



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

---

---

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA  
MECÁNICA Y ELÉCTRICA

SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

CORRELACIÓN ENTRE LA PROTECCIÓN Y LOS  
DISPOSITIVOS DE CONTROL EN LAS REDES  
DE DISTRIBUCIÓN”

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE :

MAESTRO EN CIENCIAS CON ESPECIALIDAD  
EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

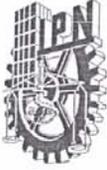
PRESENTA

JOSÉ MANUEL GUTIÉRREZ SÁNCHEZ



MEXICO D.F

JUNIO 2007



**INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL**  
**SECRETARIA DE INVESTIGACION Y POSGRADO**

*ACTA DE REVISION DE TESIS*

En la Ciudad de México, D. F. siendo las 17:00 horas del día 26 del mes de Junio del 2007 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de Tesis designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de E.S.I.M.E. ZAC para examinar la tesis de grado titulada:

**“COORDINACIÓN ENTRE LA PROTECCIÓN Y LOS DISPOSITIVOS DE CONTROL EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN ”**

Presentada por el alumno:

**GUTIÉRREZ**

**SÁNCHEZ**

**JOSÉ MANUEL**

Apellido paterno

materno

nombre(s)

Con registro: 

B	0	4	0	9	5	0
---	---	---	---	---	---	---

aspirante al grado de:

**MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

Después de intercambiar opiniones los miembros de la Comisión manifestaron **SU APROBACION DE LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

LA COMISIÓN REVISORA

Director de tesis

*[Signature]*  
M. EN C. GILBERTO ENRIQUEZ HARPER

Segundo Vocal

*[Signature]*  
DR. RICARDO OCTAVIO MOTA PALOMINO

Secretario

*[Signature]*  
DR. JAIME ROBLES GARCÍA

Presidente

*[Signature]*  
DR. DANIEL OLGUÍN SALINAS

Tercer Vocal

*[Signature]*  
DR. DAVID SEBASTIAN BALTAZAR

Suplente

*[Signature]*  
DR. ELMER SANTOS MORA

EL PRESIDENTE DEL COLEGIO

*[Signature]*  
DR. JAIME ROBLES GARCÍA

SECCION DE ESTUDIOS DE  
POSGRADO E INVESTIGACION



**INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL**  
COORDINACION GENERAL DE POSGRADO E INVESTIGACION

**CARTA CESION DE DERECHOS**

En la Ciudad de México, Distrito Federal, el día 27 del mes junio del año 2007, el que suscribe José Manuel Gutiérrez Sánchez alumno del Programa de Maestría en ingeniería eléctrica con número de registro B040950, adscrito a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME Unidad Zacatenco, manifiesta que es autor intelectual del presente Trabajo de Tesis bajo la dirección del M.C. Gilberto Enríquez Harper y cede los derechos del trabajo intitulado: COORDINACIÓN ENTRE LA PROTECCIÓN Y LOS DISPOSITIVOS DE CONTROL EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, graficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección: [gtzsjm82@hotmail.com](mailto:gtzsjm82@hotmail.com).

Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

---

José Manuel Gutiérrez Sánchez



---

## **DEDICO ESTE TRABAJO**

### **A mis padres**

José Manuel Gutiérrez May y Nora Hilda Sánchez Rodríguez

Ya que sin su apoyo incondicional y su ejemplo de esfuerzo y trabajo no me hubiera sido posible llegar hasta aquí, por lo que les dedico este trabajo con todo respeto y admiración.

### **A mis hermanas**

Hilda Guadalupe Gutiérrez Sánchez y Nancy Gutiérrez Sánchez.

Por sus consejos y palabras de apoyo gracias.

### **A mi novia y mejor amiga**

Ana Ingrid Coria Hernández

Que siempre ha estado conmigo desde el principio y por su apoyo incondicional gracias.



---

## AGRADECIMIENTOS

A todos los profesores de la SEPI de ingeniería eléctrica quienes nos transmiten sus conocimientos desinteresadamente y forman mejores personas y profesionistas de cada uno de nosotros.

Al H. jurado revisor de esta tesis, integrado por Dr. Daniel Olguín Salinas, M. en C. Gilberto Enríquez Harper, Dr. Ricardo Octavio Mota Palomino, Dr. David Sebastián Baltazar, Dr. Jaime Robles García y al Dr. Elmer Santos Mora, que gracias a sus comentarios y críticas se pudo mejorar este trabajo.

A las instituciones

CONACYT  
IPN

Por el apoyo económico recibido durante los estudios de maestría ya que sin ellos no hubiera sido posible la realización de este trabajo.

Al Dr. José Alberto Gómez Hernández y al M. en C. Guillermo Espinoza por sus asesorías y tiempo prestado para realización de este trabajo.



## RESUMEN

El sistema de distribución es un vínculo importante entre el sistema de potencia y los consumidores finales, la mayoría de las ocasiones este vínculo es de naturaleza radial lo cual los hace susceptibles a una salida de servicio debido a un solo evento.

Desde el punto de vista de la confiabilidad en la continuidad en el servicio en las redes de distribución la aplicación de dispositivos de protección en los ramales y equipo de seccionamiento en el alimentador principal hacen que la confiabilidad del sistema se incremente, debido a que el 80% de las fallas que se presentan en las redes de distribución son de tipo temporal es conveniente restablecer el servicio lo más rápido posible para evitar interrupciones largas e innecesarias por lo que se requiere de dispositivos que tengan la capacidad de desconectar el circuito y reconectarlo en fracciones de segundo, los restauradores automáticos tienen esa característica y son los que se instalan en las redes de distribución para la liberación de las fallas temporales además sirven como seccionalizadores del alimentador principal y de esta manera aumentan la confiabilidad del sistema.

Debido a la aplicación de los restauradores en las redes de distribución para la liberación de fallas temporales estos deben de coordinarse de manera adecuada con respecto a los dispositivos de protección contra fallas permanentes como son los fusibles y relevadores de sobrecorriente ya que un mal ajuste entre estos ocasionaría interrupciones de servicio prolongadas debido a fallas temporales lo que degradaría la confiabilidad del sistema ya que aumenta el número de usuarios afectados y se incrementan los tiempos de interrupción.

En este trabajo se describen los criterios principales que se deben de tomar en cuenta para la coordinación adecuada entre los dispositivos con recierre automático y los dispositivos de protección contra sobrecorriente como son los fusibles y los relevadores de sobrecorriente.



---

## ABSTRACT

The distribution system is a link important between the system of power and the final consumers, most of the occasions this link is of radial nature and therefore susceptible to outage due to a single event.

From the point of view of the reliability in the continuity in the service in the distribution systems the application of protective devices in the branches and sectionalizing schemes in the main feeder cause that the reliability of the system is increased, due to 80 percent of the faults in the distribution systems are of temporary in nature is advisable to restore the service as fast as possible to avoid long and unnecessary interruptions therefore it is required of devices that have the capacity to disconnect the circuit and reclosing it in fractions of second, the reclosers have that characteristic and they are installed in the distribution systems for the interruption of the temporary faults in addition serve as sectionalising scheme of the main feeder and this way to increase the reliability system.

Due to the application the reclosers in distribution systems for the interruption of temporary faults these must be coordinated of way suitable with respect to the protective devices against permanent faults as fuses and overcurrent relays since a bad fit between these would cause prolonged interruptions due to temporary faults therefore the system reliability would degrade due to increases the number of affected users and the times of interruption are increased.

In this work are described the main criteria that must be take into account for the coordination suitable between the devices with automatic reclosing and the protective devices against overcurrent as the fuses and overcurrent relays.

**ÍNDICE**

Resumen	i
ABSTRACT	ii
ÍNDICE	iii
ÍNDICE DE FIGURAS	viii
ÍNDICE DE TABLAS	xi

**CAPITULO I.- INTRODUCCIÓN.**

1.1 OBJETIVO DE LA TESIS	1
1.2 JUSTIFICACIÓN DE LA TESIS	1
1.3 ESTADO DEL ARTE	2
1.4 APORTACIONES DE LA TESIS	3
1.5 ESTRUCTURA DE LA TESIS	4

**CAPITULO II.- DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA DE LAS PROTECCIONES EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN AÉREAS.**

2.1 INTRODUCCION	5
2.2 SISTEMAS PRIMARIOS DE DISTRIBUCIÓN AÉREOS	6
2.3 ALIMENTADOR PRIMARIO TIPO RADIAL.	7
2.4 PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE EN ALIMENTADORES RADIALES	8

**CAPITULO III.- EL CONCEPTO DE CONFIABILIDAD EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN Y LOS ELEMENTOS DE CONTROL PARA REDUCIR EL IMPACTO DE FALLAS.**

3.1 INTRODUCCION	14
3.2 EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	16
3.2.1 Sistemas en serie	17
3.2.2 Sistemas en paralelo	18
3.2.3 Combinaciones en serie y paralelo	19
3.2.4 Método de cortes mínimos	20



3.3. APLICACIÓN A UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN RADIAL.	22
3.3.1 Alimentador radial con protección en los ramales	22
3.3.2 Alimentador radial con protección en los ramales y dispositivos de Seccionamiento en el alimentador principal	24
3.4 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD	26
3.4.1 Ejemplo del cálculo de los índices de confiabilidad.	26
3.4.2 Calculo de los índices de confiabilidad usando restauradores.	28

## **CAPÍTULO IV.- LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES Y LOS ELEMENTOS DE PROTECCIÓN CON RECIERRES AUTOMÁTICOS.**

4.1 CARACTERÍSTICAS FUNDAMENTALES DE LA PROTECCIÓN.	29
4.2 COORDINACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN.	30
4.2.1 Subestaciones con sistema de protección fusible-relevador	32
4.2.2 Coordinación relevador-relevador	34
4.2.3 Alimentadores primarios.	35
4.2.4 Redes de distribución	36
4.2.4.1 Coordinación relevador-fusible del lado de la carga	37
4.2.4.2 Coordinación relevador-restaurador	38
4.2.4.3 Coordinación Restauradores y fusibles	40
4.2.4.3.1 Coordinación restaurador-fusible	41
4.2.4.3.2 Coordinación fusible-restaurador	43
4.2.4.4 Coordinación Restaurador-seccionalizador.	45
4.2.4.5 Coordinación Restaurador-seccionalizador-fusible	46
4.2.4.6 Coordinación Restaurador-Restaurador.	47
4.2.4.6.1 Usando una combinación de tamaños de bobina y secuencia de operaciones	47
4.2.4.6.2 Usar mismos tamaños de bobina pero diferentes secuencias de operación	47
4.2.4.6.3 Usar diferentes tamaños de bobinas y las mismas secuencias de operación.	48
4.2.4.7 Coordinación fusible-fusible	49

**CAPITULO V.- APLICACIÓN A UN ALIMENTADOR DE DISTRIBUCIÓN.**

5.1 INTRODUCCIÓN	53
5.2 DESCRIPCIÓN DE LOS DISPOSITIVOS INSTALADOS EN EL ALIMENTADOR DE DISTRIBUCIÓN.	53
5.3 CONSIDERACIONES PARA LA APLICACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.	55
5.3.1 Fusibles	55
5.3.2 Restauradores	55
5.3.3 Seccionalizadores	56
5.4 CALCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO	58
5.5 SELECCIÓN DE LOS EQUIPOS A INSTALAR	58
5.5.1 Selección de los restauradores del alimentador principal	59
5.5.2 Selección de los restauradores de los ramales del alimentador	61
5.5.2.1 Selección del restaurador 3 en sustitución del fusible (F0001).	63
5.5.2.2 Selección del restaurador 4 en sustitución del fusible (F0003).	64
5.5.3 Selección de los seccionalizadores	66
5.6 COORDINACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN	69
5.6.1 Coordinación relevador – restaurador	70
5.6.2 Coordinación entre el restaurador1 y el restaurador 3	70
5.6.3 Coordinación entre el restaurador1 y el restaurador 4	73
5.6.4 Coordinación entre el restaurador 1 y el restaurador 2	73
5.6.5 Coordinación entre el restaurador 2 y el seccionalizador 1	75
5.6.6 Coordinación entre el restaurador 2 y los fusibles F0022 y F0032	75

**CAPITULO VI.-CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS.**

6.1 INTRODUCCIÓN	77
6.2 CONCLUSIONES	77
6.3 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS	78
<b>REFERENCIAS</b>	<b>79</b>

**APENDICE A****GENERALIDADES SOBRE LA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN**

A.1 DEFINICIONES RELACIONADAS CON LA CONFIABILIDAD DE UN SISTEMA ELÉCTRICO	83
A.2 FUNCIÓN DE CONFIABILIDAD	84
A.3 CONCEPTOS GENERALES DE UN COMPONENTE SIMPLE	86
A.4 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD	88
A.4.1 Índices de confiabilidad basados en los clientes, interrupciones y duración de estas	89
A.4.2 Índices de confiabilidad basados en la carga	91

**APENDICE B****DESCRIPCIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN EMPLEADOS EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN**

B.1 Transformadores de corriente	93
B.1.1 Selección de la relación de transformación	95
B.1.2 Precisión	96
B.1.3 Burden.	97
B.1.4 Polaridad y conexiones	98
B.2 Relevadores de sobrecorriente	98
B.3 Relevadores con recierre	101
B.4 Interruptores	101
B.5 Restauradores automáticos.	101
B.5.1 Teoría de operación	102
B.5.2 Restauradores con control hidráulico (Bonina en serie).	104
B.5.3 Restauradores con control electrónico (Bobina no serie).	104
B.5.4 Restauradores monofásicos y trifásicos	104
B.5.5 Medios de interrupción y aislamiento.	107
B.5.6 Índices y definiciones.	108



---

B.5.6.1 Voltaje máximo	108
B.5.6.2 Corriente continua.	108
B.5.6.3 Mínima corriente de disparo	108
B.5.6.4 Corriente interruptiva simétrica	109
B.5.6.5 Nivel básico de aislamiento (BIL).	109
B.5.6.6 Tiempo de reconexión	109
B.5.6.7 Tiempo de reseteo	111
B.6 Seccionalizadores automáticos.	111
B.6.1 Teoría de operación.	112
B.6.2 Corriente mínima de activación	113
B.6.3 Tiempo de memoria y reseteo	113
B.6.4 Corriente continua.	113
B.6.5 Corriente interruptiva simétrica	113
B.6.6 Índices de tiempo corto (1 y 10 segundos).	114
B.6.7 Otras consideraciones importantes.	114
B.7 Fusibles de expulsión	116

**ÍNDICE DE FIGURAS**

<b>Numero</b>	<b>Descripción</b>	<b>Pág</b>
2.1	Diagrama general de una red de distribución	5
2.2	Alimentador primario tipo radial	7
2.3	Alimentador de distribución	11
2.4	Alimentador de distribución con restauradores y fusibles	13
3.1	Función de confiabilidad	14
3.2	Costo contra confiabilidad del sistema	15
3.3	Diagrama de estados para dos componentes en serie	17
3.4	Diagrama de bloques de un sistema serie	17
3.5	Diagrama e bloques de un sistema en paralelo	18
3.6	Un sistema serie-paralelo con alto nivel de redundancia	19
3.7	Un sistema serie-paralelo, con bajo nivel de redundancia	20
3.8	Red enmallada de 6 elementos	21
3.9	Conjuntos de corte mínimo para la figura 3.8	21
3.10	Alimentador radial con fusibles en los ramales	22
3.11	Alimentador radial con dispositivos de seccionamiento en el alimentador principal	24
3.12	Índices de falla de un alimentador sin dispositivo de protección con recierre	27
3.13	Índices de falla de un alimentador con dispositivo de protección con recierre	28
4.1	Subestación con protección fusible-relevador	32
4.2	coordinación relevador-relevador	34
4.3	Esquema de protección interruptor-fusible	37
4.4	Esquema de protección relevador-restaurador	38
4.5	coordinación entre relevador-restaurador	40
4.6	Calentamiento y enfriamiento del fusible durante la secuencia de operación del restaurador	41
4.7	Esquema de protección restaurador-fusible	41
4.8	Coordinación restaurador-fusible tomando en cuenta el calentamiento y enfriamiento del fusible	43



4.9	Coordinación fusible-restaurador	44
4.10	Coordinación restaurador-seccionalizador	45
4.11	Coordinación restaurador-seccionalizador-fusible	46
4.12	Coordinación entre restauradores cambiando tamaños de bonina y secuencia de operaciones	47
4.13	Coordinación de restauradores cambiando la secuencia de operación	48
4.14	Coordinación de restauradores con diferentes tamaños de bobinas	49
4.15	Coordinación entre fusibles	50
4.16	Sistema con protección de fusibles en serie	51
4.17	Coordinación gráfica entre fusibles	52
5.1	Diagrama unifilar del circuito alimentador CBS-4050 con la ubicación de fusibles	57
5.2	Características en el punto de instalación del restaurador 1	59
5.3	Características en el punto de instalación del restaurador2	60
5.4	Grafica de no-coordinación entre el restaurador 1 y el fusible 40K	62
5.5	Características en el punto de instalación del restaurador 3	63
5.6	Características en el punto de instalación del restaurador 4	64
5.7	Características en el punto de instalación del seccionalizador	66
5.8	Grafica de no-coordinación entre el restaurador 2 y fusibles menores de 25k	67
5.9	Dispositivos de protección instalados en el alimentador CBS-4050	69
5.10	Grafica de coordinación entre el relevador de fase del transformador y el restaurador 1	71
5.11	Grafica de coordinación entre el restaurador 1 y el restaurador 3	72
5.12	Coordinación entre el restaurador 1 y el restaurador 2	74
5.13	Coordinación entre el restaurador 2 y el fusible F0022	76
A.1	Relación entre la confiabilidad y la no-confiabilidad	82
A.2	modelo de dos estados	83
A.3	Parámetros de $L_a$ , $L_p$ , $E_d$ y $t$	87
B.1	Curvas de excitación típicas para un TC clase C	93
B.2	Características de tiempo corriente	95
B.3	Familia de curvas de relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso	96
B.4	Secuencias de operación típicas de un restaurador	99



---

B.5	Curvas de tiempo de un restaurador hidráulico	99
B.6	diagrama de bloques de un restaurador con control electrónico	101
B.7	Diagrama unifilar de una red de distribución con localización de restauradores	103
B.8	Diagrama de la ubicación de un seccionalizador	108
B.9	Secuencia típica de un restaurador	111
B.10	características de tiempo mínimo de fusión y tiempo máximo de liberación de un fusible	113
B.11	Diferencia de respuesta para fusibles tipo K y T	114

**ÍNDICE DE TABLAS**

<b>Numero de tabla</b>	<b>Descripción</b>	<b>Pág</b>
3.1	Conjuntos de corte para la red de la figura 3.8	21
3.2	Índices de confiabilidad para el sistema de la figura 3.10	22
3.3	Datos del sistema	26
3.4	Datos de interrupciones a los consumidores	26
4.1	Factores de ajuste de la curva rápida del restaurador para la coordinación con fusibles del lado de la carga	42
4.2	Factores de ajuste de la curva rápida del restaurador para la coordinación con fusibles del lado de la fuente	44
4.3	Tabla de coordinación entre fusibles tipo K	50
4.4	Tabla de coordinación entre fusibles tipo T	51
5.1	Datos de cargas y fusibles del alimentador CBS-4050	54
5.2	Corrientes trifásicas y de fase a tierra del alimentador CBS-4050	58
5.3	Características del restaurador	59
5.4	Características del restaurador 2	60
5.5	Características del restaurador 3	64
5.6	Características del restaurador 4	65
5.7	Características de los dispositivos instalados en el alimentador CBS-4050	69
B.1	BIL para transformadores de corriente	91
B.2	Valores normalizados de burden para TC con 5 A secundarios	93
B.3	Secuencias mas usuales de restauradores utilizados en redes de distribución	98



## CAPITULO 1

### INTRODUCCIÓN

#### 1.1 OBJETIVO DE LA TESIS

Determinar los tiempos de ajuste correctos de operación de los dispositivos de protección como los son los fusibles y los relevadores de sobrecorriente con respecto a los dispositivos de control como son (restauradores y seccionadores) tomando en cuenta las características de operación de cada dispositivo para evitar errores de ajuste.

#### 1.2 JUSTIFICACIÓN DE LA TESIS

Con la importancia creciente que se le da a la confiabilidad del suministro, en las redes de distribución se ha iniciado una tendencia de hacer un uso mayor del equipo de protección y seccionamiento con el objetivo de minimizar el número de consumidores perjudicados por una interrupción en el servicio, y así mismo reducir el tiempo de duración de esta. En los circuitos aéreos de distribución una gran parte de las fallas son de naturaleza temporal o transitoria, producidas por contactos momentáneos con ramas de árboles, formación de arcos entre los aisladores o soportes de los mismos, descargas atmosféricas (rayos), conductores que se juntan al balancearse entre otros. Para este tipo de fallas los restauradores automáticos y los interruptores automáticos de circuito con reconexión proporcionan la función de desenergización de la falla, hacen una pausa para la extinción del arco eléctrico y reestablecen el voltaje, si la falla desaparece la reconexión se hace con éxito si no es así se intentan ciclos adicionales de reconexión, si la falla persiste el restaurador se bloquea en la posición de abierto.

Las fallas permanentes en los sistemas de distribución son aquellas que requieren de reparaciones, mantenimiento o reemplazo de equipo antes de que se pueda restablecer el voltaje en el punto de falla. Se utiliza la protección contra sobrecorriente (fusibles, relevadores de sobrecorriente, y la operación de bloqueo de restauradores, interruptores automáticos o seccionadores automáticos) para desconectar en forma automática la parte afectada por la falla de modo que haya una interrupción en el servicio para un número mínimo de consumidores.



En un sistema de distribución se presentan dos tipos de fallas como son las temporales o transitorias y las permanentes. El problema se convierte en el de seleccionar el tipo de dispositivo de protección ya sea para fallas transitorias o para fallas permanentes o una combinación de ambas, lo cual requiere de un ajuste óptimo entre los dispositivos de sobrecorriente y los automáticos con recierre para lograr mejores resultados, los dispositivos de protección contra sobrecorriente deben ser ajustados con suficiente retraso de tiempo para que le permitan a los dispositivos automáticos con recierre realizar toda su secuencia de operaciones ya que un mal ajuste entre estos dispositivos nos llevaría a interrupciones de servicio prolongadas innecesarias debido a fallas temporales, la afectación a un número más grande de usuarios, aumento en los tiempos de restablecimiento del servicio, y disminución de la confiabilidad del sistema.

### 1.3 ESTADO DEL ARTE

La confiabilidad del servicio es el factor importante para las empresas suministradoras, ya que los clientes pierden menos dinero debido a la indisponibilidad del servicio, pero el proveer de un alto nivel de confiabilidad tiene un costo elevado para las compañías suministradoras tanto en inversión como en operación por lo que el grado de confiabilidad dependerá de los tipos de clientes conectados. Un nivel de confiabilidad se puede clasificar como adecuado cuando la suma de los costos de suministro más los costos de las interrupciones cuando estas ocurren son mínimos, esto se puede ver en la figura 1.1 [21].

Existen diferentes métodos para la evaluación de la confiabilidad en los sistemas eléctricos, pero se tiene preferencia por los métodos de análisis basados en las técnicas de Markov ya que se fundamenta el hecho de que los elementos pueden estar disponibles o no disponibles y además pueden tener configuraciones en serie o paralelo [31]. La evaluación de la confiabilidad en las redes de distribuciones hace tradicionalmente en base a índices basados en las interrupciones de servicio sostenidas de cuando al menos dos minutos.[8] Los índices más comúnmente usados son SAIFI; SAIDI; CAIDI; y SAIDI [46].

El diseño de circuitos de distribución requiere de seccionalización para la protección contra sobrecorriente y para mejorar la confiabilidad del sistema. Un apropiado diseño y uso de dispositivos de seccionalización puede producir un significativo incremento en la confiabilidad, solo como el mejoramiento en los índices para la empresa si no para la

percepción que tiene el cliente acerca de la confiabilidad, ya que reduciendo el número de interrupciones sostenidas se mejora la confiabilidad del sistema y se tiene mayor satisfacción al cliente.

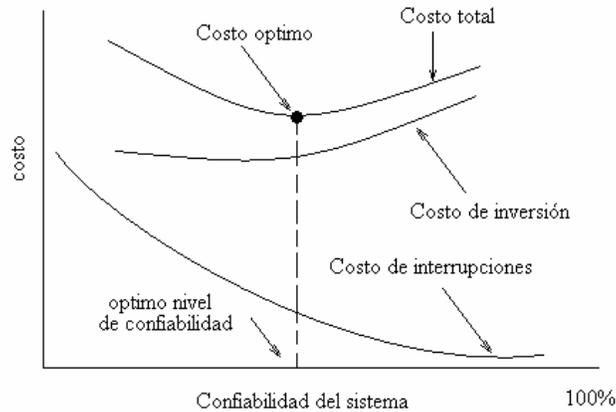


Figura 1.1(Costo contra confiabilidad del sistema)

Para el método más común de seccionamiento en las redes de distribución se emplean fusibles para la protección de los ramales y subramales con el fin de aislar las fallas permanentes de la sección no fallada del sistema de distribución [12],.

#### 1.4 APORTACIÓN DE LA TESIS

Debido a que la mayor parte de las fallas en las redes de distribución son de naturaleza temporal y que son liberadas por la desenergización momentánea del sistema, los restauradores y los seccionadores son dispositivos que tienen la característica de interrumpir la falla y energizar nuevamente el sistema, en este trabajo se describe la teoría de operación de los restauradores y los seccionadores así como las características que se deben de tomar en cuenta para su correcta selección y aplicación en las redes de distribución, ya que en las redes de distribución también se emplean dispositivos de protección contra sobrecorriente como son fusibles y relevadores de sobrecorriente para aislar las fallas permanentes se presentan los criterios principales para la apropiada coordinación entre los dispositivos con recierre automático como (restauradores y seccionadores) y los dispositivos de protección contra sobrecorriente como son (fusibles y relevadores de sobrecorriente).



## 1.5 ESTRUCTURA DE LA TESIS.

En el capítulo 1 se describe brevemente el objetivo, justificación y las aportaciones de la tesis. En el estado del arte se describe la importancia que se le da a la confiabilidad así como la forma más común de evaluación de esta en las redes de distribución.

En el capítulo 2 se describen las características de las redes de distribución tipo radial así como la ubicación y el tipo de protección contra sobrecorriente que se emplea para la protección en este tipo de alimentadores radiales.

En el capítulo 3 se muestra como aplicando equipo de seccionamiento en las redes de distribución la confiabilidad del sistema se mejora.

En el capítulo 4 se describen los criterios principales para la adecuada coordinación entre los dispositivos de protección como fusibles y relevadores de sobrecorriente y los dispositivos automáticos como restauradores y seccionalizadores.

En el capítulo 5 se aplican todos los criterios de selección y coordinación a un alimentador de distribución de la subestación Córdoba II, el cual solo tiene fusibles que protegen a los ramales y al que se le van a instalar restauradores y seccionalizadores y a coordinarlos de manera adecuada con los fusibles para la protección contra fallas temporales.

En el capítulo 6 se presentan las conclusiones y las recomendaciones para trabajos futuros.

En el apéndice A se describen los conceptos básicos de la forma en que se evalúa la confiabilidad en las redes de distribución

En el apéndice B se describen las características y las teorías de operación de los dispositivos de protección utilizados en las redes de distribución.

## CAPITULO II

### DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA DE LAS PROTECCIONES EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN AÉREAS.

#### 2.1 INTRODUCCION.

Una red de distribución se puede definir en general como aquella parte del sistema que se encuentra entre las subestaciones de distribución y el equipo de entrada a los usuarios. Una red de distribución consta generalmente de: circuitos de subtransmisión que tiene niveles de voltaje entre 12.47kV y 245 kV, que entregan la energía a las subestaciones de distribución que llevan la energía hasta el nivel mas bajo de los alimentadores primarios que operan generalmente en los rangos de 4.16 a 34.5 kV y a su vez alimentan a los transformadores de distribución que tienen capacidades desde 10 hasta 2500 kVA, que llevan la energía hasta los niveles de utilización de los circuitos secundarios que entregan la energía a los usuarios. En la figura 2.1 se muestra un diagrama general de una red de distribución [14].

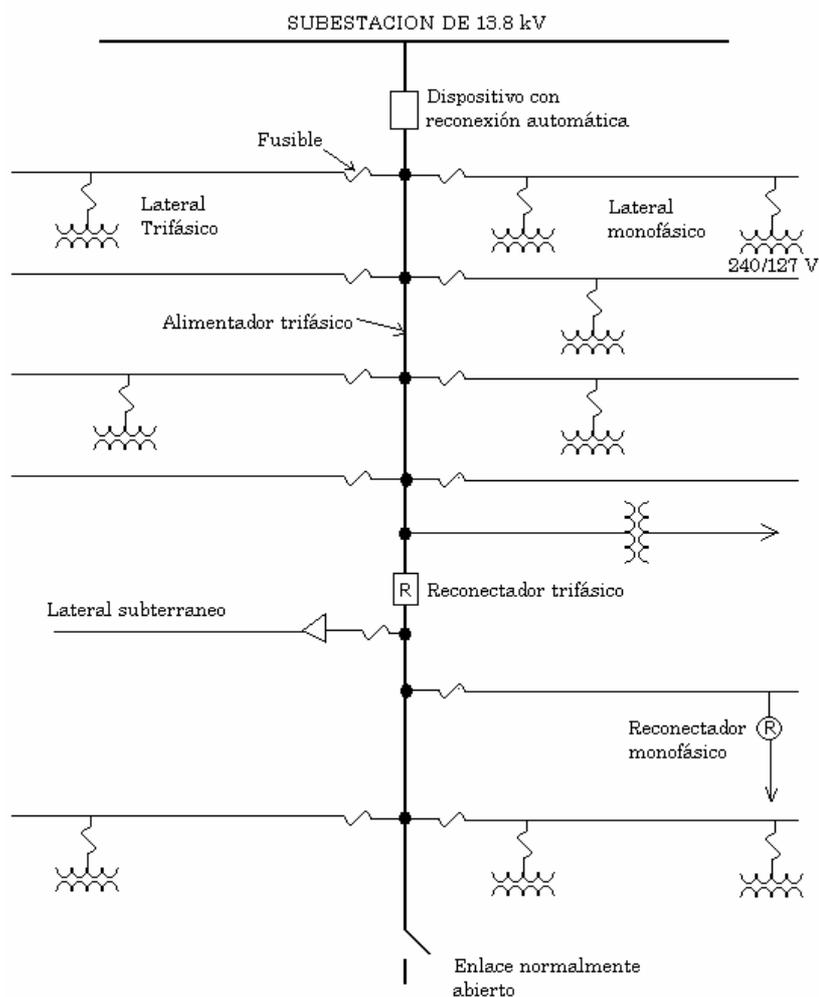


Figura 2.1.- (Diagrama general de una red de distribución).



Las redes de distribución se pueden clasificar de diferentes maneras:

- Según la corriente: Alterna o directa
- De acuerdo al voltaje: 120V, 12470V, 13800 V, 34700 V etc.
- Según el esquema de protección: Radial, malla, red, múltiple y serie.
- Según el tipo de construcción: Aéreos y subterráneos.

## 2.2 SISTEMAS PRIMARIOS DE DISTRIBUCIÓN AÉREOS.

Se llama sistema primario a la parte que esta entre las subestaciones de distribución y los transformadores de distribución, y se conocen como alimentadores primarios de distribución.

En la figura 2.1 se muestra un diagrama unifilar de un alimentador primario de distribución, este alimentador se compone de un circuito alimentador principal el cual es trifásico de cuatro hilos, y circuitos ramales o laterales que pueden ser circuitos monofásicos o trifásicos conectados al alimentador principal. El alimentador principal es seccionalizado por dispositivos con reconexión automática localizados en diferentes partes del alimentador con el fin de limitar una falla a la menor parte posible del sistema y afectar al menor número de usuarios, esto se logra a través de la coordinación de todos los dispositivos con reconexión automática y los fusibles.

Los factores que afectan la selección de la capacidad de un circuito alimentador primario son [14]:

- La naturaleza de la carga conectada.
- La densidad de carga del área servida.
- El crecimiento de la carga.
- EL diseño y la capacidad de la subestación involucrada.
- La calidad del servicio requerido.
- La continuidad del servicio requerido.

### 2.3 ALIMENTADOR PRIMARIO TIPO RADIAL.

El alimentador primario de tipo radial es el más comúnmente usado debido a que es el de diseño más simple y el de menor costo, un ejemplo de este tipo de alimentador se muestra en la figura 2.2, en este tipo de alimentador la magnitud de corriente es mayor en las partes más cercanas a la subestación de distribución y la corriente disminuye mientras más se aleja de la subestación de distribución y por lo tanto el calibre de los conductores también disminuye.[14].

La confiabilidad en la continuidad en el servicio de este tipo de alimentadores es baja. Una falla en cualquier parte del alimentador causa una interrupción para todos los usuarios conectados al alimentador a menos que la falla pueda ser aislada de la fuente por un dispositivo de desconexión como fusibles, seccionadores, o restauradores.

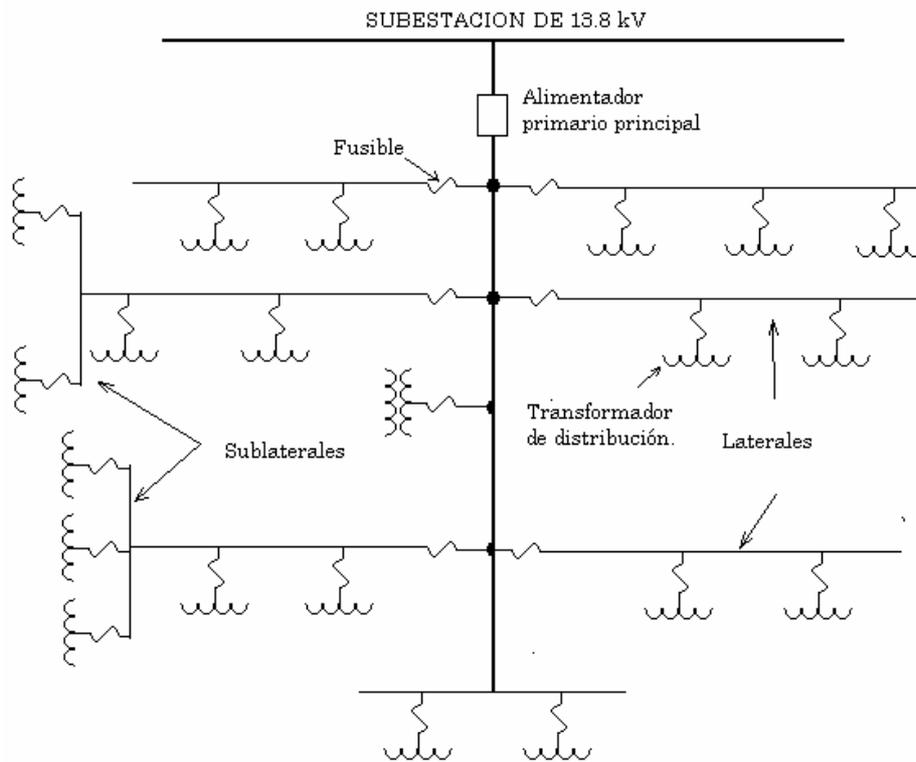


Figura 2.2.- (Alimentador primario tipo radial).

