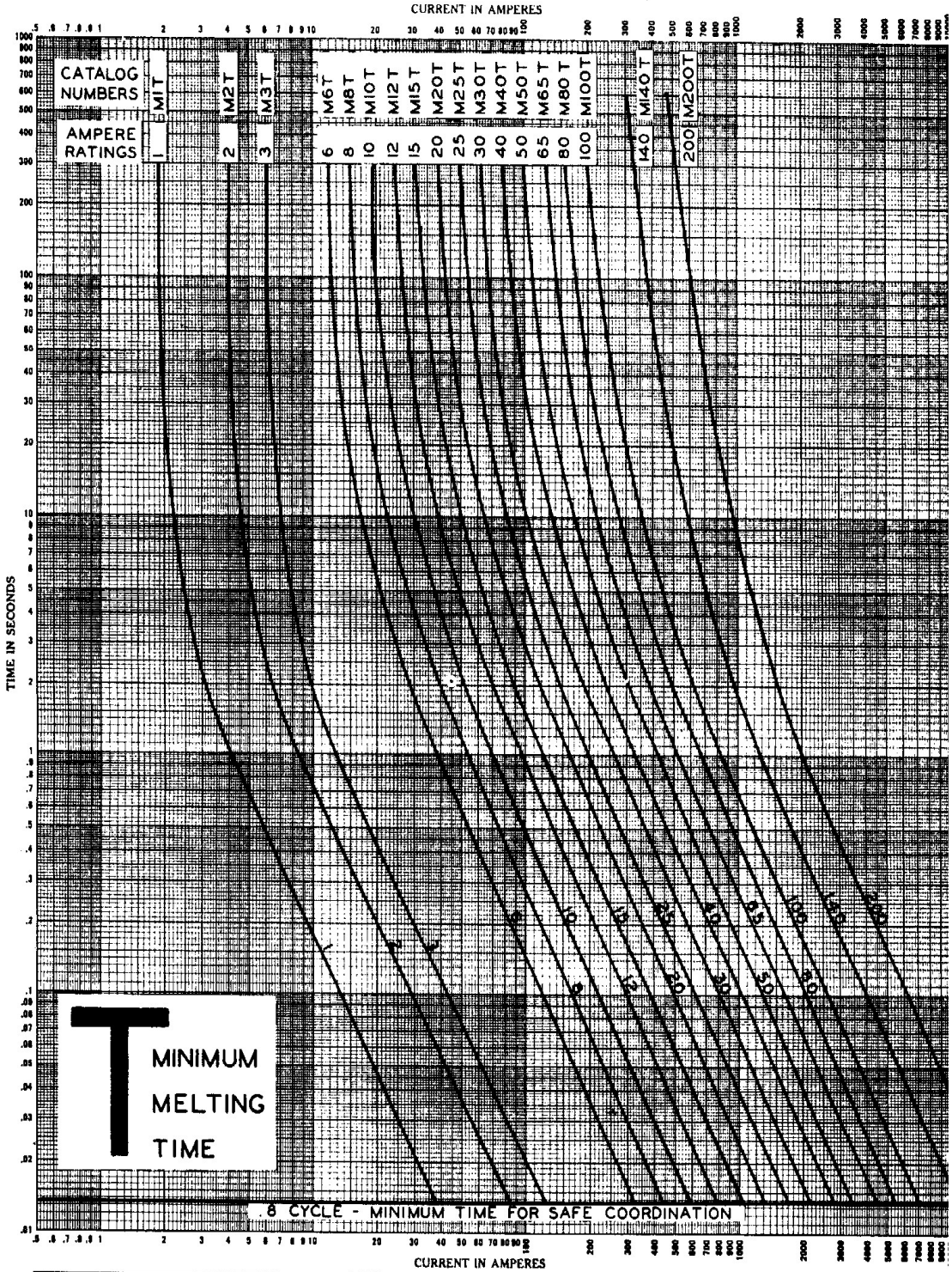
CORTOCIRCUITOS MONOFÁSICOS MÁXIMOS

Nodo	X(1) del nodo (Ω)	X(1) del nodo p.u.	X(0) del nodo (Ω)	X(0) del nodo p.u.	X del transf p.u.	Xcc máx. gen. p.u.	Xtotal p.u.	Icc p.u.	I base (A)	Icc 1Ø (A)
196	1,09725	0,576166	4,85309	2,548356	0,4796	0,04753	5,234548	0,57	4183,69	2397,74
197	1,1445	0,600977	5,00331	2,627237	0,4796	0,04753	5,363050	0,56	4183,69	2340,29
199	1,13775	0,597432	4,98184	2,615963	0,4796	0,04753	5,344688	0,56	4183,69	2348,33
200	1,15125	0,604521	5,02475	2,638495	0,4796	0,04753	5,381397	0,56	4183,69	2332,31
203	1,20975	0,635239	5,21073	2,736153	0,4796	0,04753	5,540492	0,54	4183,69	2265,34
204	1,185	0,622243	5,13205	2,694838	0,4796	0,04753	5,473185	0,55	4183,69	2293,20
206	0,71947	0,377794	2,63024	1,381138	0,4796	0,04753	3,670585	0,82	4183,69	3419,37
212	0,8153	0,428114	2,98347	1,566619	0,4796	0,04753	3,956707	0,76	4183,69	3172,11
213	0,90995	0,477815	3,25146	1,707341	0,4796	0,04753	4,196830	0,71	4183,69	2990,61
214	0,86319	0,453261	3,16009	1,659363	0,4796	0,04753	4,099744	0,73	4183,69	3061,43
215	0,88714	0,465837	3,2484	1,705734	0,4796	0,04753	4,171268	0,72	4183,69	3008,94
216	0,98904	0,519345	3,54714	1,862602	0,4796	0,04753	4,435152	0,68	4183,69	2829,91
217	1,0269	0,539225	3,65433	1,918888	0,4796	0,04753	4,531198	0,66	4183,69	2769,93
218	1,06476	0,559105	3,76152	1,975173	0,4796	0,04753	4,627244	0,65	4183,69	2712,43
220	0,89913	0,472133	3,29255	1,728917	0,4796	0,04753	4,207043	0,71	4183,69	2983,35
221	0,92306	0,484699	3,38086	1,775289	0,4796	0,04753	4,278546	0,70	4183,69	2933,49
222	0,93505	0,490995	3,42501	1,798472	0,4796	0,04753	4,314321	0,70	4183,69	2909,17
223	0,95499	0,501465	3,4986	1,837114	0,4796	0,04753	4,373904	0,69	4183,69	2869,54
224	0,96696	0,507750	3,54275	1,860297	0,4796	0,04753	4,409658	0,68	4183,69	2846,27
225	0,9969	0,523472	3,65314	1,918263	0,4796	0,04753	4,499067	0,67	4183,69	2789,71
226	1,01087	0,530808	3,70465	1,945311	0,4796	0,04753	4,540786	0,66	4183,69	2764,08
227	0,98362	0,516499	3,42501	1,798472	0,4796	0,04753	4,365329	0,69	4183,69	2875,18
228	0,98812	0,518862	3,59239	1,886363	0,4796	0,04753	4,457946	0,67	4183,69	2815,44
229	0,99285	0,521345	3,60578	1,893394	0,4796	0,04753	4,469945	0,67	4183,69	2807,89

ANEXO II-6 Cortocircuitos 1Ø mínimos del alimentador.

CORTOCIRCUITOS MONOFÁSICOS MÍNIMOS										
Nodo	X(1) del nodo (Ω)	X(1) del nodo p.u.	X(0) del nodo (Ω)	X(0) del nodo p.u.	X del transf p.u.	Xcc min. gen. p.u.	X total p.u.	Icc p.u.	I base (A)	Icc 1Ø (A)
27	0,58765	0,308575	1,58111	0,830240	0,4796	0,06248	3,01114	0,9963	4183,69	4168,21
30	0,56402	0,296167	1,884	0,989288	0,4796	0,06248	3,145382	0,95378	4183,69	3990,32
