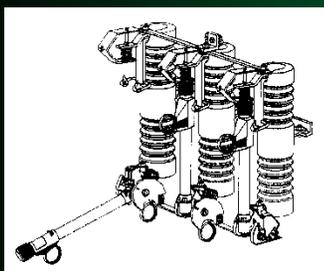




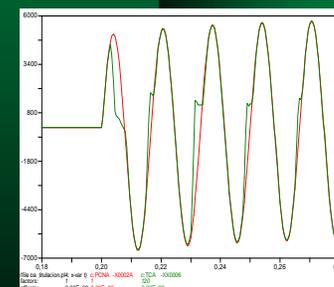
CFE *Una empresa
de clase mundial*

PROCEDIMIENTO PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN



FORMALIZACIÓN

ÍNDICE



**PROCEDIMIENTO PARA LA COORDINACIÓN
DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE
EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN**

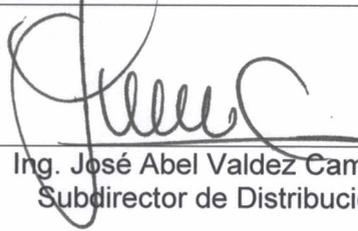
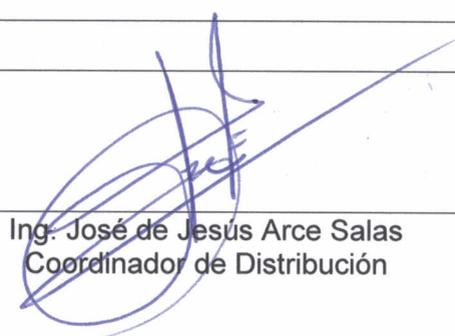
CFE *Una empresa
de clase mundial*

*Dirección de Operación
Subdirección de Distribución*



DIRECCIÓN DE OPERACIÓN
SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN

PROCEDIMIENTO PARA LA COORDINACIÓN DE
PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN
SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

HOJA DE FORMALIZACIÓN			
CLAVE DEL ÁREA: D1110			DIRECCIÓN DE OPERACIÓN
DÍA	MES	AÑO	SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN
01	10	2008	
AMBITO DE APLICACIÓN: Institucional			
AUTORIZACIÓN			
 Ing. José Abel Valdez Campoy Subdirector de Distribución		 Ing. José de Jesús Arce Salas Coordinador de Distribución	
REVISION			
 Ing. Teódulo Arroyo Rodríguez Gerente de Operación de Distribución			
VIGENCIA: A partir de la fecha que señala esta Autorización al calce y hasta en tanto no se presenten cambios o modificaciones técnicas.			
OBSERVACIONES: Este documento es de carácter obligatorio para aplicación en todas las Divisiones de Distribución de C.F.E.			
CRÉDITOS: Divisiones de Distribución y Oficinas Nacionales (Hoja anexa)			
CONTROL DE ACTUALIZACIONES			
Revisión No.	Motivo o Causa		Capitulo (s) No.
02	Revisión		06



**DIRECCIÓN DE OPERACIÓN
SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN**

**PROCEDIMIENTO PARA LA COORDINACIÓN DE
PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE
DISTRIBUCIÓN**

HOJA	1
CLAVE	PE-D1110-009
REVISIÓN	02
FECHA DE ELABORACIÓN	08 06 18

CRÉDITOS

Ing. Fernando Mendoza Cuevas	Gerencia de Operación de Distribución
Ing. Isidro Medrano Suárez	División Baja California
Ing. Roberto Montoya Hintze	División Norte
Ing. Porfirio Alanis Almaguer	División Golfo Norte
Ing. Héctor Rodríguez Saucedá	División Golfo Norte
Ing. Marco Ortiz Hernández	División Golfo Centro
Ing. Rafael Monjaras Méndez	División Bajío
Ing. Octavio Vazquez Gamboa	División Centro Oriente
Ing. Héctor Lemus Zavala	División Jalisco
Ing. Cesar Barnaba González	División Centro Occidente
Ing. Ignacio Landeros Zarco	División Centro Sur
Ing. José Luís López Rodríguez	División Oriente
Ing. Mario Merino Soberano	División Peninsular



ÍNDICE

CAPITULO 1 GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCIÓN.	1-1
1.2 OBJETIVOS.	1-2
1.3 ALCANCE.	1-2
1.4 ANTECEDENTES.	1-2
1.5 DESCRIPCIÓN.	1-3

CAPITULO 2 CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION

2.1 DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	2-1
2.1.1 CONCEPTOS BASICOS	2-1
2.1.2 DEFINICION DE LOS ELEMENTOS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION	2-2
2.1.3 TENSIONES NOMINALES EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION	2-3
2.1.4 ARREGLOS PARA EL SISTEMA DE DISTRIBUCION	2-4
2.1.4.1 CONFIGURACIONES EN LINEAS DE SUBTRANSMISIÓN	2-6
2.1.4.2 CONFIGURACIONES EN SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN	2-9
2.1.4.3 CONFIGURACIONES EN CIRCUITOS DE DISTRIBUCION DE MEDIA TENSIÓN	2-13
2.2 NATURALEZA DE LAS FALLAS.	2-14
2.2.1 FALLAS DE NATURALEZA TRANSITORIA.	2-14
2.2.2 FALLAS DE NATURALEZA PERMANENTE.	2-15
2.2.3 LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN, LA NATURALEZA DE SUS FALLAS Y LA DEFINICIÓN DE SU SISTEMA DE PROTECCIÓN.	2-15
2.3 TIPOS DE FALLAS.	2-18
2.3.1 TIPOS DE FALLAS Y CAUSAS.	2-18
2.3.2 CARACTERÍSTICAS DE LAS FALLAS.	2-21
2.3.2.1 ÁNGULO DE FALLA.	2-21
2.3.2.2 ATERRIZAMIENTO DEL SISTEMA.	2-22
2.3.2.3 RESISTENCIA DE FALLA.	2-23
2.3.2.4 VARIACIÓN DE LOS FASORES DURANTE FALLAS.	2-24
2.4 ZONAS DE PROTECCIÓN.	2-26
2.5 CARACTERISTICAS FUNCIONALES DE LA PROTECCION.	2-28
2.5.1 CONFIABILIDAD	2-28
2.5.2 RAPIDEZ.	2-30
2.5.3 ECONOMIA.	2-31
2.5.4 SIMPLICIDAD	2-31
2.5.5 SELECTIVIDAD.	2-31
2.6 LA PROTECCIÓN COMO ELEMENTO DE DISEÑO DE LA TOPOLOGÍA DE UN CIRCUITO.	2-32
2.6.1 ANTECEDENTES DE LA PROTECCIÓN EN LOS CIRCUITOS DE MEDIA	



TENSIÓN.	2-33
2.6.2 PROTECCIÓN DE CIRCUITOS DE MEDIA TENSIÓN.	2-33
2.6.2.1 MODELOS GEOMÉTRICOS PARA ALIMENTADORES Y ÁREAS DE SUBESTACIONES	2-34
2.6.2.2 DISPOSITIVOS DE PROTECCION EN ÁREAS GEOMÉTRICAS.	2-36

CAPITULO 3
ELEMENTOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN Y SUS CARACTERÍSTICAS

3.1 TRANSFORMADORES.	3-1
3.1.1 CURVA DE DAÑO	3-1
3.1.1.1 CATEGORÍA I.	3-3
3.1.1.2 CATEGORÍA II.	3-4
3.1.1.3 CATEGORÍA III.	3-6
3.1.1.4 CATEGORÍA IV.	3-8
3.1.2 CORRIENTE DE MAGNETIZACIÓN.	3-10
3.1.3 CORRIENTE DE CARGA FRÍA.	3-11
3.1.4 CONEXIONES DE TRANSFORMADORES.	3-11
3.1.5 EJEMPLO.	3-13
3.2 MODELADO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA	3-17
3.2.1 MODELACIÓN DE TRANSFORMADORES EN ASPEN ONELINER.	3-17
3.2.2 SIMULACIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN ATPDRAW	3-18
3.3 CONDUCTORES Y CABLES.	3-19
3.3.1 CONDUCTORES EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	3-19
3.4 MODELADO DE SLT EN ASPEN ONELINER	3-29
3.4.1 MODELADO DE SLT EN ATPDRAW	3-30
3.5 CAPACITORES	3-31
3.6 REGULADORES DE TENSIÓN Y AUTO-REGULADORES	3-34
3.6.1 EJEMPLO.	3-35

CAPITULO 4
HERRAMIENTAS PARA EL ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

4.1 RECOPIACIÓN DE DATOS.	4-2
4.1.1 TIPOS DE CANTIDADES.	4-2
4.1.2 FUENTES DE DATOS.	4-2
4.1.3 ALMACENAMIENTO Y MANEJO DE DATOS.	4-3
4.1.4 ACTUALIZACIONES.	4-3
4.1.5 DATOS NECESARIOS PARA LOS CÁLCULOS Y ESTUDIOS REQUERIDOS EN LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.	4-3
4.2 MODELADO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.	4-5
4.2.1 REPRESENTACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.	4-5
4.2.2 COMPONENTES SIMÉTRICAS.	4-6
4.2.2.1 EJEMPLO.	4-9



4.2.2.2 REGLAS Y RESTRICCIONES.	4-11
4.2.3 EL MÉTODO POR UNIDAD.	4-12
4.2.4 MODELOS DE COMPONENTES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.	4-15
4.2.4.1 TRANSFORMADORES	4-15
4.2.4.1.1 EJEMPLO.	4-16
4.2.4.2 LÍNEAS AÉREAS.	4-17
4.2.4.2.1 IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA DE LÍNEAS AÉREAS.	4-17
4.2.4.2.2 IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO PARA LÍNEAS AÉREAS.	4-18
4.2.4.3 LÍNEAS SUBTERRÁNEAS.	4-20
4.2.4.3.1 IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA PARA LINEAS SUBTERRANEAS.	4-21
4.2.5 REPRESENTACION EN P.U.	4-26
4.2.5.1 EJEMPLO	4-27
4.3 ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO.	4-31
4.3.1 TEORÍA BÁSICA.	4-32
4.3.2 DATOS REQUERIDOS PARA EL ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO.	4-34
4.3.3 FALLA TRIFASICA.	4-36
4.3.4 FALLA DE UNA FASE A TIERRA CON RESISTENCIA.	4-38
4.3.5 CONSIDERACIONES PARA LOS DISTINTOS TIPOS DE FALLA.	4-40
4.3.6 INTERPRETACIÓN Y APLICACIÓN DE LOS ESTUDIOS DE CORTO CIRCUITO.	4-41
4.3.7 EJEMPLO	4-41
4.3.8 CALCULO DE CORTO CIRCUITO CON COMPUTADORA	4-44
4.4 ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.	4-47
4.4.1 PRINCIPIOS BÁSICOS PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	4-48
4.4.2 COORDINACIÓN POR MAGNITUD DE CORRIENTE.	4-48
4.4.3 COORDINACIÓN POR TIEMPO.	4-50
4.4.4 INTERPRETACION Y APLICACIÓN DE LOS ESTUDIOS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.	4-54

CAPITULO 5

EQUIPO DE PROTECCIÓN PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

5.1 FUSIBLES.	5-1
5.1.1 CONSTRUCCION.	5-1
5.1.2 CARACTERISTICAS DE OPERACIÓN.	5-3
5.1.3 TIPOS DE FUSIBLES.	5-5
5.1.3.1 FUSIBLES TIPO EXPULSIÓN.	5-5
5.1.3.2 FUSIBLES DE TRIPLE DISPARO.	5-7
5.1.3.3 FUSIBLES DE VACÍO.	5-8
5.1.3.4 FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE.	5-8
5.1.3.5 FUSIBLES EN HEXAFLUORURO DE AZUFRE.	5-10
5.1.3.6 FUSIBLES DE POTENCIA.	5-11
5.1.4 SELECCIÓN DE FUSIBLES.	5-16
5.1.4.1 SELECCIÓN DE LA CURVA DE OPERACIÓN	5-18
5.2 RESTAURADORES.	5-20
5.2.1 CONSTRUCCIÓN.	5-22



5.2.2 PRINCIPIO DE OPERACIÓN.	5-23
5.2.3 CARACTERÍSTICAS DE TIEMPO-CORRIENTE Y SECUENCIA DE OPERACIÓN.	5-24
5.2.4 TIPOS DE RESTAURADORES.	5-26
5.2.4.1 RESTAURADORES DE CONTROL HIDRÁULICO CON INTERRUPCIÓN EN VACÍO.	5-26
5.2.4.2 RESTAURADORES DE CONTROL MICROPROCESADO EN SF6.	5-27
5.2.4.2.1 MECANISMO DE CIERRE	5-29
5.2.4.2.2 MODULO DE CONTROL.	5-29
5.2.4.3 RESTAURADORES CON CONTROL HIDRÁULICO.	5-29
5.2.4.3.1 SISTEMA CON CONTROL HIDRÁULICO SIMPLE.	5-29
5.2.4.3.2 SISTEMA CON CONTROL HIDRÁULICO DOBLE.	5-31
5.2.4.4 RESTAURADORES CON CONTROL ELECTRÓNICO.	5-33
5.2.4.5 CRITERIOS A CONSIDERAR PARA LA CORRECTA SELECCIÓN DE RESTAURADORES	5-34
5.2.5 SELECCIÓN Y UBICACIÓN.	5-36
5.3 SECCIONALIZADORES.	5-36
5.3.1 CONSTRUCCIÓN.	5-37
5.3.2 PRINCIPIO DE OPERACIÓN.	5-37
5.3.2.1 OPERACIÓN DE SECCIONALIZADORES CON CONTROL HIDRÁULICO.	5-38
5.3.2.2 OPERACIÓN DE SECCIONALIZADORES TIPO ELECTRONICO.	5-42
5.3.2.3 OPERACIÓN DE SECCIONALIZADORES TIPO ELECTRONICO MONOFÁSICOS.	5-43
5.3.3 FACTORES QUE SE UTILIZAN EN LA SELECCIÓN E INSTALACIÓN DE SECCIONALIZADORES.	5-44
5.3.4 SOBRECORRIENTES DE CORTA DURACIÓN EN SECCIONALIZADORES CON BOBINA SERIE.	5-44
5.4 RELEVADORES.	5-47
5.4.1 TIPOS Y CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN DE RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE.	5-48
5.4.1.1 DEFINICIONES.	5-49
5.4.1.2 RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE ELECTROMECAÁNICO.	5-49
5.4.1.2.1 RELEVADOR DE ATRACCIÓN ELECTROMAGNÉTICA.	5-49
5.4.1.2.2 RELEVADOR DE INDUCCIÓN ELECTROMAGNÉTICA	5-50
5.4.1.3 RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE ESTÁTICO.	5-53
5.4.1.4 RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE DIGITAL (NÚMÉRICO O MICROPROCESADO).	5-55
5.4.2 EQUIPO ASOCIADO A LOS RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE.	5-59
5.4.2.1 INTERRUPTOR DE POTENCIA.	5-59
5.4.2.2 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.	5-60
5.4.2.2.A. SIMULACIÓN DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE EN ATPDRAW.	5-63
5.4.2.2. CARACTERÍSTICAS DE UN TRANSFORMADOR	5-70
5.4.2.2.1 CLASIFICACIÓN ANSI DE LA PRECISIÓN.	5-64
5.4.2.2.2 EJEMPLO.	5-66
5.4.2.2.3 EJEMPLO.	5-67
5.4.2.2.4 EJEMPLO.	5-67
5.4.2.2.5 TIPOS DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.	5-71
5.4.2.2.6 CONEXIONES DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.	5-75
5.4.2.2.7 EFECTOS DE LAS CORRIENTES DE FALLA EN LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.	5-78



5.4.2.2.8 EJEMPLO.

5-79

CAPITULO 6 CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

6.1 CRITERIOS DE APLICACIÓN DE ESQUEMAS DE PROTECCIÓN EN SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN.	6-1
6.1.1 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA MAYORES DE 10 MVA.	6-3
6.1.2 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA MENORES DE 10 MVA.	6-5
6.1.3 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN PARA ALIMENTADORES DE CIRCUITOS PRIMARIOS DE DISTRIBUCIÓN.	6-6
6.1.4 CONSIDERACIONES DE APLICACION EN LA SELECCIÓN DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN	6-9
6.1.5 CRITERIOS BÁSICOS DE AJUSTE PARA LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE EN SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN.	6-11
6.1.5.1 PROTECCIÓN EN ALTA TENSIÓN DEL TRANSFORMADOR.	6-12
6.1.5.2 PROTECCIÓN DE NEUTRO EN BAJA TENSIÓN DEL TRANSFORMADOR	6-12
6.1.5.3 PROTECCIÓN EN BAJA TENSIÓN DEL TRANSFORMADOR.	6-13
6.1.5.4 PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR DE DISTRIBUCIÓN.	6-14
6.2 CRITERIOS DE APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.	6-15
6.2.1 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA FALLAS PERMANENTES.	6-16
6.2.2 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA FALLAS TRANSITORIAS	6-16
6.2.3 LA PROTECCIÓN CONTRA FALLAS PERMANENTES Y TRANSITORIAS EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN.	6-17
6.3 CRITERIOS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.	6-21
6.3.1 CRITERIO DE COORDINACIÓN RELEVADOR-RELEVADOR.	6-23
6.3.2 CRITERIO DE COORDINACIÓN RELEVADOR-RESTAURADOR.	6-24
6.3.3 CRITERIO DE COORDINACIÓN RELEVADOR-FUSIBLE.	6-29
6.3.4 CRITERIO DE COORDINACIÓN RELEVADOR-SECCIONALIZADOR.	6-33
6.3.5 CRITERIO DE COORDINACIÓN RELEVADOR-SECCIONALIZADOR-FUSIBLE.	6-35
6.3.6 CRITERIO DE COORDINACIÓN RESTAURADOR-RESTAURADOR.	6-36
6.3.6.1 MÉTODO I.	6-38
6.3.6.2 MÉTODO II.	6-39
6.3.6.3 MÉTODO III	6-40
6.3.6.4 ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE LOS MÉTODOS I, II Y III.	6-41
6.3.6.5 COORDINACIÓN DE RESTAURADORES ELECTRÓNICOS.	6-50
6.3.7 CRITERIO DE COORDINACIÓN RESTAURADOR-FUSIBLE.	6-50
6.3.7.1 SECUENCIA 2A-2B.	6-52
6.3.7.2 SECUENCIAS 1A-3B Y 1A-2B	6-53
6.3.7.3 SECUENCIAS 3A-1B, 2A-1B Y 1A-1B.	6-53
6.3.7.4 SECUENCIAS 4A, 3A Y 2A.	6-53
6.3.7.5 SECUENCIAS 4B, 3B Y 2B.	6-53



6.3.9 CRITERIO DE COORDINACIÓN RESTAURADOR-SECCIONALIZADOR-FUSIBLE.	6-58
6.3.10 CRITERIO DE COORDINACIÓN FUSIBLE-RELEVADOR.	6-60
6.3.11 CRITERIO DE COORDINACIÓN FUSIBLE-RESTAURADOR.	6-66
6.3.12 CRITERIO DE COORDINACIÓN FUSIBLE-FUSIBLE	6-68
6.3.13 CRITERIO DE COORDINACIÓN SECCIONALIZADOR-SECCIONALIZADOR.	6-70
6.4 DESARROLLO DE GUÍAS Y RECOMENDACIONES PARA LA APLICACIÓN Y AJUSTE DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION.	6-72
6.4.1 GUIA BÁSICA PARA INSTALACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION (DIVISION CENTRO ORIENTE).	6-73
6.4.2 GUIA PARA APLICACION Y AJUSTE DE PROTECCIONES EN CIRCUITOS DE DISTRIBUCION (DIVISION CENTRO SUR Y DIVISION SURESTE).	6-79

**APÉNDICE 1
EJEMPLO DE CORTO CIRCUITO**

A1-1 CÁLCULO MATEMÁTICO DE CORTOCIRCUITO.	A1-1
-------------------------------------------	------

**APÉNDICE 2
SELECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE PARA OPTIMIZAR EL
COMPORTAMIENTO DE LOS RELEVADORES DE PROTECCIÓN**

A2.1 CLASIFICACIÓN DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE EN FUNCIÓN DE SUS CURVAS DE SATURACIÓN.	A2-1
A2.2 EL ÁREA TENSIÓN-TIEMPO (VOLT-TIME).	A2-3
A2.3 CRITERIO PARA EVITAR LA SATURACIÓN.	A2-5
A2.4 SELECCIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE PARA LA PROTECCIÓN DE UNA LÍNEA.	A2-5
A2.5 PROCEDIMIENTO PARA LA SELECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.	A2-7
A2.6 CÁLCULO DEL BURDEN DE UN T.C.	A2-8
A2.7 LIMITACIONES DEL CRITERIO.	A2-9
A2.9 CONCLUSIONES.	A2-10
A2-8 ESTADÍSTICA DE ASIMETRÍA.	A2-10

BIBLIOGRAFIA



CAPITULO 1 GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCIÓN.

Los sistemas eléctricos de Distribución, son el medio que permite que la energía eléctrica sea entregada a los centros de consumo una vez que ésta ha sido generada en las centrales o plantas eléctricas.

Un sistema de distribución esta conformado por diversos tipos de instalaciones, desde las líneas de subtransmisión y subestaciones de Distribución, hasta las líneas y redes de Distribución primaria y secundaria. Cada una de estas instalaciones dispone a su vez de diferentes equipos o dispositivos, cuyas funciones son muy amplias.

Los dispositivos de protección tienen la finalidad de mantener tanto la seguridad de los equipos e instalaciones, como de las personas que se encuentran en su entorno, garantizando la continuidad en el suministro de la energía eléctrica.

Un sistema de protección se establece bajo la premisa de la existencia de fallas o disturbios originados por agentes internos o externos al sistema, y su objetivo no es evitar tales fenómenos, sino minimizar sus efectos sobre el sistema.

La adecuada selección y coordinación de los dispositivos de protección, es fundamental para el correcto funcionamiento del sistema de protección y por consecuencia para la operación confiable del sistema de distribución.

El presente documento es de utilidad para el Ingeniero y personal técnico relacionado con la planeación, proyecto, operación y mantenimiento de las diferentes instalaciones de distribución; tiene la finalidad de proporcionar los elementos fundamentales de información, como apoyo en la manera y metodología para realizar los estudios de coordinación y selección de ajustes de protecciones.

Las directrices presentadas, aunadas a la experiencia general y al conocimiento particular de cada instalación, deben incidir en la obtención de soluciones adecuadas para cada caso.

El procedimiento se ha elaborado aprovechando la experiencia del personal técnico, así como la diversa información que posee la Comisión Federal de Electricidad en sus Divisiones de Distribución.



1.2 OBJETIVOS.

Los objetivos del presente procedimiento listados a continuación, consideran el marco establecido dentro del "Programa Institucional de Calidad Total de CFE", estableciendo las directrices necesarias para lograr en toda situación una máxima continuidad en el servicio, así como la máxima seguridad al personal, equipos e instalaciones y un eficiente aprovechamiento de los recursos humanos y materiales de la institución.

- Establecer los lineamientos metodológicos para la realización de los estudios de coordinación de protecciones de sobrecorriente en los sistemas de distribución.
- Proporcionar los elementos de juicio necesarios para la interpretación y evaluación de los estudios realizados.
- Conjuntar los criterios generales para la coordinación de protecciones de sobrecorriente en los sistemas de distribución.
- Alentar la utilización de las herramientas teóricas y prácticas disponibles en la actualidad, para optimizar y eficientar el desarrollo de los estudios.

1.3 ALCANCE.

Todos los dispositivos de protección contra sobrecorriente utilizados en líneas de subtransmisión, subestaciones y circuitos de distribución.

1.4 ANTECEDENTES.

Durante el mes de mayo de 1981, la División Bajío presentó dentro del marco de la Tercera Reunión del Comité de distribución Centro Occidental, el trabajo titulado "Procedimiento para Coordinación de Protecciones en Circuitos de Distribución".

En el mes de agosto del mismo año, durante la Tercera Reunión del Comité de Distribución Sur-Sureste, fue presentado por la División Oriente el documento "Conocimientos Mínimos para Ajustes y Coordinación de Protecciones en Subestaciones de Distribución y Circuitos de las mismas".

Al ser complementarios ambos documentos, se considero que reunían los requisitos necesarios para implantarse como procedimiento, decidiéndose que tomando en cuenta los criterios generales de aplicación de protecciones en sistemas de Distribución, era necesario establecer un procedimiento a nivel nacional; por lo que con la participación de representantes de los tres Comités Regionales de Distribución

1983 06 01	REVISIONES	1997 03 31	2008 10 01			
------------	------------	------------	------------	--	--	--



y de la Gerencia de Distribución, se conformo e implantó en 1983 el "Procedimiento para Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución".

El documento quedó registrado a partir de Marzo de 1988 con la clave GOM-1520, dentro del manual de procedimientos técnicos del área de Distribución.

Durante el tiempo transcurrido desde la implementación de dicho documento, el continuo y rápido desarrollo tecnológico produjo una serie de innovaciones que se reflejaron tanto en la fabricación de nuevos equipos de protección, como en el desarrollo de modernas herramientas (informáticas principalmente), para el análisis de los sistemas eléctricos.

Aunque los criterios de coordinación de protecciones no se modificaron en lo fundamental, se hizo evidente la obsolescencia del procedimiento, por lo que se decidió su revisión y actualización.

La presente revisión contó con la participación de ingenieros especialistas en el tema de las Divisiones Jalisco, Bajío, Centro Occidente, Peninsular, Sureste y Golfo Centro así como de la Gerencia de Distribución; incluye además de la actualización, un complemento con algunos tópicos que no se contemplaron en la edición de 1983. Así mismo fueron suprimidos diversos aspectos que no se relacionaban de manera directa con el tema.

Por otra parte fue modificada de manera completa la estructura del procedimiento, conformándose a base de secciones independientes, mediante un sistema de hojas sustituibles que le dará una mayor dinámica en sus aspectos de aplicación, revisión y actualización.

1.5 DESCRIPCIÓN.

El procedimiento incluye en su parte inicial los conceptos fundamentales de los sistemas de distribución desde el punto de vista de sus requerimientos de protección y analiza los principales equipos o componentes de dicho sistema bajo los conceptos de límites operativos y de seguridad.

A continuación se describen algunas de las herramientas teóricas auxiliares utilizadas para los estudios de coordinación de protecciones, así como cada uno de los equipos y dispositivos de protección empleados en los sistemas de distribución.

En la parte medular del documento, se establecen los criterios de aplicación y coordinación de los diferentes dispositivos de protección, incluyéndose un ejemplo ilustrativo.



Al final del documento se ha incluido una sección de apéndices donde se integran guías, instructivos y recomendaciones particulares para una mejor comprensión y aplicación de los diversos temas tratados en el procedimiento.

Esta sección probablemente sea la que tenga un mayor dinamismo en cuanto a su conformación y estructura se refiere, en razón de que en la misma pueden irse adicionando aquellos temas de interés que relacionados con los objetivos del procedimiento y producto del continuo desarrollo tecnológico, coadyuven a la optimización y eficiencia de los estudios de coordinación de protecciones en Sistemas de Distribución.

Además se dispone al final, de una relación Bibliográfica, con el detalle de los documentos técnicos utilizados y/o consultados para la conformación del procedimiento, para que en caso necesario pueda acudir a las fuentes origen de la información.

1983 06 01	REVISIONES	1997 03 31	2008 10 01			
------------	------------	------------	------------	--	--	--



CAPITULO 2

CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION

2.1 DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

2.1.1 CONCEPTOS BASICOS

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

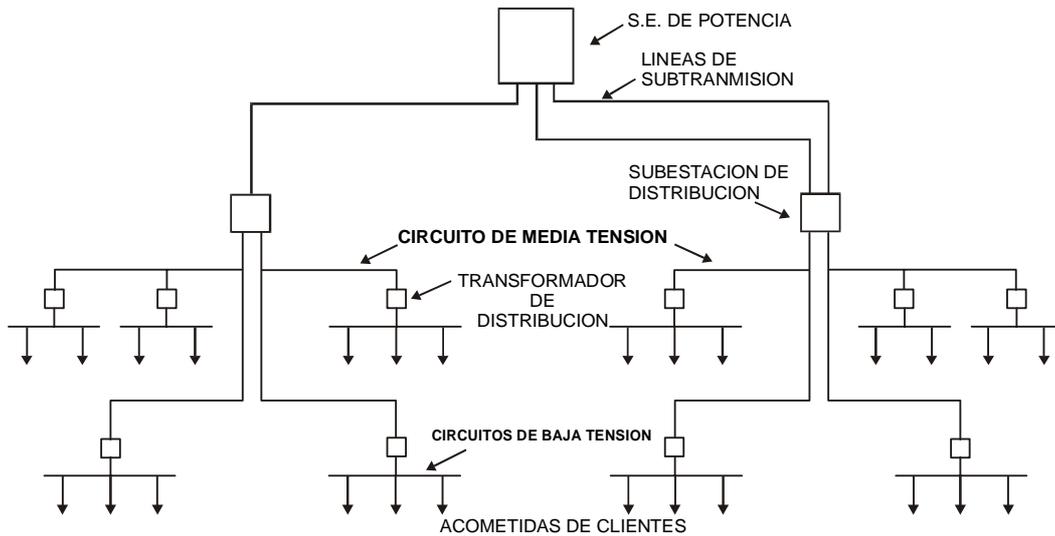
- A) Sistemas de Generación
- B) Sistemas de Transmisión
- C) Sistemas de Distribución

Los sistemas de Distribución a diferencia de los sistemas de Generación y transmisión, interactúan en forma directa con la mayoría de los usuarios de energía eléctrica, los cuales esperan un servicio que satisfaga sus necesidades en todos los aspectos. El sistema de distribución como eslabón principal del suministro de energía eléctrica, tiene como función principal transportar la energía eléctrica de las subestaciones de potencia o en algunos casos fuentes de generación a los lugares de utilización, este suministro de energía eléctrica debe darse bajo parámetros de calidad bien definidos, como son tensión, frecuencia, forma de onda, secuencia de fases y continuidad ***CFE LAPEM L0000-45 Perturbaciones Permisibles En La Forma De Onda De Tensión Y Corriente Del Suministro De Energía Eléctrica***. Los sistemas eléctricos de distribución en nuestro país comprenden principalmente seis partes:

- a) Líneas de subtransmisión
- b) Subestaciones de distribución
- c) Circuitos de media tensión
- d) Transformadores de distribución

e) Circuitos de baja tensión

f) Acometidas



**FIGURA 2-1
SISTEMAS DE DISTRIBUCION**

2.1.2 DEFINICION DE LOS ELEMENTOS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION

- **LINEAS DE SUBTRANSMISION.-** Circuitos de conducción masiva de energía eléctrica a distancia que alimenta e interconecta las Subestaciones de distribución, los niveles de tensión utilizados en nuestro país son 138, 115, 85 y 69 KV.
- **SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION.-** Conjunto de equipos eléctricos necesarios para la conversión y seccionamiento de energía eléctrica recibida en bloque y distribuida en diferentes trayectorias a través de los circuitos de distribución.
- **CIRCUITOS DE MEDIA TENSION.-** Circuitos eléctricos que parten de las Subestaciones de distribución y proporcionan la potencia eléctrica a los transformadores de distribución, los niveles de tensión utilizados en el país van desde 2.4 hasta 34.5 Kv.
- **TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.-** Equipo eléctrico que reduce la tensión de los circuitos de media tensión, a la tensión contratada por los usuarios.



- **CIRCUITOS DE BAJA TENSION.-** Circuitos que emanan de los transformadores de distribución y proporcionan el camino a la potencia eléctrica que será entregada a los usuarios.
- **ACOMETIDAS.-** Circuitos que interconectan al usuario con los sistemas de distribución.

2.1.3 TENSIONES NOMINALES EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION

Las tensiones utilizadas en los sistemas de distribución y sus límites de operación se pueden agrupar de acuerdo a lo indicado en las tablas 2-1 y 2-2 respectivamente, mismas que se muestran a continuación.

TABLA 2-1.- TENSIONES EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION

CLASIFICACIÓN DE TENSIÓN	COMPONENTE DEL SISTEMA	TENSIÓN NOMINAL KV		
		PREFERENTE	RESTRINGIDA	CONGELADA
BAJA TENSIÓN (MENOR DE 1KV)	ACOMETIDAS Y CIRCUITOS DE BAJA TENSIÓN	0.120 0.127 0.220 0.140		
MEDIA TENSIÓN (MAYOR A 1 KV Y MENOR A 35 KV)	CIRCUITOS DE MEDIA TENSIÓN	13.8 23.0 34.5		2.4 4.4 6.9 11.8 20
ALTA TENSIÓN (MAYOR A 35 KV Y MENOR A 230 KV)	LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN	69 115	85 138	

TABLA 2-2.- LIMITES DE LAS TENSIONES NOMINALES PREFERENTES EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS

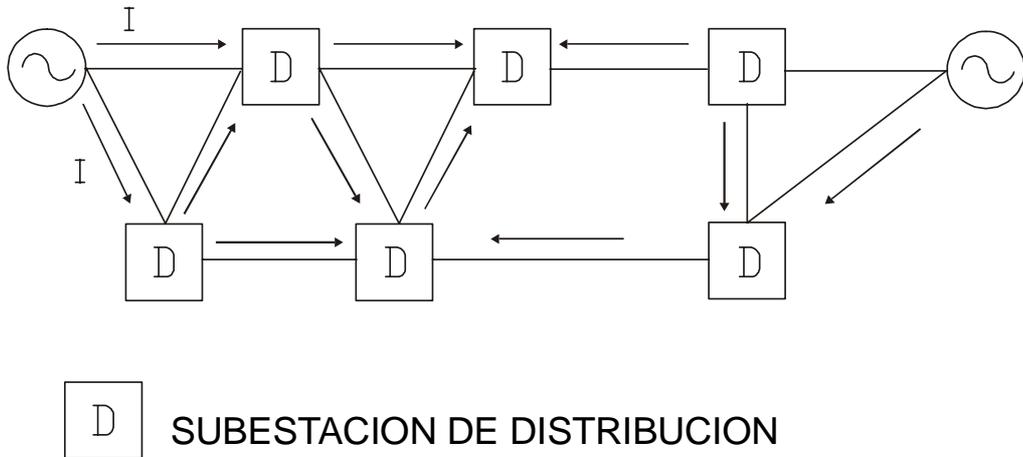
TENSIÓN NOMINAL (V)	TIPO DE SISTEMA	TENSIÓN DE SERVICIO MÍNIMA (V)	TENSIÓN DE SERVICIO MÁXIMA
ACOMETIDAS Y CIRCUITOS SECUNDARIOS			
120/240	1FASE 2 HILOS	108/216	132/264
240/120	3 FASES 4 HILOS	216/108	264/132
220 Y/127	3 FASES 4 HILOS	198 Y/114	242 Y/140
CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN			
13,800	3 FASES 3 O 4 HILOS	12,420	15,180
23,000	3 FASES 3 O 4 HILOS	20,700	25,300
34,000	3 FASES 3 O 4 HILOS	31,050	37,950
SUBTRANSMISIÓN			
69,000	3 FASES 3 HILOS	62,100	72,500
115,000	3 FASES 3 HILOS	103,500	123,000

2.1.4 ARREGLOS PARA EL SISTEMA DE DISTRIBUCION

El objetivo de esta sección es identificar los diferentes tipos de arreglos empleados en un sistema de distribución, esto permite visualizar la flexibilidad o condición de carga a la que está sometido cada uno de sus elementos, siendo fundamental para la selección adecuada de la operación y ajustes de los dispositivos de protección; adicionalmente se pretende que los tipos de arreglos mostrados, den alternativas al ingeniero de distribución para la planeación y operación de sus líneas, circuitos y redes bajo una configuración ordenada.

En forma general se establecen solo tres tipos fundamentales de dichos arreglos:

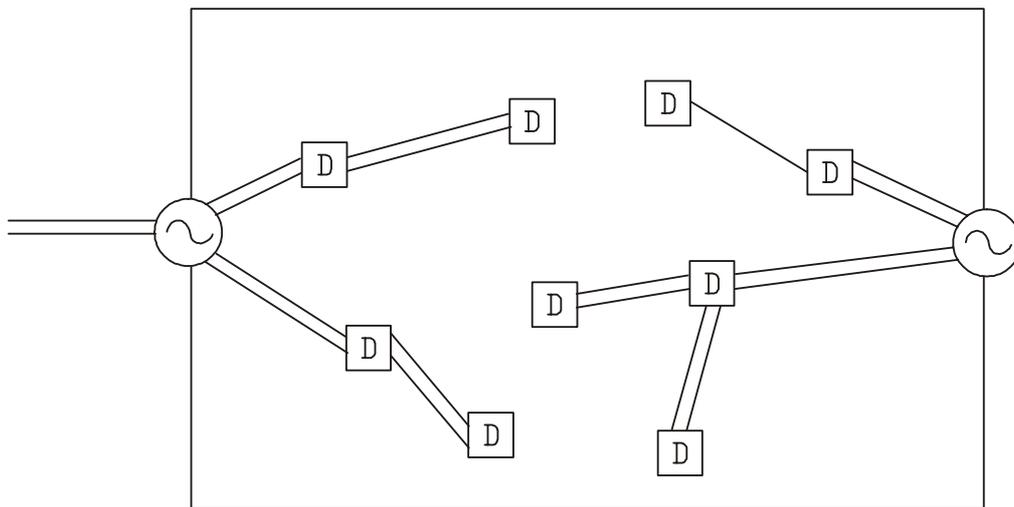
- **RADIAL.-** Es un sistema que permite la transferencia de potencia entre la fuente y la carga por una sola trayectoria, el sistema radial es el más sencillo, económico y comúnmente usado, siendo poco confiable ya que cualquier falla en uno de los



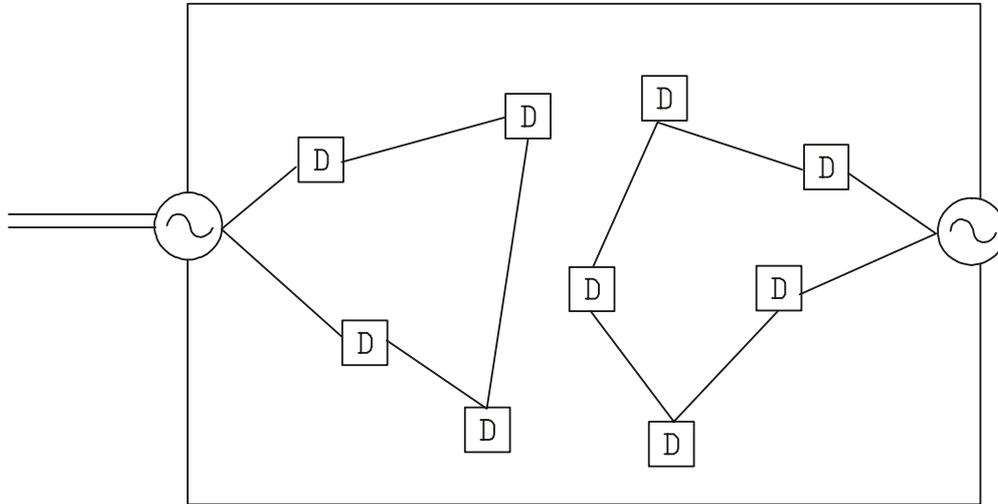
**FIGURA 2-4
SISTEMA MALLADO**

Por otra parte, de manera particular en base a su funcionalidad y considerando los tres tipos fundamentales de arreglos indicados anteriormente, se presentan diferentes configuraciones para cada elemento del sistema de distribución. En las siguientes páginas pueden observarse algunas de las más comunes.

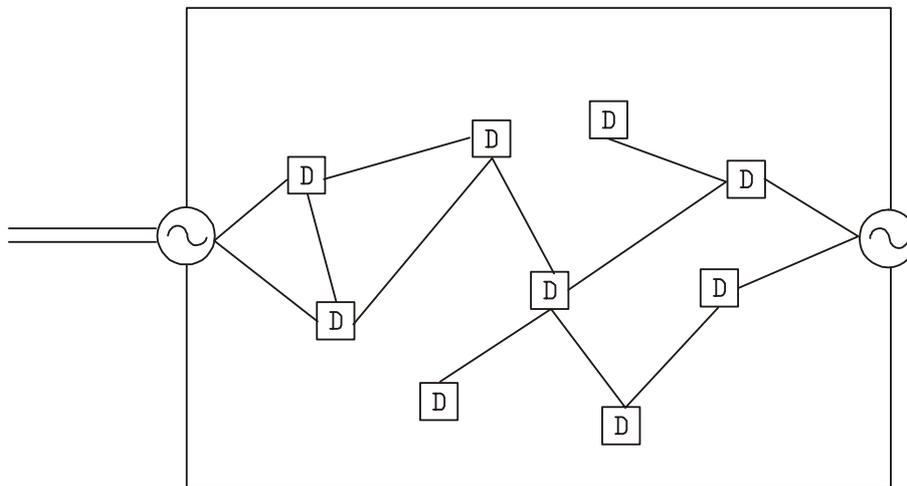
2.1.4.1 CONFIGURACIONES EN LINEAS DE SUBTRANSMISIÓN



**FIGURA 2-5
SUBTRANSMISIÓN RADIAL**



**FIGURA 2-6
SUBTRANSMISIÓN EN ANILLO**



**FIGURA 2-7
SUBTRANSMISIÓN MALLADO**

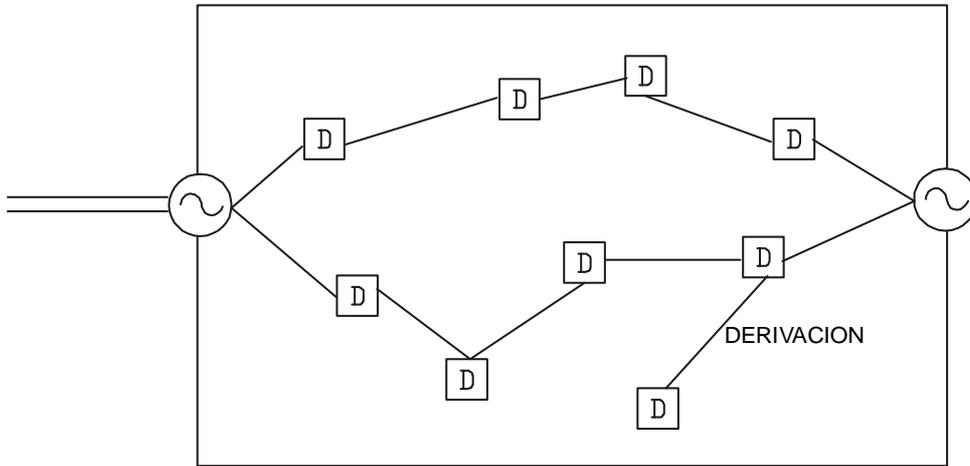
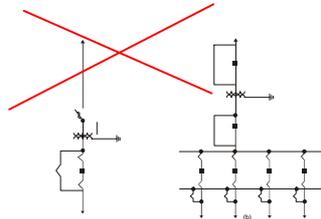


FIGURA 2-8
SUBTRANSMISION EN ANILLO CON DERIVACION

--	--	--	--	--

2.1.4.2 CONFIGURACIONES EN SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN



S. E. YAXCHE

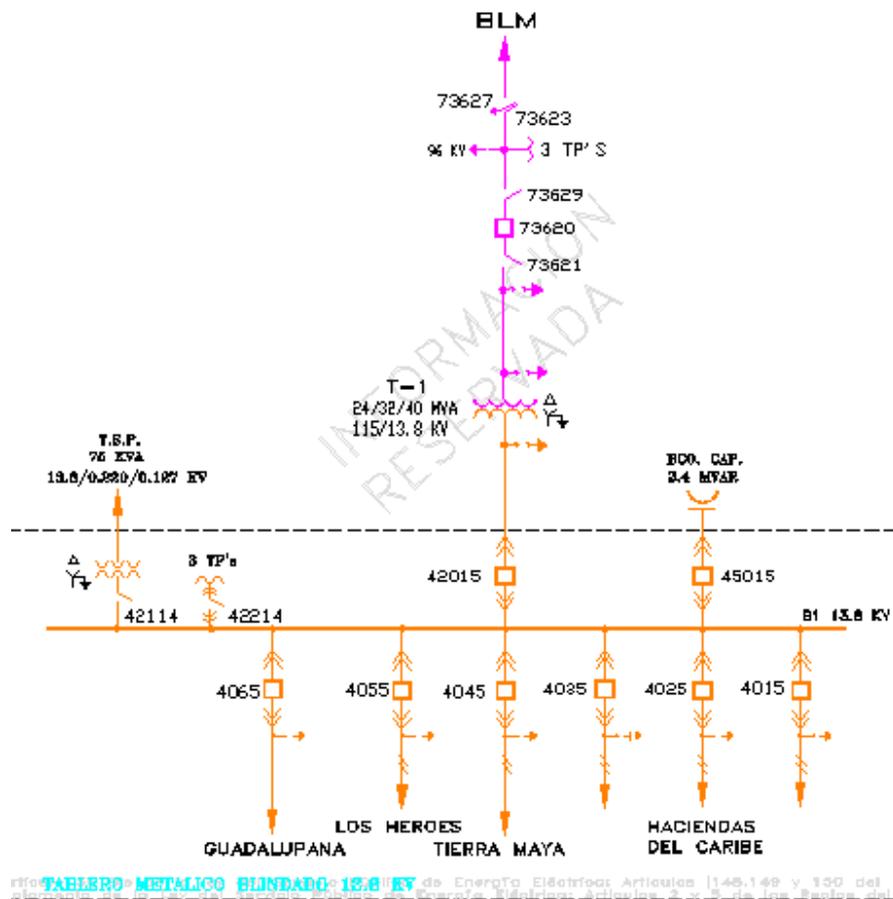


FIGURA 2-9
ALIMENTACION RADIAL

1983 06 01	REVISIONES	1997 03 31	2008 10 01			
------------	------------	------------	------------	--	--	--

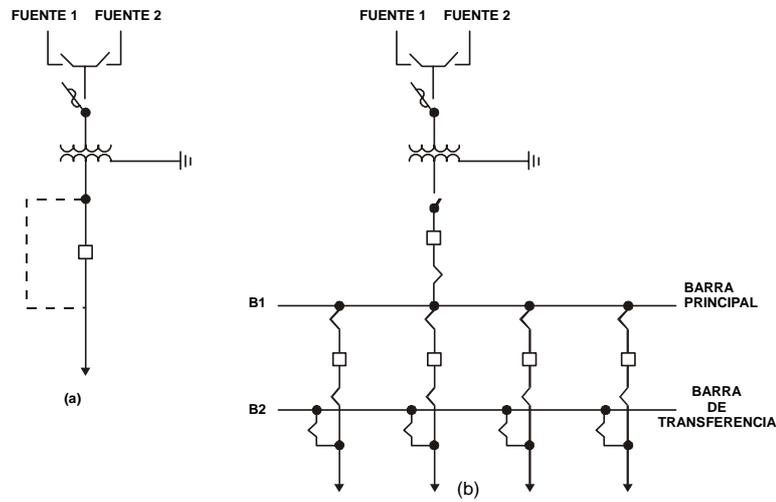


FIGURA 2-10
RADIAL CON ALTERNATIVA DE ALIMENTACIÓN A TRAVÉS DE CUCHILLAS DE SECCIONAMIENTO

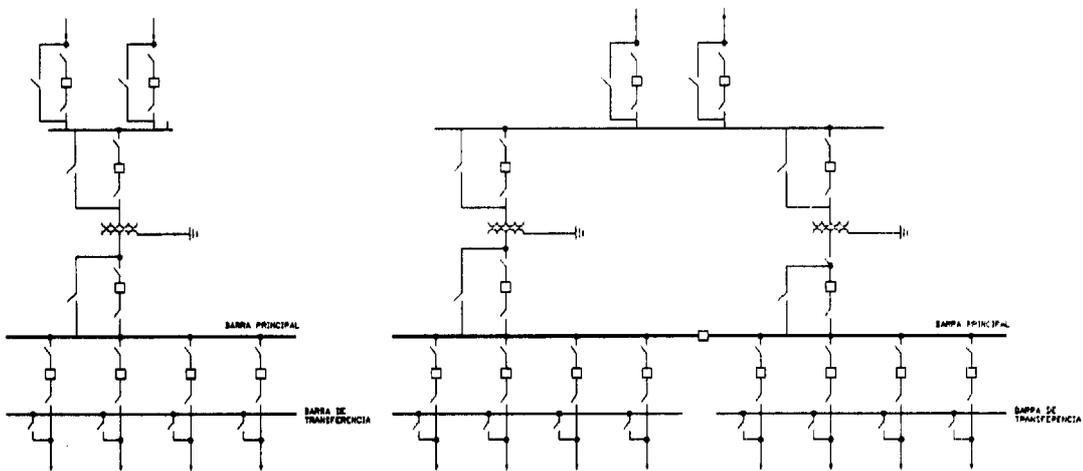


FIGURA 2-11
ANILLO EN ALTA TENSIÓN CON UNO O DOS TRANSFORMADORES

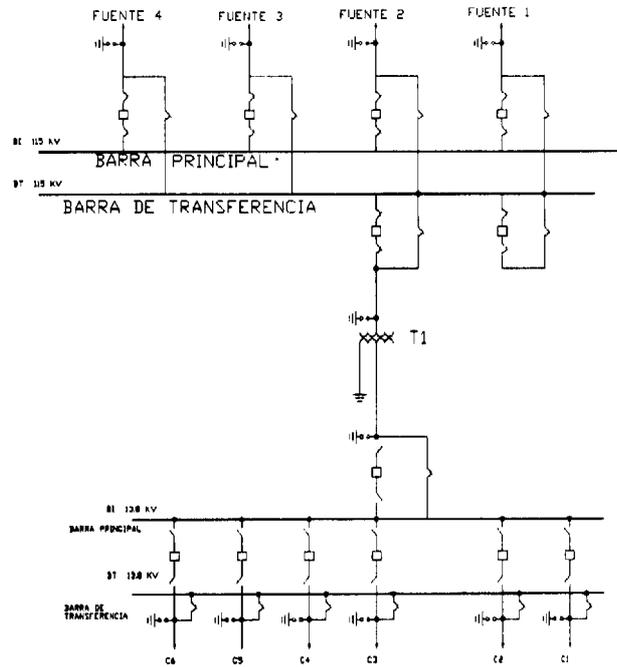


FIGURA 2-12
ALIMENTACIÓN MULTIPLE CON INTERRUPTOR COMODIN EN ALTA TENSIÓN

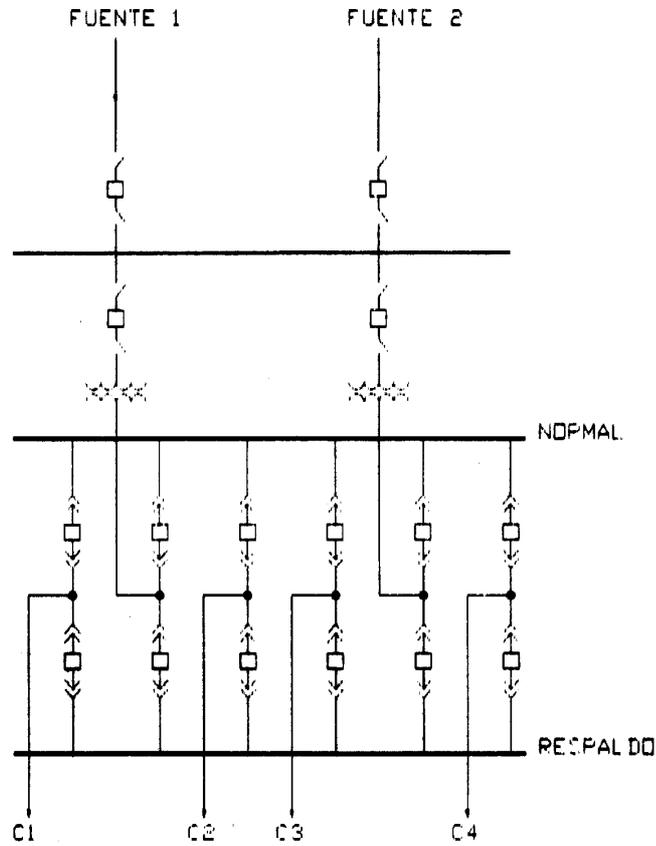
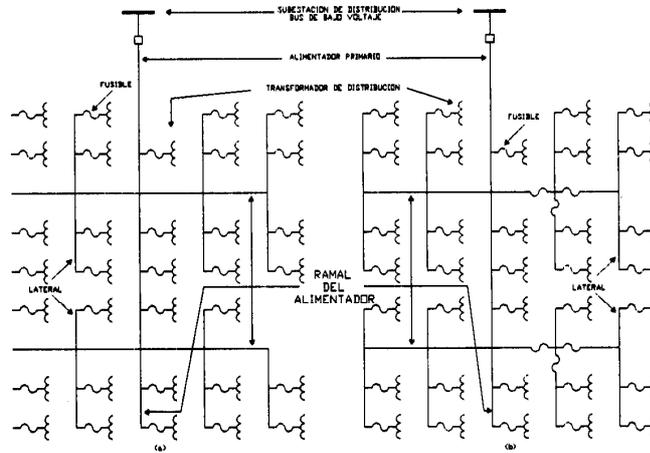


FIGURA 2-13
ANILLO EN ALTA TENSIÓN CON ARREGLO DE DOBLE INTERRUPTOR EN MEDIA TENSIÓN Y DOBLE BARRA

2.1.4.3 CONFIGURACIONES EN CIRCUITOS DE DISTRIBUCION DE MEDIA TENSIÓN



- Esquema sencillo de un alimentador radial primario.
- a) Sin fusible en el ramal
 - b) Con fusible en el ramal para reducir el número de usuarios afectados por fallas en el propio ramal.

FIGURA 2-14
CIRCUITO RADIAL URBANO

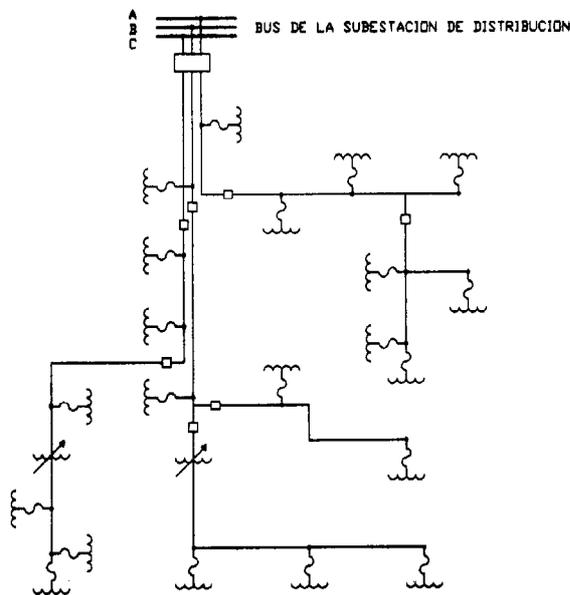


FIGURA 2-15
CIRCUITO RADIAL RURAL O SUBURBANO

2.2 NATURALEZA DE LAS FALLAS.

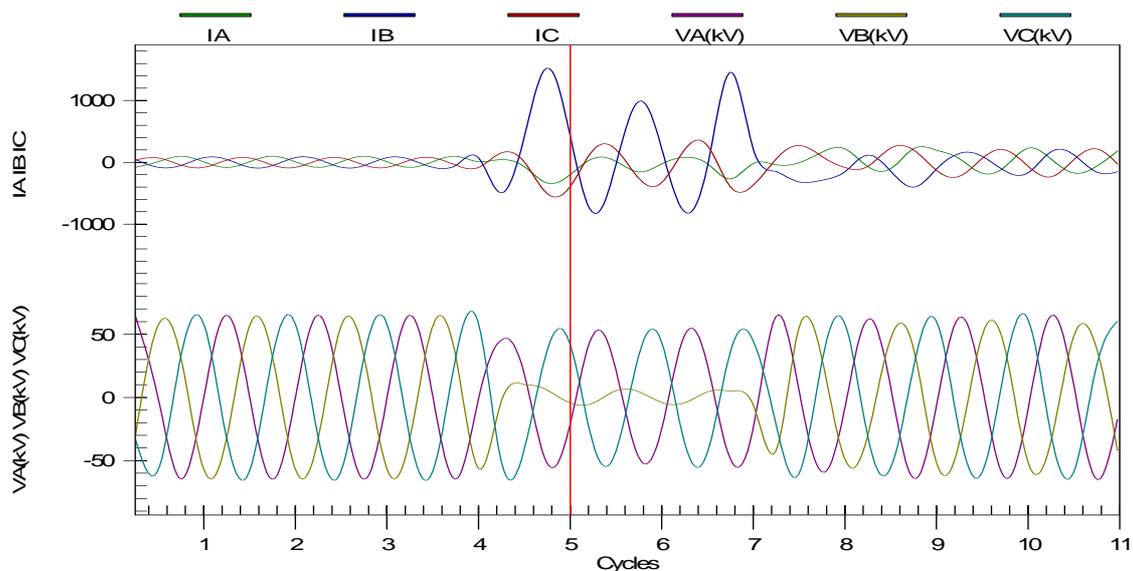
En los sistemas de distribución, pueden presentarse principalmente dos tipos de falla según su naturaleza.