## 2.4 PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE EN ALIMENTADORES RADIALES.

Las protecciones eléctricas son los dispositivos que tienen como principal finalidad la de detectar condiciones anormales en la operación de un sistema eléctrico y tomar en forma automática las medidas que se requieran para restablecer la operación normal. En el caso de fallas en equipos eléctricos la medida será retirarlos del servicio y en el caso de fallas en un sistema eléctrico será necesario aislar el sector que produce la anomalía.

En todos los sistemas eléctricos, ya sean Industriales, residenciales o de servicio público, tienen el propósito común de suministrar energía eléctrica a los equipos que la utilizan, en la forma más segura y confiable que sea económicamente factible. Es decir, se requiere contar con un sistema eléctrico de buena calidad y sin interrupciones. En efecto, la sociedad moderna presenta una gran variedad de usos y también de usuarios de la energía, a tal punto que para algunos de ellos llega a ser de vital importancia contar con una buena continuidad del servicio eléctrico. A modo de ejemplo se puede citar los elevadores de grandes edificios, los pabellones quirúrgicos, incubadoras y otros equipos de los hospitales, las redes de computación, los hornos de la minería, los sistemas de ventilación de galerías subterráneas y una larga lista de equipos que dependen directamente de la energía eléctrica [30.] Dentro de los aspectos generales que caracterizan una buena calidad del servicio se encuentran la adecuada regulación de voltaje ( $\pm 5\%$ ) y de frecuencia (banda de  $\pm 2\%$ ), además de una cantidad de interrupciones mínima. El tema de las protecciones es tan básico para la seguridad y confiabilidad del suministro de energía, que debería ser considerado desde el comienzo en cualquier proyecto bien diseñado y no ser relegado a un segundo lugar, para considerarlo después que se han fijado las demás características del sistema eléctrico.

Durante la operación, las protecciones tienen incidencia sobre dos aspectos de orden económico, a saber:

- **Continuidad del servicio:** A mayor continuidad, mayores son las ventas de energía y en consecuencia los ingresos de todos los operadores del sistema. También representa mayor producción para aquellas empresas en que la electricidad sea su principal insumo.

- **Despeje de fallas:** En la medida que las fallas sean despejadas en forma oportuna y rápida se causarán menores daños a los equipos e instalaciones, con lo cual serán menores los costos de reparación y menores los tiempos de paralización.

El problema de la protección en los sistemas eléctricos de distribución ha venido adquiriendo cada vez mayor importancia ante el crecimiento acelerado de las redes eléctricas y la exigencia de suministro de energía con una calidad de servicio cada vez mayor [5].

Los objetivos principales de la protección de sistemas de distribución son [3]:

- 1.- Minimizar la duración de la falla
- 2.- Minimizar el número de consumidores afectados por esta
- 3.- Protección de los aparatos de los consumidores
- 4.- Proteger al sistema de interrupciones de servicio innecesario y disturbios.
- 5.- Desconectar equipo fallado (transformadores, líneas, entre otros).

En las redes de distribución aproximadamente del 75 al 90% del número total de fallas son de naturaleza temporal [36], usualmente estas fallas son producidas por contactos momentáneos con ramas de árboles, contacto entre conductores debido a la acción del viento, formación de arcos entre los aisladores o soportes de los mismos, descargas atmosféricas (rayos) sobre aisladores, sobrecargas momentáneas que pueden hacer operar dispositivos de protección, contaminación ambiental y vandalismo [4]. Para este tipo de fallas los restauradores y los interruptores automáticos de circuito con reconexión proporcionan la función de desenergización de la falla, pausa para la desionización de la trayectoria del arco y restablecimiento del voltaje [14]. Si la falla ha desaparecido durante el tiempo muerto la reconexión se hace de manera exitosa, si la falla todavía existe se pueden llevar a cabo otros ciclos adicionales de reconexión, si la falla persiste después de estas operaciones el dispositivo con reconexión automática queda bloqueado con sus contactos abiertos o la falla es aislada por un fusible o un seccionador. El primer recierre elimina hasta el 88% de fallas temporales, un 5% adicional en el segundo recierre, un 2% más en el tercer recierre, quedando el 5% de las fallas como permanentes.[4].

Cabe señalar que una falla temporal en un ramal del alimentador causa una interrupción momentánea para todos los usuarios en el alimentador. Por lo que algunas



empresas del suministro de energía por un esfuerzo de reducir las interrupciones momentáneas a todos los usuarios de un alimentador han dejado que el fusible de un ramal se queme durante una falla temporal [14]. Esta medida reduce las interrupciones momentáneas al los demás usuarios en el alimentador pero crea una interrupción permanente del servicio debido a una falla temporal para los usuarios localizados en el ramal afectado.

Las fallas permanentes en los sistemas de distribución son aquellas que requieren de reparaciones, mantenimiento o reemplazo de equipo antes de que se pueda restablecer el voltaje en el punto de falla. Se utiliza la protección contra sobrecorriente (fusibles, o la operación de bloqueo de restauradores, interruptores automáticos o seccionadores) para desconectar en forma automática la parte afectada por la falla de modo que haya una interrupción en el servicio para un número mínimo de consumidores[14].

En las redes de distribución aéreas se presentan tanto fallas temporales como fallas de carácter permanente, el problema se encuentra en la selección del tipo de dispositivo o conjunto de dispositivos así como los criterios de ajuste entre estos para que exista una buena coordinación para que puedan liberar tanto fallas temporales como permanentes de una manera coordinada, lo cual requiere de un ajuste óptimo entre los dispositivos de sobrecorriente y los dispositivos automáticos con recierre para lograr mejores resultados, los dispositivos de protección contra sobrecorriente deben ser ajustados con suficiente retraso para que le permitan a los dispositivos automáticos con recierre llevar a cabo toda su secuencia de operaciones ya que un mal ajuste entre estos dispositivos nos llevaría a interrupciones de servicio prolongadas innecesarias ocasionadas por fallas temporales, la afectación a un número mas grande de usuarios, aumento en los tiempos de restablecimiento del servicio, entre otros.

Con la importancia creciente que se le da a la confiabilidad del suministro, en las redes de distribución se ha iniciado una tendencia de hacer un uso mayor del equipo de protección y seccionamiento en la red de distribución, esto con el objetivo de minimizar el número de consumidores perjudicados por una interrupción en el servicio, y así mismo reducir el tiempo de duración de esta.

Para la adecuada selección del dispositivo de protección es necesario considerar factores como: el número de fallas por año, importancia del servicio, relación entre fallas permanentes y transitorias, y el costo para la empresa de las interrupciones de servicio [14].

A este proceso de selección de dispositivos de protección contra sobrecorriente con ajustes de tiempo- corriente y su arreglo apropiado en serie a lo largo del circuito de distribución para la liberación de fallas de líneas y equipo de acuerdo a una secuencia preestablecida de operaciones se le conoce como coordinación de protecciones.

La apropiada coordinación de los dispositivos de protección contra sobrecorriente ayudan a:

- 1.- Eliminar las interrupciones de servicio debido a fallas temporales.
- 2.- Minimizan la extensión de la falla para reducir el número de usuarios afectados.
- 3.- Localizan la falla y reduce el tiempo de las interrupciones de servicio.
- 4.- Aumentan la confiabilidad de la red.

En la figura 2.3 se muestra un alimentador primario tipo radial al que se le debe agregar equipo de protección contra sobrecorriente para fallas transitorias y fallas permanentes para asegurar una buena continuidad en el servicio.

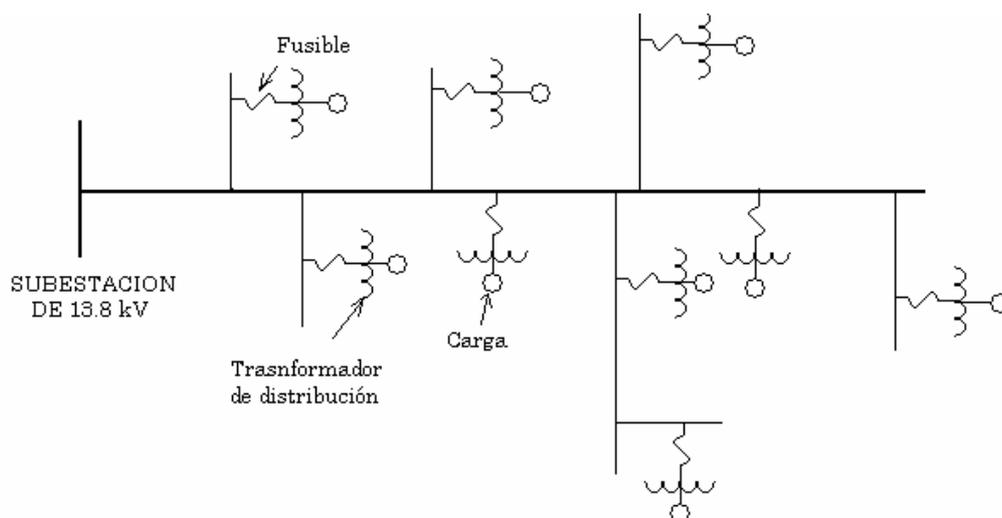


Figura 2.3.- (Alimentador de distribución).

Si en el alimentador principal no se ubicaran dispositivos de protección con capacidad de recierre automático una falla temporal en este ocasionaría que operara el

interruptor de la subestación lo cual dejaría sin servicio a todos los usuarios del alimentador por lo que se degradaría la confiabilidad del sistema. En general el primer dispositivo de protección en un alimentador radial como el que se muestra en la figura 2.3 es un interruptor automático de circuito con reconexión o un restaurador con capacidad interruptiva necesaria para estar cerca de la subestación de distribución[14]. El objetivo es proteger a todo el alimentador y a todos los ramales y subramales contra fallas de naturaleza temporal por lo que si algún ramal o parte del alimentador queda fuera de la zona de protección del primer dispositivo de protección con capacidad de recierre o del primer restaurador será necesario la instalación de otro restaurador para proteger por completo al alimentador y ramales contra fallas temporales.

En un alimentador radial debido a que los ramales o subramales suelen tener muchos más kilómetros y más exposición a fallas que el alimentador principal es de suma importancia aislar las fallas en los ramales o subramales para que en caso de que ocurra una falla en uno de estos se pueda mantener el servicio a las secciones no falladas del alimentador, por lo general para proteger los ramales y subramales se emplean dispositivos como fusibles, seccionadores y si es necesario la operación de bloqueo de restauradores. Si en los circuitos ramales no se localizara ningún dispositivo de protección contra fallas permanentes una falla en un ramal ocasionaría que operaran los restauradores del alimentador lo cual afectaría a todos los usuarios conectados al alimentador y degrada seriamente la confiabilidad del sistema.

Con la protección en los ramales y subramales se mejora la confiabilidad del sistema, se limitan las fallas permanentes a una parte del sistema dejando con servicio a las partes no falladas, y también se disminuyen los tiempos de localización de la falla y así mismo los tiempos de interrupción para los usuarios afectados.

A lo largo del alimentador principal se instalara equipo seccionador de operación manual como son interruptores de desconexión o cortacircuitos de cuchillas macizas con el objetivo principal de suministrar un medio conveniente para aislar las fallas de modo que se puedan realizar reparaciones después de haber restablecido el servicio en otras partes del alimentador, así como también proporcionar un medio para conectar el alimentador a los alimentadores adyacentes, de modo que sea posible mantener el servicio para la mayor parte de los consumidores mientras de llevan a cabo reparaciones u operaciones de mantenimiento.[14].

Con la instalación de dispositivos con capacidad con recierre automático y con la protección en cada uno de los ramales y subramales mediante fusibles se logra la protección contra fallas permanentes y temporales en el alimentador. De este modo si existe una falla temporal en algún ramal el restaurador operara para liberar esa falla temporal antes de que el fusible opere y de esta manera el ramal expuesto a la falla temporal después de un tiempo de recierre queda con el servicio y se evita la salida de ese ramal debido a una falla temporal, si la falla en ese ramal fuera de naturaleza permanente la falla haría operar al fusible antes de que el restaurador alcance la posición de bloqueo (contactos abiertos) y de esta manera se aísla solamente la parte fallada y el servicio se restablece para todo el sistema sin falla.

En la figura 2.4 se muestra un alimentador tipo radial con la instalación de dispositivos con recierre automático y con dispositivos de protección contra sobrecorriente para la liberación de fallas permanentes, para una buena coordinación de estos dispositivos de deben de considerar algunos criterios que serán descritos en el capítulo III.

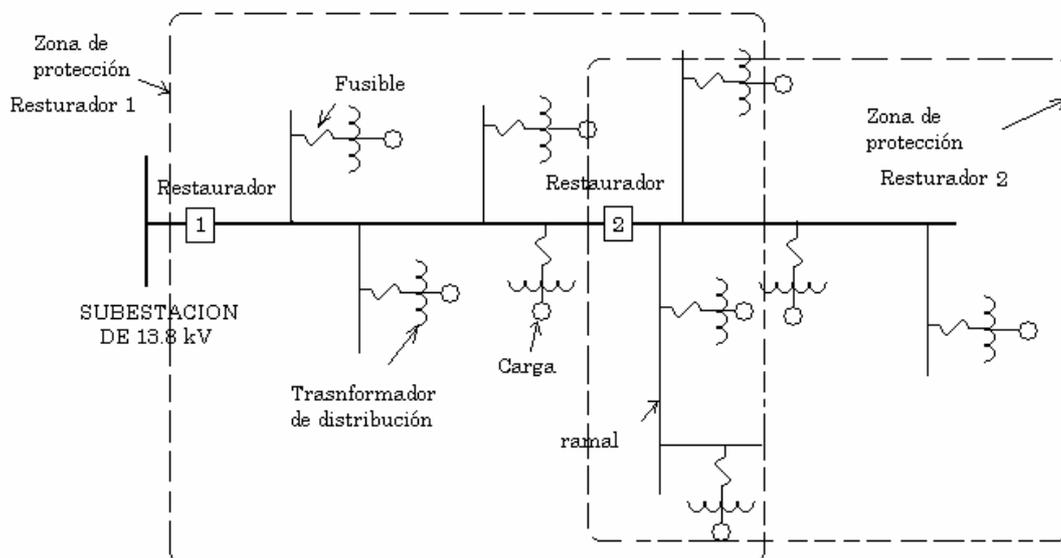


Figura. 2.4 (Alimentador de distribución con restauradores y fusibles).

## CAPITULO III

### EL CONCEPTO DE CONFIABILIDAD EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN Y LOS ELEMENTOS DE CONTROL PARA REDUCIR EL IMPACTO DE FALLAS.

#### 3.1 INTRODUCCIÓN.

La dependencia cada vez mayor de todas las actividades humanas del suministro de energía eléctrica ha traído como consecuencia que la continuidad y la calidad del servicio sea más exigido a las empresas eléctricas por los usuarios. [34]. La confiabilidad en los sistemas de distribución es una consideración importante en la planeación y operación del sistema, ya que las empresas siguen construyendo instalaciones para satisfacer el crecimiento de la carga demandada [25].

Hoy día es muy importante diseñar y operar sistemas eléctricos que, no sólo tengan la máxima eficiencia posible, sino que además tengan el más alto grado de seguridad y confiabilidad. En los sistemas eléctricos el hecho de no disponer de electricidad en momentos inesperados, trae graves consecuencias productivas, por ejemplo un minuto sin electricidad causará: la pérdida de los datos almacenados en un computador, la detención de un motor, y en consecuencia la detención de toda una cadena productiva de alguna industria, en el caso de un hospital una operación médica se ve interrumpida o alterada o algunos equipos de vital importancia se ven afectados, es decir, en los sistemas eléctricos se debe tender a tener la máxima confiabilidad posible debido a que las consecuencias son muy relevantes.[30]. Se puede plantear como concepto general que la confiabilidad es una función que expresa la probabilidad de sobrevivencia a través del tiempo para un componente aislado, la función corresponde a un exponencial decreciente ya que la probabilidad de estar operando es mayor en los instantes iniciales de su puesta en operación que después de que pase un largo tiempo como se muestra en la figura 3.1[27].

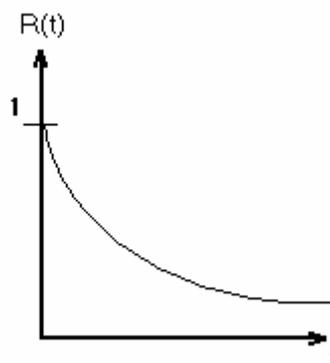


Figura 3.1 (Función de confiabilidad).

La confiabilidad en las redes de distribución involucra aspectos técnicos con los económicos y puede evaluar cuantitativamente un sistema para ayudar a los ingenieros en la toma de decisiones [33]. En el caso de un sistema eléctrico de distribución la probabilidad de “sobrevivencia” es relacionada con la posibilidad de contar con energía eléctrica en cualquier instante, ya que un sistema de distribución experimentara situaciones que provoquen interrupciones de servicio debido a que los elementos que lo componen fallan por causas accidentales o por condiciones de operación [29].

La confiabilidad en las redes de distribución es definida como la capacidad del sistema para cumplir sin fallas su función dentro de un periodo especificado. [20]. Los índices mas utilizados en la cuantificación de la confiabilidad son los relacionados con la frecuencia y duración de las fallas o interrupciones de servicio de energía eléctrica. La utilización de los índices de confiabilidad por las empresas de distribución les ayuda en la toma de decisiones acerca de la topología de la red, elementos de protección, políticas de mantenimiento y operación, incorporación de elementos de maniobra automatizados o redundancia de elementos[29].

EL proveer de un alto nivel de confiabilidad tiene un costo mayor para las compañías suministradoras tanto en inversión como en operación, estos altos costos dependerán de los clientes conectados a la red ya que si la confiabilidad se mejora los clientes pierden menos dinero debido a la interrupción del servicio y las compañías ahorran dinero debido al pago de demandas debido a las interrupciones del servicio. Un nivel de confiabilidad se puede clasificar como adecuado cuando la suma de los costos de suministro mas los costos de las interrupciones cuando estas ocurren son mínimos, esto se puede ver en la figura 3.2 [21].

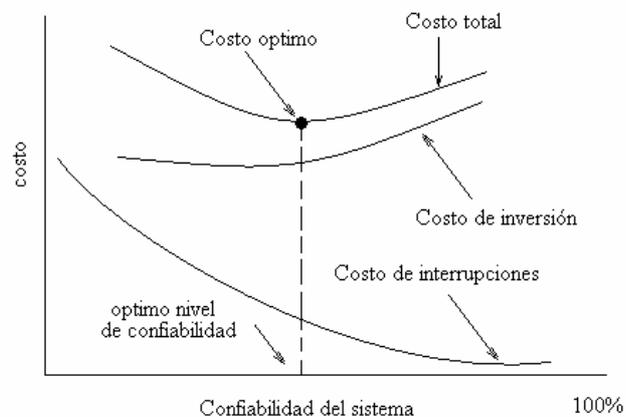


Figura 3.2 (Costo contra confiabilidad del sistema)

### 3.2 EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

El sistema de distribución es una parte importante del sistema eléctrico total ya que es el principal vínculo entre el sistema de potencia y los consumidores, en la mayoría de los casos este vínculo es de tipo radial por lo tanto es susceptible a la salida debido a un solo evento [22]. La principal función de un sistema eléctrico de distribución es abastecer a los usuarios de energía eléctrica tan económica y confiable como sea posible. La confiabilidad en los sistemas de distribución es la principal consideración en la operación y la planeación del sistema [25]. La probabilidad de que el cliente no tenga servicio puede reducirse aumentando la inversión ya sea durante la planificación o en la operación o ambas sin embargo hay que evitar sobre inversiones que hagan muy confiable el sistema pero con excesivos costos de equipos de operación y mantenimiento.

Existen dos clases de métodos para evaluar la confiabilidad: los métodos de simulación estocástica y los métodos de análisis. Dentro de los métodos de simulación estocástica el más conocido es el de Monte carlo, que consiste en la simulación de una gran cantidad de situaciones generadas en forma aleatoria donde los valores de los índices de confiabilidad corresponden a los momentos de las distribuciones de probabilidad. Existen dos tipos, el Método de Monte Carlo secuencial en donde el estado actual depende directamente de los estados anteriores (sistema con memoria), y el método de Monte Carlo no-secuencial en donde el estado actual no depende de los estados anteriores [29]. Sin embargo hay preferencia por lo métodos de análisis ya que es más fácil su manejo, estos métodos de análisis están basados en los procesos continuos de Markov que constituyen un método riguroso de análisis pero permiten simplificaciones para estudios manuales o bien el desarrollo de software simplificado [31]. El modelado de los sistemas eléctricos en la forma de los procesos de Markov es la forma más adecuada para la evaluación de la confiabilidad [35].

Una red de distribución se considera como un sistema reparable, es decir, que al fallar un elemento este es reemplazado o reparado dependiendo de el elemento en cuestión, de esta manera se reestablece la condición de operación normal del sistema o de la parte de la red afectada. La mayoría de los métodos analíticos están basados en los procesos continuos de Markov. El concepto básico de la aplicación de las técnicas de Markov se fundamenta en el hecho de que los sistemas tienen una cierta probabilidad de estar disponibles o indisponibles y además pueden estar formadas por las combinaciones serie, paralelo o serie – paralelo de sus elementos. [31].

### 3.2.1 Sistemas en serie

Consideremos el caso de dos componentes conectadas en serie, el diagrama de estado para estas dos componentes se muestra en la figura 3.3 [29].

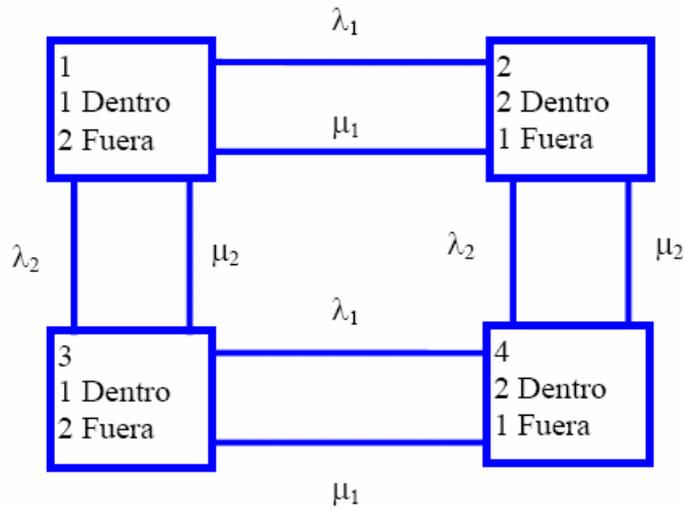


Figura 3.3 (Diagrama de estados para dos componentes en serie)

En donde  $\lambda_1$  y  $\lambda_2$  son los índices de falla y  $\mu_1$  y  $\mu_2$  son los índices de reparación para las componentes en serie 1 y 2.

Para el caso de dos componentes en serie como el de la figura 3.4 los índices de falla y de reparación se calculan de la siguiente manera:

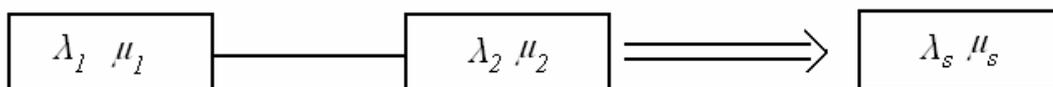


Figura 3.4 (Diagrama de bloques de un sistema serie)

La probabilidad de tener las dos componentes disponibles esta dada por:

$$A_{sys} = A_1 \cdot A_2 \tag{3-1}$$

$$A_{sys} = \left( \frac{u_1}{\lambda_1 + u_1} \right) \left( \frac{u_2}{\lambda_2 + u_2} \right) = \frac{u_s}{\lambda_s + u_s} \tag{3-2}$$

En general para un sistema serie compuesto de  $n$  elementos, el índice de falla para los elementos que están disponibles es:

$$\lambda_{sys} = \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \dots + \lambda_n \quad 3-3$$

y el índice de reparación (en unidades de tiempo) es:

$$r_{sys} = \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2 + \lambda_3 r_3 + \dots + \lambda_n r_n}{\lambda_{sys}} \quad 3-4$$

y la no-disponibilidad es:

$$U_s = \lambda_{sys} r_{sys} \quad 3-5$$

### 3.2.2 Sistemas en paralelo

Se puede analizar la confiabilidad de sistemas de dos componentes o más en paralelo como el bloque de la figura 3.5, aplicando los mismos conceptos usados en el análisis de la confiabilidad serie (de los estados de una componente).

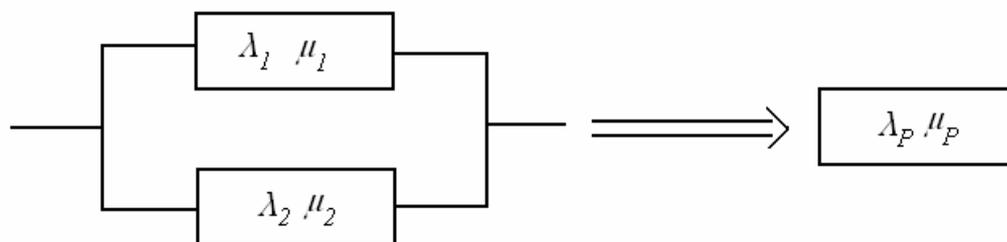


Figura 3.5 (Diagrama e bloques de un sistema en paralelo)

La probabilidad de que el sistema de la figura 3.5 este no-disponible se expresa como[36]:

$$U_{sys} = U_1 U_2 = \frac{\lambda_1 \lambda_2}{(\lambda_1 + u_1)(\lambda_2 + u_2)} = \frac{\lambda_{sys}}{\lambda_{sys} + u_{sys}} \quad 3-6$$

El índice de reparación del sistema en paralelo es [35]:

$$r_{sys} = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} \quad 3-7$$

Y el índice de falla para el sistema en paralelo es:

$$\lambda_{sys} = \frac{\lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)}{1 + \lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2} \quad 3-8$$

Si  $\lambda_1 r_1$  y  $\lambda_2 r_2$  son mucho más pequeños que 1 entonces la ecuación 3-25 se puede escribir como [36]:

$$\lambda_{sys} = \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) \quad 3-9$$

La indisponibilidad de un sistema en paralelo se expresa como [36]:

$$U_{sys} = \lambda_{sys} r_{sys} = \frac{\lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) r_1 r_2}{(r_1 + r_2)} = \lambda_1 \lambda_2 r_1 r_2 \quad 3-10$$

### 3.2.3 Combinaciones en serie y paralelo

Combinaciones simples de subsistemas o componentes en serie o paralelo pueden ser analizados por una reducción sucesiva de componentes equivalentes en serie y paralelo. En la figura 3.6 se muestra un sistema serie-paralelo el cual tiene un alto nivel de redundancia. La confiabilidad equivalente del sistema con  $m$  ramas en paralelo de  $n$  componentes en serie en cada una, se puede expresar como [36]:

$$R_{sys} = 1 - (1 - R^n)^m \quad 3-11$$

- En donde:
- $R_{sys}$  = Confiabilidad equivalente del sistema
  - $R^n$  = Confiabilidad equivalente de una rama
  - $n$  = número total de componentes en una rama
  - $m$  = número total de ramas

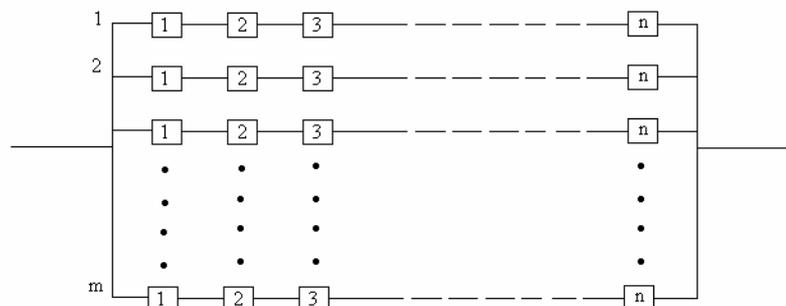


Figura. 3.6 (Un sistema serie-paralelo con alto nivel de redundancia)

En la figura 3.7 se muestra un sistema serie-paralelo el cual tiene un bajo nivel de redundancia, la confiabilidad equivalente del sistema de  $n$  bancos en serie con  $m$  componentes en paralelo en cada banco se puede expresar como [36]:

$$R_{sys} = [1 - (1 - R)^m]^n \quad 3-29$$

En donde:  $R_{sys}$  = Confiabilidad equivalente del sistema

$1 - (1 - R)^m$  = Confiabilidad equivalente de el banco en paralelo

$n$  = número total de bancos

$m$  = número total de componentes en paralelo

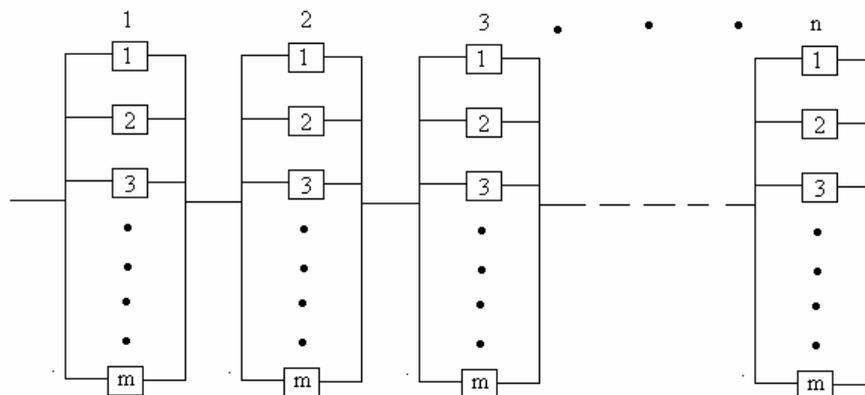


Figura 3.7 (Un sistema serie-paralelo, con bajo nivel de redundancia)

### 3.2.4 MÉTODO DE CORTES MÍNIMOS.

Esta técnica es muy conveniente para el análisis de confiabilidad en los sistemas de distribución y se utiliza principalmente para determinar los índices de confiabilidad, y puede ser aplicado a sistemas con configuración simple o compleja. Este método hace una representación serie-paralelo de la red bajo estudio que puede tener cualquier configuración, un conjunto o grupo de corte es un grupo de elementos que al ser retirados del sistema produce su partición. Se dice que un corte es mínimo cuando no tiene ningún subconjunto de componentes que si fallan causaran la falla del sistema [29]. Si fallan todos los elementos de un conjunto o grupo de corte, el sistema fallará, sin importar el estado del resto de los componentes del sistema. Un sistema puede tener un gran número de grupos de corte y un componente puede pertenecer a más de uno de ellos. Considere el diagrama de la figura 3.8 que es una red enmallada compuesta por 6 elementos en donde E es la entrada y S las salida.

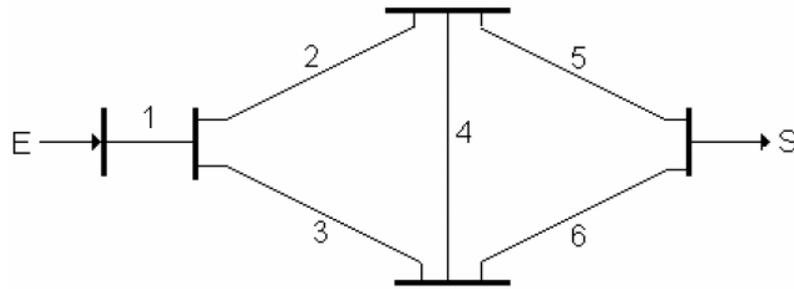


Figura.3.8 (Red enmallada de 6 elementos)

En la tabla 3.1 se indican algunos grupos de corte para el sistema de la figura 3.9, los cortes mínimos son solamente: (1), (2,3) (5,6) (2, 4,6) (3, 4,5).

Conjunto	Elementos	Conjunto	Elementos
1	1	6	2-3-4
2	2-3	7	4-5-6
3	5-6	8	2-4-6
4	1-2-3	9	3-4-5
5	1-5-6	10	2-3-5-6

Tabla 3.1.- (Conjuntos de corte para la red de la figura 3.8)

En el grupo de corte los elementos deben conectarse en paralelo ya que la falla se produce cuando todos los elementos salen de la red, los cortes a su vez, deben de conectarse en serie ya que la salida de cualquiera de ellos causa la desconexión del sistema. En la figura 3.9 se muestran los conjuntos de corte mínimo para la red de la figura 3-9.

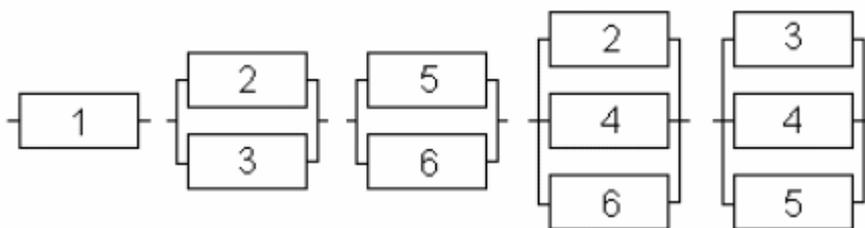


Fig. 3.9.- (Conjuntos de corte mínimo para la figura 3.8)

### 3.3 APLICACIÓN A UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN RADIAL.

Muchos de los sistemas de distribución tienen un solo alimentador y son llamados sistema de distribución radial, otros sistemas conectados en malla son operados en forma radial usando switches normalmente abiertos[23]. El diseño de un circuito de distribución requiere de seccionalización para la protección por sobrecorriente así como para mejorar la confiabilidad del sistema, el apropiado diseño y uso de los dispositivos de seccionamiento produce un mejoramiento en la confiabilidad no solo en la medición por los índices para la empresa si no en la percepción de los clientes del mejoramiento de la confiabilidad ya que si se reducen las interrupciones de servicio sostenidas como momentáneas se incrementa la satisfacción del cliente.[8]

#### 3.3.1 Alimentador radial con protección en los ramales.

En la figura 3.10 se muestra un alimentador radial que tiene sus ramales protegidos por fusibles, así cuando ocurre una falla en los ramales del sistema de la figura 3.11, el fusible que protege al ramal con falla se quema y se desconecta la parte de sistema con la falla pero no afecta a los demás puntos de carga que no están fallados. Los parámetros de confiabilidad para el sistema radial mostrado en la figura 3.10 se muestran en la tabla 3.2. [36].