37	0,60716	0,318820	2,00315	1,051854	0,4796	0,06248	3,253253	0,92215	4183,69	3858,01
226	1,01087	0,530808	3,70465	1,945311	0,4796	0,06248	4,570686	0,65636	4183,69	2746,00
35	0,60231	0,316273	1,91305	1,004542	0,4796	0,06248	3,200848	0,93725	4183,69	3921,18
40	0,70882	0,372201	2,26509	1,189398	0,4796	0,06248	3,497561	0,85774	4183,69	3588,53
47	0,49788	0,261437	1,80486	0,947735	0,4796	0,06248	3,034368	0,98867	4183,69	4136,31
51	0,59271	0,311232	1,92392	1,010250	0,4796	0,06248	3,196474	0,93853	4183,69	3926,54
52	0,58108	0,305129	2,01917	1,060269	0,4796	0,06248	3,234286	0,92756	4183,69	3880,64
69	0,81379	0,427321	2,58328	1,356483	0,4796	0,06248	3,774885	0,79473	4183,69	3324,89
70	0,79986	0,420006	2,63088	1,381478	0,4796	0,06248	3,785250	0,79255	4183,69	3315,79
71	0,80456	0,422474	2,64281	1,387742	0,4796	0,06248	3,796451	0,79021	4183,69	3306,01
85	0,96938	0,509021	3,01206	1,581635	0,4796	0,06248	4,163438	0,72056	4183,69	3014,60
86	1,01187	0,531333	2,97187	1,560531	0,4796	0,06248	4,186957	0,71651	4183,69	2997,66
88	0,95988	0,504033	2,98517	1,567515	0,4796	0,06248	4,139341	0,72475	4183,70	3032,15
90	1,01756	0,534321	3,13397	1,645650	0,4796	0,06248	4,278051	0,70125	4183,69	2933,83
102	0,31432	0,165049	1,40024	0,735266	0,4796	0,06248	2,629124	1,14106	4183,69	4773,87
114	0,60977	0,320190	2,05077	1,076859	0,4796	0,06248	3,280999	0,91436	4183,69	3825,39
115	0,63817	0,335103	2,13117	1,119077	0,4796	0,06248	3,353043	0,89471	4183,69	3743,20
117	0,66846	0,351008	2,01058	1,055755	0,4796	0,06248	3,321531	0,90320	4183,69	3778,71
138	0,55418	0,291000	1,69648	0,890821	0,4796	0,06248	3,036581	0,98795	4183,69	4133,30
168	0,84995	0,446309	3,10038	1,628009	0,4796	0,06248	4,084386	0,73450	4183,69	3072,94
170	0,88739	0,465968	3,08029	1,617460	0,4796	0,06248	4,113156	0,72937	4183,69	3051,45
172	0,89964	0,472401	3,24107	1,701885	0,4796	0,06248	4,210447	0,71251	4183,69	2980,94
186	0,8565	0,449748	4,08772	2,146461	0,4796	0,06248	4,609717	0,65080	4183,69	2722,75
188	1,005	0,527725	4,55982	2,394360	0,4796	0,06248	5,013571	0,59838	4183,69	2503,42
189	0,9465	0,497007	4,37384	2,296702	0,4796	0,06248	4,854476	0,61799	4183,69	2585,47
196	1,09725	0,576166	4,85309	2,548356	0,4796	0,06248	5,264448	0,56986	4183,69	2384,12
200	1,15125	0,604521	5,02475	2,638495	0,4796	0,06248	5,411297	0,55440	4183,69	2319,42
203	1,20975	0,635239	5,21073	2,736153	0,4796	0,06248	5,570392	0,53856	4183,69	2253,18
204	1,185	0,622243	5,13205	2,694838	0,4796	0,06248	5,503085	0,54515	4183,69	2280,74
219	1,06712	0,560344	3,76821	1,978686	0,4796	0,06248	4,663135	0,64334	4183,69	2691,56
229	0,99285	0,521345	3,60578	1,893394	0,4796	0,06248	4,499845	0,66669	4183,69	2789,23