2.2.1 FALLAS DE NATURALEZA TRANSITORIA.

Son aquellas donde la pérdida de aislamiento de los elementos del sistema sometidos a tensión eléctrica, es momentánea, es decir, que se trata de aislamientos del tipo "recuperable". Algunos tipos de fallas transitorias incluyen contactos momentáneos con ramas de árboles, flameo por contaminación o arqueo del aislamiento por descargas atmosféricas, mezclándose en este último caso las ondas de la sobretensión de forma no sostenida con la corriente de frecuencia nominal.

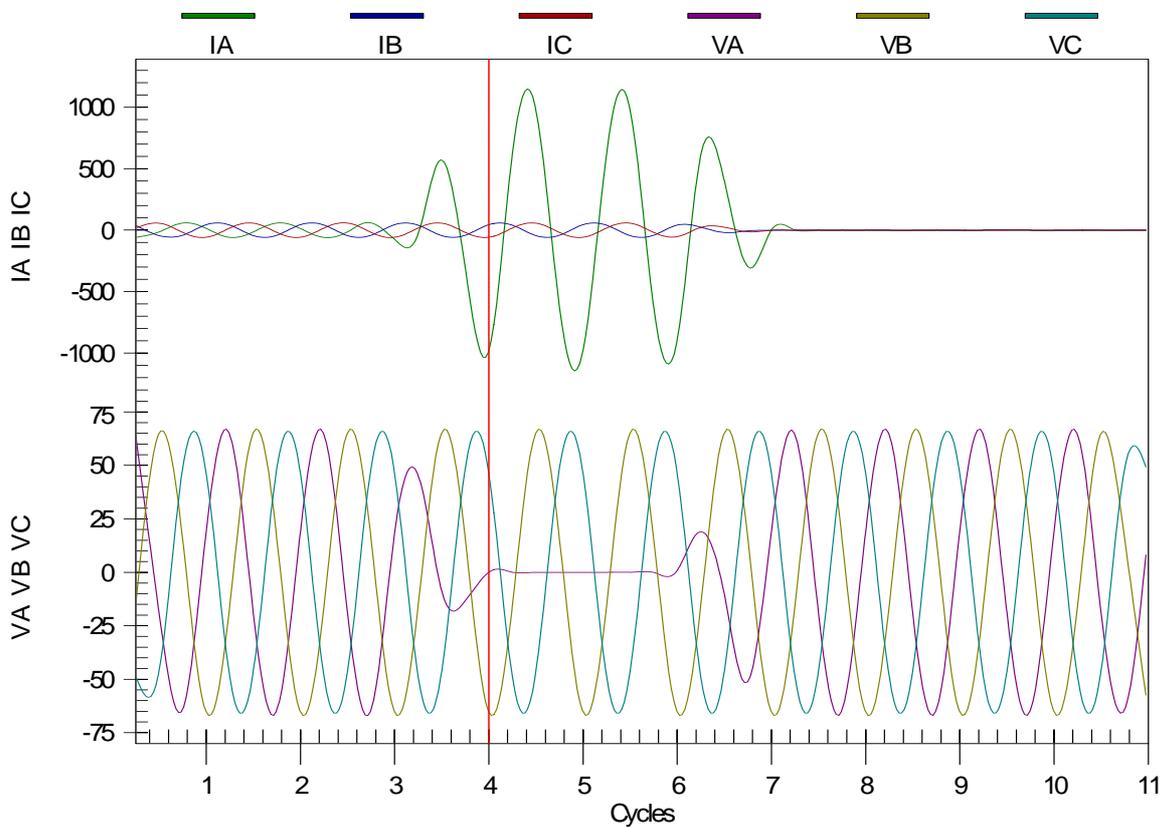
Dado el corto tiempo de presencia de este fenómeno, incluso en algunas ocasiones los dispositivos de protección contra sobrecorriente no llegan a operar dependiendo de la capacidad de auto-recuperación del aislamiento, por lo que podría establecerse una "auto-liberación" de la falla sin la acción de una protección.

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



2.2.2 FALLAS DE NATURALEZA PERMANENTE.

Son aquellas donde la pérdida de aislamiento del elemento fallado es permanente, al tratarse tanto de aislamientos del tipo "no recuperable", como de aislamientos recuperables en donde su capacidad dieléctrica es drásticamente reducida. Las fallas permanentes son aquellas que requieren reparación, mantenimiento o reposición del equipo antes de que la tensión eléctrica pueda ser restablecida en el punto de falla. Su ocurrencia generalmente origina una pérdida irreversible del aislamiento cuando éste es del tipo "no recuperable". Si se trata de aislamientos del tipo "recuperable", tales como el aire, la pérdida del aislamiento es debida a contacto de elementos conductores, ya sea entre ellos o a tierra, provocados normalmente como consecuencia de fallas mecánicas o estructurales.



2.2.3 LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN, LA NATURALEZA DE SUS FALLAS Y LA DEFINICIÓN DE SU SISTEMA DE PROTECCIÓN.

Tantas estadísticas de operación como numerosos estudios, indican que las fallas en un sistema aéreo de distribución tienen el siguiente comportamiento:



Entre un 80-95% del total de fallas son de naturaleza transitoria, correspondiendo complementariamente entre el 20-5% a fallas permanentes. De las fallas transitorias entre un 90-95% son liberadas en el primer intento de restablecimiento de la tensión eléctrica; entre un 4-6% son liberadas posteriormente al segundo intento de restablecimiento; entre un 2-3% desaparecen después del tercer intento y entre 0-1% son despejadas después de un cuarto intento o en posteriores intentos de restablecimiento. A este respecto cabe señalar que en CFE desde 1989 se ha efectuado un seguimiento estadístico a una muestra promedio de 150 circuitos de distribución de 30 subestaciones en tres divisiones, teniéndose hasta la fecha un total de 12,797 fallas con un patrón de comportamiento como el que se indica a continuación:

FALLAS PERMANENTES : 10%

FALLAS TRANSITORIAS : 90%

FALLAS TRANSITORIAS LIBERADAS DESPUÉS DEL 1ER. INTENTO DE RESTABLECIMIENTO : 90%

FALLAS TRANSITORIAS LIBERADAS DESPUÉS DEL 2DO. INTENTO DE RESTABLECIMIENTO : 6%

FALLAS TRANSITORIAS LIBERADAS DESPUÉS DEL 3ER. INTENTO DE RESTABLECIMIENTO : 3%

FALLAS TRANSITORIAS LIBERADAS DESPUÉS DEL 4TO. INTENTO DE RESTABLECIMIENTO : < 1%

Este comportamiento se ilustra de manera gráfica en la figura 2-29

--	--	--	--	--	--

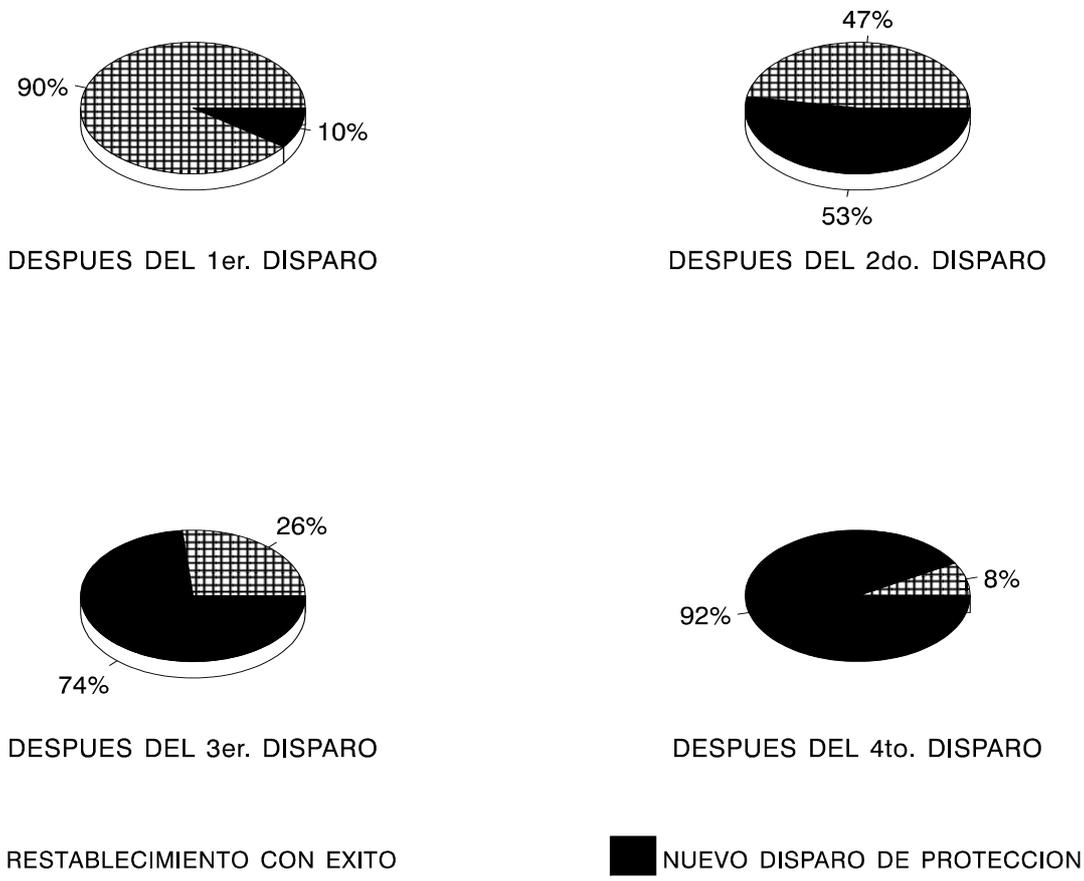


FIGURA 2-29
ESTADÍSTICA PROMEDIO DE EXITO PARA INTENTOS CONSECUTIVOS DE RESTABLECIMIENTO

Como puede observarse, estadísticamente puede concluirse la justificación de un máximo de dos intentos de recierre de manera general, ya que intentos posteriores originarán en su mayoría únicamente esfuerzos no necesarios a los equipos y elementos que conforman el sistema de distribución. Por tal razón es necesario establecer de manera particular en cada sistema las políticas correspondientes para el ajuste de los dispositivos de recierre automático, así como de las directrices operativas establecidas para el restablecimiento del servicio en instalaciones afectadas por una falla.

2.3 TIPOS DE FALLAS.

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

2.3.1 TIPOS DE FALLAS Y CAUSAS.

Para asegurar una adecuada protección, las condiciones existentes en un sistema durante la ocurrencia de diversos tipos de fallas deben ser comprendidas claramente. Estas condiciones anormales proporcionan los medios de discriminación para la operación de los dispositivos de protección. La mayoría de tipos y causas de falla se encuentran listados en la tabla 2-3.

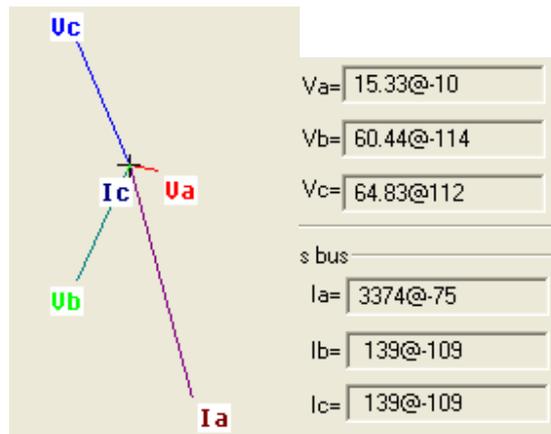
TABLA 2-3.- TIPOS Y CAUSAS DE FALLA.

PRINCIPALES TIPOS Y CAUSAS DE FALLA	
TIPO	CAUSA
AISLAMIENTO	DEFECTOS O ERRORES DE DISEÑO, FABRICACIÓN INADECUADA, INSTALACIÓN INADECUADA, AISLAMIENTO ENVEJECIDO, CONTAMINACIÓN
ELÉCTRICO	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS, SOBRETENSIONES TRANSITORIAS POR MANIOBRA, SOBRETENSIONES DINÁMICAS
TÉRMICA	FALLA DE ENFRIAMIENTO, SOBRECORRIENTE, SOBRETENSION, TEMPERATURA AMBIENTE
MECÁNICA	ESFUERZOS POR SOBRECORRIENTE, SISMO, IMPACTOS POR OBJETOS AJENOS, NIEVE O VIENTO

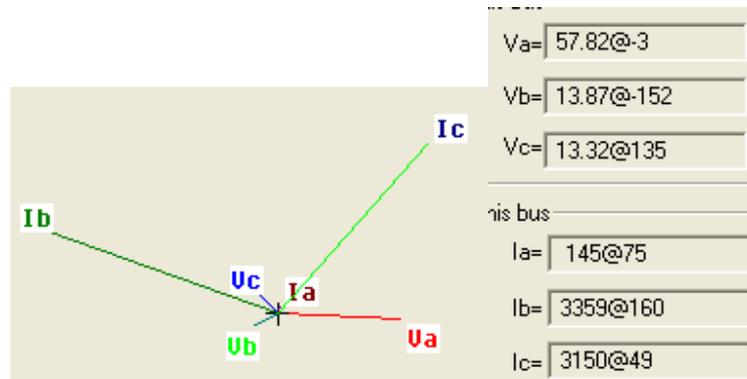
Los dispositivos de protección deben operar para los siguientes tipos de falla, conocidas como fallas paralelo (shunt), las cuales tienen la probabilidad de ocurrencia indicada en la tabla 2-4, para sistemas de distribución aéreos con conductor desnudo.

TABLA 2-4.- PROBABILIDAD DE OCURRENCIA PARA DIFERENTES FALLAS.

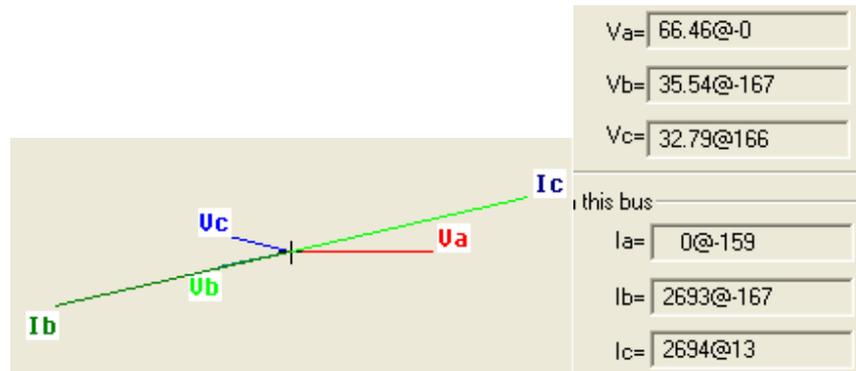
PRINCIPALES TIPOS DE FALLAS Y SU PROBABILIDAD DE OCURRENCIA	
TIPO	PROBABILIDAD (%)
MONOFASICA (fase a tierra)	85
BIFÁSICA A TIERRA (dos fases a tierra)	8
BIFÁSICA (entre dos fases)	5
TRIFASICA (entre las tres fases)	2



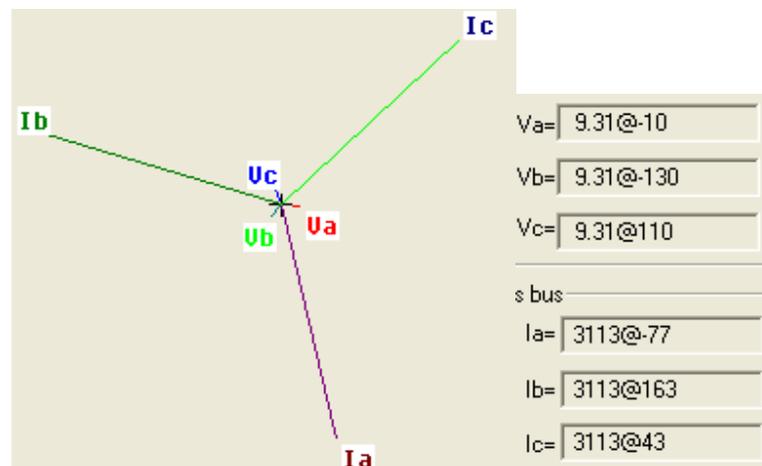
CARACTERÍSTICA DE FALLA MONOFÁSICA



CARACTERÍSTICA DE FALLA BIFÁSICA A TIERRA



CARACTERÍSTICA DE FALLA BIFÁSICA



CARACTERÍSTICA DE FALLA TRIFÁSICA

A menos que sean precedidos o causados por una falla, los circuitos abiertos (fallas serie) en sistemas eléctricos no ocurren con frecuencia. Consecuentemente muy pocos dispositivos de protección (relevadores fundamentalmente) son diseñados específicamente para proporcionar protección contra circuito abierto.

Una excepción es posible encontrarla en las áreas de media tensión donde un fusible puede estar abierto. Otro caso particular se encuentra en los sistemas de extra alta tensión donde los interruptores están equipados con mecanismos independientes de manera monopolar.

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



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

2.3.2 CARACTERÍSTICAS DE LAS FALLAS.

2.3.2.1 ÁNGULO DE FALLA.

El factor de potencia o ángulo de una corriente de falla, está determinado para las fases falladas por la naturaleza de la fuente y la topología de los circuitos conectados hasta la ubicación misma de la falla; y para las fallas a tierra por el tipo de aterrizamiento del sistema.

La corriente tendrá un ángulo de 80 a 85° atrás para una fase fallada cerca de las fuentes de generación. El ángulo será menor en el sistema dependiente de las líneas involucradas.

Los ángulos de falla típicos para líneas aéreas con conductor desnudo son los siguientes:

De 7.2 hasta 23 kv:	20 a 45° atrás
Mayor de 23 hasta 69 kv:	45 a 75° atrás
Mayor de 69 hasta 230 kv:	60 a 80° atrás
Mayor de 230 y mayores:	75 a 85° atrás

En estos niveles de tensión, las corrientes para las fases falladas tendrán los ángulos mostrados donde la impedancia de línea es la mayor.

Si predomina la impedancia de transformadores o generadores, los ángulos de las fallas serán mayores.

Los sistemas con cables tendrán ángulos más bajos si la impedancia del cable representa la mayor porción de la impedancia total hacia la falla.

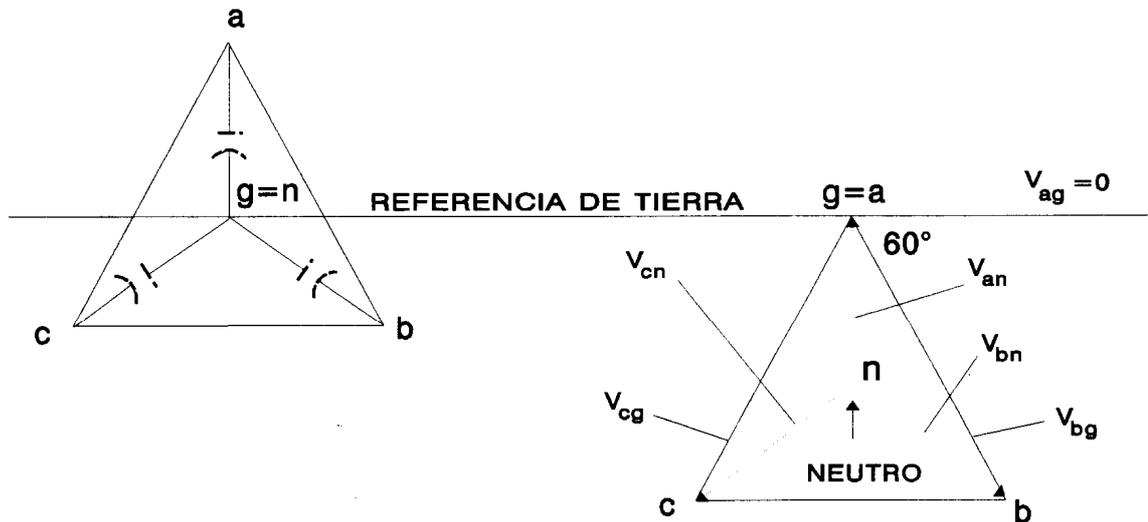
--	--	--	--	--	--

2.3.2.2 ATERRIZAMIENTO DEL SISTEMA.

El aterrizamiento del sistema afecta significativamente tanto la magnitud como el ángulo de las fallas a tierra. Existen 3 clases de aterrizamiento:

- No aterrizado (neutro aislado)
- Aterrizado a través de impedancia (resistencia o reactancia)
- Efectivamente aterrizado (neutro sólidamente aterrizado).

Un sistema no aterrizado puede considerarse como aterrizado a través de su capacitancia en derivación natural como se muestra en la figura 2-30.



Condicion Normal Balanceada

Fase "a" Aterrizada

**FIGURA 2-30
FASORES DE TENSIÓN PARA UNA FALLA SOLIDA DE LA FASE "a" A TIERRA EN UN SISTEMA NO ATERRIZADO**

En un sistema asimétrico, donde las 3 capacitancias a tierra son iguales, el punto neutro es el mismo con la referencia de tierra. Si la fase "a" es aterrizada, el triángulo se desplaza como se muestra en la misma figura 2-30. Consecuentemente, V_{bg} y V_{cg} serán aproximadamente $\sqrt{3}$ veces su valor nominal. En contraste el aterrizamiento de una fase en un sistema radial sólidamente aterrizado resultará en un incremento de la

magnitud de la corriente de falla tanto en la fase como en la tierra, además de presentarse un pequeño o nulo incremento en la tensión de las fases no falladas (figura 2-31).

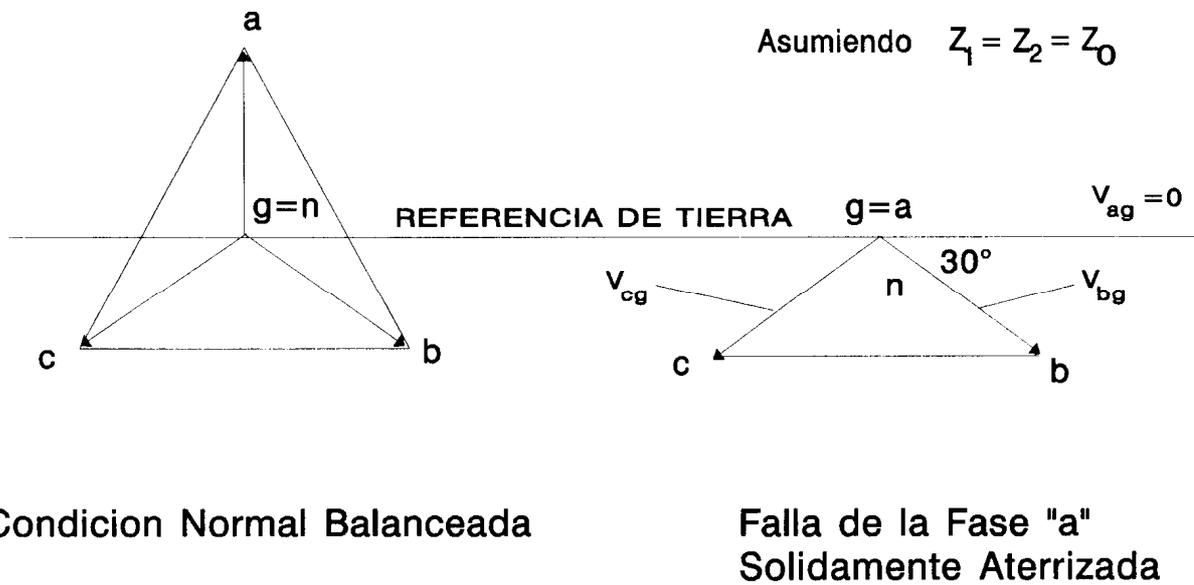


FIGURA 2-31
FASORES DE TENSION PARA UNA FALLA SOLIDA DE LA FASE "a" A TIERRA EN UN SISTEMA SÓLIDAMENTE ATERRIZADO

2.3.2.3 RESISTENCIA DE FALLA.

A menos que la falla sea solida, se presentará a través del dieléctrico (generalmente aire), un arco cuya resistencia varia con su propia longitud y la magnitud de la corriente de falla. Varios estudios indican que para corrientes que exceden los 100 A, la tensión a través del arco es casi constante en un promedio de aproximadamente 14.435 volts/cm.

La resistencia de arco es en sí misma un factor importante en las fallas de fase excepto en sistemas de baja tensión.

El arco no se prolonga lo suficiente para que el espaciamiento entre las fases involucradas reduzca el flujo de la corriente.

Adicionalmente la resistencia del arco se encuentra en cuadratura con la reactancia y por tal razón puede no incrementar de manera significativa la impedancia total que limita a la corriente de falla.



Para fallas a tierra, la resistencia de arco puede ser un factor importante debido a que pueden ocurrir arcos de mayor longitud.

Por otra parte la relativamente alta resistencia de aterrizamiento de una estructura puede limitar de manera significativa a la corriente de falla.

2.3.2.4 VARIACIÓN DE LOS FASORES DURANTE FALLAS.

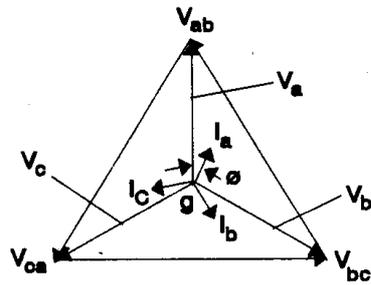
Los diagramas fasoriales de la figura 2-32 ilustran el efecto de las fallas tanto en las tensiones como en las corrientes del sistema.

Los diagramas mostrados corresponden a sistemas efectivamente aterrizados.

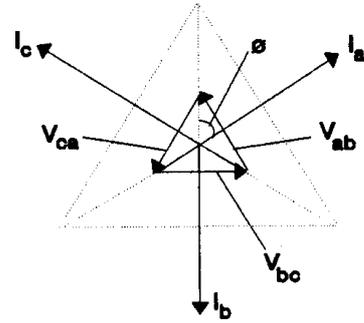
En todos los casos el triángulo de tensiones no colapsadas indicado con línea punteada, existe en la fuente de generación, y el máximo colapso ocurre en la ubicación de la falla.

Las tensiones existentes entre ambos extremos varían dependiendo del punto de medición.

--	--	--	--	--	--

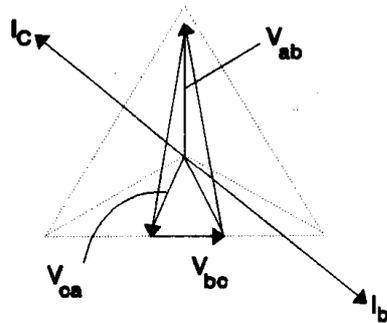


Condición Normal Balanceada

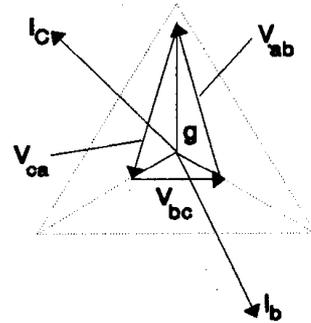


Nota : En la Falla
 $V_{ab} = V_{bc} = V_{ca} = 0$

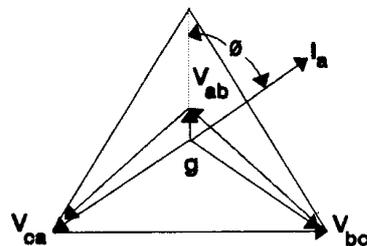
Falla Trifasica



Nota : En la Falla
 $V_{bc} = 0$
 Falla entre Fases
 "b" y "c"



Nota : En la Falla
 $V_{bc} = V_{bg} = V_{cg} = 0$
 Falla de Fases "b" y
 "c" a Tierra



Asumiendo $Z_1 = Z_2 = Z_0 = 0$
 Nota : En la Falla
 $V_{bc} = 0$
 Falla de la fase "a"
 a Tierra

FIGURA 2-32
 DIAGRAMAS FASORIALES PARA LA OCURRENCIA DE VARIOS TIPOS DE FALLAS
 SOLIDAS EN UN SISTEMA ELÉCTRICO TÍPICO

2.4 ZONAS DE PROTECCIÓN.

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

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

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

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

Las Zonas de Protección se disponen de manera que se traslapen para que ninguna parte del sistema quede sin protección, la figura 2-33 muestra el sistema de distribución con las siguientes zonas de protección traslapadas:

- Zona de protección de líneas de subtransmisión (1)
- Zona de protección de barras de alta tensión (2)
- Zona de protección de transformadores de potencia (3)
- Zona de protección de barras y circuito de media tensión (4)
- Zona de protección de circuitos de distribución (5)
- Zona de protección de transformadores de distribución y circuitos secundarios (6)
- Zona de protección de transformadores de distribución, circuitos secundarios y acometidas de baja tensión (7)

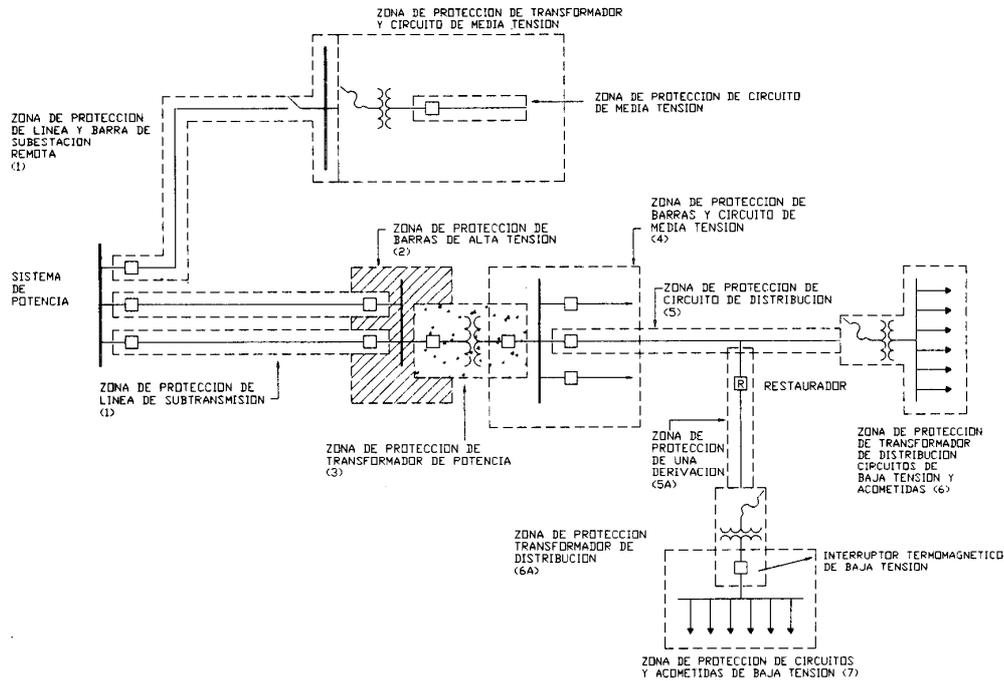


FIGURA 2-33
ZONAS DE PROTECCION DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION

La figura 2-33 muestra los equipos de seccionamiento localizados en las interconexiones entre elementos del sistema eléctrico, esta previsión hace posible desconectar solo el elemento fallado, a veces al omitirse un dispositivo de seccionamiento entre dos elementos adyacentes, se tendrá una desconexión de ambos cuando se presente una falla en cualquiera de los dos.

En una zona cada dispositivo de protección realiza una función específica y responde en forma particular a cierto tipo de cambios en las magnitudes eléctricas de un circuito. En los sistemas de distribución y básicamente en circuitos de media y baja tensión, los equipos comúnmente utilizados son dispositivos contra cortocircuito. Estos dispositivos están clasificados en: protección primaria y protección de respaldo.

La protección primaria es la primera línea de defensa, mientras que la protección de respaldo solo actúa cuando falla la protección primaria, por lo general los sistemas de media y baja tensión son radiales, si bien la tendencia es a manejar sistemas mallados con dispositivos automáticos de seccionamiento, en la actualidad se manejan anillos abiertos con seccionamiento.



2.5 CARACTERÍSTICAS FUNCIONALES DE LA PROTECCION.

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

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

2.5.1 CONFIABILIDAD

La confiabilidad del sistema de protección es su habilidad para no tener operaciones incorrectas y esta en función de dos componentes: "dependabilidad" y "seguridad". "Dependabilidad" es la certeza para la operación correcta de la protección en respuesta a un problema del sistema (probabilidad de no tener una falla de operación cuando se le requiere), es decir, que corresponde a la correcta operación de una protección para todas las fallas que ocurran dentro de su zona de protección en particular (o sea fallas "internas"). "Seguridad" es la habilidad del sistema para evitar la incorrecta operación con o sin fallas (habilidad para no tener una operación indeseada no requerida), o en otras palabras corresponde a la estabilidad que debe mantener una protección bajo condiciones de "no falla" o ante la presencia de fallas fuera de su zona de protección (o sea fallas "externas").

Desafortunadamente estos dos aspectos de la confiabilidad tienden a oponerse uno al otro; el incremento de la seguridad produce una reducción de la dependabilidad y viceversa. Sin embargo, generalmente los sistemas modernos de protección son altamente confiables y proveen un compromiso práctico entre seguridad y dependabilidad. La supervisión continua ha hecho posible mediante técnicas numéricas, mejoras importantes en ambos aspectos de "seguridad" y "dependabilidad".

Un sistema de protección debe comportarse correctamente bajo cualquier condición tanto del sistema eléctrico como del entorno. La dependabilidad puede ser verificada relativamente de manera fácil en el laboratorio o durante la instalación mediante pruebas de simulación de condiciones de falla. Por otra parte la seguridad es mucho más difícil de verificar. Una prueba real de la seguridad de un sistema tendría que medir la respuesta del mismo a prácticamente una infinita variedad de problemas y disturbios potenciales que pueden presentarse tanto en el sistema eléctrico como en su entorno.

--	--	--	--	--	--



Para el caso de relevadores de protección de un sistema seguro es usualmente el resultado de una buena experiencia en el diseño, combinada con un programa extensivo de pruebas mediante un sistema como el EMTP (Electric Magnetic Transient Program), y puede únicamente ser confirmado dentro del propio sistema eléctrico y su entorno.

Esto ha permitido que cuando ocurre un cortocircuito en el sistema de distribución la protección primaria y de respaldo inicia normalmente su funcionamiento, permitiendo en primera instancia que el elemento en cortocircuito sea desconectado mediante la acción de la protección primaria sin que la protección de respaldo haya tenido tiempo de completar su función.

En los sistemas de distribución, las protecciones primaria y de respaldo forman zonas de protección superpuestas, las cuales operan secuencialmente discriminando las fallas a diferentes tiempos de operación o diferentes magnitudes de corriente, esto permite tener selectividad, sensibilidad y velocidad en la operación que se requiera para la protección del sistema de distribución. La figura 2-34 muestra de forma especial las zonas superpuestas, donde su operación viene definida por el tiempo de operación (t), esto significa que las zonas de protección interiores operan más rápido que las exteriores. Otro parámetro que interviene en el límite de actuación de una zona de protección es la sensibilidad a la magnitud de corriente, que es valor mínimo de falla que detecta el dispositivo de protección, si se considera el eje (Y) para el tiempo y el eje (X) para la magnitud de corriente, es posible representar de manera gráfica la actuación de cada protección en sus zonas primaria y de respaldo.

1983 06 01	REVISIONES	1997 03 31	2008 10 01			
------------	------------	------------	------------	--	--	--

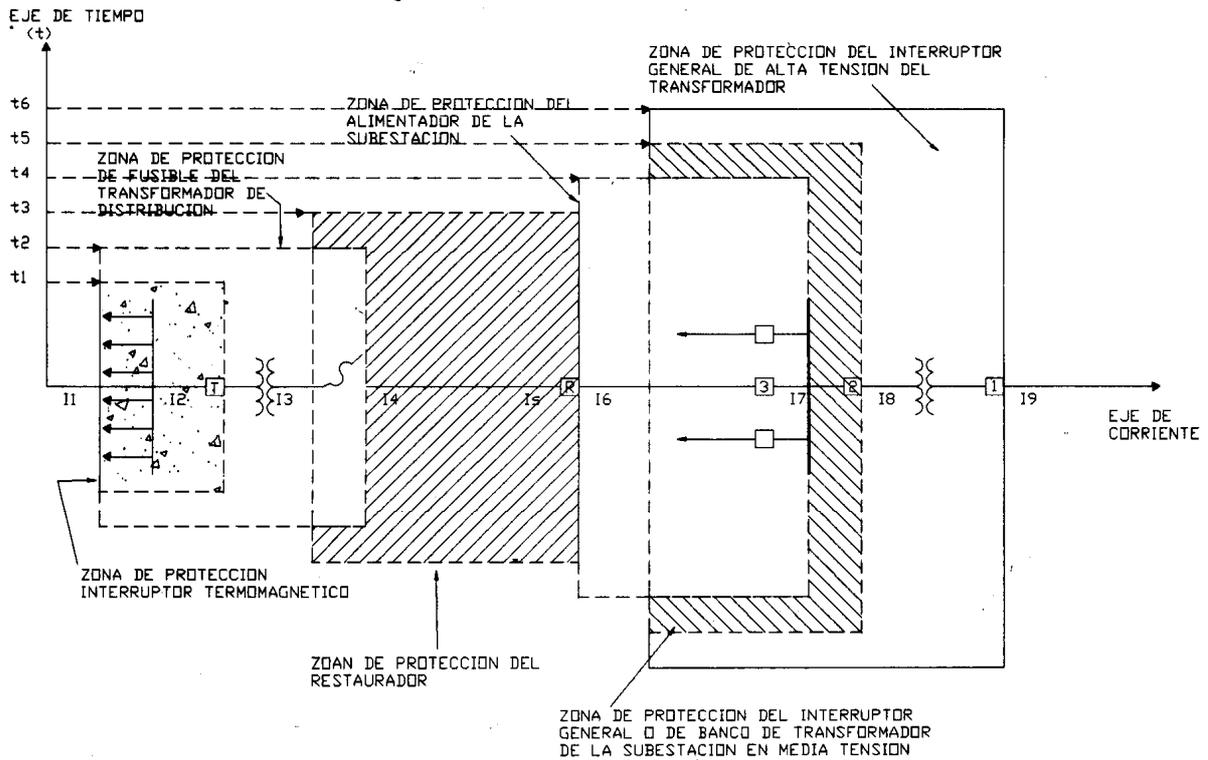


FIGURA 2-34
LÍMITES DE ACTUACIÓN DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN

2.5.2 RAPIDEZ.

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

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

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



2.5.3 ECONOMIA.

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

El más alto desempeño y costo no pueden ser siempre justificados. Consecuentemente, dispositivos de protección de baja y alta velocidad son usados para proteger un sistema eléctrico. Ambos tipos pueden proporcionar una alta confiabilidad. Por ejemplo, un relevador de protección muestra una consistencia en su operación del 99.5% y un mejor desempeño como protección.

2.5.4 SIMPLICIDAD

Como cualquier otra disciplina de la ingeniería, la "simplicidad" en un sistema de protección es siempre la "marca" de un buen diseño. El sistema de protección más simple, sin embargo no es siempre el más económico. Como se indicó previamente una mayor economía puede ser posible con un sistema de protección complejo que usa un número mínimo de elementos.

Otros factores de manera similar tales como la simplicidad del diseño, mejoran la simplicidad del sistema, si únicamente hay pocos elementos que pueden representar una mala operación.

2.5.5 SELECTIVIDAD.

Un sistema de protección es diseñado por zonas, las cuales deben cubrir completamente al sistema eléctrico sin dejar porciones desprotegidas.

Cuando una falla ocurre, se requiere que la protección sea capaz de seleccionar y "disparar" únicamente los dispositivos de desconexión adyacentes a la falla.

Esta propiedad de acción selectiva es también llamada "discriminación" y es lograda generalmente mediante dos métodos:

Esquema de coordinación por tiempo.

Esquemas de protección en zonas adyacentes son ajustados para operar en forma secuencial o con diferentes tiempos, para que durante la ocurrencia de una falla, aunque algunos de ellos respondan al disturbio, únicamente aquellas protecciones adyacentes a la zona de falla completarán su función de disparo. Los otros

--	--	--	--	--	--

dispositivos no completarán tal función y posteriormente se restablecerán.

Esquema unitario.

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

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

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

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

2.6 LA PROTECCIÓN COMO ELEMENTO DE DISEÑO DE LA TOPOLOGÍA DE UN CIRCUITO.

Esta sección se refiere a los aspectos básicos que sirven como propósito para determinar el análisis de la protección como elemento de diseño y de operación, bajo las siguientes condiciones:

- a) Operación normal.- Es el estado que guarda el sistema eléctrico cumpliendo con los requisitos de alimentación de la carga considerando que no existen fallas del equipo o componentes, errores del personal o hechos fortuitos. Los conceptos a considerar para esta condición, son entre otros:
 - Localización de subestaciones
 - Distribución de la potencia eléctrica a los usuarios
 - Estudios de las cargas actuales y futuras
 - Pérdidas eléctricas
 - Regulación
 - Mantenimiento

b) Operación bajo falla.- Es la condición anormal del sistema eléctrico que afecta a los requisitos de alimentación de la carga, al existir fallas del equipo de componentes, errores del personal o hechos fortuitos. Los conceptos más importantes a considerar en esta condición son los siguientes:

- Evitar la ocurrencia de las fallas eléctricas
- Aceptar la presencia de las fallas eléctricas, reduciendo sus efectos.

El diseño moderno de los sistemas eléctricos emplea ambos recursos en diversos grados bajo un análisis de costo/beneficio, si bien, los sistemas son cada vez más seguros y confiables, no es justificable económicamente tratar de impedir todas las fallas.

Es importante mencionar que la función de los dispositivos de protección está relacionada con la reducción de los efectos de las fallas, dando como consecuencia una alta continuidad en el suministro de energía eléctrica y una máxima seguridad a las personas, entorno y equipos.

2.6.1 ANTECEDENTES DE LA PROTECCIÓN EN LOS CIRCUITOS DE MEDIA TENSIÓN.

Aunque las redes de media tensión se empezaron a construir a principios de este siglo y a lo largo del tiempo han atendido a distintos criterios de construcción, el aspecto operativo poco ha sido considerado; obedeciendo fundamentalmente a la carga presentada en un área geográfica, lo que ha causado configuraciones desordenadas, altas pérdidas, tiempos de interrupción prolongados, así como un mayor grado de dificultad en la coordinación de protecciones o en la protección misma de los circuitos y equipos.

La protección de los circuitos de media tensión se ha venido desarrollando bajo un esquema independiente de la configuración de la red, en donde las protecciones se adaptan a dicha configuración, la cual a medida que crece y se interconecta, origina que las protecciones mismas lleguen a limitar la operación correcta del circuito.

2.6.2 PROTECCIÓN DE CIRCUITOS DE MEDIA TENSIÓN.

En el diseño de los circuitos de distribución, cuando se considera el concepto de la protección como elemento primordial, permite disminuir los efectos de las fallas, mejorar la continuidad del servicio, afectar al menor número de usuarios, mejorar la operación y preparar la operación automática de la red.

La premisa para optimizar y mejorar los sistemas de protección se basa en tener un modelo de configuración de la red, este modelo dependerá por supuesto de varios

factores, los cuales al cumplirse pueden definir en primer término los modelos de protección a utilizar, visualizando en todo momento la configuración que tendrá la red o circuito a corto y a largo plazo. Estos modelos están basados en figuras geométricas que auxilian a visualizar los efectos y cambios que sufren las áreas de influencia de las Subestaciones.

2.6.2.1 MODELOS GEOMÉTRICOS PARA ALIMENTADORES Y ÁREAS DE SUBESTACIONES

Las siguientes configuraciones son difíciles de implementar en redes existentes y nuevas, pero es posible adecuar estas trayectorias a un modelo irregular con base a los principios de los modelos originales. El visualizar la forma en que crecerán los circuitos, facilita enormemente la operación de los mismos y por consecuencia mejora la calidad del servicio de energía eléctrica.

Una vez definida la configuración geométrica de las áreas de cada subestación y la trayectoria de los circuitos de media tensión, es posible implementar los arreglos de protección necesarios bajo un criterio definido.

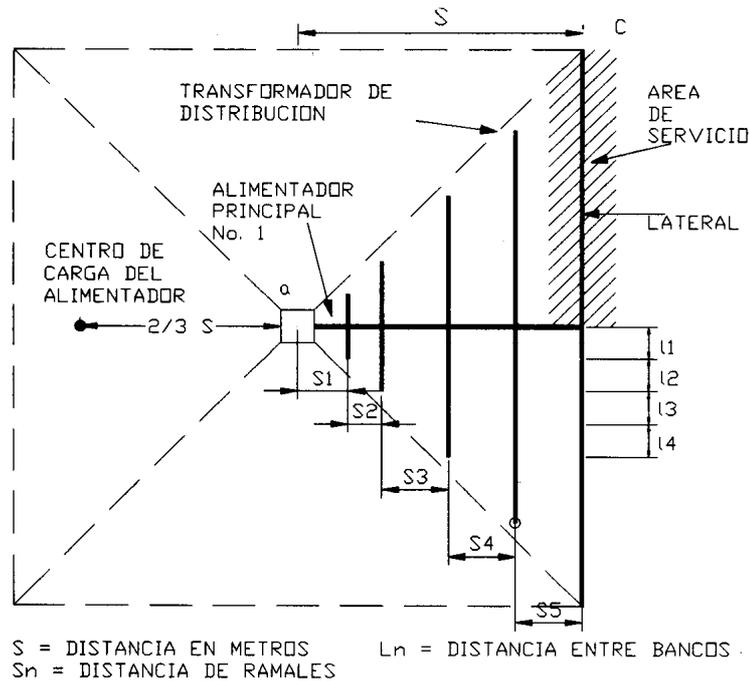


FIGURA 2-35
AREA CUADRILATERA DE SERVICIO DE UNA SUBESTACION PARA CUATRO ALIMENTADORES CON UNA SOLA ALIMENTACION

1983 06 01	REVISIONES	1997 03 31	2008 10 01			
------------	------------	------------	------------	--	--	--

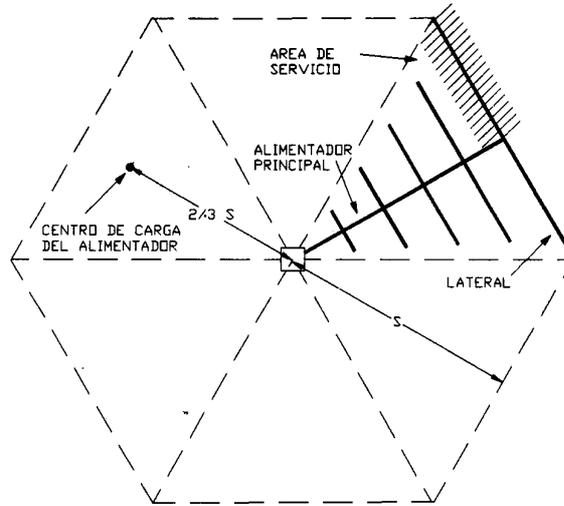


FIGURA 2-36
AREA HEXAGONAL DE SERVICIO DE UNA SUBESTACION CON SEIS
ALIMENTADORES Y UNA ALIMENTACION PRINCIPAL

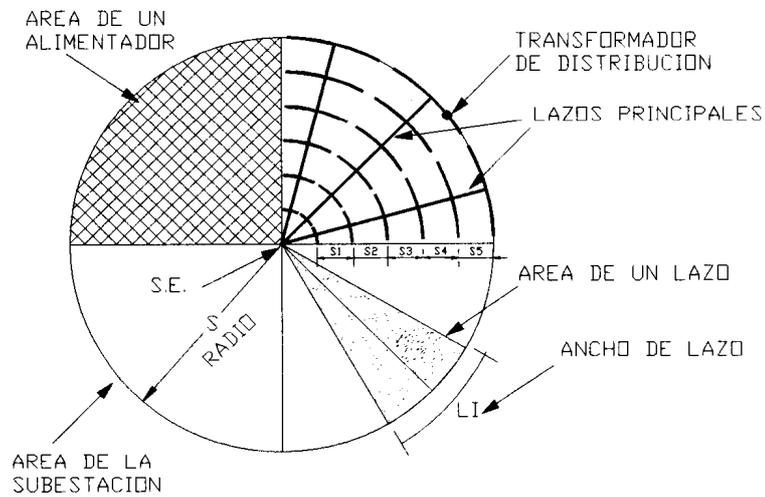


FIGURA 2-37
ÁREA CIRCULAR DE SERVICIO DE UNA SUBESTACIÓN CON CUATRO
ALIMENTADORES Y VARIOS LAZOS PRINCIPALES

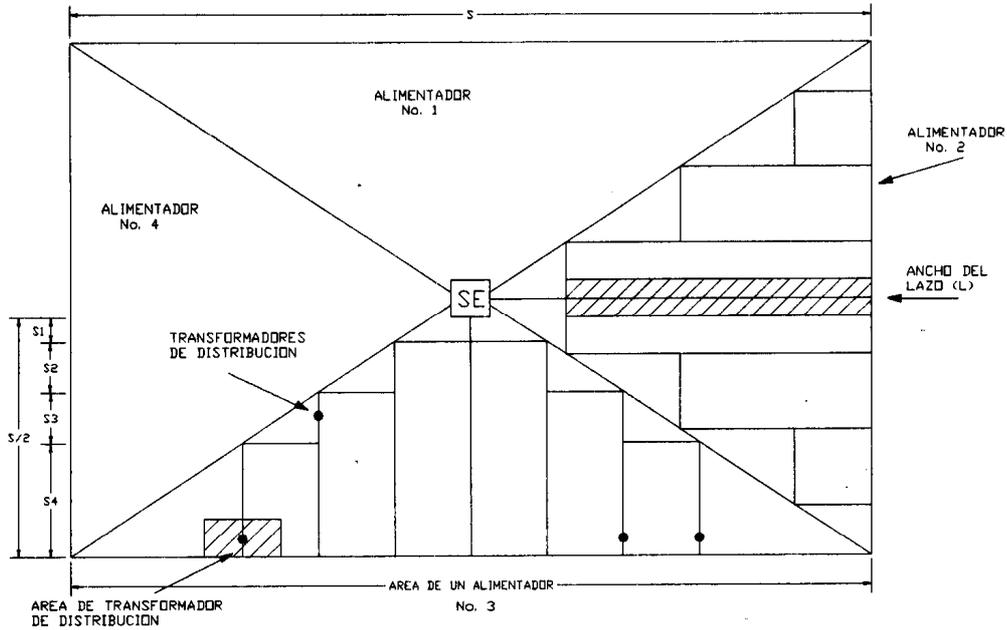


FIGURA 2-38
AREA RECTANGULAR DE SERVICIO DE UNA SUBESTACIÓN CON CUATRO
ALIMENTADORES Y VARIOS LAZOS PRINCIPALES

2.6.2.2 DISPOSITIVOS DE PROTECCION EN ÁREAS GEOMÉTRICAS.

La siguiente figura muestra un arreglo con dispositivos de protección y seccionamiento bajo un diseño gráfico definido, adicionalmente a esto se definen los criterios complementarios de protección en base a dos conceptos principales:

- a) Usuarios afectados
- b) Distancia de circuitos o ramales.

Con esto es posible complementar el prototipo de circuito que se requiere bajo una visión operativa, de construcción y de protección.

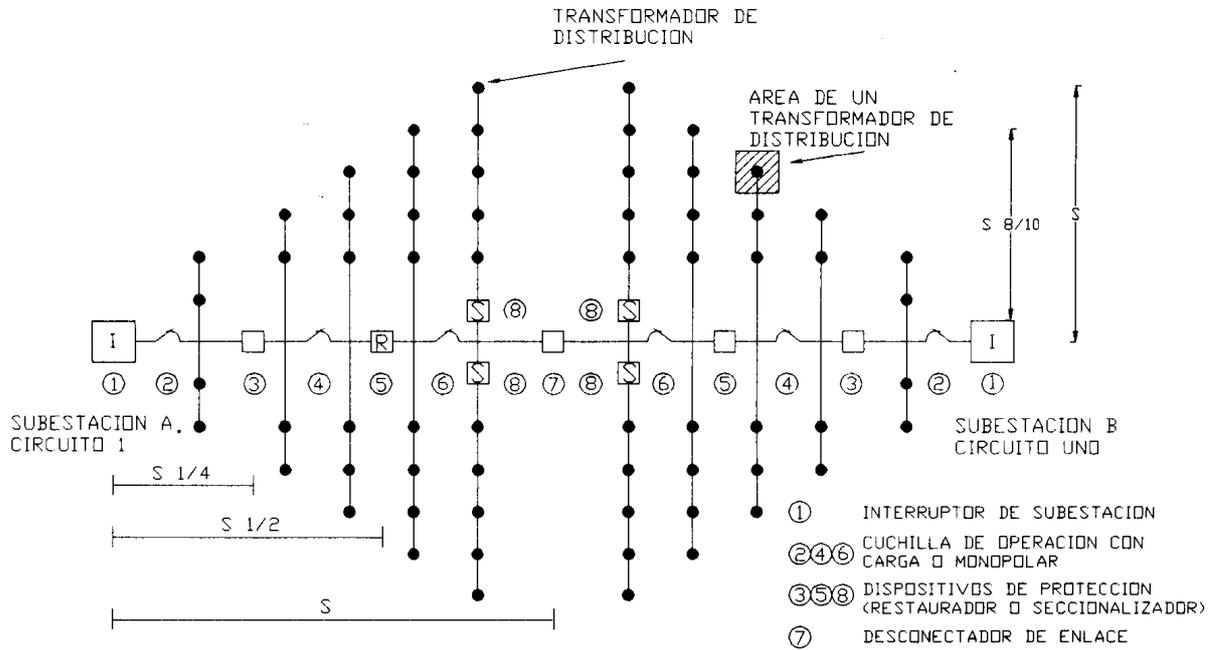


FIGURA 2-39
INTERCONEXIÓN DE DOS CIRCUITOS DE UN ÁREA CUADRILATERAL O HEXAGONAL CON ESQUEMAS IMPLEMENTADOS EN BASE A LA LONGITUD DEL CIRCUITO(S) Y DENSIDAD DE CARGA DE DOS SUBESTACIONES DIFERENTES CON UN SOL ALIMENTADOR DE ENLACE

Como un ejemplo de definición de criterios complementarios aplicables a los modelos propuestos y que dependen en forma específica del análisis de cada red, en forma general serán los siguientes:

- Instalar equipos de protección en un punto del circuito tal que divida al mismo en dos partes con aproximadamente la misma cantidad de usuarios (en la figura 2-39, si los usuarios están uniformemente distribuidos, corresponde a los equipos identificados con el No. 5).
- Instalación del equipo de seccionamiento para enlace, que para la figura 2-39 corresponde al dispositivo identificado con el No. 7.
- Instalar otros dispositivos de protección de acuerdo a la importancia y tipos de usuarios en las porciones subdivididas y de acuerdo a los criterios establecidos en el inciso a), (en la figura 2-39 dichos dispositivos corresponden a los identificados con el No. 3).
- Para los ramales pueden definirse los siguientes criterios:

- En ramales con una longitud mayor al 50% de (s) pueden instalarse dispositivos de protección como restauradores, siempre y cuando estén dentro de la primera porción subdividida del circuito. Para el caso particular de la figura 2-39 y dada su configuración no se requiere de este tipo de dispositivos.
- En ramales con longitudes mayores al 50% de (s) y que estén en la segunda porción subdividida del circuito pueden instalarse seccionadores, indicados en la figura 2-39 con el No. 8.
- En ramales con longitudes menores al 10% de (s) pueden conectarse directos a los lazos del circuito principal. Tal y como se ilustra en la figura 2-39.
- En ramales con longitudes entre el 10% y el 50% de (s) pueden instalarse cuchillas seccionadoras de operación con carga.

Es recomendable controlar en forma remota en primera instancia los enlaces de circuito y en una segunda etapa los dispositivos que subdividen al circuito. Controlar en forma remota los dispositivos de mitad de circuito tanto en usuarios como longitud en segundo término. Los criterios anteriormente mencionados son un ejemplo simple de la manera en que integrando la topología del circuito y los criterios de protección, se puede mejorar de manera significativa la operación y continuidad de una red de media tensión.