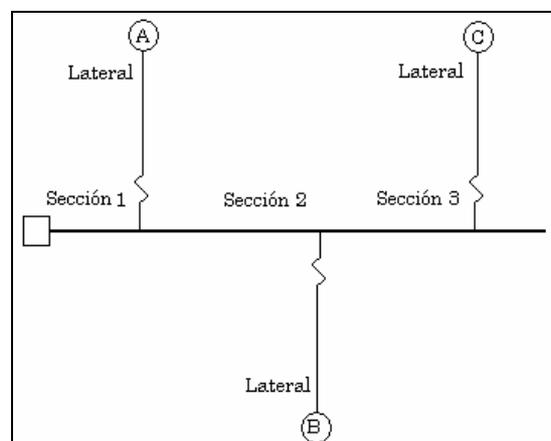


Figura 3.10.- (Alimentador radial con fusibles en los ramales)

Componente	$\lambda$ (falla/año)	r (hrs)
Sección 1	0.08	3.5
Sección 2	0.08	3.5
Sección 3	0.08	3.5
Lateral a	0.4	1.5
Lateral b	0.3	1.5
Lateral c	0.3	1.5

Tabla 3.2.- (Índices de confiabilidad para el sistema de la figura 3.10).



Los índices de interrupciones anuales para los clientes de los ramales a, b y c son:

$$\lambda_A = \sum_{i=1}^4 \lambda_i = \lambda_{\text{sec1}} + \lambda_{\text{sec2}} + \lambda_{\text{sec3}} + \lambda_{\text{latA}} = 0.08 + 0.08 + 0.08 + 0.4 = 0.64 \text{ fallas / año}$$

$$\lambda_B = \sum_{i=1}^4 \lambda_i = \lambda_{\text{sec1}} + \lambda_{\text{sec2}} + \lambda_{\text{sec3}} + \lambda_{\text{latB}} = 0.08 + 0.08 + 0.08 + 0.3 = 0.54 \text{ fallas / año}$$

$$\lambda_C = \sum_{i=1}^4 \lambda_i = \lambda_{\text{sec1}} + \lambda_{\text{sec2}} + \lambda_{\text{sec3}} + \lambda_{\text{latC}} = 0.08 + 0.08 + 0.08 + 0.3 = 0.54 \text{ fallas / año}$$

Los tiempos de reparación promedio para los clientes del ramal A son:

$$r_A = \frac{(\lambda_{\text{sec1}} \times r_{\text{sec1}}) + (\lambda_{\text{sec2}} \times r_{\text{sec2}}) + (\lambda_{\text{sec3}} \times r_{\text{sec3}}) + (\lambda_{\text{latA}} \times r_{\text{latA}})}{\lambda_A}$$

$$r_A = \frac{(0.08 \times 3.5) + (0.08 \times 3.5) + (0.08 \times 3.5) + (0.4 \times 1.5)}{0.64} = 2.25 \text{ hrs.}$$

Los tiempos de reparación promedio para los clientes del ramal B son:

$$r_B = \frac{(\lambda_{\text{sec1}} \times r_{\text{sec1}}) + (\lambda_{\text{sec2}} \times r_{\text{sec2}}) + (\lambda_{\text{sec3}} \times r_{\text{sec3}}) + (\lambda_{\text{latB}} \times r_{\text{latB}})}{\lambda_B}$$

$$r_B = \frac{(0.08 \times 3.5) + (0.08 \times 3.5) + (0.08 \times 3.5) + (0.3 \times 1.5)}{0.54} = 2.38 \text{ hrs.}$$

Los tiempos de reparación promedio para los clientes del ramal c son:

$$r_C = \frac{(\lambda_{\text{sec1}} \times r_{\text{sec1}}) + (\lambda_{\text{sec2}} \times r_{\text{sec2}}) + (\lambda_{\text{sec3}} \times r_{\text{sec3}}) + (\lambda_{\text{latC}} \times r_{\text{latC}})}{\lambda_C}$$

$$r_C = \frac{(0.08 \times 3.5) + (0.08 \times 3.5) + (0.08 \times 3.5) + (0.3 \times 1.5)}{0.54} = 2.38 \text{ hrs.}$$

La no-disponibilidad para los ramales A, B y C son:

$$U_A = \lambda_A r_A = (0.64 \times 2.25) = 1.44 \text{ hrs}$$

$$U_B = \lambda_B r_B = (0.54 \times 2.38) = 1.29 \text{ hrs}$$

$$U_C = \lambda_C r_C = (0.54 \times 2.38) = 1.29 \text{ hrs}$$

Los índices de confiabilidad para cada ramal varían de acuerdo al índice de fallas de cada uno, el ramal A es el más crítico ya que tiene mayor índice de fallas.

### 3.3.2 Alimentador radial con protección en los ramales y dispositivos de Seccionamiento en el alimentador principal.

Colocando equipo de seccionamiento en el alimentador principal en caso de una falla en este el interruptor principal opera para liberar la falla, después de que la falla ha sido detectada el dispositivo seccionador puede abrirse y el interruptor puede cerrarse nuevamente. Este procedimiento permite la restauración del servicio a todos los puntos de carga que están entre el punto de alimentación y la parte del sistema aislada antes de que se haya terminado el proceso de reparación [28]. En la figura 3.11 se muestra un alimentador radial con protección en los ramales y con dispositivos de seccionamiento en el alimentador principal. El tiempo requerido para la seccionalización manual de cada sección del alimentador es de 0.75 horas.

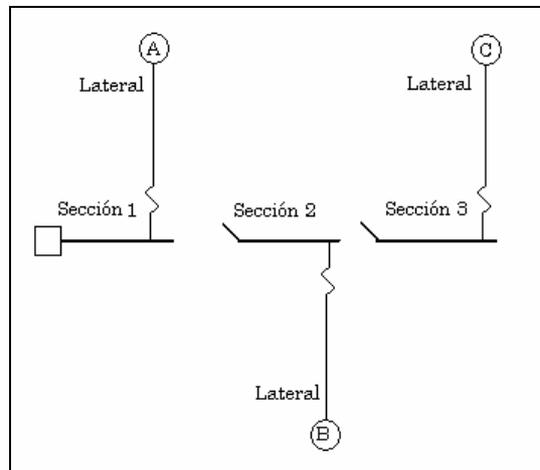


Fig. 3.11.- (Alimentador radial con dispositivos de seccionamiento en el alimentador principal).

El tiempo promedio de reparación o (tiempo de restauración) para los consumidores del ramal A es:

$$r_A = \frac{(\lambda_{sec1} \times r_{falla}) + (\lambda_{sec2} \times r_{MS}) + (\lambda_{sec3} \times r_{MS}) + (\lambda_{latA} \times r_{lat.falla})}{\lambda_A}$$

en donde:

$r_A$  = Tiempo promedio de reparación para el consumidor A.

$\lambda_{seci}$  = Índice de falla de la sección del alimentador al año.

$r_{falla}$  = Tiempo promedio de reparación de la falla en la sección del alimentador.

$r_{lat.falla}$  = Tiempo promedio de reparación de la falla en el ramal

$r_{MS}$  = Tiempo promedio para el seccionamiento por sección.



$\lambda_{latA}$  = Índice de falla del lateral por año.

$$r_A = \frac{(0.08 \times 3.5) + (0.08 \times 0.75) + (0.08 \times 0.75) + (0.4 \times 1.5)}{\lambda_A} = 1.56 \text{ horas}$$

El tiempo promedio de reparación o (tiempo de restauración) para los consumidores del ramal B es:

$$r_B = \frac{(\lambda_{sec1} \times r_{falla}) + (\lambda_{sec2} \times r_{falla}) + (\lambda_{sec3} \times r_{MS}) + (\lambda_{latB} \times r_{lat.falla})}{\lambda_A}$$
$$r_B = \frac{(0.08 \times 3.5) + (0.08 \times 3.5) + (0.08 \times 0.75) + (0.3 \times 1.5)}{\lambda_A} = 1.98 \text{ horas}$$

El tiempo promedio de reparación o (tiempo de restauración) para los consumidores del ramal C es:

$$r_C = \frac{(\lambda_{sec1} \times r_{falla}) + (\lambda_{sec2} \times r_{falla}) + (\lambda_{sec3} \times r_{falla}) + (\lambda_{latC} \times r_{lat.falla})}{\lambda_A}$$
$$r_C = \frac{(0.08 \times 3.5) + (0.08 \times 3.5) + (0.08 \times 3.5) + (0.3 \times 1.5)}{\lambda_A} = 2.39 \text{ horas}$$

Como se puede ver aplicando equipo de seccionamiento en el alimentador principal los índices de confiabilidad para los puntos A y B son mejorados, los índices en el punto de caga C permanecen sin cambio debido a que el aislamiento no puede quitar el efecto de ninguna falla en ese punto de carga.

### 3.4 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD

Los índices o parámetros de confiabilidad utilizados en redes eléctricas pretenden cuantificar la calidad de servicio en los puntos de consumo y a veces para el sistema global. Los índices de confiabilidad en las redes de distribución se pueden clasificar como:

- Basado en el número de clientes, interrupciones y la duración de las interrupciones.
- Basado en la cantidad de carga pérdida.

#### 3.4.1 Ejemplo del cálculo de los índices de confiabilidad.

Debido a que la red de distribución representa el punto de contacto con los usuarios, entonces los índices de confiabilidad en las redes de distribución determinan de cierta forma los índices de calidad de la empresa suministradora. Los índices comúnmente usados basados en las interrupciones sostenidas en las redes de distribución son el SAIFI, SAIDI, CAIDI y ASAI. [8]. En la tabla 3.3 se muestran los datos de un sistema que consiste de 6 alimentadores principales con un total de 55000 consumidores servidos, en la tabla 3.4 se muestran los datos de las interrupciones sostenidas en un año determinado.[22]

Bus	Consumidores servidos por el bus
A	5,000
B	15,000
C	10,000
D	10,000
E	7,000
F	8,000
Total	55,000

Tabla 3.3.- (Datos del sistema).

caso de interrupcion	interrupciones al cliente	Duración minutos	Minutos por cliente
1	5,000	60	300000
	1,000	12	12000
2	5,000	120	600000
3	4,000	30	120000
4	2,000	105	210000
interrupciones totales	17,000		
Suma de los minutos de interrupcion			1,242,000

Tabla 3.4.- (Datos de interrupciones a los consumidores).

Los índices de confiabilidad más utilizados por las empresas de distribución son SAIFI, SAIDI, CAIDI; ASAI, para los datos del sistema dados en la tabla 3.3 y 3.4 los índices de confiabilidad son:

$$SAIFI = \frac{\text{Número total de clientes int errumpidos}}{\text{Número de clientes servidos}} = \frac{17000}{55000} = 0.31 \text{ int errupciones}$$

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Duración de las int errupciones de consumidores}}{\text{Número de clientes servidos}} = \frac{1,242,000}{55000} = 22.58 \text{ minutos}$$

$$CAIDI = \frac{\sum \text{Duración de las int errupciones de consumidores}}{\text{número total de int errupciones por usuario}} = \frac{1,242,000}{17000} = 73 \text{ minutos}$$

CAIDI también puede ser obtenido por la división entre SAIDI y SAIFI.

$$ASAI = \frac{\text{Horas disponibles de servicio por usuario}}{\text{Horas demandadas de servicio por usuario}} = \frac{(55,000 \times 8760) - (1,242,000 / 60)}{(55,000 \times 8760)} = 0.999957$$

$$ASUI = 1 - ASAI = 0.000043$$

### 3.4.2 Cálculo de los índices de confiabilidad usando restauradores.

Por ejemplo si se tiene a un cliente que es alimentado por una subestación de distribución y que tienen las características e índices de falla mostrados en la figura 3.12, y no se cuenta con un dispositivo con recierre en el alimentador principal sus índices de confiabilidad son los siguientes [31]:

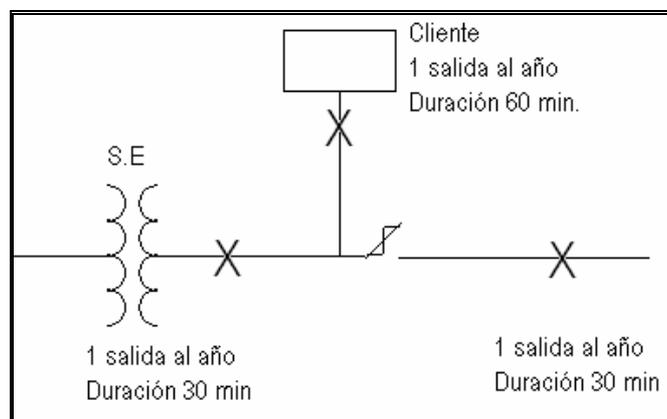


Figura 3.12.- (Índices de falla de un alimentador sin dispositivo de protección con recierre).

$$SAIFI = \frac{(\text{No total de clientes int errumpidos})(\text{No de int errupciones})}{(\text{No total de clientes})} = \frac{1 \times 3}{1} = 3 \text{ por año}$$

$$SAIDI = \frac{\sum (\text{Duración de int errupciones})(\text{Numero de clientes afectados})}{(\text{No total de clientes})} = \frac{(30 \times 1) + (60 \times 1) + (30 \times 1)}{1} = 120 \text{ min}$$

$$CAIDI = \frac{\sum (\text{Duración de int errupciones por usuario})}{(\text{No total de int errupciones por usuario})} = \frac{30 + 60 + 30}{1 + 1 + 1} = 40 \text{ min}$$

Si la subestación cuenta con un dispositivo de protección con recierre automático en el alimentador principal como se muestra en la Fig. 3-15 los índices de confiabilidad son:

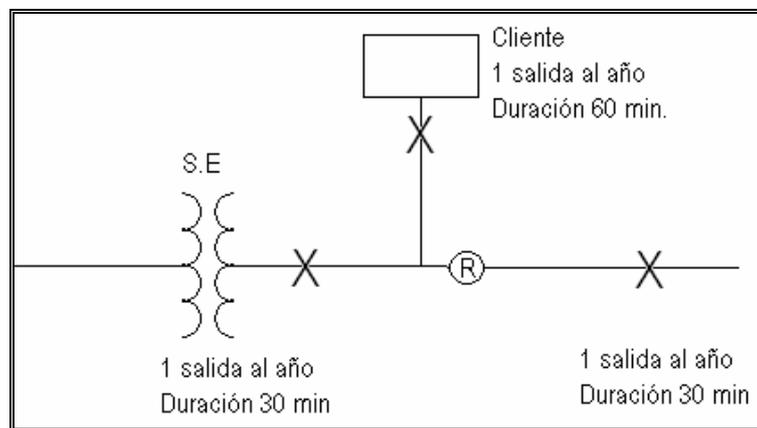


Figura 3.13.- (Índices de falla de un alimentador con dispositivo de protección con recierre).

$$SAIFI = \frac{(\text{No total de clientes int errumpidos})(\text{No de int errupciones})}{(\text{No total de clientes})} = \frac{1 \times 2}{1} = 2 \text{ por año}$$

$$SAIDI = \frac{\sum (\text{Duración de int errupciones})(\text{Numero de clientes afectados})}{(\text{No total de clientes})} = \frac{(30 \times 1) + (60 \times 1)}{1} = 90 \text{ min}$$

$$CAIDI = \frac{\sum (\text{Duración de int errupciones por usuario})}{(\text{No total de int errupciones por usuario})} = \frac{30 + 60}{1 + 1} = 45 \text{ min}$$

Como se puede ver los dispositivos de protección con recierre aumentan la confiabilidad, reduciendo el número de interrupciones sostenidas por usuario y reduciendo los tiempos de interrupción del servicio.



## **CAPÍTULO IV**

### **LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES Y LOS ELEMENTOS DE PROTECCIÓN CON RECIERRES AUTOMÁTICOS.**

#### **4.1 CARACTERÍSTICAS FUNDAMENTALES DE LA PROTECCIÓN.**

Con el incremento de cargas los voltajes y la capacidad de corto circuito en las redes de distribución los dispositivos de protección de sobrecorriente en las redes de distribución son cada vez más importantes. La capacidad de los dispositivos de protección para minimizar el daño así como los tiempos de interrupción cuando existe una falla es demandado no solo por aspectos económicos si no también porque los usuarios en general esperan un servicio confiable. Los dispositivos de protección contra sobrecorriente en las redes de distribución no solo están diseñados para interrumpir corrientes de falla, también desempeñan otras funciones como interrupción de corrientes de sobrecarga con la función principal de aislar las fallas permanentes de las áreas no falladas, por lo que deben tener una adecuada coordinación ya que deben cumplir con los requerimientos de un sistema de protecciones los cuales son, sensibilidad, selectividad, velocidad y confiabilidad.[1]

La sensibilidad se refiere a la habilidad de los esquemas de protección para detectar todas las fallas dentro de los límites y las condiciones esperadas en el sistema a proteger.[39].

La selectividad se refiere a la habilidad de los esquemas de protección, para discriminar entre las diferentes ubicaciones (externa o interna), tipos de fallas (entre fases o fase a tierra), u otras condiciones anormales del sistema. Esta característica es importante, ya que los esquemas que no son selectivos, pueden causar disparos innecesarios de los elementos del sistema.

La velocidad es la habilidad de los esquemas de protección para liberar las fallas en un sistema eléctrico en el menor tiempo posible. Cuanto mas veloces son los dispositivos de protección, habrá mayores márgenes de estabilidad para el sistema de potencia, y también se minimiza el daño al equipo primario como transformadores, generadores, reactores; es importante mencionar que la velocidad de los esquemas de protección debe conjugarse con interruptores rápidos, para minimizar los tiempos de libramiento de las fallas.[39]

La confiabilidad es la certeza que ofrece un sistema de protecciones para operar correctamente o cumplir satisfactoriamente la función para la cual fue diseñado. La confiabilidad esta en función de dos factores:

- **Seguridad.-** Es el grado de certeza de que el esquema de protección no operara para una condición anormal para la cual no fue diseñado. Esta característica es también muy importante, ya que las operaciones incorrectas también pueden llevar a un apagón generalizado.
- **Dependabilidad.-** Es la certeza de la operación correcta del sistema de protección para todas las fallas para las que fue diseñado, (es la probabilidad de NO tener una falla de operación cuando se requiere).

#### 4.2 COORDINACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN.

El propósito de la coordinación de los dispositivos de sobrecorriente en las redes de distribución es mejorar la confiabilidad del sistema, uno de los objetivos principales es aislar rápidamente la parte de la línea o equipo del sistema fallado con un mínimo disturbio para el resto del sistema [12].

En un estudio de coordinación de protecciones se debe hacer una selección adecuada de los dispositivos a utilizar, ya que el sistema de protección debe distinguir entre condiciones normales y anormales así como permitir una operación selectiva y coordinada de cada dispositivo.[1]. La finalidad principal de este estudio de coordinación de protecciones es determinar las características, niveles y ajustes de los dispositivos de protección contra sobrecorriente, los cuales deberán actuar ante una falla en el sistema. Un estudio de coordinación nos proporciona datos para la selección de instrumentos, razones de transformación para transformadores de corriente, características y tipos de reles de sobrecorriente, características de los fusibles, secuencias de operación de restauradores así como la ubicación y programación de seccionadores.

Para la ubicación correcta de los dispositivos de protección se deberá tener en cuenta las siguientes consideraciones [2]:

- EL primer punto lógico a proteger será la salida del alimentador.

- El origen de cada ramal debería considerarse como punto de seccionalización con el objeto de limitar el retiro de servicio al menor segmento del sistema.
- Se debe tomar en cuenta el fácil acceso al equipo de protección que se instale.
- La decisión sobre el nivel de protección debe estar sujeta a una evaluación técnico-económica que tome en cuenta la inversión inicial en los equipos contra los ahorros en costo y beneficio a largo plazo.

Los factores que se deben tomar en cuenta para la aplicación apropiada del equipo de protección son los siguientes [2]:

- Distancia y calibres de conductores a lo largo del circuito a proteger.
- Voltaje del sistema
- Corrientes nominales en la ubicación de los equipos de protección.
- Niveles de falla máxima y mínima (máxima y mínima generación) en los puntos que se desea proteger.
- Valores mínimos de operación.
- Curvas de tiempo-corriente y secuencias de operación de los equipos de protección.
- Márgenes de capacidad de los equipos de protección para crecimientos futuros de la red o cambios en la topología de esta.
- A medida que las distancias desde la subestación aumentan se utilizan equipos menos caros y menos sofisticados.

En la coordinación de dispositivos de protección contra sobrecorriente se toman en cuenta dos principios básicos los cuales son: 1.- El dispositivo de protección mas cercano debe liberar una falla ya sea permanente o transitoria antes que lo haga el dispositivo de respaldo y se interrumpa el circuito en forma definitiva. 2.- Las interrupciones de servicio por fallas permanentes deben ser limitadas a la parte más pequeña posible del circuito y el menor tiempo que sea posible.

Los principales elementos a proteger en una subestación de distribución son: transformadores, líneas de subtransmisión y alimentadores. Para el transformador, la Comisión Federal de Electricidad (Especificación CFE-G0000-62) considera dos arreglos básicos. Para transformadores mayores a 10 MVA se utiliza protección diferencial y relevadores de sobrecorriente como protección de respaldo; para transformadores menores a 10MVA se utilizan fusibles en el lado primario y relevadores de fase y tierra en

baja tensión. El sistema de protección para líneas de subtransmisión de 69 KV a 138 KV (especificación CFE-G0000-65) se define en función de su longitud; líneas menores de 10 km. se utiliza protección diferencial (87 L) y protección direccional de sobrecorriente a tierra (67 N). La protección para alimentadores de circuitos de distribución de 13.8 KV a 34.5 KVA (especificación CFE-G0000-65) se realiza dependiendo del tamaño y tipo de subestación; alimentadores de circuitos de distribución en subestaciones áreas y rurales con capacidades instaladas inferiores a los 5 MVA, se utilizan restauradores automáticos con protección contra sobrecorriente de fallas entre fases y a tierra; para alimentadores en subestaciones con capacidades instaladas mayores a 5 MVA se utiliza protección de sobrecorriente 50/51- 50N/51N y función de recierre automático (79).[1].

#### 4.2.1 Subestaciones con sistema de protección fusible-relevador.

Las subestaciones que emplean este tipo de protección son aquellas cuyos bancos de transformación son de capacidad menor a 12000 KVA, y no se justifica el empleo de un interruptor de potencia en el lado de alta tensión. En la figura 4.1 se muestra el diagrama unifilar para una subestación que emplea este sistema de protección.

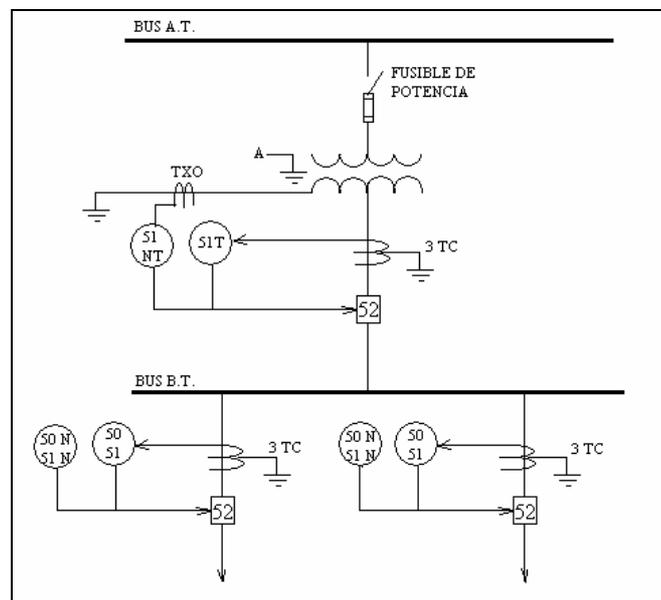


Figura.4.1.- (Subestación con protección fusible-relevador).

Para la protección externa del transformador se emplean fusibles de potencia en el lado de alta tensión y relevadores de sobrecorriente en el lado de baja tensión. De la figura 4.1 podemos observar que los fusibles de potencia son los que protegen al



transformador y lo aíslan en caso de falla y además sirve de respaldo a los relevadores del lado de baja tensión[2].

Las condiciones que deben de cumplir los fusibles de potencia para su elección como medio de protección primaria del transformador son las siguientes [2]:

- El fusible deberá poder soportar el 200% de la corriente de carga total continuamente durante emergencias.
- Las curvas de MMT y MCT del fusible deben de quedar debajo de la curva de daño del transformador.
- El fusible deberá soportar la corriente de magnetización (inrush), es decir, la curva de MMT quedara a la derecha de los siguientes puntos:  $3I_n=10\text{seg}$ ;  $6I_n=1\text{seg}$ ;  $12I_n=0.1\text{seg}$ ;  $25I_n=0.01\text{seg}$ ; en donde  $I_n$ =corriente nominal del transformador.
- La curva de MMT se toma como limite de coordinación para los elementos inferiores en cascada.
- Las fallas en el transformador solo serán liberadas por los fusibles de potencia.

Los relevadores de sobrecorriente de fase del lado de baja tensión del transformador, protegerán al transformador de sobrecargas sostenidas y evitarán la operación de los fusibles de potencia que tienen un costo muy elevado y un tiempo de reposición largo, también tendrán la función de respaldar a los relevadores de fase de los circuitos cuando haya una falla en el alimentador primario. Estos relevadores carecen de unidad instantánea (50) ya que siendo el bus y la salida de los alimentadores el mismo punto eléctrico, operaran simultáneamente con los relevadores del alimentador y no existirá coordinación. Estos relevadores deberán ajustarse para un pick-up máximo del 200% de la capacidad nominal del transformador.

El relevador de fase a tierra 51NT, debe conectarse del TC de neutro del transformador de potencia ya que el reflejo de este es mas fiel que en una conexión residual de una estrella. Debido a que este relevador no se afecta con la corriente de carga, es posible ajustarlo a un valor entre el 10 y el 70% de esta.

La coordinación con los fusibles del primario del transformador requieren que el tiempo total del liberación del relevador de fase mas el tiempo del interruptor sea menor que el 75 al 90% que la curva mínima de fusión del fusible del primario para todos los valores de corriente hasta la máxima corriente de falla disponible en el bus secundario del transformador[2].

#### 4.2.2 Coordinación relevador-relevador.

Este esquema de protección se emplea generalmente entre dispositivos ubicados en la misma subestación, como protección de transformadores en alta y baja tensión o como protección del transformador y protección del alimentador. El criterio para definir el tipo de característica del relevador depende del dispositivo de protección a respaldar, y se recomienda que tengan características de inversión similares entre ellos.[1].

Las curvas extremadamente inversas generalmente son usadas para respaldar fusibles. Para el respaldo de restauradores se utilizan generalmente curvas inversas. En sistemas donde la magnitud de corriente de cortocircuito depende de la ubicación de la falla al relevador y ligeramente afectado por la generación en servicio, se recomienda utilizar curvas muy inversas para obtener disparos rápidos. Si la magnitud de corriente de cortocircuito es dependiente fuertemente de la capacidad del sistema de generación en el instante de la falla, se recomienda utilizar curvas inversas. Esta característica muy inversa es también aplicable cuando se tienen puestas en servicio que generan corrientes comparables con las corrientes de falla (carga fría)[1].

Esta coordinación se puede observar en la figura 4.2. Para la coordinación entre relevadores se requiere un margen de 0.1 segundos para tomar en cuenta el sobreviaje en el caso de relevadores electromecánicos mas 0.3 segundos, este margen se debe mantener para la máxima corriente de falla común en ambos dispositivos.

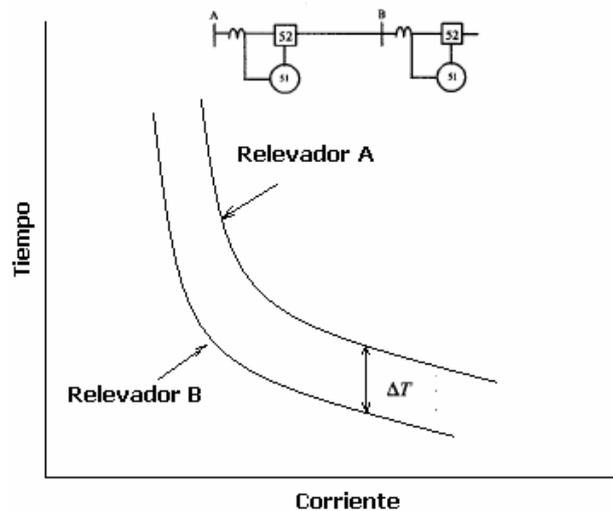


Figura 4.2.- (coordinación relevador-relevador).

### 4.2.3 Alimentadores primarios.

Generalmente los alimentadores primarios operan en forma radial y en el caso de existir anillos, estos están normalmente abiertos operando como circuitos radiales alimentando la carga de diferentes subestaciones[2]. Podemos clasificar a los alimentadores primarios en tres tipos los cuales son:

1. **Tipo rural.**-Este tipo de alimentador alimenta pequeños poblados cuya carga característica son pequeños motores (bombas, molinos, pequeñas industrias), alumbrado y grandes sistemas de bombeo.
2. **Tipo urbano.**- Es aquel que alimenta carga de alumbrado, pequeños y grandes comercios y pequeñas industrias.
3. **Tipo industrial.**- Este se caracteriza por grandes consumos de energía y por ende grandes motores.

La forma más usual para la protección de fallas en alimentadores es la protección por sobrecorriente, con un esquema formado por tres relevadores de fase alimentados por igual número de TC's, cuyos secundarios se conectan en estrella y en el neutro común de la estrella se conecta un relevador residual Este esquema cuenta siempre con unidades de sobrecorriente de disparo instantáneo (50). También se debe contar con un relevador de recierre (79), cuando el interruptor abra por una falla transitoria que son las más comunes en los alimentadores[2].

El ajuste de la unidad de disparo instantáneo se ajusta dependiendo si el siguiente dispositivo de protección sobre el alimentador es un fusible o un restaurador, si el siguiente dispositivo de protección es un fusible se puede ajustar de la siguiente manera[2]:

1. Ajustar la unidad instantánea para ver la falla en el punto de ubicación de los fusibles en la primera operación de la protección, después bloquear la operación instantánea por medio de contactos auxiliares del relevador de recierre con el fin de que si la falla no se liberó en esta primera operación opere la unidad con retardo de tiempo (51), dando tiempo para que el fusible se queme.

2. Ajustar la unidad instantánea para que no vea la falla en el punto de ubicación del fusible y seleccionando la unidad con retardo de tiempo de manera que permita que se funda el fusible.

Los relevadores de sobrecorriente de fase se deberán ajustar a un tap que permita llevar el 200% de la corriente de carga máxima y de manera que la corriente secundaria no sea mayor a 5 amperes y que la corriente de falla no sobrepase los 100 amperes secundarios. La palanca de tiempo de estos relevadores se obtiene de la coordinación con respecto a los ajustes de los relevadores de respaldo[2].

El relevador residual se ajustara de la misma manera que el relevador de fase para su operación instantánea y su unidad con retardo de tiempo se ajustara entre el 10 y el 20% de la corriente nominal del transformador sin que sea superior al ajuste dado para el 51NT.

#### **4.2.4 Redes de distribución**

En las redes de distribución el 75% de las fallas son de naturaleza temporal, producidas por contactos momentáneos con ramas de árboles, contacto entre conductores debido a la acción del viento, formación de arcos entre los aisladores o soportes de los mismos, descargas atmosféricas (rayos) sobre aisladores, sobrecargas momentáneas que pueden hacer operar dispositivos de protección, contaminación ambiental y vandalismo.[4] Estas fallas no resultan en daño físico del equipo si son liberadas rápidamente por algún dispositivo con recierre, ya que el recierre reestablece el servicio con un tiempo mínimo de interrupción.

Para este tipo de fallas se emplean dispositivos de protección contra sobrecorriente con recierres automáticos como son los restauradores, por lo que se requiere de un ajuste óptimo entre estos y los dispositivos de protección de sobrecorriente como son fusibles y relevadores ya que un mal ajuste entre estos dispositivos nos llevaría a interrupciones de servicio prolongados innecesarios debido a fallas temporales, así como la afectación a un número mas grande de usuarios, aumento en los tiempos de restablecimiento del servicio, y por lo tanto una disminución en la confiabilidad del servicio.

#### 4.2.4.1 Coordinación relevador-fusible del lado de la carga.

Este es el esquema más común de protección de alimentadores, la coordinación entre estos dos dispositivos ocurre normalmente encontrándose el interruptor dentro de la subestación y el fusible como protección de un ramal sobre la línea de distribución. En la figura 4.3 se muestra un sistema radial con este esquema de protección y se puede realizar la coordinación entre estos dispositivos con las siguientes consideraciones; si el ramal B-C es muy importante de debe utilizar un restaurador pero si no se justifica su empleo se hace el arreglo como el mostrado en la figura 4.3 [2].

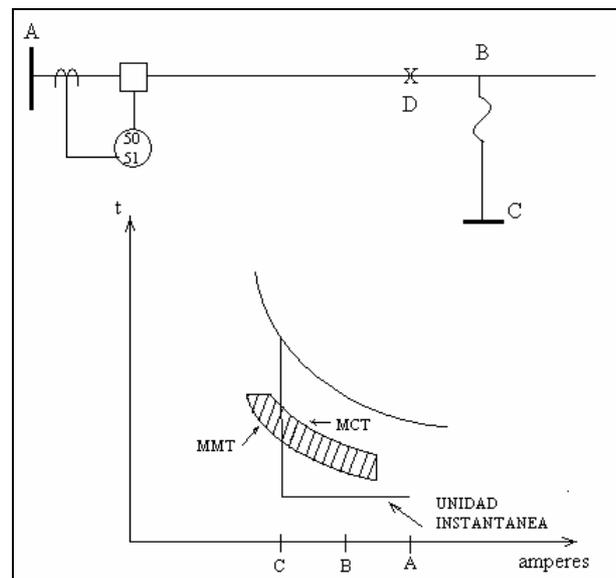


Figura. 4.3 (Esquema de protección interruptor-fusible).

Con la operación alternada de disparo instantáneo y después con retardo, para cualquier falla en el ramal, la primera operación la hace el relevador con su unidad instantánea si después del recierre la falla persiste, se fundirá el fusible. Las ventajas de este arreglo es que el 85% de las fallas pueden ser eliminadas en el primer disparo y la desventaja es que se afecta a un mayor número de consumidores por falla temporal en un ramal, por lo que no es conveniente sensibilizar la operación del instantáneo en el relevador en todos los ramales con fusibles.