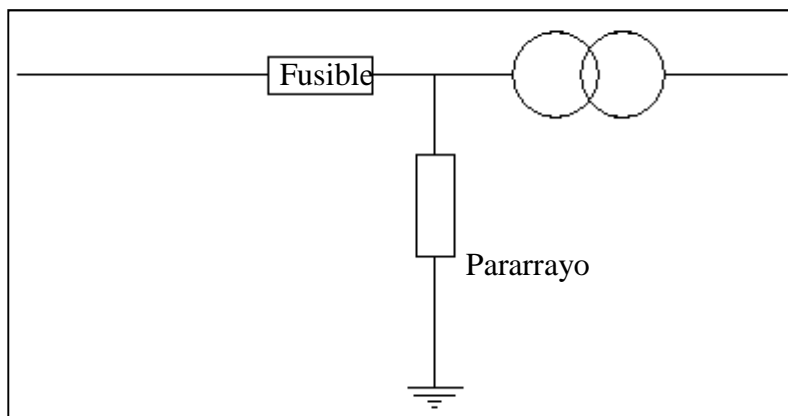
ANEXO II-7 Curvas típicas del tiempo mínimo de fusión de los fusibles T.



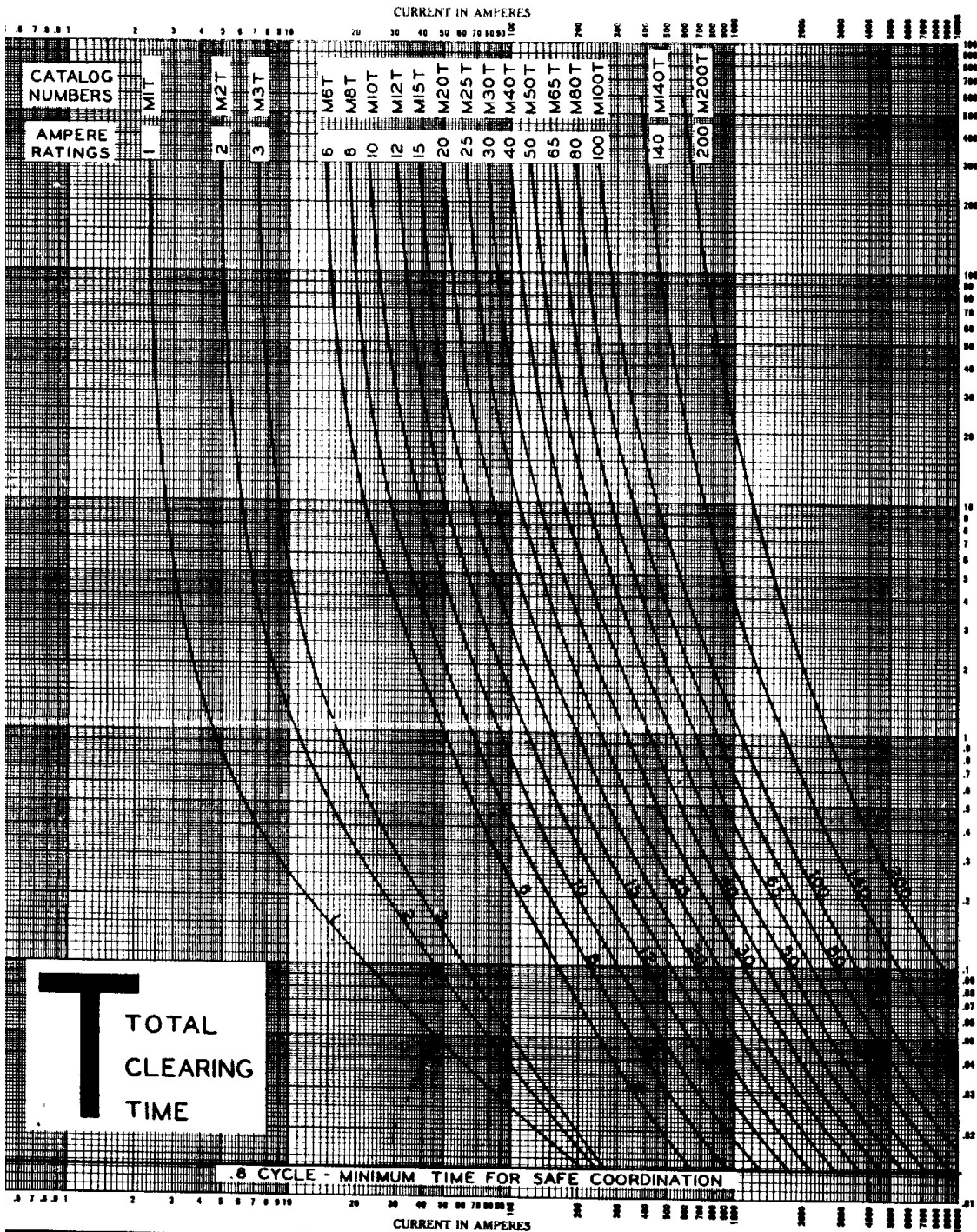
MINIMUM MELTING Time-Current Characteristic Curves
 For: CHANCE TYPE "T" (SLOW) Fuse Links In Chance Cutouts
 Basis for data: ANSI/IEEE Standard C37.41 - 1988
 1. Tests made at less than rated cutout voltage starting at 25C with no initial load.
 2. Curves are plotted to minimum test points so variations should be plus.