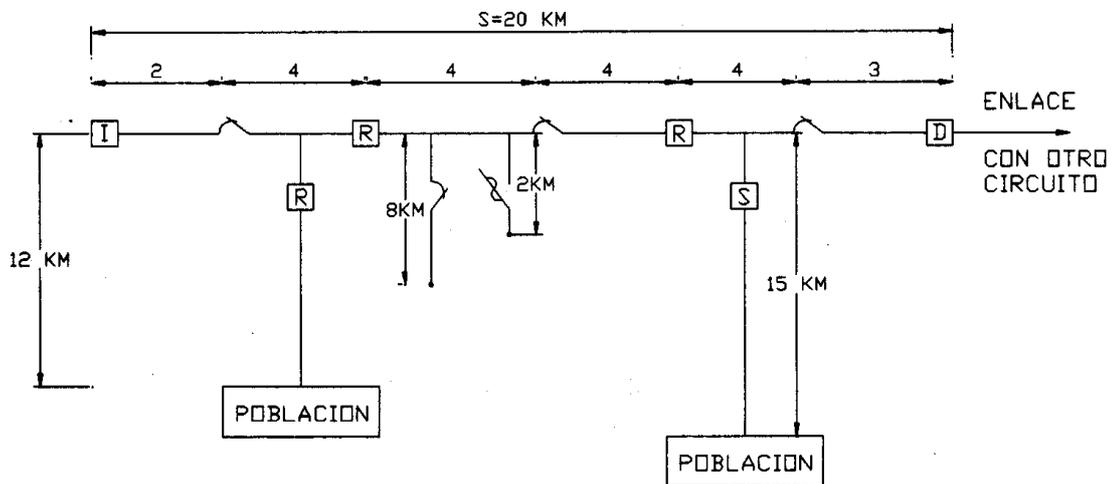


FIGURA 2-40
EJEMPLO DE APLICACIÓN DE UN CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA TENSIÓN
CON DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN INSTALADOS EN BASE A SU CRECIMIENTO Y
CRITERIOS DEFINIDOS



A manera de resumen se indican los pasos a seguir para obtener el éxito en la prevención de las fallas y disminuir sus efectos en los circuitos de media tensión:

- Definir el prototipo de configuración geométrica de las áreas de cada subestación.
- Definir las trayectorias de cada circuito y enlaces necesarios para su establecimiento en base al modelo seleccionado.
- Implementar los esquemas de protección en base a los diseños anteriores.
- Definir los criterios de protección para ramales que no se integran al esquema seleccionado.
- Controlar equipos en forma remota.
- Automatización de la red.

1983 06 01	REVISIONES	1997 03 31	2008 10 01			
------------	------------	------------	------------	--	--	--



CAPITULO 3

ELEMENTOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN Y SUS CARACTERÍSTICAS

Dentro del sistema de distribución es posible encontrar diferentes equipos como son: transformadores, capacitores, reguladores, conductores, etc., los cuales cumplen una función específica. En este capítulo se trata su comportamiento ante condiciones anormales de operación o de cortocircuito, estableciéndose los criterios para brindarles una adecuada protección.

3.1 TRANSFORMADORES.

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

3.1.1 CURVA DE DAÑO

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

El límite teórico para las sobrecorrientes que pueden soportar los transformadores se estableció en el documento ANSI-C57.92-1962 "Guía para Sobrecarga de Transformadores de Potencia y Distribución Inmersos en Aceite", ésta contiene información acerca de la capacidad de sobrecarga térmica de corto tiempo, la cual no consideraba los efectos mecánicos sobre los devanados de los transformadores, por lo que se decidió trabajar sobre este aspecto.

El documento ANSI-IEEE C57.109-1993 "Guía para la duración de corriente de falla a través de transformadores" considera tanto los efectos mecánicos como los térmicos, siendo los primeros particularmente más significativos en los transformadores mientras mayor sea su capacidad.

Esta guía establece las recomendaciones enfocadas esencialmente para la aplicación de protecciones de sobrecorriente para limitar el tiempo de exposición de los transformadores a las corrientes de cortocircuito. Considera para su aplicación 4



categorías de transformadores dependiendo de su capacidad. En la tabla 3-1 se indica dicha clasificación.

TABLA 3-1.- CLASIFICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES

CATEGORÍA	CAPACIDAD MÍNIMA EN KVA	
	MONOFASICO	TRIFASICO
I	5 - 500	15 - 500
II	501 - 1667	501 - 5000
III	1667 - 10000	5001 - 30000
IV	> 10000	> 30000

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

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

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

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

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

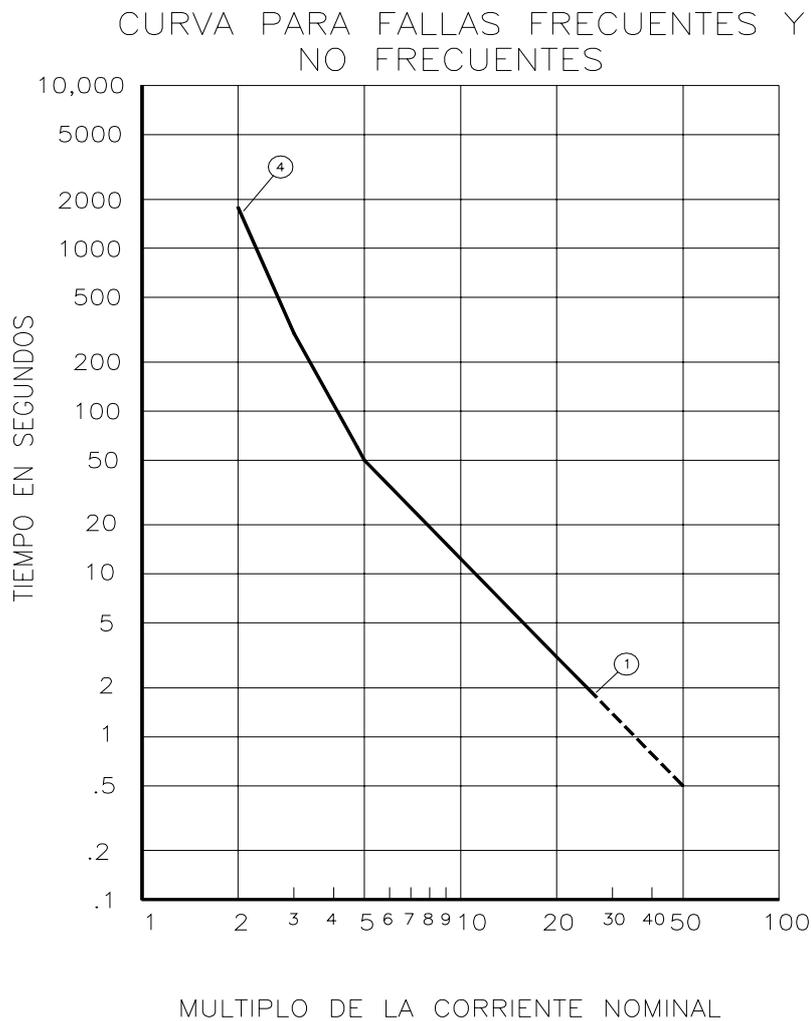
La validación de estas curvas límite de daño no puede ser demostradas por pruebas, entonces los efectos son acumulables, disminuyendo el tiempo de vida útil del transformador, basados principalmente en información de ingeniería histórica y experiencia de campo.

1983 06 01	REVISIONES	1997 03 31	2008 10 01			
------------	------------	------------	------------	--	--	--

3.1.1.1 CATEGORÍA I.

Los límites recomendados están basados en la curva de la figura 3-1, la cual refleja las consideraciones térmicas y mecánicas, debiendo ser aplicada como una curva de protección para fallas que ocurran ya sea frecuentemente o no.

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

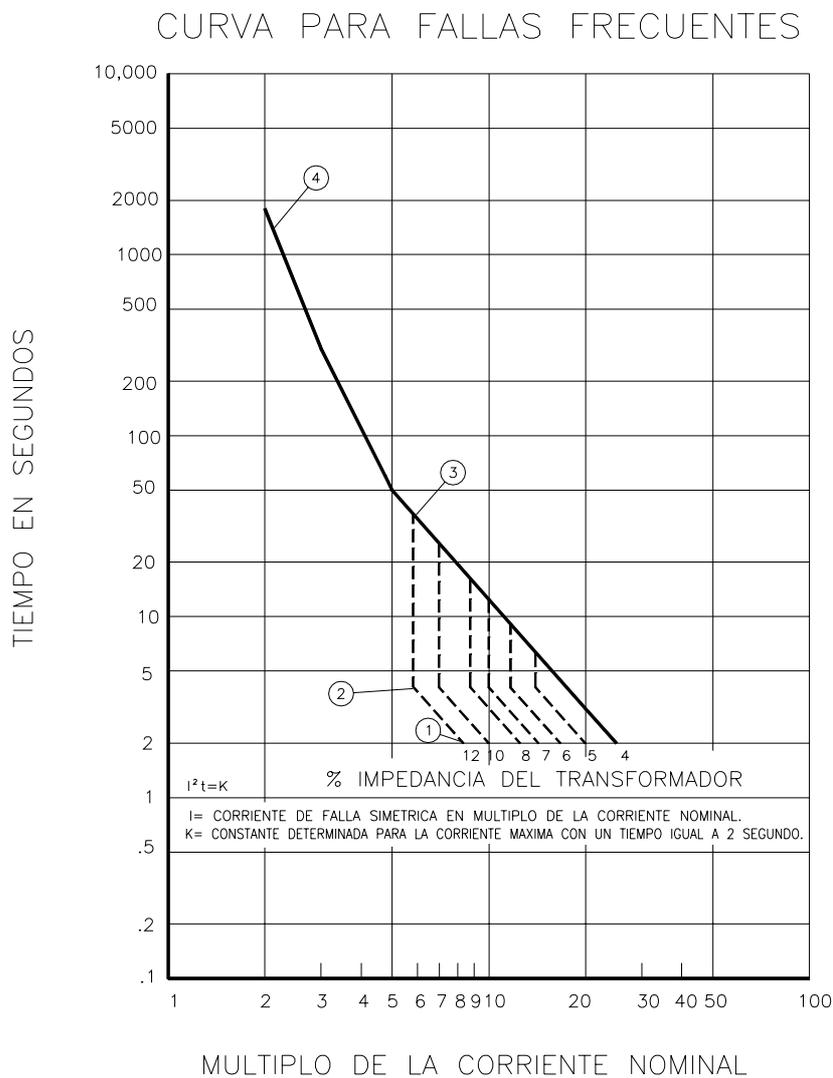


**FIGURA 3-1
TRANSFORMADORES CATEGORÍA I**

3.1.1.2 CATEGORÍA II.

En esta categoría se contemplan dos curvas una para fallas frecuentes (figura 3-2) y otra para fallas no frecuentes (figura 3-3), donde la frecuencia de falla se refiere al número de fallas con magnitud mayor al 70% de la máxima posible. Falla frecuente: Se considera falla frecuente cuando ocurren más de 10 en la vida del transformador.

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



**FIGURA 3-2
TRANSFORMADORES CATEGORÍA II**

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

CURVA PARA FALLAS NO FRECUENTES

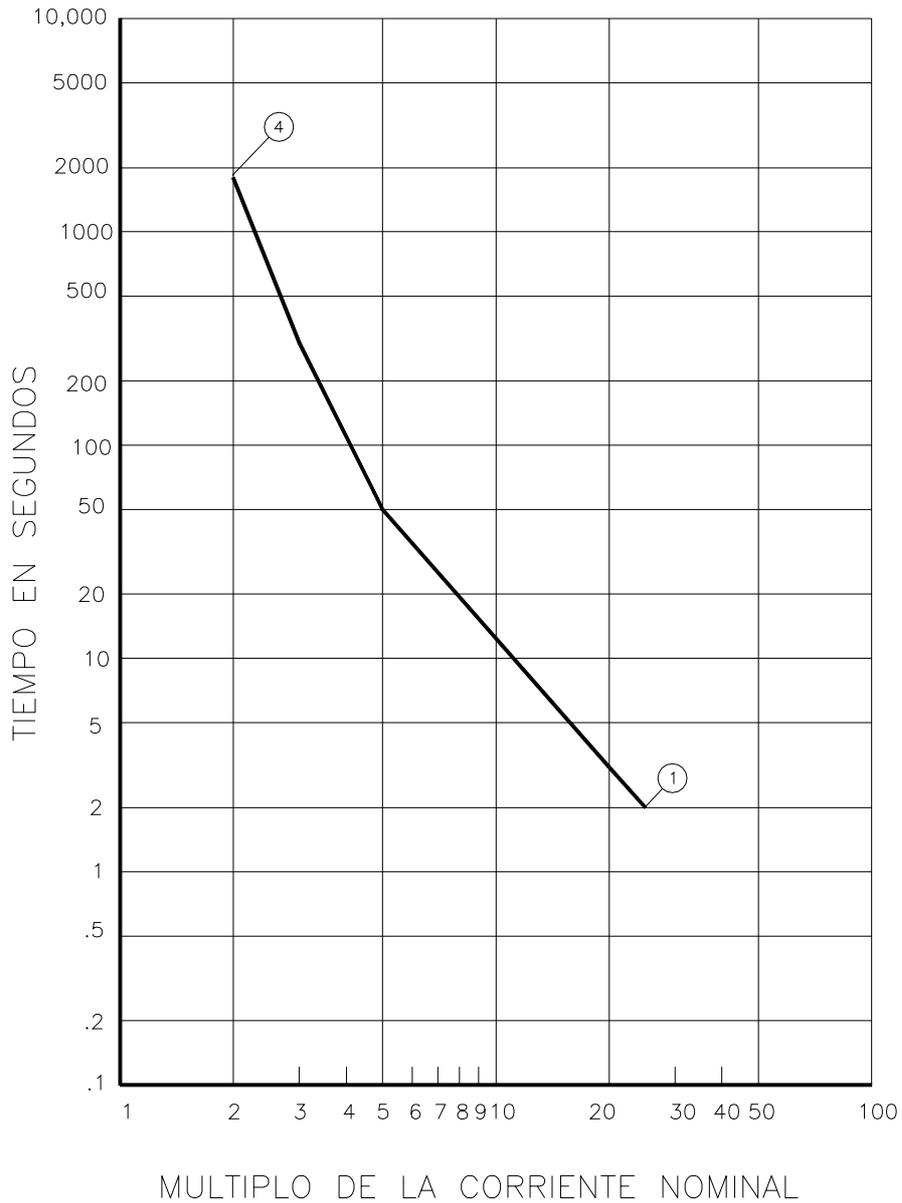


FIGURA 3-3
TRANSFORMADORES CATEGORÍA II

3.1.1.3 CATEGORÍA III.

En esta categoría también se consideran dos curvas, una para fallas frecuentes (figura 3-4) y otra para fallas no frecuentes (figura 3-5), en donde frecuencia de falla se considera la ocurrencia de mas de 5 en la vida del transformador, con una magnitud mayor al 50% de la máxima posible. La curva para fallas frecuentes refleja los daños térmicos y mecánicos, en la cual se debe considerar la impedancia del transformador, para fallas superiores al 50% de la corriente máxima posible, donde se obtiene esta parte de la curva con la formula I^2t para el caso de daño mecánico.

CURVA PARA FALLAS FRECUENTES

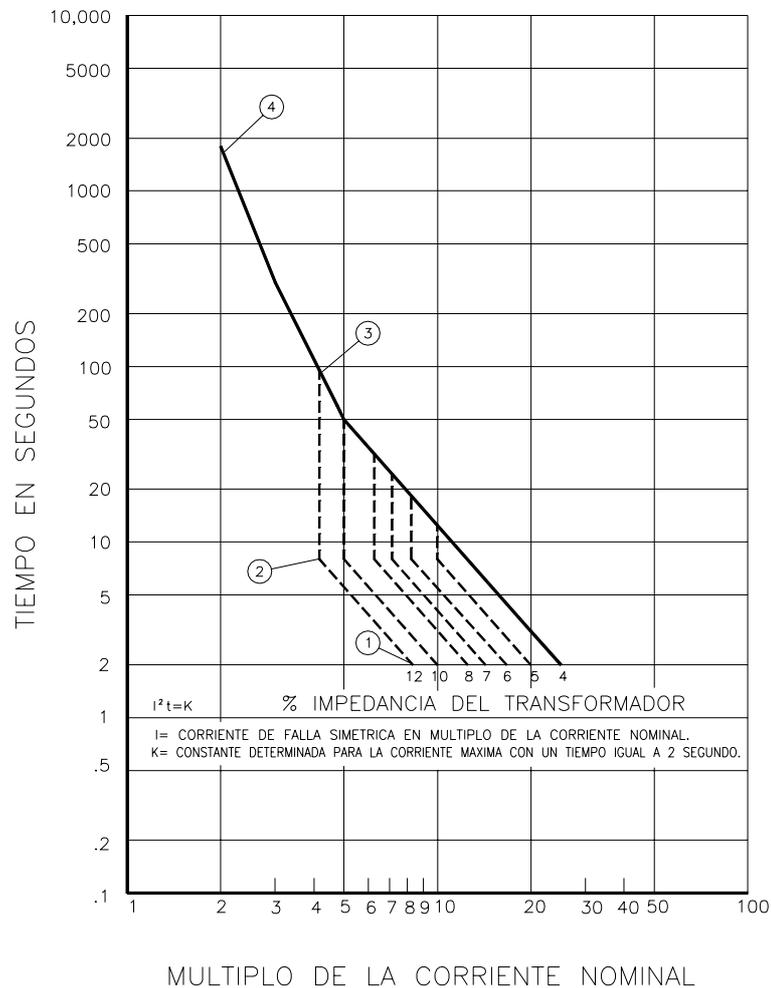


FIGURA 3-4
TRANSFORMADORES CATEGORÍA III

La curva para fallas no frecuentes refleja solamente los daños térmicos, la cual no depende de la impedancia del transformador. Esta curva puede usarse también para protección de respaldo donde el transformador se expone a fallas frecuentes normalmente libradas por relevadores rápidos.

CURVA PARA FALLAS NO FRECUENTES

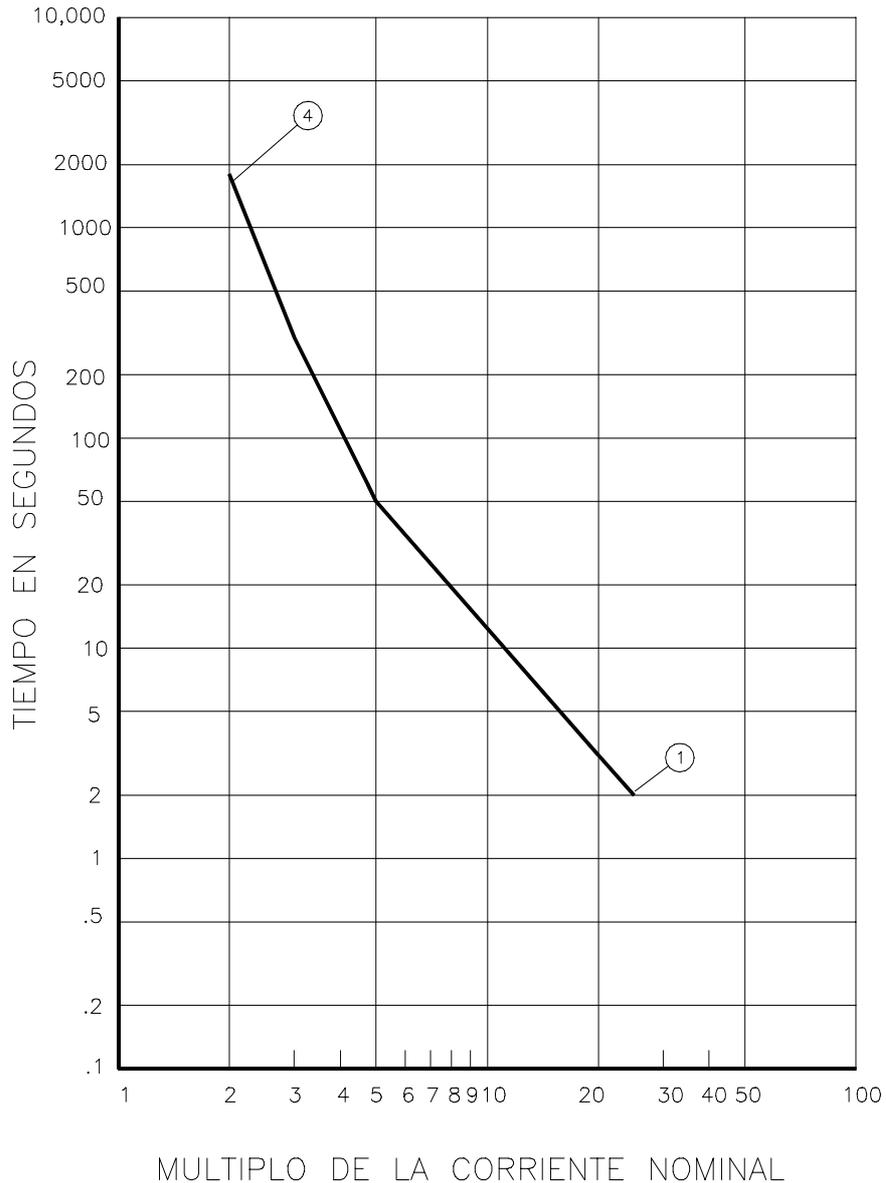
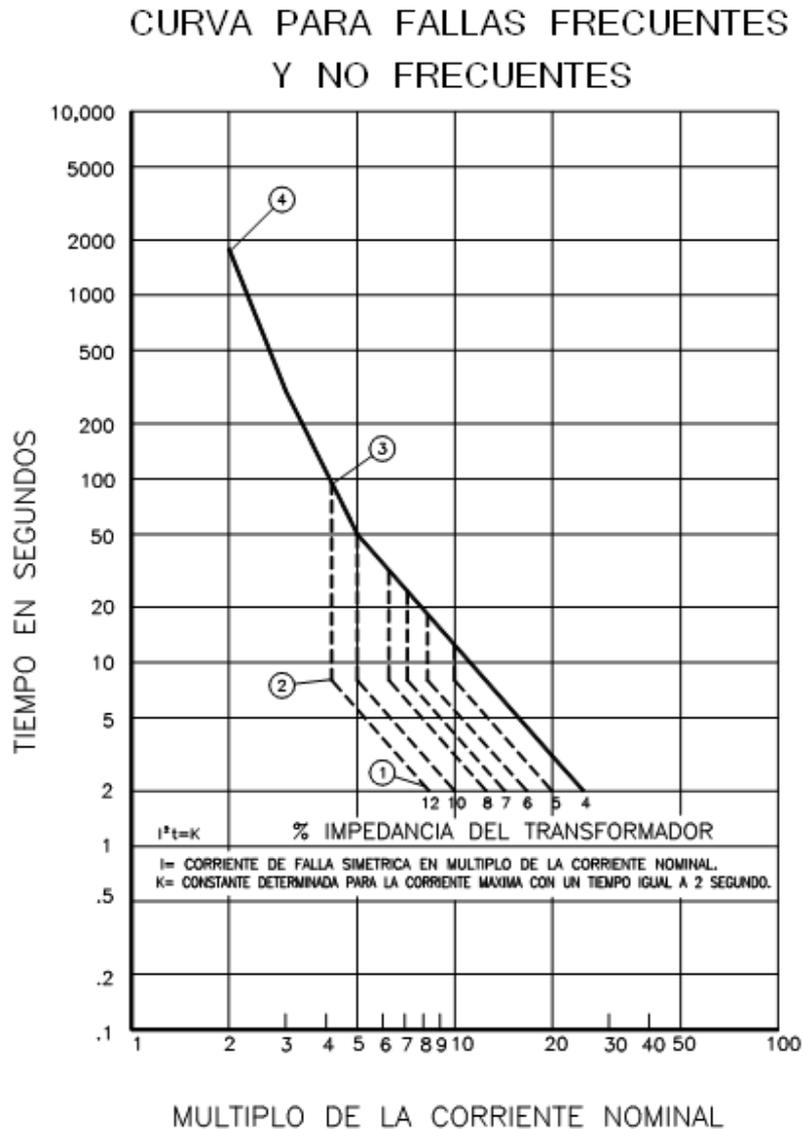


FIGURA 3-5
TRANSFORMADORES CATEGORÍA III

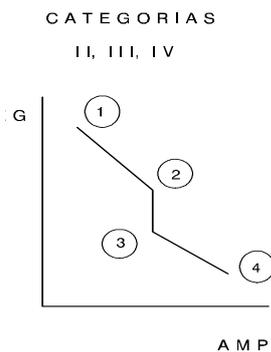
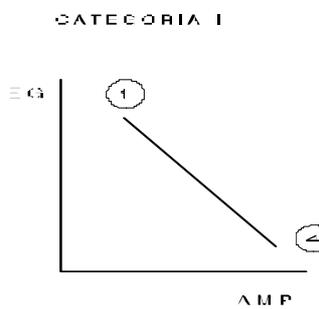
3.1.1.4 CATEGORÍA IV.

La curva de la figura 3-6, refleja ambas consideraciones mecánicas y térmicas y deberá aplicarse tanto para fallas frecuentes como para no frecuentes, de forma similar como para la categoría III la parte de la curva mayor al 50% de la corriente máxima posible depende de la impedancia del transformador.



Con el objeto de facilitar la representación gráfica de la curva de daño del transformador (o curva ANSI), se han desarrollado ecuaciones que definen dicha curva; la cual puede obtenerse, dependiendo de la categoría, mediante la unión de 2 o 4 puntos. En la tabla 3-2 se muestran dichas ecuaciones con las que se obtienen las coordenadas tiempo-corriente que definen cada punto.

TABLA 3-2.- DETERMINACION DE PUNTOS COORDENADOS T-I PARA DEFINIR LA CURVA ANSI DE UN TRANSFORMADOR



PUNTO	CATEGORIA	TIEMPO	CORRIENTE
1	I	$T = 1250(Zt)^2$	$I = \frac{\ln}{Zt}$
	II, III, IV	$T = 2$	
2	II	$T = 4.08$	$I = \frac{\ln}{Zt} \times 0.7$
	III, IV	$T = 8.0$	$I = \frac{\ln}{Zt + Zs} \times 0.5$
3	II	$T = 2551 \times (Zt)^2$	$I = \frac{\ln}{Zt} \times 0.7$
	III, IV	$T = 5000 \times (Zt + Zs)^2$	$I = \frac{\ln}{Zt + Zs} \times 0.5$
4	I, II, III, IV	$T = 50$	$I = \ln \times 5$
PARTE DE LA CURVA TERMICA	I, II, III, IV	$T = 60$	$I = \ln \times 4.75$
		$T = 300$	$I = \ln \times 3$
		$T = 1800$	$I = \ln \times 2$



Cabe señalar que las variables involucradas en las expresiones matemáticas de la tabla 3-2, corresponden a lo siguiente:

- T** Tiempo en segundos
- I** Corriente en amperes
- Z_t** Impedancia del transformador referida a su capacidad OA, expresada en p.u.
- Z_s** Impedancia equivalente del sistema hasta el punto de conexión de este con el transformador, referida a la capacidad OA del transformador y expresada en p.u.
- I_n** Corriente nominal del transformador en su capacidad OA, expresada en amperes

3.1.2 CORRIENTE DE MAGNETIZACIÓN.

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

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

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

El valor máximo de esta corriente de magnetización se puede obtener de la tabla 3-3 y debe considerarse para prevenir operaciones de la protección en falso al energizar el transformador.

--	--	--	--	--	--

TABLA 3-3.- MAGNITUD DE LA CORRIENTE DE MAGNETIZACIÓN PARA TRANSFORMADORES

CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR (KVA)	CORRIENTE DE MAGNETIZACIÓN O INRUSH (rms)
500 A 2500	8 x I _{nom.}
MAYOR DE 2500	10 - 12 x I _{nom.}

3.1.3 CORRIENTE DE CARGA FRÍA.

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

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

En cuanto al tiempo promedio de duración de esta corriente transitoria, puede tomarse con bastante exactitud un valor de 1 segundo.

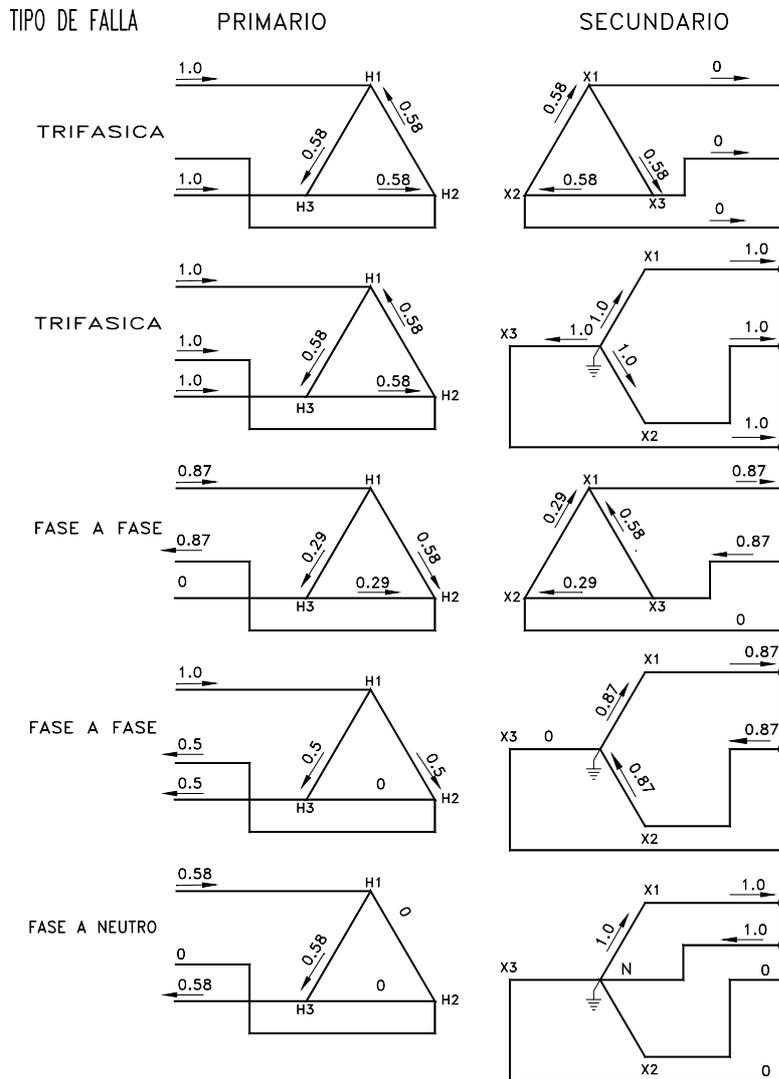
3.1.4 CONEXIONES DE TRANSFORMADORES.

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

Como ejemplo se considera la conexión Delta-Estrella para falla de fase a tierra (monofásica), cuando se presenta una falla en el devanado secundario fluye una corriente de 1.0 p.u., en tanto que por las fases involucradas de alta tensión circula el 0,58 p.u.

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

En la figura 3-7 se muestran los valores de corriente en p.u. en el lado primario para los diferentes tipos de fallas secundarias.



CORRIENTE DE FALLA TRIFASICA (I) = $\frac{\text{CORRIENTE DE CARGA TRIFASICA (I}_{FL})}{\text{IMPEDANCIA DE TRANSF. P.U. (Z)}} = 1.0 \text{ P.U.}$

NOTA - CONSIDERANDO RELACION UNITARIA DEL TRANSFORMADOR.

FIGURA 3-7
COMPORTAMIENTO DE LAS CORRIENTES DE FALLA PARA DIFERENTES
CONEXIONES DE TRANSFORMADORES, MOSTRANDO CORRIENTES DE FASE Y
LINEA EN P.U.

3.1.5 EJEMPLO.

A continuación se presenta un ejemplo en donde se obtiene la curva de daño y se ilustran las consideraciones para la protección por medio de fusibles instalados en el lado de alta tensión. A este respecto cabe señalar que este tipo de protección se analiza con más detalle en el capítulo 5 de este procedimiento.

Las figuras 3-8 y 3-9 muestran las características tiempo-corriente de un transformador de potencia y de su protección a base de fusibles, tanto para falla trifásica como para falla de fase a tierra respectivamente, para un transformador de 7.5/9.3/75 MVA, 115/13.8 KV con una impedancia de 8.33%, en la base de 7.5 MVA, conexión Delta-Estrella, y considerando bus infinito para efectos de cortocircuito, es decir, $Z_s = 0$.

- Este transformador de acuerdo a su capacidad corresponde a la categoría III.
- La construcción de la curva de daño para fallas frecuentes es como sigue:

Corriente nominal a 7.5 MVA = 313.8 A

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

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

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

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

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

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

- Este transformador está protegido por un juego de fusibles de potencia tipo SMD2B- 40E de 40 A, curva lenta (TCC 119-1) para 115 kV. cuyas características se gráficán referidas a la tensión base de 13.8 KV.



- Tomando en consideración que los fusibles se encuentran instalados en 115 kV. para el análisis de falla a tierra, mostrado en la figura 3-9, la curva del fusible es desplazada multiplicando los valores de corriente por 1.732 ($1/\sqrt{0.58}$).
- Las gráficas de la figuras 3-8 y 3-9 muestran el comportamiento del fusible seleccionado que protege adecuadamente al transformador al impedir que cualquier sobrecorriente permanezca el tiempo suficiente antes que el transformador se dañe.

--	--	--	--	--	--

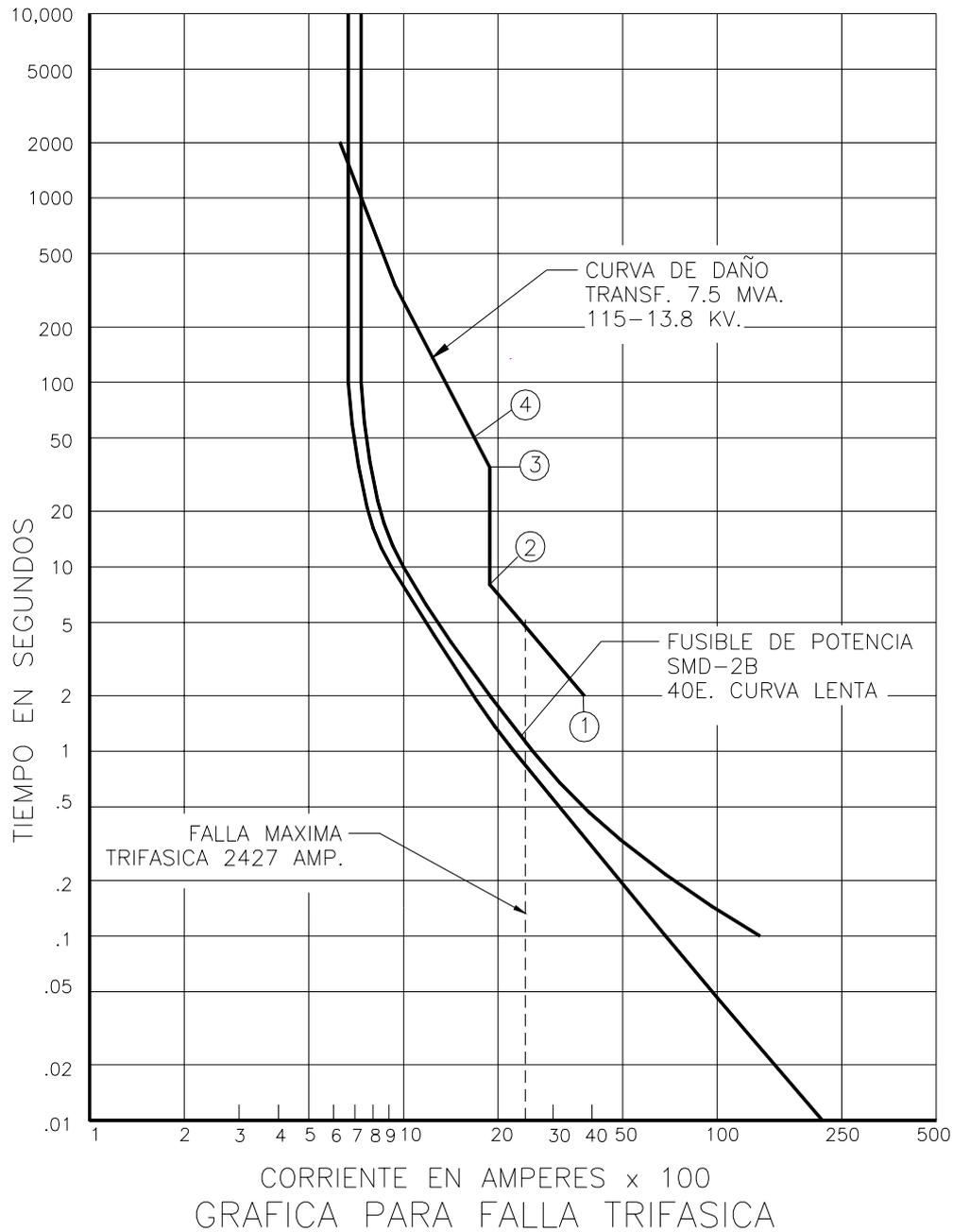


FIGURA 3-8
GRÁFICA PARA FALLA TRIFÁSICA

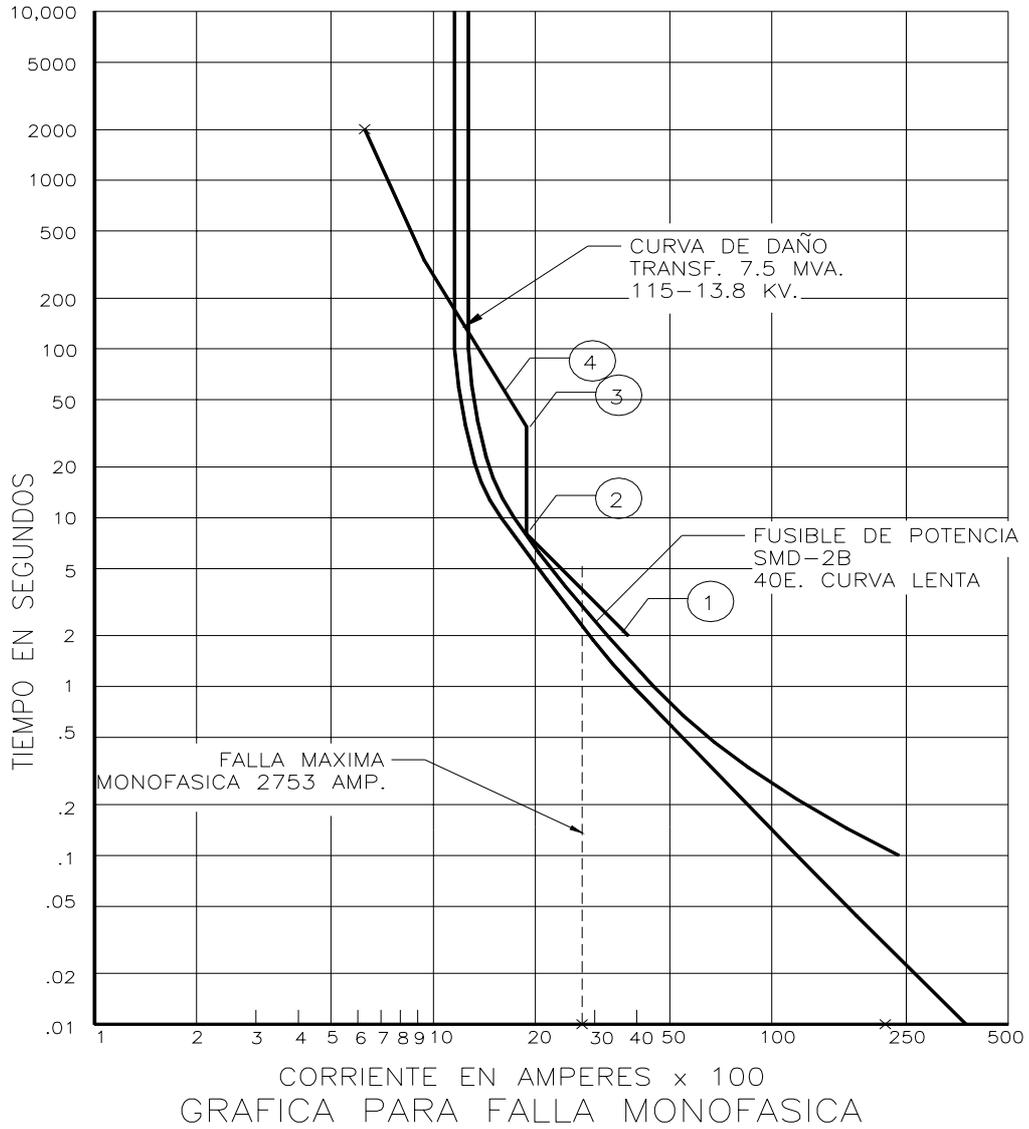


FIGURA 3-9
GRÁFICA PARA FALLA MONOFÁSICA

3.2 MODELADO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Siendo el transformador de potencia el equipo mas costoso en la subestación es necesario realizar varias pruebas con el modelado, para lograr la proximidad a la realidad, en las cuales se toma en cuenta el por ciento de impedancia para cada transformador, la cual se obtiene con prueba de cortocircuito, así como la dispersión de flujos entre el primario y secundario, otro valor importante para la simulación es el valor de pérdida del equipo.

3.2.1 MODELACIÓN DE TRANSFORMADORES EN ASPEN ONELINER.

Debido a que la simulación en Aspen OneLiner, se realiza para cortocircuito y flujo de potencia los datos a considerar son relativamente fáciles de calcular, como son: potencia a los diferentes grados de enfriamiento, por ciento de impedancia para cada uno de estos pasos, reactancia de secuencia positiva y cero en PU. Conexión interna, y tensión nominal de operación, así como la susceptancia en los buses de amarre al sistema.

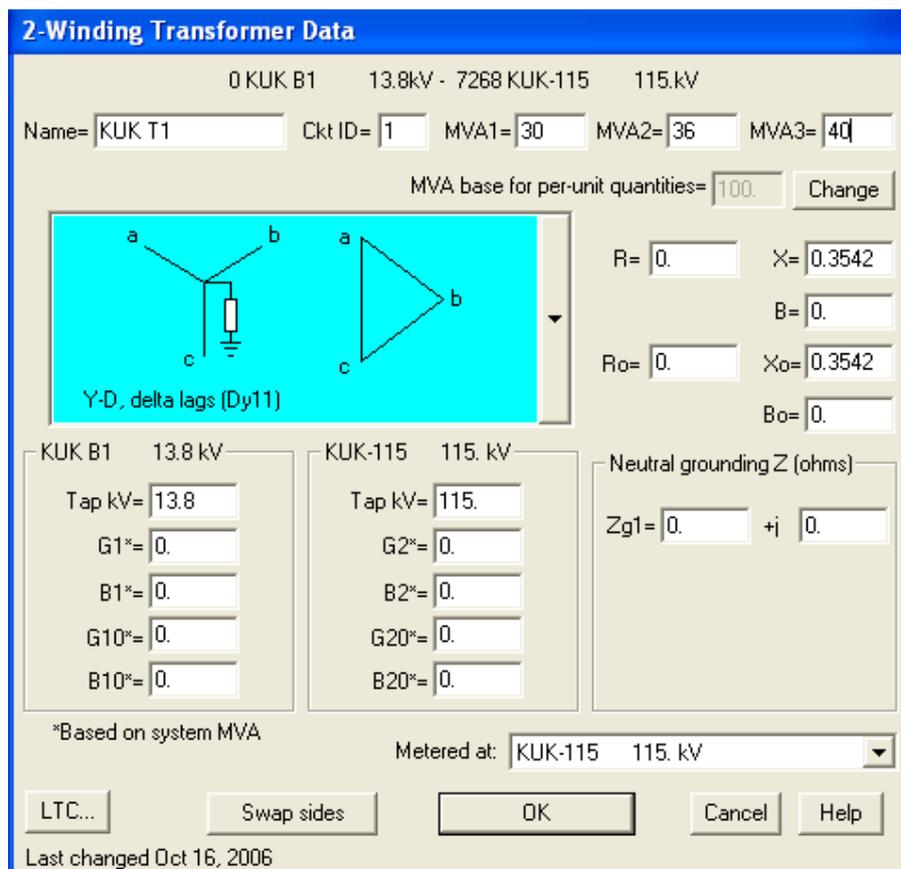


Figura 3-10. Simulación en Aspen OneLiner

3.2.2 SIMULACIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN ATPDRAW

Ya que este programa es capaz de realizar simulaciones transitorias y estables se requiere ingresar valores para un transformador con saturación, de no ser así no tendríamos valores reales de cortocircuito; ATPDraw tiene la opción de modelar transformadores ideales que para el caso en CFE no son de utilidad, datos a ingresar: tensión, resistencia, inductancia en lado primario y secundario, conexión, ángulo de desfase entre primario y secundario. Y característica de dispersión de flujo entre devanados.

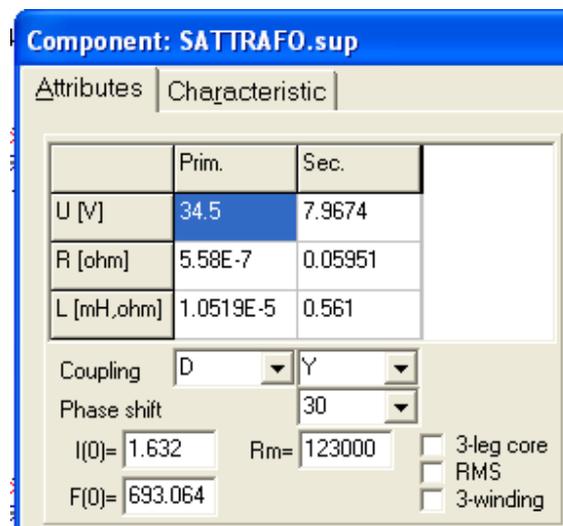


Figura 3.11. Simulación en ATPDraw



3.3 CONDUCTORES Y CABLES.

De la misma manera que las corrientes de falla afectan al transformador, se debe considerar que estas corrientes elevan la temperatura de los conductores de las líneas; por lo cual es necesario conocer el comportamiento de los conductores durante esta condición.

Las normas eléctricas establecen que para los conductores de mas de 600 Volts el dispositivo de protección podrá ser ajustado al 600% de la ampacidad del conductor, sin embargo, es conveniente incluir la gráfica de la curva de daño de los conductores al realizar el análisis de las características de operación tiempo-corriente de los elementos del sistema eléctrico.

3.3.1 CONDUCTORES EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Los conductores eléctricos utilizados en los sistemas de distribución están determinados por cuatro factores básicos:

- a) Eléctricos.- Perdidas, ampacidad, resistencia, configuración, factores de carga y de coincidencia.
- b) Mecánicos.- Carga de ruptura del conductor, flecha, temperatura y presión del viento.
- c) Económicos.- Costos de inversión, costo de perdidas, vida útil, material del conductor, costo de operación y mantenimiento, tipo de cambio de dolar y tasa de interés.
- d) Ambientales.- Temperatura, viento, contaminación salina y contaminación industrial.

Cuando un conductor va a ser seleccionado se deberán tener en cuenta los factores antes mencionados, los calibres y tipos de conductores empleados en nuestro país, se indican en las siguientes tablas:

1983 06 01	REVISIONES	1997 03 31	2008 10 01			
------------	------------	------------	------------	--	--	--



TABLA 3-4.- CALIBRES UTILIZADOS EN LÍNEAS AÉREAS DE SUBTRANSMISIÓN

TENSION ELECTRICA PREFERENTE (KV)	CALIBRE (KCM/AWG)	MATERIAL	CAPACIDAD MÁXIMA (AMP)	EQUIVALENTE EN CONDUCTIVIDAD	APLICACIÓN ZONAS
115	900	ACSR	1240	Cu-750	Sin corrosión
115/69	795	ACSR	1090	Cu-500	Sin corrosión
115/69	477	ACSR	810	Cu-250	Sin corrosión
	496.4	ACSR/AS	810	Cu-250	Con corrosión
115/69	336.4	ACSR	530	Cu-4/0	Sin corrosión
	350.1	ACSR/AS	530	Cu-4/0	Con corrosión
	266	ACSR	460	Cu-3/0	Sin corrosión
	277.7	ACSR/AS	460	Cu-3/0	Con corrosión
69	3/0	ACSR	300	Cu-1/0	Sin corrosión
	3/0	ACSR/AS	300	Cu-1/0	Con corrosión
	1/0	ACSR	230	Cu-2	Sin corrosión
	1/0	ACSR/AS	230	Cu-2	Con corrosión

La ampacidad esta basada en temperatura máxima de diseño de 75° C, temperatura ambiente 25° C.

TABLA 3-5.- CALIBRES UTILIZADOS EN CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN AÉREOS

TENSION ELECTRICA PREFERENTE (KV)	CALIBRE (KCM/AWG)	MATERIAL	CAPACIDAD MÁXIMA (AMP)	APLICACIÓN
34.5-23-13.8	336	ACSR	530	Troncales
	336	AAC	500	Troncales
	266.8	ACSR	460	Troncales
	266.8	AAC	430	Troncales
	3/0	Cu	420	Troncales
	3/0	ACSR	300	Troncales-Ramales
	3/0	AAC	300	Troncales-Ramales
	1/0	Cu	310	Troncales-Ramales
	1/0	ACSR	230	Troncales-Ramales
	1/0	AAC	245	Troncales-Ramales
	2	Cu	230	Troncales-Ramales
	2	ACSR	180	Ramales
	4	Cu	170	Ramales
	4	AAC	120	Ramales
	6	Cu	120	Ramales
8	Cu	90	Ramales	

La capacidad esta basada en temperatura máxima de diseño 75° C, temperatura ambiente 25° C.



TABLA 3-6.- CALIBRES UTILIZADOS EN CIRCUITOS SECUNDARIOS A TENSIONES DE 127 Y 240V

MATERIAL	CALIBRE (AWG)	CAPACIDAD MÁXIMA (AMP)	APLICACIÓN
DESNUDOS			
ACSR	3/0	300	líneas aéreas y no arboladas
AAC	3/0	300	
Cu	1/0	310	
ACSR	1/0	230	
AAC	1/0	245	
Cu	2	230	
ACSR	2	180	
Cu	4	170	
Cu	6	120	
AAC	4	120	
Cu	8	90	
FORRADOS			
Múltiple-Cu (3+1) y (2+1)	3/0	310	líneas aéreas y zonas arboladas preferentemente
Múltiple-Al (3+1) y (2+1)	3/0	300	
Múltiple-Cu (3+1) y (2+1)	1/0	230	
Múltiple-Al (3+1) y (2+1)	1/0	245	
Múltiple-Cu (3+1) y (2+1)	2	170	
Múltiple-Al (3+1) y (2+1)	2	160	
Forado Cu	3/0	310	
Forado Cu	1/0	230	
Forado Cu	2	170	



TABLA 3-7.- CONDUCTORES MÚLTIPLES UTILIZADOS EN ACOMETIDAS DE BAJA TENSIÓN 127 Y 240 VOLTS

CONDUCTORES DE COBRE			
DESIGNACIÓN	CONDUCTOR DE FASE CALIBRE AWG	CONDUCTOR MENSAJERO CALIBRE AWG	CAPACIDAD EN AMPERES
(1+1)	6-10	10	30
(1+1)	8	8	45
(1+1)	4	4	85
(2+1)	8	8	45
(2+1)	6	6	65
(2+1)	4	4	85
(2+1)	1/0	4	230
(3+1)	8	8	45
(3+1)	4	4	85
(3+1)	2	4	170
(3+1)	1/0	2	230
(3+1)	3/0	1/0	3/0
CONDUCTORES DE ALUMINIO			
(1+1)	6	6	45
(2+1)	6	6	45
(2+1)	2	2	65
(2+1)	1/0	1/0	170
(3+1)	6	6	45
(3+1)	4	4	65
(3+1)	2	2	85
(3+1)	1/0	2	170
(3+1)	3/0	1/0	230

* Temperatura ambiente 30° C.

TABLA 3-8.- CONDUCTORES UTILIZADOS EN SISTEMAS SUBTERRÁNEOS

CONDUCTORES DE COBRE Y ALUMINIO				
TENSIÓN KV	MATERIAL AISLANTE	CALIBRE AWG-KCM		APLICACIÓN
115-69	ETILENO-PROPILENO O PROPILENO DE CADENA CRUZADA	1250 1000 750 500		LÍNEAS DE SUBTRANSMISION SUBTERRÁNEAS
35-25-15	ETILENO-PROPILENO O PROPILENO DE CADENA CRUZADA	1/0 2/0 3/0 4/0 250 350 500 600 750 900 1000		CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEOS
CONDUCTORES DE ALUMINIO				
TENSION KV	MATERIAL AISLANTE	FASE	NEUTRO	APLICACIÓN
0.240-0.127	POLIETILENO CADENA CRUZADA EN CONFIGURACIÓN UNIPOLAR, DUPLEX, TRIPLEX O CUADRUPLEX	4 2 1/0 2/0 3/0 4/0 250	4 4 2 2 1/0 2/0 3/0	ACOMETIDAS Y REDES SECUNDARIAS

Enseguida se muestran las gráficas o curvas de daño para los conductores de aluminio, ACSR, cobre desnudo y cable de energía EPR y XLP con conductor de cobre y aluminio.