El fusible solo operará para fallas permanentes en su ramal y el relevador deberá permitir la operación del fusible, por lo que el criterio para una buena coordinación es establecer un margen de 0.3 a 0.4 segundos entre la curva de tiempo máximo de

liberación del fusible y la curva de operación del relevador para un mismo valor de corriente de falla.

#### 4.2.4.2 Coordinación relevador-restaurador

La coordinación de estos dispositivos ocurre en un circuito en donde el interruptor actúa como respaldo normalmente dentro de la subestación. [2] Como se muestra en la figura 4.4. Los relevadores deben de ser ajustados con retraso suficiente para permitir toda la secuencia de operaciones del restaurador [1].

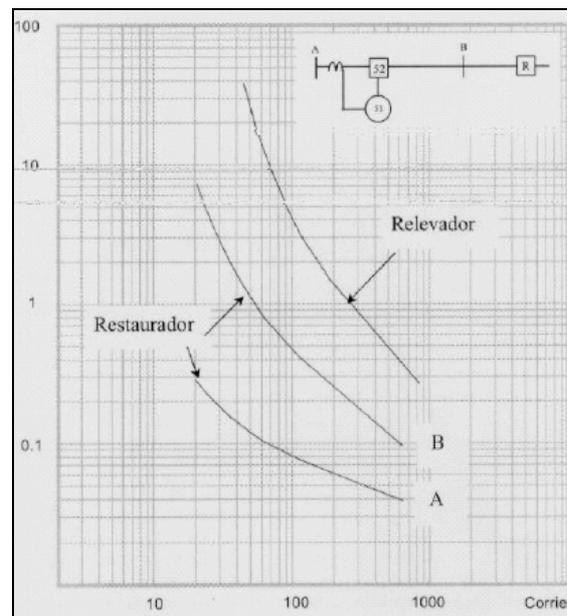


Figura.4.4.- (Esquema de protección relevador-restaurador).

Un aspecto muy importante a considerar para la coordinación de este esquema de protección es el tiempo de reposición del relevador del interruptor, el cual es largo y si la corriente de falla se reaplica al recierre del restaurador antes de que se reponga completamente el relevador, este avanza nuevamente al punto de cierre desde la posición de reposición incompleta.[13].

El siguiente ejemplo muestra estos tiempos de reposición del relevador, si el ajuste del restaurador tiene una secuencia 2A 2C, es decir dos operaciones rápidas y dos con retraso, el tiempo de recierre es de 2 seg, el tiempo de despeje en curva A es de 0.035 seg y en curva C es de 0.3 seg. El tiempo de operación del relevador es de 0.6 segundos y el tiempo requerido para su reposición total es de 30 segundos.[2].

Cuando ocurre una falla el restaurador actúa en su curva A, y el relevador del interruptor inicia su carrera durante 0.035 segundos, es decir avanza un porcentaje de su carrera total.

$$\frac{0.035}{0.6} \times 100 = 5.8\%$$

Después el restaurador abre para liberar la falla durante 2 segundos y el relevador del interruptor se repone completamente para las dos operaciones rápidas del restaurador.

$$\frac{2}{30} \times 100 = 6.7\%$$

Cuando el restaurador percibe la falla ahora en la curva C, y el relevador avanza en un 50%.

$$\frac{0.3}{0.6} \times 100 = 50\%$$

Y se repone durante los 2 segundos del despeje,  $\frac{2}{30} \times 100 = 6.7\%$

Es decir en ese momento el relevador tiene un avance total de  $50 - 6.7 = 43.3\%$ .

Al percibir nuevamente la falla el restaurador en la curva C, el relevador tiene un avance del 50%, pero ahora a partir de la reposición incompleta es decir tiene un avance real de  $50 + 43.3 = 93.3\%$ , en este momento el restaurador abre definitivamente por falla permanente impidiendo que opere primero el relevador del interruptor, es decir la curva acumulativa del restaurador no se cruza con la del interruptor, por lo tanto hay posibilidad de una coordinación.

Si el tiempo de operación del relevador para cualquier corriente de falla, es menor que dos veces el tiempo del restaurador en su curva lenta el cual incluye en su secuencia de operación dos operaciones lentas, habrá una posible carencia en la coordinación[3]. Cuando se trata de relevadores electromecánicos, una regla que debe de cumplirse para lograr la coordinación es que el tiempo de la curva “acumulada” del restaurador (suma de las curvas lentas y rápidas) no sea superior al 90 % del tiempo de operación del relevador, para evitar el efecto del sobreviaje del disco de inducción, esta regla se muestra en la figura 4.5 [39].

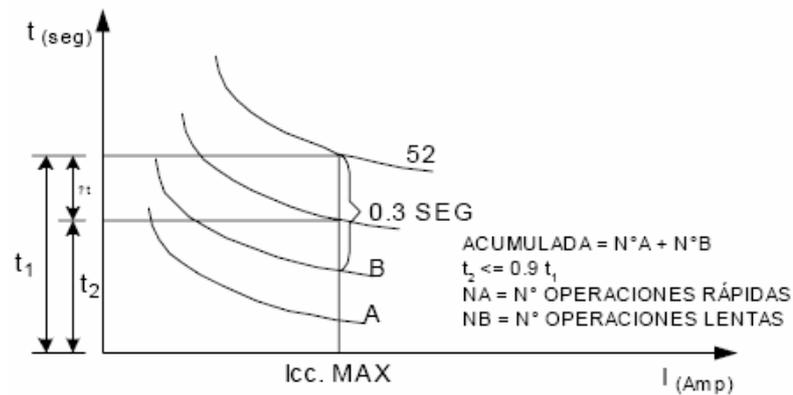


Figura. 4.5.- (coordinación entre relevador-restaurador).

Un margen de tiempo de 0.15-0.3 segundos entre la curva lenta del restaurador y la curva del relevador para que haya una buena coordinación.

En los relevadores digitales no se debe considerar el tiempo de la “curva acumulada” del restaurador, ya que en estos relevadores no existe el efecto del sobreviaje.[13].

#### 4.2.4.3 Coordinación Restauradores y fusibles.

La aplicación de restauradores en las redes de distribución requiere que estos coordines con fusibles del lado de la carga y del lado de la fuente.[16]. En ambos casos la corriente a través del fusible será interrumpida por el restaurador y restaurada de acuerdo a la secuencia de operaciones del restaurador. En la figura 4.6 se muestran los efectos de calentamiento y enfriamiento del fusible debido a la secuencia de operaciones del restaurador. Inicialmente la temperatura del fusible esta dada por la corriente de prefalla y la temperatura ambiente [16]. Cuando ocurre una falla la temperatura del elemento fusible se incrementa hacia el valor mínimo de fusión, si el restaurador abre el circuito antes de que el fusible alcance el valor mínimo de fusión el fusible deberá enfriarse durante el intervalo de recierre (contactos abiertos) del restaurador, esto se repite hasta que el restaurador libere la falla temporal o se funda el fusible por falla temporal o el restaurador quede en la posición de bloqueo.

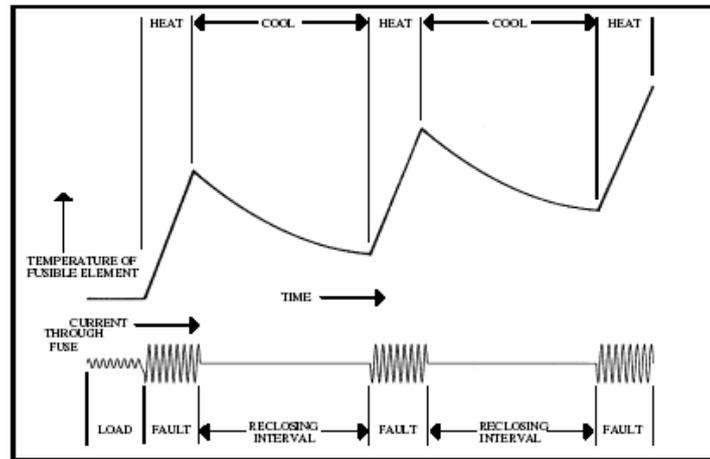


Figura. 4.6.- (Calentamiento y enfriamiento del fusible durante la secuencia de operación del restaurador).

Para tomar en cuenta estos efectos de calentamiento y enfriamiento debido a la secuencia de operaciones del restaurador las curvas de los fusibles y del restaurador deben de ser modificadas por factores de ajuste.

#### 4.2.4.3.1 Coordinación restaurador-fusible.

Para proporcionar protección contra fallas permanentes los fusibles son ubicados en los laterales del alimentador de distribución, y el uso de un restaurador como dispositivo de respaldo proporciona protección contra fallas temporales y elimina muchas interrupciones de servicio innecesarias por fallas temporales.

Este esquema se muestra en la figura 4.7, el restaurador deberá percibir todas las fallas en su zona y también en la zona de protección de los fusibles. (Desde el punto A hasta C y E).

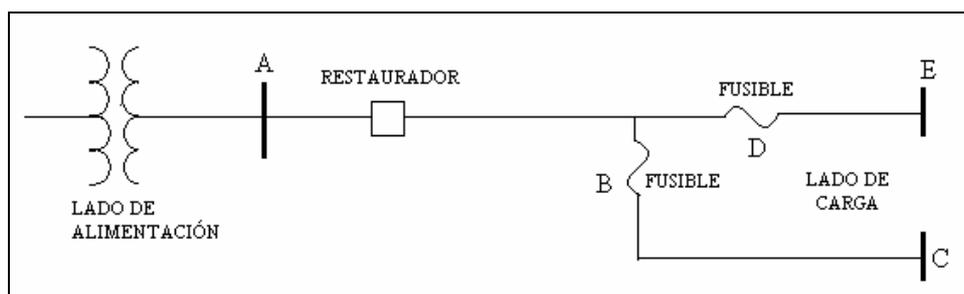


Figura. 4.7 (Esquema de protección restaurador-fusible).

Debido a que durante las operaciones rápidas del restaurador el fusible no se debe dañar o sufrir un daño térmico, se deben tomar en cuenta los efectos de calentamiento y enfriamiento del fusible debido a las operaciones rápidas del restaurador por lo que la curva rápida del restaurador es modificada de acuerdo a factores de ajuste como los que se muestran en la tabla 4.1.[6]

Ciclos recierre	Una operación rápida		Dos operaciones rápidas	
	Promedio	Máximo	Promedio	Máximo
25-30	1.3	1.2	2	1.8
60	1.3	1.2	1.5	1.35
90	1.3	1.2	2	1.8
120	1.3	1.2	1.5	1.35

Tabla 4.1.- (Factores de ajuste de la curva rápida del restaurador para la coordinación con fusibles del lado de la carga.)

La máxima coordinación entre estos dispositivos se obtiene ajustando al restaurador para una secuencia de dos operaciones rápidas seguidas de dos operaciones con retraso de tiempo. [2]. La primera operación rápida libera el 80% de las fallas temporales mientras que la segunda operación rápida libera otro 10% de fallas temporales, y antes de la tercera operación el fusible opera para liberar fallas permanentes. EL fusible debe operar después de característica rápida del restaurador y antes de la característica con retraso de tiempo del restaurador. Para la coordinación con elementos fusible hay que tomar en cuenta las siguientes reglas fundamentales:

1.- Para todo el rango de corriente de falla en la zona protegida por el fusible, su tiempo mínimo de fusión debe de ser mayor que el tiempo de operación del restaurador en su curva rápida multiplicada por un factor K dado por el fabricante y este valor depende de la secuencia de operación y del tiempo de la primera reconexión. La intersección de esta curva con la de tiempo mínimo de fusión del fusible determina el punto de corriente máxima de coordinación. [5].

2.- Para todo el rango de corriente de falla en la zona protegida por el fusible, su tiempo máximo de liberación, debe ser menor que el tiempo de operación del restaurador en su curva lenta, la intersección de estas curvas determina el punto de corriente mínima de coordinación.

Por ejemplo si un fusible es protegido por un restaurador con dos operaciones rápidas, durante estas operaciones el fusible no debe sufrir daño térmico. En la figura 4.8 se muestran las curvas del fusible y del restaurador para esta coordinación.

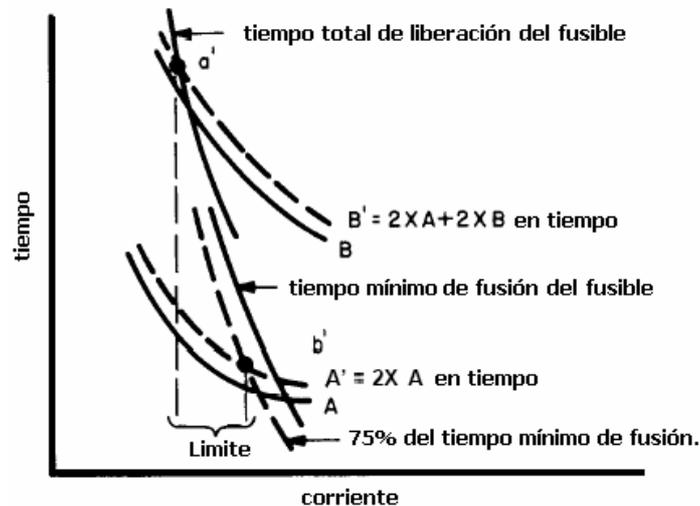


Figura. 4.8.- (Coordinación restaurador-fusible tomando en cuenta el calentamiento y enfriamiento del fusible).

Según la figura 4.8, el punto A' representa a la curva rápida del restaurador modificada por un factor de ajuste de 2, o la suma de los tiempos del número de operaciones rápidas. La intersección de este punto con el 75% del mínimo tiempo de fusión del fusible representa la corriente máxima de coordinación representado por el punto (b'). El punto B' representa la curva con retardo del restaurador modificada por el efecto del calentamiento del fusible (la cual es la suma de dos operaciones rápidas más dos con retardo), la intersección de este punto con la curva de máximo tiempo de liberación del fusible representa la corriente mínima de coordinación y es representada por el punto (a'). [13].

Para observar como la coordinación es lograda entre el punto a' y b' de la figura 4.8, para cualquier corriente menor que b' pero mayor que a' el fusible deberá ser protegido por daño térmico durante las operaciones rápidas del restaurador en caso de una falla transitoria, pero si la falla es permanente el fusible deberá liberar la falla antes de que el restaurador opere en curva lenta [13].

#### 4.2.4.3.2 Coordinación fusible-restaurador.

En ciertas ocasiones es necesario coordinar restauradores con fusibles ubicados del lado de la fuente. Cuando el fusible está del lado de la fuente del restaurador generalmente protege al sistema de fallas internas o en el secundario de un

transformador[1]. El objetivo básico de este tipo de coordinación es que el restaurador complete toda su secuencia de operaciones sin que el fusible del lado de la fuente se dañe térmicamente o se funda [6]. Por lo tanto el tiempo mínimo de fusión del fusible debe ser mas grande que la curva con retardo de tiempo del restaurador. Para tomar en cuenta el calentamiento y enfriamiento del fusible durante las operaciones del restaurador la curva con retardo del restaurador debe de ser modifica con el uso de factores indicados en la tabla 4.2 los cuales toman en cuenta los ciclos de recierre y la secuencia de operación del restaurador [6], la modificación de la curva con retardo del restaurador establece la corriente máxima de falla para que el restaurador opere sin dañar al fusible del lado de la fuente.

Ciclos recierre	2 rápida 2 retardo	1 rapida 3 retardo	4 retardo
25	2.7	3.2	3.7
30	2.6	3.1	3.5
60	2.1	2.5	2.7
90	1.85	2.1	2.2
120	1.7	1.8	1.9
240	1.4	1.4	1.45
600	1.35	1.35	1.35

Tabla 4.2.- (Factores de ajuste de la curva rápida del restaurador para la coordinación con fusibles del lado de la fuente).

Esta coordinación se muestra gráficamente en la figura 4.9, el punto de intersección entre la curva lenta del restaurador modificada con la curva de tiempo mínimo de fusión del fusible determina la corriente máxima a la cual existe coordinación entre estos dos dispositivos.

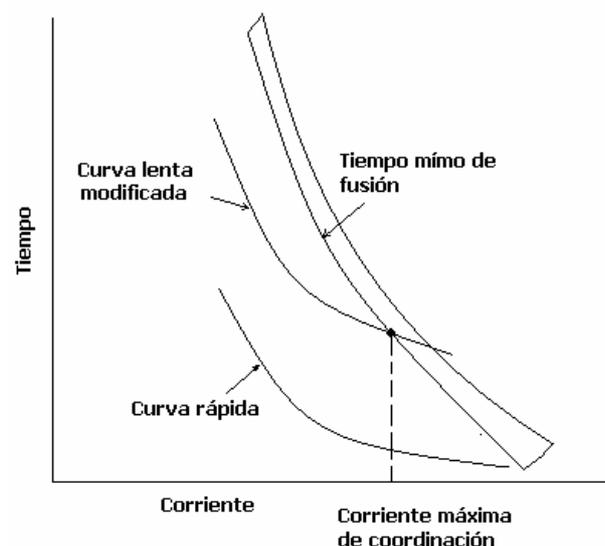


Figura. 4.9.- (Coordinación fusible-restaurador).

Un problema asociado al uso de fusibles del lado de la fuente de restauradores es que los alimentadores del lado de la fuente normalmente son trifásicos y los fusibles son monofásicos por lo que la falla de una fase a tierra operaría un fusible lo cual provocaría corrientes y voltajes desbalanceados que pueden ocasionar daño en el equipo del usuario, dificultades en la operación e interrupciones extendidas, por lo tanto los fusibles son ubicados generalmente en ramales con circuitos monofásicos o de dos fases y neutro son conectados.

#### 4.2.4.4 Coordinación Restaurador-seccionalizador.

Como los seccionalizadores no tienen características de tiempo-corriente, su coordinación no requiere del estudio de curvas pero para asegurar su coordinación, pero se deben tomar en cuenta las siguientes consideraciones para lograr una coordinación entre estos dos dispositivos [2].

- EL seccionalizador se debe de ajustar para su bloqueo en una operación menos que el restaurador ubicado aguas arriba, si se emplea mas de un seccionalizador en serie, estos se deben ajustar para su operación una, dos o tres operaciones menos que el restaurador. Esta coordinación se muestra en la figura 4.10.

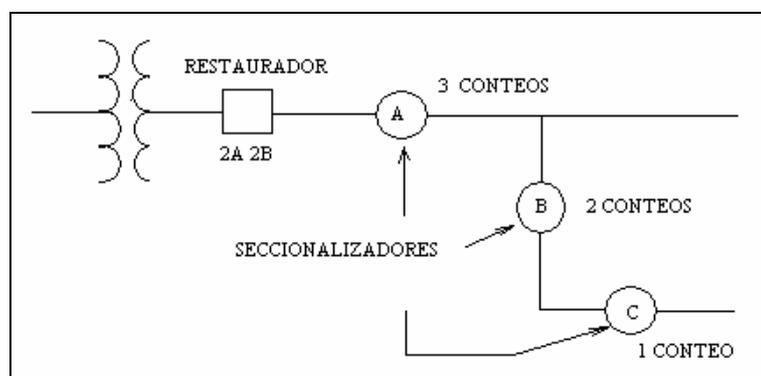


Figura. 4.10.- (Coordinación restaurador-seccionalizador).

- EL seccionalizador debe de ser seleccionado de modo que su corriente mínima de disparo sea menor que aproximadamente del 80% de la corriente mínima de disparo del dispositivo del lado de la fuente.[6].
- Los tiempos de disparos y recierres combinados del restaurador deben de ser más cortos que el tiempo de memoria de conteo del seccionalizador.

#### 4.2.4.5 Coordinación Restaurador-seccionalizador-fusible.

Cuando se emplea este esquema de protección como el que se muestra en la figura 4.11, tanto el fusible como el seccionalizador son ajustados para que coordinen con el restaurador. No todas las secuencias de operación del restaurador permiten la coordinación de estos tres dispositivos.

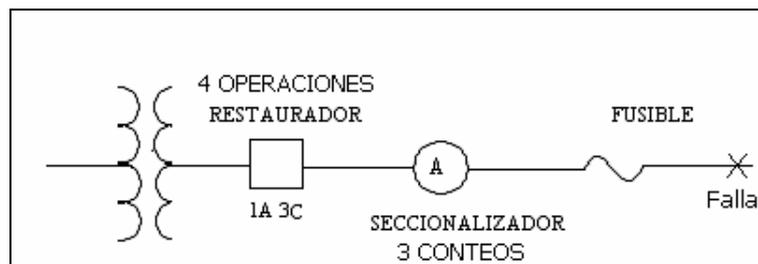


Figura. 4.11.- (Coordinación restaurador-seccionalizador-fusible).

Por ejemplo si la secuencia de operación del restaurador son dos operaciones rápidas y dos con retardo, y el seccionalizador opera en tres conteos (una operación menos que el restaurador), así cuando una falla ocurre aguas debajo de la ubicación del fusible el seccionalizador deberá tener dos conteos en las dos operaciones rápidas del restaurador y su tercer conteo cuando el fusible opere para liberar la falla en la primera operación con retardo del restaurador. El seccionalizador cuenta la operación del fusible como la tercera interrupción de corriente y erróneamente aísla la sección del sistema entre este y el fusible por lo que no se logra una coordinación adecuada ya que afecta a un mayor número de consumidores [12]

Para lograr la coordinación adecuada de estos tres dispositivos la secuencia del restaurador se debe ajustar para una operación rápida y tres con retardo. Con esta secuencia de operaciones el seccionalizador cuenta uno en la operación rápida del restaurador, el fusible opera para liberar la falla en la primera operación con retardo del restaurador (la cual es la segunda operación del restaurador) y el seccionalizador toma la operación del fusible como su segunda interrupción de corriente (conteo dos) pero la falla ya fue liberada y tanto el restaurador como el seccionalizador se resetean[2].

#### 4.2.4.6 Coordinación Restaurador-Restaurador.

Para lograr una coordinación entre restauradores el restaurador respaldado debe disparar antes que el restaurador que respalda para todas las corrientes de falla aguas abajo del restaurador respaldado y se debe de bloquear antes que el restaurador que respalda para fallas permanentes. Existen tres métodos básicos para realizar la coordinación entre restauradores que son [2]:

##### 4.2.4.6.1 Usando una combinación de tamaños de bobina y secuencia de operaciones.

Este método es el más recomendable ya que minimiza el efecto de cascada y puede mantener una buena coordinación con los fusibles de los ramales. Este método se ilustra en la figura 4.12.

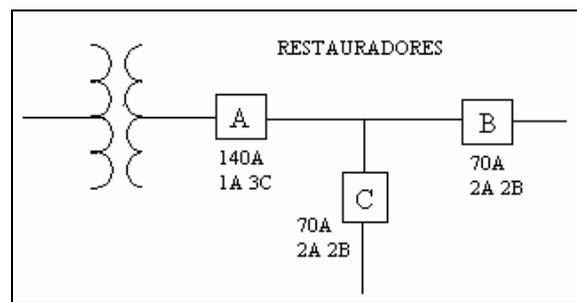


Figura. 4.12 (Coordinación entre restauradores cambiando tamaños de bobina y secuencia de operaciones).

##### 4.2.4.6.2 Usar mismos tamaños de bobina pero diferentes secuencias de operación.

Este método se ilustra en la figura 4.13, y puede haber algunas operaciones simultáneas pero existiría una coordinación efectiva. Por ejemplo si cada una de las fallas en los puntos F, K y L, de la figura 4.13 son permanentes los restauradores operarían para cada falla de la siguiente manera:

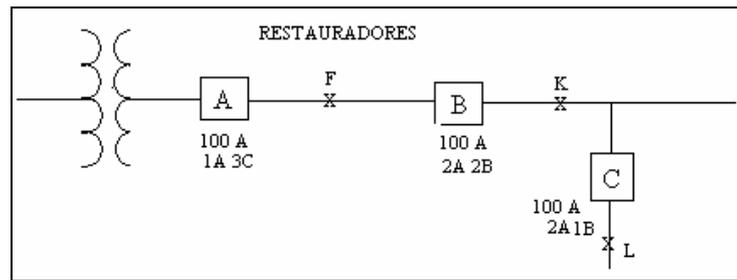


Figura. 4.13 (Coordinación de restauradores cambiando la secuencia de operación.)

Para una falla en F, solo debe de operar el restaurador A, y despejar la falla abriendo el circuito.

Para una falla en K, los restauradores A y B la detectan y operan simultáneamente en su primera operación rápida, la segunda operación solo la hace el restaurador B en su curva rápida, la tercera operación la pueden hacer los dos al mismo tiempo pero en su curva lenta, (tomando en cuenta que para el restaurador A sería su segunda operación), en la última operación pueden operar los dos simultáneamente en sus curvas lentas pero B ya tiene sus cuatro operaciones y solo recierra el restaurador A y el restaurador B queda abierto para despejar la falla[2].

Para una falla en L, los tres operan simultáneamente en su curva rápida A, en la segunda operación solo operan B y C en su curva rápida, en la tercera operación pueden operar los tres simultáneamente en su curva lenta, pero el restaurador C ya completó sus tres operaciones y queda abierto, mientras que el restaurador B se queda con 3 cuentas y el restaurador A se queda con 2 cuentas y recierran exitosamente.

#### 4.2.4.6.3 Usar diferentes tamaños de bobinas y las mismas secuencias de operación.

Normalmente restauradores del mismo tipo y la misma secuencia son aplicados en serie es descendientes tamaños de bobina o corrientes mínimas de disparo.

En este método se coordina de acuerdo con las corrientes nominales de los equipos, considerando que estas corrientes disminuyen a medida que se alejan de la fuente. Se debe asegurar que estos no operen simultáneamente por lo que se deben de tomar en cuenta sus curvas de tiempo-corriente, y suponer que: dos restauradores con curvas de

tiempo-corriente con menos de 0.033 segundos ( 2 ciclos) de separación operaran simultáneamente; si la separación es entre 0.033 y 0.2 (2 a 12 ciclos) pueden operar simultáneamente; y si la separación es mayor a 0.2 segundos (12 ciclos) se previene la operación simultánea[12]. Con este método es prácticamente imposible que no haya operación simultánea en la curva rápida pero se debe de mantener una diferencia mayor a 0.2 segundos entre las operaciones de las curvas lentas para asegurar una buena selectividad, estas curvas se muestran en la figura 4.14.

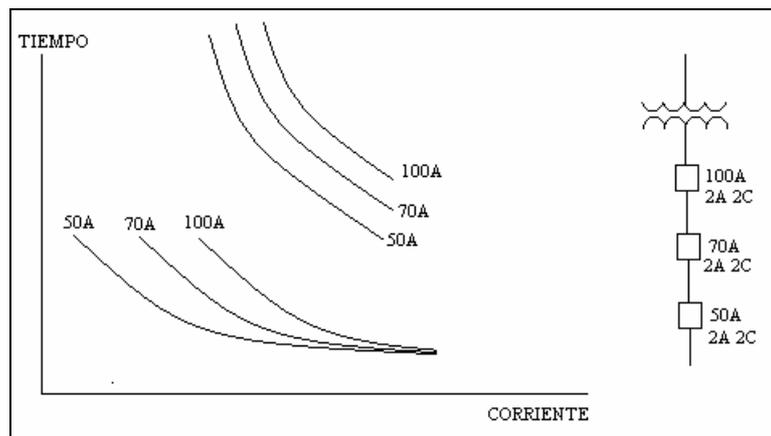


Figura.4.14.-*(Coordinación de restauradores con diferentes tamaños de bobinas.)*

#### 4.2.4.7 Coordinación fusible-fusible.

La regla esencial para esta coordinación establece que el tiempo máximo de apertura del fusible B, no debe exceder del 75% del tiempo mínimo del fusible A.[5] Esta coordinación se ilustra en la figura 4.15. El tiempo máximo del fusible B es de 0.04 y no debe de exceder el 75% del tiempo mínimo del fusible A que es de 0.07 segundos, esto es:

$$\frac{0.04}{0.07} \times 100 = 57\% \leq 75\%$$

por lo tanto la coordinación entre el fusible B y A es satisfactoria.

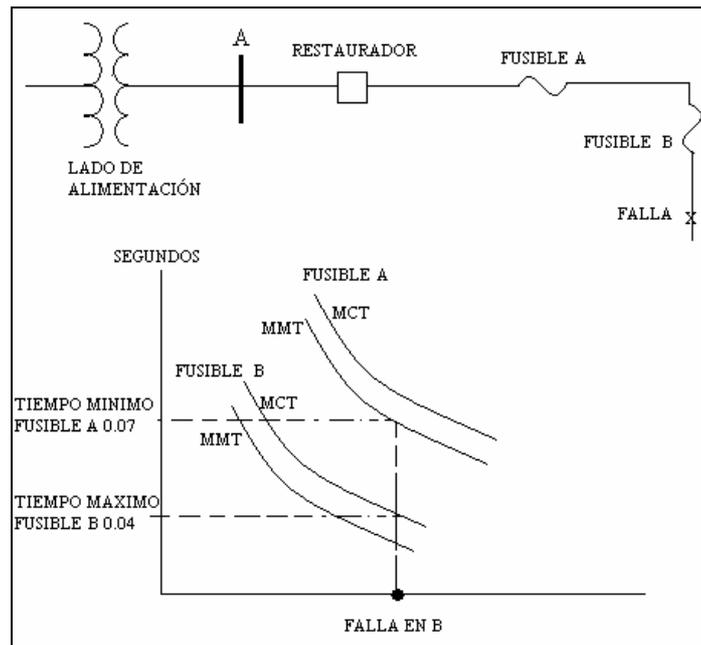


Figura.4.15.- (Coordinación entre fusibles).

Quando se trata de coordinar solamente fusibles entre si, unas tablas de coordinación muestran rápidamente la coordinación entre dos fusibles en serie para un valor particular de corriente de falla, estas tablas son proporcionadas por los fabricantes y ya traen incorporada la regla del 75% descrita anteriormente.[3]. En la tablas 4.3 y 4.4 se muestran estas tablas de coordinación entre fusibles para tipo K y tipo T respectivamente[5].

FUSIBLES DE PROTECCION	FUSIBLES PROTEGIDOS (RESPALDO)													
	8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
	CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO MAXIMA DE COORDINACION (AMPERES)													
6K		190	350	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8K			210	440	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
10K				300	540	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
12K					320	710	1050	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
15K						430	870	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
20K							500	1100	1700	2200	2800	3900	5800	9200
25K									660	1350	2200	2800	3900	5800
30K										850	1700	2800	3900	5800
40K											1100	2200	3900	5800
50K												1450	3500	5800
65K													2400	5800
80K														4500
100K														2000
140K														4000

Tabla 4.3.- (Tabla de coordinación entre fusibles tipo K).

FUSIBLES DE PROTECCION	FUSIBLES PROTEGIDOS (RESPALDO)													
	8T	10T	12T	15T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T
CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO MAXIMA DE COORDINACION (AMPERES)														
6T		350	680	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8T			375	800	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
10T				530	1100	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
12T					680	1280	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
15T						730	1700	2500	3200	4100	5000	6100	9700	15200
20T							990	2100	3200	4100	5000	6100	9700	15200
25T								1400	2600	4100	5000	6100	9700	15200
30T									1500	3100	5000	6100	9700	15200
40T										1700	3800	6100	9700	15200
50T											1750	4400	9700	15200
65T												2200	9700	15200
80T													7200	15200
100T													4000	13800
140T														7500

Tabla 4.4 (Tabla de coordinación entre fusibles tipo T).

Se considerará a manera de ejemplo, el sistema que se muestra en la Figura 4.16, donde se indican las corrientes de carga de cada alimentador y el nivel de cortocircuito en cada punto de ubicación de un fusible. A partir de la Tabla 4.8, considerando fusibles de tipo T se tiene que: En A se puede elegir un fusible 15T que soporta en forma permanente hasta 23 A, mayor que la corriente de carga de ese tramo. Por lo mismo, en B se elige un fusible 25T (38 A máximo) y en C un 80T (120 A máximo). Según la Tabla 4.8, los fusibles 15T y 25T coordinan hasta una corriente de falla máxima de 730 A, por lo tanto en B se debe elegir un fusible 30T que coordina con el 15T hasta 1.700 A (mayor que los 1.550 A de falla). Los fusibles 30T y 80T coordinan hasta 5.000 A, mayor que los 1.800 A de falla y por lo tanto en C queda el 80T.[5].

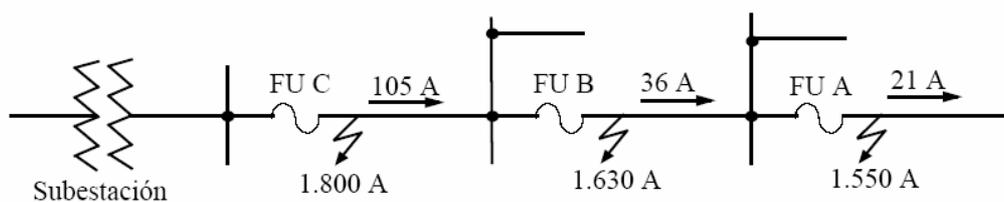


Figura. 4.16.- (Sistema con protección de fusibles en serie).

El resultado gráfico de la coordinación se muestra en la Figura 4.17, en donde las curvas con línea continua corresponden al tiempo mínimo de fusión y las segmentadas al tiempo máximo de liberación. En la Figura se puede apreciar que, por ejemplo, para una falla de 1.630 A., el tiempo mínimo de fusión del 80T es de 0,16 segundos y el tiempo máximo de liberación del fusible 30T es de 0,051 seg., entonces, resulta que este tiempo

es el 32% del tiempo de fusión del fusible 80T, por lo tanto, existe una buena coordinación entre estos fusibles para esta corriente de falla máxima. Para la falla de 1.550 A, se aprecia que la curva de tiempo máximo de liberación del 15T se ha cruzado con la de tiempo mínimo de fusión del 25T. Los tiempos correspondientes son: 0,021 y 0,0165 ; es decir, el tiempo máximo de liberación del 15T corresponde al 127,3 % del tiempo mínimo de fusión del 25T y por lo tanto no hay coordinación entre ellos. Al elegir el 30T en lugar del 25T, los tiempos son: 0,021 y 0,031 segundos, respectivamente (67,7%)[5].