30005

ANEXO II-8 Conexión fusible pararrayo



ANEXO II-9 Curvas típicas del tiempo máximo de limpieza de los fusibles T



TOTAL CLEARING Time-Current Characteristic Curves
 For: CHANCE TYPE "T" (SLOW) Fuse Links In Chance Cutouts
 Basis for data: ANSI/IEEE Standard C37.41 - 1988

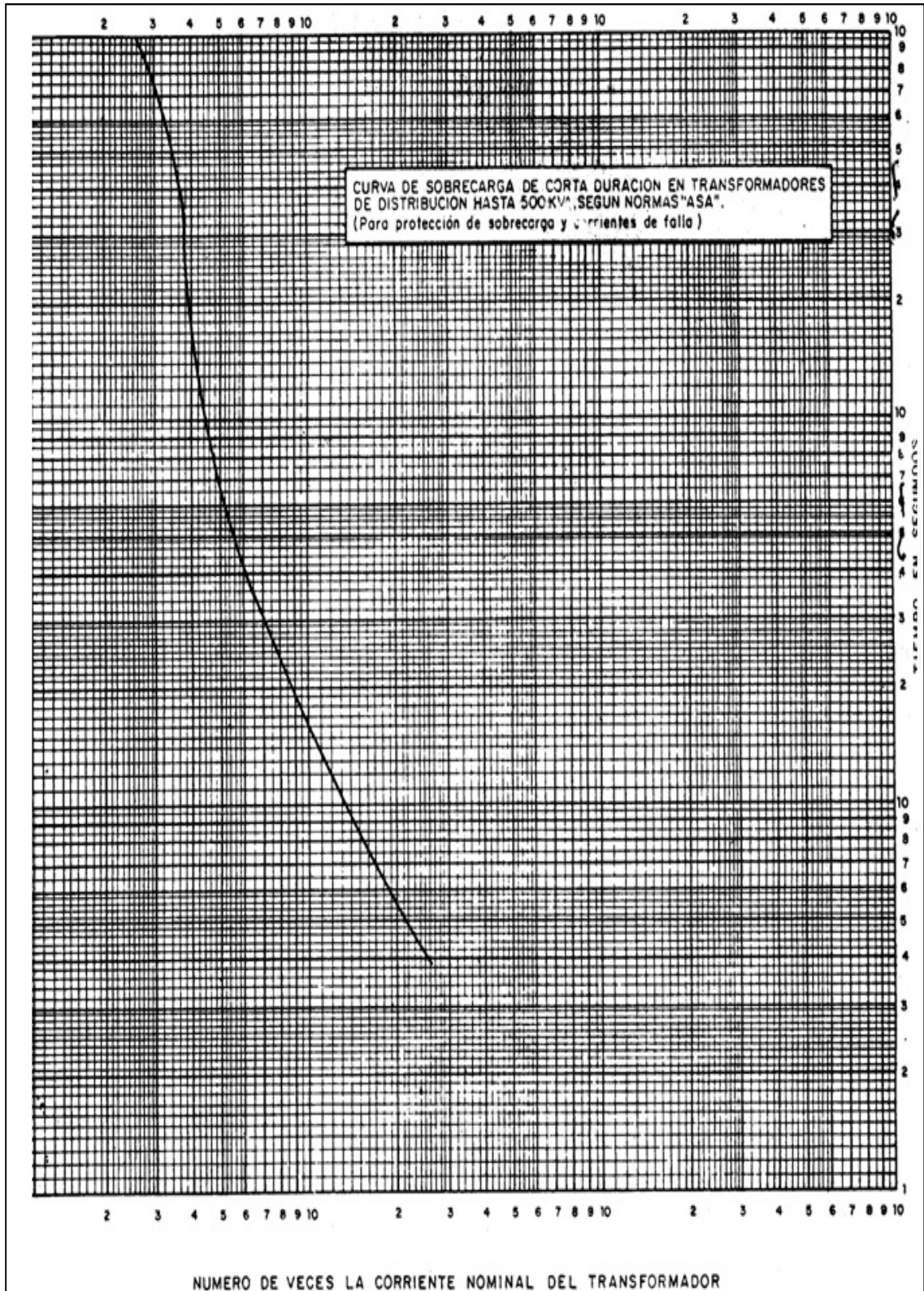
1. Tests made at rated cutout voltage starting at 25°C with no initial load.
2. Curves are plotted to maximum test points so variations should be minus.