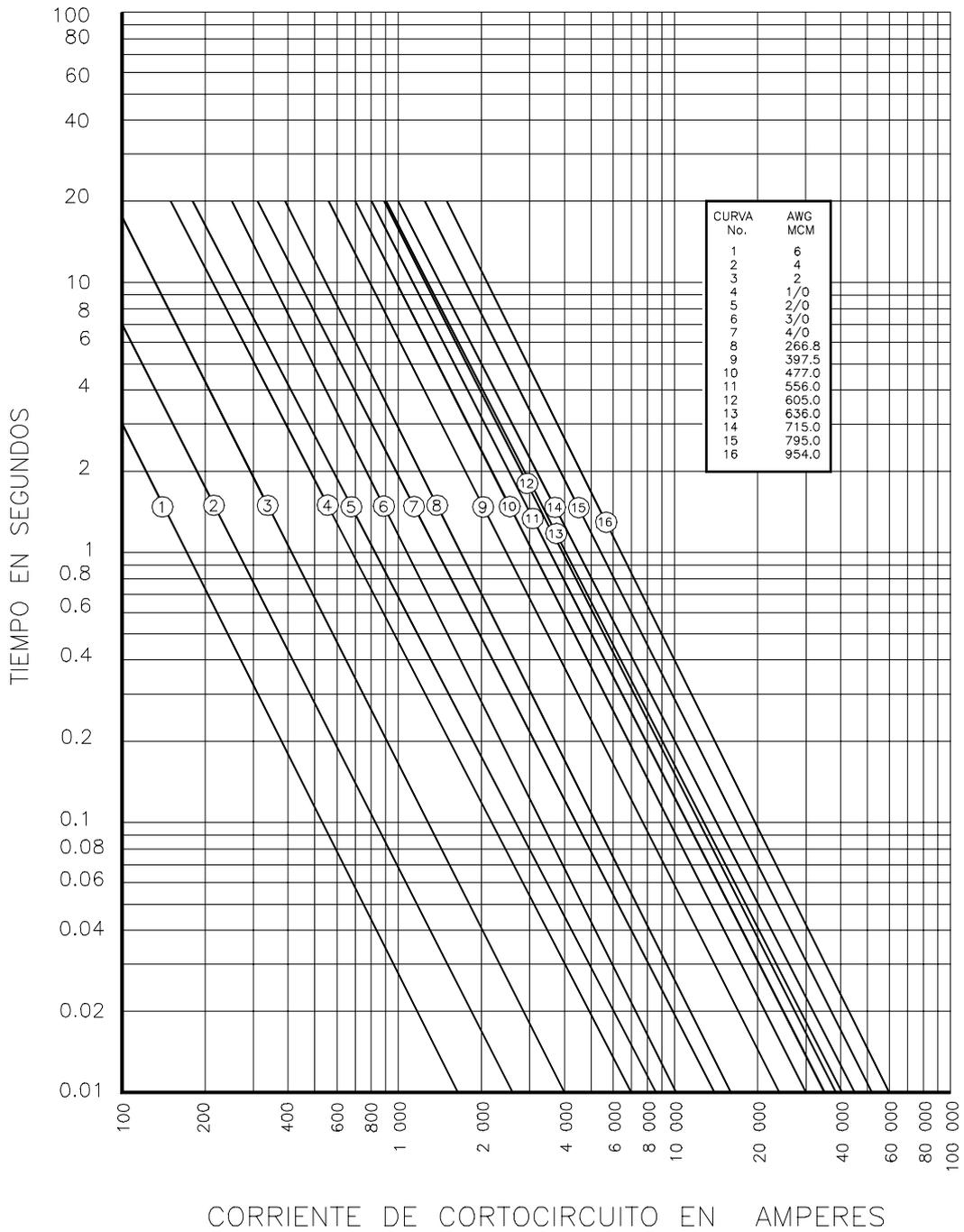


FIGURA 3-11

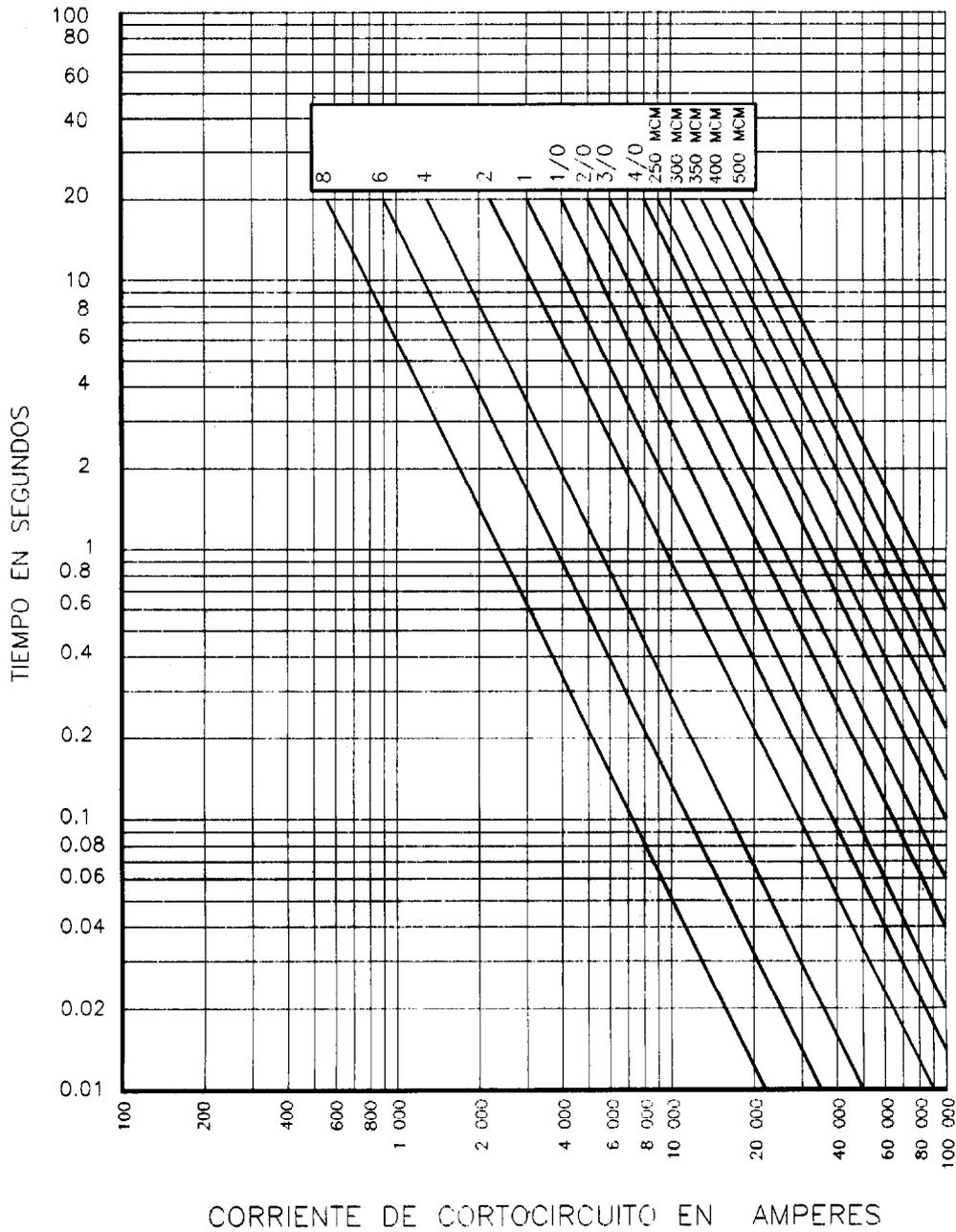


FIGURA 3-12

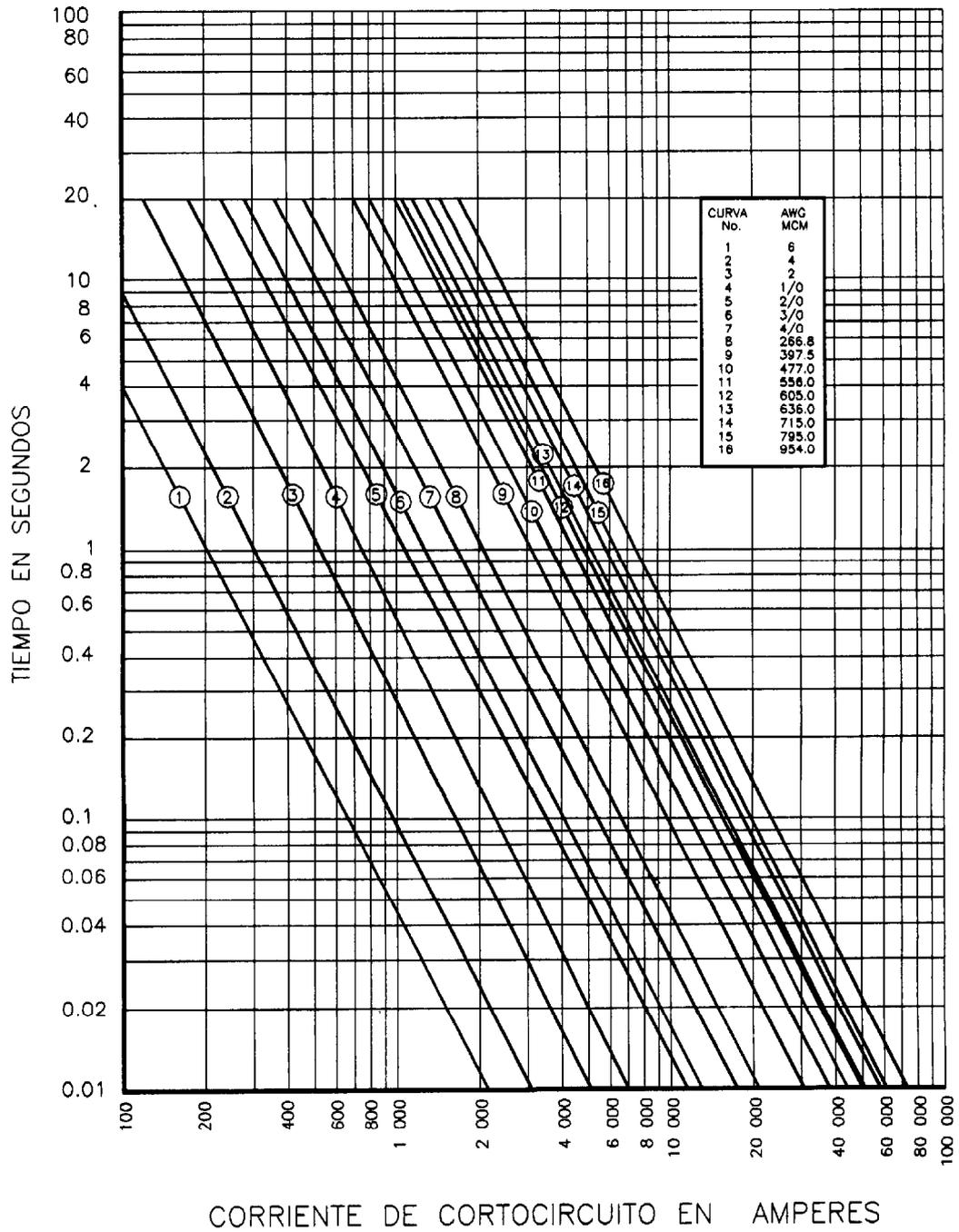


FIGURA 3-13

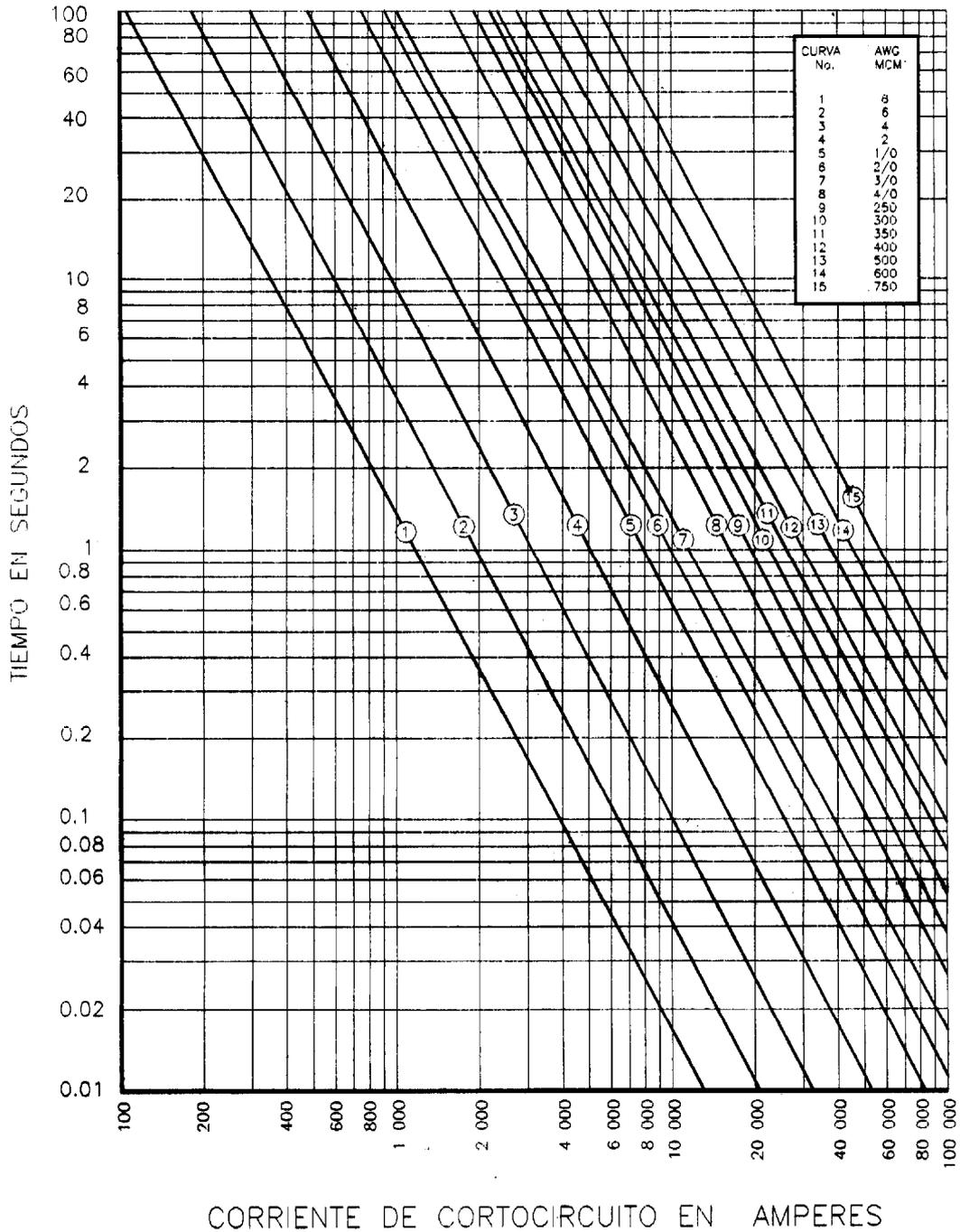


FIGURA 3-13
CURVAS DE DAÑO PARA CABLES DE ENERGIA XLP o EPR CONDUCTOR DE COBRE

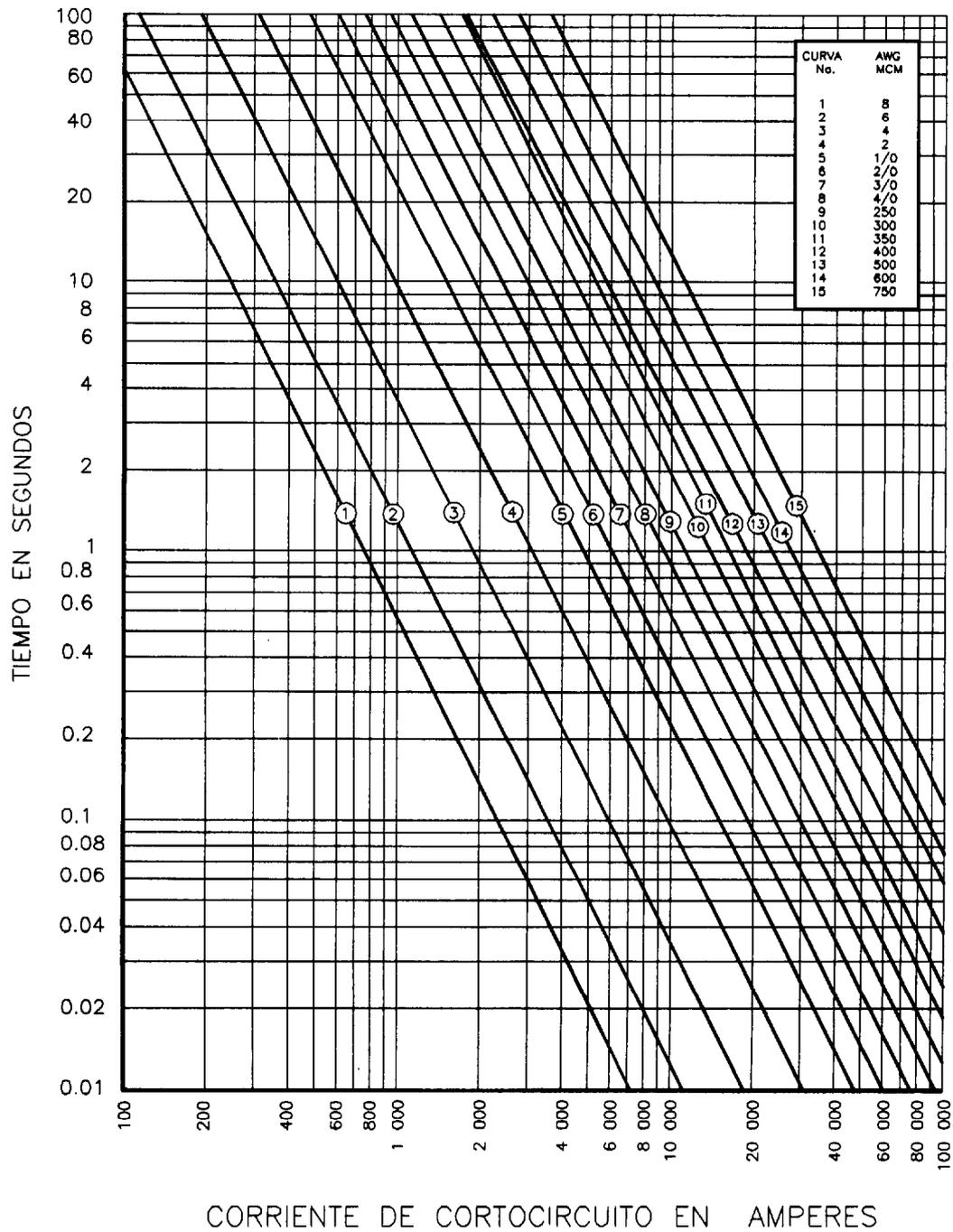


FIGURA 3-15

ALUMINIO

3-28



3.4 MODELADO DE SLT EN ASPEN ONELINER

El programa de modelado Aspen OneLiner utiliza una referencia de impedancias en PU, KV base 115 y 100 MVA bases, pero lo cual se debe de contar con los siguientes datos para el correcto modelado del conjunto LT estructura:

- Nombre de la SLT; la cual hace referencia ambos a los buses de ambos extremos, así como nivel de tensión y un numero consecutivo definido por el Área de Control Peninsular (ACP). Ejemplo IBR 73920 MYK, en donde IBR sería la subestación donde se encuentra el interruptor, 73920 el número consecutivo y MYK la subestación destino.
- Longitud; se refiere la longitud total de la SLT en Kilómetros.
- R, X; impedancia de secuencia positiva en PU
- R0, X0; Impedancia de secuencia negativa en PU.
- G1, B1; admitancia de secuencia positiva del bus 1
- G2, B2; admitancia de secuencia positiva del bus 2.
- De ser línea en estructura con parámetros de impedancias mutuas se debe de habilitar la función e ingresar en PU, referidos a la distancia geométrica entre conductores.

--	--	--	--	--	--

Transmission Line Data

7292 MYK-115 115.kV - 7221 IBR-115 115.kV

Name= 73910 Ckt ID= 1

Length= 10.3925 km Type

Branch Parameters

Recompute from table

R= 0.00463 X= 0.04013

R0= 0.03147 X0= 0.11347

G1= 0. B1= 0.00224 G2= 0. B2= 0.00224

G10= 0. B10= 0.00154 G20= 0. B20= 0.00154

Current Ratings (A)

A: 0. B: 0. C: 0. D: 0.

Metered at: MYK-115 115. kV

Mutuals... OK Cancel Help

Last changed Oct 18, 2005

Figura 3-15-A datos para la modelación en Aspen OneLiner

3.4.1 MODELADO DE SLT EN ATPDRAW

La simulación de líneas en AtpDraw se utiliza para pruebas dinámicas en las cuales se considera la distancia geométrica entre conductores, así como el aterrizamiento entre estructuras, para lo cual existen varios tipos de modelado, tales como Bergeron, PI, JMarti, Senlyen y Noda; los cuales varían la forma de cálculo entre ellos, para nuestro caso utilizaremos el modelo de JMartí el cual contempla el tiempo de dispersión de onda el cual nos será de utilidad para la simulación de energización de SLT; para este modelo se requieren los siguientes datos

- Efecto de transposición el cual se refiere a líneas largas y la utilización de trasposiciones para reducir los efectos capacitivos en una sola fase.
- Efecto Piel.
- Frecuencia inicial
- Puntos por década
- Frecuencia Máxima
- Nuevero de décadas

Estos datos son referentes al tiempo de dispersión al energizar. Otros datos importantes para la simulación son las dimensiones del conductor, tales como radio interno, radio externo y resistencia para corriente directa ésta ohms/km CD.

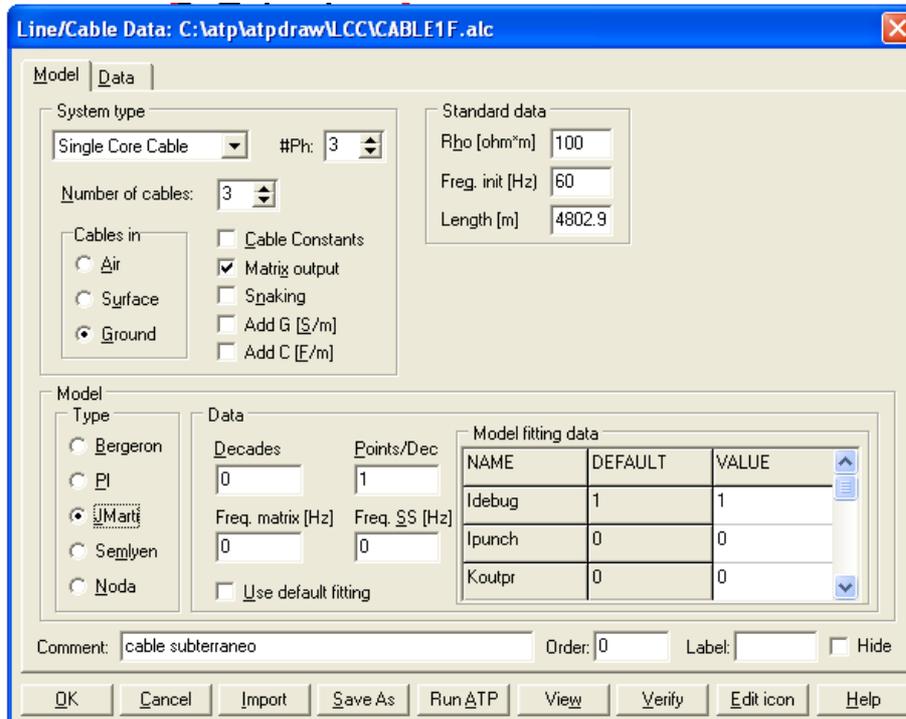


Figura 3.15-B Modelado de SLT en ATPDraw

3.5 CAPACITORES

Para el objetivo de este capítulo los bancos de capacitores no presentan una característica tiempo corriente por el hecho de estar conectados en paralelo con la línea, la característica y recomendaciones para su protección serán tratados en el capítulo 6.

La selección y ajuste de la protección del banco de capacitores debe garantizar que se cumplan los siguientes puntos.

- 1.- Aislar del sistema las unidades cuando se presente una falla evitando con ello la ruptura del tanque y daños al equipo auxiliar o personas que se encuentren cerca de la instalación.
- 2.- Desconectar la unidad con falla o el banco de capacitores sin interrumpir el servicio o la operación de la protección de otros equipos.
- 3.- Desconectar el banco de capacitores cuando el número de unidades falladas en una fase produzcan sobretensión en las fases no falladas.



- 4.- La protección no debe operar por disturbios transitorios del sistema.
- 5.- No debe operar con la corriente y tensión nominal del sistema.

De lo anterior se puede concluir que la protección de un banco de capacitores no trata de proteger al capacitor en si, sino de aislar la unidad fallada para evitar daños mayores.

El valor limite de ruptura del tanque de un capacitor es un factor se debe considerar para la selección de la protección de bancos y unidades de capacitores. Los fabricantes proporcionan gráficas tiempo-corriente donde se encuentran trazadas las curvas de probabilidad de ruptura de tanques debido a arcos internos.

Estas gráficas están en función de la capacidad de la unidad de referencia y están formadas por las siguientes zonas:

- Zona segura: Incluye un daño no mayor que una ligera deformación del empaquetamiento.
- Zona uno: Es adecuada para instalaciones donde la ruptura y/o filtraciones no representa peligro (probabilidad de ruptura del 10 al 50%).
- Zona dos: Debe ser seleccionada cuidadosamente, esta representa una zona donde la ruptura del tanque es violenta (probabilidad de ruptura del 50 al 90 %).
- Zona peligrosa: El riesgo de daño a las unidades adyacentes es elevado por la ruptura violenta del tanque.

En la siguiente figura se representa la curva de probabilidad de ruptura de un capacitor para una falla interna.

1983 06 01	REVISIONES	1997 03 31	2008 10 01			
------------	------------	------------	------------	--	--	--

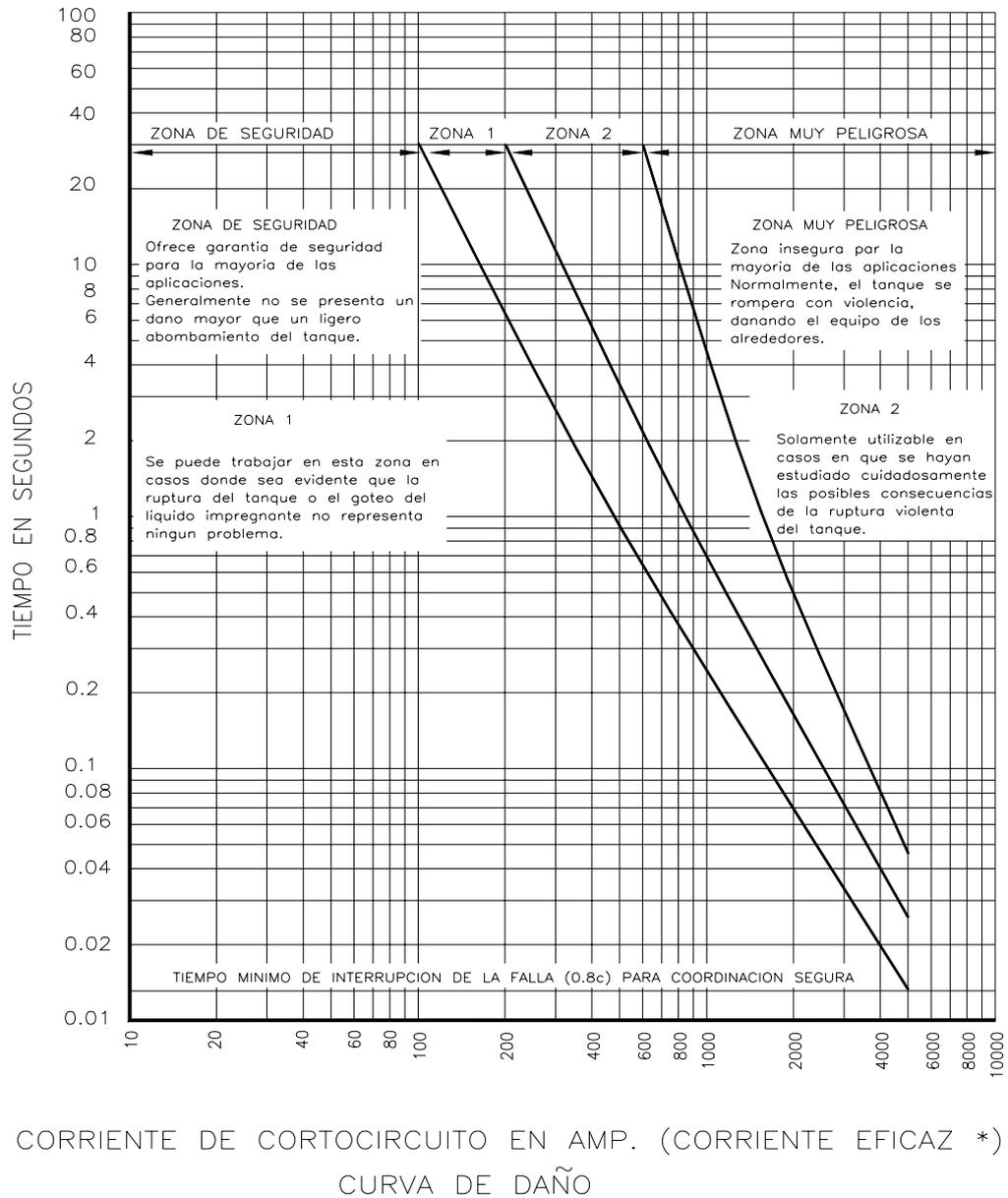


FIGURA 3-16
CURVAS PROBABILISTICAS DE DAÑO PARA CAPACITORES

3.6 REGULADORES DE TENSIÓN Y AUTO-REGULADORES.

Actualmente los reguladores de tensión se fabrican de acuerdo a las normas ANSI C57.15 y a especificación CFE VF000-34.

Los reguladores están diseñados para resistir 25 veces la corriente nominal por un período de 2 segundos y 40 veces por un período de 0.8 segundos en corriente nominal, en caso de tener mayores valores de cortocircuito será indispensable instalarle reactores o en su defecto cambiar los reguladores por otros de mayor capacidad.

La duración de la corriente de corta duración que soporta un regulador sin dañarse varía al cambiar el rango de regulación de acuerdo a la siguiente tabla:

TABLA 3-9.- CAPACIDAD DE CORTO CIRCUITO MÁXIMA QUE SOPORTA LA BOBINA SERIE DE LOS REGULADORES DE TENSIÓN.

RANGO DE REGULACIÓN EN PORCIENTO	CAPACIDAD DE CORRIENTE EN PORCIENTO	TIEMPO EN SEGUNDOS QUE SOPORTA 25 VECES LA CORRIENTE NOMINAL	TIEMPO EN SEGUNDOS QUE SOPORTA 40 VECES LA CORRIENTE NOMINAL
10.00	100	2.0	0.8
8.75	110	1.7	0.6
7.50	120	1.4	0.5
6.25	135	1.1	0.4
5.00	160	0.8	0.3

Sin embargo es de suma importancia el conocer el nivel máximo de cortocircuito monofásico y trifásico que podrá originarse en el punto de instalación ya que en gran medida la selección de la capacidad de regulador será en base al nivel de cortocircuito.

Por lo anterior los interruptores o restauradores del circuito en donde se instalen los reguladores, deben estar coordinados en tal forma que desconecten el circuito en un tiempo menor que los mencionados, evitando así la destrucción del devanado serie de los reguladores.

Deberá de tomarse en cuenta la carga que tendrá como máximo al instalarse el juego de reguladores y la cual no debe de exceder del 70 % de su capacidad nominal con el fin de tener disponibilidad de carga que en el futuro entrara. Por ningún motivo el



cambiador de derivaciones puede estar sujeto a una sobretemperatura mayor de 65 grados centígrados.

3.6.1 EJEMPLO.

Si la carga de un circuito o ramal es de 40 Amperes podría pensarse que un regulador de 50 Amperes es más que suficiente siempre y cuando el nivel de corto circuito no sea mayor de 2000 Amperes y la falla sea despejada en un tiempo no mayor de 0.8 segundos.

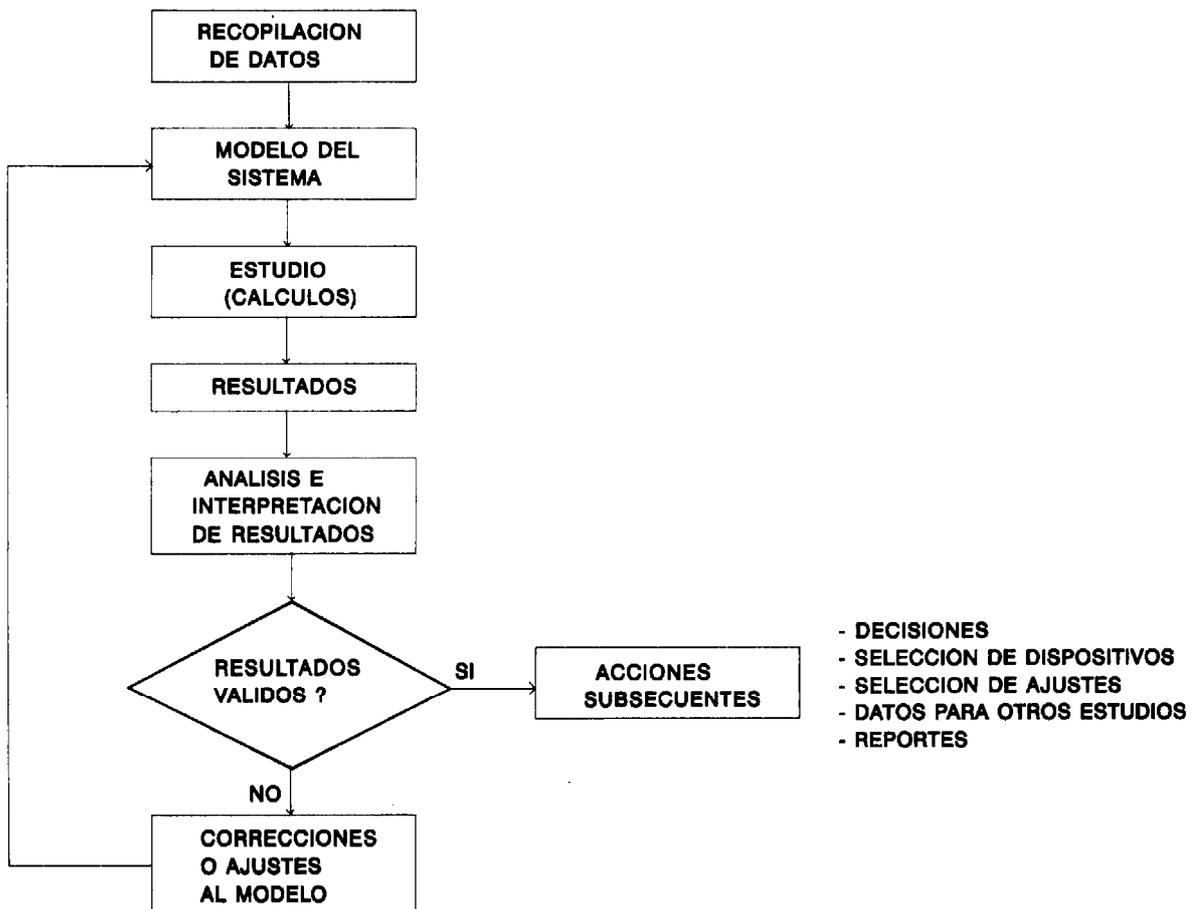
Si el nivel de cortocircuito del lugar donde se instale el equipo, es mayor a dicho límite, por ejemplo de 5000 Amperes, la capacidad mínima del regulador debe ser de cuando menos 125 Amperes, aunque la carga sea solo de 40 Amperes.

1983 06 01	REVISIONES	1997 03 31	2008 10 01			
------------	------------	------------	------------	--	--	--

CAPITULO 4 HERRAMIENTAS PARA EL ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

En este capítulo, se proporcionan los elementos necesarios para obtener el modelo del Sistema de Distribución, revisando los cálculos y estudios requeridos para llevar a cabo la coordinación de protecciones.

En general, los estudios que se efectúan a los Sistemas Eléctricos se ajustan a la siguiente secuencia:





4.1 RECOPIACIÓN DE DATOS.

El paso inicial para llevar a efecto cualquier estudio a un Sistema Eléctrico es recabar los datos característicos de los elementos que lo componen.

Para nuestros propósitos, en esta sección se define la terminología de las cantidades que intervienen y se mencionan los datos necesarios para efectuar los cálculos y/o los estudios requeridos en la coordinación de protecciones en Sistemas de Distribución.

4.1.1 TIPOS DE CANTIDADES.

Para efectos de terminología, en esta sección definiremos dos tipos de cantidades:

Datos: Son las cantidades básicas a partir de las cuales se calculan o se obtienen los resultados. Son los datos de entrada para efectuar algún cálculo o proceso.

Resultados: Son las cantidades obtenidas a partir de los datos. Son los resultados de cálculos o procesos.

Esta terminología es relativa, ya que los resultados obtenidos de algún estudio son los datos de entrada para otro.

4.1.2 FUENTES DE DATOS.

Las fuentes de datos son:

- Placas de datos de máquinas
- Diagramas unifilares
- Bases de datos físicos de tramos de líneas
- Bases de datos de ajustes de dispositivos
- Estadísticas de demandas de Subestaciones
- Resultados de cálculos o procesos previos

Es deseable que éstos estén contenidos en archivos de bases de datos para computadora personal de manera que se puedan acceder y obtener selectivamente de acuerdo al cálculo o proceso a efectuar.

--	--	--	--	--	--	--



4.1.3 ALMACENAMIENTO Y MANEJO DE DATOS.

Todos los datos deberán estar contenidos en archivos de base de datos, debiendo éstos ser verificados cuidadosamente para estar seguros de que son los más utilizados y que el sistema será representado con exactitud.

4.1.4 ACTUALIZACIONES.

El grado de confianza en los resultados de los estudios depende en gran parte de los datos en que se basan, por lo tanto es necesario que estos sean actualizados cada vez que existan cambios en los elementos del Sistema de Distribución.

Las revisiones y/o actualizaciones a los archivos maestros de bases de datos deben hacerse al menos una vez al año.

4.1.5 DATOS NECESARIOS PARA LOS CÁLCULOS Y ESTUDIOS REQUERIDOS EN LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.

En la tabla 4-1 se indican de manera resumida dependiendo del estudio por realizar, los datos básicos requeridos así como los resultados buscados con cada tipo de estudio o cálculo.

Por otra parte se señalan en la última columna, las acciones o estudios subsecuentes por realizar, derivados del primer cálculo o estudio desarrollado.

1983 06 01	REVISIONES	1997 03 31	2008 10 01			
------------	------------	------------	------------	--	--	--



TABLA 4-1.- DATOS NECESARIOS PARA LOS CÁLCULOS Y ESTUDIOS REQUERIDOS EN LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

CALCULO O ESTUDIO	ELEMENTO	DATOS BÁSICOS	RESULTADOS	ACCIÓN O ESTUDIO SUBSECUENTE
REPRESENTACIÓN PU	MAQUINAS	DATOS DE PLACA	IMPEDANCIAS DE SECUENCIA	ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO
	CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN	DIAGRAMAS UNIFILARES		DATOS FÍSICOS DE LOS DIVERSOS TRAMOS DE LÍNEA
CORTO CIRCUITO		MAQUINAS LÍNEAS SISTEMAS	DIAGRAMA DE Z EN PU IMPEDANCIAS DE SECUENCIA EN PU EQUIVALENTES DE THEVENIN DEL SISTEMA EN PU	
	TIPOS DE FALLA		VERIFICAR CAPACIDAD INTERRUPTIVA	
	COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	TC'S	MARCA, TIPO, CLASE, RTC, AJUSTADA, RTCS, DISPONIBLES	RTC RECOMENDADA
RELEVADORES		MARCA, TIPO, CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN, AJUSTES ACTUALES Y RANGOS DISPONIBLES	AJUSTES: TAP PALANCA INSTANTÁNEO	
FUSIBLES		MARCA, TIPO, CAPACIDAD Y CURVA CARACTERÍSTICA	MARCA, TIPO, CAPACIDAD, CURVA DEL FUSIBLE ADECUADO	
RESTAURADORES		MARCA, TIPO, RANGO DE CAPACIDADES, SECUENCIA DE OPERACIONES, DATOS DEL DISPOSITIVO PARA FALLAS A TIERRA	CAPACIDAD SECUENCIA DE OPERACIONES	
TRANSFORMADORES		MVA NOMINALES, TENSIONES, IMPEDANCIAS EN PU, CONEXIÓN	CURVA ANSI DE SOBRECARGA, CARGA FRIA, INRUSH	
SECCIONALIZADORES		MARCA, TIPO, CAPACIDAD Y AJUSTE	CAPACIDAD, SECUENCIA	
CARGA		CARGA MÁXIMA NORMAL, CARGA MÁXIMA DE EMERGENCIAS		
		CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN LOS PUNTOS DE INTERÉS	TIEMPOS DE LIBRAMIENTO DE FALLA	
	CRITERIOS DE COORDINACIÓN			

4.2 MODELADO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.

En la presente sección se definirá la forma de representar cada componente del Sistema de Distribución, de tal manera que puedan llevarse a cabo los estudios requeridos para la coordinación de protecciones.

Se mencionan las expresiones matemáticas que describen el comportamiento de los elementos del sistema, tal que puedan ser cuantificadas sistemáticamente y usadas en programas de computadora.

4.2.1 REPRESENTACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.

El Sistema de Distribución puede ser representado por medio de un diagrama unifilar en el cual se muestra la conectividad que existe entre los diversos componentes del Sistema. Para llegar a dicho diagrama unifilar se parte de lo siguiente:

Se tiene un sistema trifásico, en donde su fuente es perfectamente balanceada, así como la carga; también son iguales las impedancias del equivalente del sistema y líneas conectadas a las tres fases, de tal forma que un conductor imaginario entre el neutro de la fuente y el neutro de la carga lleve una corriente de 0 A.

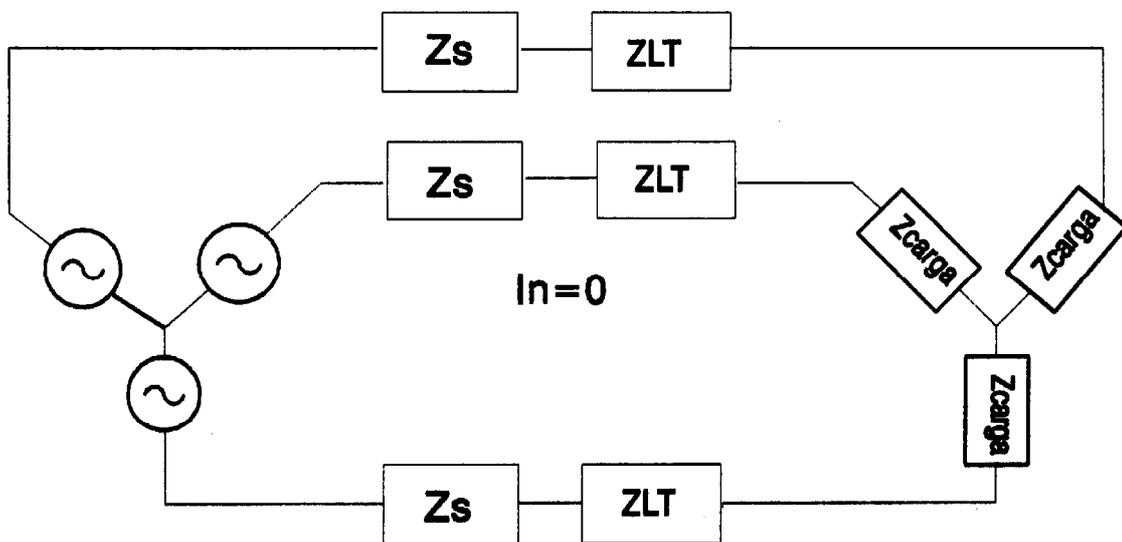
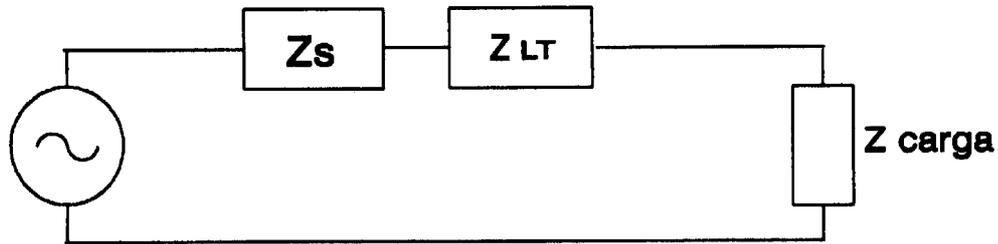
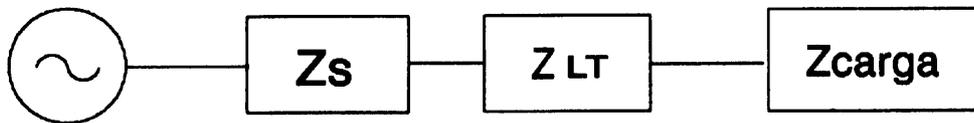


FIGURA 4-1
DIAGRAMA TRIFÁSICO

Bajo estas condiciones el sistema puede ser representado por cualquiera de las siguientes dos figuras:



**FIGURA 4-2
CIRCUITO MONOFASICO EQUIVALENTE**



**FIGURA 4-3
DIAGRAMA UNIFILAR**

La figura 4-2 es conocida como circuito monofásico equivalente, éste es muy útil ya que la solución a las ecuaciones de una sola malla es más fácil de obtener que las correspondientes para la red trifásica. Para determinar la solución completa, solamente es necesario estar conscientes de que las respuestas en las otras fases estarán defasadas 120 y 240 grados de la fase de referencia, pero que serán de magnitud similar.

La figura 4-3 es conocida como diagrama unifilar, siendo esta la forma más usual de representación de los sistemas eléctricos.

Las restricciones para llevar a cabo estas consideraciones son las siguientes:

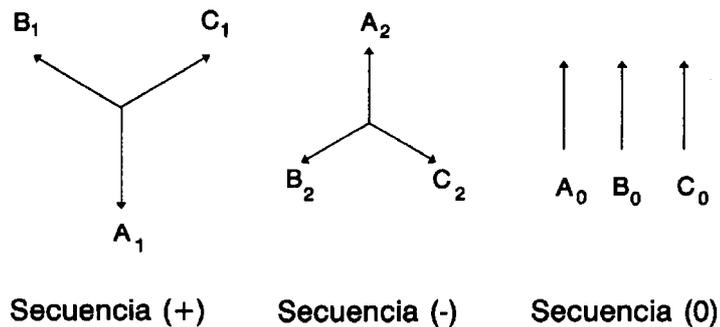
1. El sistema debe ser simétrico, incluyendo a los dispositivos de seccionalización e interrupción.
2. Si el sistema pierde simetría en alguna de las fases, es necesario utilizar otra herramienta para su análisis y solución.

4.2.2 COMPONENTES SIMÉTRICAS.

El Método de Componentes Simétricas permite calcular la respuesta a cualquier condición de desbalance en un sistema trifásico por medio de un artificio que

descompone el sistema desbalanceado en tres sistemas balanceados, siendo la solución la suma de las respuestas de los tres sistemas balanceados.

En 1918, C. L. Fortescue propuso que la solución a un sistema desbalanceado de N fasores puede ser resuelto en términos n-1 sistemas balanceados de diferentes secuencias de fase y un sistema de secuencia cero. De esta definición se interfiere que el sistema de secuencia cero es aquel en el cual todos los fasores son de igual magnitud y ángulo, esto es, son idénticos.



**FIGURA 4-4
COMPONENTES SIMÉTRICAS**

En el caso de un sistema trifásico, n=3, el sistema puede ser resuelto en términos de 2 sistemas balanceados de diferente secuencia y un sistema de secuencia cero.

Con el fin de poder relacionar los fasores entre sí, se utiliza el operador "a", cuya función es adelantar 120 grados en el tiempo el fasor al que se aplique:

$$\begin{aligned}
 a &= 1 \angle 120^\circ & a &= -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \\
 a^2 &= 1 \angle 240^\circ & a^2 + a + 1 &= 0 \\
 a^3 &= 1 \angle 0^\circ & & \\
 a^4 &= a & &
 \end{aligned}$$

Las expresiones matemáticas para los tres fasores desbalanceados en función de los tres sistemas balanceados son:

$$V_A = V_0 + V_1 + V_2$$

$$V_B = V_0 + a^2 V_1 + a V_2$$

$$V_C = V_0 + a V_1 + a^2 V_2$$

Las componentes de secuencia positiva (1), negativa (2) y cero (0) de los vectores de cualquier fase siempre conservan la relación indicada en el diagrama fasorial de la figura 4-4.

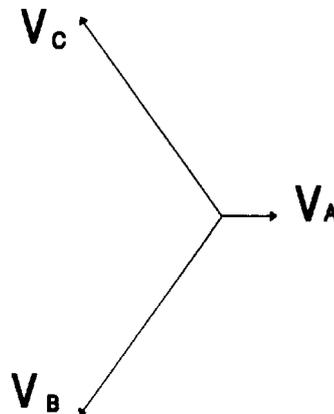


FIGURA 4-5
FASORES DE TENSIÓN EN UN SISTEMA DESBALANCEADO

Resolviendo para las Componentes Simétricas, se tiene:

$$V_0 = \frac{1}{3} (V_A + V_B + V_C)$$

$$V_1 = \frac{1}{3} (V_A + a V_B + a^2 V_C)$$

$$V_2 = \frac{1}{3} (V_A + a^2 V_B + a V_C)$$

Para relacionar estas cantidades en forma matricial, se introduce una matriz de transformación A igual a:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$$

La matriz inversa de A será:

$$A^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}$$

Las ecuaciones de transformación para tensiones en forma matricial son:

$$[V_{012}] = [A]^{-1} \times [V_{abc}]$$

$$[V_{abc}] = [A] \times [V_{012}]$$

4.2.2.1 EJEMPLO.

Obtención de las componentes simétricas de un sistema desbalanceado. Los valores correspondientes a los fasores indicados en la figura 4-5, son:

$$V_A = 24 \angle 0^\circ$$

$$V_B = 70 \angle -120^\circ$$

$$V_C = 72 \angle 120^\circ$$

Para obtener las componentes simétricas de estos fasores se utilizará la siguiente fórmula:

$$[V_{012}] = [A]^{-1} \times [V_{abc}]$$

$$\begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix}$$

Resolviendo la ecuación matricial anterior, se obtiene:

$$V_0 = 15.678 \angle 177.9^\circ$$

$$V_1 = 55.333 \angle 0^\circ$$

$$V_2 = 15.676 \angle -177.9^\circ$$

La comprobación de estos resultados puede hacerse tanto gráfica como analíticamente, en este caso se procederá a hacerla del modo analítico.

$$V_A = V_0 + V_1 + V_2$$

$$V_A = 15.678 \angle 177.9^\circ + 55.333 \angle 0^\circ + 15.676 \angle -177.9^\circ$$

$$V_A = 24 \angle 0^\circ$$

$$V_B = V_0 + a^2 * V_1 + a * V_2$$

$$V_B = 15.678 \angle 177.9^\circ + (1 \angle 120^\circ)^2 (55.333 \angle 0^\circ) + (1 \angle 120^\circ)(15.676 \angle -177.9^\circ)$$

$$V_B = 70 \angle -120^\circ$$

$$V_C = V_0 + a * V_1 + a^2 * V_2$$

$$V_C = 15.678 \angle 177.9^\circ + (1 \angle 120^\circ)(55.333 \angle 0^\circ) + (1 \angle 120^\circ)^2 (15.676 \angle -177.9^\circ)$$

$$V_C = 72 \angle 120^\circ$$

Como puede observarse estos valores corresponden con los originales.

La ventaja de utilizar este método reside en que se puede resolver un problema relativamente complicado, solamente haciendo la suma vectorial de la solución de máximo tres redes balanceadas.

Una característica muy peculiar y curiosa de este método es que la fase (o fases) del sistema que normalmente nos da la mejor aproximación a la solución para una condición de desbalance, es aquella que no está involucrada en el evento (o sea, la menos desbalanceada).

4.2.2.2 REGLAS Y RESTRICCIONES.

Al obtener los valores de secuencia de un sistema eléctrico, se hace posible la construcción de las redes de secuencia para todo el sistema. La red de secuencia puede ser un circuito en donde es posible ver todas las trayectorias posibles para la circulación de la corriente, de esa secuencia, en el sistema.

La red de secuencia positiva tiene una fuente de tensión, el cual normalmente es igual a la tensión nominal del sistema. Esta fuente representa las tensiones internas de los generadores del sistema, dado que éstos están diseñados para generar tensiones balanceadas (de secuencia positiva), para el caso del Sistema de Distribución, esta fuente representa el equivalente de Thevenin del Sistema Generación-Transmisión-Subtransmisión en el Bus de la Subestación (puede ser lado alta o baja tensión, según las necesidades de cálculo para un caso particular).

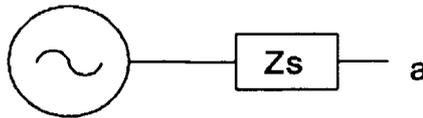
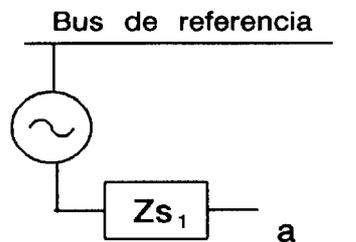
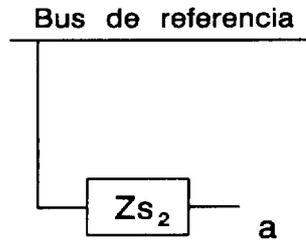


Diagrama unifilar



Red de secuencia (+)



Red de secuencia (-)

**FIGURA 4-6
DIAGRAMAS DE SECUENCIA POSITIVA (+) Y NEGATIVA (-)**

Dado que las impedancias de secuencia positiva y negativa son las mismas en los elementos pasivos de un sistema, (líneas y transformadores), la conversión de la red de secuencia positiva a la red de secuencia negativa se lleva a cabo solamente omitiendo la fuente de tensión. En vista de que todos los neutros de un sistema trifásico simétrico están al mismo potencial para las corrientes de secuencia positiva

o para secuencia negativa. Por lo tanto, el neutro de un sistema trifásico simétrico es el potencial de referencia lógico para determinar las caídas de tensión de secuencia positiva y negativa, y es el bus de referencia para las redes de secuencia positiva y negativa.

En lo que se refiere a las corrientes de secuencia cero, un sistema trifásico opera como monofásico, ya que éstas tienen la misma magnitud y ángulo de fase en cualquier punto en todas las fases del sistema. Entonces, las corrientes de secuencia cero circularán solamente si existe un camino de retorno por el cual pueda completarse el circuito. El bus de referencia para las tensiones de secuencia cero es el potencial de tierra en el punto especificado del sistema.

Para ilustrar esta situación, enseguida se muestra una figura en donde se observa como representar las impedancias de secuencia cero de máquinas conectadas en Y.

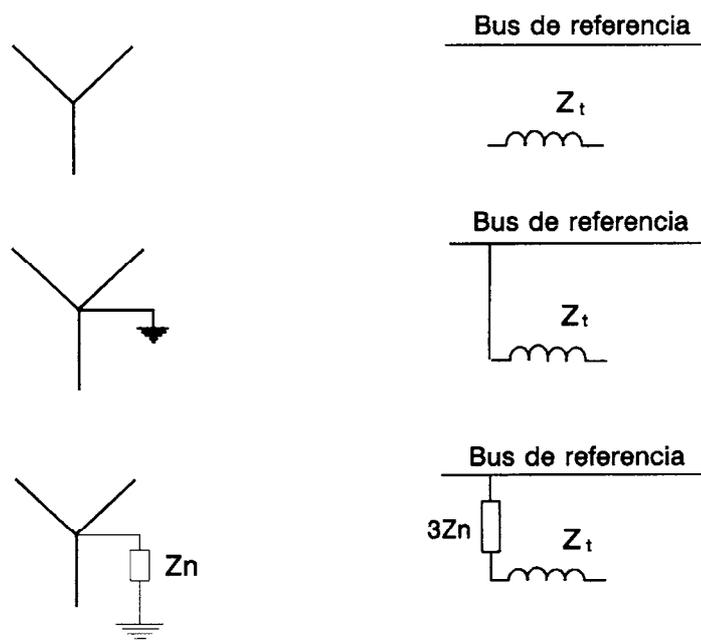


FIGURA 4-7
REDES DE SECUENCIA CERO PARA CONEXIONES ESTRELLA (Y)

4.2.3 EL MÉTODO POR UNIDAD.

Este es el método de representación de impedancias más conocido y utilizado universalmente. Básicamente, el valor en por unidad de una cierta cantidad es una conversión de su valor a una cantidad más pequeña para simplificar los cálculos, en

donde tanto la impedancia equivalente del sistema como las impedancias de los demás componentes son convertidas a una base común de MVA. Esto nos permite la combinación de elementos de circuito en una red donde pueden estar presentes diferentes niveles de tensión, eliminando la necesidad de hacer las conversiones de unidades para los parámetros obtenidos en cada nivel de tensión. También las impedancias de equipos eléctricos usualmente son dadas por los fabricantes en por unidad o en por ciento.

$$\text{Cantidad p.u.} = \frac{\text{Cantidad actual}}{\text{Cantidad base}}$$

Para determinar el valor en p.u. de cualquier cantidad eléctrica, es necesario fijar los valores base para hacer las referencias correspondientes.

Hay cuatro cantidades base en el sistema por unidad: MVA, KV, Ohms y Amperes, están relacionadas de tal forma que la selección de dos de ellas determina los valores base de las otras dos.

En CFE, es práctica común seleccionar como base 100 MVA, ya que esto simplifica los cálculos, además se seleccionan los KV base, estos son los nominales de la parte del sistema en que está conectado el elemento, de ellos se derivan las demás cantidades base como impedancia y corriente.

Antes de combinar impedancias es indispensable expresarlas en términos de los MVA bases comunes y que ellas estén conectadas a un sistema que tenga un nivel de tensión igual a los KV base, es decir, expresarlas en valores p.u. que tengan las mismas bases.

Las fórmulas básicas para las cantidades eléctricas en por unidad son las siguientes:

$$\text{Volts p.u.} = \frac{\text{Volts Actuales}}{\text{Volts base}}$$

$$\text{Amperes p.u.} = \frac{\text{Amperes actuales}}{\text{Amperes base}}$$

--	--	--	--	--

$$MVA \text{ p.u.} = \frac{MVA \text{ actuales}}{MVA \text{ base}}$$

$$Ohms \text{ p.u.} = \frac{Ohms \text{ actuales}}{Ohms \text{ base}}$$

Los valores que se derivan de las cantidades base trifásica son:

$$Amperes \text{ base} = \frac{MVA \text{ base} \times 10^3}{\sqrt{3} \times KV \text{ base}}$$

$$Ohms \text{ Base} = \frac{(KV_{base})^2}{MVA_{base}}$$

En la práctica, a veces es conveniente convertir directamente de cantidades en Ohms a Ohms por unidad sin determinar primero los valores base de Ohms, esto puede llevarse a cabo utilizando la siguiente expresión:

$$Ohms \text{ p.u.} = \frac{Ohms \text{ actuales} \times MVA_{base}}{(KV_{base})^2}$$

Para convertir valores en p.u. a otras nuevas bases, es necesario utilizar:

$$Z_n = Z_v \left(\frac{KV_v}{KV_n} \right)^2 \left(\frac{MVA_n}{MVA_v} \right)$$

Donde las cantidades con subíndice n son las correspondientes a las nuevas bases, mientras que las cantidades con subíndice v son las que corresponden a las bases anteriores.

4.2.4 MODELOS DE COMPONENTES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.

4.2.4.1 TRANSFORMADORES

Para obtener el modelo de un transformador, es necesario determinar dos cuestiones:

1. Representación en redes de secuencia.- Para esto se requiere conocer el tipo de conexión de los devanados del transformador.
2. Cálculo de los parámetros.- Básicamente, lo que se necesita conocer es la impedancia equivalente (o reactancia).

La representación de la impedancia del transformador en redes de secuencia puede obtenerse de la siguiente figura:

CONEXIONES	SECUENCIA CERO	SEC. (+) y (-)
<p>H X</p>	<p>H X</p>	
<p>H X</p>	<p>H X</p>	<p>H X</p>
<p>H X</p>	<p>H X</p>	<p>H X</p>
<p>H X Y</p>	<p>H X</p>	

FIGURA 4-8
CIRCUITOS EQUIVALENTES DE SECUENCIAS DE TRANSFORMADORES

El por ciento de impedancia de un transformador es la relación que existe entre la tensión reducida aplicada en la prueba de corto circuito y la tensión nominal del transformador, expresando dicha relación en porcentaje. Este dato debe estar contenido en la placa del transformador.

Esta cantidad está expresada con base en los MVA y KV nominales del transformador, por lo que es necesario convertir esos valores a las bases previamente seleccionadas de MVA y KV del Sistema de Distribución.

Se considera que la magnitud de las 3 impedancias de secuencia de transformadores es la misma y que ésta no tiene componentes resistivas, es decir, los transformadores se consideran como una reactancia. Estrictamente hablando, esto no es así, pero se considera de esa forma para simplificar el modelo eléctrico del transformador y los cálculos a efectuar.

4.2.4.1.1 EJEMPLO.

Se llevará a cabo el cálculo de la impedancia en por unidad del transformador al que se hizo referencia en la sección 3.1.5.

7.5 / 9.375 MVA, 115 / 13.8 Kv, 8.33 % de Impedancia @ 7.5 MVA.