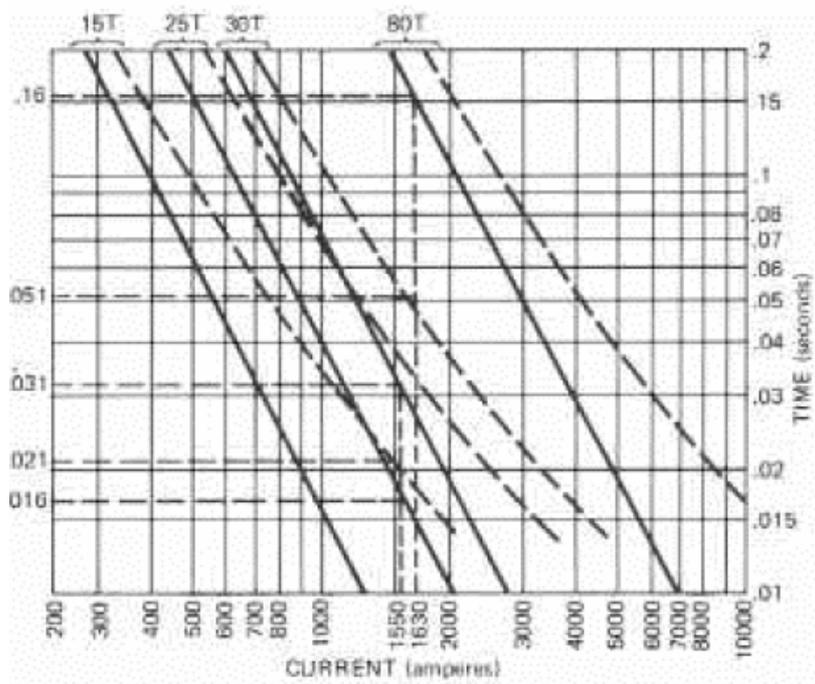


Fig. 4.17.- (Coordinación gráfica entre fusibles).

En la actualidad el método preferido es el uso de curvas por las herramientas gráficas que se incluyen en los paquetes de computadoras, ya que el método de la regla del 75% así como el uso de tablas no es posible obtener coordinaciones cerradas por los márgenes de seguridad que manejan[1].

## **CAPITULO V**

### **APLICACIÓN A UN ALIMENTADOR DE DISTRIBUCIÓN.**

#### **5.1 INTRODUCCION**

Como se sabe la aplicación de dispositivos de protección para el seccionamiento un alimentador así como sus circuitos ramales hacen que los índices de confiabilidad del sistema se mejoren y en consecuencia se tenga un aumento en la continuidad en el servicio. Debido a que la mayoría de las fallas en las redes de distribución aérea son de naturaleza temporal, si no se aplicaran dispositivos de protección con recierre automático una falla temporal en un ramal se convertiría en una falla permanente para ese ramal, si existiera una falla temporal en el alimentador principal ocasionaría un interrupción de servicio a un mayor número de usuarios e incluso al alimentador completo, entonces si se instalan dispositivos de protección con capacidad de recierre automático no solo se mejoran los índices de confiabilidad debido al seccionamiento del alimentador si no que también se discriminan las fallas temporales de las permanentes, afectando a un numero menor de usuarios y aumentando la continuidad en el servicio.

#### **5.2 DESCRIPCIÓN DE LOS DISPOSITIVOS INSTALADOS EN EL ALIMENTADOR DE DISTRIBUCIÓN.**

En la figura 5.1 se muestra el diagrama unifilar de un circuito alimentador de distribución de la zona de distribución de Córdoba, el alimentador es identificado como CBS-4050 (Paraje nuevo), las características de carga, la capacidad de los fusibles instalados, su numero de usuarios así como sus demandas máximas de muestran en la tabla 5.1. Este circuito no esta protegido contra fallas temporales debido a que no cuenta con dispositivos de protección con recierre automático en su troncal ni en ningún ramal, por lo que en este capitulo se van a instalar estos dispositivos y a coordinarlos de manera adecuada con los dispositivos existentes como son los fusibles que protegen a los ramales para que funcionen de una manera coordinada para la discriminación entre fallas temporales y permanentes y así aumentar la continuidad en el servicio y mejorar los índices de confiabilidad del sistema.



Ramal	No de usuarios	Demanda Máxima	fusible K Amperes	Función
F0001	670	256	40	Protección.
F0002	180	51	8	Protección.
F0003	150	287	40	Protección.
F0004	1278	169	30	Protección.
F0005	480	74	10	Protección.
F0006	120	16	8	Protección.
F0007	80	61	8	Protección.
F0008	4	61	8	Protección.
F0009	1	8	6	Protección.
F0010	120	59	8	Protección.
F0011	140	25	10	Protección.
F0012	17	52	8	Protección.
F0013	680	184	25	Protección.
F0014	443	198	25	Protección.
F0017	541	115	15	Protección.
F0018	35	10	6	Protección.
F0019	1034	80	12	Protección.
F0022	3	252	40	Protección.
F0032	1	252	40	Protección.

Tabla 5.1.- (Datos de cargas y fusibles del alimentador CBS-4050).

La capacidad del transformador de la subestación de distribución córdoba II tiene una capacidad de 20 MVA con conexión delta en el lado de alta y esta conectado en estrella en el lado de baja tensión. Las corrientes de corto circuito disponibles en el bus que alimenta al transformador en el lado de alta a una tensión de 115 kV son:

- Corriente de corto circuito trifásica = 12.306 kA.
- Corriente de corto circuito monofásica = 10.602 kA.

Este transformador cuenta con una protección diferencial para fallas internas, con protección de sobrecorriente (51) en el lado de alta tensión, y con un relevador de sobrecorriente de tierra (51N) en el lado de baja tensión que hace operar al interruptor de alta tensión, estos relevadores son de tipo IAC51B. Los ajustes de estos relevadores son dados con los datos del alimentador y sus ajustes son:

Relevador de fase de alta tensión del transformador:

RTC=500/5, Tap 1.5, Palanca 2.

Relevador de tierra del lado de baja tensión.

RTC=1000/5; Tap=1 ; Palanca=3.



### **5.3 CONSIDERACIONES PARA LA APLICACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.**

Para la aplicación de los dispositivos de protección se deben de tomar en cuenta ciertas consideraciones para que estos realicen la función esperada y funcionen de manera coordinada.

#### **5.3.1 Fusibles.**

- Los fusibles deben de cumplir con los parámetros de capacidad de corriente nominal, capacidad interruptiva, y voltaje de operación.
- La zona de protección a diferencia de otros dispositivos de protección contra sobrecorriente esta definida en base al tiempo máximo de liberación de la falla más que la corriente mínima de operación. El final de la zona de protección de los fusibles es estipulada como el punto en donde la corriente de falla de fase a tierra sea liberada por el fusible en tres segundos.
- Todos los fusibles deben de coordinar con los restauradores para evitar interrupciones de servicio por fallas temporales.

#### **5.3.2 Restauradores.**

- Los restauradores debe de ser seleccionados y localizados para establecer el arreglo mas económico y proporcionar protección con recierre para todo el alimentador completo
- El final de la zona de protección para los restauradores es definida como el punto en donde la corriente de falla de fase a tierra es 1.5 veces el valor de la corriente mínima de disparo del restaurador.



### 5.3.3 Seccionalizadores.

Debido a que estos dispositivos no cuentan con característica de tiempo corriente ya que operan cuando el sistema es desenergizado por el dispositivo de respaldo, no intervienen en las graficas de coordinación de tiempo corriente, y son aplicados cuando la coordinación entre los fusibles y los restauradores es difícil o imposible debido a las muy altas o muy bajas corrientes que se puedan presentar, como por ejemplo en ramales cortos, ramales con carga ligera o en ramales pequeños y muy cercanos a la subestación. Si se aplican se deben ajustar para que operen en un conteo menos que el número de operaciones del restaurador y si se presenta la combinación de coordinación entre restaurador, seccionalizador y fusible, el restaurador se debe de programar para una operación rápida y tres con retardo.

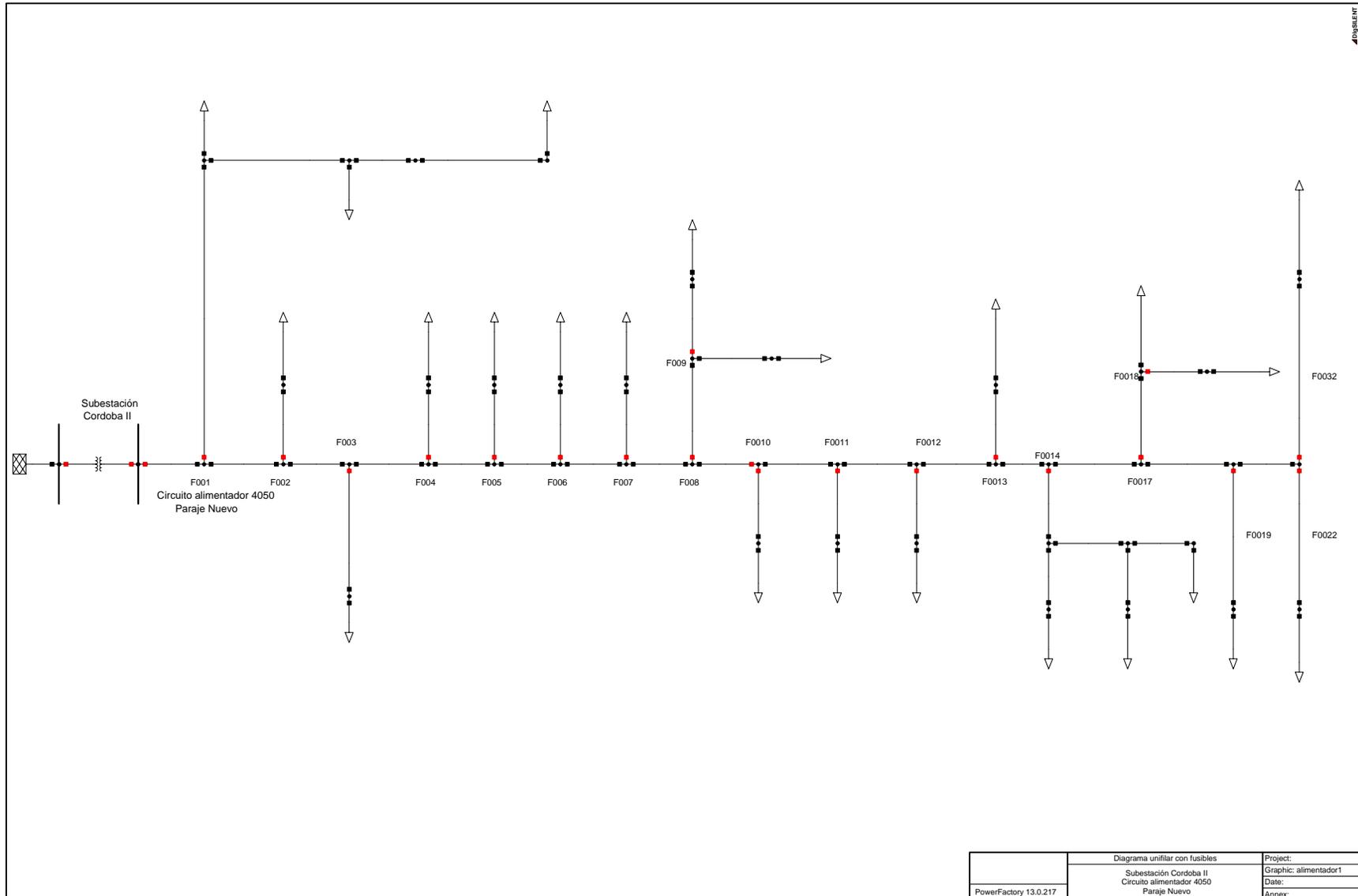


Figura. 5.1.- (Diagrama unifilar del circuito alimentador CBS-4050 con la ubicación de fusibles).

#### 5.4 CALCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO.

Para el cálculo de las corrientes de corto circuito trifásicas y de fase a tierra se utilizó el software digsilent 13.2, las corrientes en cada punto de instalación de los dispositivos de protección se muestran en la tabla 5.2.

Ramal	Voltaje Nominal kV	Corriente de falla entre tres fases Amperes	Corriente de falla de una fase a tierra Amperes
Bus 115 kV	115	10938.62	9643.78
Bus 13.8 kV	13.8	5885.62	6035.54
F0001	13.8	3909.09	2852.97
F0002	13.8	3213.71	2142.66
F0003	13.8	2766.30	1749.99
F0004	13.8	2108.54	1243.19
F0005	13.8	1661.69	983.73
F0006	13.8	1363.00	812.33
F0007	13.8	1063.68	640.10
F0008	13.8	929.09	562.06
F0009	13.8	863.94	524.14
F0010	13.8	836.85	508.27
F0011	13.8	750.56	457.66
F0012	13.8	697.23	417.84
F0013	13.8	683.72	407.97
F0014	13.8	668.18	396.73
F0017	13.8	643.78	379.30
F0018	13.8	615.52	363.74
F0019	13.8	610.32	355.84
F0022	13.8	570.73	328.71
F0032	13.8	570.73	328.71

Tabla 5.2.- (Corrientes trifásicas y de fase a tierra del alimentador CBS-4050.)

#### 5.5 SELECCIÓN DE LOS EQUIPOS A INSTALAR.

Las características de los nuevos dispositivos a instalar en este alimentador se buscan en base a las corrientes nominales en el alimentador y a las corrientes máximas de cortocircuito en los puntos en donde se van a instalar estos, las cuales son tomadas de las corridas de flujos de carga y de cortocircuito trifásico y monofásico las cuales fueron realizadas con el software digsilent 13.2, los resultados de corto circuito trifásico y de fase a tierra se muestran en la tabla 5.2.

### 5.5.1 Selección de los restauradores del alimentador principal.

En el alimentador de distribución CBS-4050, se va a instalar un restaurador a la salida del alimentador principal, en la figura 5.2, se muestra las características en el punto de instalación de este restaurador.

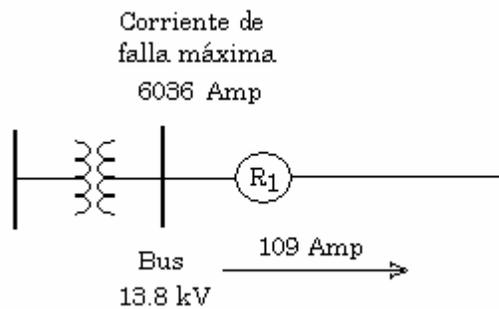


Figura.5.2.- (Características en el punto de instalación del restaurador 1).

El restaurador que se va a instalar debe de tener un voltaje nominal igual o mayor a 13.8 kV, debe tener una capacidad interruptiva mayor a 6036 amperes. La corriente de carga pico esperada es de 109 amperes, para tener en cuenta el crecimiento normal de carga y las corrientes inrush se selecciona un restaurador hidráulico con bobina en serie de  $1.25 * 109 = 140$  amperes, con una capacidad interruptiva máxima de 8400 amperes, y un voltaje nominal de 14.4 kV. El final de la zona de protección de este restaurador es el punto en donde la corriente de falla de fase a tierra es igual a 1.5 veces la corriente mínima de disparo del restaurador que es en la ubicación del fusible (F0011). En la tabla 5.3 se muestran las características del restaurador 1.

Restaurador 1	
Control	Hidraulico
Bobina	140 amp.
Corriente minima de disparo	280 amp
Voltaje nominal	14.4 kV
Capacidad interruptiva	8400 amp

Tabla 5.3.- (Características del restaurador 1).

La ubicación de un segundo restaurador para establecer otro punto de seccionamiento y proteger a el alimentador completo contra fallas temporales, se instalara en el alimentador principal dentro de la zona de protección del restaurador 1 para que exista un traslape entre zonas de protección. En la figura 5.3 se muestran las características en el punto de instalación del restaurador 2.

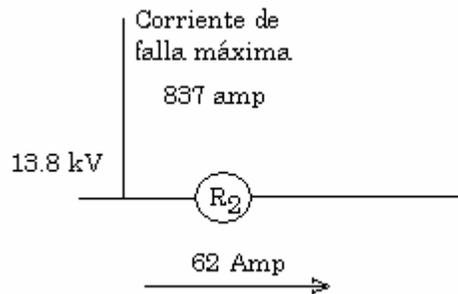


Figura 5.3.- (Características en el punto de instalación del restaurador2)

El restaurador que se va instalar debe de tener un voltaje nominal igual o mayor a 13.8 kV, debe de tener una capacidad interruptiva mayor a 837 amperes. La corriente de carga pico esperada es de 62 amperes, para tener en cuenta el crecimiento de carga y las corrientes inrush se selecciona un restaurador hidráulico con bobina en serie de  $1.5 * 62 = 93$  amperes se selecciona la bobina mas cercana que es de 100 amp, con una capacidad interruptiva máxima de 600 amp, y un voltaje nominal de 14.4 kV. El final de la zona de protección de este restaurador es el punto en donde la corriente de falla de fase a tierra es igual a 1.5 veces la corriente mínima de disparo del restaurador que es al final de los últimos ramales. En la tabla 5.4 se muestran las características del restaurador 2.

Restaurador 2	
Control	Hidraulico
Bobina	100 amp
Corriente minima de disparo	200 amp
Voltaje nominal	14.4 kV
Capacidad interruptiva	6000 amp

Tabla 5.4.- (Características del restaurador 2).



### 5.5.2 Selección de los restauradores de los ramales del alimentador.

Los fusibles 30K y 40 K que están dentro de la zona de protección del restaurador 1 tienen una corriente máxima de coordinación con el restaurador 1 de 600 y 1000 amperes respectivamente, debido a las altas corrientes de falla que se presentan en donde están instalados no tienen una buena coordinación con el restaurador debido a que para fallas temporales cercanas al fusible o a la mitad del ramal el fusible operará antes que el restaurador opere en su curva rápida por lo que este ramal no estaría completamente protegido contra fallas temporales como se puede ver en la figura 5.4. Los ramales que protegen estos fusibles son importantes ya que tienen un mayor número de carga y de usuarios conectados por lo que es necesario protegerlos completamente contra fallas temporales por lo que el fusible se va a sustituir por un restaurador automático. Se opta por instalar un restaurador en lugar de un seccionador ya que si se instala un seccionador cuando exista una falla temporal en ese ramal el restaurador 1 ubicado en el troncal del alimentador liberaría esa falla temporal pero provocaría interrupciones momentáneas en todo el alimentador, y si se instala un restaurador solo los usuarios conectados a este ramal experimentarían interrupciones momentáneas debido a la falla temporal en ese ramal. Los fusibles restantes que son de menor capacidad de 30k no coordinan con el restaurador 1 pero estos fusibles alimentan pequeñas cargas monofásicas que no presentan mucha carga y tienen pocos usuarios conectados, entonces se permite que el fusible se quemara debido a una falla temporal, de esta manera una falla temporal en estos ramales no causara interrupciones momentáneas en todo el alimentador.

Los ramales más importantes dentro de la zona de protección del restaurador 1, desde el punto de vista de carga y número de usuarios conectados en donde se van a instalar restauradores son el ramal que protege el fusible (F0001), y (F0003).

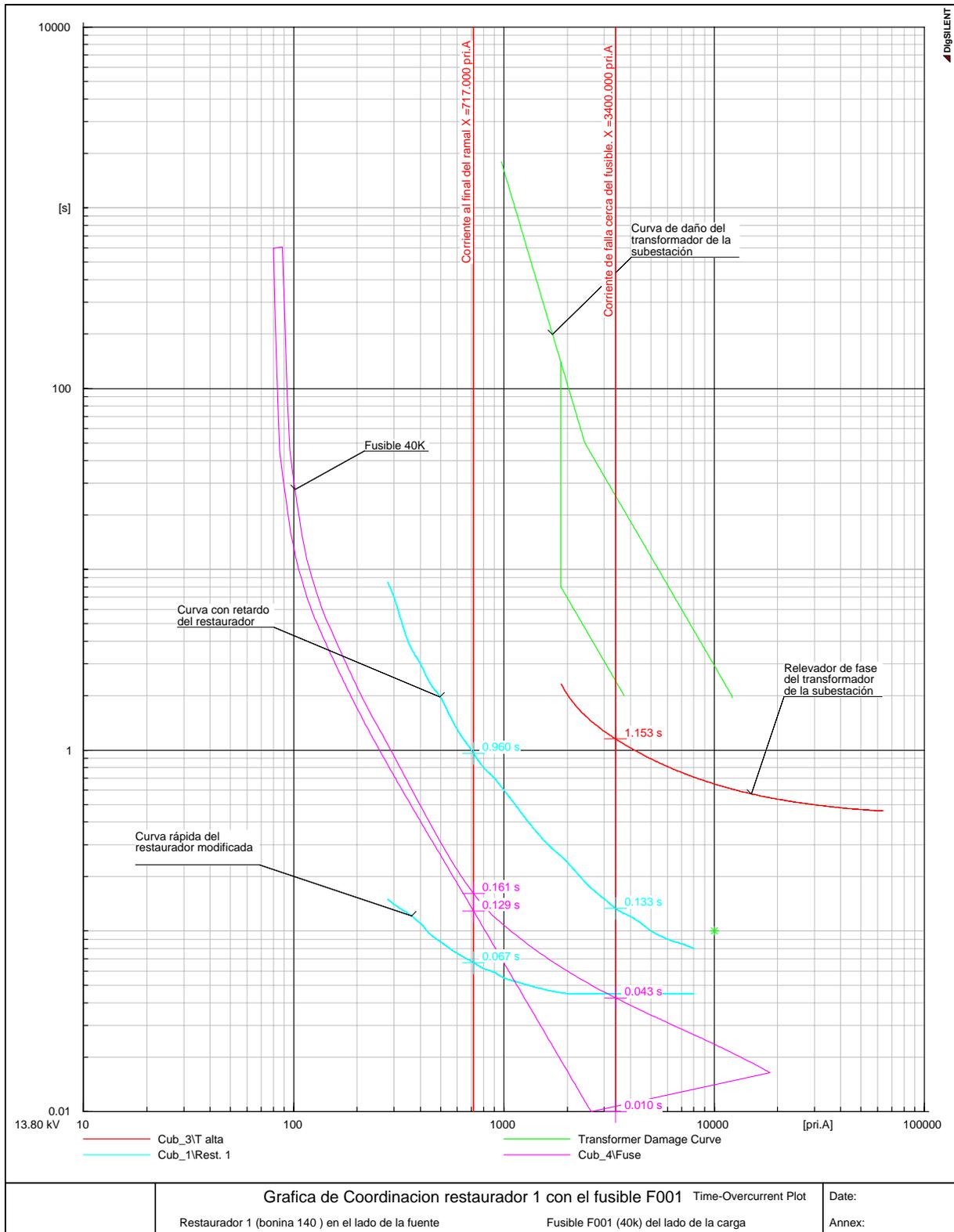


Figura 5.4.- (Grafica de no-coordinación entre el restaurador 1 y el fusible 40K).

### 5.5.2.1 Selección del restaurador 3 en sustitución del fusible (F0001).

Un restaurador 3 se va a instalar en lugar del fusible (F0001), y las características en este punto de instalación se muestran en la figura 5.5.

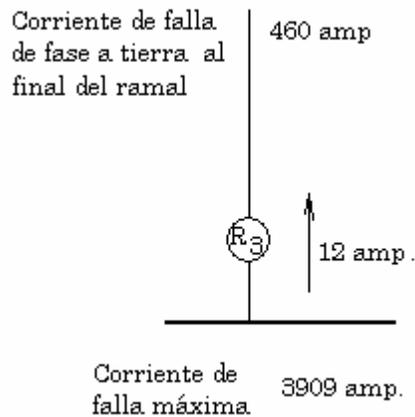


Figura 5.5.- (Características en el punto de instalación del restaurador 3.).

El restaurador 3 que se va a instalar debe de tener un voltaje nominal igual o mayor a 13.8 kV, debe de tener una capacidad interruptiva mayor a 3909 amperes. La corriente de carga pico esperada es de 12 amperes, para tener en cuenta el crecimiento de carga y las corrientes inrush se selecciona un restaurador hidráulico con bobina en serie de  $1.5 * 12 = 18$  amperes, se selecciona la bobina mas cercana que es de 15 amp, este tamaño de bobina tiene una capacidad interruptiva máxima de 600 amp, pero no cumple con la capacidad interruptiva en el punto de instalación por lo que la bobina mas cercana con suficiente capacidad interruptiva en el punto de la instalación es una bobina de 70 amp, que tiene una capacidad interruptiva de 4000 amp, la corriente mínima de disparo es de 140 amp, el final de la zona de protección de este restaurador es el punto en donde la corriente de falla de fase a tierra es igual a 1.5 veces la corriente mínima de disparo del restaurador es decir el punto en donde una falla de fase a tierra sea igual a 210 amp, la falla de fase a tierra al final de este ramal es de 459 amp por lo que este restaurador protegerá por completo a este ramal. En la tabla 5.5 se muestran las características del restaurador 3.

Restaurador 3	
Control	Hidráulico
Bobina	70 amp
Corriente mínima de disparo	140 amp
Voltaje nominal	14.4 kV
Capacidad interruptiva	4000 amp.

Tabla 5.5.- (Características del restaurador 3)

### 5.5.2.2 Selección del restaurador 4 en sustitución del fusible (F0003).

Un restaurador 4 se va a instalar en lugar del fusible (F0003), y las características en este punto de instalación se muestran en la figura 5.6.

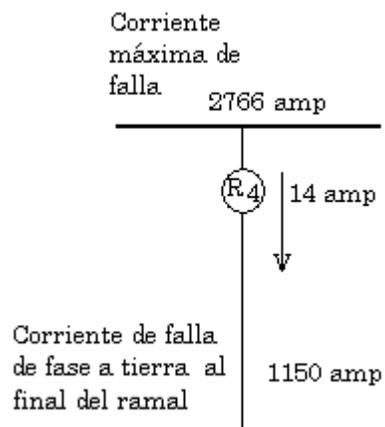


Figura. 5.6 (Características en el punto de instalación del restaurador 4).

El restaurador 4 que se va a instalar debe de tener un voltaje nominal igual o mayor a 13.8 kV, debe de tener una capacidad interruptiva mayor a 2766 amperes. La corriente de carga pico esperada es de 14 amperes, para tener en cuenta el crecimiento de carga y las corrientes inrush se selecciona un restaurador hidráulico con bobina en serie de  $1.5 * 14 = 21$  amperes, se selecciona la bobina mas cercana que es de 25 amp, este tamaño de bobina tiene una capacidad interruptiva máxima de 1500 amp, pero no cumple con la capacidad interruptiva en el punto de instalación por lo que la bobina mas cercana con suficiente capacidad interruptiva en el punto de la instalación es una bobina de 70 amp, que tiene una capacidad interruptiva de 4000 amp, la corriente mínima de disparo es de 140 amp, el final de la zona de protección de este restaurador es el punto en donde la corriente de falla de fase a tierra es igual a 1.5 veces la corriente mínima de disparo del restaurador es decir el punto en donde una falla de fase a tierra sea igual a 210 amp, la falla de fase a tierra al final



de este ramal es de 1150 amp por lo que este restaurador protegerá por completo a este ramal. En la tabla 5.6 se muestran las características del restaurador 4.

Restaurador 4	
Control	Hidráulico
Bobina	70 amp
Corriente mínima de disparo	140 amp
Voltaje nominal	14.4 kV
Capacidad interruptiva	4000 amp.

*Tabla 5.6.- (Características del restaurador 4).*

### 5.5.3 Selección de los seccionadores.

El fusible F0014 con capacidad de 25K que están dentro de la zona de protección del restaurador 2 tienen una corriente máxima de coordinación con el restaurador 2 de 500 amperes, debido a que la corriente de falla que se presenta en donde está instalado es mayor que la corriente máxima de coordinación entre estos dispositivos no tienen una buena coordinación ya que para fallas temporales cercanas al fusible o en la mitad del ramal el fusible operará antes que el restaurador opere en su curva rápida por lo que este ramal no estaría completamente protegido contra fallas temporales como se puede ver en la figura 5.8. Debido a que el ramal que protege el fusible F0014 es importante ya que tiene un mayor número de carga y de usuarios conectados es necesario protegerlo completamente contra fallas temporales por lo que el fusible se va a sustituir por un seccionador automático. No se sustituye por un restaurador ya que una falla temporal en ese ramal no causa una interrupción momentánea a todo el alimentador si no solo a aquella sección del alimentador aguas debajo de la ubicación del restaurador 2. Los fusibles restantes que son de menor capacidad de 35 K no coordinan con el restaurador 2 pero estos fusibles alimentan pequeñas cargas monofásicas que no presentan mucha carga y tienen pocos usuarios conectados, entonces se permite que el fusible se quemara debido a una falla temporal, de esta manera una falla temporal en estos ramales no causara interrupciones momentáneas a la sección del alimentador aguas abajo del restaurador 2.

EL seccionador 1 se va a instalar en lugar del fusible (F0014), las características eléctricas en el punto en donde se van a instalar se muestran en la figura 5.7.

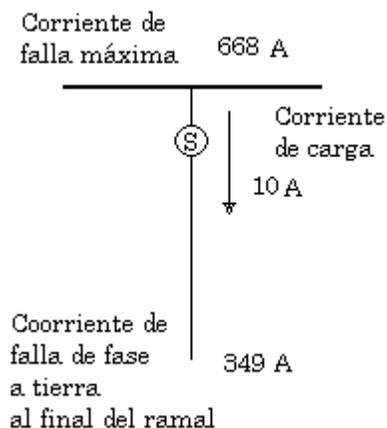


Figura. 5.7.- (Características en el punto de instalación del seccionador.)

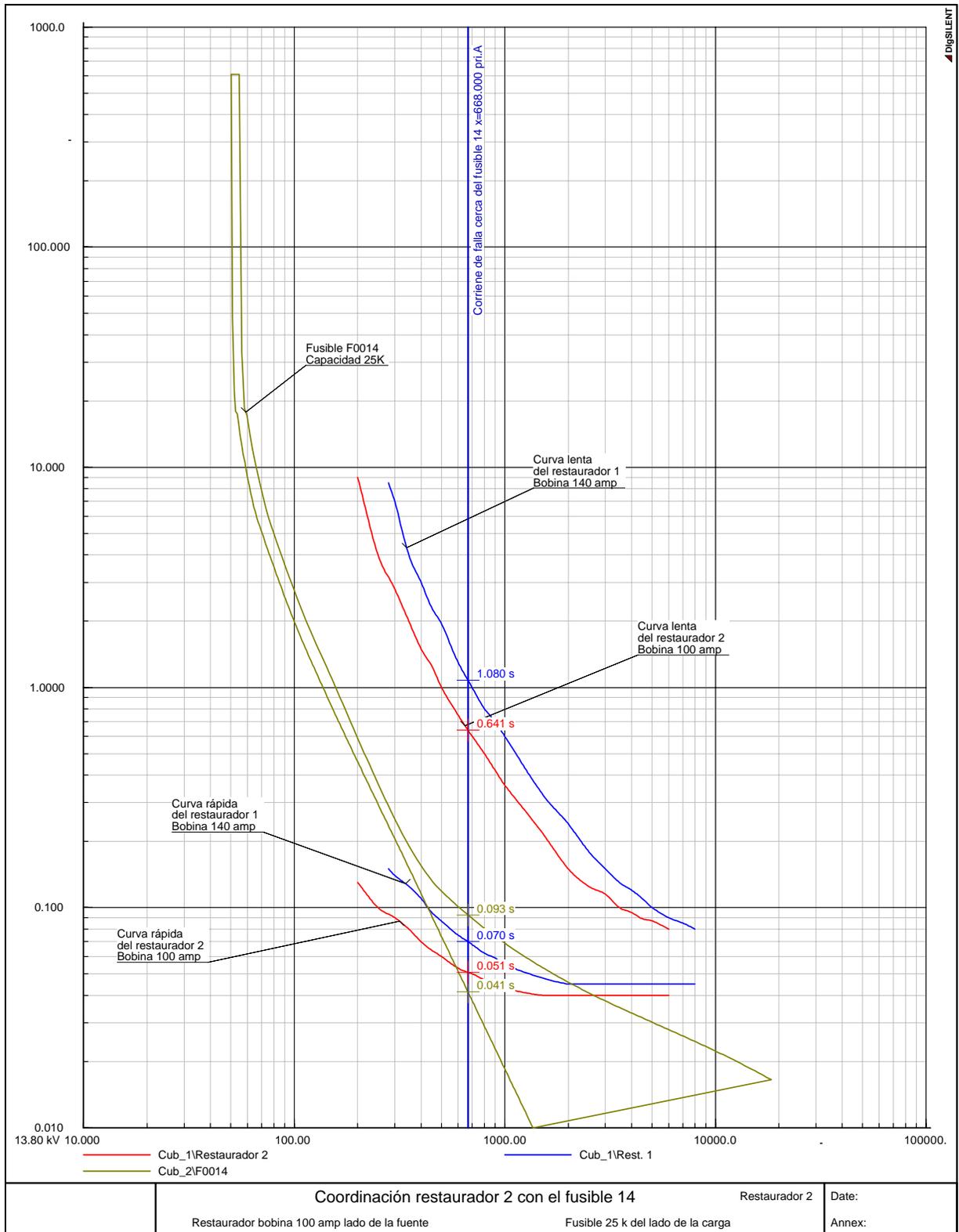


Figura 5.8.- (Grafica de no-coordinación entre el restaurador 2 y fusibles menores de 25k).



El seccionizador que se va a instalar debe de tener un voltaje nominal igual o mayor a 13.8 kV, ya que debe de contar todas las interrupciones de falla del restaurador 2 su corriente mínima de activación se ajusta a un valor menor al 80% de la corriente mínima de disparo del restaurador 2 que tiene una corriente mínima de disparo de 200 amp. Se selecciona un seccionizador con una bobina de 25 amp continuos para tomar en cuenta el crecimiento de carga, esta tiene una corriente mínima de activación de 40 amp que es menor que el 80% de la corriente mínima de disparo del restaurador 2 que es de 160 amp. Se elige un marco de 200 amp continuos para el seccionizador, este seccionizador tiene una corriente momentánea asimétrica de 4000 amp que es mayor que la corriente asimétrica que se puede presentar en el punto de instalación que es de 1000 amp, los índices de tiempo corto del seccionizador son: 1000 amp para un segundo y 325 amp para 10 segundos. Los tiempos del restaurador a estas corrientes son:

Restaurador Corriente de falla amp	Disparo Rápida F1	Disparo Retardo F2	Disparo Retardo F3	tiempo total
325	0.085	2.356	2.356	<b>4.797</b>
1000	0.043	0.36	0.36	<b>0.763</b>

Estos tiempos del restaurador son menores que la capacidad para 1 y 10 segundos del seccionizador por lo que el seccionizador es adecuado.

El restaurador esta ajustado para bloquearse en cuatro operaciones por lo que el seccionizador se deberá ajustar para tres conteos para el bloqueo. Los seccionizadores con bobina en serie son diseñados con suficiente tiempo de memoria y reseteo cuando se usan con restauradores con bobina en serie.

### 5.6 COORDINACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

En la figura 5.9 se muestran los dispositivos de protección instalados en el alimentador CBS-4050 con sus zonas de protección, para que los dispositivos instalados en este alimentador funcionen de la manera esperada para la discriminación entre fallas temporales y permanentes deben de tener una coordinación adecuada entre ellos, ya que una buena coordinación nos lleva a: 1) Eliminar las interrupciones de servicio debido a fallas temporales. 2) Minimizar la extensión de la falla para reducir el número de usuarios afectados, 3) Localizar la falla y reducir los tiempos de las interrupciones de servicio, 4) Aumentar la confiabilidad de la red.