30006

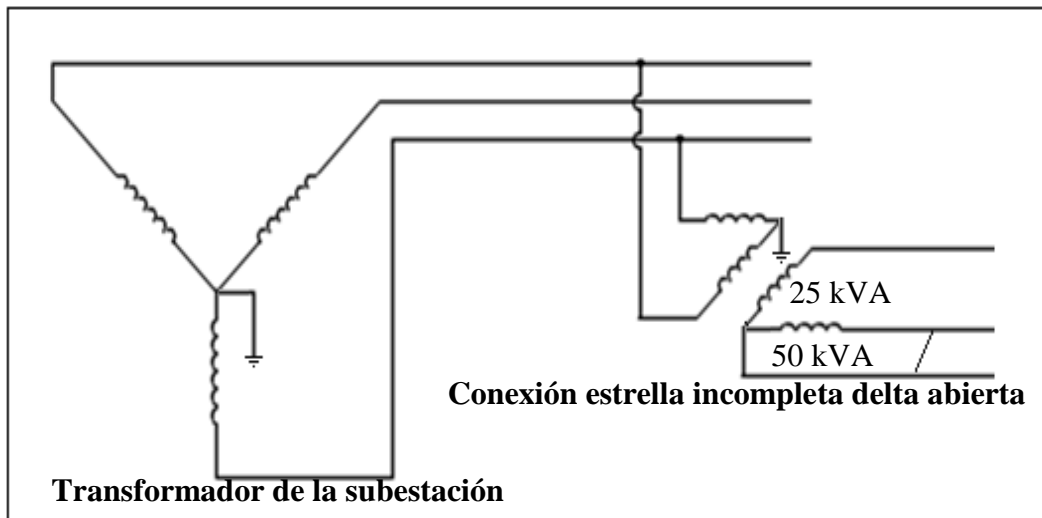


ANEXO II-10 Curva de sobrecarga de corta duración en transformadores de distribución hasta 500 kVA para protección de sobrecarga y corrientes de falla.