La magnitud de la impedancia del transformador es su propia base @ 7.5 MVA y 115 kV es:

$$Z_{pu} = 8.33/100 = 0.0833 \text{ p.u.}$$

y, dado que es una reactancia:

$$Z_{pu} = j 0.0833 \text{ p.u.}$$

Los valores base del sistema de distribución son:

100 MVA y 115 Kv

Para efectuar la conversión de la magnitud de la impedancia a las nuevas bases, se utiliza la siguiente fórmula:

$$Z_n = Z_v \left(\frac{KV_v}{KV_n} \right)^2 \left(\frac{MVA_n}{MVA_v} \right)$$

MVA_v = 7.5 KV_v = 115 Z_v = 0.0833
 MVA_n = 100 Kvn = 115

Sustituyendo en la fórmula anterior, se obtiene:

$$Z_n = 1.1106 \text{ p.u. @ } 115 \text{ kV y } 100 \text{ MVA.}$$

Esta impedancia de 1.1106 p.u. @ 115 kV y 100 MVA es equivalente a la impedancia 0.0833 p.u. @ 115 kV y 7.5 MVA

4.2.4.2 LÍNEAS AÉREAS.

Hay cuatro parámetros que afectan el comportamiento de una línea:

- Resistencia serie
- Inductancia serie
- Capacitancia paralelo
- Conductancia paralelo

Para propósitos de representación de líneas aéreas en los estudios de corto circuito y coordinación de protecciones, solamente se consideran los parámetros correspondientes a la impedancia serie, entonces, se podrá modelar la línea si conocemos la impedancia serie de ella para las diferentes secuencias.

4.2.4.2.1 IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA DE LÍNEAS AÉREAS.

La secuencia de fases de la tensión aplicada a una línea no hace diferencia, ya que las caídas de tensión son las mismas con secuencia **a-b-c** que con secuencia **a-c-b**. Entonces, las impedancias de secuencia positiva Z_1 y negativa Z_2 de una línea son exactamente la misma:

$$Z_1 = Z_2 = R_1 + j X_1 \text{ Ohms / fase}$$

La resistencia de secuencia positiva R_1 de la línea depende de:

- Tipo y calibre de conductor
- Temperatura de operación.
- Corriente de carga
- Frecuencia de operación.

A esta resistencia comúnmente se le denomina r_a y se obtiene directamente de las tablas de conductores. La reactancia inductiva de secuencia positiva X_1 está formada por dos términos:

$$X_1 = X_a + X_d$$



Donde:

Xa: Reactancia inductiva propia del conductor, depende de:

- Tipo y calibre de conductor
- Frecuencia de operación

El valor de esta reactancia se obtiene directamente de las tablas de conductores, o bien puede calcularse con la siguiente expresión:

Xd: Reactancia inductiva por espaciamento en Ohms/milla, determinada por:

$$X_a = 0.2794 \log \left(\frac{1}{RMG} \right)$$

Donde RMG es el radio medio geométrico del conductor expresado en pies (esta cantidad también se obtiene de las tablas de conductores).

X_d: Reactancia inductiva mutua entre conductores y depende solamente de la disposición geométrica que tienen los conductores, no del tipo y calibre de conductores. Se calcula por medio de la siguiente expresión:

$$X_d = 0.2794 \log DMG \text{ Ohms/mi}$$

Donde DMG es la distancia media geométrica entre conductores expresada en pies, calculándose ésta para un tramo de línea trifásica por medio de:

$$DMG = \sqrt[3]{d_{ab} \times d_{bc} \times d_{ca}}$$

En resumen, la reactancia inductiva de secuencia positiva puede calcularse por medio de la siguiente expresión:

$$X_1 = 0.2794 \log \left(\frac{DMG}{RMG} \right)$$

Donde, tanto DMG como RMG deben expresarse en pies.

4.2.4.2.2 IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO PARA LÍNEAS AÉREAS.

La impedancia de secuencia cero de la línea depende de los factores que se mencionaron para la impedancia de secuencia positiva y adicionalmente de:

- Número y disposición de Hilos de Guarda.

- Impedancia mutua entre hilos de guarda y conductores de fase.
- Resistividad del terreno, ya que, como se mencionó en la sección 4.2.4.2, la secuencia cero involucra trayectorias de retorno por tierra de las corrientes de desbalance, por lo cual la impedancia de secuencia cero de la línea considera la existencia de un conductor imaginario localizado justo por debajo de los conductores aéreos y enterrado en el piso a una cierta profundidad, la cual dependerá de la resistividad promedio del terreno.

La impedancia de secuencia cero de una línea aérea se obtiene utilizando la siguiente expresión:

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

Donde:

Z_{0a} : Impedancia de secuencia cero propia de los conductores de fase.

Z_{0ag} : Impedancia de secuencia cero mutua entre los conductores de fase y los hilos de guarda

Z_{0g} : Impedancia de secuencia cero propia de los hilos de guarda.

Impedancia de secuencia cero propia de los conductores de fase:

$$Z_{0a} = r_a + r_e + j (X_a + X_e - 2X_d)$$

Donde:

r_a : Resistencia de secuencia positiva del conductor.

r_e : Resistencia de secuencia cero del conductor en función de la frecuencia.

X_a : Reactancia inductiva propia del conductor

X_e : Reactancia inductiva de secuencia cero en función de la resistividad del terreno y de la frecuencia.

X_d : Reactancia inductiva mutua entre conductores.

Impedancia de secuencia cero propia de los hilos de guarda:

$$Z_{0g} = \frac{3}{n} r_{ag} + r_e + j \left[X_e + \frac{3 X_{ag}}{n} - \frac{3 (n-1) X_d}{n} \right] \quad \text{Ohms / mi}$$

Donde:

r_{ag} , X_{ag} : Resistencia y reactancia inductiva propias del hilo de guarda, (estos valores se toman de las tablas de conductores).

re, Xe: Ya definidas para Zoa.
 Xdg: Reactancia inductiva mutua entre los hilos de guarda.
 N: Número de hilos de guarda.

Para líneas con un hilo de guarda:

$$Z_{og} = 3 r_{ag} + r_e + j(X_e + 3X_{ag})$$

Para líneas con dos hilos de guarda:

$$Z_{og} = \frac{3 r_{ag}}{2} + r_e + j \left(X_e + \frac{3 X_{ag}}{2} - \frac{3 X_{dg}}{2} \right) \quad \text{Ohms / mi}$$

Impedancia de secuencia cero mutua entre conductores de fase e hilos de guarda:

$$Z_{oag} = r_e + j (X_e - 3X_d) \quad \text{Ohms / mi}$$

Donde:

re, Xe: Ya definidos anteriormente.
 Xd: Reactancia de secuencia cero debida al espaciamento entre los conductores de fase y los hilos de guarda.

$$X_d = 0.2794 \log DMG$$

$$DMG = \sqrt[3n]{d_{ag1} d_{bg1} d_{cg1} \dots d_{agn} d_{bgn} d_{cgn}} \quad \text{Pies}$$

4.2.4.3 LÍNEAS SUBTERRÁNEAS.

Las expresiones matemáticas para el cálculo de impedancias de líneas subterráneas son muy similares a las indicadas para las líneas aéreas, siendo los factores que se enlistan a continuación los que afectan el valor de las impedancias:

- Aislamiento: Espesor, tipo y temperatura de operación máxima
- Conductor: Sólido o dispuesto en diferentes formas: concéntrico circular, circular compacto, sectoral, anular o segmental.
- Forma de construcción: Multipolares o unipolares de conductores:

- Forma de instalación: Directamente enterrados o en ductos, profundidad, separación y disposición de los cables.
- Pantalla metálica: Conductor concéntrico sobre el aislamiento de material no magnético.

Generalmente, en CFE se emplean dos tipos de cable de media tensión para distribución subterránea:

Tipo DRS.- Cable unipolar con conductor de aluminio o cobre cableado circular compacto, pantalla concéntrica de alambres de cobre estañado aplicados helicoidalmente sobre el aislamiento, capacidad del 100% de la del conductor, aislamiento EP o XLP con espesor de 4.45 mm (0.175 pulg.), para 15 KV (100% de aislamiento), temperatura de operación máxima 90°C. Se instala usualmente en el fondo de una trinchera de disposición horizontal y separaciones de 20 cm entre AB y BC y 40 cm entre AC.

Tipo DS.- De características similares al anterior, sólo que además de la pantalla metálica de alambre de cobre aplicado helicoidalmente, lleva el neutro de cable desnudo por separado, su instalación es de un cable por ducto en disposición horizontal, vertical o triangular, el conductor neutro se instala por separado en el mismo ducto del conductor central. La separación entre centros de conductores es de 16.5 cm.

4.2.4.3.1 IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA PARA LINEAS SUBTERRANEAS.

$$Z_1 = Z_2 = (r_c + r_f) + j(X_a + X_d - X)$$

Donde:

- rc: Resistencia propia del conductor. (Se obtiene de tablas).
- Xa: Reactancia inductiva propia del conductor. (Se obtiene de tablas).
- Xd: Reactancia inductiva mutua entre conductores, igual que para las líneas aéreas, es función de la distancia media geométrica entre conductores.

$$X_d = 0.2794 \log \left(\frac{DMG_{3c}}{12} \right) \quad \text{Ohms / mi}$$

$$DMG_{3c} = S = \sqrt[3]{S_{ab} \times S_{bc} \times S_{ca}} \quad \text{pulg}$$

Dado que generalmente en cables aislados la distancia entre centros es menor a 1 pie, la reactancia calculada es negativa. Esta también puede obtenerse de tablas.

Z₁ Para cables monopolares:

$$X = \frac{X_m^3}{X_m^2 + r_s^2} \qquad r = \frac{X_m^2 r_s}{X_m^2 + r_s^2}$$

Donde:

r_s: Resistencia de la pantalla.

X_m: Reactancia inductiva mutua entre conductor y pantalla.

$$r_s = \frac{0.200}{(r_o + r_i)(r_o - r_i)} \quad \text{Ohms / mi}$$

Donde:

r_o: Radio externo de la pantalla (en pulgadas).

r_i: Radio interno de la pantalla (en pulgadas).

$$X_m = 0.2794 \log \left(\frac{2 S}{r_o + r_i} \right) \quad \text{Ohms / mi}$$

Z₁ para cables tripolares:

$$r = \frac{44160 S^2}{r_s (r_o + r_i)^2} \times 10^{-6} \quad \text{Ohms / mi}$$

$$S = \frac{1}{\sqrt{3}} (d + 2t) \quad \text{pulg}$$

Donde:

- S: Distancia entre el centro del conductor y el centro de la pantalla para el cable tripolar (en pulgadas).
- d: Diámetro del conductor (en pulgadas).
- t: Espesor del aislamiento del conductor (en pulgadas).
- X=0; El efecto de la corriente por la pantalla es despreciable.

4.2.4.3.2 IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO PARA LÍNEAS SUBTERRÁNEAS.

Cuando la corriente de secuencia cero fluye a través de los conductores de un circuito trifásico, el retorno de la corriente puede ser: por tierra, por las pantallas o por tierra y pantalla. Debido a esto, la impedancia de secuencia cero será diferente para cada uno de los casos mencionados, dependiendo de la instalación y de que el cable sea monopolar o tripolar.

Las fórmulas para calcular la impedancia de secuencia cero en cada caso son las indicadas a continuación:

Impedancia de secuencia cero considerando retorno por tierra y pantalla:

$$Z_0 = Z_c - \frac{Z_m^2}{Z_s} \quad \text{Ohms / mi}$$

Impedancia de secuencia cero considerando únicamente retorno por pantalla:

$$Z_0 = Z_c + Z_s - 2 Z_m \quad \text{Ohms / mi}$$

Impedancia de secuencia cero considerando únicamente retorno por tierra:

$$Z_0 = Z_c \quad \text{Ohms / mi}$$



Donde:

Zc: Es la impedancia de secuencia cero equivalente del conductor considerando retorno por tierra pero ignorando la presencia de la pantalla.

Zs: Es la impedancia de secuencia cero de la pantalla, considerando el retorno por tierra pero ignorando la presencia del grupo de conductores.

Zm: Es la impedancia mutua de secuencia cero entre conductores y pantalla tomando en cuenta el retorno por tierra común a ambos.

Z₀ Para cables monopolares:

$$Z_c = (r_c + r_e) + j(X_a + X_e - 2X_d) \quad \text{Ohms / mi}$$

Donde:

rc, Xa: Resistencia y reactancia inductiva propia del conductor (De tablas).

re, Xe: Resistencia y reactancia inductiva del retorno por tierra (De tablas, igual consideración que para las líneas aéreas).

Xd: Reactancia inductiva mutua entre conductores.

$$X_d = 0.2794 \log \left(\frac{DMG_{3c}}{12} \right) \quad \text{Ohms / mi}$$

$$DMG_{3c} = S = \sqrt[3]{S_{ab} \times S_{bc} \times S_{ca}} \quad \text{pulg}$$

$$Z_s = (r_s + r_e) + j(X_s + X_e - 2X_d) \quad \text{Ohms / mi}$$

Donde:

rs: Resistencia de la pantalla para cable unipolar.

re, Xe: Ya mencionados

Xs: Reactancia inductiva de la pantalla.

$$X_s = 0.2794 \log \left(\frac{24}{r_o + r_i} \right) \quad \text{Ohms / mi}$$



Donde:

r_o, r_i : Ya definidos

X_d : Reactancia inductiva mutua entre las pantallas, se considera $S = \text{DMG3C}$ para su cálculo.

$$Z_m = r_\theta + j(X_s + X_\theta - 2 X_d) \quad \text{Ohms / mi}$$

Donde:

r_e, X_e, X_s : Ya definidos

X_d : Reactancia inductiva mutua entre conductores y pantallas tomados en grupos.

Z_o Para cables tripolares.

$$Z_c = (r_c + r_\theta) + j(X_a + X_\theta - 2 X_d) \quad \text{Ohms / mi}$$

Donde:

r_c, X_a, r_e, X_e : Ya definidos

$$X_d = 0.2794 \log \left(\frac{\text{DMG}_{3c}}{12} \right) \quad \text{Ohms / mi}$$

$$\text{DMG}_{3c} = S = (d + 2 t) \quad \text{pulg}$$

Donde:

d, t : Ya definidos

$$Z_s = (3 r_s + r_\theta) + j(3 X_s + X_\theta) \quad \text{Ohms / mi}$$

Donde:

r_e, X_e : Ya definidos.

$$r_s = \frac{0.200}{(r_o + r_i)(r_o - r_i)} \quad \text{Ohms / mi}$$

$$X_s = 0.2794 \log \left(\frac{24}{r_o + r_i} \right) \quad \text{Ohms / mi}$$

Donde:

r_o, r_i : Ya definidos

$$Z_m = r_e + j(3 X_s + X_e) \quad \text{Ohms / mi}$$

Donde:

r_e, X_e, X_s : Ya definidos.

4.2.5 REPRESENTACION EN P.U.

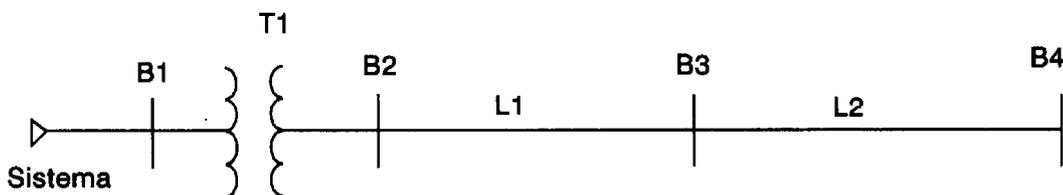
Para representar los elementos de un Sistema de Distribución en por unidad, se sigue la siguiente secuencia:

- 1.- Seleccionar los MVA base.
- 2.- Determinar las tensiones base (Estos son las tensiones nominales de cada uno de los devanados de transformadores, de hecho, la relación de vueltas de los devanados de los transformadores es lo que nos da el valor de la tensión base en cada uno de los diferentes niveles de tensión del sistema).
- 3.- Calcular la impedancia base en cada nivel de tensión del sistema.
- 4.- Calcular los valores en Ohms de las impedancias de secuencia de líneas.
- 5.- Obtener los valores de impedancias de secuencias de líneas en p.u.

- 6.- Calcular la(s) impedancia(s) de transformadores a las bases seleccionadas. Normalmente se utiliza la Impedancia a la capacidad OA.
- 7.- Elaborar los circuitos equivalentes monofásicos del sistema para cada red de secuencia.

4.2.5.1 EJEMPLO

Representación en p.u. de un sistema de Distribución. Considerar el sistema de Distribución que corresponde al diagrama unifilar de la figura 4-9.



Equivalentes de
Thevenin del sistema

$$Z_{S1} = 0.0214 + j 0.1055 \text{ pu}$$

$$Z_{S0} = 0.0436 + j 0.1642 \text{ pu}$$

T1 : 7.5 / 9.375 MVA, 115 / 13.8 kV
8.33% Z @ 7.5 MVA
CONEXION Δ/Y_1

L1 : Z1L1 = 0.76 + j 1.23 Ohms
Z0L1 = 1.32 + j 6.04 Ohms

L2 : Z1L2 = 2.03 + j 3.29 Ohms
Z0L2 = 3.51 + j 16.06 Ohms

FIGURA 4-9
DIAGRAMA UNIFILAR DEL EJEMPLO 4.2.5.1

- 1.- Selección de los MVA base: $MVA_B = 100$
- 2.- tensiones base: $kV_{B1} = 115,$ $kV_{B2} = 13.8$
- 3.- Cálculo de impedancias base.

$$Z_{base} = \frac{(kV_{B1})^2}{MVA_B}$$

$$Z_{base115} = \frac{(115)^2}{100} = 132.25 \ \Omega$$

$$Z_{base13.8} = \frac{(13.8)^2}{100} = 1.9044 \ \Omega$$

4.- Los valores de impedancias en Ohms de las líneas corresponden a los indicados en el diagrama unifilar de la figura 4-9.

5.- Obtención de impedancias de secuencia de líneas:

$$Z_{pu} = \frac{Z_{\Omega}}{Z_{BASE}}$$

$$Z_{1L1pu} = \frac{0.76 + j 1.23}{1.9044} = 0.399 + j 0.6548 \ p.u.$$

$$Z_{0L1pu} = \frac{1.32 + j 6.04}{1.9044} = 0.6931 + j 3.1716 \ p.u.$$

$$Z_{1L2pu} = \frac{2.03 + j 3.29}{1.9044} = 1.066 + j 1.7275 \ p.u.$$

$$Z_{0L2pu} = \frac{3.51 + j 16.06}{1.9044} = 1.8431 + j 8.4331 \ p.u.$$

6.- Obtención de las impedancias del transformador.

$$Z_{1T} = Z_{2T} = Z_{0T}$$

Igual que en el ejemplo del inciso 4.2.4.1.1, se tiene:

$$Z_{Tpu} = 0.0833 \times \left(\frac{115}{115}\right)^2 \times \left(\frac{100}{7.5}\right) = j 1.1106 \text{ p.u.}$$

7.- Los circuitos equivalentes monofásicos del sistema para cada red de secuencia son los mostrados en las figuras 4-10, 4-11 y 4-12.

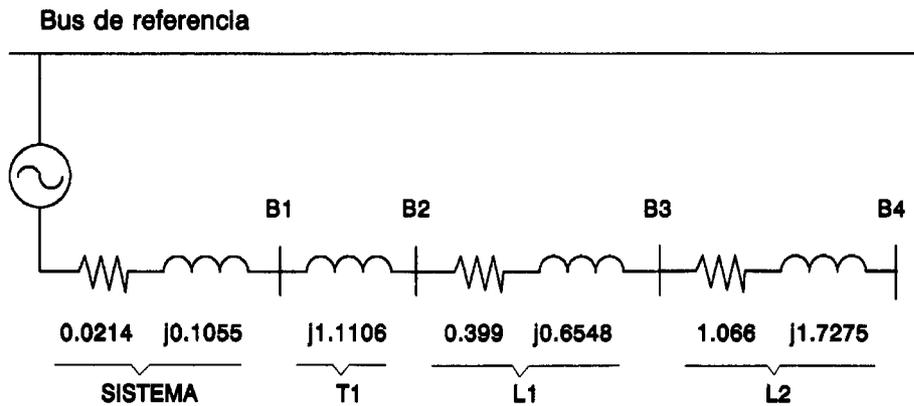
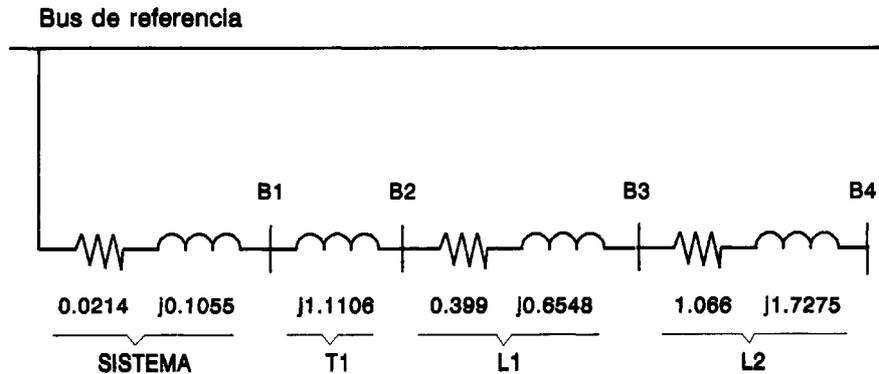


FIGURA 4-10
RED DE SECUENCIA POSITIVA EN P.U.

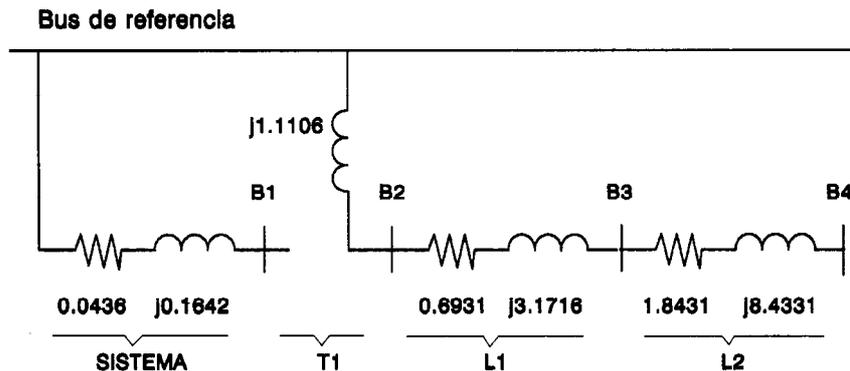
Es importante recordar que en la red de secuencia positiva se representa la fuente de tensión, la cual es la tensión de Thévenin del Sistema.

Por otra parte puede observarse que se incluyeron las impedancias equivalentes del sistema (que ya estaban dadas en p.u.), además, como se insertaron los modelos eléctricos de cada componente y sus correspondientes impedancias en p.u. de secuencia positiva, guardando el orden de interconexión indicado en el diagrama unifilar.



**FIGURA 4-11
RED DE SECUENCIA NEGATIVA EN P.U.**

Puede observarse que la red de secuencia positiva y la red de secuencia negativa son iguales entre sí, exceptuando que en la segunda no existe la fuente.



**FIGURA 4-12
RED DE SECUENCIA CERO EN P.U.**

Se hace notar que en la red de secuencia cero, la impedancia del transformador T1 se conecta de acuerdo con lo indicado en la tabla correspondiente a la figura 4-8. En lo que se refiere a la conexión delta-estrella aterrizada.

En algunas ocasiones, no es posible conocer los valores de las impedancias equivalentes del sistema, tanto de secuencia positiva como de secuencia cero, en este caso, puede ser válido hacer la suposición de que tenemos un sistema de bus infinito, esto quiere decir que se asigna un valor de cero a las impedancias equivalentes de Thévenin del sistema.

Es necesario tener cuidado al aplicar esta suposición, ya que, aunque simplifica los cálculos y el modelo del sistema, por otro lado puede conducirnos a obtener magnitudes que en la realidad nunca se presentarán en el sistema.

Utilizar el método de bus infinito hace que se obtengan resultados de las condiciones máximas de respuesta (corrientes) del sistema, en virtud de que la impedancia del sistema se reduce a cero, disminuyendo con esto la impedancia total equivalente hasta el punto de la carga.

Finalmente enseguida se muestra en la figura 4-13, la red de secuencia positiva correspondiente al sistema indicado en la figura 4-9 considerando que es de bus infinito.

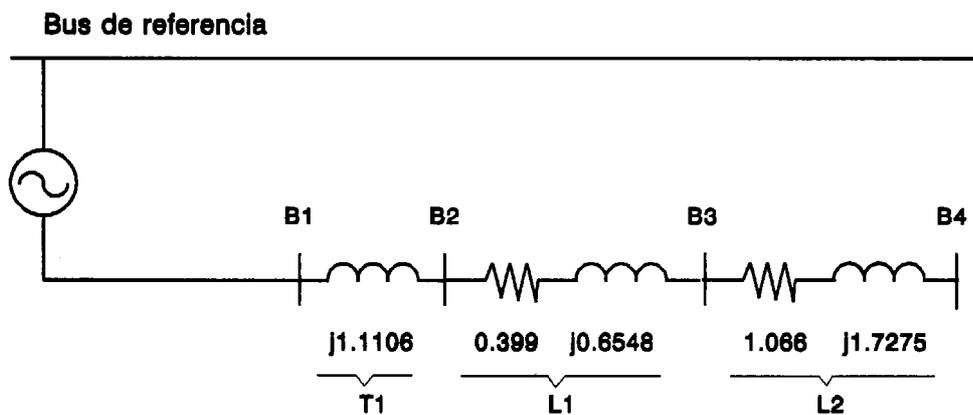


FIGURA 4-13
RED DE SECUENCIA POSITIVA EN P.U. CONSIDERANDO BUS INFINITO

Obsérvese que si la impedancia de Thévenin del sistema en B1 es pequeña, puede hacerse la suposición de bus infinito sin un error apreciable.

Pero si no ocurre así, se estará introduciendo un margen de error considerable en el modelo del sistema.

4.3 ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO.

Con los estudios de corto circuito se determinan las corrientes de falla, aportaciones y tensiones en los diversos puntos del sistema.

Como se mencionó en la tabla de la sección 4.1.5, la evaluación de corrientes de corto circuito en las diversas partes del sistema nos permite determinar lo siguiente:

- 1) Conocimiento de los valores de corriente de falla a través de cualquier elemento del sistema para analizar su comportamiento bajo esas condiciones.
- 2) Verificar que es adecuada la capacidad interruptiva de los interruptores, restauradores y cortacircuitos.
- 3) Selección de capacidades y ajuste de los dispositivos de protección como relevadores, fusibles, restauradores.
- 4) Dimensionamiento de los conductores de la red de tierras de la Subestación para minimizar los riesgos del personal, que pudiera estar en contacto con aparatos y equipos conectados a dicha red, durante la ocurrencia de fallas de fase a tierra.

4.3.1 TEORÍA BÁSICA.

En la figura 4-14 se observa el equivalente monofásico de un sistema eléctrico alimentando una carga en condiciones normales. La impedancia de la carga es muy grande comparada con la impedancia equivalente del sistema y de la línea de alimentación, por lo cual la corriente de carga normal es baja (varios cientos de amperes).

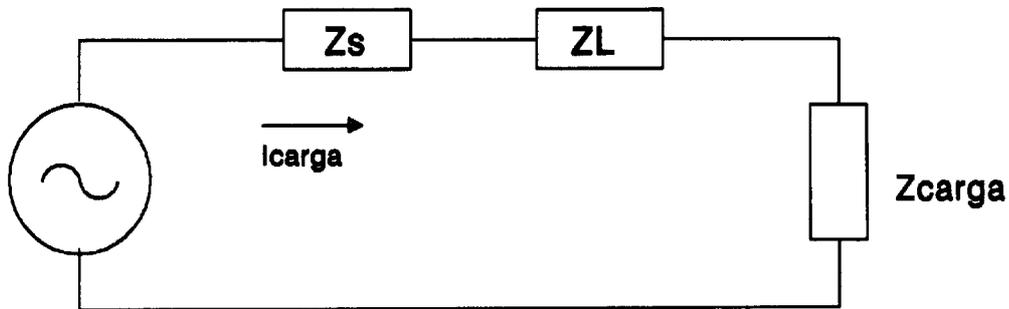


FIGURA 4-14
CIRCUITO EQUIVALENTE DEL SISTEMA EN CONDICIONES NORMALES

Al ocurrir un corto circuito, la impedancia que se le presenta a la fuente cambia a una de magnitud más pequeña comparada con la de carga normal y lo resultante es que la corriente que fluye en estas circunstancias es una corriente elevada (normalmente varios miles de amperes), esta corriente se denomina corriente de corto circuito.

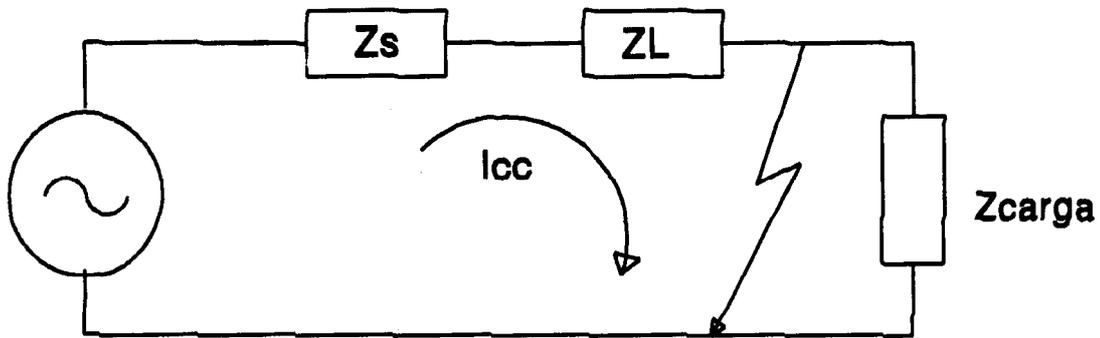


FIGURA 4-15
CIRCUITO EQUIVALENTE DEL SISTEMA AL OCURRIR UNA FALLA

Durante los primeros ciclos de ocurrencia de la falla, es necesario considerar el fenómeno transitorio debido a un circuito RL, ya que al ocurrir la falla, la impedancia cambia de una cuya componente resistiva es mayor que la componente reactiva a otra cuya componente reactiva es mayor que la resistiva.

Esto produce una respuesta de corriente amortiguada en el tiempo, lo cual se traduce en una corriente de magnitud mayor durante varios ciclos (lo que dura el efecto transitorio del circuito RL), para después reducir su magnitud a la correspondiente al régimen permanente.

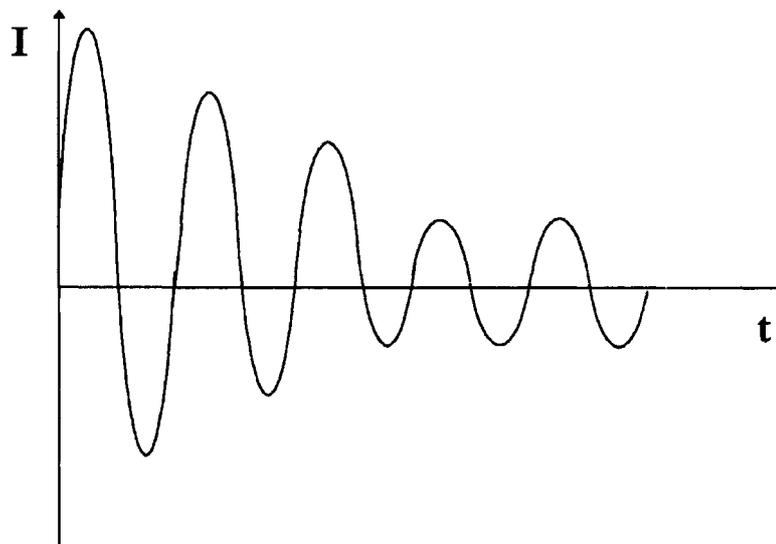


FIGURA 4-16
GRÁFICA DE LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO

Como se observa en la figura 4-16, la gráfica de la corriente de corto circuito en los primeros ciclos no es simétrica respecto al eje del tiempo, esto se presenta cuando en el momento de ocurrencia de la falla la onda de tensión no pasa por su valor máximo; bajo esta condición, siempre el efecto será una onda de corriente con asimetría respecto al eje del tiempo, la asimetría será mayor cuando el instante en que ocurre la falla se aleje del pico de la onda de tensión y se acerque al tiempo en que la tensión pase por cero, estrictamente hablando, el punto de máxima asimetría depende de la relación X/R de la impedancia equivalente de Thévenin del sistema en el punto de falla.

También se observa que durante los primeros ciclos la corriente tiene una mayor magnitud, esto se debe a que la reactancia de los generadores varía al cambiar las condiciones del circuito que alimenta de impedancia de carga normal a impedancia de falla, esto causa una respuesta dinámica del generador la cual se traduce en el cambio de la magnitud de su reactancia durante los primeros ciclos de ocurrencia de falla.

Es práctica común considerar que los generadores presentan 3 reactancias, de acuerdo al tiempo en que se lleva a cabo el análisis:

- X_d'' Reactancia subtransitoria (Primeros 3 ciclos).
- X_d' Reactancia transitoria (De 3 a 8 ciclos).
- X_s Reactancia síncrona (Más de 8 ciclos).

En resumen, hay que considerar el efecto de asimetría de la corriente de corto circuito para determinar el comportamiento de los dispositivos de protección de alta velocidad que operan en 3 ciclos o menos.

En los estudios de corto circuito se obtienen valores simétricos de corriente, entonces para los primeros ciclos de la falla, la magnitud de la corriente debe afectarse por el factor de asimetría, o bien, elaborar los estudios de corto circuito con las reactancias subtransitorias.

4.3.2 DATOS REQUERIDOS PARA EL ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO.

Como se indica en la tabla 4-1 de la sección 4.1.5, los datos que son necesarios conocer para llevar a cabo estudios de corto circuito son:

- Equivalentes de Thévenin del Sistema Generación-Transmisión-Subtransmisión (generalmente en el bus de alta tensión de la Subestación). Estos equivalentes deben ser de secuencia positiva y secuencia cero, en por unidad, quedando a criterio del analista si se utilizan los equivalentes a máxima y mínima



generación o solamente los equivalentes a máxima generación, esto en el caso en que no exista una variación sustancial entre ellos.

- Diagramas de secuencia del Sistema de Distribución conteniendo:
- Las impedancias equivalentes de Thévenin en el bus de alta tensión de la Subestación.
- Las impedancias de transformador(es) y líneas en el lado de baja tensión en por unidad, además, la forma en que están interconectados en las redes de secuencia, esto depende del tipo de falla a calcular.
- Tipo de fallas a calcular.- Normalmente, sólo se efectúan estudios de corto circuito para calcular fallas trifásicas y de una fase a tierra. La falla trifásica porque es la que proporciona las corrientes de corto circuito de mayor magnitud en la mayoría de nodos a analizar.

La falla de fase a tierra generalmente es la de menor magnitud, (excepto en los buses donde están conectados transformadores en Y con neutro aterrizado). En ocasiones la magnitud de la corriente de falla de fase a tierra es menor que la corriente de carga normal del circuito, sobre todo cuando se involucra la existencia de arco; pero también esta falla es que ocurre con mayor frecuencia en cualquier sistema eléctrico.

Las magnitudes de las corrientes que se obtienen en los otros tipos de falla, (falla de fase a fase, falla de dos fases a tierra), están comprendidas en el rango entre la falla trifásica y la falla monofásica.

Para determinar como se interconectan las redes de secuencia para distintos tipos de falla es necesario seguir los siguientes pasos:

1. Dibujar un diagrama trifilar mostrando todas las conexiones de los conductores de fase en el punto de la falla, como se muestra en las figuras 4-17 y 4-18. Identificando todas las corrientes, tensiones e impedancia; se debe tener especial cuidado en anotar las direcciones y polaridades. Se considera que la carga consiste de impedancias balanceadas y que las corrientes de falla fluyen del sistema hacia el punto fallado.
2. Escribir las ecuaciones que relacionan las corrientes en la falla y las tensiones de acuerdo con el tipo de falla a considerar.
3. Efectuar la transformación de corrientes y/o tensiones del sistema a-b-c al sistema 0-1-2 mediante el uso de la matriz de transformación A.

--	--	--	--	--	--

4. Observar las corrientes de secuencia para determinar las conexiones apropiadas de las terminales de las redes de secuencia que satisfagan lo mencionado en el paso 3.

Revisar las tensiones de secuencia para determinar la conexión de las terminales restantes de las redes de secuencia, añadiendo impedancias como sea requerido para satisfacer lo mencionado en los puntos 3 y 4.

4.3.3 FALLA TRIFÁSICA.

Paso 1.-

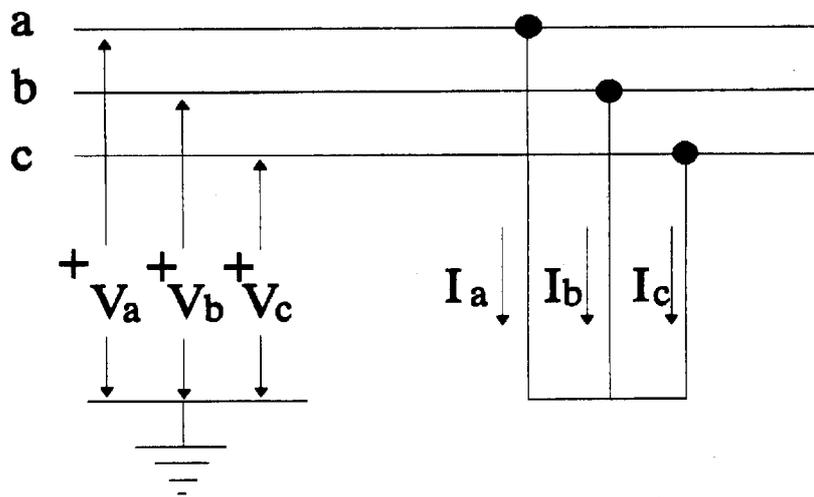


FIGURA 4-17
TENSIONES Y CORRIENTES EN EL PUNTO DE FALLA TRIFÁSICA

Paso 2.-

$$|I_{falla}| = |I_a| = |I_b| = |I_c|$$

$$I_b = a^2 I_a$$

$$I_c = a I_a$$

Paso 3.-

Ecuación de Transformación:

$$[I_{012}] = [A]^{-1} \times [I_{abc}]$$

En forma desarrollada:

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}$$

Multiplicando las matrices del lado derecho de la ecuación:

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} I_a + I_b + I_c \\ I_a + a I_b + a^2 I_c \\ I_a + a^2 I_b + a I_c \end{bmatrix}$$

Sustituyendo:

$$I_a + I_b + I_c = 0$$

$$I_a + a I_b + a^2 I_c = I_a + a^3 I_a + a^3 I_a = 3 I_a$$

$$I_a + a^2 I_b + a I_c = I_a (1 + a + a^2) = 0$$

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 0 \\ 3 I_a \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$I_0 = 0$$

$$|I_1| = |I_a| = |I_b| = |I_c|$$

$$I_2 = 0$$

Por ser una condición balanceada, la falla trifásica solo contiene cantidades de secuencia positiva, lo cual queda demostrado analíticamente.

4.3.4 FALLA DE UNA FASE A TIERRA CON RESISTENCIA.

Paso 1.-

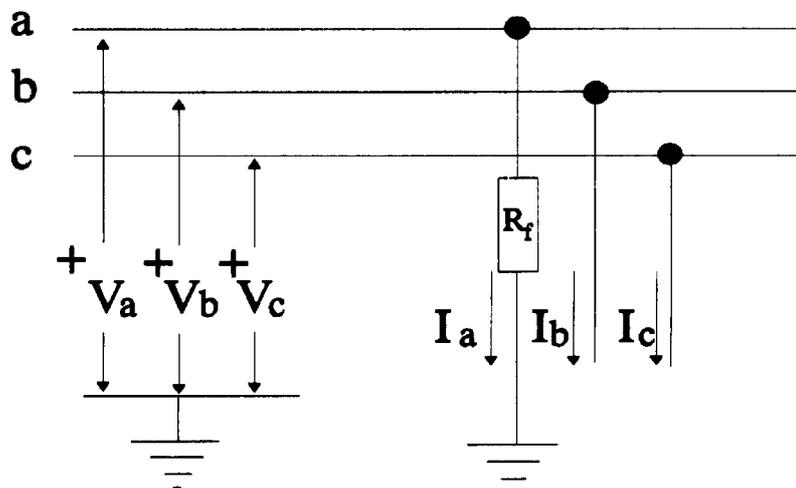


FIGURA 4-18
TENSIONES Y CORRIENTES EN EL PUNTO DE FALLA DE FASE A TIERRA A TRAVÉS DE RESISTENCIA

Paso 2.-

$$I_a = I_{falla}$$

$$I_b = 0$$

$$I_c = 0$$

$$V_a = R_f I_a$$

Paso 3.-

Ecuación de Transformación:

$$[I_{012}] = [A]^{-1} \times [I_{abc}]$$

En forma desarrollada:

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Multiplicando las matrices del lado derecho de la ecuación:

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} I_a \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix}$$

Se observa que todas las corrientes de secuencia son iguales, por lo tanto, las redes de secuencia para este tipo de falla deben estar conectadas en serie. También, de la figura se tiene que:

$$V_a = R_f I_a = 3 R_f I_{a1}$$

La ecuación anterior puede expresarse también como:

$$V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} = 3R_f I_{a1}$$

Esto implica que se tiene que añadir una impedancia externa igual a $3R_f$ en el circuito de las 3 redes de secuencia conectadas en serie, como se ilustra posteriormente en la figura 4-19. Las corrientes de secuencia serán

$$I_0 = I_1 = I_2 = \frac{V_{th}}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3R_f}$$

Suponiendo $V_{th} = 1.0$ p.u., la corriente de falla de fase a tierra es:

$$I_{falla} = I_a = 3 I_0 = \frac{3}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3R_f}$$

Considerar o no la existencia de la resistencia de falla R_f en el cálculo de las corrientes de falla a tierra, depende del uso que se dará a los resultados del estudio de corto circuito en los estudios de coordinación de protecciones.

Si se requiere determinar la sensibilidad (mínima corriente para operar) del dispositivo de protección, entonces es necesario considerar la existencia de la resistencia de falla, usualmente se considera que ésta varía desde 10 hasta 100 Ohms en circuitos de distribución.

Por otro lado, si lo que se requiere es ajustar el tiempo de operación del dispositivo de protección con el fin de coordinarlo con otro, entonces la falla debe considerarse como sólida (sin resistencia de falla).

4.3.5 CONSIDERACIONES PARA LOS DISTINTOS TIPOS DE FALLA.

Para el caso en que se desee efectuar cálculos de corto circuito en los diversos nodos de un circuito de distribución, es recomendable entonces obtener el equivalente de Thévenin en el bus de baja tensión de la Subestación y de ahí partir para la elaboración de diagramas de secuencia, considerando solamente las impedancias de los tramos de línea propios del circuito y las impedancias equivalentes del sistema.

A continuación, se muestran las diversas formas de interconexión de las redes de secuencia para los distintos tipos de falla y las cantidades que intervienen en cada caso.

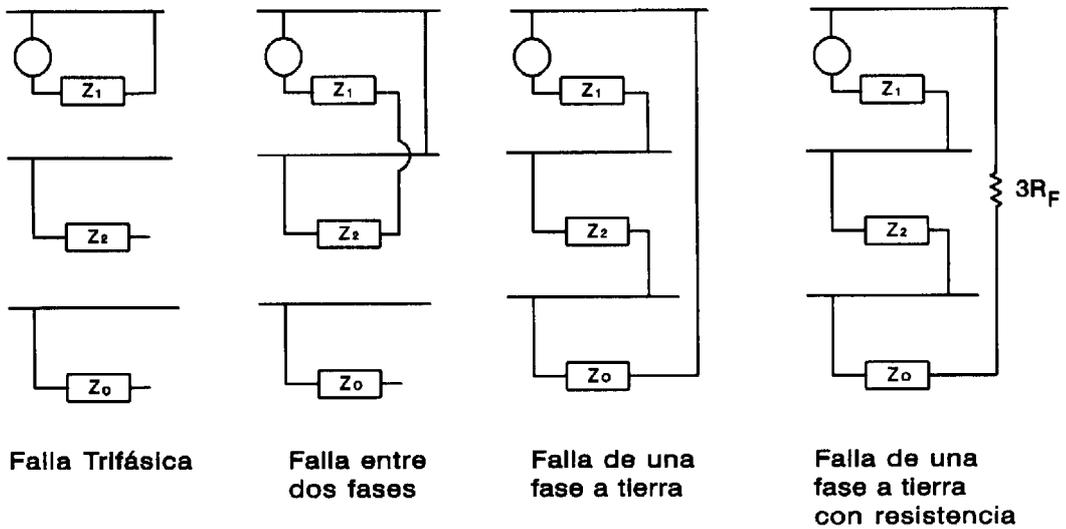


FIGURA 4-19
INTERCONEXIÓN DE LAS REDES DE SECUENCIA PARA DISTINTOS TIPOS DE FALLA

Impedancias que intervienen según el tipo de falla:

- Fallas trifásicas $Z_{cc3f} = Z_1$
- Falla entre dos fases $Z_{\theta\theta} = Z_1 + Z_2$
- Falla de una fase a tierra $Z_{\theta-T} = Z_1 + Z_2 + Z_0$
- Falla de una fase a tierra con resistencia $Z_{\theta-T} = Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3R_F$

4.3.6 INTERPRETACIÓN Y APLICACIÓN DE LOS ESTUDIOS DE CORTO CIRCUITO.

Las etapas finales de los estudios de corto circuito involucran la determinación de las magnitudes de corrientes de falla en cada uno de los nodos seleccionados. La interpretación y aplicación de los resultados de estos estudios, en lo que concierne a este Procedimiento, es asegurar la selectividad en la operación de los dispositivos de protección, siendo necesario para ello, llevar a cabo los Estudios de Coordinación de Protecciones, los cuales se mencionarán más adelante.

4.3.7 EJEMPLO

Cálculo de corto circuito en el sistema de distribución representado en el diagrama unifilar de la figura 4-9.

Las impedancias en p.u. para las secuencias positiva y cero están indicados en las figuras 4-10 y 4-12 respectivamente.

Se calculan las fallas trifásicas y de una fase a tierra en los puntos: B1, B2 y B3.

Para el punto B1:

$$Z_{1Th} = 0.0214 + j 0.1055 = 0.1076 \angle 78^\circ \text{ p.u.}$$

$$Z_{0Th} = 0.0436 + j 0.1642 = 0.1698 \angle 75^\circ \text{ p.u.}$$

Corriente de falla trifásica.

$$I_{cc3f} = \frac{V_{Th}}{Z_1}$$

$$V_{Th} = 1.0 \angle 0^\circ \text{ p.u.}, \text{ entonces : } I_{cc3f} = 9.29 \angle -78^\circ \text{ p.u.}$$

$$I_{BASE} \text{ @ } 100 \text{ MVA y } 115 \text{ kV : } I_{BASE} = \frac{100 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 115} = 502.04 \text{ Amp}$$

$$I_{cc3f} = 4,664 \angle -78^\circ \text{ Amp.}$$

- Corriente de falla de fase a tierra.

$$I_{ccft} = \frac{3 V_{Th}}{2 Z_1 + Z_0}$$

$$I_{ccft} = 3 I_0$$

$$2 Z_1 + Z_0 = 0.0864 + j 0.3752 = 0.3850 \angle 78^\circ \text{ p.u.}$$

$$I_{ccft} = \frac{3}{0.3850 \angle 77^\circ}$$

$$I_{ccft} = 7.792 \angle -78^\circ \text{ p.u.} \quad I_{ccft} = 3,911.9 \angle -78^\circ \text{ Amp.}$$

Para el punto B2:

$$Z_{1Th} = 0.0214 + j 1.2161 = 1.2163 \angle 89^\circ \text{ p.u.}$$

$$Z_{0Th} = 0.0000 + j 1.1106 = 1.1106 \angle 90^\circ \text{ p.u.}$$

- Corriente de falla trifásica.

$$I_{cc3f} = \frac{V_{Th}}{Z_1}$$

$$V_{Th} = 1.0 \angle 0^\circ \text{ p.u.}, \text{ entonces : } I_{cc3f} = 0.822 \angle -89^\circ \text{ p.u.}$$

$$I_{BASE} @ 100 \text{ MVA y } 13.8 \text{ kV : } I_{BASE} = \frac{100 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 13.8} = 4,183.69 \text{ Amp}$$

$$I_{cc3f} = 3,438 \angle -89^\circ \text{ Amp.}$$

- Corriente de falla de fase a tierra.

$$I_{ccft} = \frac{3 V_{Th}}{2 Z_1 + Z_0}$$

$$I_{ccft} = 3 I_0$$

$$2 Z_1 + Z_0 = 0.0428 + j 3.5428 = 3.543 \angle 89.3^\circ \text{ p.u.}$$

$$I_{ccft} = \frac{3}{3.543 \angle 89.3^\circ}$$

$$I_{ccft} = 0.846 \angle -89.3^\circ \text{ p.u. } I_{ccft} = 3,539.40 \angle -89.3^\circ \text{ Amp.}$$

Para el punto B3:

$$Z_{1Th} = 0.4204 + j 1.8709 = 1.917 \angle 77^\circ \text{ p.u.}$$



- Cálculo de corto circuito en cada nodo de interés con aportaciones de los nodos adyacentes al fallado. (Se obtienen corrientes y tensiones de fase o de secuencia en cada nodo).
- Aportaciones a la falla a través de cualquier rama. (Esta opción es útil sólo en sistemas mallados, no en sistemas radiales).
- Reducción de la red. (Obtención de equivalentes).
- Listado de datos del sistema.

El programa CORTOSIN utiliza dos archivos de datos:

1. Archivo de buses. En donde se da el listado de buses (nodos) con el número asignado a cada uno y la cave correspondiente.
2. Archivo de enlaces. En donde se proporciona el listado de impedancias de secuencia positiva y cero en p.u. y se especifica entre cuales buses están conectadas las impedancias.

Ambos archivos están en código ASCII (es el formato que manejan la mayoría de procesadores de texto, por ejemplo, el programa EDIT del sistema operativo trabaja sus archivos en este formato), por lo cual es fácilmente importable por cualquier paquete computacional para el manejo y control de los datos de entrada a los estudios de corto circuito.

El programa calcula los tipos de falla siguientes:

- 1.- Falla trifásica.
- 2.- Falla de fase-fase
- 3.- Falla de dos fases a tierra
- 4.- Falla de fase a tierra.

La salida de este programa es en cantidades p.u. pudiendo estar en valores de fase o de componentes simétricas, a demás, cada cálculo da un archivo de salida también en código ASCII, paginado para su impresión posterior.

En los apéndices de este procedimiento se incluyen los pasos a seguir para efectuar un estudio de corto circuito utilizando este programa, y otro más sencillo para sistemas radiales.

4.3.9 Normas Y Estándares Que Aplican

Los estudios y pruebas que se realizan en cálculo de corto circuito y modelado de redes deben estar establecidas por las principales organizaciones que trabajan a nivel



internacional sobre el tema de protecciones eléctricas y estudio de coordinación, estas instituciones y/o normas son:

INSTITUCIÓN	SIGLAS
1. AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE	ANSI
2. INSTITUTE of ELECTRICAL and ELECTRONIC	ENGINEERS IEEE
<ul style="list-style-type: none">• IEEE Recommended Practice for Grounding of industrial and comercial power sistem, IEEE – 142 – 1992• IEEE Recommended Practice for proteccion and Cordination of industrial and comercial power sistem, IEEE – 242 – 1986.• C – 57 – 12 – 00. IEEE Standar General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power and Regulating Transformer.• C – 57 – 13. IEEE Standars requirements for insstruments Transformers• C – 57 – 109. IEEE Guide for liquid-Immersed transformer Throgh-Fault-Current Duration.	
3. INSULATE POWER CABLE ENGINEERS ASSOCIATION	IPCEA
4. NATIONAL ELECTRICAL CODE articulos 230, 450 – 7	NEC
5. NATIONAL ELECTRICAL MANUFACTURES ASSOCIATION	NEMA
6. UNDERWRITERS LABORATORIES, INC.	UL
7. PROCEDIMIENTOS PARA COORDINACION DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN	
8. SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN NORMA OFICIAL MEXICANA	GOM-1520 NOM-001-SEDE-1999

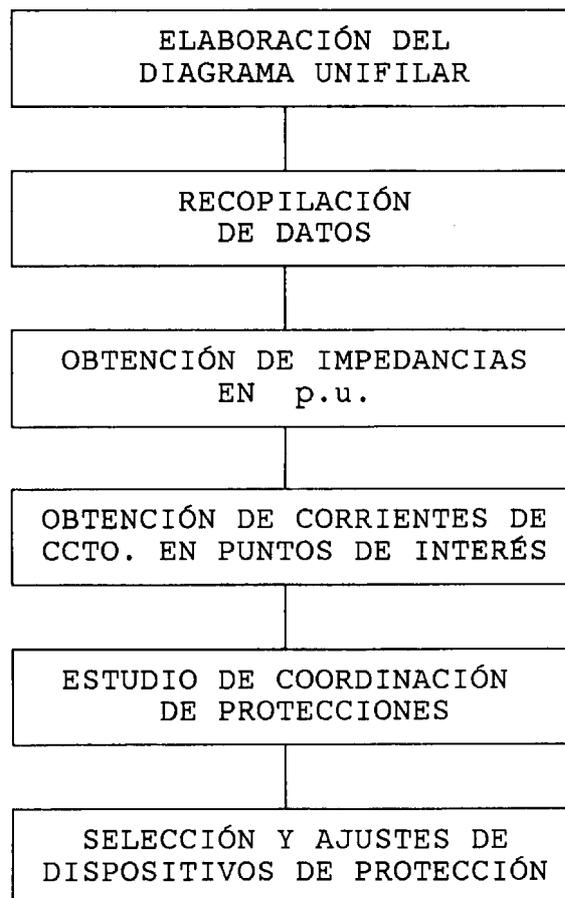
4.4 ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.

El estudio de Coordinación de Protecciones en un Sistema de Distribución consiste esencialmente de un estudio ordenado tiempo-corriente de todos los dispositivos de protección en serie, desde la carga hasta la Subestación de Distribución.

En este estudio se comparan los tiempos de operación de los diversos dispositivos de protección para ciertos niveles de corriente que pueden circular a través de ellos en algunos tipos de falla.

El objetivo de un estudio de coordinación de protecciones es determinar las características, capacidad y ajustes de los dispositivos de protección por sobrecorriente del sistema para optimizar su funcionamiento, aumentando de esta manera la confiabilidad del sistema.

DIAGRAMA DE BLOQUES PARA EFECTUAR ESTUDIOS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.



4.4.1 PRINCIPIOS BÁSICOS PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

Todos los dispositivos de protección por sobrecorriente tienen una característica de operación determinada por una curva tiempo-corriente (TCC = Time Current Curve), en esta característica el tiempo de respuesta del dispositivo a la corriente que circula por él guardan una relación inversa, esto es, que a mayor corriente, se tendrá menor tiempo de operación y, a menor corriente, mayor tiempo de respuesta. Los fusibles, relevadores de sobrecorriente y restauradores tienen este tipo de curvas características.

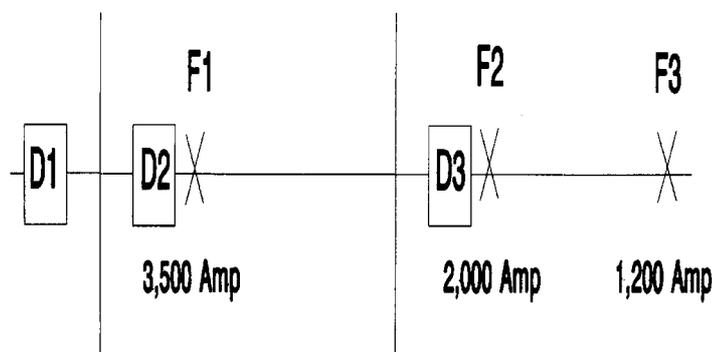
Estas curvas siempre son proporcionadas por el fabricante, y en algunos equipos de reciente manufactura, es posible obtener varios tipos de característica, y aún diseñar una curva especial.

Existen dos formas básicas de llevar a cabo la coordinación de Protecciones por sobrecorriente en cualquier tipo de sistemas:

4.4.2 COORDINACIÓN POR MAGNITUD DE CORRIENTE.

Esta se lleva a cabo cuando existe una diferencia significativa en los valores de corriente de corto circuito entre los diversos puntos donde se encuentran ubicados los dispositivos de protección, tal que los más cercanos al lado fuente estarán sujetos a la circulación de una corriente mayor que los que están más lejos. Lo cual permite seleccionar la operación ordenada de los dispositivos dependiendo del valor de la corriente.

La siguiente figura muestra un sistema en donde existe una diferencia entre los valores de corriente de corto circuito para las fallas F1, F2 y F3.



**FIGURA 4-20
NIVELES DE FALLA EN UN SISTEMA RADIAL**



Condición de operación de un dispositivo

Para que un dispositivo opere, su corriente de ajuste debe ser menor o igual que la corriente de falla

Criterios para el ajuste de la corriente de operación de los dispositivos de protección D1, D2 y D3.