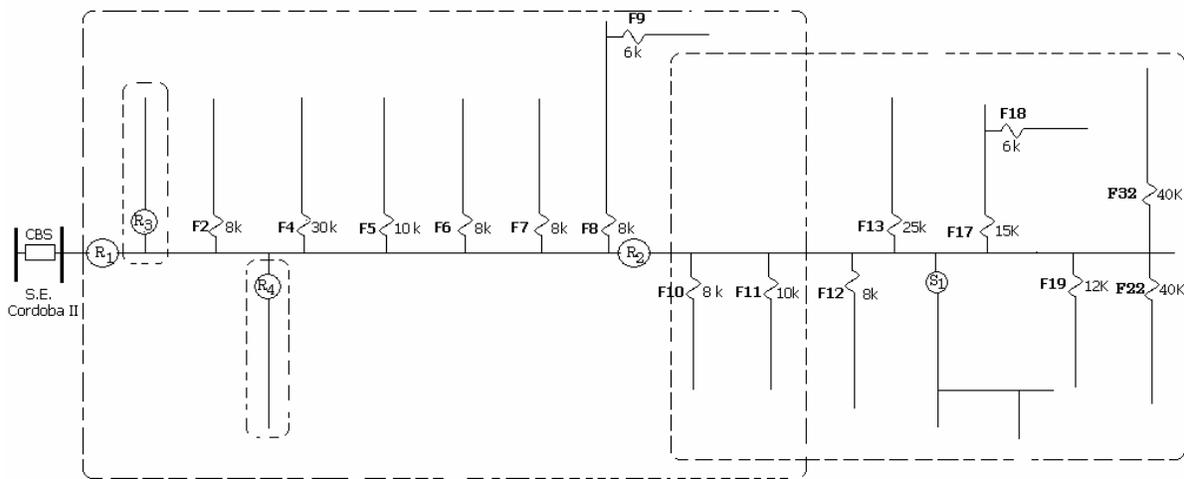


Figura 5.9.- (Dispositivos de protección instalados en el alimentador CBS-4050).

En la tabla 5.7 se muestran las características de los dispositivos instalados en el alimentador CBS-4050.

Características	Restaurador 1	Restaurador 2	Restaurador 3	Restaurador 4	Seccionalizador
Control	Hidraulico	Hidraulico	Hidraulico	Hidraulico	Hidraulico
Bobina	140amp	100 amp	70 amp	70 amp	25 amp
Corriente minima de disparo	280 amp	200 amp	140 amp	140 amp	40 amp
Volteje nominal	13.8 kV				
Capacidad interruptiva	8400 amp	6400 amp	4000 amp	4001 amp	---
Secuencia de operación	1A-2B	2A-3B	2A-2B	2A-2B	---
Numero de operaciones	4	4	4	4	3

Tabla 5.7 (Características de los dispositivos instalados en el alimentador CBS-4050)

### 5.6.1 Coordinación relevador – restaurador.

Los ajustes del relevador de fase del interruptor del transformador del lado de alta tensión son dados por la compañía suministradora y son:  $T_c=500/5$ , Tap 1.5, Palanca 2. La grafica de coordinación entre el relevador de fase del transformador de 20 MVA y el restaurador 1 se muestra en la figura 5.10. La secuencia de operación del restaurador 1 es una operación rápida y tres operaciones con retardo. Se puede observar en la grafica de coordinación que para una falla común entre el relevador de fase y el restaurador, el tiempo de la curva acumulada del restaurador es el tiempo de operación en su curva rápida mas tres veces el tiempo de operación en su curva con retardo es decir  $((1 \times 0.045) + (3 \times 0.162)) = 0.531$  s. El tiempo de operación del relevador de fase es 1.128 s, por lo que la curva acumulada del restaurador es menor al 90% del tiempo de operación del relevador de fase. Por lo que se evita el efecto de sobreviaje del relevador de fase.

### 5.6.2 Coordinación entre el restaurador 1 y el restaurador 3

Debido a que el restaurador 1 y el restaurador 3 tienen diferentes tipos de bobinas pueden tener la misma secuencia de operaciones para tener una buena coordinación, pero se debe de prevenir que estos no operen simultáneamente, por lo que se deben de tomar en cuenta sus curvas de tiempo-corriente, y suponer que: dos restauradores con curvas de tiempo-corriente con menos de 0.033 segundos ( 2 ciclos) de separación operaran simultáneamente; si la separación es entre 0.033 y 0.2 (2 a 12 ciclos) pueden operar simultáneamente; y si la separación es mayor a 0.2 segundos (12 ciclos) se previene la operación simultánea. Con este método es prácticamente imposible que no haya operación simultánea en la curva rápida pero se debe de mantener una diferencia mayor a 0.2 segundos entre las operaciones de las curvas lentas para asegurar una buena selectividad, en la figura 5.11 se muestra la gráfica de coordinación entre estos dos dispositivos, se puede observar que con la misma secuencia de operación para estos dos dispositivos, cuando existan fallas cercanas a la ubicación del restaurador 3 los dos restauradores pueden operar simultáneamente ya que no existe un tiempo mínimo de separación de 0.2 segundos entre las curvas con retardo de ambos restauradores, y cuando exista una falla permanente en el ramal que protege el restaurador 3 el restaurador 1 también se bloqueara dejando sin servicio a todo el alimentador.

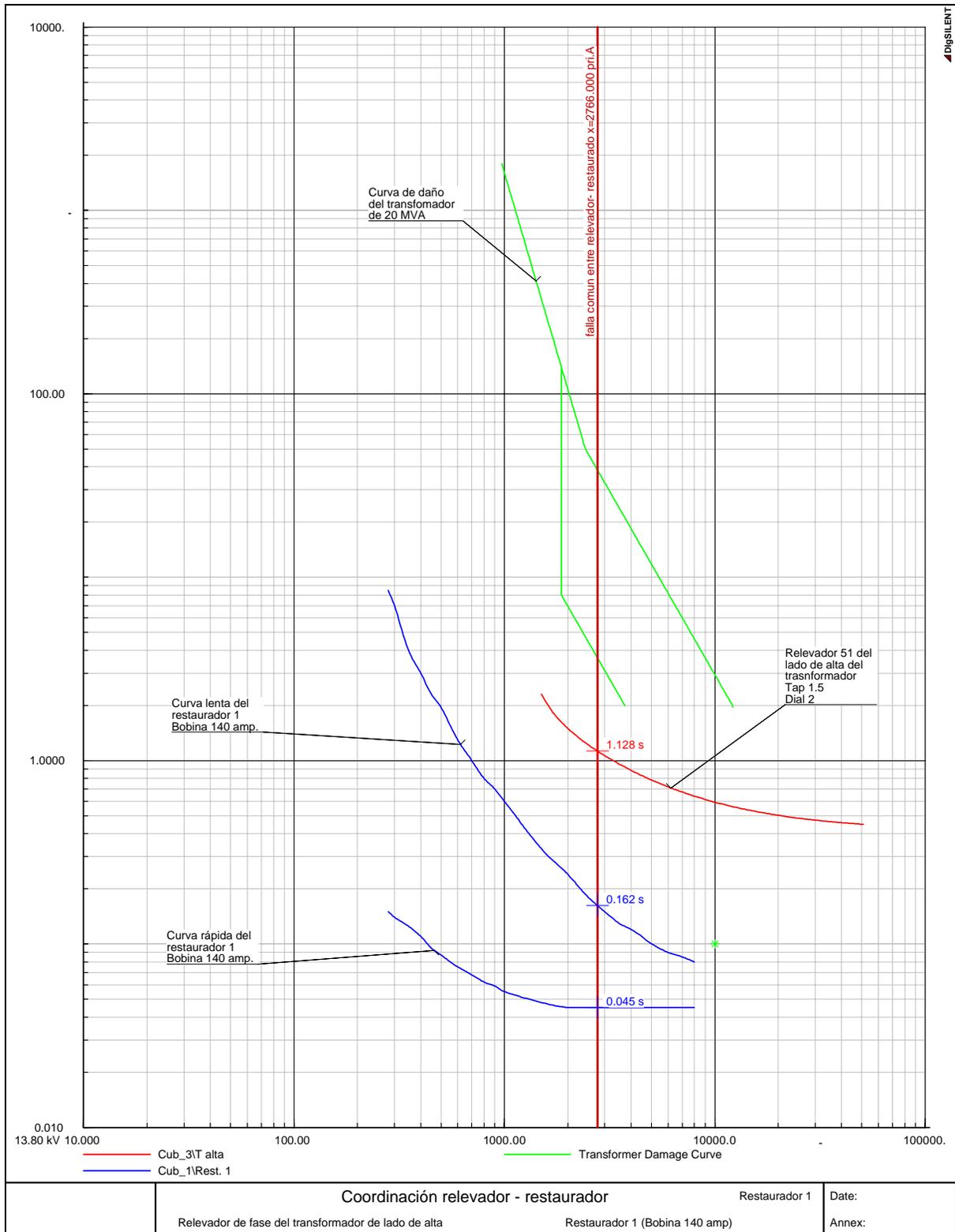


Figura 5.10 (Grafica de coordinación entre el relevador de fase del transformador y el restaurador 1.)

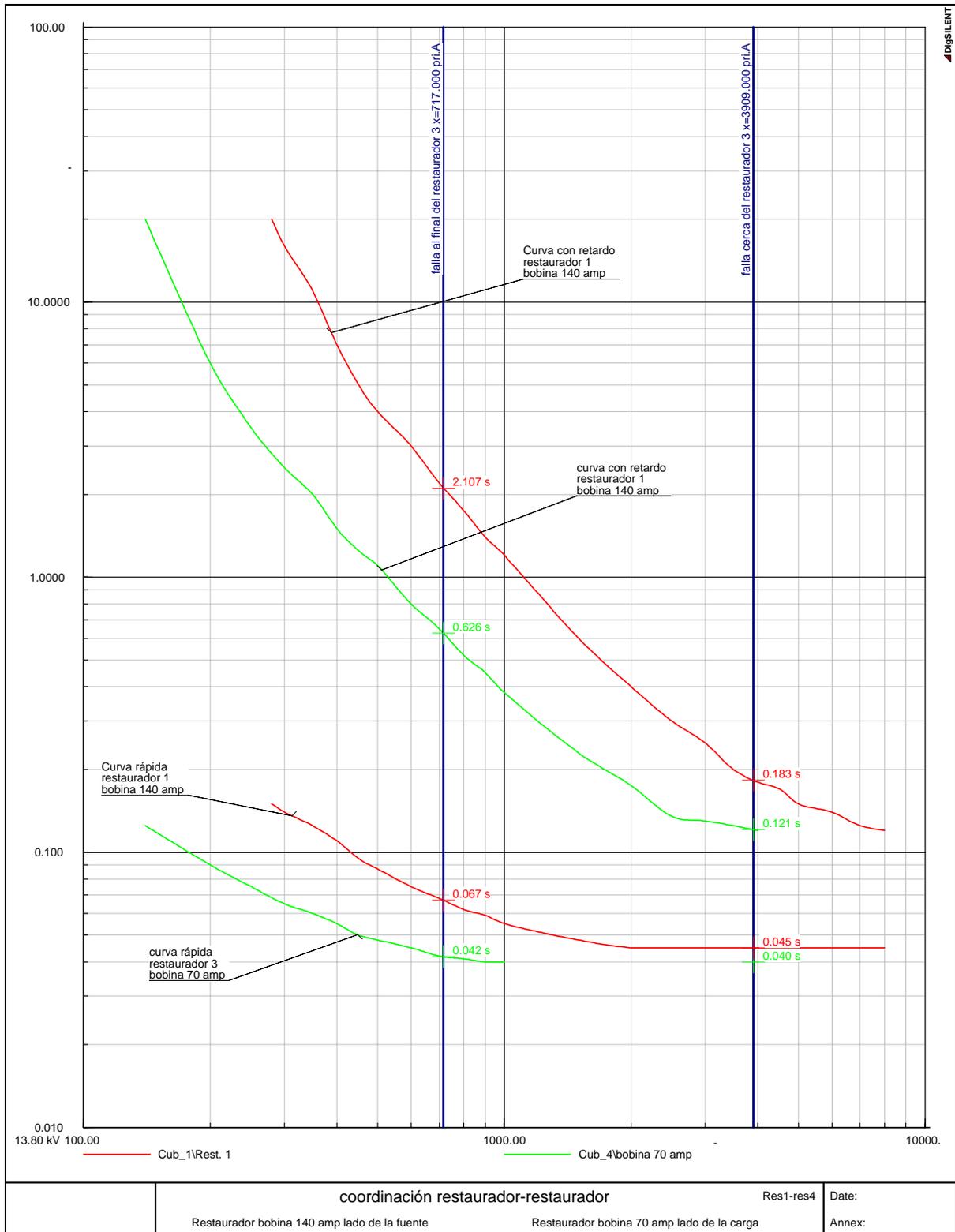


Figura 5.11.- (Grafica de coordinación entre el restaurador 1 y el restaurador 3).

Para que no exista operación simultánea entre los dos restauradores, la secuencia de operación del restaurador 1 se cambia de dos operaciones rápidas y dos con retardo a una operación rápida y tres con retardo. De esta manera si existe una falla en el ramal los dos restauradores la detectan y operan simultáneamente en su primera operación rápida, la segunda operación solo la hace el restaurador 3 en su curva rápida, la tercera operación la pueden hacer los dos al mismo tiempo pero en su curva lenta, (tomando en cuenta que para el restaurador 1 sería su segunda operación), en la última operación pueden operar los dos simultáneamente en sus curvas lentas pero el restaurador 3 ya tiene sus cuatro operaciones y solo recierra el restaurador 1 y el restaurador 3 queda abierto para despejar la falla, y se logra una buena coordinación entre estos dos dispositivos.

### **5.6.3 Coordinación entre el restaurador 1 y el restaurador 4**

La coordinación entre el restaurador 1 y restaurador 4 no es buena ya que sus curvas de retardo no tienen una separación mínima entre ellas de 0.2 segundos, por lo que los dos restauradores operaran simultáneamente, pero como el restaurador 1 tiene diferente secuencia de operaciones, y si existe una falla en el ramal que protege el restaurador 4, los dos restauradores la detectan y operan simultáneamente en su primera operación rápida, la segunda operación solo la hace el restaurador 4 en su curva rápida, la tercera operación la pueden hacer los dos al mismo tiempo pero en su curva lenta, (tomando en cuenta que para el restaurador 1 sería su segunda operación), en la última operación pueden operar los dos simultáneamente en sus curvas lentas pero el restaurador 4 ya tiene sus cuatro operaciones y solo recierra el restaurador 1 y el restaurador 3 queda abierto para despejar la falla, y se logra una buena coordinación entre estos dos dispositivos.

### **5.6.4 Coordinación entre el restaurador 1 y el restaurador 2**

La gráfica de esta coordinación se puede ver en la figura 5.12, el restaurador 1 tiene una secuencia de una operación rápida y tres con retardo, el restaurador 2 tiene una secuencia de dos operaciones rápidas y tres con retardo, se puede ver que para fallas cercanas al restaurador 2 y al final de la zona de protección de este, el tiempo de separación entre las curvas de retardo de tiempo de los dos restauradores es mayor a 0.2 segundos y se asegura que estos dos restauradores no operarán simultáneamente ya también tienen diferente secuencia de operaciones., por lo que existe una buena coordinación entre ellos.

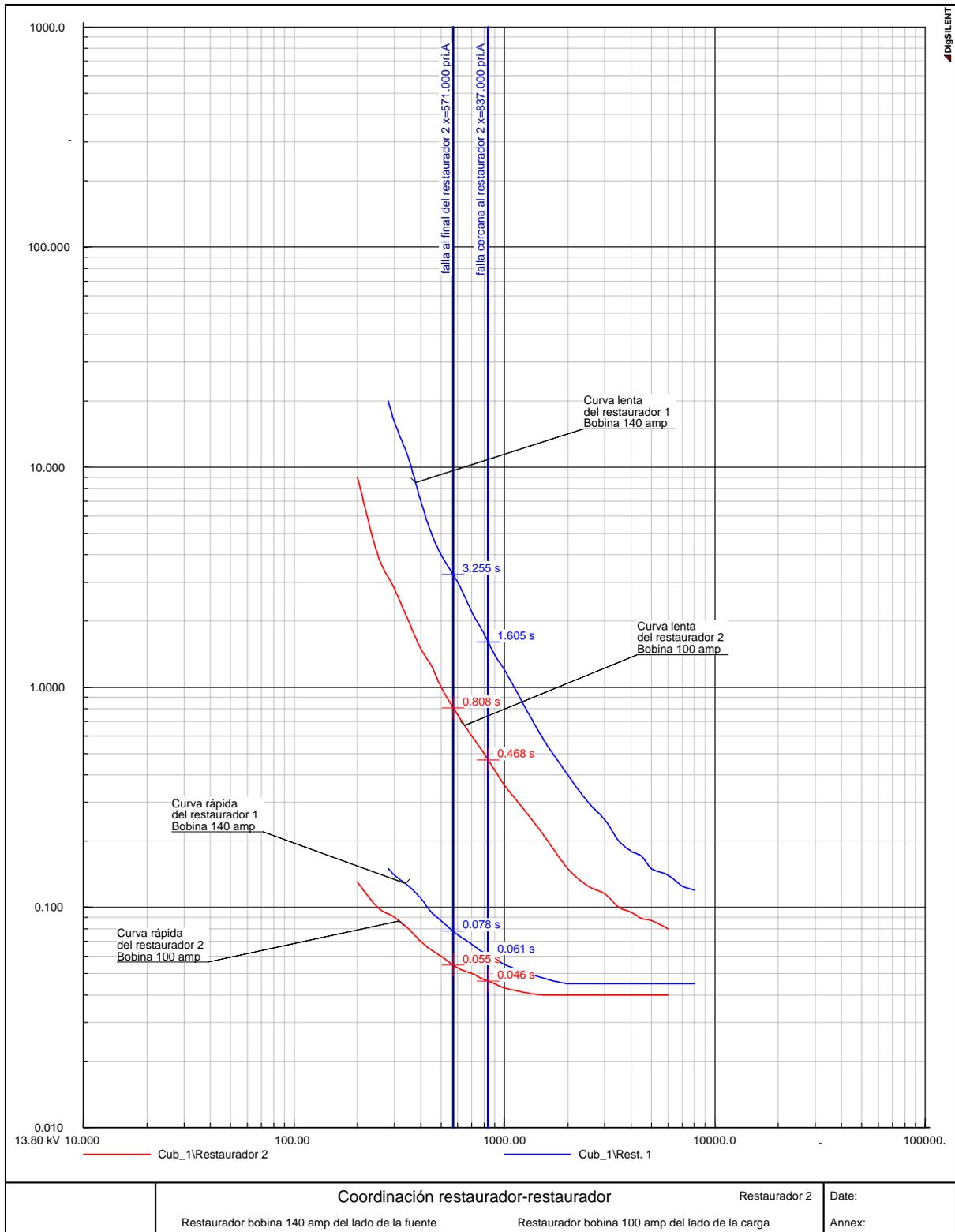


Figura. 5.12.- (Coordinación entre el restaurador 1 y el restaurador 2).



### **5.6.5 Coordinación entre el restaurador 2 y el seccionalizador 1**

Para esta coordinación el seccionalizador se debe de ajustar para un conteo menos que el numero de operaciones del restaurador 2, para que en caso de que exista una falla permanente en el ramal que protege el seccionalizador el seccionalizador la libere antes de la cuarta operación del restaurador (segunda operación con retardo) y cuando el restaurador cierre sus contactos la falla ya no exista y se restablece el servicio a la sección sin falla del alimentador

### **5.6.6 Coordinación entre el restaurador 2 y los fusibles F0022 y F0032**

El restaurador debe liberar todas las fallas temporales que se presenten dentro de su zona de protección, es decir debe de operar en su curva rápida antes que el fusible opere, y así mismo durante las operaciones rápidas del restaurador el fusible no debe de sufrir daño térmico por lo que las curvas rápidas del restaurador son modificadas en la grafica de tiempo corriente por un factor de 1.5 debido a que el tiempo de recierre es de 2 segundos, en la grafica de la figura 5.13 se muestra la coordinación entre el fusible F0022 (40 k), y el restaurador dos, se observa que para una falla temporal cerca de la ubicación del fusible o al final del ramal, el restaurador la liberara en su curva rápida y durante estas operaciones rápidas el fusible no sufrirá daño térmico debido a las operaciones rápidas del restaurador, si la falla es permanente el fusible la liberara antes de que el restaurador la libere en su curva lenta, por lo que existe una buena coordinación entre estos dos dispositivos.

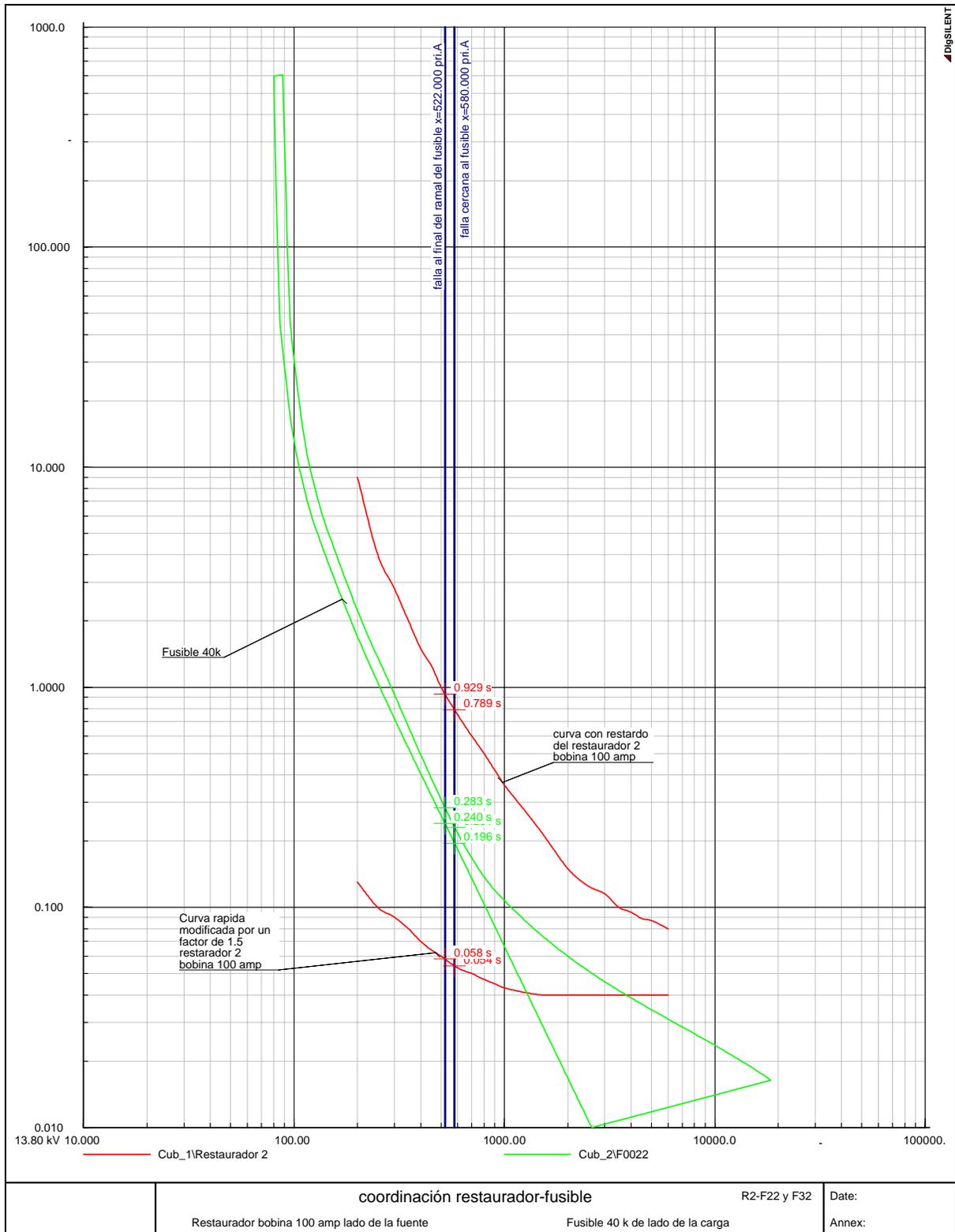


Figura 5.13 (Coordinación entre el restaurador 2 y el fusible F0022).



## CAPITULO VI

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS.

#### 6.1 INTRODUCCIÓN

La aplicación de restauradores a la red de distribución logran que la confiabilidad del sistema aumente ya que se reduce el número de usuarios afectados por fallas temporales y disminuyen los tiempos de interrupción del servicio, pero para lograr esto debe de existir una buena coordinación entre los restauradores y los dispositivos de protección contra sobrecorriente. En esta tesis se dan a conocer los criterios principales que se deben de tomar en cuenta para la correcta selección, aplicación y coordinación entre los restauradores automáticos, seccionalizadores, fusibles y relevadores de sobrecorriente.

#### 6.2 CONCLUSIONES.

- La protección de los ramales de las redes de distribución y la seccionalización del alimentador principal incrementan la confiabilidad del sistema ya que aíslan los ramales fallados del resto del sistema con lo que se disminuye el número de usuarios afectados.
- La aplicación de restauradores automáticos en las redes de distribución incrementan la confiabilidad del sistema ya que lo protegen contra fallas temporales que con las que se presentan con mayor frecuencia en las redes de distribución aéreas, ya que disminuyen los tiempos de interrupción del servicio por fallas temporales.
- Cuando se coordinan restauradores con fusibles el fusible no debe de sufrir daño alguno debido a las operaciones rápidas del restaurador por lo que la curva rápida del restaurador debe de ser modificada por unos factores que son dados por el fabricante para tomar en cuenta los efectos de calentamiento y enfriamiento del elemento fusible.



- Cuando se coordinan restauradores con relevadores de sobrecorriente con disco de inducción se tiene que cumplir que la curva acumulada del restaurador sea menor al 90% del tiempo de operación de relevador para una corriente de falla en común esto con el fin de evitar el efecto de sobreviaje del relevador que podría ocasionar disparos simultáneos entre estos dos dispositivos. Si se coordinan restauradores con relevadores electrónicos el efecto del sobreviaje no es considerado ya que en este tipo de relevadores no se presenta este efecto.
- Cuando se presenta la coordinación entre restauradores la mejor forma de coordinarlos para evitar disparos simultáneos es cambiando la secuencia de operación de estos así como la corriente mínima de operación o en el caso de restauradores hidráulicos el tamaño de la bobina.

### **6.3 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS**

- Aplicación de la protección adaptable en las redes de distribución ya que esta pueden proporcionar una reducción en los tiempos de operación de los relevadores y una coordinación para todas las condiciones que se puedan presentar en el sistema debido a que este tipo de protección puede a través de monitoreo del sistema en tiempo real, recolección de información, la lógica compleja que tienen, y la comunicación que tienen con otros relevadores y dispositivos de control cambiar los ajustes de los relevadores para cada condición del sistema en un tiempo especificado.
- La ubicación de los dispositivos de seccionamiento automáticos como restauradores y seccionalizadores en base a aspectos económicos.



## **REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

- [1] Sebastián Baltazar David, *Curso Protección de sistemas eléctricos de potencia* instituto politécnico nacional, marzo 2000.
- [2] "Procedimiento para coordinación de protecciones de sobrecorriente en sistemas de distribución" CFE (Gerencia de distribución).
- [3] Turan Gonen, *Electric Power Distribution System Engineering capítulo diez*, McGraw-Hill Book Company 1986. .
- [4] Enríquez Harper Gilberto, *Fundamentos de protección de sistemas eléctricos por relevadores*, Editorial limusa, México 1984..
- [5] Protección de sistemas de distribución (Capitulo 6)"
- [6] W.J.Ruschel and A.Wayne Ashley, *Coordination of Relays, Reclosers, and Sectionalizing Fuses For Overhead Lines In the Oil Patch*, IEEE Transactions On Industry Applications, November 1989.
- [7] J. Lewis Blackburn, *Protective Relaying Principles and Applications*, New York 1987.
- [8] M.T.Bishop, C.A.McCarthy, J.Josken, *Considering Reliability in the Selection of Distribution System Overcurrent Protection Devices*,
- [9] B.Watson, *Benefits of distribution automation and performance results from a network trial*, IEE june 1997.
- [10] J.B. Franklin, *Interfacing Distribution Automation And System Protection*, Patterson & Dewar Engineers Inc.
- [11] ANSI/IEEE Standard C57.13-1993, Standard Requirements for Instrument Transformers.
- [12] IEEE Course tutorial, *Application and Coordination Of Reclosers, Sectionalizers, and Fuses, 1980.*



- [13] GET-6450 "Distribution System Feeder Overcurrent Protection."
- [14] Donald G. Fink, H. Wayne Beaty, *Manual de ingeniería eléctrica tomo II*, Mc Graw Hill, abril 2001.
- [15] Douglas R. Joens, *Application of Single Phase Sectionalizers with Three Phase Reclosers to Increase Reliability*,
- [16] Carey J. Cook, David A. Myers, *The use of Cooling-Factor Curves for Coordinating Fuses and Reclosers ..*
- [17] J.F. Witte, M.T. Bishop and J.A. Kischefsky, *Computer-Aided Recloser Applications for Distribution Systems*,
- [18] Arthur W. Kelley, John J. Grainger, *A distribution System Simulator for Protection and Control*, Carolina State University, IEEE 2001.
- [19] Conrad R., St Pierre and Tracey E. Wolny, *Standardization of Benchmarks for Protective Device Time-Current Curves*, IEEE Transactions On Industry Applications, august 1986.
- [20] Ricardo Baeza, José Rodríguez, *Evaluación de confiabilidad de sistemas de distribución eléctrica en desregulación*",septiembre 2003
- [21] R.E.Brown, S.Gupta, S.S. Venkata, R. Fletcher, *Automated Primary Distribution System Desing: Reliability and cost Optimization*, University of Washington.1996.
- [22] R. Billinton, J.E. Billinton, *Distrinution System Reliability Indices*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 4, January 1989.
- [23] L. Goel, R.Billinton, R. Gupta, *Basic Data Evaluation Of Distribution System Reliability Worth*", Department of Electrical Engineering University of Saskatchewan.
- [24] R.N. Allan, R. Billinton, I. Sjarief, L. Goel, *A Reliability Test System For Educational Purposes Basic Distribution System Data and Results*, IEEE Transactions on Power Systems, May 1991.



- [25] James A. Momoh, *Value Based Distribution System Reliability Analysis*, IEEE 1997.
- [26] Thomas Seitz, *New Methods And Applications For Distribution System Reliability Analysis*, IEEE Catalogue No. 95TH8130, 1995.
- [27] Hernández Eduardo, *Comparación de métodos de análisis de confiabilidad aplicados a sistemas eléctricos industriales*, Instituto de investigaciones eléctricas.
- [28] Trujillo Hernández Angel David, *Técnica de enumeración para la planeación es sistemas de distribución para la localización optima de dispositivos de seccionamiento*, Tesis, México Agosto 2004.
- [29] Arrigada Mass Gary, *Evaluación de la confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución*, tesis, Santiago de Chile 1994.
- [30] “Confiabilidad de sistemas eléctricos”, Procobre.
- [31] Gilberto Enríquez Harper, *Apuntes de confiabilidad*.
- [32] Ricardo Baeza g., José Rodríguez p. y Juan I. Hernández s, *Optimal Reliable Resources Placement in an Electrical Distribution Network*
- [33] Miguel Vega Ortiz, *Algoritmos para evaluar la confiabilidad de redes y Subestaciones eléctricas*, Boletín IIE septiembre 2001.
- [34] *Principios básicos de confiabilidad en sistemas de distribución*,
- [35] R. Billinton, R. Gupta, L. Goel, *Reliability Evaluation of Subtransmision Systems*, University of Saskatchewan.
- [36] Turan Gonen, *Electric Power Distribution System Engineering capítulo Once*, McGraw-Hill Book Company 1986. .
- [37] Fink, D.G., *Standard Handbook for Electrical Engineers*, 11<sup>th</sup> ed, McGraw-Hill, New York, 1978.



- [38] Endrenyi, J.: *Reliability Modeling in Electric Power Systems*, Wiley, New York, 1978.
- [39] Super intendencia de estudios, *Criterios de ajuste en alimentadores del sistema de distribución*, Luz y fuerza del centro.
- [40] Matthew St. John, *Coordinating Overcurrent Protection Devices*, IEEE, Julio 1996.
- [41] Wayne Carr, *Predictive Distribution Reliability Analysis Considering Post Fault Restoration and Coordination Failure*, IEEE.
- [42] Sachdev M.S., *A New Approach Distribution System Proteccion Adaptive Relaying*, University of Saskatchewan, Canada.
- [43] Stockton M., *Protection of Distribution Systems Using Electronic Devices*, Alstom T&D Protection and control.
- [44] Hornak L. Donald, *Distributed Generation Interconexions: Protection, Monitoring and Control Oportunities*, Florida Power and Light Company.
- [45] Mackay K.J., *Distribution System Protection-The application of Modular Electronic Schemes*, Eskom South Africa,
- [46] *Draft Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices*, IEEE July 2003.
- [47] *Guide For Making a Sectionalizing Study on Rural Electric Systems*, REA Bulletin 61-2, March 1978.
- [48] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*, New York and London 1984.
- [49] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Assessment of Large Electric Power Systems*, Kluwer Academic Publishers, Boston, Massachusetts, 1988.



## APENDICE A

### GENERALIDADES SOBRE LA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

#### A.1 DEFINICIONES RELACIONADAS CON LA CONFIABILIDAD DE UN SISTEMA ELÉCTRICO

**Confiabilidad:** Se puede definir como la probabilidad de que un dispositivo o sistema realice su función adecuadamente, para un periodo de tiempo esperado y bajo condiciones de operación esperadas []

**Disponibilidad:** Es el tiempo en el cual un componente o sistema esta en servicio y cumpliendo satisfactoriamente su función esperada. La disponibilidad se puede expresar mediante la siguiente ecuación [30].

$$disp = \frac{t_{serv}}{t_{total}}$$

A-1

en donde:

$t_{serv}$  : tiempo con servicio con calidad adecuada.

$t_{total}$  : tiempo total de observación.

disp : disponibilidad del equipo.

**Indisponibilidad:** Cuando un componente o sistema no esta disponible para realizar su función esperada debido a un evento asociado directamente con el. Esta indisponibilidad puede o no causar la interrupción del servicio al usuario dependiendo de la configuración del sistema.