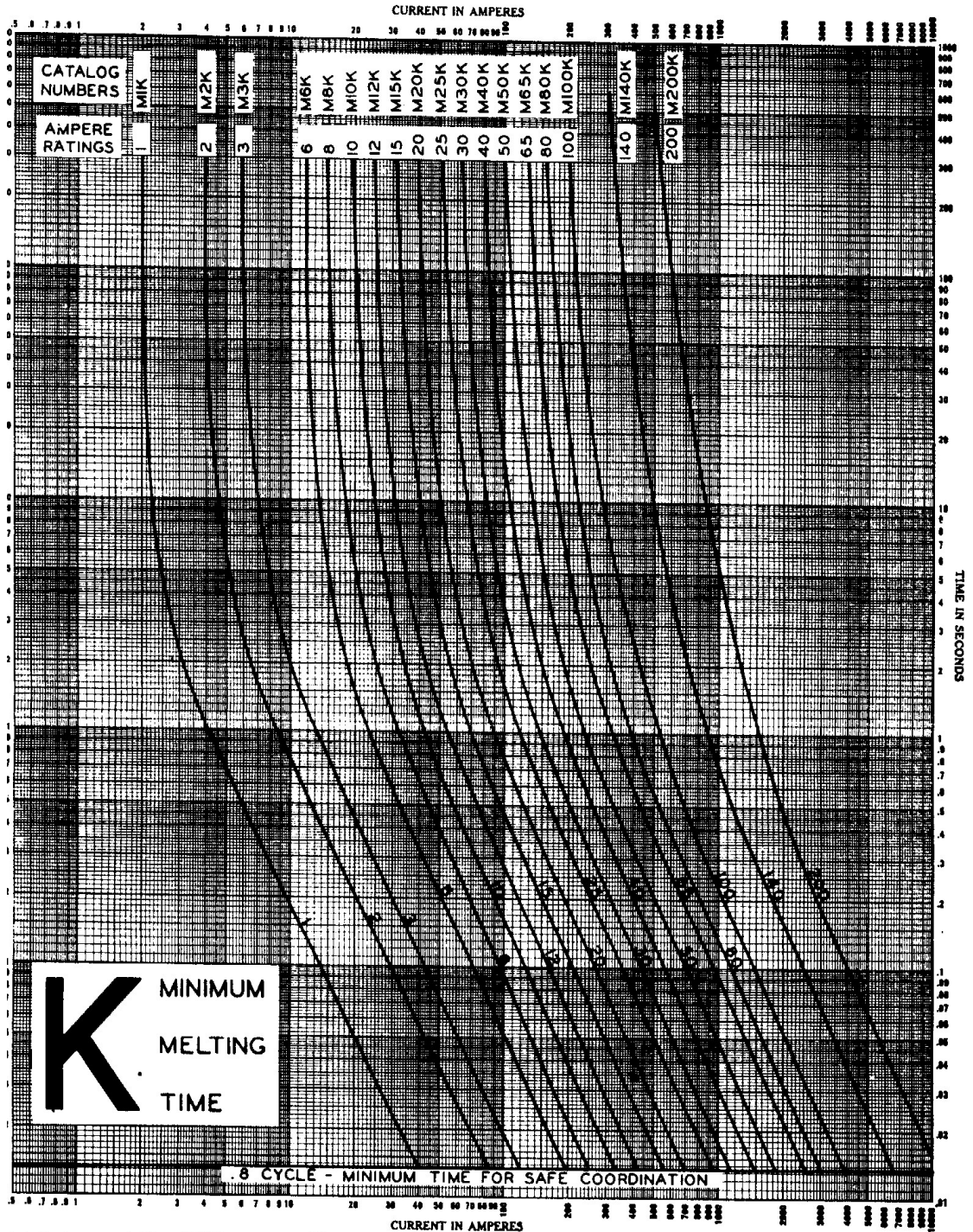
(Según Normas ASA)



ANEXO II-11 Diagrama de conexión estrella abierta delta abierta.



ANEXO II-12 Curvas típicas del tiempo mínimo de fusión de los fusibles K.



K MINIMUM
MELTING
TIME

MINIMUM MELTING Time-Current Characteristic Curves
 For: CHANCE TYPE "K" (FAST) Fuse Links In Chance Cutouts
 Basis for data: ANSI/IEEE Standard C37.41 - 1988

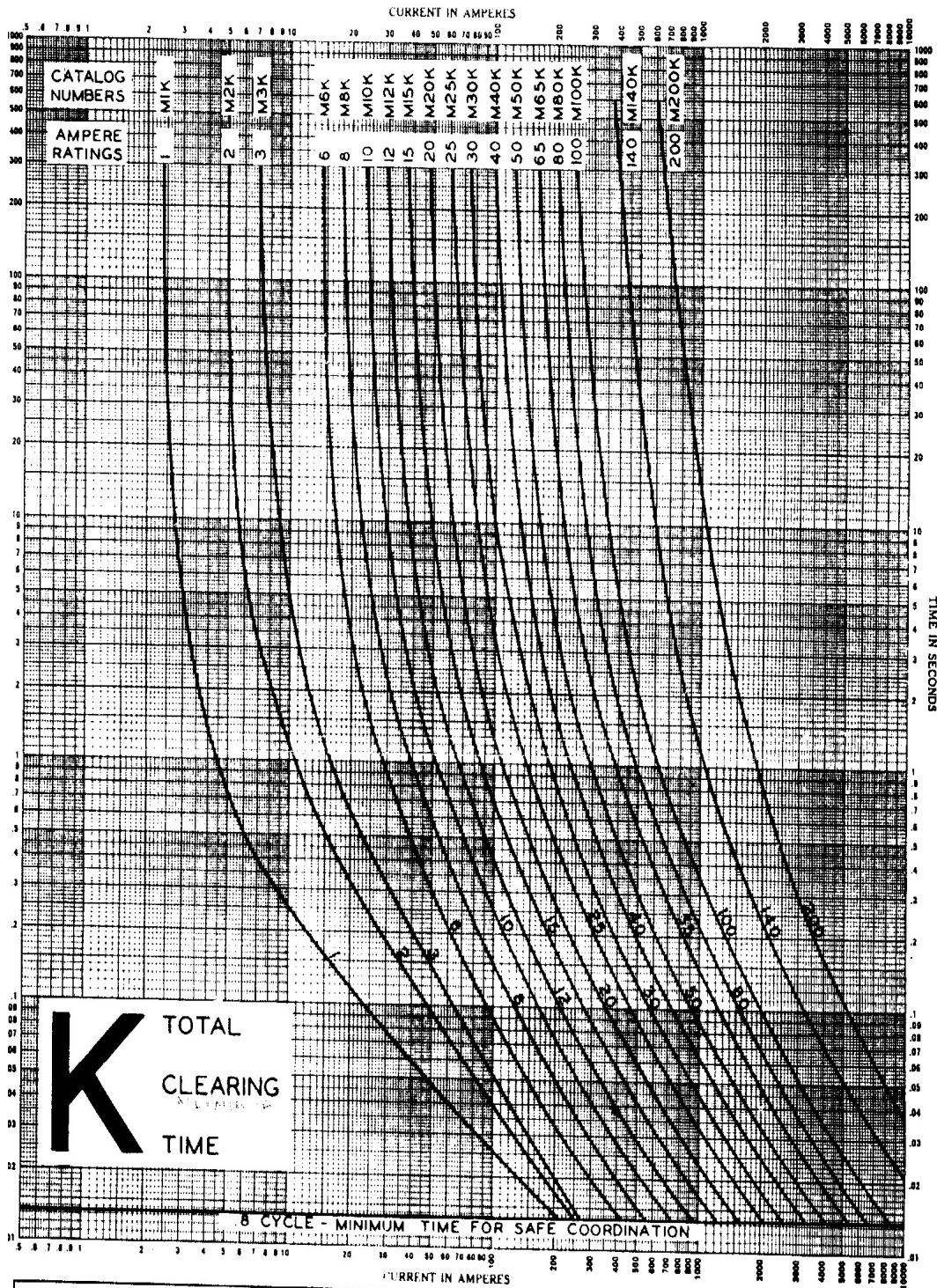
1. Tests made at less than rated cutout voltage starting at 25C with no initial load.
2. Curves are plotted to minimum test points so variations should be plus.