- D3 debe operar para librar las fallas F2 y F3.
- D2 no debe operar para las fallas F2 y F3.
- D2 debe operar para librar la falla F1.
- D1 no debe operar para ninguna falla. En virtud de que está ubicado en el mismo bus que el dispositivo D2.

De acuerdo con estos criterios, el ajuste de la corriente de disparo de los dispositivos será el siguiente:

- I_{D1} = Bloqueado
- I_{D2} = 2,600 Amp.
- I_{D3} = 1,000 Amp.

Caso 1.- Falla en F1

$$I_{D2} < I_{F1} \quad (2,600 < 3,500)$$

Dispositivo D2 opera

Dispositivo D3 no opera por encontrarse ubicado más delante de la falla.

Caso 2.- Falla en F2.

$$I_{D2} > I_{F2} \quad (2,600 > 2,000)$$

Dispositivo D2 no opera debido a que el valor de falla no es suficiente para accionarlo.

$$I_{D3} < I_{F2} \quad (1,000 < 2,000)$$

Dispositivo D3 opera

Caso 3.- Falla en F3

$$I_{D2} > I_{F3} \quad (2,600 > 1,200)$$

Dispositivo D2 no opera debido a que el valor de falla no es suficiente para accionarlo.

$$I_{D3} < I_{F3} \quad (1,000 < 1,200)$$

Dispositivo D3 opera.

4.4.3 COORDINACIÓN POR TIEMPO.

Esta se utiliza principalmente donde se tienen dos dispositivos de protección cercanos y no existe una diferencia de corriente de corto circuito entre ambos, para lograr la coordinación para una falla local el tiempo de operación del dispositivo que está del lado carga en el circuito debe tener un tiempo de operación más corto que el dispositivo de protección ubicado en el lado de la fuente.

Generalmente se toma como base la corriente de corto circuito en el dispositivo del lado carga para hacer la comparación o ajuste de los tiempos respectivos de operación.

Considerando el sistema ilustrado en la figura 4-20, la coordinación por tiempo entre los dispositivos D1, D2 y D3 se lleva a cabo de la manera siguiente:

Criterios para el ajuste del tiempo de operación de los dispositivos de protección D2, D2 y D3.

- D3 debe operar para librar las fallas F2 y F3 en un tiempo corto.
- D2 debe detectar la falla F2, pero con un tiempo de operación mayor que el de D3.
- D2 debe operar para librar la falla F1 en un tiempo corto.
- D1 debe detectar la falla F1, pero con un tiempo mayor que el de D2.

De acuerdo con estos criterios, el ajuste del tiempo de operación de los dispositivos será el siguiente:

D3: Por ser el más alejado de la fuente debe ser ajustado para operar instantáneamente para falla F2, aproximadamente 0.1 segundo.

D2: Su tiempo de operación debe ser ajustado para operar en $t = 0.1 + 0.3 \text{ seg} = 0.4 \text{ seg}$. Para falla F2. Al tiempo 0.3 segundos se le denomina "tiempo de coordinación" entre D3 y D2.

Además, D2 debe operar instantáneamente para la falla F1.



D1: Su tiempo de operación debe ser ajustado a $t=0.3$ segundos después que el tiempo de D2 para operar en la falla F1.

Caso 1.- Falla en F1.

$$t_{D2} < t_{D1} (0.1 < 0.4)$$

Dispositivo D2 opera antes que D1

Dispositivo D3 no opera por encontrarse ubicado más delante de la falla.

Caso 2.- Falla en F2

$$t_{D2} > t_{D3} (0.4 > 0.1)$$

Dispositivo D3 opera antes que D2.

Caso 3.- Falla en F3

$$t_{D2} > > t_{D3}$$

D3 opera antes que D2.

En los estudios de Coordinación de Protecciones se hace uso de la combinación de los dos tipos de coordinación, ésta combinación dependerá de factores como:

Tipo de dispositivos a coordinar, ubicación física de los mismos, diferencias entre los niveles de corrientes de corto circuito en cada uno de ellos, etc.

Para llevar a cabo la comparación en los tiempos de operación de los dispositivos, se elaboran gráficas en escala log-log, en donde se pueden observar las curvas características de operación (TCC) de cada uno de los dispositivos involucrados en cada caso, verificándose que no exista ningún cruzamiento entre ellas y que los márgenes en los tiempos de operación sean los marcados en los criterios previamente establecidos.

Así mismo, se verifica que la curva de los dispositivos de protección esté por debajo (en la escala del tiempo) de la curva de daño de los equipos, principalmente de transformadores.

Se elaboran dos tipos de gráficas:

- 1.- Una para fallas trifásicas en donde se grafican las características de operación de los dispositivos que protegen para fallas entre fases.

--	--	--	--	--	--

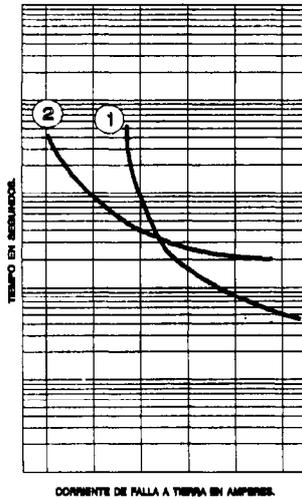


- 2.- Otra para fallas de fase a tierra donde se deben graficar, tanto las características de operación de los dispositivos que protegen fallas de fase a tierra, como las características de operación de los dispositivos para protección de fallas entre fases, ya que la corriente de falla de fase a tierra también pasa por estos dispositivos y es posible que en alguna circunstancia operen simultáneamente o antes que los dispositivos de fase a tierra.

A este respecto, es recomendable graficar una curva característica t-i por cada dispositivo, mostrando únicamente las porciones donde la protección de fase o de tierra es más rápida y omitiendo el resto (Efecto Combinado Fase-Tierra).

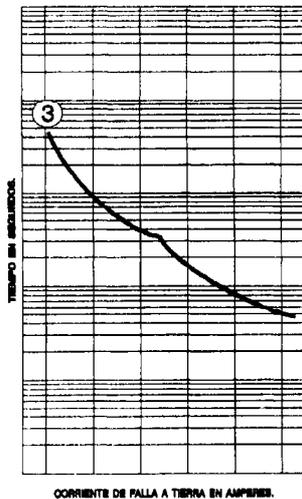
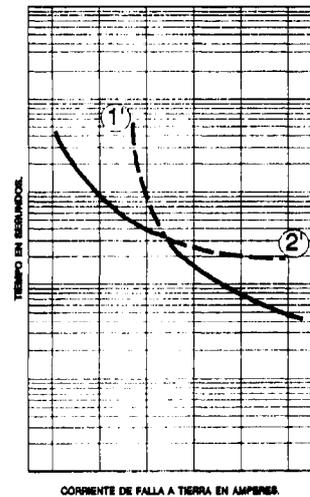
Lo anterior permite una graficación más clara y por tanto un análisis más sencillo del estudio de coordinación. Como un ejemplo de esto, en la figura 4-21 se ilustra de manera simplificada este proceso.

1983 06 01	REVISIONES	1997 03 31	2008 10 01			
------------	------------	------------	------------	--	--	--



1o. PASO: SE GRAFICAN LAS CARACTERISTICAS TIEMPO-CORRIENTE DE LAS PROTECCIONES DE FASE Y DE TIERRA (1 y 2), PARA CADA DISPOSITIVO DE PROTECCION.

2o. PASO: SE IDENTIFICAN LAS PORCIONES MAS LENTAS (1' y 2') DE CADA DISPOSITIVO DE PROTECCION, A PARTIR DEL PUNTO DE INTERSECCION ENTRE AMBAS. SI NO EXISTE TAL PUNTO, BASTA CON TRAZAR UNA LINEA VERTICAL A PARTIR DEL VALOR MINIMO DE CORRIENTE CORRESPONDIENTE A LA CURVA MAS RAPIDA, HASTA CORTAR A LA CURVA MAS LENTA; IDENTIFICANDO POSTERIORMENTE LAS PORCIONES MAS LENTAS DE CADA UNA DE LAS PROTECCIONES.



3er. PASO: SE ELIMINAN LAS PORCIONES IDENTIFICADAS COMO MAS LENTAS DE CADA UNA DE LAS PROTECCIONES MOSTRANDOSE UNICAMENTE LA CARACTERISTICA COMBINADA TIEMPO-CORRIENTE (3) PARA FALLAS A TIERRA DE CADA DISPOSITIVO DE PROTECCION.

FIGURA 4-21
GRAFICACION DEL EFECTO COMBINADO FASE-TIERRA PARA LA INTERPRETACION DEL ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES, EN UNA FALLA DE FASE A TIERRA.



4.4.4 INTERPRETACION Y APLICACIÓN DE LOS ESTUDIOS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.

Los resultados de un estudio de coordinación de protecciones nos indican si con los ajustes y características proporcionados de los dispositivos se tendrá una adecuada selectividad en su operación para las corrientes de corto circuito que se consideraron en los puntos de interés.

En caso de que en los estudios se visualice que no existe la adecuada operación de estos dispositivos, se tendrán que tomar acciones como: cambio de ajustes, cambio de dispositivos (tipo o característica), u otra, según el caso de estudio.

En el Capítulo 7 de este documento se lleva a cabo en un estudio de coordinación de protecciones utilizando el programa CORDINA, el cual se recomienda para efectuar estas labores.

1983 06 01	REVISIONES	1997 03 31	2008 10 01			
------------	------------	------------	------------	--	--	--



CAPITULO 5 EQUIPO DE PROTECCIÓN PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

La protección de los sistemas de Distribución ha evolucionado con el tiempo, desde los primitivos fusibles, hasta los equipos sofisticados cuyo funcionamiento esta basado en el empleo de microprocesadores.

Sin embargo, independientemente de los avances logrados para el desarrollo de los diversos dispositivos de protección disponibles en la actualidad, pueden identificarse 4 tipos fundamentales de equipos de protección, en función de su aplicación y principio de operación principalmente.

En este capitulo, se describen los dispositivos de protección para Sistemas de Distribución bajo tales consideraciones clasificación.

5.1 FUSIBLES.

Tomando en consideración la tensión de diseño los fusibles están clasificados según la (IEEE) en fusibles para baja tensión de 125 a 2300 volts y fusibles para alta tensión de 2300 a 161,000 volts, esta última categoría incluye a los fusibles con rango de tensión intermedia, a su vez estos fusibles están subdivididos en fusibles para distribución y fusibles de potencia.

5.1.1 CONSTRUCCION.

Los elementos que conforman un cortacircuito fusible se muestran en la figura 5-1. La parte que sirve como elemento de protección para la desconexión del corto circuito es el elemento fusible, el cual se construye de una determinada sección transversal hecha de una aleación metálica, este se funde al paso de una magnitud de corriente superior para la que fue diseñado.

Para fusibles de un solo elemento es común usar aleaciones a partir de estaño, cobre o plata, existiendo diversas opiniones sobre las propiedades relativas de estos materiales.

Algunos fabricantes sostienen que el elemento de baja temperatura de fusión previene de daño al tubo protector que rodea al elemento y al mismo portafusible en



sobrecargas y que el mejor material consecuentemente para los fusibles de un solo elemento es el estaño puro.

Los fusibles de un solo elemento pueden subdividirse básicamente en dos clases:

Aquellos que tienen baja temperatura de fusión, tal como los de estaño, elemento que funde a 232°C; y los que tienen alta temperatura de fusión como la plata o cobre, que funden respectivamente a 960°C y 1080°C.

Con curvas idénticas tiempo-corriente, un elemento fusible de estaño puede llevar mayor cantidad de corriente continuamente, dentro de la elevación de temperatura permisible, que los elementos fusibles de plata o cobre. La fibra en el interior del tubo portafusible se seca y llega a ser quebradiza a una temperatura de 70°C, iniciándose su carbonización a los 275°C.

En fusibles con elementos dobles, las funciones eléctricas y mecánicas de las partes están de tal manera relacionada, que la elección del material se determina por el tipo de curva que se desee obtener.

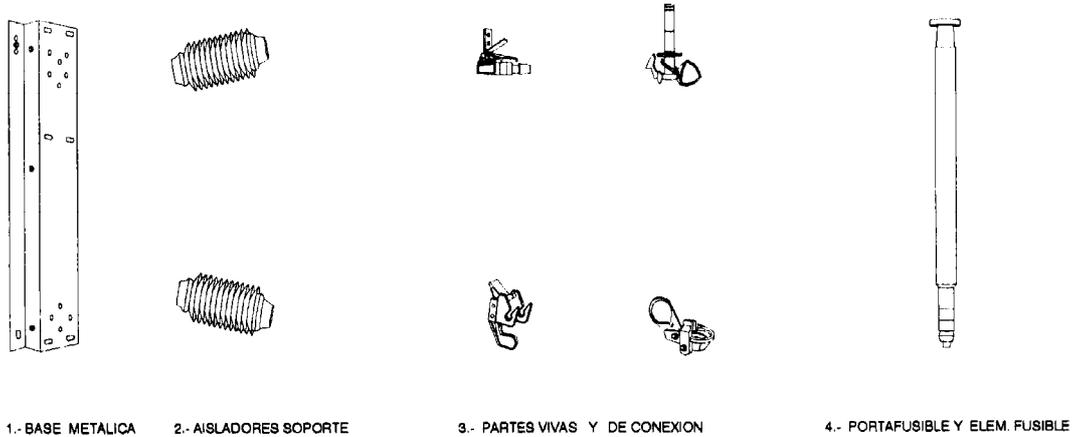
Este tipo de fusibles incorpora dos elementos en serie. Un extremo usualmente de cobre estañado, se une por medio de una bobina de soldadura.

En sobrecargas, la soldadura funde a un valor predeterminado tiempo-corriente provocando la separación de los elementos fusibles. En cortocircuitos e impulsos transitorios el elemento fusible funde antes que la soldadura.

Con el punto de fusión de 185°C, este tipo de fusibles ofrece la ventaja del elemento de baja temperatura en sobrecargas.

De acuerdo a la norma ANSI C37.100-1972 los cortocircuitos fusibles son identificados por las características siguientes:

- Tensión de operación.
- Tensión máxima de diseño.
- Nivel básico de impulso.
- Frecuencia de operación.
- Corriente nominal.
- Capacidad interruptiva.



**FIGURA 5-1
DESPIECE DE UN CORTACIRCUITO FUSIBLE**

5.1.2 CARACTERISTICAS DE OPERACIÓN.

Por ser los fusibles dispositivos de protección contra sobrecorrientes, estos tienen una curva de operación característica con respecto al tiempo, básicamente su respuesta en el tiempo es inversamente proporcional a la magnitud de la corriente que se le aplique. Todos los fabricantes de fusibles proporcionan dos curvas características de operación, una de ellas grafica el "tiempo mínimo de fusión" (MMT) y la otra el "tiempo máximo de limpieza", ver figura 5-2 de acuerdo a las normas ANSI C37.41-1981 y su complemento ANSI C37.46-1981.

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

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

Los fabricantes ofrecen una amplia gama de curvas características de operación las cuales tienen diversas denominaciones tales como "K", "T", "153-1", "119-1", etc.

En la figura 5-2 se muestran a manera de ilustración las características MMT y MCT para un fusible de potencia de 50 A, velocidad lenta (SMD-2B, curvas 119-1 y 119-1-9, S&C).

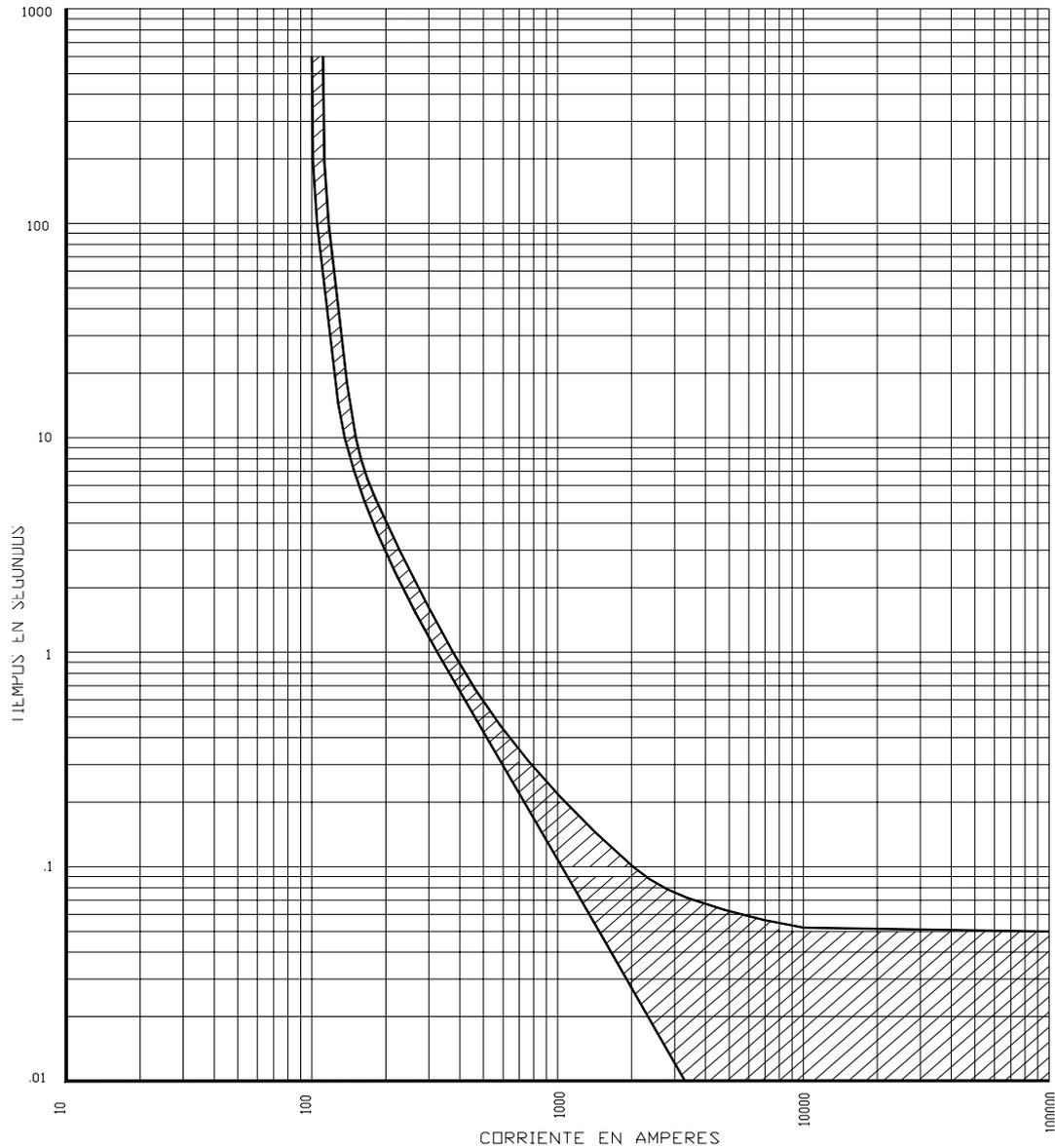


FIGURA 5-2
CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN MMT Y MCT PARA UN FUSIBLE

5.1.3 TIPOS DE FUSIBLES.

Por sus características constructivas y de operación, en la actualidad existe una amplia diversidad de fusibles, mismos que dependiendo de la aplicación específica de que se trate, satisfacen en mayor o menor medida los requerimientos técnicos establecidos. A continuación se describen algunos de estos tipos, considerando su aplicación en los Sistemas de Distribución.

5.1.3.1 FUSIBLES TIPO EXPULSIÓN.

Para este tipo de elementos fusibles las normas ANSI C37.43 definen las siguientes curvas características de operación:

Tipo "N".

Fue el primer intento de estandarización de las características de los elementos fusibles, el estándar dictaba que deberían llevar el 100 % de la corriente nominal continuamente y deberían fundirse a no menos del 230% de la corriente nominal en 5 minutos.

La curva característica de tiempo-corriente es proporcionada por los fabricantes de los fusibles y esta característica es la más rápida con respecto a otros tipos de fusibles, el tiempo mínimo de fusión al 150% del valor de la corriente nominal es de 300 segundos.

Tipos "K" y "T".

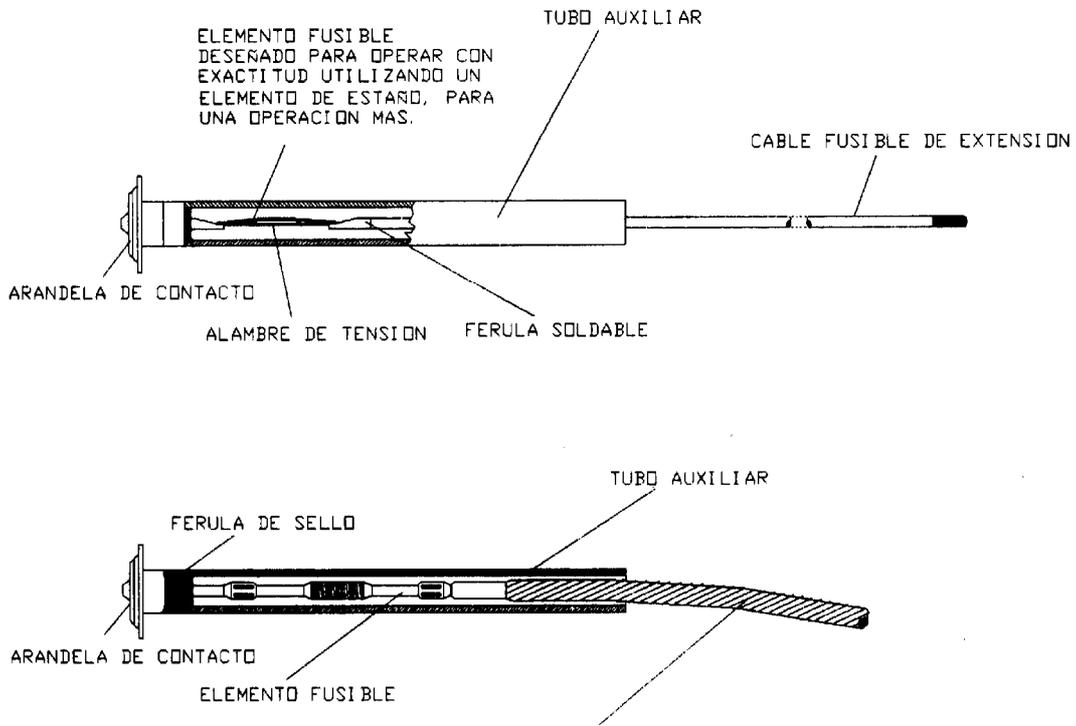
Corresponden a los tipos rápidos y lentos respectivamente, estas curvas fueron parcialmente definidas en 1950.

Para la característica de operación de estos fusibles se definieron tres puntos correspondientes a los tiempos de 0.1, 10 y 300 segundos, adicionalmente se estandarizó que estos fusibles serían capaces de llevar el 150% de su capacidad nominal continuamente para fusibles de estaño y del 100% para fusibles de plata.

Asimismo se normalizaron las capacidades de corriente más comunes de fabricación y que actualmente son de 1, 2, 3, 5, 8, 15, 25, 40, 65, 100, 140 y 200 A.

En la figura 5-3 se muestran los detalles constructivos de dos fusibles del tipo expulsión, el primero de ellos corresponde al tipo de elemento sencillo y el segundo es conocido como de elemento dual.

1983 06 01	REVISIONES	1997 03 31	2008 10 01			
------------	------------	------------	------------	--	--	--



**FIGURA 5-3
FUSIBLES TIPO EXPULSIÓN**

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

TABLA 5-1.- CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO MÁXIMA DE INTERRUPCIÓN PARA CORTACIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN.

TENSION (KV)	CORRIENTE DE INTERRUPCIÓN (AMP)
4.8	12,500
7.2	12,500
14.4	10,000
25.0	8,000

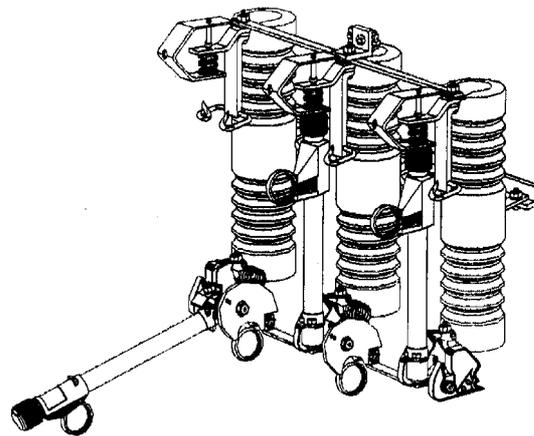
Este tipo de cortacircuitos está diseñado para utilizarse en instalaciones exteriores. En tensiones de 14.4 kv pueden encontrarse corrientes de diseño de 100 o 200 A nominales. Para tensiones de 25 kv, generalmente la corriente nominal es de 100 A continuos.

5.1.3.2 FUSIBLES DE TRIPLE DISPARO.

Actualmente se ha incrementado la instalación de los dispositivos llamados fusible restaurador de dos y tres disparos, estos equipos constan de dos o tres cortacircuitos fusibles por fase, según el caso, los cuales se conectan a la fuente mediante una barra común y la salida se conecta al primer cortacircuito fusible.

Al momento que pasa una corriente mayor a la mínima de operación y fundirse el primer elemento fusible, operará abriendo el primer portafusible y cerrando en ese momento el siguiente cortacircuito fusible, en caso de persistir la sobrecorriente operará en forma similar al anterior conectando el siguiente cortacircuito fusible con la carga.

Este dispositivo se usa como una solución económica de protección en ramales de gran longitud y de características de carga generalmente rurales, aprovechando el hecho de que las fallas de mayor incidencia son del tipo de una fase a tierra y además de que entre el 85% al 90% de éstas son de naturaleza transitoria, es decir que se tiene una alta probabilidad de que en la operación del primer cortacircuito fusible ya se haya liberado la causa de la falla conectando con éxito la carga.



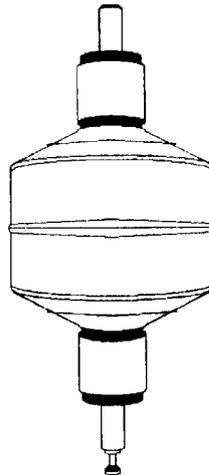
**FIGURA 5-4
CORTACIRCUITO FUSIBLE DE TRES DISPAROS**

5.1.3.3 FUSIBLES DE VACÍO.

Estos fusibles son llamados así porque el elemento fusible está encerrado en una cámara al vacío, cuenta con una cámara de arqueo, un escudo o pantalla y un aislamiento cerámico.

Para bajas corrientes de falla estos fusibles necesitan algunos ciclos para lograr el quemado del elemento fusible. Para altas corrientes el elemento instantáneamente se vaporiza y forma un arco eléctrico mantenido por el plasma, la diferencia de presión comparada con el vacío acelera la vaporización del metal y la extinción del arco.

Los iniciadores de arco controlan la trayectoria de éste, de tal forma que es sostenido en duración hasta que la corriente pasa por su valor de cero y entonces la interrupción se completa. Estos fusibles pueden operar en interiores y bajo aceite dado que no son del tipo de expulsión, la máxima corriente de interrupción es de 12000 A.



**FIGURA 5-5
FUSIBLE DE VACÍO**

5.1.3.4 FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE.

Estos fusibles son básicamente de no expulsión, limitan la energía disponible cuando ocurre un cortocircuito, esto permite que se reduzcan considerablemente los daños en el equipo protegido. Hay tres tipos básicos disponibles:

1. De respaldo o rango parcial, el cual debe ser usado en conjunto con uno de expulsión o algún otro dispositivo de protección y solamente es capaz de interrumpir corrientes superiores a un nivel especificado típicamente 500 A.

2. De propósito general, el cual está diseñado para interrumpir todas las corrientes de falla. Para una corriente de bajo valor, el tiempo de operación es retardado y para corrientes de falla opera en un tiempo muy rápido del orden de un cuarto de ciclo.
3. De rango completo, el cual interrumpe cualquier corriente que en forma continua se presente arriba de la corriente nominal.

Su principio de operación se basa en que cuando circula una sobrecorriente capaz de fundir el elemento metálico, éste se empieza a fundir en nódulos que provocan un valor grande de tensión de arco, el calor generado por el arco vaporiza el metal a una presión muy elevada, condición bajo la cual se presenta una resistencia eléctrica muy alta, una vez que el vapor metálico se condensa ocurre una descarga en el canal de arco y se tiene una re-ignición hasta que la corriente pasa por su valor de cero que es cuando se completa la interrupción del arco.

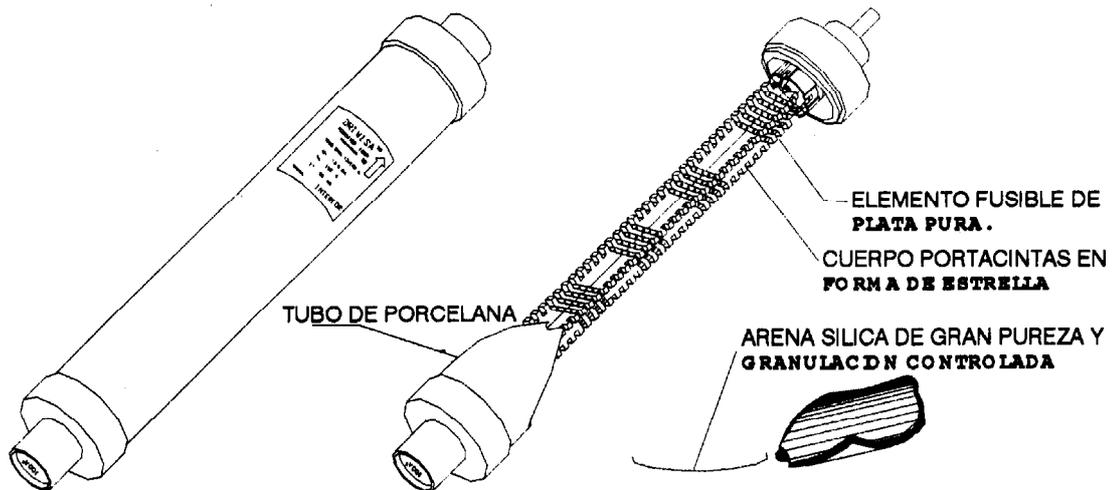


FIGURA 5-6
PORTAFUSIBLE Y FUSIBLE DEL TIPO LIMITADOR DE CORRIENTE



5.1.3.5 FUSIBLES EN HEXAFLUORURO DE AZUFRE.

Con el descubrimiento de sus propiedades dieléctricas, así como por ser un medio eficaz en la extinción del arco eléctrico, el hexafluoruro de azufre (SF_6) ha sido ampliamente utilizado en la manufactura del equipo eléctrico, del que en su operación tiene como función principal la de extinguir el arco originado por las sobrecorrientes de carga y de cortocircuito.

Para que el Hexafluoruro de Azufre (SF_6) sea un medio eficaz en la extinción del arco se requiere que esté a una presión mayor que la atmosférica, es decir que sus propiedades dieléctricas y extintoras del arco eléctrico varían en razón directamente proporcional a la presión a que se encuentra contenido.

Es por esto que aumentando la presión se pueden reducir las distancias entre partes expuestas a una diferencia de potencial, esto hace que se puedan reducir en dimensiones las cámaras de interrupción consiguiendo con esto una reducción en el tamaño de los equipos eléctricos.

Estos fusibles son empleados en las redes de distribución subterránea, dado que son para uso en interiores y del tipo limitador de corriente, actualmente se construyen para operar a 15.5, 27 y 38 KV de tensión de diseño y con capacidades de 200 o 600 A nominales, para 15.5 y 27 KV tienen un rango de 20 KA de capacidad interruptiva y para 38 KV tienen un rango de 13.5 KA de interrupción.

El elemento fusible tiene rangos desde 3 a 200 A nominales disponiendo de curvas de operación standard "E" o curva rápida "K".

Por sus características de diseño y construcción pueden ir montados en cualquier posición ya sea horizontal, vertical, en pisos, paredes o bajo las envolventes superiores de los equipos, asimismo pueden ir completamente sumergidos.

En cuanto al equipo que pueden proteger puede ser bancos de transformación, cables, o equipo automático de seccionamiento.

La presentación más utilizada es aquella para adaptarse en el interior de un codo con envolvente de material plástico equipado con conectores insertables "elbow", con probadores de presencia de tensión y adaptador para operar con pértigas.

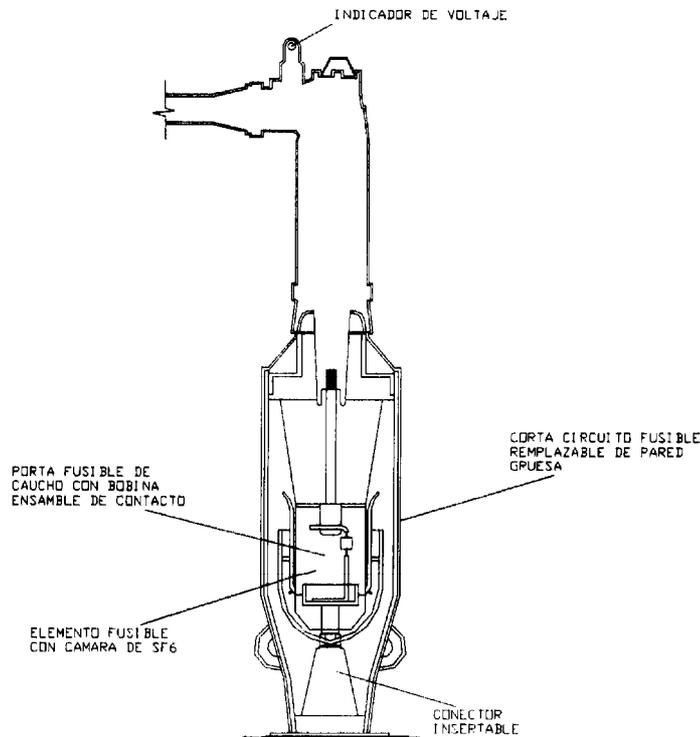


FIGURA 5-7
FUSIBLE EN HEXAFLUORURO DE AZUFRE (SF₆)

5.1.3.6 FUSIBLES DE POTENCIA.

Son diseñados para instalarse en subestaciones, líneas de distribución y subtransmisión, en donde los requerimientos de capacidad interruptiva son altos.

Existen portafusibles que pueden reutilizarse después que se fundió el elemento fusible en este caso se dice que únicamente lo que se reemplaza es el elemento de relleno que contiene el fusible y hay portafusibles que una vez operados tienen que ser reemplazados completamente.

Básicamente los fusibles de potencia por su construcción son del tipo expulsión y de ácido bórico.

El fusible de potencia del tipo expulsión fue el primero que se diseñó, habiendo evolucionado debido a la necesidad de contar con un fusible de mejores características, utilizándose entonces el ácido bórico y otros materiales sólidos que presentan las características siguientes:

1983 06 01	REVISIONES	1997 03 31	2008 10 01			
------------	------------	------------	------------	--	--	--

- Para iguales dimensiones de la cámara de interrupción de los portafusibles el ácido bórico puede interrumpir circuitos con una tensión nominal más alta.
- Un valor mayor de corriente, cubre un rango total de interrupción desde la corriente mínima de fusión hasta la corriente de interrupción máxima de diseño.
- Obliga a que se forme un arco de menor energía.
- Reduce la emisión de gases y flama.

El gas liberado por el ácido bórico no es combustible y es altamente desionizante, esto reduce grandemente la flama del arco, como resultado de esto hay una trayectoria más limpia de los gases previniendo el re-encendido del arco eléctrico y con esto reduciendo las distancias requeridas para interrumpir la corriente.

La principal característica por la que se usa el ácido bórico, es que al exponerse al calor del arco libera un vapor que produce una sobrepresión en la cámara de extinción y eleva la rigidez dieléctrica en el canal establecido por el arco y condensandose rápidamente en pequeñas gotas, las cuales tienen una acción refrigerante.



**FIGURA 5-8
FUSIBLE DE POTENCIA**

TABLA 5-2.- RANGOS DE INTERRUPCIÓN PARA FUSIBLES DE POTENCIA DEL TIPO DE EXPULSIÓN.

TENSIÓN NOMINAL KV	CORRIENTE PERMANENTE MÁXIMA A	MÁXIMA CAPACIDAD INTERRUPTIVA TRIFASICA SIMÉTRICA MVA
7,2	100, 200, 300 Y 400	162
14,4	100, 200, 300 Y 400	406
23	100, 200, 300 Y 400	785
34,5	100, 200, 300 Y 400	1174
46	100, 200, 300 Y 400	1988
69	100, 200, 300 Y 400	2350
115	100 Y 200	3110
138	100 Y 200	2980
161	100 Y 200	3480

TABLA 5-3.- RANGOS DE INTERRUPCIÓN DE FUSIBLES DE POTENCIA EN ÁCIDO BÓRICO, EN LOS CUALES SE REEMPLAZA TODO EL PORTAFUSIBLE

TENSIÓN NOMINAL EN (KV)	CORRIENTE CONTINUA MÁXIMA (A)	CAPACIDAD INTERRUPTIVA MÁXIMA EN MVA SIMÉTRICOS
34.5	100, 200 Y 300	2000
46.0	100, 200 Y 300	2500
69.0	100, 200 Y 300	2000
115.0	100 Y 250	2000
138.0	100 Y 250	2000

TABLA 5-4.- RANGOS DE INTERRUPCIÓN DE FUSIBLES DE POTENCIA EN ÁCIDO BÓRICO, EN LOS CUALES SE REEMPLAZA EL "RELLENO" O UNIDAD FUSIBLE.

TENSIÓN NOMINAL EN (KV)	CORRIENTE CONTINUA MÁXIMA (A)	CAPACIDAD INTERRUPTIVA MÁXIMA EN MVA SIMÉTRICOS
2.4	200, 400 Y 720	155
4.16	200, 400 Y 720	270
7.2	200, 400 Y 720	325
14.4	200, 400 Y 720	620
23.0	200 Y 300	750
34.5	200 Y 300	1000

TABLA 5-5.- CAPACIDAD INTERRUPTIVA DE FUSIBLES DE POTENCIA DEL TIPO LIMITADOR DE CORRIENTE.

TENSIÓN NOMINAL EN (KV)	CORRIENTE MÁXIMA CONTINUA EN A	CAPACIDAD INTERRUPTIVA MÁXIMA EN MVA SIMÉTRICOS
2.4	100, 200 Y 450	DE 155 A 210
4.8	100, 200, 300 Y 400	310
7.2	100 Y 200	620
14.4	50, 100, 175 Y 200	DE 780 A 2950
23.0	50 Y 100	DE 750 A 1740
34.5	40 Y 80	DE 750 A 2600

En las dos figuras siguientes se ilustra de manera secuencial, el proceso de operación de dos fusibles de potencia. Para la primera figura, la secuencia corresponde a un fusible de tipo totalmente reemplazable. La segunda ilustración muestra el detalle para un fusible del tipo "rellenable".

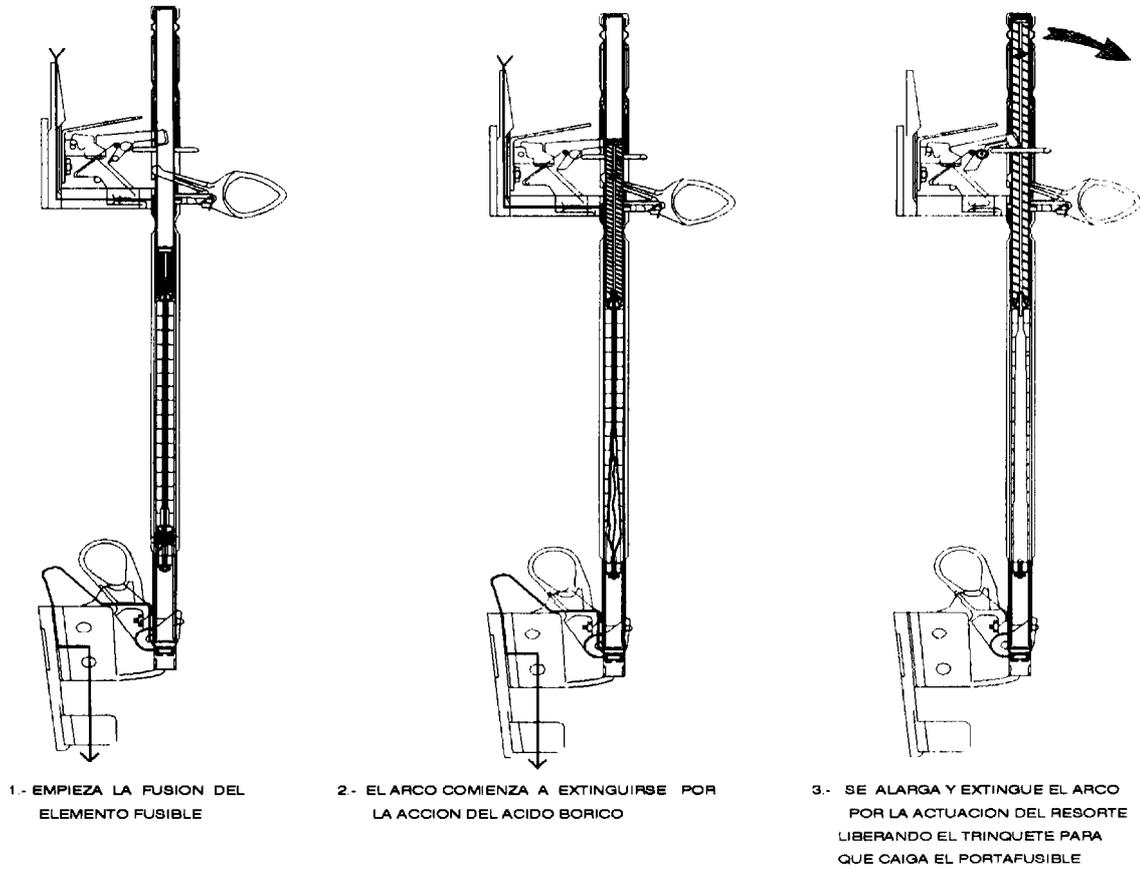
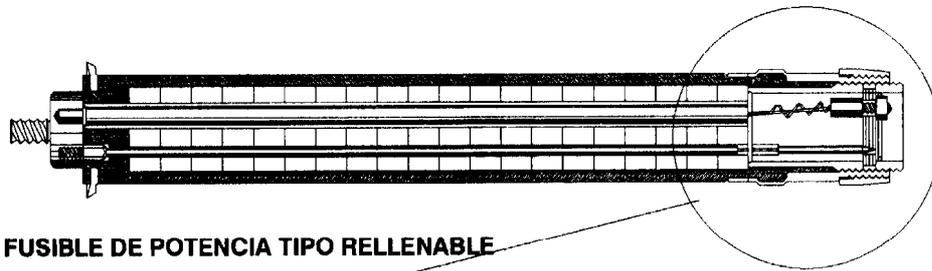
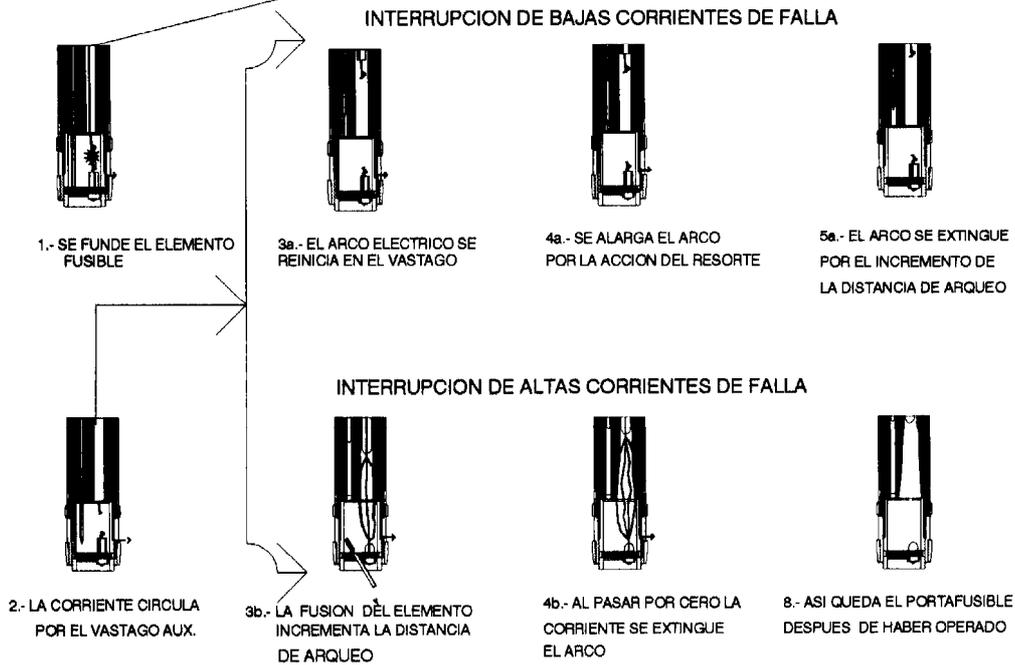


FIGURA 5-9
OPERACIÓN DE UN FUSIBLE DE POTENCIA DEL TIPO COMPLETAMENTE REEMPLAZABLE



FUSIBLE DE POTENCIA TIPO RELLENABLE



**FIGURA 5-10
OPERACIÓN DE UN FUSIBLE DE POTENCIA DEL TIPO RELLENABLE.**

5.1.4 SELECCIÓN DE FUSIBLES.

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

Atendiendo a la aplicación debe considerarse si se requiere un fusible para operar en interiores o exteriores. Si es para exteriores se debe considerar que el cortacircuito fusible completo sea para operar bajo condiciones de intemperie; si se necesita para operar en espacios cerrados entonces se elegirá un fusible adecuado, el cual debe reducir considerablemente la emisión de ruido, gases y flama al exterior del portafusible cuando opere por un cortocircuito.



Atendiendo las necesidades del equipo a proteger se deberá considerar si se necesita un fusible de operación normal o uno del tipo limitador de corriente en el cortocircuito de los cuales hay disponibles una amplia gama desde los de protección de rango parcial hasta los de rango completo, estos a su vez se encuentran disponibles para exteriores, interiores, para aplicación en sistemas subterráneos o completamente sumergidos.

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

En base a las características eléctricas requeridas para la operación se deben considerar los siguientes parámetros.

1. Tensión nominal.- El valor de tensión de operación normal deberá ser igual o menor a la tensión de diseño del fusible y el fusible no deberá operar a una tensión mayor a la tensión máxima de diseño.
2. Corriente continua.- es el valor eficaz (RMS) de la corriente que puede circular por el fusible en régimen estacionario y en forma continua en el que se deberán considerar:
 - a) La corriente normal de la carga máxima que se puede presentar, la cual deberá circular por el fusible sin que éste sufra ningún daño en sus características, todos los fusibles pueden llevar continuamente la corriente continua de diseño con una temperatura ambiente que no exceda los 40 °C .
 - b) La corriente transitoria de "inrush" de los transformadores, que es la corriente de magnetización del núcleo de los transformadores, es de corta duración (aproximadamente 0.1 seg.) y dependiendo de la capacidad del transformador tiene un valor de 8 a 12 veces la corriente nominal, esto en la coordinación de protecciones es conocido como punto "inrush", y este punto no debe rebasar a la curva tiempo-corriente de operación del fusible.
 - c) Sobrecargas normales repetitivas como arranque de motores.
3. Capacidad interruptiva.- El rango de interrupción relaciona el valor máximo de la corriente eficaz (RMS) simétrica que circula durante la primera mitad del ciclo después de iniciada la falla, este rango puede expresarse en las formas siguientes:



- a) La corriente máxima rms simétrica.
- b) La corriente máxima rms asimétrica.
- c) El equivalente en KVA trifásicos simétricos.

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

5.1.4.1 SELECCIÓN DE LA CURVA DE OPERACIÓN

Por ser los fusibles dispositivos de protección contra sobrecorrientes, estos tienen una curva de operación característica con respecto al tiempo, básicamente su respuesta en duración de tiempo es inversamente proporcional a la cantidad de corriente que se le aplique.

Todos los fabricantes de fusibles proporcionan dos curvas características de operación, una de ellas grafica el tiempo mínimo de fusión y la otra el tiempo máximo de limpieza, (ver figuras 5-2 y 5-11).

La curva del tiempo mínimo de fusión o MMT (minimum melting time) grafica el tiempo en el cual el fusible comenzará a fundirse por la acción del paso de una corriente determinada. Dicha curva se usa para coordinar con dispositivos de protección que se encuentran después del fusible en el sentido de circulación de la corriente de falla.

Esta curva usualmente los fabricantes la trazan considerando una temperatura ambiente de 25 °C y operando el fusible sin carga inicial.

La curva del tiempo máximo de limpieza o MCT (total clearing time) grafica el tiempo total en que el fusible interrumpe la circulación de corriente hacia la falla, es decir toma en cuenta el tiempo desde el principio de la fusión y el desarrollo del arco eléctrico hasta que se extingue el arco totalmente. Esta curva se usa para coordinar con dispositivos de protección que se encuentran antes del fusible, en el sentido de circulación de la corriente hacia la falla. Esta curva al igual que la (MMT) se grafica a 25° C y sin carga inicial, según las normas ANSI C37.41-1981 y su complemento la norma ANSI C37.46-1981.

En la elección de la curva de operación se debe seleccionar la curva que además de dar un rango adecuado para coordinar en tiempo al valor de falla de cortocircuito

trifásico y monofásico en el punto de instalación a aquella que siga lo más paralelamente posible a la curva de operación o curva característica de daño del dispositivo protegido o del dispositivo de protección siguiente en el sentido de circulación de la corriente de falla, a fin de que coordine en tiempo para el mayor rango posible de magnitudes de corriente de falla.

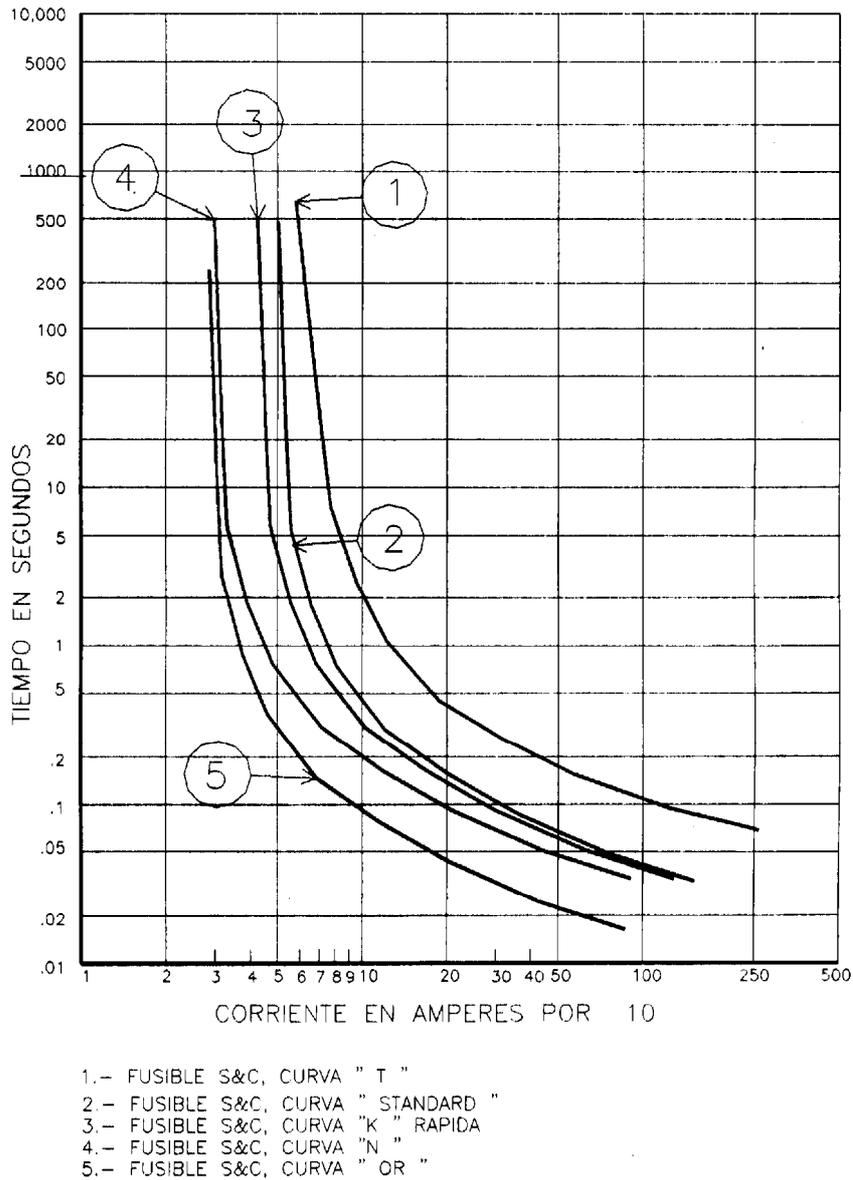


FIGURA 5-11
CURVAS CARACTERISTICAS "MCT" PARA DIFERENTES TIPOS DE FUSIBLES.



5.2 RESTAURADORES.

EL restaurador es un dispositivo electromecánico habilitado para sensibilizar e interrumpir en determinado tiempo, sobrecorrientes en un circuito debidas a la eventualidad de una falla, así como efectuar recierres automáticamente reenergizando el circuito. Después de una secuencia de operación de disparo-recierre y en caso de persistir la falla, nuevamente abrirá, recerrando por segunda ocasión. Esta secuencia de operación podrá llevarse a cabo, dependiendo del ajuste, hasta tres veces antes de la apertura y bloqueo final. La secuencia de operación realiza dos importantes funciones:

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

Desde que comenzaron a construirse los primeros sistemas eléctricos de distribución, los fusibles habían sido utilizados como el medio principal de protección contra fallas por sobrecorriente, teniéndose como desventaja sus limitaciones de aplicación, debido a que toda vez que es sometido a una corriente superior a su mínima corriente de fusión, operará, quedando el servicio suspendido en esa parte del sistema; dependiendo el tiempo de restablecimiento de la distancia de recorrido del personal técnico hacia la instalación para su reposición.

Con lo anterior se provocan altos costos de atención de servicios. Además de que el fusible no es capaz de discriminar entre una falla permanente y/o temporal.

Estudios de sistemas de distribución aérea en todo el mundo han establecido que hasta el 95% de todos los corto-circuitos o fallas son de naturaleza temporal, con una duración de unos cuantos ciclos. Las causas típicas de estas fallas temporales son:

- Conductores barridos que se tocan por el viento.
- Descargas atmosféricas sobre el aislamiento.
- Aves, reptiles o animales pequeños que contactan entre una línea energizada y una parte conectada a tierra.
- Ramas de árboles que tocan o son barridas por el viento sobre las líneas energizadas.
- Sobrecorrientes por re-energización de cargas.



Sobre la base de estas estadísticas y observaciones puede reconocerse fácilmente la necesidad de disponer de un equipo con la función de "apertura y recierre automático". Es decir, si al desconectar la línea, la falla es despejada, el recierre después de unos pocos ciclos será exitoso, debido a que la causa de la falla ha desaparecido (al tratarse desde luego de una falla de naturaleza temporal); naturalmente la función de "apertura-recierre" debe ser efectuada automáticamente.

Una alternativa para satisfacer esta necesidad, puede ser fusible "repetidor o de triple disparo" que aunque pueden eliminar algunas interrupciones prolongadas, debido a fallas temporales, presentan la desventaja de requerir viajes frecuentes del personal técnico para reemplazar los fusibles fundidos, con el objeto de restablecer la posibilidad de operaciones múltiples.

La tabla 5-6 muestra una estadística real de fallas para un período de un año en un sistema típico de distribución protegido por restaurador.

TABLA 5-6.- ESTADÍSTICA DE LIBRAMIENTO DE FALLAS

FALLAS EXPERIMENTADAS	RECIERRE EXITOSO	PORCENTAJE DEL TOTAL
896	PRIMERO	88.7 %
46	SEGUNDO	4.5 %
13	TERCERO	1.3 %
5	QUEDA ABIERTO	5.5 %
960	-----	100 %

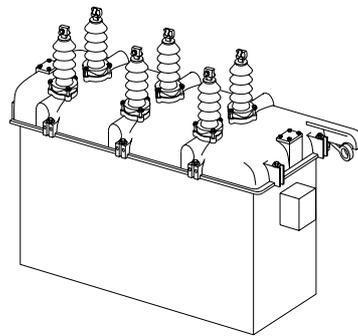
El análisis de esta tabla indica que el 88.7% de todas las fallas que ocurrieron en el sistema durante el período de estudio fueron despejadas por la primera secuencia de apertura-recierre, esto nos indica que el restaurador elimino 896 interrupciones permanentes de servicio, que hubieran ocurrido si los circuitos hubieran estado protegidos con fusibles.

Después de 3 secuencias de apertura-recierre, otro 5.8% de todas las fallas fueron despejadas, haciendo un total de 94.5% o 955 cortes, el restante 5.5% de la cantidad total de fallas puede suponerse que han sido de naturaleza permanente y requieren la asistencia del personal técnico para su corrección. De dicho análisis resulta obvio el ahorro de costos.