**Indisponibilidad forzada:** Es la salida de un componente ocasionada por un error, o condiciones de emergencia asociadas al componente que requiere la inmediata salida de servicio.



**Indisponibilidad programada:** Es cuando un componente se saca de servicio por determinado tiempo, con propósitos de construcción, mantenimiento o reparación.

**Indisponibilidad parcial:** Cuando la capacidad de un componente para realizar su función es reducida pero no es completamente eliminada.

**Indisponibilidad transitoria forzada:** Sucede cuando la salida de un componente provoca la liberación de una falla y después el componente es puesto en servicio nuevamente.

**Interrupción:** Es la pérdida de servicio de uno o más clientes y es resultado de la indisponibilidad de uno o más componentes dependiendo de la configuración del sistema[35].

**Interrupción programada:** Es una interrupción causada por una indisponibilidad programada[35].

**Interrupción momentánea:** Esta tiene una duración limitada por el periodo de tiempo requerido para restaurar el servicio por dispositivos de restauración automáticos.

**Interrupción temporal:** Esta tiene una duración limitada por el tiempo requerido para restaurar el servicio por reconexión manual por algún operador, estas operaciones son restauradas alrededor de 1-2 horas. [37].

## A.2 FUNCIÓN DE CONFIABILIDAD

Es posible definir la probabilidad de falla de un componente o sistema, como una función de tiempo como:

$$P(T \leq t) = F(t) \quad t \geq 0 \quad \text{A-2}$$

Donde:

T = Una variable aleatoria representando el tiempo de falla.

F(t) = La probabilidad de que el componente fallara por un tiempo t



Aquí,  $F(t)$  es la función de distribución de la falla que también se conoce como la función de no-confiabilidad, por lo tanto, la probabilidad que el componente no fallará en la operación de su función esperada en un momento dado  $t$  se define como la confiabilidad del componente.

Así la función de la confiabilidad se puede expresar como:

$$R(t) = 1 - F(t) = P(T > t) \quad \text{A-3}$$

Donde:  $R(t)$  = Función de confiabilidad  
 $F(t)$  = función de no-confiabilidad

La probabilidad de falla de un sistema dado en un intervalo en particular  $(t_1, t_2)$  puede ser expresado en términos de la función de confiabilidad como:

$$\int_{t_1}^{t_2} f(t) dt = R(t_1) - R(t_2) \quad \text{A-4}$$

El índice de las fallas que suceden en un intervalo de tiempo  $(t_1, t_2)$  se define como el índice de falla, durante ese intervalo y se expresa como:

$$h(t) = \frac{f(t)}{R(t)} \quad \text{A-5}$$

En donde  $f(t)$  es la función de densidad de la probabilidad y se expresa como:

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t} \quad \text{A-6}$$

Si hacemos  $h(t) = \lambda$  fallas/unidad de tiempo, la función de confiabilidad puede ser expresada como:

$$R(t) = \frac{f(t)}{h(t)} = e^{-\lambda t} \quad \text{A-7}$$

La confiabilidad puede ser expresada como:

$$R(t) = \int_t^{\infty} f(t)dt \quad \text{A-8}$$

y la no-confiabilidad puede ser expresada como:

$$Q(t) = \int_0^t f(t)dt \quad \text{A-9}$$

La relación entre la confiabilidad y la no-confiabilidad se puede mostrar gráficamente en la figura A.1.

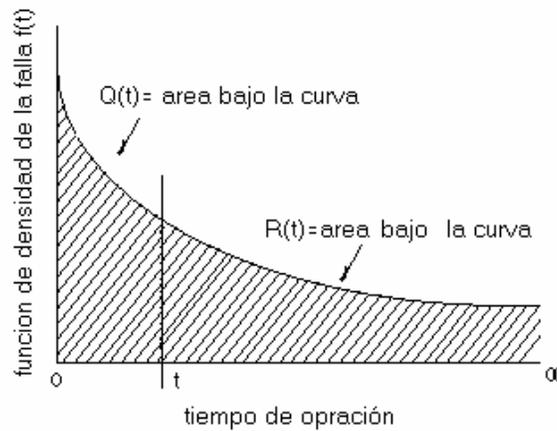


Figura A.1 (Relación entre la confiabilidad y la no-confiabilidad)

### A.3 CONCEPTOS GENERALES DE UN COMPONENTE SIMPLE

Los elementos en las redes de distribución se consideran como reparables y se comportan dentro del esquema operación-falla-reparación-operación. Para analizar la confiabilidad de un sistema de distribución se debe estudiar el ciclo de operación-falla-operación, dentro del cual podemos definir las siguientes variables [35]:

El tiempo promedio a la falla **MTTF**:

$$MTTF = \bar{m} = \frac{1}{\lambda} \quad \text{A-10}$$

En donde  $\lambda$  = índice de falla constante.

El tiempo promedio entre fallas **MTBF**:

$$MTBF = \bar{T} = \bar{m} + \bar{r} \quad A-11$$

en donde:  $\bar{T}$  = Tiempo promedio del ciclo

$\bar{m}$  = tiempo promedio a la falla

$\bar{r}$  = tiempo promedio de reparación

El tiempo promedio de reparación **MTTR**: es el recíproco del índice de reparación y se expresa como:

$$MTTR = \bar{r} = \frac{1}{u} \quad \text{donde } u = \text{índice de reparación} \quad A-12$$

El ciclo promedio del proceso operación-falla-operación se muestra en la figura A.2 que representa el modelo de dos estados [36].

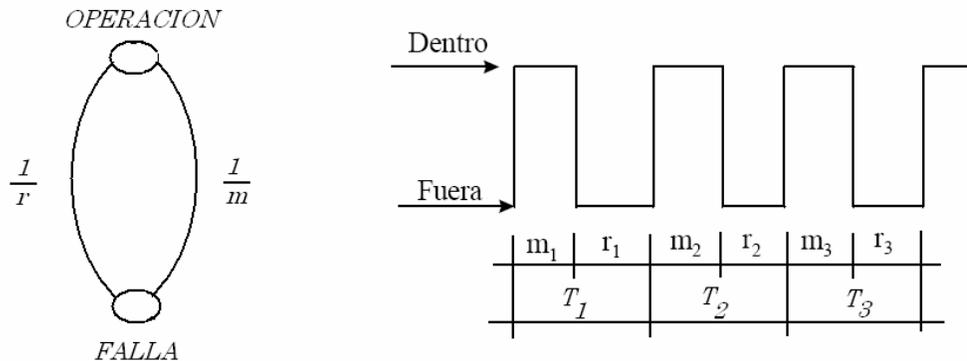


Figura A.2 (modelo de dos estados).

En base al modelo de dos estados las variables anteriores pueden ser estimadas de la siguiente manera:

El tiempo promedio a la falla **MTTF** es:

$$MTTF = \bar{m} = \frac{\sum_{i=1}^n m_i}{n} \quad A-13$$

El tiempo promedio de reparación y **MTTR** es:

$$MTTR = \bar{r} = \frac{\sum_{i=1}^n r_i}{n} \quad A-14$$

El tiempo promedio entre fallas **MTBF** es:

$$MTBF = MTF + MTTR \quad A-15$$

Se puede observar de la figura A.2 que un componente puede estar dentro (disponible) o fuera (no-disponible), entonces:

La disponibilidad es:

$$A = \frac{u}{u + \lambda} \quad A-16$$

Y la no-disponibilidad es:

$$U = \frac{\lambda}{\lambda + u} \quad A-17$$

#### A.4 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD

Los índices o parámetros de confiabilidad utilizados en redes eléctricas pretenden cuantificar la calidad de servicio en los puntos de consumo y a veces para el sistema global [31]. Los índices de confiabilidad en las redes de distribución se pueden clasificar como:

- Basado en el número de clientes, interrupciones y la duración de las interrupciones.
- Basado en la cantidad de carga pérdida.



#### A.4.1 Índices de confiabilidad basados en los clientes, interrupciones y duración de estas.

Los índices mas utilizados en la cuantificación de la confiabilidad en las redes de distribución son los relacionados con la frecuencia y duración de las fallas o interrupciones de servicio de energía eléctrica [21]. La utilización de los índices de confiabilidad por las empresas de distribución les ayuda en la toma de decisiones acerca de la topología de la red, elementos de protección, políticas de mantenimiento y operación, incorporación de elementos de maniobra automatizados o redundancia de elementos.

##### Interrupción anual a los consumidores (IAC):

$$IAC = \sum_{i \in R} \lambda_i N_i \quad A-18$$

En donde  $\lambda_i$  y  $N_i$  son la tasa de falla y el número de consumidores, de cada punto de carga  $i$ .

##### Duración de interrupción a los consumidores (DIC):

$$DIC = \sum_{i \in R} U_i N_i \quad \text{en Hr} \quad A-19$$

Donde  $U$  es la indisponibilidad anual o el tiempo de salida en (hr/año) para cada punto de carga  $i$ .

**System Average Interruption Frequency Index (SAIFI):** Índice promedio de la frecuencia de interrupción del sistema. Es una medida promedio de como los clientes experimentarían varias interrupciones sostenidas durante el año.

$$SAIFI = \frac{\text{No Total de clientes interrumpidos}}{\text{No total de clientes}} \quad A-20$$

$$SAIFI = \frac{(\text{No Total de clientes interrumpidos})(\text{No. de las interrupciones})}{\text{No total de clientes}} \quad A-21$$



**System Average Interruption Duration Index (SAIDI):** Índice promedio de duración de las interrupciones de un sistema. Es una medida promedio de cómo los clientes experimentarían varias interrupciones en horas durante el año. Una reducción de SAIDI representa un mejoramiento en la confiabilidad, este índice es mejorado reduciendo el número de interrupciones o reduciendo la duración de estas.

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Duración de las interrupciones a los clientes}}{\text{No total de clientes}} \quad A-22$$

$$SAIDI = \frac{\sum (\text{Duración de interrupciones})(\text{No de clientes afectados})}{\text{No total de clientes}} \quad A-23$$

**Customer Average Interruption Frequency Index (CAIFI):** Índice de la frecuencia promedio de interrupciones por usuario. Este índice es útil cuando un año es comparado con otros, es decir es de gran utilidad en el reconocimiento de tendencias cronológicas en la confiabilidad de un sistema particular de distribución.

$$CAIFI = \frac{\text{No total de interrupciones de los clientes}}{\text{No total de clientes afectados}} \quad A-24$$

**Customer Average Interruption Duration Index (CAIDI):** Índice promedio de duración de interrupciones por usuario. Es una medida promedio de la duración de la interrupción y se utiliza como medida de tiempo de la respuesta ante contingencias del sistema, este índice puede ser mejorado por la reducción del tiempo de las interrupciones.

$$CAIDI = \frac{\sum \text{Duración de las interrupciones por cliente}}{\text{No total de interrupciones por usuario}} \quad A-25$$

**Average Service Availability Index (ASAI):** Índice promedio de disponibilidad de servicio. Es la disponibilidad del cliente proporcionado por el sistema, altos valores de ASAI reflejan altos niveles de confiabilidad.

$$ASAI = \frac{\text{Horas disponibles de servicio por cliente}}{\text{Horas de demanda de servicio por cliente}} \quad A-26$$

**Customer Minutes Per Interruption (CMPII):** Tiempo de interrupción por usuario.

$$\text{CMPII} = \frac{\sum \text{Duración en minutos por usuario}}{\text{No de interrupciones}} \quad \text{A-27}$$

**Momentary Average Interruption Frequency Index (MAIFI):** Índice promedio de la frecuencia de interrupción momentánea. Este índice es atractivo para las empresas suministradoras ya que es muy fácil de calcular desde interruptores y restauradores con recierre.

$$\text{MAIFI} = \frac{\text{No total de interrupciones momentaneas de los clientes}}{\text{No total de clientes suministrados}} \quad \text{A-28}$$

#### A.4.2 Índices de confiabilidad basados en la carga.

Uno de los parámetros importantes para la evaluación de los índices de confiabilidad basados en la carga es el de la carga promedio en cada punto de carga del bus.

La carga promedio esta dado por:

$$L_a = L_p f \quad \text{A-29}$$

En donde :  $L_p$  = carga pico demandada.  
 $f$  = Factor de carga.

Ó

$$L_a = \frac{\text{Energia total demandada en el periodo de interes}}{\text{Periodo de interes}} = \frac{E_d}{t} \quad \text{A-30}$$

En la figura A.3 se muestran los parámetros de  $L_a$ ,  $L_p$ ,  $E_d$  y  $t$ .

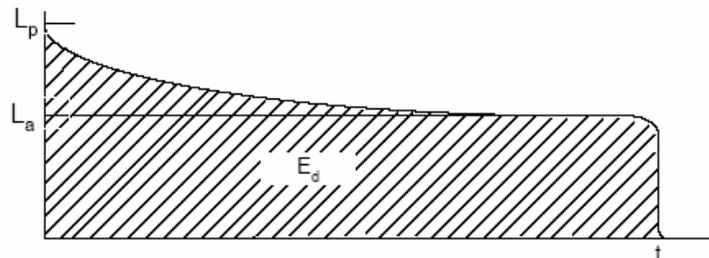


Figura A.3.- (Parámetros de  $L_a$ ,  $L_p$ ,  $E_d$  y  $t$ )



**Energy not supplied index (ENS):** Indica la energía total no suministrada por el sistema y se expresa como:

$$ENS = \sum La_{(i)} U_{(i)} \quad A-40$$

Donde  $La_{(i)}$  es la carga promedio conectada en el punto de carga (i).

**Average energy not supplied (AENS).** Es el índice promedio de la energía no suministrada y se expresa como:

$$AENS = \frac{\text{Energía total no suministrada}}{\text{Número total de los clientes suministrados}} = \frac{\sum La_{(i)} U_{(i)}}{\sum N_{(i)}} \quad A-41$$

**Average System Interruption Frequency Index (ASIFI):** Es el índice promedio de la frecuencia de interrupción del sistema y se expresa como:

$$ASIFI = \frac{\text{KVA conectados interrumpidos}}{\text{KVA totales suministrados}} \quad A-42$$

**Average System Interruption Duration Index (ASIDI):** Es el índice promedio de duración de las interrupciones y se expresa como:

$$ASIDI = \frac{\text{Minutos de interrupción de la potencia (KVA)}}{\text{KVA totales suministrados}} \quad A-43$$



## APENDICE B

### DESCRIPCIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN EMPLEADOS EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

#### B.1 Transformadores de corriente.

En los sistemas eléctricos de corriente alterna se manejan intensidades de corriente relativamente muy altas, por ello se utilizan transformadores de corriente para proteger al personal y aislar eléctricamente los equipos primarios de los dispositivos de protección y medición, esto se logra mediante los transformadores de corriente los cuales alimentan a los dispositivos de protección y medición con magnitudes proporcionalmente menores pero que son una copia fiel de las magnitudes del sistema.

La disminución en las magnitudes de corriente permite una disminución en los niveles de aislamiento y capacidad por lo que reduce también el tamaño y el costo de los equipos. [2] La selección y el comportamiento de los transformadores de corriente es muy importante para la protección ya que esta será tan eficiente como lo sean los transformadores de corriente.

Las magnitudes que se obtienen de los transformadores de corriente son cantidades normalizadas por lo que se pueden presentar en un esquema de protección mezclas de diferentes fabricantes, la tecnología norteamericana utiliza corrientes secundarias de 5 Amperes, mientras que la tecnología europea emplea corrientes secundarias de 1 Ampere. Los transformadores de corriente se diseñan para soportar corrientes de falla (que pueden ser hasta 30 veces la corriente de carga nominal). [1]. Según las características constructivas de la bobina primaria, los TT/CC se clasifican en:

**Tipo bobinado:** La bobina primaria se enrolla con una o más vueltas al núcleo de fierro. Las bobinas primarias y secundarias se encuentran aisladas entre sí y también están aisladas del núcleo.



**Tipo barra:** Consiste en un conductor fijo, aislado, en forma de barra o tubo, como bobina primaria que atraviesa el núcleo de hierro, en general de forma toroidal al que se ha enrollado la bobina secundaria.

**Tipo ventana:** Es aquel que consta solamente de una bobina secundaria enrollada alrededor de un núcleo de hierro y en el cual la bobina primaria no forma parte del T/C propiamente.

**Tipo bushing:** Tiene un núcleo de hierro toroidal al cual se ha enrollado la bobina secundaria pero no tiene bobina primaria. Va montado en el bushing de los transformadores de poder y la bobina primaria la forma el cable conductor del circuito de potencia.

Las consideraciones generales para la aplicación de transformadores de corriente son:

**Corriente nominal:** La corriente nominal máxima deberá ser igual o mayor a la máxima corriente de operación del circuito en donde se conectará el T/C. La magnitud de la corriente de inrush también debe ser considerada, específicamente con respecto al efecto que puede tener en instrumentos de medidas o en relés de protecciones.[11].

**Factor de sobrecarga:** Es una constante dada por el fabricante, que indica cual es la máxima corriente primaria que puede circular a través del T/C en forma permanente sin exceder la temperatura máxima de los devanados para una temperatura ambiente de 30° C. El factor de sobrecarga RF (Rating Factor) normalizado es de 1,0-1,33-1,5-2,0-3,0 o 4,0. Por ejemplo un T/C de 100/5 con un RF igual a 1,5 puede operar en forma permanente con 150 A.

**Corriente térmica de tiempo corto:** Es la corriente primaria que el TC puede soportar durante 1s con el devanado secundario cortocircuitado, sin exceder el límite de temperatura de cualquier devanado.[11].

**Corriente mecánica de tiempo corto:** Es la máxima corriente que el TC puede soportar sin que se dañe físicamente con el secundario cortocircuitado.



**Voltaje nominal:** Corresponde a la tensión entre líneas del circuito de potencia en donde se va a instalar el transformador de corriente, los TC pueden soportar hasta un 10% sobre el voltaje nominal.

**Tensión de impulso:** El BIL (Basic Impulse Voltaje Level) Se especifica de acuerdo al voltaje nominal del sistema, la tabla B.1 muestra los valores de BIL de acuerdo a la tensión del sistema.[11].

Voltaje Nominal del Sistema kV	Máxima Tensión fase-neutro kV	BIL and full wave crest kV
0,60	0,38	10
2,40	1,53	45
4,80	3,06	60
8,32	5,29	75
13,80	8,90	110 ó 95
25,00	16,00	150 ó 125
34,50	22,00	200 ó 150

Tabla B.1.- (BIL para transformadores de corriente).

### B.1.1 Selección de la relación de transformación

Los valores para seleccionar la relación del TC deberán responder a las siguientes características:

- a) La corriente secundaria del TC no debe ser mayor a 5 A para los valores nominales de carga.

$$5 A < \frac{I_c}{RTC}$$

En donde:  $I_c$  = es la corriente de carga máxima del circuito.

$RTC$  = Es la relación de transformación del mismo.

- b) La corriente máxima de falla en el punto en donde se va a instalar el TC no deberá exceder a 20 veces el valor nominal de corriente primaria del TC es decir si se tiene un TC de 600/5; la corriente de falla máxima sería[2].:

$$600 \times 20 = 12000 > I_{falla\ max}$$



### **B.1.2 Precisión.**

La precisión puede ser definida como la diferencia entre la forma de onda secundaria y la forma de onda primaria. El comportamiento de un relé de protección depende de la clase de precisión que el TC mantenga no solo en condiciones normales de operación si no también en condiciones de falla. El grado de precisión para altas corrientes de falla depende de la sección transversal del núcleo y del número de vueltas del secundario. Mientras mayor sea la sección transversal del TC, mayor es el flujo magnético que puede desarrollarse antes de alcanzar el punto de saturación. Por otro lado un mayor número de vueltas en el devanado secundario requiere de un menor flujo magnético para inducir la corriente secundaria que debe circular a través del relé. Este factor influye en el burden que puede llevar el TC sin pérdida de precisión.[1].

Las norma ANSI/IEEE C57.13-1993 definen las clases de precisión de los T/C con las letras T y C junto a un número de clasificación. La letra T indica que este error ha sido determinado experimentalmente mientras que la letra C indica que el error inducido en la razón de transformación puede calcularse. El número de clasificación indica el voltaje que debe inducirse en el secundario con una carga normal (burden según lo especificado en Tabla A.2) y operando con una corriente igual a 20 veces la corriente nominal primaria sin que se exceda en más de un 10% el error en la razón de transformación. Aún más, el error de razón no debiera exceder del 10% para ninguna corriente en el rango de 1 a 20 veces la corriente nominal a un burden normal. Los voltajes en las terminales secundarias son 10,20,50,100,200,400 y 800 volts. Por ejemplo un TC con clase C-200 indica que el error inducido en la relación de transformación puede calcularse y no debe exceder del 10% para ninguna corriente de 1 a 20 veces la corriente secundaria a un burden normal de 2.0 ohm. (El voltaje máximo en terminales =  $20 \times 5 \times 2 = 200 \text{ V}$ .[11].

### **B.1.3 Burden.**

El burden es la terminología de un TC y sirve para diferenciar la carga del TC y la carga del circuito primario. El burden del TC indica la carga conectada a las terminales secundarias y se expresa como:

- Volt-amperes y un factor de potencia a un especificado valor de corriente.

- Impedancia total en ohms y factor de potencia
- Ohms de componentes de resistencia y reactancia.

El factor de potencia se refiere al factor de potencia del burden y no al factor de potencia del circuito primario. En la tabla B.2 se muestran valores de burden normalizados.

Designación Del Burden	Resistencia [Ω]	Inductancia [mHy]	Impedancia [Ω, a 60 Hz]	Volt-Amp (con 5 A sec.)	Factor de Potencia
<b>Burden para Relés</b>					
B-1	0,5	2,3	1,0	25	0,5
B-2	1,0	4,6	2,0	50	0,5
B-4	2,0	9,2	4,0	100	0,5
B-8	4,0	18,4	8,0	200	0,5
<b>Burden para Instrumentos</b>					
B-0,1	0,09	0,116	0,1	2,5	0,9
B-0,2	0,18	0,232	0,2	5,0	0,9
B-0,5	0,45	0,580	0,5	12,5	0,9
B-0,9	0,81	1,040	0,9	22,5	0,9
B-1,8	1,62	2,080	1,8	45,0	0,9

Tabla B.2 (Valores normalizados de burden para TC con 5 A secundarios).

La figura B.1 muestra las características de excitación secundaria que son dadas por los fabricantes y están en la forma de excitación de corriente secundaria contra voltaje rms.[11].

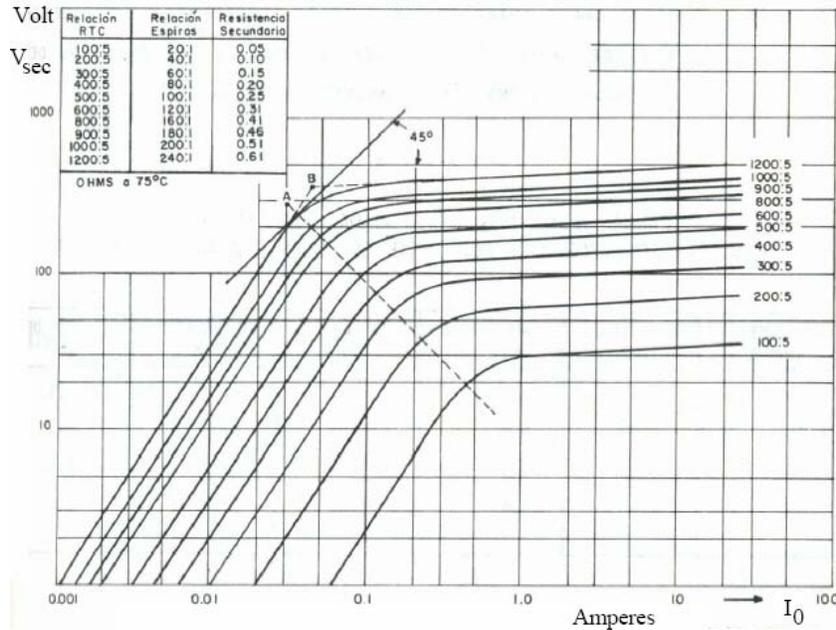


Figura B.1.- (Curvas de excitación típicas para un TC clase C).



#### B.1.4. Polaridad y conexiones

Las polaridades relativas del primario y secundario de un T/C se identifican colocando marcas y/o símbolos H1, H2 para los terminales primarios y X1, X2 para los terminales del secundario. Según esta convención, si H1 y X1 son bornes de igual polaridad, cuando la corriente primaria “entra” por H1, la corriente secundaria “sale” por X1. En cuanto a las conexiones usadas en sistemas trifásicos, se pueden dar varias posibilidades dependiendo de lo que se quiera conseguir. Entre las más utilizadas se encuentran las siguientes:

**Conexión estrella:** En esta conexión un TC es localizado en cada fase con los relevadores de fase para detectar corrientes de fase. En sistemas con neutro conectado a tierra, un relevador de sobrecorriente a tierra se conecta a un TC en el común de la estrella y se conoce como residual para detectar fallas a tierra y corrientes en el neutro. En esta conexión las corrientes secundarias están en fase con las corrientes primarias.

**Conexión Delta:** La conexión delta es típicamente usada en esquemas de protección diferencial de transformadores conectados en delta-estrella. Los TC's en el lado delta del transformador son conectados en estrella y los TC's en el lado de la estrella del transformador son conectados en delta. La conexión delta de TC's, provoca que la corriente en los relevadores es igual a  $\sqrt{3}$  de la corriente secundaria del TC.

#### B.2 Relevadores de sobrecorriente

El relevador de sobrecorriente es el tipo más simple de relevadores de protección. Este relevador es diseñado para operar cuando una cantidad mayor de corriente a la predeterminada en el relevador fluye por alguna parte del sistema que es protegido por el relevador de sobrecorriente.[2] La corriente con la que operan los relevadores de sobrecorriente es ajustable y esta proviene del secundario de transformadores de corriente. Las dos formas básicas de relevadores de sobrecorriente son los relevadores instantáneos y los relevadores con retardo de tiempo.

El relevador de sobrecorriente instantáneo es diseñado intencionalmente para operar sin retardo de tiempo cuando la sobrecorriente excede el ajuste del relevador, no

obstante el tiempo de operación de estos relevadores puede variar significativamente puede ser bajo de 0.016 segundos o alto de 0.1 segundos [13].

Los relevadores de sobrecorriente con retardo de tiempo tienen características especiales tales que el tiempo de operación varía inversamente con el flujo de corriente en el relevador. Esta característica de retardo de tiempo en su operación permite que existan por un corto periodo de tiempo y sin que el relevador cierre sus contactos sobrecorrientes transitorias que excedan la corriente de arranque del relevador como son arranques de motores, o algunas sobrecargas de corta duración. En la figura B.2 se muestran las características de tiempo-corriente más usadas las cuales difieren una de otra en que el tiempo de operación decrece cuando la corriente aumenta.[13].

Los relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso tienen su mejor aplicación en sistemas de distribución radiales ya que en estos sistemas no se requieren de características direccionales[1]. Se utilizan para la protección de alimentadores así como protección de respaldo para bancos de transformadores, esto debido a sus características de velocidad, seguridad y confiabilidad. El relevador electromagnético utiliza el principio de inducción electromagnética, los relevadores estáticos y digitales emulan las características de operación de los relevadores electromagnéticos para facilitar la coordinación entre ellos.

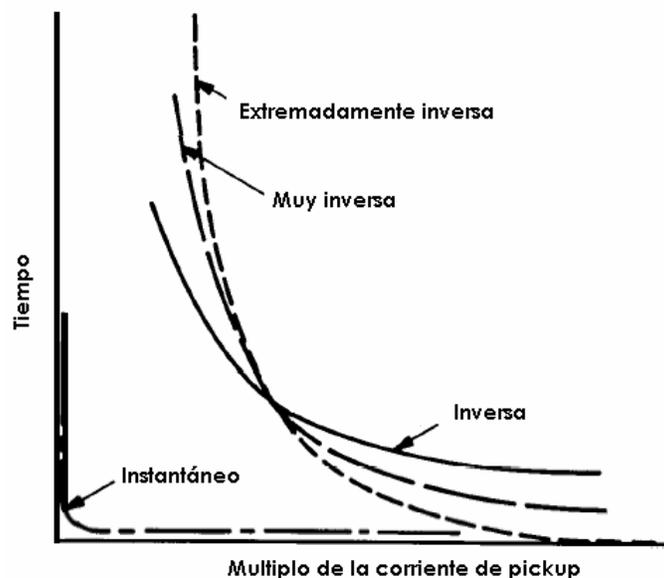


Figura. B.2 (Características de tiempo corriente.)

a) La curva característica de tiempo inverso puede lograr una buena aplicación en donde existe una gran variación en la corriente de falla por cambios de generación o switcheos de líneas.[2]

b) La curva característica de tiempo muy inverso se puede utilizar para coordinar con fusibles aun cuando es menos adecuada que la de tiempo extremadamente inverso, pero su utilización es adecuada en donde existen variaciones de corriente de falla pequeñas y en donde el tiempo de liberación de la falla cercana es importante.[2]

c) La curva característica de tiempo extremadamente inverso es la que mejor coordina con fusibles y restauradores sobre el mismo circuito [2].

En la figura B.3 se muestra la familia de características de tiempo-corriente, cada curva es mostrada para cada ajuste numérico de la palanca de tiempo, el ajuste de la palanca de tiempo de una curva dada, establece diferentes tiempos de operación para el mismo nivel de corriente. Estas curvas son dibujadas en múltiplos de la corriente de arranque (corriente de corto circuito/corriente de arranque), es decir estas curvas pueden ser utilizadas para cualquier valor de corriente de arranque, esto es posible con relevadores tipo inducción donde el ajuste de arranque es por conexión de bobinas es decir los amperes-vuelta en el ajuste del arranque son los mismos para cada conexión. Por lo tanto en un múltiplo dado de corriente de arranque la bobina de ampere-vuelta y el torque son los mismos a pesar del ajuste utilizado[13].

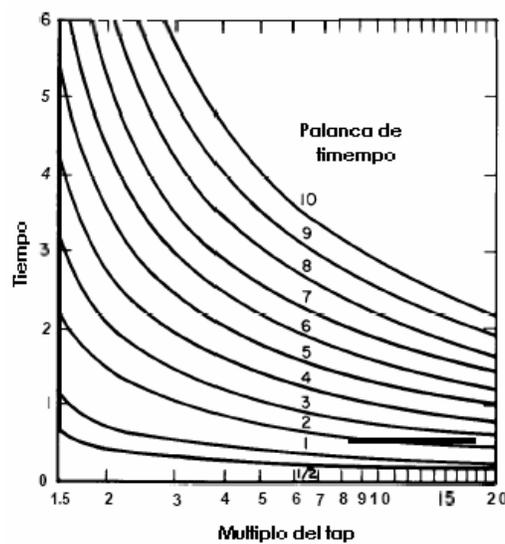


Fig. B.3.- (Familia de curvas de relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso).



### **B.3 Relevadores con recierre**

Estos relevadores son del tipo de relevadores de programa que supervisan la posición de un interruptor permitiendo su reenergización ya sea instantánea o con retraso de tiempo, posterior a una apertura del mismo por acción de su sistema de protección. La secuencia de operación se controla mediante un motor de CA o CD que acciona un tren de levas. Estas a su vez efectúan la apertura y cierre de los relevadores integrados al control del interruptor y que permitirán su reenergización, otros relevadores también sobre este rele permiten las labores de bloqueo y reposición del recierre una vez que se determino la falla permanente o transitoria respectivamente. [2].

### **B.4 Interruptores**

Un interruptor es el dispositivo mecánico que conecta e interrumpe una o repetidas veces en condiciones normales y anormales de trabajo un circuito eléctrico. Esta diseñado básicamente para llevar en forma continua altas corrientes, interrumpir en condiciones seguras las corrientes de falla y soportar los esfuerzos electrodinámicos debidos a estas [2]. La parte principal en el funcionamiento de un interruptor es su control que es el que se encarga de realizar las siguientes funciones:

- Abrir y cerrar el mismo a través de una manija cuando uno lo requiera.
- Que dispare cuando el equipo de protección se lo indique cuando ocurre una falla.
- Indicar su estado de abierto o cerrado de manera local y remota mediante lámparas de señalización.
- Enviar señales que indiquen alguna anomalía como falta de presión de aire u otro gas que se utilice para su operación.
- Bloquear su operación cuando exista alguna anomalía.

### **B.5 Restauradores automáticos.**

Los restauradores son un tipo de circuitos interruptores con controles para sensar sobrecorrientes y liberar fallas de manera instantánea o con retardo de tiempo.[7]. Su capacidad de interrupción es mas baja que la de un interruptor por lo cual se localizan lejos de las subestaciones en donde las corrientes de falla son menores. Los

restauradores operan con una secuencia de cuatro disparos y tres reconexiones para liberar una falla permanente antes de una operación final de bloqueo (contactos abiertos definitivamente). Si la falla es liberada en cualquier reconexión el mecanismo del restaurador reiniciara la secuencia del restaurador a su posición inicial y listo para llevar a cabo otra secuencia de operaciones.[12].

### B.5.1 Teoría de operación.

El restaurador consta de dos tipos de características de tiempo-corriente, como las que se muestran en la figura B.5, una denominada de operación rápida y otra de operación con retardo de tiempo.[17]. La primera curva referida como instantánea es similar a la de un relevador instantáneo y se utiliza para liberar la falla sin ningún retraso de tiempo, esto permite la liberación de fallas temporales evitando la operación de los dispositivos de protección del lado de la carga, la segunda curva referida como curva con retardo de tiempo es utilizada para retardar el disparo del restaurador y que los dispositivos de sobrecorriente ubicados aguas abajo funcionen de una manera coordinada. El intervalo de tiempo de recierre es el tiempo en que los contactos esta abiertos, estos tiempos son fijos para algunos restauradores entre 1 o 2 segundos, y son ajustables en otros [12].

En la figura B.4 se muestra la secuencia de operación típica de un restaurador para abrir en caso de una falla permanente en donde se muestra una secuencia de operación programada C22, es decir dos operaciones rápidas seguidas de dos lentas. Las secuencias de operación mas usuales de los restauradores que se aplican en la protección de las redes de distribución se muestran en la tabla B.3

Secuencia	Características	Ventajas	Comentarios
A	2 rapidas y 2 con retardo.	1.- Exelente para la coordinación con fusibles	Estadísticamente interrumpe el 90% de las fallas durante la operación rapida, el 5% a la tercer operación por protección a un fusible, y el 5% por apertura definitiva cuando las fallas son permanentes.
		2.- Exelente para la coordinación con elevadores hidraulicos de respaldo.	
		3.- Buena coordinación con seccionalizadores.	
B	1 rapida y 3 con retardo.	Exelente para la coordinación con restauradores seccionalizadores y fusibles en serie.	El fusible libera la falla en la primer operación con retardo, el seccionalizador se ajusta para bloquearse en tres conteos. El resaturador libera el 80% de las fallas durante la primera operación.