30002



POWER SYSTEMS
 Centralia, MO Rev. A. 3/95

ANEXO II-13 Curvas típicas del tiempo máximo de limpieza de los fusibles K.



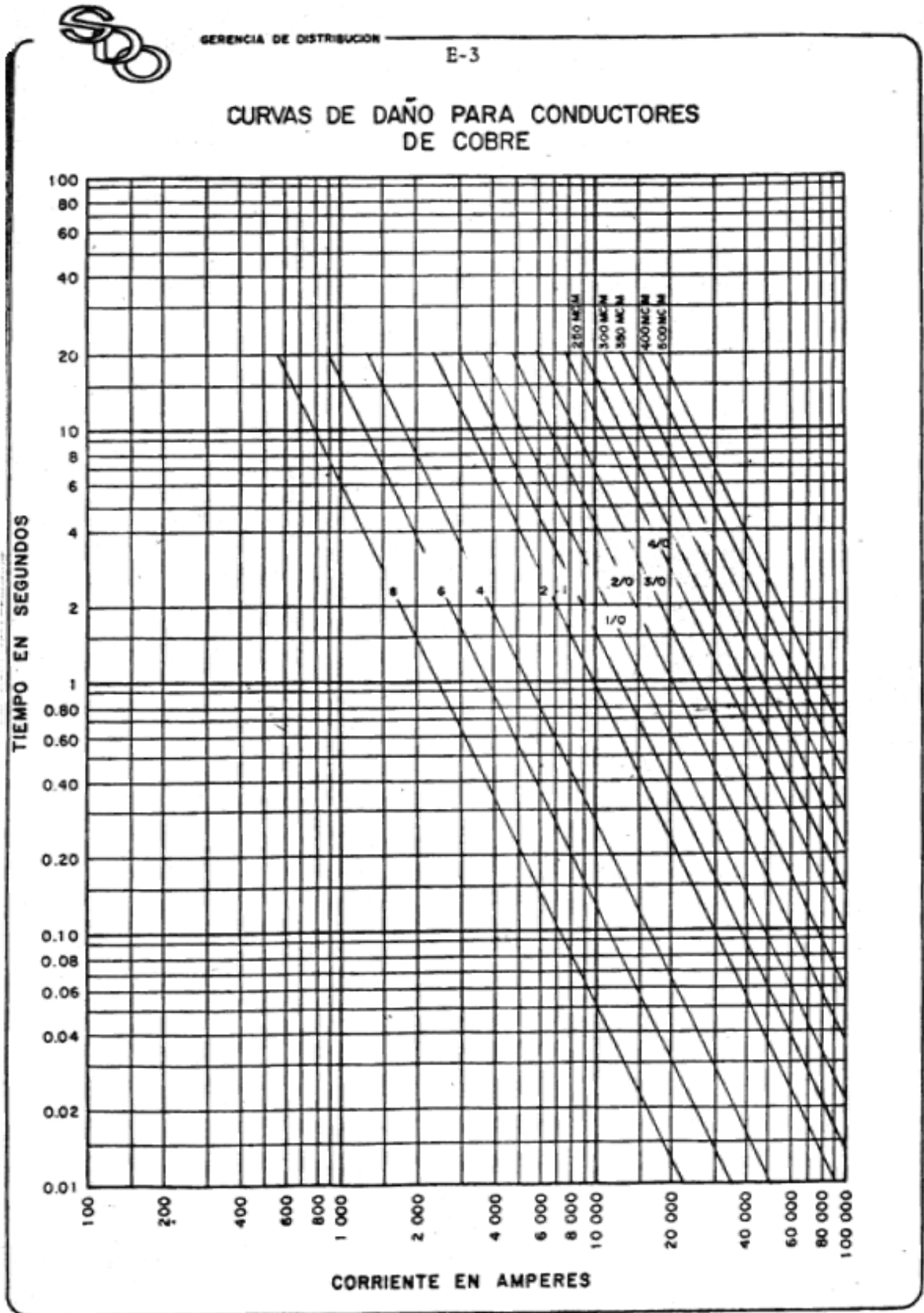
TOTAL CLEARING Time-Current Characteristic Curves
 For: CHANCE TYPE "K" (FAST) Fuse Links In Chance Cutouts
 Basis for data: ANSI/IEEE Standard C37.41 - 1988
 1. Tests made at rated cutout voltage starting at 25C with no initial load.
 2. Curves are plotted to maximum test points so variations should be minus.