Por lo anterior, el restaurador automático de circuito ha demostrado ser el dispositivo ideal para eliminar virtualmente, cortes de energía prolongados en los sistemas de distribución, debido a fallas temporales o condiciones de sobrecarga transitorias.

5.2.1 CONSTRUCCIÓN.

En un restaurador automático, sus contactos de interrupción monofásicos o trifásicos, están contenidos en un tanque con aceite como medio de aislamiento su apariencia se asemeja a un pequeño interruptor en aceite y puede ser conectado directamente a la línea sobre postes, crucetas, plataformas o instalado en una estructura en la subestación. Ver figuras 5-12 y 5-13. El equipo debe de estar construido y operar cumpliendo la especificación LAPEM CFE VH000-11 RESTAURADORES.



**FIGURA 5-12
RESTAURADOR TRIFÁSICO**

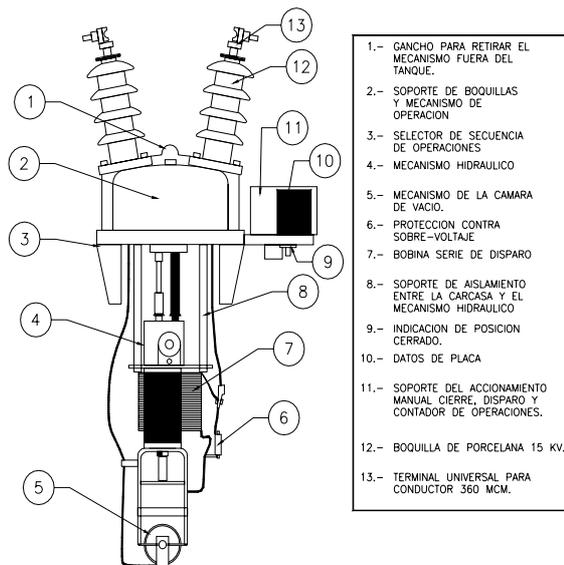


FIGURA 5-13 PARTES COMPONENTES DE UN RESTAURADOR MONOFÁSICO



5.2.2 PRINCIPIO DE OPERACIÓN.

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

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

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

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

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

La ventaja de los restauradores va más allá de la simple detección y despeje automático de fallas y recierre, ya que cuenta con la característica de poder operar con diferentes curvas de tiempo-corriente dentro de una misma secuencia de operación, seleccionables.

Lo anterior se ejemplifica para un determinado restaurador, que al detectar una falla dispara en pocos ciclos, este disparo rápido minimiza la probabilidad de cualquier daño en un sistema. Luego recerrará en 1 o 2 segundos, lo que significa una mínima interrupción del servicio.

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

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

Otra característica del restaurador es la reposición automática, si un restaurador es ajustado, para quedar abierto después de su 4a. operación de apertura, pero la falla ha sido despejada después de la 1a, 2a. o 3a. operación, el restaurador se repondrá automáticamente a su posición original y será capaz de llevar a cabo otras

--	--	--	--	--	--

operaciones, en el caso de que la falla sea permanente será necesario cerrarlo manualmente.

5.2.3 CARACTERÍSTICAS DE TIEMPO-CORRIENTE Y SECUENCIA DE OPERACIÓN.

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

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

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

Las curvas empleadas normalmente en los restauradores se muestran en la figura 5-14 y corresponden para dicha gráfica a:

- curva A.- curva rápida.
- curva B.- curva lenta.
- curva C.- curva muy lenta.

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

Además el restaurador puede modificarse para proveer todas las operaciones rápidas, todas las operaciones demoradas o cualquier combinación de operaciones rápidas seguidas por demoradas.

Sin embargo en todos los casos de operaciones rápidas, si las hay, ocurren primero seguidas de las demoradas, hasta llegar a la cantidad seleccionada de operaciones para la apertura definitiva.

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

De la misma manera se pueden seleccionar 1A-3B, 3A-1B, 0A-4B, según la conveniencia para coordinar con otros dispositivos de protección de la red.

Las secuencias señaladas corresponden a un ajuste de 4 operaciones, siendo factible también, el poder disponer de ajustes con 3, 2 o incluso 1 operaciones; con las correspondientes combinaciones de curvas rápidas y/o lentas.

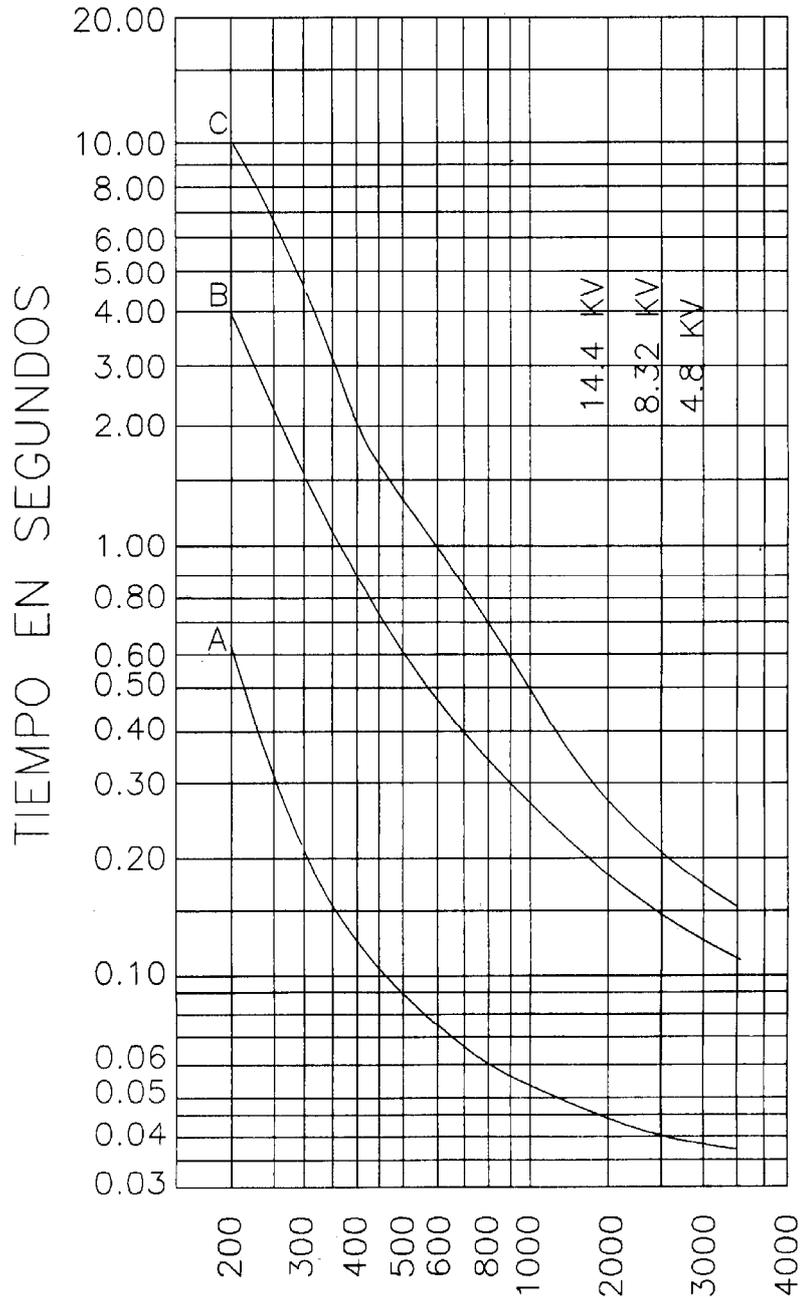


FIGURA 5-14
GRÁFICA TÍPICA DE TIEMPO-CORRIENTE PARA RESTAURADOR DE 100 A EN LA CUAL SE MUESTRAN LAS CURVAS "A", "B" Y "C"

5.2.4 TIPOS DE RESTAURADORES.

Los restauradores automáticos de distribución pueden clasificarse de la siguiente manera:

- Por el número de fase: Trifásicos y Monofásicos
- Por el medio de interrupción: Aceite, Vacío y SF₆.
- Por el medio aislante: Aceite y SF₆
- Por el tipo de control: Mecánico, hidráulico, electrónico y microprocesado.

Existen varios tipos de restauradores que combinan los diferentes medios de aislamiento, medios de interrupción de corriente y funciones de control, los cuales se describen a continuación.

5.2.4.1 RESTAURADORES DE CONTROL HIDRÁULICO CON INTERRUPCIÓN EN VACÍO.

Para este tipo de restauradores, el aceite no está implicado en el proceso de interrupción de corriente por lo que su mantenimiento es mínimo ya que el aceite no se contamina, una cámara al vacío sellada es empleada y toda la interrupción tiene lugar dentro de esa cámara, la cual cuenta con contactos planos uno de ellos estacionario y el otro móvil, el movimiento del contacto dentro de la cámara al vacío es realizado empleando un fuelle entre el contacto móvil y la carcasa de la cámara de vacío, el fuelle también mantiene el vacío dentro de la carcasa. Un detalle de este tipo de equipo puede observarse en la figura 5-15.

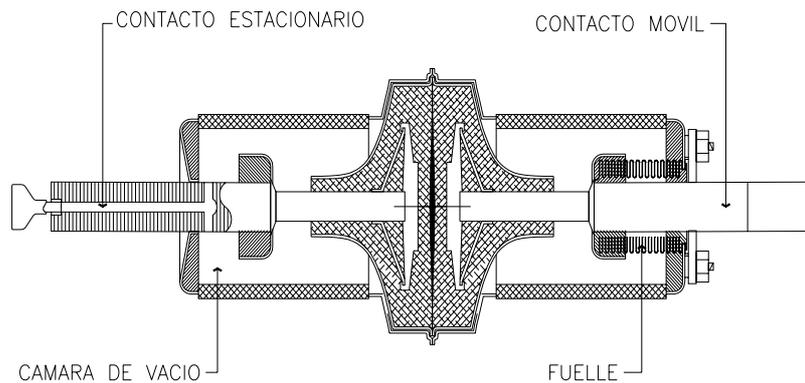


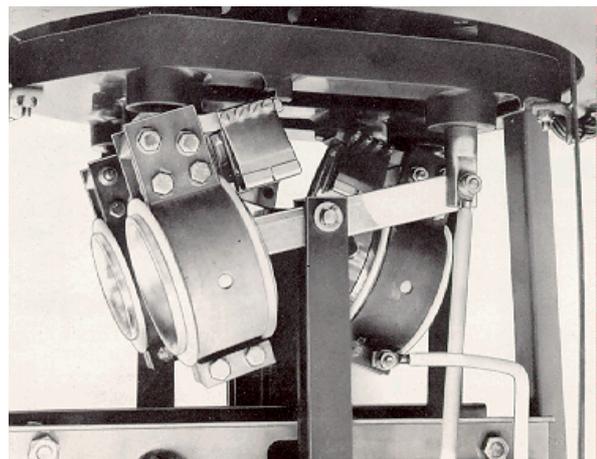
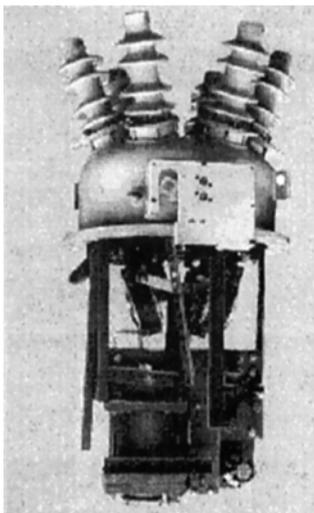
FIGURA 5-15
VISTA DEL CORTE DE LA CÁMARA DE UN RESTAURADOR DE VACÍO

Las principales ventajas de los restauradores con cámaras interruptivas en vacío son: larga duración, menor mantenimiento, poco peso, carencia de ruido y ninguna generación de gas durante la interrupción de corriente, el corto recorrido del contacto permite la interrupción de la corriente de falla a una velocidad de 1 o 2 ciclos.

5.2.4.2 RESTAURADORES DE CONTROL MICROPROCESADO EN SF₆.

El mas reciente desarrollo en el diseño de restauradores, es la utilización del hexafluoruro de azufre (SF₆), como medio de aislamiento y medio de interrupción, evitando así los efectos adversos de la humedad y eliminando el riesgo de incendio.

El corazón de la unidad es un disyuntor de arco rotatorio SF₆ el cual es controlado por una unidad externa electrónica basada en microprocesador. El sistema de contactos del disyuntor tiene características contra erosión mejores que las requeridas para reconectores en vacío y puede en la mayoría de circunstancias, entenderse como sellado de por vida. En la figura 5-16 se muestra un restaurador de estas características.



**FIGURA 5-16
PARTES COMPONENTES DE UN RESTAURADOR TRIFÁSICO EN HEXAFLUORURO
DE AZUFRE**

Las cámaras interruptivas en el restaurador de SF₆, operan bajo el principio usado en el diseño de motores eléctricos (ver figura 5-17), donde un conductor suspendido en un campo electromagnético experimenta una fuerza en la dirección de la densidad de flujo mas débil, definida como la regla de Fleming de corriente, flujo y movimiento.

En el reconectador, el arco se inicia con la separación de los contactos móviles tipo cuchillas; el origen del arco en el extremo del contacto fijo, rápidamente se transfiere, por efecto de las fuerzas electromagnéticas al anillo metálico dentro de la bobina interruptora, trayendo a este dentro del circuito eléctrico.

Una vez que el campo electromagnético producido por la corriente en la bobina esta en el circuito, se encontrará en ángulo recto con la columna de arco causando que este gire a muy alta velocidad dentro del anillo-bobina, bajo la regla de Fleming. Esta alta velocidad de rotación lleva al arco a contacto íntimo con SF₆ frío el cual extrae la energía de la columna de arco y lo lleva a su extinción en el primer cero de corriente disponible.

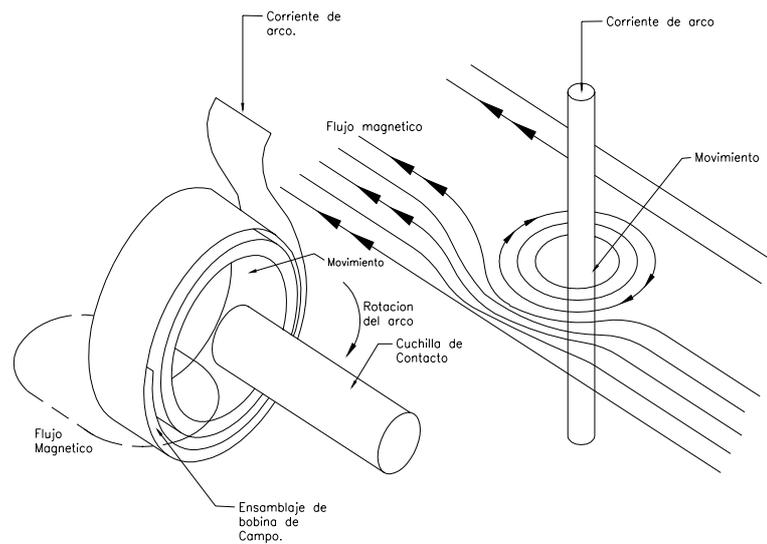


FIGURA 5-17
PRINCIPIO DE OPERACIÓN DE LA INTERRUPCIÓN EN SF₆

En la práctica este principio de interrupción se lleva a cabo utilizando el sistema de contacto y bobina que se aprecia en la figura 5-16. Aparte de ser muy eficiente este mecanismo de interrupción de arco rotatorio ofrece otra ventaja importante en cuanto al proceso de interrupción, que a diferencia del sistema Puffer o de soplado en SF₆, no produce contrafuerzas en el mecanismo de operación y así permiten al diseñador usar sistemas livianamente cargados y de baja energía almacenada para su operación.



5.2.4.2.1 MECANISMO DE CIERRE

Este mecanismo es del tipo solenoide de alta tensión, de un solo tiempo para cerrar. Este cierre se lleva a cabo al ser conectado el solenoide entre dos fases de la red primaria.

Durante el cierre también se almacena energía en un resorte para una subsecuente operación de apertura. La energía almacenada en los resortes de apertura es contenida por un gatillo, el cual es liberado por un pequeño solenoide cuando la unidad debe abrir por orden del microprocesador de control.

5.2.4.2.2 MODULO DE CONTROL.

Este es un relé electrónico controlado por microprocesador el cual lleva una función similar a la que hacían las bobinas serie en los restauradores en aceite en cuanto a las características temporizadas, pero sin la desventaja de los cambios debido a las variaciones de temperatura.

El ajuste del numero de operaciones para disparo definitivo, la selección de estas operaciones como disparos instantáneos y/o temporizados y la selección de las curvas de operación requeridas, son simples ajustes en el relé.

5.2.4.3 RESTAURADORES CON CONTROL HIDRÁULICO.

Este tipo de restauradores ha sido el más ampliamente utilizado, habiendo diferentes sistemas de control, mismos que son descritos a continuación:

5.2.4.3.1 SISTEMA CON CONTROL HIDRÁULICO SIMPLE.

Este restaurador utiliza el mismo aceite para la interrupción de corriente, el aislamiento de las partes energizadas a tierra, el recuento y temporización del corte y operación de recierre (ver figura 5-18).

Operación de disparo rápido (curva "A").

Ocurre cuando una corriente superior al 200% de la capacidad de corriente nominal de la bobina solenoide fluye a través de la misma, el émbolo es tirado hacia abajo en la bobina, abriendo los contactos del restaurador y operando el mecanismo hidráulico.

En la primera operación del restaurador la mayor parte del aceite desplazado por el émbolo es eliminado libremente a través del orificio de escape. Esto se conoce como la operación rápida, de manera que no hay retraso en el movimiento del émbolo y por lo tanto ninguna demora de temporización en la apertura de los contactos.

--	--	--	--	--	--

Esta operación "rápida" o "curva A" es la operación mas rápida mecánicamente posible con cada tipo particular de restaurador, teniendo una característica inversa de tiempo- corriente.

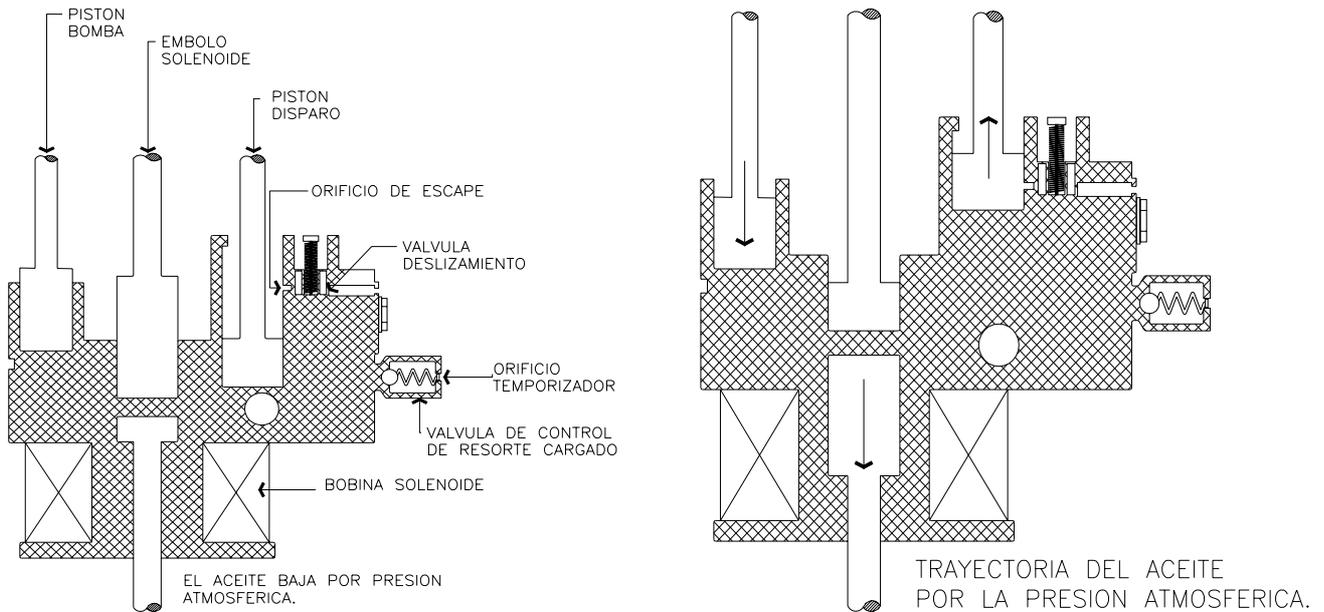


FIGURA 5-18
CORTE DEL MECANISMO HIDRÁULICO DE UN RESTAURADOR

Operación de recierre.

Con la interrupción de circulación de corriente se desenergiza la bobina solenoide y los resortes operativos aplican fuerza al émbolo para volverlo a su posición inicial y también para cerrar los contactos del restaurador, el intervalo de recierre es determinado por el tiempo requerido para que el émbolo se eleve y para que el aceite retorne al espacio dentro de la bobina solenoide, este flujo de aceite es controlado por un orificio en la válvula corrediza, que ha vuelto a su posición original y cerrado el orificio de escape y el de temporización. Este lento flujo de aceite retrasa el retorno del émbolo y retarda el cierre de los contactos, aproximadamente 2 segundos.

Operación de disparo retardado (curva "B").

Si la falla sigue existiendo después del segundo disparo y recierre, la bobina solenoide llevara nuevamente el émbolo hacia abajo o el aceite es nuevamente desplazado en la cámara debajo de la válvula corrediza, elevando esta ultima, pero el aceite no puede

fluir mas a través del orificio de escape porque el pistón de disparo lo esta cambiando.

Por lo tanto el aceite debe fluir a través del orificio de temporización, por lo que esto retarda el movimiento hacia abajo del émbolo y demora la apertura de los contactos, en fallas de alta corriente, que producen mayor fuerza magnética sobre el émbolo y mayor presión en la cámara de la válvula corrediza, una válvula de control de alta corriente cargada al resorte, provee una salida adicional de aceite para obtener la característica deseada de tiempo corriente (ver figura 5-19).

Si la falla persiste, cuando los contactos cierran después de la primera interrupción, el restaurador dispara y cierra de manera similar. Si el restaurador esta programado para realizar dos operaciones rápidas y dos lentas, como es lo mas común.

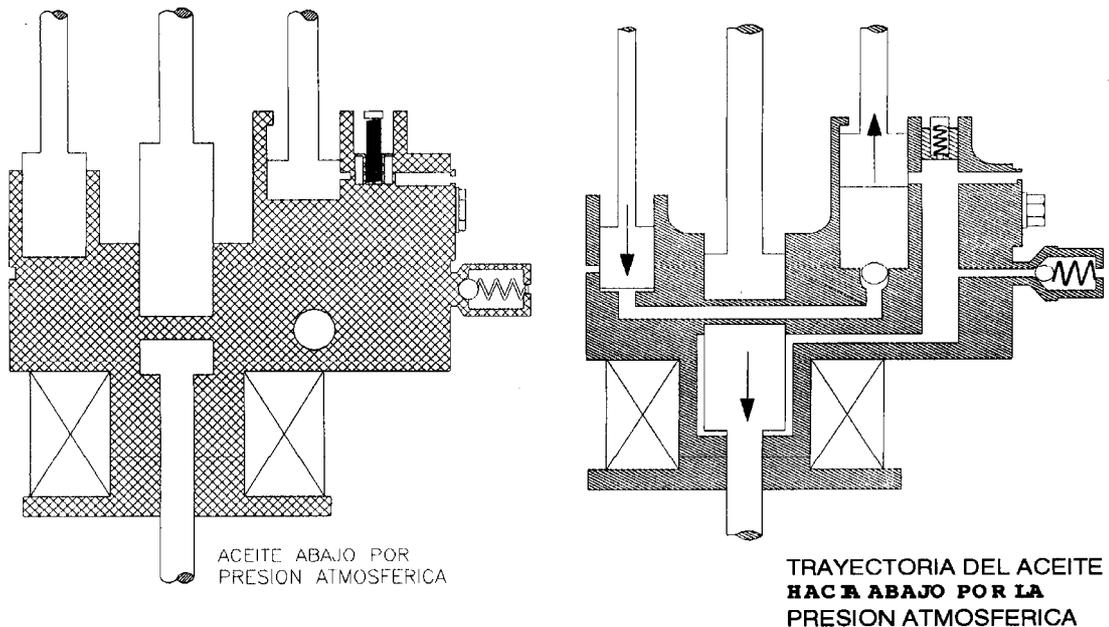


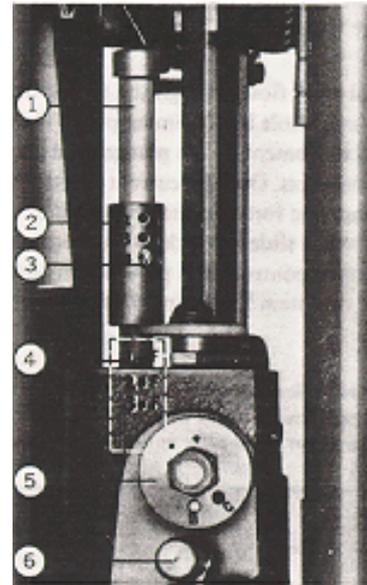
FIGURA 5-19
POSICIÓN DEL MECANISMO HIDRÁULICO EN EL PROCESO DE OPERACIÓN RETARDADA

5.2.4.3.2 SISTEMA CON CONTROL HIDRÁULICO DOBLE.

Con este sistema el restaurador usa un tipo de aceite para la interrupción de corriente, el aislamiento de las partes energizadas y las operaciones de conteo y recierre, pero un fluido diferente se usa para la temporización de las operaciones retardadas.

Para fijar las curvas características retardadas, se usa un fluido especial hidráulico con una viscosidad relativamente constante dentro de la escala normal de temperatura de operación, estas unidades hidráulicas selladas permiten elegir dos curvas retardadas (ver figura 5-20).

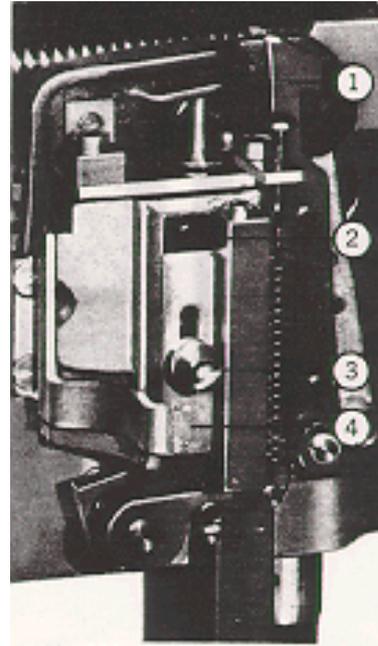
- 1- Barra de disparo
- 2- Ajustes de disparo
- 3.- Chaveta
- 4- Sujetador de la barra de disparo
- 5- Mecanismo temporizador
- 6- Válvula de control de alta corriente



**FIGURA 5-20
MECANISMO DE CONTROL HIDRÁULICO DOBLE CON DETALLE DE AJUSTE PARA
LA SECUENCIA DE OPERACIÓN**

Los restauradores con control hidráulico doble operan similarmente al los de control hidráulico simple anteriormente descrito. Cuando una corriente superior al 200 % de la capacidad nominal de la bobina solenoide hace que los contactos móviles se abran interrumpiendo así la corriente, después del intervalo de recierre de aproximadamente 2 segundos, los contactos se cierran para probar la línea, si la falla persiste el restaurador sigue operando hasta su apertura definitiva (ver figura 5-21).

- 1.- Enganche de mecanismo
- 2.- Sello para el retardo de las curvas
- 3- Tornillo de calibración
- 4- Barra de ajuste



**FIGURA 5-21
UNIDAD DE AJUSTE PARA EL RETARDO DE TIEMPO DEL RESTAURADOR**

5.2.4.4 RESTAURADORES CON CONTROL ELECTRÓNICO.

En lugar de bombas y pistones usados en el control hidráulico, el control electrónico consiste en circuitos impresos que usan componentes estáticos.

Las corrientes de falla, son detectadas por tres transformadores de corriente colocados internamente a la salida de las terminales del restaurador, con una relación de 1000/1, la salida de los TC's, es transmitida a la red de disparo mínimo de fase o tierra, por intermedio de los resistores de corte mínimo, transformadores de aislamiento y circuitos rectificadores.

La temporización a lo largo de las curvas características seleccionadas, comienza cuando la corriente a través de los circuitos de detección de nivel de corte mínimo excede un nivel específico, los valores reales de disparo mínimo en términos de corriente de línea están ubicados en cartuchos de resistencia.

Después del primer intervalo de recierre otra señal es enviada al dispositivo de recierre en el restaurador para cerrar los contactos y probar la línea, si la falla persiste, una segunda operación de disparo tiene lugar, seguida de una segunda operación de recierre, el restaurador opera hasta 4 veces antes de abrir permanentemente.



- **5.2.4.5 CRITERIOS A CONSIDERAR PARA LA CORRECTA SELECCIÓN DE RESTAURADORES**
- Capacidad interruptiva de 8,000 a 12,000 amp. Simétricos eficaces de requerirse capacidades interruptivas deben de solicitarse de manera especial.
- Las características de tiempo/corriente deben cumplir con los tiempos de curvas Inversas, Muy inversas, extremadamente inversas, moderadamente inversa y de tiempo definido de la norma ANSI e IEC.
- Debe de contar con curvas de operación rápida y lenta para fases y para fases a tierra.
- El ajuste de la corriente de fase debe darse como mínimo 20 A primarios y para disparo a tierra de 10 A primarios, en forma continua o discreta a pasos de 10 A máximo.
- Se debe de contar con acceso, sin necesidad de desarmar piezas internas para:
 - Número de operaciones
 - Secuencia de operaciones
 - Cambio de curva de fase y de tierra
- Debe de contar con energía interna almacenada para un mínimo de 3 cierres y 4 disparos.
- Dispositivos de cierre y apertura local y remota, aunado a accionamiento mecánico para apertura y cierre.
- Las tarjetas o módulos deben venir protegidas con cubiertas que protejan de polvo, humedad, insectos, etc.
- Debe de contar con alimentación de respaldo, la cual deberá de ser por baterías comerciales de 2 terminales con su respectivo cargador
- El esquema debe de manejar señales de corriente independientes a través de terminales de entrada y salida externa de tal forma que el relé pueda ser intercalado en cualquier esquema de protección.
- El relevador debe de tener función de autodiagnóstico en forma continua en todas sus etapas e indicarlo con contactos exclusivos para esta función.

--	--	--	--	--	--



- El equipo debe de abanderar la protección operada así como la fase bajo falla mediante señalización visible sin necesidad de conexión con el equipo.
- El Equipo debe contar con monitores de bobinas, así como alarmas de fallas de las mismas.
- Independientemente de los modos disponibles (control, medición, autómata, ajuste) debe tener prioridad la protección invariablemente.
- Debe de contar con función 79, la cual contará con mínimo 3 cierres con tiempos programables por el usuario. La función deberá de contar con bloqueo local y remoto así como indicación de estado mediante medios indicativos
- Los ajustes de tiempo de cierre del esquema 79, deben ser independientes entre sí.
- Los tiempos de ajustes de los recierres deberán ir de 1 a 200 segundos en pasos de 1 segundo.
- La batería de respaldo en condiciones ambientales de operación, debe de garantizar vida útil de mínimo 3 años.
- Los TC´s o sensores de corriente deben de estar integrados al equipo o en el interior del restaurador.
- Los TC´s deben de garantizar 20 veces la corriente nominal sin saturación.
- Se debe de garantizar que por ningún motivo se presente circuito de corriente abierta durante puesta en servicio, mantenimiento u operación.
- Datos del control microprocesado que deberá ser instalado en el interior del gabinete:
 - Diagramas de alambrado
 - tensión de alimentación
 - tipo y marca del relevador
- Invariablemente deberá de contar con instructivos, software y cable de comunicación equipo-PC.
- Debe contar con comunicación en DNP 3.0 nivel 2, el cual debe de contar con capa de enlace, de requerirse medio de comunicación como podrían ser radios,



antenas, conectores, etc. Se deben de solicitar en las características especiales.

5.2.5 SELECCIÓN Y UBICACIÓN.

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

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

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

Luego de tomar las decisiones preliminares de ubicación física, deben considerarse los siguientes factores para la instalación:

1. La tensión del sistema no debe de exceder la tensión de diseño del restaurador.
2. La capacidad nominal de corriente deber ser mayor que la corriente de carga máxima.
3. La capacidad interruptiva debe ser mayor que la corriente de falla máxima en el punto de instalación.
4. La mínima corriente de corte seleccionada debe permitir que el restaurador cubra toda la zona de protección deseada.
5. Las curvas de tiempo corriente y las secuencias de operación seleccionadas deben permitir la coordinación con otros dispositivos de protección en ambos lados del restaurador.

5.3 SECCIONALIZADORES.

Aunque en estricto rigor un seccionalizador no es un dispositivo de protección, dadas sus muy especiales características operativas, lo hacen ser una excelente alternativa para resolver varios problemas que con referencia a la selectividad de un sistema de



1. Circulación previa de una sobrecorriente igual o mayor a la corriente mínima de operación o conteo.
2. Que dicha sobrecorriente haya sido interrumpida.

Al cumplirse estas dos condiciones y completar sus conteos de ajuste, el seccionalizador abre sus contactos cuando la línea está desenergizada.

Esto permite prever puntos de seccionamiento automática a bajo costo, ya que estos dispositivos no cuentan con capacidad interruptiva para las corrientes de falla, ni curvas características de operación tiempo-corriente; aunque si disponen de cierta capacidad de maniobra para operar con corrientes de carga, menores a su capacidad nominal.

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

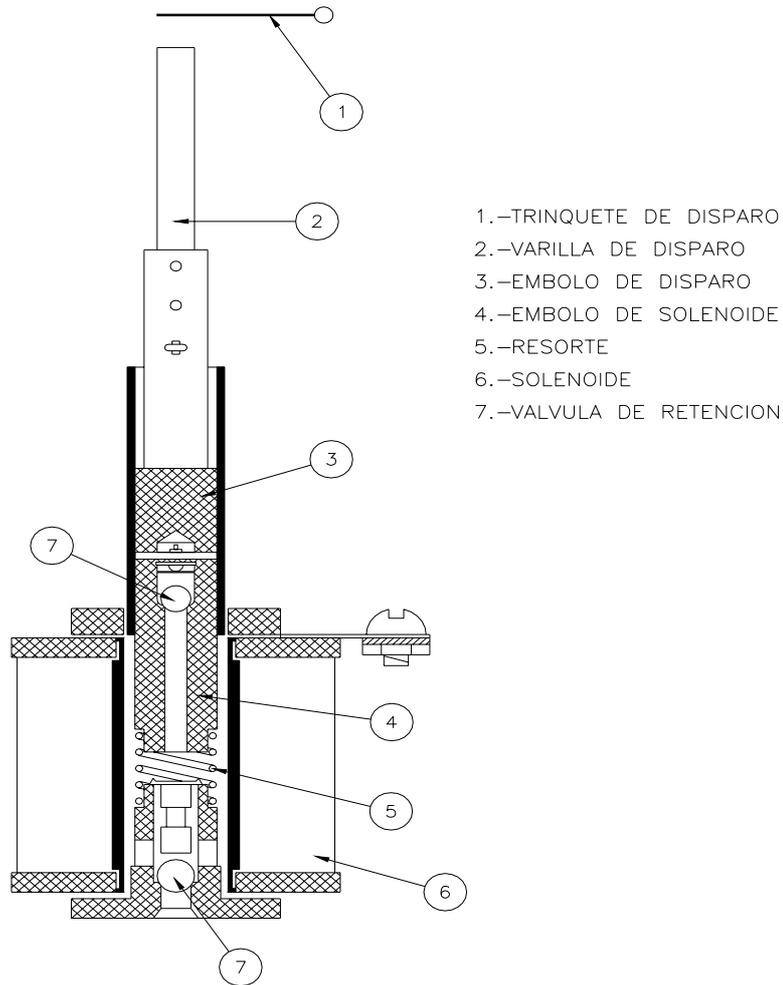
La cantidad de recuentos o "conteos" puede ser ajustada de 1 a 3 generalmente. Durante, fallas temporales, donde el número de veces que la sobrecorriente es interrumpida, es menor al número de conteos del seccionalizador, el mecanismo de conteo se repone lentamente a su posición original, "olvidando"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

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

5.3.2.1 OPERACIÓN DE SECCIONALIZADORES CON CONTROL HIDRÁULICO.

Para este tipo de equipos, el mecanismo esta formado por una bobina solenoide, émbolo de solenoide, resorte, émbolo de disparo y dos válvulas de retención, tal y como esta representado en el corte del mecanismo de control de la figura 5-22.

--	--	--	--	--	--



**FIGURA 5-22
MECANISMO HIDRÁULICO DE UN SECCIONALIZADOR**

Para una mejor comprensión de la operación de un seccionalizador del tipo hidráulico, en la figura 5-23 se ilustran 4 secuencias correspondientes a dicho proceso, interpretándose a continuación cada una de ellas.

Cuando la corriente que fluye a través del seccionalizador excede el 160% de la capacidad de corriente nominal de la bobina, el émbolo del solenoide es atraído hacia abajo y el resorte es comprimido.

Al mismo tiempo el aceite pasa hacia arriba a través del pasaje central en el émbolo del solenoide al espacio dejado vacío por el mismo (figura 5-23 (a)).



Cuando el restaurador (o interruptor) de respaldo interrumpe la corriente de falla, la corriente a través de la bobina del seccionizador es interrumpida y el resorte empuja el émbolo del solenoide hacía arriba a su posición original.

El aceite no puede pasar hacía abajo a través del émbolo del solenoide debido a las dos válvulas de retención, ésta cantidad de aceite eleva un paso el pistón de corte.

De ésta manera el mecanismo hidráulico ha contado la primera interrupción de corriente. La operación de recuento tiene lugar cuando el circuito está desenergizado (figura 5-23 (b)).

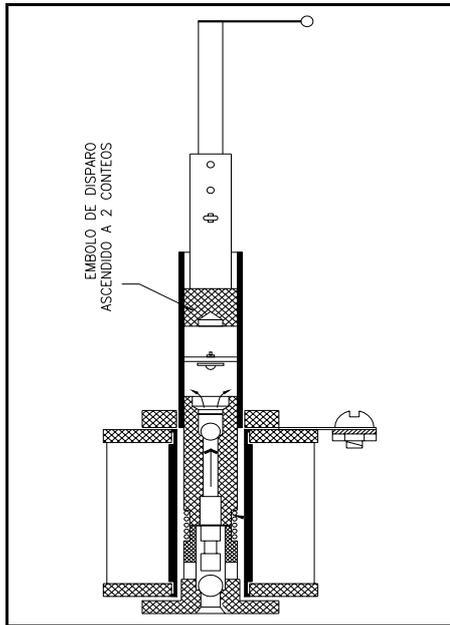
Cuando el restaurador (o interruptor) de respaldo cierra, y si la falla persiste, el émbolo del solenoide es tirado hacia abajo otra vez, el aceite pasa nuevamente hacía arriba a través del émbolo al espacio sobre el mecanismo.

Cuando el restaurador (ó interruptor) de respaldo abre, el resorte restablece el émbolo del solenoide a su posición original y el aceite trasmite un movimiento ascendente al pistón de corte (figura 5-23 (c)).

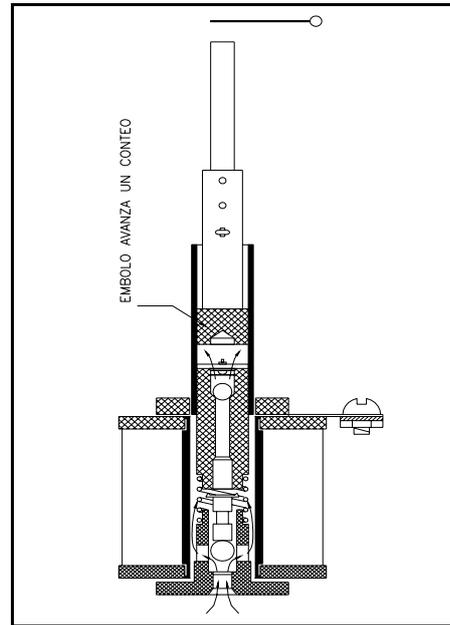
Si la falla persiste para una tercera operación del dispositivo de respaldo, el pistón de corte eleva la varilla de corte suficientemente para liberar el picaporte de corte y abrir los contactos del seccionizador (figura 5-23 (d)).

Si la falla es temporal, el pistón de corte se repone lentamente a su posición original "olvidando" de esta manera los recuentos. El tiempo de reposición es aproximadamente 1 minuto por recuento.

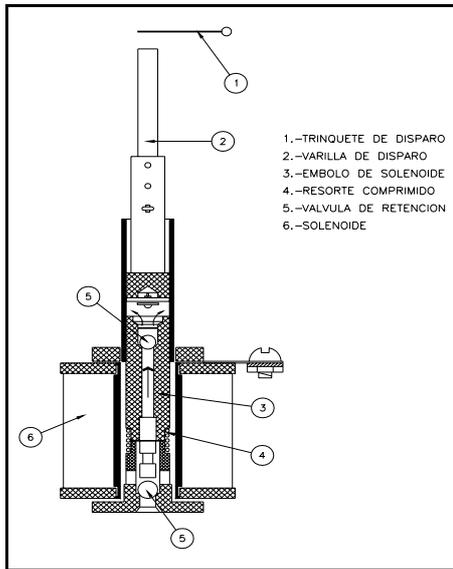
--	--	--	--	--	--



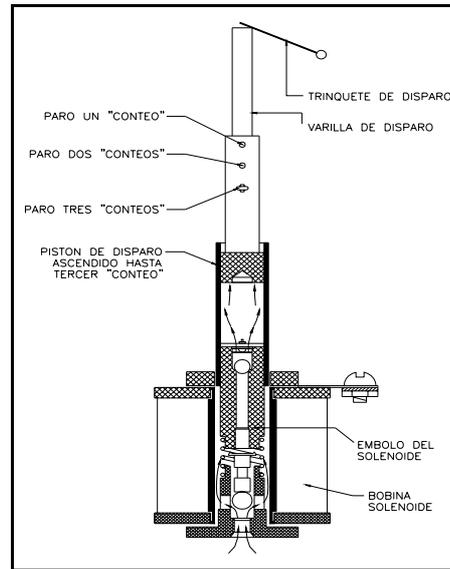
(a)



(b)



(c)



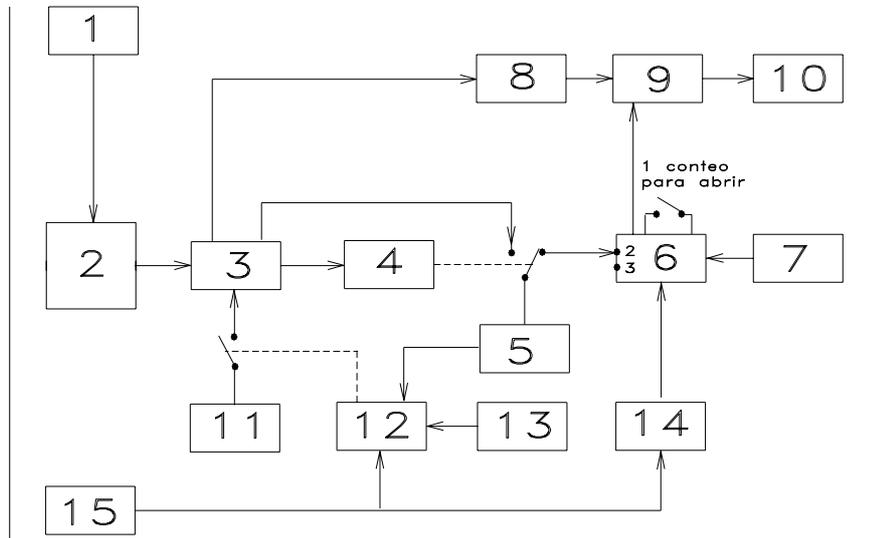
(d)

FIGURA 5-23
OPERACIÓN DE UN SECCIONALIZADOR HIDRÁULICO.

5.3.2.2 OPERACIÓN DE SECCIONALIZADORES TIPO ELECTRONICO.

La operación del control electrónico se lleva a través de un circuito impreso. La corriente que fluye por el seccionalizador es detectada por transformadores de corriente tipo boquilla con una relación de 1000:1 generalmente. La corriente secundaria de los transformadores es pasada a través del transformador de acoplamiento y la red rectificadora.

La entrada rectificada pasa a través de un relevador de conteo que carga al capacitor de conteo. La energía de los capacitores de conteo es conducida a los circuitos de conteo y memoria. Cuando es obtenido el número de conteos ajustado, se energiza el circuito de disparo para operar la bobina de disparo, en el diagrama de bloques de la figura 5-24, se ilustran los componentes principales de este tipo de dispositivo.



- | | |
|--------------------------------------|-----------------------------|
| 1.- Transformadores de corriente. | 9.- Circuito de disparo. |
| 2.- Transformadores de acoplamiento. | 10.- Bobina de disparo. |
| 3.- Red rectificadora. | 11.- Red de nivel elevado. |
| 4.- Relevador de conteo. | 12.- Entrada lógica. |
| 5.- Capacitor de conteo. | 13.- Temporizador, |
| 6.- Circuito de conteo. | 14.- Restrictor de tensión. |
| 7.- Circuito de memoria. | 15.- Fuente de tensión |
| 8.- Capacitor de disparo. | |

**FIGURA 5-24
DIAGRAMA DE BLOQUES PARA EL CONTROL ELECTRÓNICO DE UN
SECCIONALIZADOR TRIFÁSICO**

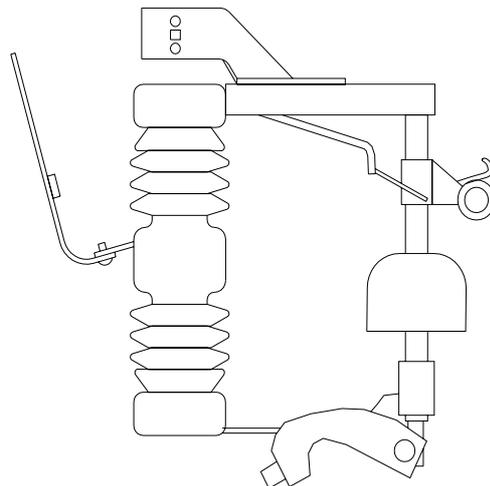
El restrictor de tensión permite al seccionizador discriminar las sobrecorrientes que no fueron interrumpidas por la protección de respaldo. La selección del rango de corrientes actuantes y de recuentos se hace sobre una placa terminal en el gabinete de control.

En los seccionizadores con bobina serie y registro de conteos tipo electromecánicos, las modificaciones para el cambio de bobina serie y/o conteos se efectúan con el seccionizador destapado. El dispositivo de restricción de tensión también es utilizado en seccionizadores con control hidráulico.

5.3.2.3 OPERACIÓN DE SECCIONALIZADORES TIPO ELECTRONICO MONOFÁSICOS.

Estos seccionizadores han sido fabricados desde 1990, para 1, 2, ó 3 conteos y capacidades de 25 a 200 A, en tensiones de 15 Kv, 27 Kv y 38 Kv. El diseño y dimensionamiento de este tipo de seccionizadores permite que sean montados en cortacircuitos fusibles (CCF).

El modulo electrónico consiste en un tubo de cobre con terminales de bronce fundido en cada extremo ajustado para ser montados en CCF. La corriente fluye a través de los contactos y el tubo de cobre. El tubo forma el primario de 2 transformadores de corriente encapsulados montados axialmente sobre él. Una jaula de Faraday rodea el circuito lógico y un actuador localizado en el armazón inferior del tubo opera el modulo para su apertura (ver figura 5-25).



**FIGURA 5-25
SECCIONALIZADOR MONFÁSICO TIPO ELECTRÓNICO**



La posición de apertura en este tipo de dispositivos es identifica por la "caída" del tubo, el actuador tiene una reposición temporizada y demora 25 segundos aproximadamente.

5.3.3 FACTORES QUE SE UTILIZAN EN LA SELECCIÓN E INSTALACIÓN DE SECCIONALIZADORES.

En la selección e instalación de los seccionalizadores automáticos de línea, deben considerarse los siguientes factores:

- Tensión del sistema.- El seccionalizador debe tener una tensión nominal igual o mayor a la del sistema.
- Corriente de carga.- La corriente nominal del seccionalizador debe ser mayor que la corriente de carga.
- Corriente mínima de operación.- Con el fin de tener la magnitud adecuada de la corriente para llevar a cabo el conteo, la corriente mínima de operación del seccionalizador debe ser menor o igual al 80% de la corriente mínima de disparo del restaurador de respaldo.
- Número de conteos.- El número de conteos del seccionalizador debe ser uno menos que el número de recierres del restaurador de respaldo. Para seccionadores conectados en cascada (serie), el número de conteos del seccionalizador que se instala "adelante" tendrá un conteo menos que el antecesor.
- Facilidad de acceso y maniobras.- Los seccionalizadores se instalan en postes, deben ser instalados en lugares que permitan facilidades de acceso y maniobras con pértiga para la operación de apertura manual y/o reposición.

5.3.4 SOBRECORRIENTES DE CORTA DURACIÓN EN SECCIONALIZADORES CON BOBINA SERIE.

Los fabricantes de seccionalizadores con bobina serie especifican los valores de sobrecorriente de corta duración que pueden soportar éstos sin sufrir daño.

Para seccionalizadores tipo hidráulico y seco electrónicos, la sobrecorriente está en función de la bobina serie y el tiempo, según se indica en las siguientes tablas. Al graficarse estos valores es posible obtener características tiempo-corriente que definen las curvas límite o de daño de los seccionalizadores, útiles para determinar la seguridad de estos equipos en un estudio de coordinación de protecciones.

TABLA 5-7.- CORRIENTES MÁXIMAS PERMISIBLES PARA SECCIONALIZADORES HIDRÁULICOS TIPO GN3.

CAPACIDAD NOMINAL DE LA BOBINA (A)	CORRIENTE DE AGUANTE EN 10 SEG.	CORRIENTE DE AGUANTE EN 1 SEG.	CORRIENTE DE AGUANTE EN 0.1 SEG.	CORRIENTE DE AGUANTE EN 0.01 SEG.
5 A	60 A	200 A	500 A	800 A
10 A	125 A	400 A	1000 A	1600 A
15 A	190 A	600 A	1600 A	2500 A
25 A	325 A	1000 A	2500 A	4000 A
35 A	450 A	1500 A	4000 A	5000 A
50 A	650 A	2000 A	5000 A	6400 A
70 A	900 A	3000 A	6400 A	7800 A
100 A	1250 A	4000 A	6400 A	7800 A
140 A	1800 A	4000 A	8600 A	7800 A
160 A	2600 A	5700 A	8600 A	8600 A
185 A	2600 A	5700 A	8600 A	8600 A
200 A	2600 A	5700 A	8600 A	8600 A

TABLA 5-8.- CORRIENTES MÁXIMAS PERMISIBLES PARA SECCIONALIZADORES ELECTRÓNICOS TIPO SECO.

TIEMPO DE DURACION	CORRIENTE DE AGUANTE
10 SEG.	2500 A
3 SEG.	3200 A
1 SEG.	4000 A
0.25 SEG.	8600 A

Es importante que en los estudios de coordinación de protecciones se revise que los valores de las corrientes de falla y tiempos de permanencia de éstas no excedan los enlistados anteriormente. Algunos fabricantes proporcionan de manera gráfica las denominadas curvas de daño para seccionalizadores, tal y como se ilustra en la figura 5-26.

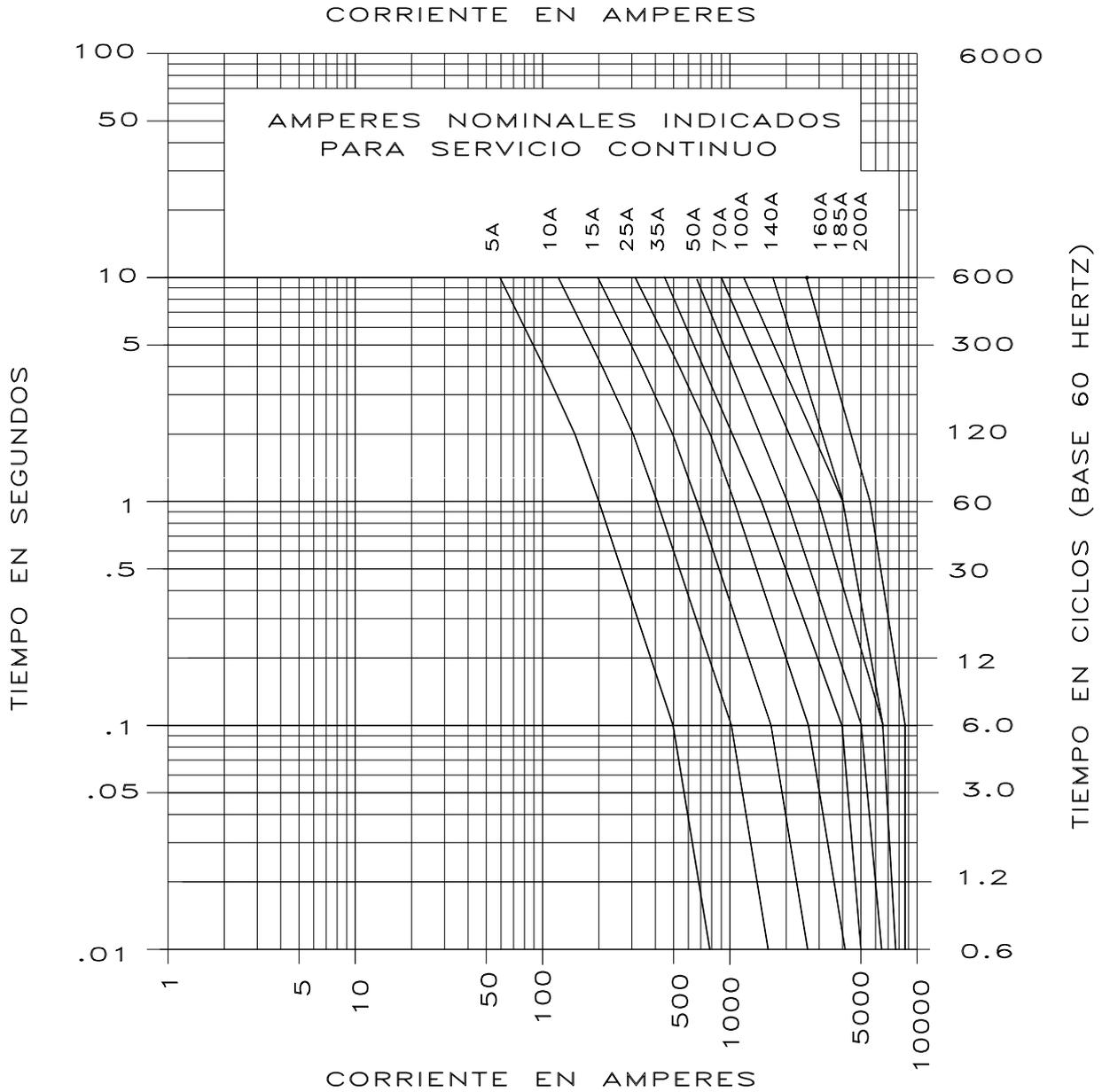


FIGURA 5-26
CURVAS DE DAÑO PARA SECCIONALIZADORES TIPO GN3.

5.4 RELEVADORES.

Los relevadores de protección son dispositivos que identifican condiciones anormales de operación del sistema. Estos son ajustados para operar bajo condiciones de falla, abriendo ó cerrando contactos propios o de sus auxiliares, para desconectar automáticamente los interruptores asociados al equipo fallado. Los relevadores proporcionan una indicación de su operación mediante banderas o señales luminosas.

Los relevadores auxiliares se utilizan para disparar ó bloquear el cierre de algún(os) interruptor(es) y otras funciones de control y alarma.

En la figura 5-27 se representa en forma elemental un esquema de protección de sobrecorriente. El relevador recibe en su bobina de operación "B" la señal de corriente secundaria "Is" del transformador de corriente "TC". Esta corriente es proporcional a la corriente primaria "Ip". Cuando la corriente que censa el relevador, "Is" es mayor al valor de arranque (puesta en operación, "pick-up"), su contacto "C" puede cerrarse en un tiempo instantáneo o retardado, y energizar la bobina de disparo "BD" del interruptor de potencia "52", para abrir y aislar del sistema la zona afectada. El contacto auxiliar (normalmente abierto) "52a", es utilizado para desenergizar la bobina de disparo una vez que éste ha ocurrido. El banco de baterías "BB" proporciona la energía confiable para abrir el interruptor.