Tabla B.3 (Secuencias mas usuales de restauradores utilizados en redes de distribución).

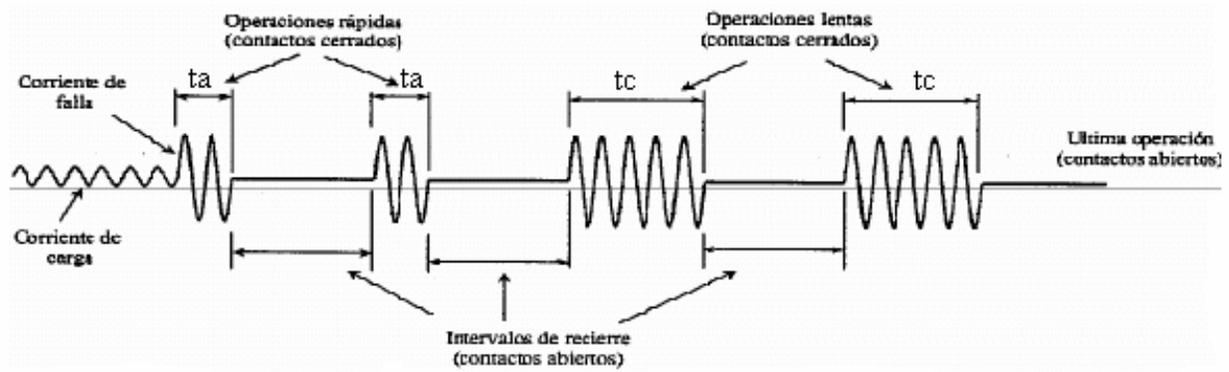


Figura .B.4 (Secuencias de operación típicas de un restaurador)

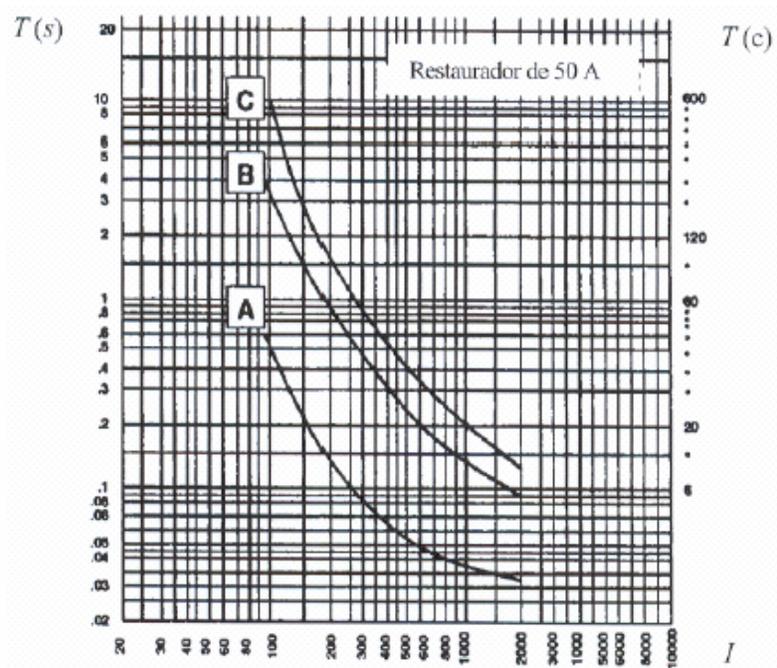


Figura .B.5 (Curvas de tiempo de un restaurador hidráulico)

Según la figura B.4 en condiciones normales de operación por la línea protegida circula una corriente de carga normal. Si ocurre una falla *aguas abajo* de la localización del restaurador este opera por primera vez en su curva rápida A en un tiempo ( $t_a$ ), permanece abierto durante un cierto tiempo aproximadamente 1 segundo y reconecta la línea fallada. Si la falla ha desaparecido el restaurador permanece cerrado y se restablece el servicio. Si la falla permanece el restaurador opera por segunda vez en su curva rápida A y después de ( $t_a$ ) abre nuevamente sus contactos. Después que se ha



cumplido el segundo tiempo de reconexión el restaurador cierra sus contactos y si la falla persiste abre por tercera vez pero ahora con la curva lenta C, después de un tiempo ( $t_c$ ) abre nuevamente sus contactos, una vez que se cumple el tiempo de la tercera y última reconexión reconecta por última vez cerrando sus contactos. Si la falla aun persiste depuse de un tiempo ( $t_c$ ) el restaurador abre definitivamente sus contactos.[6].

En el caso de que el restaurador no haya completado su secuencia de operación, después de trascurrido el tiempo de reposición repone la programación que tenía antes de la falla quedando en condiciones de ejecutar nuevamente su secuencia de operaciones en caso de ocurrir otra falla. Los tiempos de apertura, recierre, conteo, y la secuencia de operación de los restauradores son controlados por dos métodos, por medio de control hidráulico (bobina en serie) y por medio de control electrónico (no serie).

### **B.5.2 Restauradores con control hidráulico (Bobina en serie).**

Los restauradores controlados hidráulicamente utilizan aceite como medio aislante en conjunto con un mecanismo hidráulico contenido dentro de este y que consiste de varias bombas, orificios y válvulas, para lograr sus características de tiempo corriente, conteo y tiempo de recierre.[12]. La operación de restauradores con bobina en serie consiste en que cuando existe una sobrecorriente en el circuito protegido por este, esta sobrecorriente es sensada por una bobina en serie. La energía del disparo es derivada por el circuito primario por la bobina en serie y el tiempo de disparo es iniciado, las secuencias de operación son controladas por el mecanismo hidráulico. La fuerza de apertura de los contactos es suministrada por resortes cargados en la operación anterior de cierre o durante una operación de recierre. La fuerza para el cierre de los contactos es suministrada por resortes cargados después de la operación de disparo o por la energía suministrada por el primario por medio de una bobina de cierre o por un circuito auxiliar.

### **B.5.3 Restauradores con control electrónico (Bobina no serie).**

Los restauradores controlados electrónicamente utilizan un control electrónico montado separadamente o un conjunto de relevadores de sobrecorriente y de recierre, para sus llevar acabo sus operaciones de tiempo de disparo, conteo y tiempos de

recierre. Este método de control es más flexible, de más fácil calibración y programación que el de control hidráulico.[12]. El control se localiza en un gabinete separado y permite cambiar la característica de tiempo-corriente, los niveles de corriente mínima de operación y la secuencia de operación. En la figura A.6 se muestra el diagrama de bloques de un restaurador con control electrónico.

En el diagrama de bloques de la figura B.6 la corriente de línea es sensada por tres TC's, las corrientes secundarias de estos son llevadas al control por un cable multiconductor que también lleva señales de apertura y cierre de vuelta al restaurador. Cuando la corriente secundaria que pasa a través de los circuitos sensores en el control excede el mínimo de la corriente de apertura programada los circuitos detectores de nivel y tiempo se activan. Después de un retardo de tiempo que se determina por la característica de tiempo-corriente programada, el circuito de apertura es energizado y se envía una señal de apertura a restaurador. Entonces opera un relé de secuencia que ordena la reconexión y reajusta los circuitos para comenzar a medir el tiempo y el programa de control avanza a su siguiente secuencia preestablecida. Después de que el tiempo programado para la reconexión expira, una señal de cierre es enviada al restaurador y la detección de corriente empieza otra vez.[5]. La fuerza de apertura de los contactos es proporcionada por resortes cargados durante la operación anterior de cierre o durante alguna operación de recierre. La fuerza de cierre de los contactos es proporcionada por resortes cargados por un motor o por energía suministrada por el primario mediante una bobina de cierre o por medio de un circuito auxiliar.

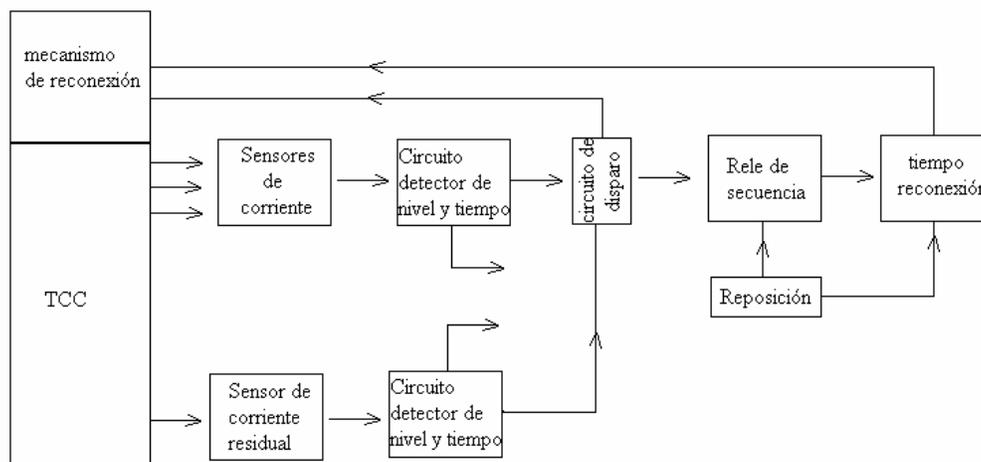


Figura. B.6 (diagrama de bloques de un restaurador con control electrónico.)

#### B.5.4 Restauradores monofásicos y trifásicos

Los restauradores monofásicos se utilizan para protección de líneas monofásicas, tales como ramales o en arranques de un alimentador trifásico, Pueden ser usados en circuitos trifásicos cuando la carga es predominantemente monofásica así si hay una falla monofásica la fase fallada es desconectada pero el circuito puede seguir dando servicio con las fases no falladas y de esta manera aumenta la confiabilidad del circuito.[12].

Los restauradores trifásicos se utilizan cuando se requiere (bloquear) o aislar las tres fases del circuito para cualquier falla permanente con el fin de evitar el funcionamiento de cargas trifásicas como es el caso de grandes motores trifásicos. Estos restauradores cuentan con dos modos de operación que son:

- **Apertura monofásica-bloqueo trifásico:** Este modo consta de tres restauradores monofásicos montados en cada fase y operan independientemente para las aperturas y reconexiones pero si cualquier fase opera hasta la condición de bloqueo (debido a falla permanente) el mecanismo de acoplamiento de aperturas abre las otras dos fases y las deja abiertas y bloqueadas, de esta manera se evita la energización monofásica de cargas trifásicas.
- **Apertura trifásica-bloqueo trifásico:** Para cualquier tipo de falla ya sea monofásica, bifásica o trifásica todos los contactos abren y reconectan de manera simultanea todas las fases.

La figura B.7 muestra un esquema en el que se definen las localizaciones más lógicas de restauradores en una red de distribución y que corresponden a cada una de las letras que se describen a continuación.[5].

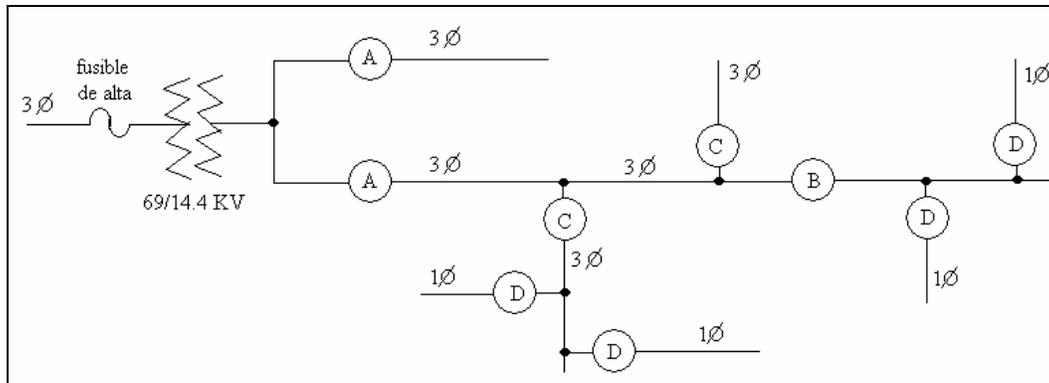


Figura. B.7 (Diagrama unifilar de una red de distribución con localización de restauradores).

- A. En subestaciones como el dispositivo de protección del alimentador primario que permite aislar el alimentador en caso de falla permanente.
- B. En líneas de distribución lejanas a la subestación, para seccionalizar alimentadores largos y así prevenir la salida de todo el alimentador para una falla permanente al final del alimentador.
- C. En ramales importantes desde el alimentador principal para proteger el alimentador principal de interrupciones y salidas debido a fallas en el ramal.
- D. En pequeños sub-ramales monofásicos.

### B.5.5 Medios de interrupción y aislamiento.

Los restauradores utilizan aceite o vacío como medio de interrupción. En los que ocupan aceite, este se utiliza tanto para la interrupción del arco así como para el aislamiento básico. Algunos restauradores con control hidráulico utilizan este mismo aceite para las operaciones de temporización y conteo.[12].

Los restauradores que ocupan el vacío como medio de interrupción, tienen las ventajas en que se reduce el mantenimiento y minimiza la reacción externa durante el proceso de interrupción. Los restauradores de vacío pueden ocupar el aire o el aceite como medio básico de aislamiento.[2].



### **B.5.6 Índices y definiciones.**

Los restauradores son clasificados de acuerdo a los parámetros como son: voltaje máximo, corriente nominal, corriente mínima de disparo, corriente interruptiva simétrica, y nivel básico de aislamiento.

#### **B.5.6.1 Voltaje máximo**

Es el valor máximo de voltaje rms a 60 hz al cual restaurador puede se expuesto. El voltaje del restaurador ya sea monofásico o trifásico debe de ser más grande o igual al voltaje de línea a línea del sistema en donde va a ser instalado.[12].

#### **B.5.6.2 Corriente continúa.**

Es la máxima corriente de carga que el restaurador es capaz de soportar sin que las partes que lo componen sufran algún daño térmico. En los restauradores con bobina serie la máxima corriente de carga continua esta limitada por la capacidad de la bobina en serie, es decir su un restaurador tiene una capacidad de 50 A continuos pero tiene una bobina en serie que soporta 35 A continuos, la corriente continua del restaurador es limitada a 35 A o menos. [12]. La corriente continua debe ser seleccionada para ser mas grande o igual a la corriente de carga pico máxima que se espera en el punto de instalación del restaurador, se deben tomar en consideración factores como crecimiento anticipado de carga, posible transferencia de cargas y el efecto inrush por carga fría. En los restauradores con bobina en serie para tomar en cuenta el efecto inrush por carga fría se multiplica la corriente de carga pico por un factor de 1.25-1.5, y se busca una bobina con la corriente de carga mas grande y cercana a al resultado de aplicar estos factores, esto resulta en corrientes mínimas de disparo de 2.5-3 veces la corriente de carga pico.

#### **B.5.6.3 Mínima corriente de disparo.**

Este factor se aplica solo a los restauradores con bobina en serie, para estos la corriente mínima de disparo es definida por dos veces la corriente continua, mas menos un 10% de tolerancia, algunos restauradores son disponibles con bobinas alternativas que tienen un corriente mínima de disparo de 1.4 veces la corriente continua. Los



restauradores con bobina no-serie tienen su corriente mínima de disparo pero esta no tiene ninguna relación con la capacidad de corriente continua[12].

La corriente mínima de disparo debe de ser menor que la mínima corriente de falla esperada al final de la zona de protección del restaurador, para restauradores con bobina en serie la corriente mínima de disparo es fijada por la selección de la corriente continua de su bobina.

Para restauradores con bobina no serie, el mínimo nivel de corriente mínima de disparo puede ser seleccionado por la aplicación de factores de 2.5-3 a la corriente de carga pico esperado. Esto da la posibilidad de ajustar la corriente mínima de disparo de un restaurador con bobina no serie al valor calculado o al valor más cercano disponible.

#### **B.5.6.4 Corriente interruptiva simétrica.**

Este factor nos indica la máxima corriente que el restaurador es capaz de interrumpir, para los restauradores con bobina en serie su capacidad interruptiva simétrica esta basada en la capacidad interruptiva de la bobina en serie asociado con el, es decir un restaurador de 50 A tiene una capacidad interruptiva de 1250 A. y tiene una bobina de 35 A que tiene una capacidad interruptiva de 875 A. Entonces la capacidad interruptiva de este restaurador es 875 A. La capacidad interruptiva del restaurador debe ser mas grande que la corriente máxima de falla simétrica esperada en el punto de instalación del restaurador[12].

#### **B.5.6.5 Nivel básico de aislamiento (BIL).**

Este valor indica que el aislamiento es capaz de soportar la aplicación de un impulso de voltaje de una onda de  $1.2 \times 50 \mu\text{s}$ .

#### **B.5.6.6 Tiempo de reconexión.**

Cundo este tiempo es seleccionable, se puede elegir un tiempo que ayude en la coordinación con otro dispositivo de protección y limitar así el tiempo fuera de servicio del circuito, este tiempo debe ser mas grande que el tiempo en que tardan en desionizarse



las partículas en la formación del arco eléctrico. Los factores que influyen para la selección del tiempo de reconexión son [1]:

*Recierre instantáneo.*- Es deseable para la primera secuencia de recierre pero puede no tener el tiempo suficiente para permitir el paso de la falla temporal o la deionización de los gases debidos al arco eléctrico.

*Intervalos de dos segundos.*- Proporcionan mas tiempo para la eliminación de fallas transitorias.

*Intervalos de cinco segundos.*- Es usado entre las operaciones con retardo de restauradores en subestaciones para permitir la operación de los fusibles en el lado de alta.

*Intervalos mayores de diez segundos.*- Generalmente son usados si la protección de respaldo es un relevador electromecánico ya que permite el reposicionamiento del disco de inducción.

Generalmente después de las operaciones instantáneas del restaurador se emplean tiempos de recierre de 0.5 y 2 segundos, y después de las operaciones con retardo del restaurador se emplean tiempos mas grandes que 2s, 5 y 10s.

Los tiempos de recierre entre 0.5s y 2s limitan la cantidad de carga perdida por falta de voltaje como son motores, aunque no son muy rápidos como para evitar la pérdida de algunos equipos de cómputo o algunos procesos automatizados. Los tiempos de recierre más largos permiten una buena coordinación con fusibles y relevadores de sobrecorriente que operan interruptores del lado de la fuente. En restauradores con bobina en serie los tiempos de recierre son fijos y van de rango de 1 a 2segundos, mientras que en los restauradores electrónicos son ajustables.



#### **B.5.6.7 Tiempo de reseteo.**

Este tiempo es generalmente seleccionable en restauradores con bobina no serie, y es fijo en restauradores con bobina en serie. Este tiempo puede ser medido en base a la primera interrupción de falla o en base al primer recierre exitoso. Cuando se toma en base a la primera interrupción de falla este debe ser mas grande que la suma de todos los tiempos de recierre mas la suma de los tiempos mas largos de liberación para todas las curvas características del restaurador. [12]. Cuando se hace en base al primer recierre exitoso, como el restaurador es cerrado con una corriente menor a la mínima de disparo el tiempo de reseteo puede ser muy corto de 5 a 10 segundos.

#### **B.6 Seccionalizadores automáticos.**

El seccionalizador es un dispositivo controlado automáticamente que aísla la parte fallada de un alimentador de distribución. El seccionalizador automático sensa una sobrecorriente y graba una cuenta cada vez que la falla es interrumpida por algún dispositivo de protección ubicado aguas arriba del seccionalizador y dispara cuando un numero preestablecido de conteos en alcanzado y después de que el circuito ha sido desenergizado por un dispositivo de protección como puede ser un restaurador o un circuito interruptor con recierre. [12].

Los seccionalizadores tienen distintas aplicación dentro del sistema de distribución; pueden prever puntos de seccionamiento automáticos a bajo costo ya que no cuentan con capacidad interruptiva para corrientes de falla aunque tienen capacidad interruptiva suficiente para corrientes de carga[5]. A diferencia de otros dispositivos de protección no cuentan con curvas de tiempo-corriente [47], por lo tanto no intervienen en la coordinación de las protecciones y se pueden instalar entre dos dispositivos de protección con curvas de tiempo muy cerradas o en donde la magnitud de altas corrientes de falla no permitan la coordinación con fusibles.[2]. Tienen un costo menor que un interruptor o un restaurador con la misma capacidad de corriente nominal debido a que no interrumpen corrientes de falla.

Se pueden clasificar a los seccionalizadores automáticos por su medio aislante el cual puede ser aire, aceite o vacío y por su control que puede ser hidráulico, electromecánico o electrónico, y por su número de fases ya sean monofásicos o trifásicos [4].

### B.6.1 Teoría de operación.

En la figura B.8 se muestra una falla aguas debajo de la ubicación de un seccionizador. Cuando una sobrecorriente mayor que la corriente mínima activación pasa a través del seccionizador este arma su conteo, esta sobrecorriente por lo general es debido a una falla pero el seccionizador también puede armar su conteo durante una condición de inrush. El conteo es completado cuando la corriente a través del seccionizador cae por debajo de un 40% de la corriente mínima de activación, idealmente el conteo es completado cuando el dispositivo que respalda al seccionizador interrumpe la corriente de falla la cual activo al seccionizador, pero también puede completar el conteo si un dispositivo ubicado aguas abajo interrumpe la corriente de falla y la corriente de carga restante a través del seccionizador esta por debajo de un determinado valor, o cuando la corriente inrush decae por debajo de un valor determinado. Después del tiempo de recierre el dispositivo que interrumpió la falla deberá cerrar. Si la falla fue temporal tanto como el dispositivo de protección como el seccionizador deberán resetearse, y si la falla es permanente al cierre se presenta la sobrecorriente y el proceso se repite, después de un determinado número de conteos que han sido guardados por el seccionizador, este abrirá sus contactos durante el tiempo de recierre del dispositivo de protección (contactos abiertos) aislando la sección de línea fallada. Después del recierre el dispositivo de protección restaurará el servicio al resto de la línea sin falla aguas arriba de la ubicación del seccionizador[12].

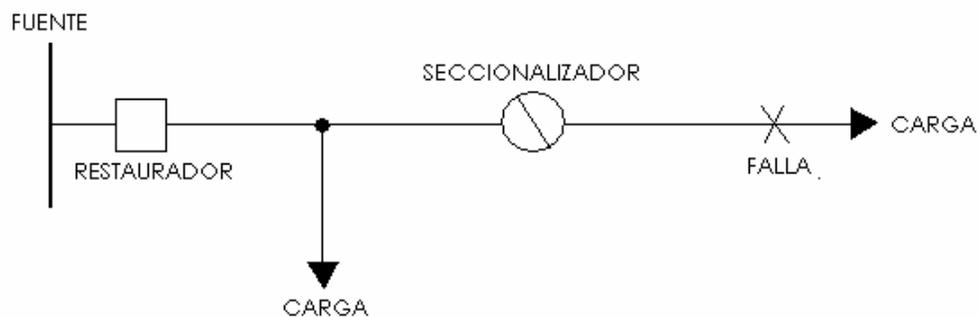


Figura. B.8.- (Diagrama de la ubicación de un seccionizador).



### **B.6.2 Corriente mínima de activación.**

Es la corriente mínima necesaria para iniciar la operación de conteo. Si la corriente que pasa por el seccionalizador es mayor que el la corriente mínima de activación llevara al seccionalizador a armar su operación de conteo, en seccionalizadores hidráulicos y tipo seco la corriente mínima es del 160% del valor de su bobina en serie, en seccionalizadores electrónicos la corriente mínima de activación es independiente de la corriente continua del seccionalizador [12].

### **B.6.3 Tiempo de memoria y reseteo.**

El tiempo de memoria es el periodo de tiempo que el seccionalizador debe retener un conteo, por lo general este es una valor especificado como mínimo con tolerancias positivas. El tiempo de reseteo es el tiempo requerido después de uno o más conteos para que el mecanismo de conteo regrese a su posición inicial para otra secuencia de conteos[12].

### **B.6.4 Corriente continúa.**

Es la corriente máxima que el seccionalizador puede soportar sin sufrir daño térmico, al igual que los restauradores hidráulicos este valor es limitado por el valor de su bobina en serie. Por ejemplo si un seccionalizador de 200 amperes continuos tiene una bobina en serie de 35 amperes, este seccionalizador solo se podrá utilizar en donde la carga pico no exceda 35 amperes. Esta corriente debe de ser mayor que la corriente máxima de carga esperada en la ubicación del seccionalizador. Si no se tiene información disponible de crecimiento de carga un margen del 25 al 50% debe ser aplicado. En seccionalizadores con bobina en serie esta debe ser buscada en base a la corriente mínima de disparo del dispositivo de protección que respalda al seccionalizador.

### **B.6.5 Corriente interruptiva simétrica**

Muchos de los seccionalizadores pueden abrir sus contactos con carga, lo que lo hace funcionar como un seccionalizador automático o como un switch con carga operado de forma manual o con motor. Esta capacidad interruptiva con la que cuentan los



seccionalizadores previenen el daño de este si sus contactos llegan a abrir con carga debido al conteo de corrientes inrush o por la interrupción de corrientes de falla de dispositivos aguas abajo de la ubicación del seccionalizador.

### **B.6.6 Índices de tiempo corto (1 y 10 segundos).**

Para seccionalizadores hidráulicos estos índices son de acuerdo a su bobina en serie. Por lo tanto los efectos acumulativos de calentamiento debido a los múltiples recierres deben ser considerados. Los tiempos acumulativos de falla vistos por el seccionalizador a uno y diez segundos para una corriente de falla deben de ser menores que sus índices para uno y diez segundos.

Por ejemplo un restaurador con secuencia de una operación rápida y tres con retardo tiene tiempos de 0.05 y 0.2 para una falla de 3000 amperes, el seccionalizador tiene una bobina serie de 70 amp y para esta bobina su valor para un segundo es de 3000 amperes y para 10 segundos de 900 amp. Los tiempos acumulativos vistos por el seccionalizador debido a la secuencia de operación del restaurador son:  $0.05 + 0.2 + 0.2 = 0.45$  s. este tiempo acumulativo de falla de 3000 amperes es menor que 1 segundo que soporta el seccionalizador para 3000 Amperes por lo tanto la bobina de 70 amp. es adecuada para el seccionalizador. Para seccionalizadores electrónicos solamente el tiempo de la curva con retardo debe ser comparada con los índices de tiempo corto del seccionalizador.

### **B.6.7 Otras consideraciones importantes.**

1.- El seccionalizador debe contar todas las interrupciones de falla del dispositivo de respaldo, esto se logra con un valor de corriente mínima de activación del seccionalizador del 80% de la corriente mínima de disparo del dispositivo de respaldo.

2.- El seccionalizador debe bloquearse en una cuenta menos que el dispositivo de respaldo.

3.- Los seccionadores trifásicos solo pueden emplearse con dispositivos trifásicos de respaldo, si el dispositivo de respaldo son tres restauradores monofásicos entonces se deben de emplear tres seccionadores monofásicos.

4.- El tiempo de memoria del seccionador debe de ser suficientemente largo para que el seccionador retenga la cuenta para toda la secuencia de operaciones completa del dispositivo de respaldo.

Por ejemplo la secuencia de operación que se muestra en la figura B.9, el tiempo de memoria de un seccionador trifásico debe ser más grande que:  $R_1 + F_2 + R_2 + F_3$  o  $2 + 10 + 5 + 10 = 27$  segundos. Un tiempo de memoria de 30 segundos o más grande se debe de seleccionar.

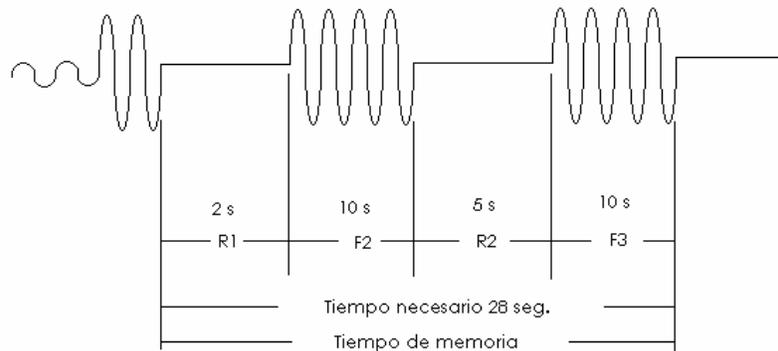


Figura B.9.- (Secuencia típica de un restaurador.)

Las ventajas de la aplicación de seccionadores en líneas radiales de distribución son[5]:

- Cuando se emplean en lugar de un restaurador resultan de un costo inicial menor y de menor mantenimiento.
- Cuando se emplean en lugar de un fusible no presentan dificultades de coordinación como se presentaría si se utilizara un fusible de tamaño diferente.
- Se pueden utilizar para desconectar o conectar líneas de carga, siempre que estas estén dentro de su rango admisible.
- Se instalan en circuitos con poca carga o pequeños en donde el empleo de un restaurador no se justifica.[15].



## B.7 Fusibles de expulsión.

Los fusibles son el medio más básico de interrupción automática utilizado en caso de corto circuito o sobrecarga en las redes de distribución, la principal razón es la economía[5]. La función básica de los fusibles es limitar la extensión de una salida por causa de una condición de falla y así mejorar la continuidad en el servicio para los consumidores, para lograr esto los fusibles son usados en líneas de distribución (laterales y fusibles seccionalizadores), y en equipo como son capacitores o transformadores los cuales son conectados a las líneas de distribución.

Los fusibles seccionalizadores dividen al sistema en pequeñas secciones las cuales son aisladas del resto del sistema por la operación del fusible cuando una falla ocurre dentro de la línea protegida por el fusible, y así solo los consumidores conectados a esta línea son afectados. Generalmente los fusibles son utilizados al final de las líneas de distribución, o en líneas ligeramente cargadas o en líneas a las que se conectan cargas no críticas.

Los fusibles de expulsión debido a que cuando operan producen ruido, gases calientes deionizantes y expelen partículas calientes, solo se utilizan en lugares en donde la exposición de gases puede ser ventilado como los son los equipos y circuitos aéreos.[1].

Un fusible es un elemento de aleación metálica que por efecto térmico se funde al paso de una corriente eléctrica superior a un valor predeterminado [2]. Su capacidad nominal es la corriente que el elemento puede soportar continuamente sin sufrir calentamientos que puedan modificar sus características de diseño. La corriente de carga en el punto de instalación del fusible no debe exceder del 150% de la corriente de corriente continua del fusible. Es decir un fusible 25T puede soportar 38 amperes máximo de corriente continua.[5].

Existen tres tiempos característicos en la operación de los fusibles que se muestran en la figura B.10 y son los siguientes[2]:

1. MMT o tiempo mínimo de fusión (Minimum Melting Time), es el tiempo que existe entre la aparición de la falla y el momento en que el elemento fusible es roto por fusión y se establece el arco eléctrico.
2. El tiempo de arqueo (Arcing time), es el tiempo en el que el arco.
3. MCT o tiempo máximo de limpieza (Maximum Clearing Time), es el intervalo de tiempo entre la aparición de la falla y la apertura total del elemento fusible, es la suma del tiempo mínimo de fusión y el tiempo de arqueo.

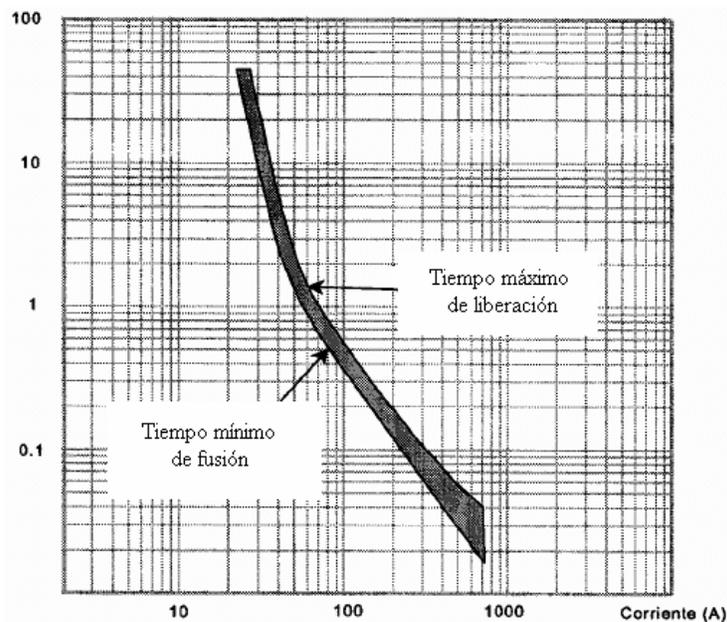


Figura. B.10 (características de tiempo mínimo de fusión y tiempo máximo de liberación de un fusible).

La velocidad de fusión de un fusible nos da una idea de que tan rápido responde el elemento fusible a la magnitud de sobrecorriente que se presente, esta velocidad de fusión se define como la relación que existe entre la corriente mínima de fusión a 0.1seg, y la corriente mínima de fusión a 300 o 600 seg. En base a esto el estándar NEMA clasifica a los fusibles en rápidos (K) y lentos (T), los fusibles lentos tienen razones de

velocidad entre 10 y 13, y los fusibles rapados entre 6 y 8.1. En la figura B.11 se muestra la respuesta para fusibles tipo T y K.[4].

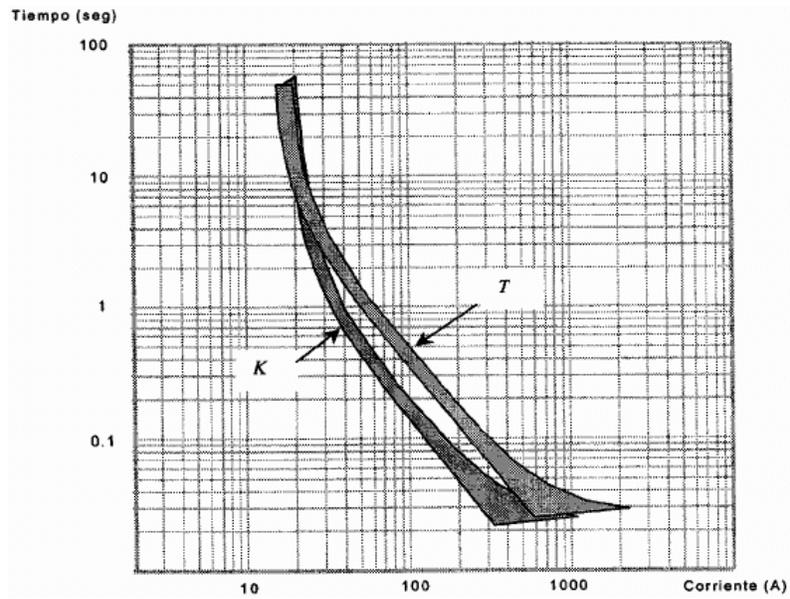


Figura B.11.- (Diferencia de respuesta para fusibles tipo K y T)