30003

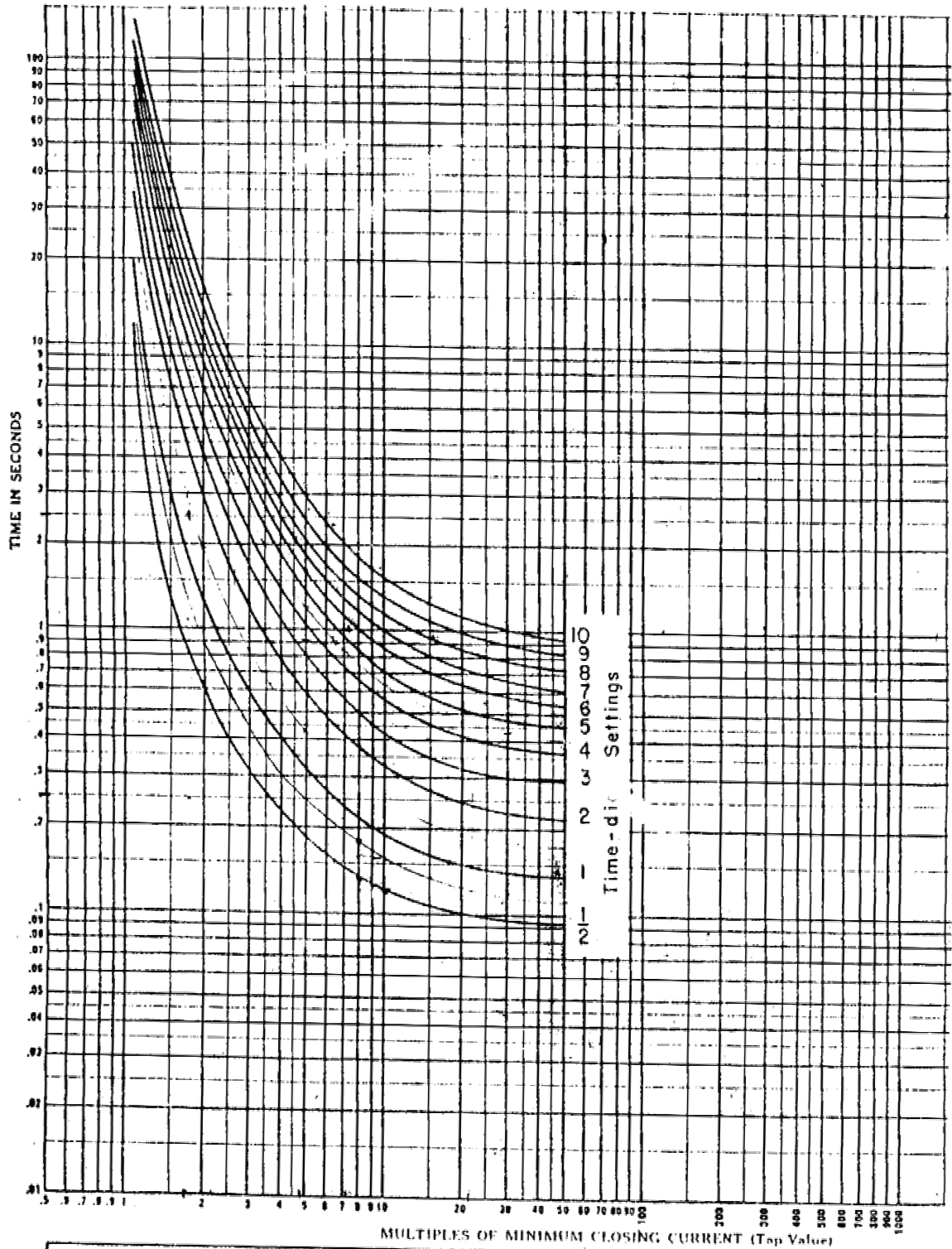
CHANCE

POWER SYSTEMS

ANEXO II-14 Curva de daño para conductores de cobre



ANEXO II-15 Curvas de UTI tipo IAC53 ó IAC54



TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES
Types IAC53 or 54 Relays
VERY INVERSE

ANEXO II-16 Curvas características extremadamente inversas del recerrador