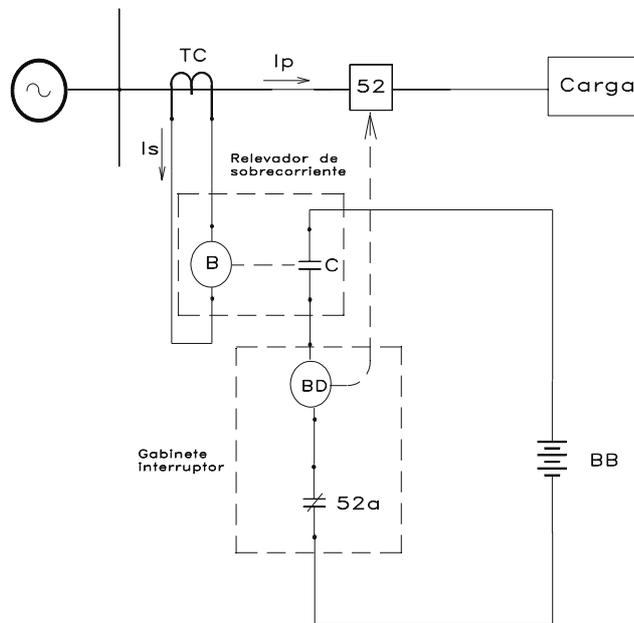


FIGURA 5-27
ESQUEMA ELEMENTAL DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

5.4.1 TIPOS Y CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN DE RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE.

Por sus características de construcción los relevadores de sobrecorriente se pueden clasificar como:

- Relevadores electromecánicos.
- Relevadores estáticos.
- Relevadores digitales ó microprocesados.

Por sus características de tiempo de operación pueden ser:

- Relevadores de sobrecorriente instantáneo. Número ANSI 50.
- Relevadores de tiempo. Número ANSI 51.

Por sus características de tiempo-corriente, pueden ser:

- Tiempo definido.
- Tiempo inverso.
- Tiempo muy inverso.
- Tiempo extremadamente inverso.

Por sus características de rango de corriente y forma de conexión, pueden ser:

- Relevadores de sobrecorriente de fase.
- Relevadores de sobrecorriente de neutro.
- Relevadores trifásicos.

En la mayoría de los tableros de protección, control y medición construidos hasta 1980, se encuentran operando relevadores de sobrecorriente del tipo electromecánico (monofásicos). Con el avance de la tecnología se ha incrementado la producción de relevadores de estado sólido ó microprocesado, lográndose una reducción considerable en el espacio empleado en los tableros, así como incrementar sus funciones.

La similitud en las características de tiempo-corriente de los relevadores electromecánicos y microprocesados, hace posible coordinar los tiempos de operación entre relevadores electromecánicos y microprocesados ó viceversa.



5.4.1.1 DEFINICIONES.

Relevador de Sobrecorriente Instantáneo (50).

Es un relevador con "respuesta instantánea" para un valor pre-determinado de corriente. Su tiempo de respuesta u operación es menor a 35 milisegundos 3 ciclos (0.05 segundos).

Relevador de Sobrecorriente con Retardo de Tiempo (51).

Es un relevador con una "respuesta retardada" la cual se ajusta a una curva característica de tiempo-corriente definida o inversa que funciona cuando la corriente en el circuito excede de un valor pre-determinado.

Se conoce como tiempo inverso a la característica de tiempo-corriente en que a mayor corriente, menor es el tiempo de "respuesta" del relevador; y consecuentemente a menor corriente, mayor será el tiempo de operación del relevador. Es decir, existe una relación de inversidad entre el comportamiento de ambos parámetros.

5.4.1.2 RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE ELECTROMECAÁNICO.

Por su principio de funcionamiento se clasifican en:

- Atracción electromagnética.
- Inducción electromagnética.

5.4.1.2.1 RELEVADOR DE ATRACCIÓN ELECTROMAGNÉTICA.

Se utiliza básicamente en la construcción de relevadores de sobrecorriente instantáneos. Generalmente es un electroimán cuya bobina es alimentada por un transformador de corriente. El émbolo construido de material ferromagnético, es atraído por el flujo en el entrehierro ó mantenido en reposo (restricción) por la acción de un resorte ó gravedad, como lo indica la figura 5-28.

--	--	--	--	--	--

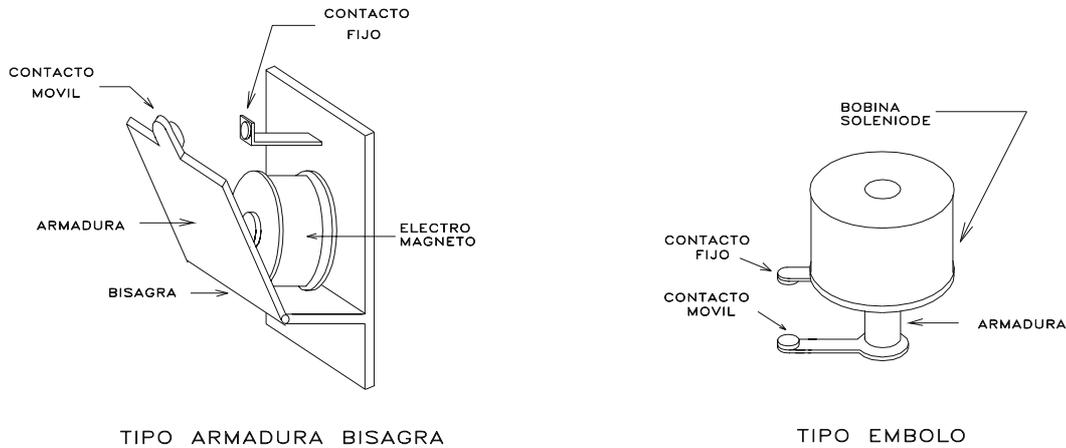


FIGURA 5-28
RELEVADORES DE ATRACCIÓN ELECTROMAGNÉTICA

La fuerza de atracción del elemento móvil, es proporcional al cuadrado del flujo en el entrehierro. La fuerza actuante total puede expresarse por la siguiente ecuación:

$$F = K_1 I^2 - k_2$$

De donde:

- F = Fuerza neta (operación).
- K_1 = Constante de conversión de la fuerza.
- I^2 = Valor eficaz de la corriente al cuadrado.
- K_2 = fuerza de la retención (reposición).

El contacto N.A. que cierra durante la puesta en operación (pick-up) del relevador es utilizado para el control de apertura o disparo de uno o varios interruptores. En los relevadores de sobrecorriente instantáneo (50), existe un tornillo de ajuste alojado en la parte superior.

Variando la separación o altura del entrehierro se modifica la fuerza actuante. La operación del relevador se identifica por medio de una bandera coloreada, cuyo color depende de la marca del fabricante.

5.4.1.2.2 RELEVADOR DE INDUCCIÓN ELECTROMAGNÉTICA

El relevador de sobrecorriente de inducción electromagnética es un motor de inducción de fase auxiliar con contactos. La fuerza actuante se desarrolla en un elemento móvil, que es un disco de material no magnético conductor de corriente,

por la interacción de los flujos electromagnéticos con las corrientes parásitas (de Eddy) que se inducen en el rotor por estos flujos.

Los relevadores más utilizados tienen la estructura del tipo watthorímetro. El rotor que es un disco, en su flecha se encuentra alojado un contacto móvil, en el armazón del relevador se localiza el contacto fijo. La mayor ó menor separación de los contactos se obtienen ajustando el ó la palanca y por consiguiente el tiempo de operación de los relevadores (ver figura 5-29).

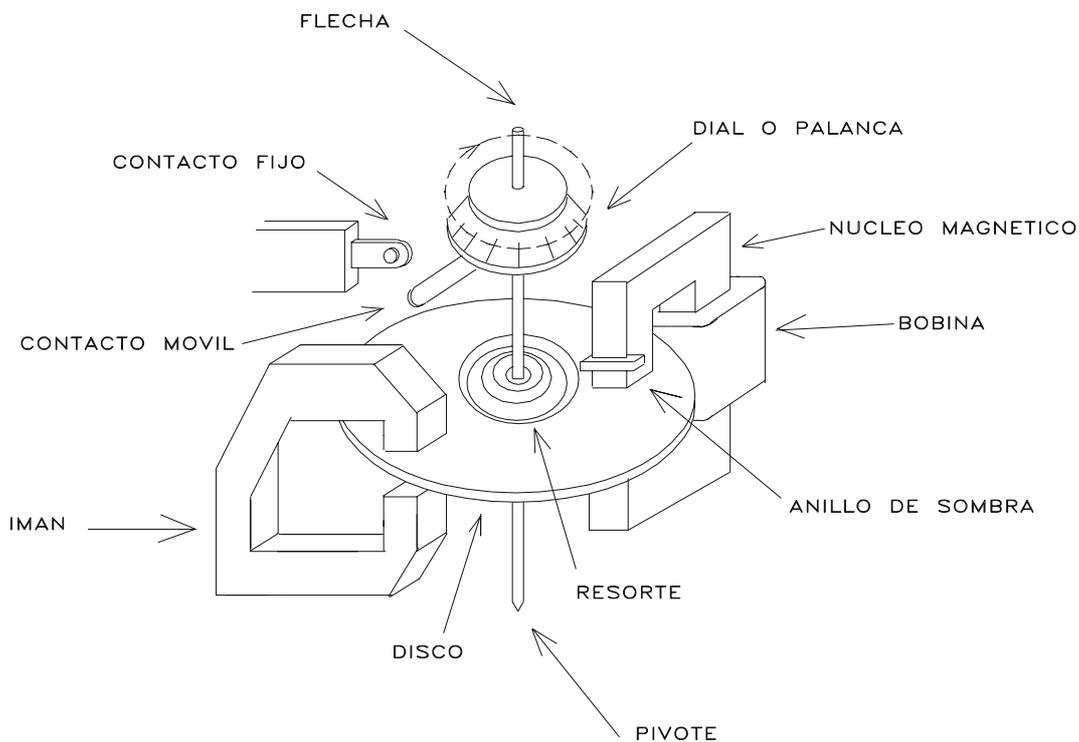


FIGURA 5-29
RELEVADOR DE INDUCCION ELECTROMAGNETICA

Un resorte en forma de espiral, cuyos extremos se encuentran, fijados a la flecha ó disco y a una sección estática del relevador, proporciona al disco un par de reposición ó antagónico. Cuando el par de reposición del disco es ligeramente menor al par producido por la corriente que alimenta al relevador, el disco se "arranca". Al valor de ésta corriente expresada en A es conocido como el "pick-up" del relevador.



Por otra parte este tipo de relevadores tienen disponible un rango de Taps o derivaciones de la bobina de corriente. La regleta de Taps alojada en la parte superior del relevador, tiene un número determinado de orificios con rosca. Uno para cada derivación de la bobina que es conectada al TC.

Por medio de un tornillo se selecciona el Tap del relevador, y el valor de éste representa la corriente mínima de operación. Es decir, el Tap seleccionado corresponde a la corriente secundaria capaz de "arrancar" al relevador.

La corriente primaria de arranque es el producto de:

$$I_{\text{pick-up}} = \text{Tap} \times \text{RTC}$$

Donde:

$I_{\text{pick-up}}$: Corriente primaria de arranque

RTC : Relación de transformación de corrientes.

Tap : Ajuste de corriente secundaria del relevador.

Aunque la mayoría de los relevadores dispone de un amplio rango de Taps, se recomienda hasta donde sea posible no ajustar al relevador en un Tap mayor de 5 amperes, en razón de proteger el circuito secundario del TC, al prevenir su saturación evitando la circulación de corrientes superiores a la nominal secundaria durante períodos prolongados de tiempo. De esta manera el TC queda protegido por el propio relevador.

Montado sobre el eje del disco se encuentra el contacto móvil. En la parte superior del eje, se tiene fijado un dial numerado de 0 a 10 (dependiendo del fabricante la numeración también puede ser de 0 a 11, o de 0 a 1.0).

La posición del dial determina la separación entre los contactos (fijo y móvil) del relevador. A este ajuste se le conoce como "PALANCA" y permite establecer un juego de curvas tiempo-corriente similares.

Los ajustes de tiempo y corriente pueden ser determinados en las gráficas tiempo-múltiplo Tap (corriente). Estas gráficas son familias de curvas proporcionados por el fabricante del relevador, indican el tiempo requerido en cerrar sus contactos para cada posición del dial, cuando la corriente es referida como múltiplo del Tap seleccionado.

El múltiplo de Tap es obtenido de la siguiente relación

$$M_{\text{Tap}} = \frac{I / \text{RTC}}{\text{Tap relevador}}$$

Siendo:

- I = Corriente primaria ó de falla en amperes
- RTC = Relación de transformación del TC en P.U.
- Tap = Derivación de ajuste de corriente del relevador en amperes.

Resumiendo los dos últimos incisos, se puede generalizar al relevador de sobrecorriente electromecánico como un relevador monofásico, alojado en una caja con tapa transparente y desmontable en el interior se aloja una unidad de sobrecorriente instantánea (50) ó una unidad de sobrecorriente de tiempo (51) ó ambas unidades (50/51) con características de tiempo-corriente propias del relevador que no pueden ser modificadas. La unidad ó unidades operadas son señalizadas por medio de banderas.

5.4.1.3 RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE ESTÁTICO.

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

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

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

Los relevadores de sobrecorriente utilizan los siguientes circuitos básicos:

- Rectificador, cuya función es convertir una entrada de corriente alterna en una señal de voltaje, capaz de ser medida y comparada.
- Detector de nivel, el cual compara una entrada analógica con un nivel prefijado, el cual responde con una salida analógica cuando este nivel es excedido.



- Temporizadores para demorar a manera constante ó proporcional la entrada analógica de corriente.

Cada uno de estos circuitos, configuran una parte de los relevadores de sobrecorriente con retardo de tiempo, ilustrado en el diagrama de bloques de la figura 5-30.

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

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

Generalmente el temporizador carga un capacitor, de manera que al alcanzar al valor prefijado en el detector de nivel No. 2, se genera un pulso de salida. Los pulsos para la operación del elemento instantáneo son obtenidos por medio del detector de nivel No. 3. El cual opera al pasar por alto al temporizador.

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

--	--	--	--	--	--

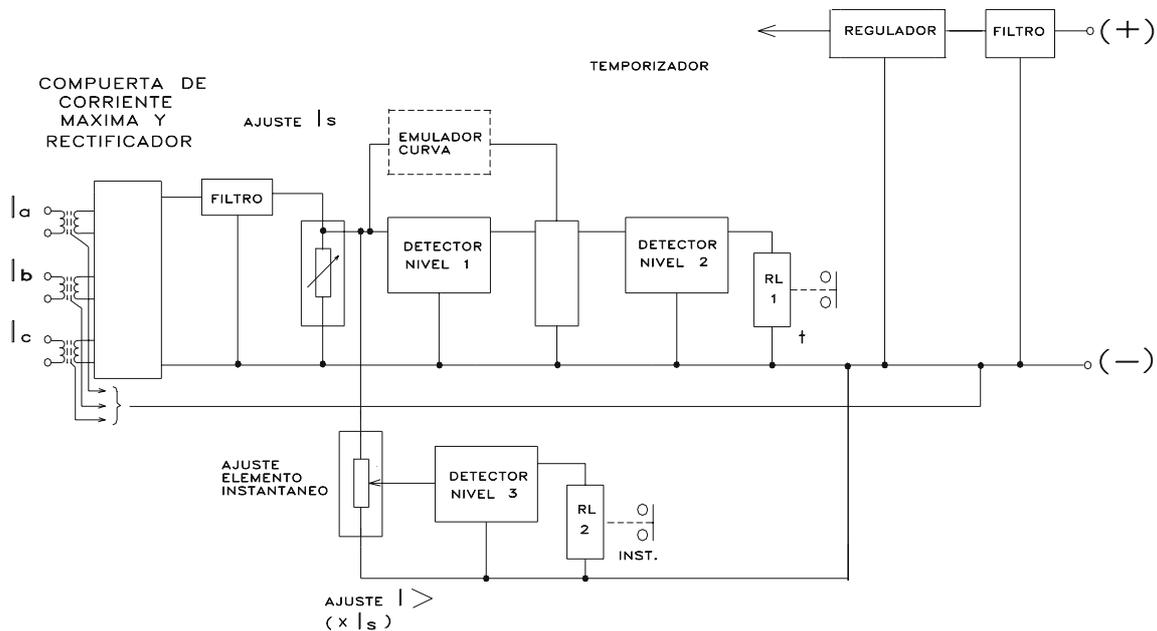


FIGURA 5-30
RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE ESTÁTICO TRIFÁSICO INSTANTÁNEO (50) Y DE TIEMPO (51)

5.4.1.4 RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE DIGITAL (NÚMÉRICO O MICROPROCESADO).

Con la aplicación de microprocesadores se han desarrollado relevadores que además de cumplir con las funciones de protección, efectúan otras adicionales como son; medición, registro de eventos, localización de fallas y oscilografía.

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

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

Los relevadores microprocesados están constituidos básicamente de la siguiente manera:

- Unidades de entrada analógicas: corriente.

- Unidades de entrada digitales: contactos del interruptor, etc.
- Filtro pasa bajas.
- Fuente de alimentación.
- Microprocesador para funciones de protección.
- Microprocesador para funciones de medición.
- Memoria RAM para registro de eventos.
- Memoria EEPROM para grabar ajustes.
- Unidades de salida: contactos de disparo y alarma.
- Puertos de comunicación.
- Display y teclado.
- Leds para señalización de banderas y piloto de encendido.
- Unidad de autodiagnóstico y monitoreo.

En la figura No. 5-31 se presenta un relevador digital en forma esquemática.

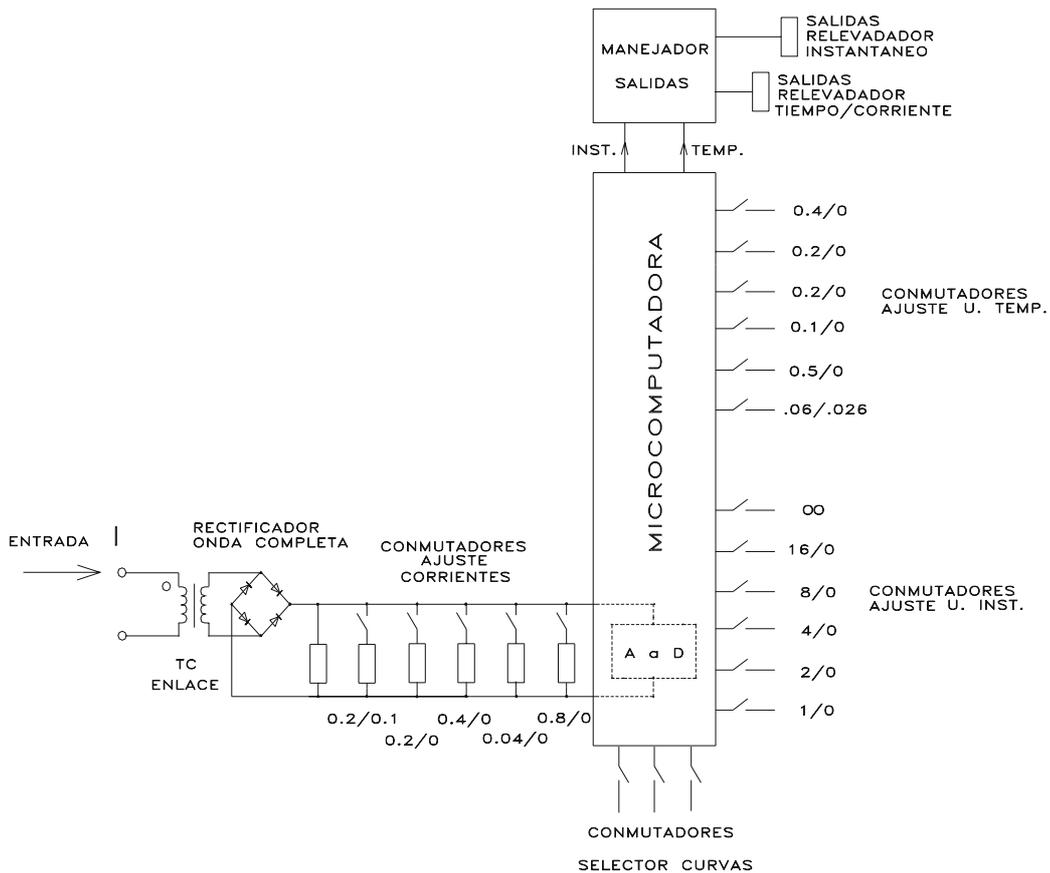


FIGURA 5-31
RELEVADOR DIGITAL DE SOBRECORRIENTE

Las curvas características de operación de los relevadores digitales son seleccionables y responden a ecuaciones matemáticas, las cuales han sido estandarizadas internacionalmente por la norma ANSI C57.11. En la figura 5-32 se muestran dichas características.

Las curvas mencionadas están determinadas por las ecuaciones indicadas en la tabla 5-9 y son utilizadas por el microprocesador para determinar el tiempo (de operación) en segundos, bajo una condición de sobrecorriente dada.

TABLA 5-9.- ECUACIONES NORMALIZADAS QUE DEFINEN DIFERENTES CARACTERÍSTICAS DE OPERACION TIEMPO-CORRIENTE, PARA RELEVADORES

TIPO DE CURVA	ECUACION
INVERSA	$t = \frac{0.14}{I^{0.02} - 1} * K$
MUY INVERSA	$t = \frac{13.5}{I - 1} * K$
EXTREMADAMENTE INVERSO	$t = \frac{80}{I^2 - 1} * K$
<p>K= PALANCA EXPRESADA EN VALOR DECIMAL I= MULTIPLO DE LA CORRIENTE MÍNIMA DE OPERACIÓN</p>	

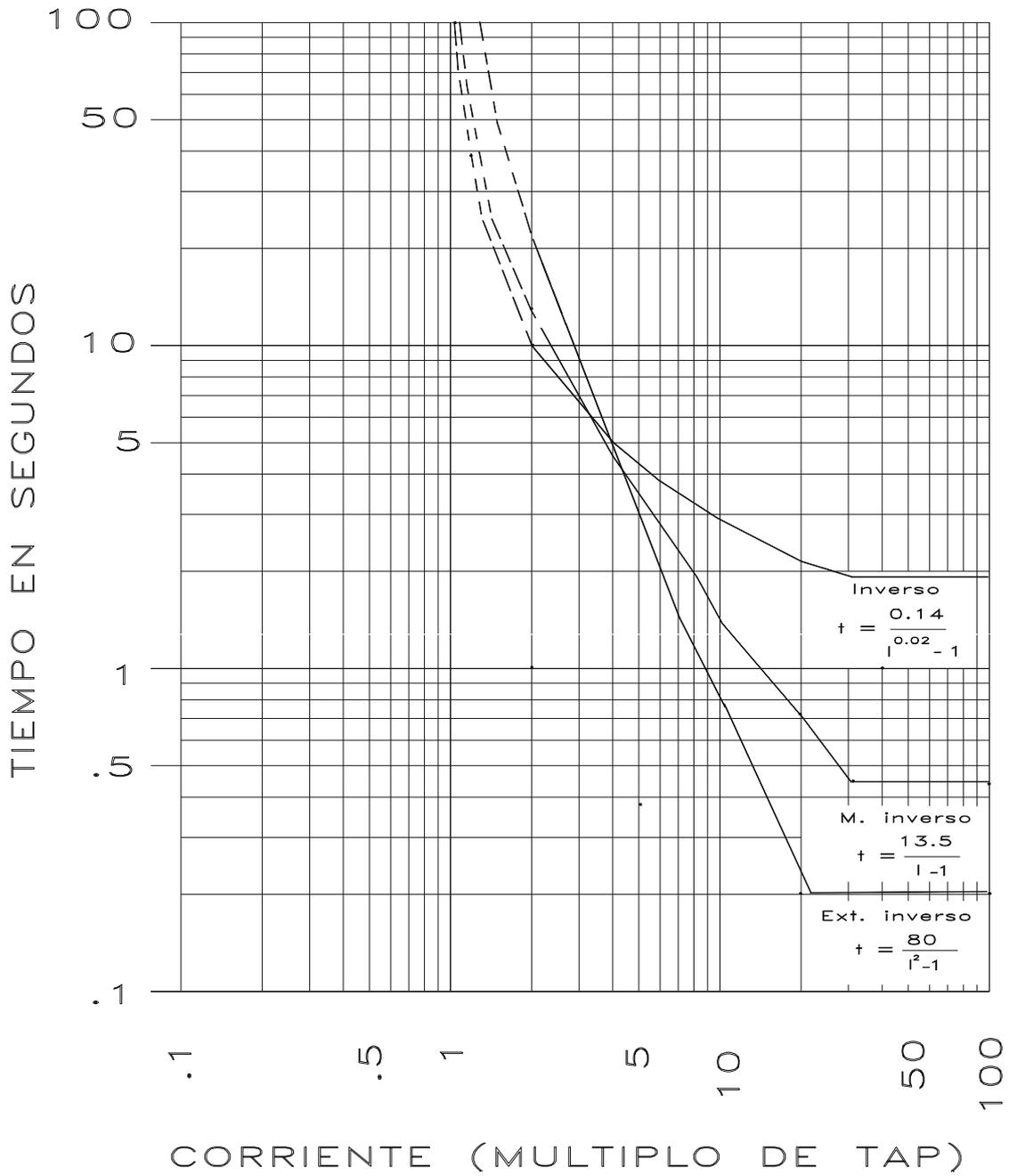


FIGURA 5-32
CURVAS CARACTERÍSTICAS DE RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE
MICROPROCESADOS



5.4.2 EQUIPO ASOCIADO A LOS RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE.

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

Es decir, no existe una conexión directa entre éste dispositivo de protección y el sistema o equipo eléctrico al cual protege, tal y como la tienen el resto de los dispositivos descritos en incisos anteriores de éste capítulo; de ahí su alta precisión al trabajar con magnitudes de baja tensión.

Así entonces, el principal equipo asociado a un esquema de relevador(es) de sobrecorriente es:

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

5.4.2.1 INTERRUPTOR DE POTENCIA.

Es un dispositivo que cierra o abre circuitos eléctricos con o sin carga, o con corriente de falla.

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

La conexión ó desconexión se efectúa a través del movimiento relativo de los contactos del interruptor. El arco eléctrico es interrumpido dentro de la cámara de extinción. El medio de extinción puede ser aceite, aire, vacío o gas SF6.

El control de interruptor ejerce las funciones de apertura y cierre, es alimentado a través de una fuente confiable de C.D. Utiliza una fuente de C.A. o C.D. para cargar el elemento mecánico que hace la apertura o cierre. Este elemento, puede ser neumático, hidráulico o de resorte.

Para efectos de control eléctrico, la acción de liberar un trinquete o abrir una válvula, se efectúa a través de electroimanes que se energizan con ese control. Los electroimanes reciben el nombre de bobinas de cierre y disparo.

--	--	--	--	--	--

5.4.2.2 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

Los dispositivos que proporcionan las señales de corriente del sistema de distribución a los relevadores son los transformadores de corriente.

Sus funciones básicas son:

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

Un transformador de corriente trabaja bajo el mismo principio de funcionamiento de un transformador ideal. Refiriéndose a la figura 5-33 pueden establecerse las siguientes consideraciones:

- El devanado primario está conectado en serie con la línea ó alimentador y muchas veces es ésta misma, por lo que la " I_p " es la misma de la línea y la impedancia primaria Z_p es lo suficientemente pequeña que puede ser despreciada.
- La impedancia de carga Z_c es la resultante de la corriente de la conexión en serie de las bobinas de corriente de los equipos de protección y medición que el TC debe alimentar, su magnitud debe ser pequeña para ofrecer, una mínima oposición al paso de la corriente " I_s ".

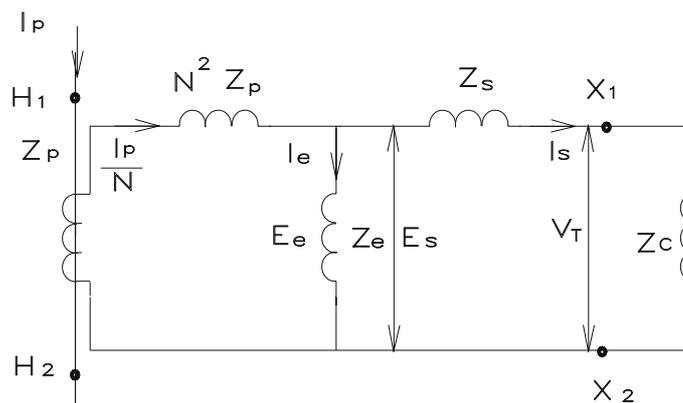


FIGURA 5-33
CIRCUITO EQUIVALENTE DE UN TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

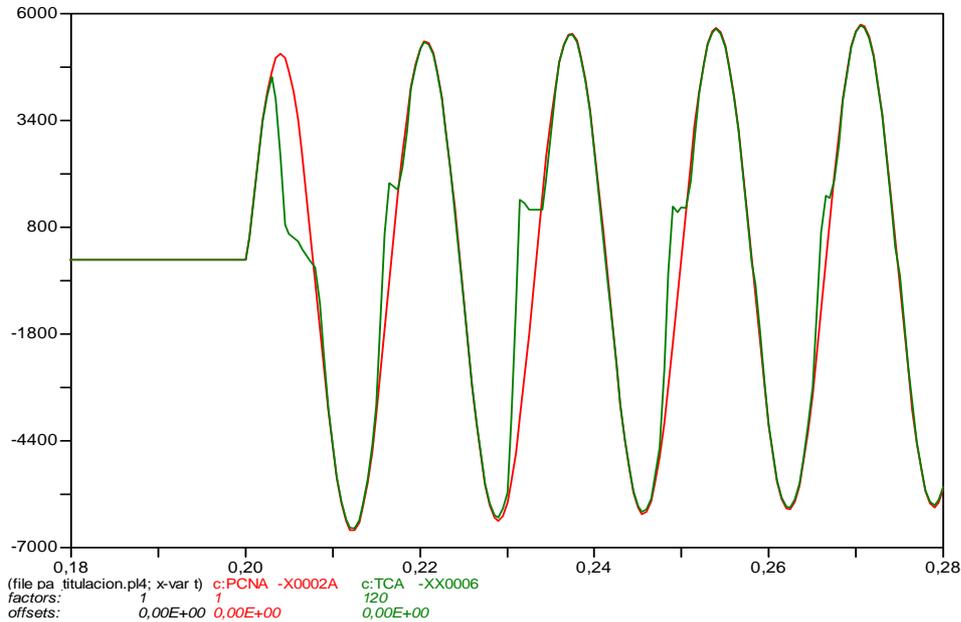


FIGURA 5-33-A

Este efecto es conocido como SATURACIÓN. Cuando se presenta, provoca en la mayoría de los casos un retraso en la operación de las protecciones de sobrecorriente:

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

- **La corriente primaria es demasiado grande.**

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

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

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



- **La impedancia de carga es demasiado grande.**

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

- **El circuito secundario es abierto.**

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

$$V_T = I_P (Z_e / N)$$

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

5.4.2.2.A. SIMULACIÓN DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE EN ATPDRAW.

El comportamiento de los transformadores de corriente ante el incremento de corriente; puede verse afectado por: corriente de falla asimétrica con componentes decrecientes de CD; magnitud elevadas de corriente de falla, combinadas con alto burden en el secundario del TC entre otros.

La salida de corriente del secundario puede ser afectada de manera drástica cuando el TC trabaja en la región no lineal de la característica de excitación.

Para la simulación se requiere la curva de saturación V-I RMS ya sea que las mediciones se hagan directamente del TC a simular en su defecto guiado con el estándar IEEE C57.13.1993 utilizando la máxima relación de transformación del TC.

--	--	--	--	--	--

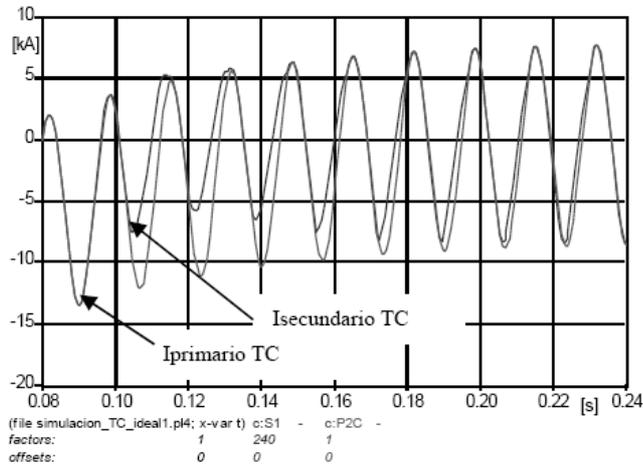


FIGURA 5-33-B Simulación TC y forma de onda obtenida en ATPDraw.

5.4.2.2.1 CLASIFICACIÓN ANSI DE LA PRECISIÓN.

Los TC's son fabricados de acuerdo a las normas ANSI e IEC60044, la cual establece la capacidad del TC mediante una nomenclatura conformada por dos símbolos: una letra "C" ó "T" y un número que indica la capacidad del voltaje secundario en los bornes.

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

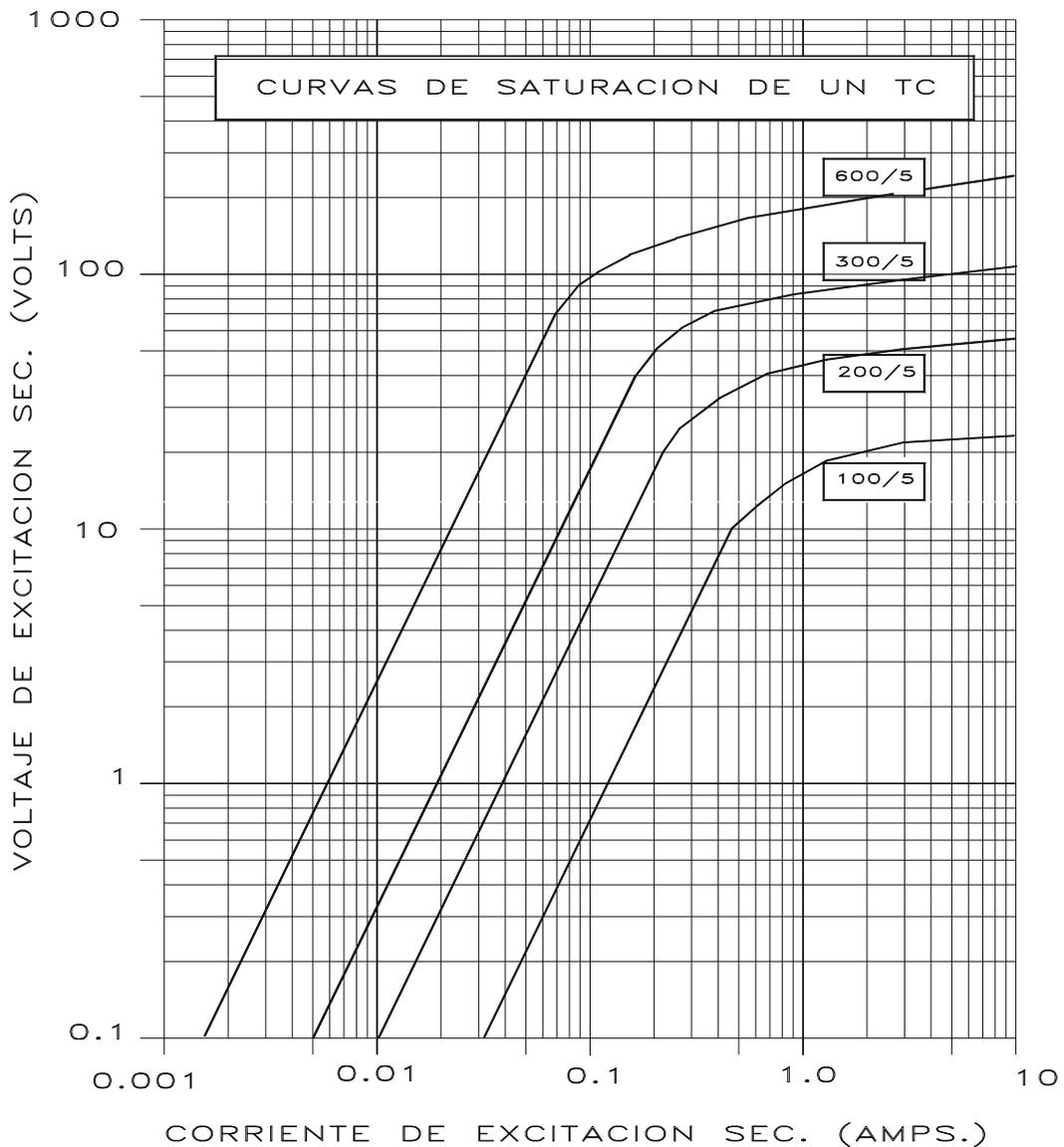


FIGURA 5-34
CURVAS DE SATURACIÓN DE UN TC TIPO BOQUILLA

Las clases nominales de un TC están dadas en la siguiente tabla, donde se relacionan tanto con la potencia que puede suministrar el TC, como la máxima carga que es posible alimentar sin demérito de sus características de funcionamiento óptimo.



TABLA 5-10.- CLASE NOMINALES EN TRANSFORMADORES DE CORRIENTE PARA APLICACIÓN DE PROTECCIONES.

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

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

5.4.2.2.2 EJEMPLO.

Considerando un TC de las siguientes características:

- Relación múltiple : 100 - 600/5 A
- Clase : C-400
- Conectado en RTC : 300/5

Para una corriente de 20 veces la I nominal soportara:

$$VA = 100 \times \frac{300/5}{600/5} = 50 VA$$

La carga máxima admisible será:

$$B = 4 \times \frac{300/5}{600/5} = 2$$

quedando para esa relación una capacidad de un "TC" clase C-200.



5.4.2.2.3 EJEMPLO.

Se tiene un TC de:

Relación de transformación : 200/5 A
Clase : C-400

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

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

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

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

$20 \times 200 = 4000$ A. primarios
 $20 \times 5 = 100$ A. secundarios.

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

$I_s = 100$ amperes
 $V_s = 400$ volts.

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

$Z_{max} = V_s / I_s$
 $Z_{max} = 400 / 100 = 4$ Ohms

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

5.4.2.2.4 EJEMPLO.

Se tiene un TC tipo boquilla de relación múltiple, cuyas curvas de saturación se muestran en la figura 5-16, que alimentará a un relevador de fase de las siguientes características.



- Tap 10 con 1.0 Ohms de $Z_{\text{relevador}}$
- Tap 6 con 1.6 Ohms de $Z_{\text{relevador}}$
- Tap 5 con 2.0 Ohms de $Z_{\text{relevador}}$
- Tap 4 con 2.5 Ohms de $Z_{\text{relevador}}$
- Tap 3 con 3.2 Ohms de $Z_{\text{relevador}}$

La impedancia de conductores incluye la propia del TC y es : 2 Ohms.

El TC debe operar con una corriente primaria de 100 amp.

Seleccionando una RTC de 100/5 (N = 20) nos proporcionaría una I de 5 amperes

Seleccionando Tap 5 en el relevador N = 20

$$VS = IS (Z_{\text{cables}} + Z_{\text{relevadores}})$$
$$VS = 5 (2.0 + 2.0) = 20 \text{ volts}$$

Con esta tensión se ingresa a la curva de saturación para determinar la corriente de excitación para la RTC de 100/5. Encontramos que es de 2 amperes, localizada arriba de la rodilla de la curva de saturación.

La corriente primaria será:

$$I_P = N I_s + N I_e$$
$$I_P = 20(5) + 20(2)$$
$$I_P = 140 \text{ A.}$$

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

$$\text{Error} = \frac{140 - 100}{100} (100) = 40 \%$$

Seleccionando una RTC de 200/5 (N = 40), la $I_{\text{secundaria}}$ es de 2.5 amperes, y disminuyendo el Tap del relevador a 3 amperes:

$$V_s = 2.5 (3.2 + 2.0) = 15.6 \text{ volts}$$

Entrando de nuevo en la curva de saturación para determinar I_e , para una relación de 200/5, se tiene que corresponde a un valor de 0.2 amperes.



Calculando nuevamente la $I_{primaria}$, para determinar el porcentaje de error:

$$I_P = 40(2.5) + 40(0.2) = 108 \text{ amp.}$$

$$\text{Error} = \frac{108 - 100}{100} (100) = 8 \%$$

Otra manera de evaluar el TC es mediante la gráfica de características de precisión standard de la norma ANSI de transformadores de corriente clase C, ilustrada en la figura 5-35, donde se muestran los valores de corriente máxima que puede suministrar el TC, según su clase, sin excederse al 10% de error permitido por la norma.

Estas curvas están directamente relacionadas con la capacidad de carga del TC en Ohms.

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

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

- a. Sobrecorriente de corta duración para la capacidad térmica y mecánica para un segundo.
- b. Resistencia de los devanados secundarios.

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

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

--	--	--	--	--	--

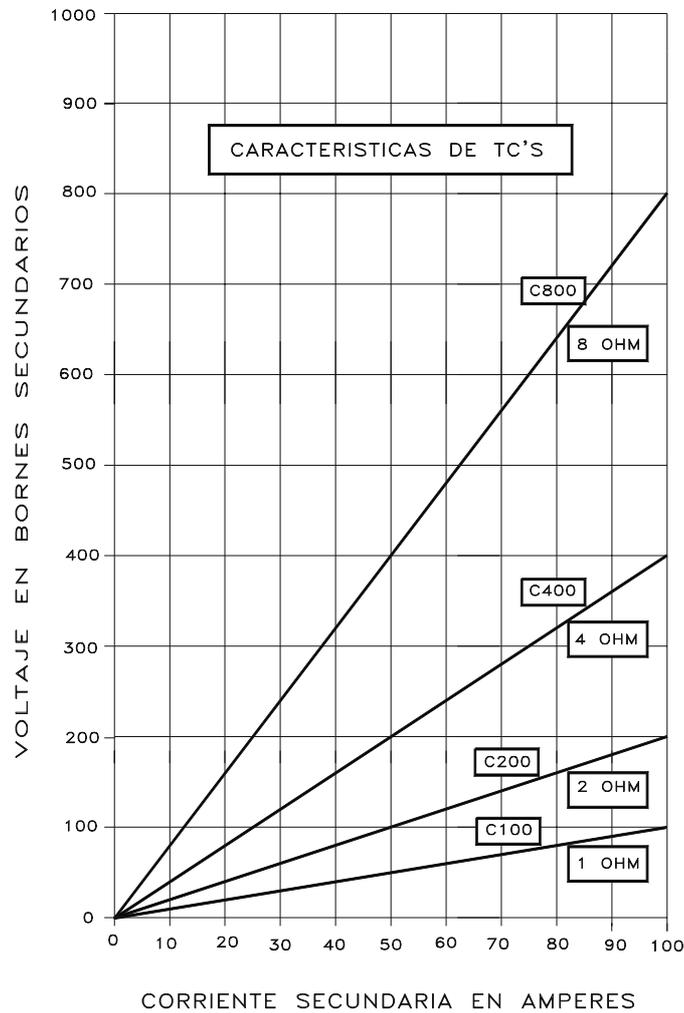


FIGURA 5-35
GRÁFICA PARA DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE CLASE "C"

5.4.2.2. Características De Un Transformador

Las características que definen un transformador de corriente son:

1. Frecuencia de trabajo
2. Tensión de red / aislamiento
3. Relación de transformación (I_{pn} / I_{sn})
4. Temperatura de trabajo (Clase térmica)
5. Clase de precisión / Potencia de precisión



6. Factor de seguridad / Factor límite de precisión
7. Corriente de cortocircuito (térmica y dinámica)
8. Gama extendida (margen de medida por encima del 100%)

5.4.2.2.5 TIPOS DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

1. TC De Primario Pasante Autosoportantes

El circuito primario es pasante y se ajusta al TC mediante un prensaestopas adaptable a la sección del cable, con lo que queda fijado al conductor. El transformador no dispone de ningún borne, ya que la salida del secundario incorpora un cable de 1.5 m de longitud para facilitar su instalación.

2. TC De Núcleo Partido Serie tp

Los transformadores de corriente tipo tp han sido especialmente diseñados para facilitar su colocación, tanto en instalaciones nuevas como en las ya existentes. Gracias a su núcleo partido permiten su instalación sin necesidad de interrumpir ningún cable o pletina. La conexión de los TC's convencionales requiere la interrupción del circuito primario para pasar cables o pletinas por el interior del núcleo o para conectarlos a los bornes del primario. Los transformadores tipo tp permiten la apertura de su núcleo y por tanto permiten su colocación sin tener que interrumpir el suministro, con el consiguiente ahorro de tiempo y coste. Las características más destacables de los transformadores tp son:

1. Gran precisión y seguridad.
2. Salidas de secundario 5 A, 1 A ó 1.5 V.
3. Pequeño tamaño y facilidad de instalación
4. Corrientes de primario desde 100 hasta 5000 A
5. Pieza de conexión para cortocircuitar el secundario durante la instalación
6. Amplia gama de tamaños que permiten adaptarlos a cualquier instalación existente.
7. Amplias dimensiones de la ventana interior, permitiendo abrazar cables gruesos o grandes pletinas.

3. Transformador Sumador De Corriente

Serie TSR es frecuente, en instalaciones eléctricas, el tener que sumar corrientes de diferentes líneas para obtener una medida común. Los transformadores sumadores de corriente ofrecen una fácil solución a este problema; disponen de diferentes entradas de $I_n/5$ A y una única salida de 5 A que equivale a la suma de dichas entradas. La corriente de salida del transformador sumador se obtiene del siguiente cálculo:



$$I_{\text{salida}} = (I_1 + I_2 + \dots + I_n)/n$$

Donde n es el número de entradas del sumador y I1, I2,..., In son las corrientes de cada entrada. Para que puedan sumarse, procedentes de varios TC y la salida sea proporcional a los mismos es necesario que la relación de los transformadores sea la misma. Bajo demanda pueden suministrarse transformadores sumadores para entradas que no tengan la misma relación.

4. Transformador Adaptador De Impedancia

Serie TE es frecuente en instalaciones eléctricas tener que transportar una señal de 5 A procedente de un TC hasta equipos de medida que se encuentran a una distancia considerable. Las pérdidas que se producen en la línea que une el transformador con el equipo de medida en algunos casos, son superiores a la potencia de éste, produciéndose importantes errores de medida. Los transformadores elevadores de impedancia solucionan este problema al transformar la señal de 5 A en una señal de 0.1 A, fácil de transportar con conductores de muy poca sección y pérdidas insignificantes. Para convertir de nuevo la señal de 0.1 A a 5 A se coloca al final de la línea que transporta la señal un transformador de idénticas características con entrada 0.1 A y salida a 5 A.

5. Transformador De Corriente Con Convertidor Incorporado

En muchas instalaciones y procesos de control es necesario disponer de una señal entre 4 y 20 mA. Actualmente se consigue mediante un corriente TC./5 A, más un convertidor 5 A / 4...20 mA. CIRCUTOR ofrece una amplia gama de equipos que incorporan transformador-convertidor en un sólo módulo, sustituyendo los sistemas convencionales. Estos convertidores incluyen un TC constituido por el conductor activo que abarca el transformador como primario y un arrollamiento secundario bobinado en un núcleo ferromagnético. Todos los tipos disponen de una salida de 4...20 mA con una respuesta en frecuencia lineal entre 50 y 60 Hz. La principal aplicación de los convertidores es su conexión a Autómatas programables. También pueden usarse en cualquier proceso industrial o sistema de control que necesite una señal lineal en corriente de 4...20 mA. Los equipos pueden alimentarse en corriente continua (10...28 VCD), o bien en alterna (230 VCA.) según la serie seleccionada.

6. TC´s Encapsulados en Resina

Transformadores de corriente normalmente utilizados en instalaciones de Baja Tensión. El uso de la resina como aislante exterior proporciona al conjunto una serie de características que elevan la calidad del transformador frente a otros de aislamiento convencional. Las propiedades más importantes de este tipo de aislamiento son:

--	--	--	--	--	--



- Tropicalización.
- Una gran rigidez dieléctrica.
- Autoextinguibilidad (Grado VO)
- Una elevada resistencia mecánica.
- Imposibilidad de manipular el transformador, evitando el acceso a su interior.

Aplicaciones

- 1- Aumentar la potencia de un transformador manteniendo la clase de precisión. Si queremos aumentar la fuerza que suministra un transformador, manteniendo la clase de precisión (por ejemplo un TA 100B para 100/5 A da una potencia de 5 VA en clase 1 y queremos que dé 10 VA en clase 1), podemos conectar en serie 2 o más transformadores de igual relación y características, respetando las polaridades tanto de primario como de secundario. Los bornes de salida será el S1 del primer transformador y el S2 del segundo.

El resultado final es un transformador de igual relación, igual clase de precisión y de potencia: la suma.

- 2- Medida de corrientes de bajo nivel. (transformadores primario bobinado)
La medida de corrientes de bajo nivel (desde mA hasta 50 A) viene limitada por 2 características:

Prestaciones (material, calidad) del núcleo magnético El material más utilizado para transformadores de medida es de una aleación de Fe-Si con unas características de poca linealidad en la parte baja de la curva magnética (correspondientes a corrientes bajas) y un nivel alto de inducción (sobre 1.7 Teslas), antes de la saturación (capacidad de suministrar una elevada potencia. Esta característica lo hace especialmente indicado para aplicaciones de protección). Este material nos permite, a un costo relativamente bajo y unas dimensiones reducidas, obtener unas buenas prestaciones de potencia, precisión y linealidad, siempre y cuando nos alejemos de la parte baja de la curva magnética. Esto lo conseguimos cuando el transformador mida corrientes elevadas o cuando el transformador es de primario bobinado. El primario del TC puede ser pasante (una espira de primario) o bobinado (nº espiras de primario), pero siempre se ha de cumplir que:

$$N_s / N_p = I_p / I_s$$

Siendo N_p , Nº espiras de primario y N_s , Nº espiras de secundario, I_p corriente de primario y I_s de secundario. El producto de $I_p \times N_p$ define el número de amperios-vuelta a los que está trabajando el TC Este número de Ampers-vuelta es directamente proporcional a la potencia y a la clase de precisión del mismo. Los Ampers-vuelta los

podemos aumentar subiendo la I_p o aumentando el N_p . Si queremos medir corrientes bajas y necesitamos que el transformador suministre potencia elevadas con clases de precisión bajas, necesitaremos aumentar N_p , es decir, TC de primario bobinado. (tipos TA210, TM45)

NOTA: Podemos fabricarnos nuestro propio TC primario bobinado, para la relación que nos interese, a partir de un de barra pasante, manteniendo las características de éste, bobinando el transformador (primario) exteriormente. Así obtendremos un equivalente en potencia y clase de precisión al barra pasante original, pero con la relación igual al I_{pn} (del barra pasante) dividido por el número de espiras aplicadas al primario. (Deberemos tener en cuenta respetar la polaridad).

Transformadores de barra pasante para medida de corriente desde 1 mA. En el punto anterior hemos visto como, debido a las características magnéticas de los núcleos utilizados Fe-Si, tenemos unas limitaciones: linealidad y dimensiones (limitación del \emptyset interior en el transformador para corrientes bajas). Para aplicaciones en las que necesitemos medir corrientes bajas con elevada linealidad y precisión (alta permeabilidad) o cuando el diámetro de los cables a medir son elevados, aunque la corriente a medir sea baja (aplicaciones de media – alta tensión), utilizaremos núcleos magnéticos de material Fe-Ni. Estos materiales tienen la característica de elevada linealidad en toda su curva magnética y baja inducción (capacidad de entregar bajas potencias), con la característica añadida de una rápida saturación.

Los TC's pueden estar integrados al equipo primario o separados de él.

Pueden tener uno o varios devanados secundarios, embobinados a su vez sobre uno o varios circuitos magnéticos. Si el TC tiene varios circuitos magnéticos, se comporta como si fueran varios transformadores, diferentes. El circuito de mayor precisión es utilizado para medición y los demás para protección.

Los devanados pueden ser de relación fija, doble relación o relación múltiple.

La relación de transformación de corriente se expresa con un número quebrado. El numerador es el valor de la corriente primaria (en amperes), el denominador es la corriente secundaria (5 amperes nominales).

En la figura 5-36 se representa un diagrama de devanado desarrollado para un secundario con relación múltiple, se indican los Taps o derivaciones con su número de espiras entre terminales para un TC de 1200/5 A. Es importante observar las marcas de polaridad instantánea de las corrientes.

Correspondientemente en la tabla 5-11 se indican las diferentes relaciones de transformación disponibles para dicho TC.

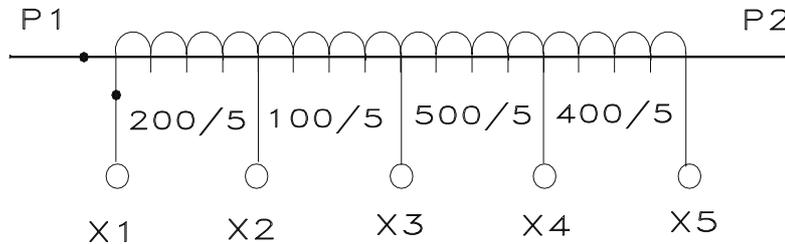


FIGURA 5-36
TRANSFORMADOR DE CORRIENTE DE RELACIÓN MÚLTIPLE

TABLA 5-11.- RELACIONES DE TRANSFORMACIÓN DISPONIBLES PARA EL TC DE RELACIÓN MÚLTIPLE DE LA FIGURA 5-36

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

5.4.2.2.6 CONEXIONES DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

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

- a.- Conexión monofásica.
- b.- Conexión estrella.

La conexión monofásica se emplea para conducir las corrientes de secuencia cero ($3I_0$) que circulan a través del neutro de un transformador. Esta corriente es sensada por un relevador de sobrecorriente a tierra como se muestra en la figura 5-37.

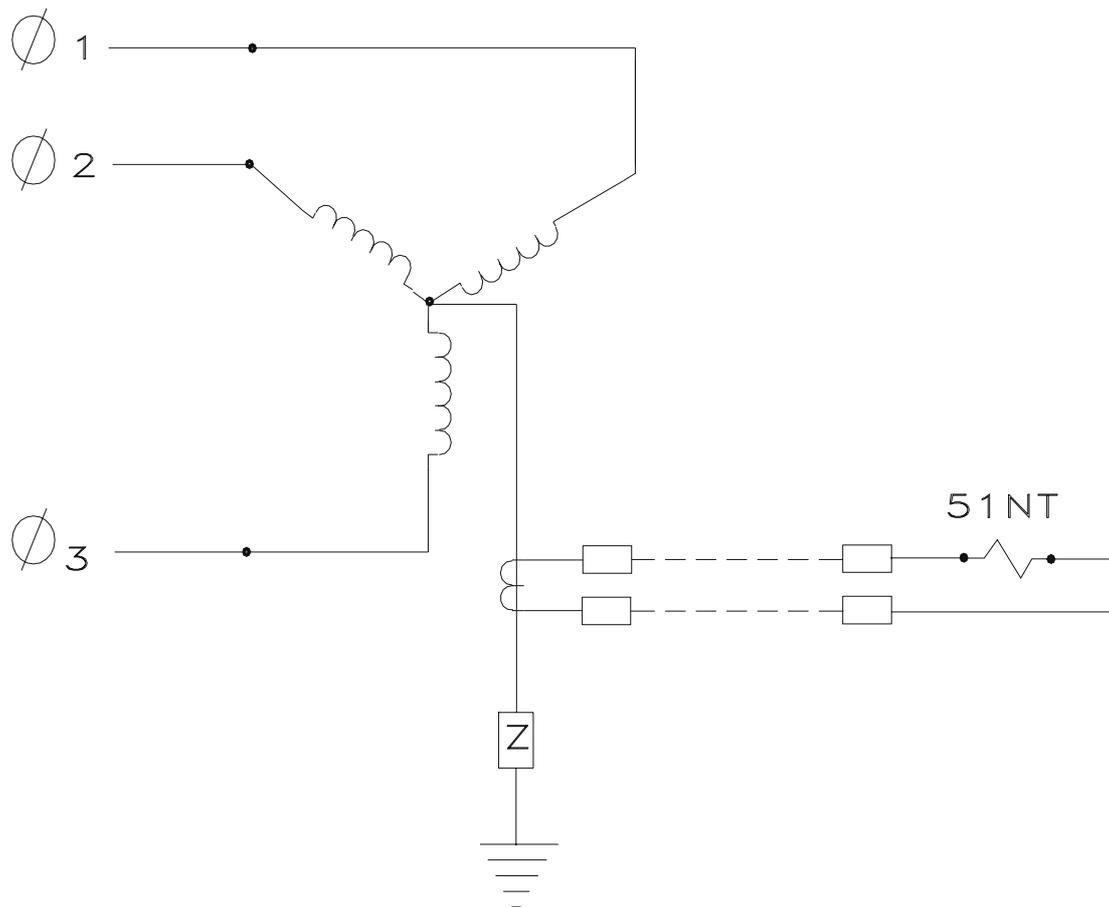


FIGURA 5-37
CONEXIÓN MONOFÁSICA DE UN TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

La conexión estrella es usada en sistemas trifásicos. La corriente secundaria de cada fase es conducida y conectada en serie con los circuitos de relevadores de fase, que al igual que los devanados de los secundarios están conectados en estrella. Según el tipo de protección empleada, se puede contar o no con un relevador en el neutro (ver figura 5-38).

Debe cuidarse que la conexión de los puntos de polaridad sea la correcta para las 3 fases. La inversión de una o dos fases desbalanceará la estrella, provocando una corriente residual en el neutro.

La inversión de las polaridades de las 3 fases, invertirá únicamente la dirección de las corrientes secundarias. Esta acción no afecta a los esquemas de protección por sobrecorriente no direccionales.

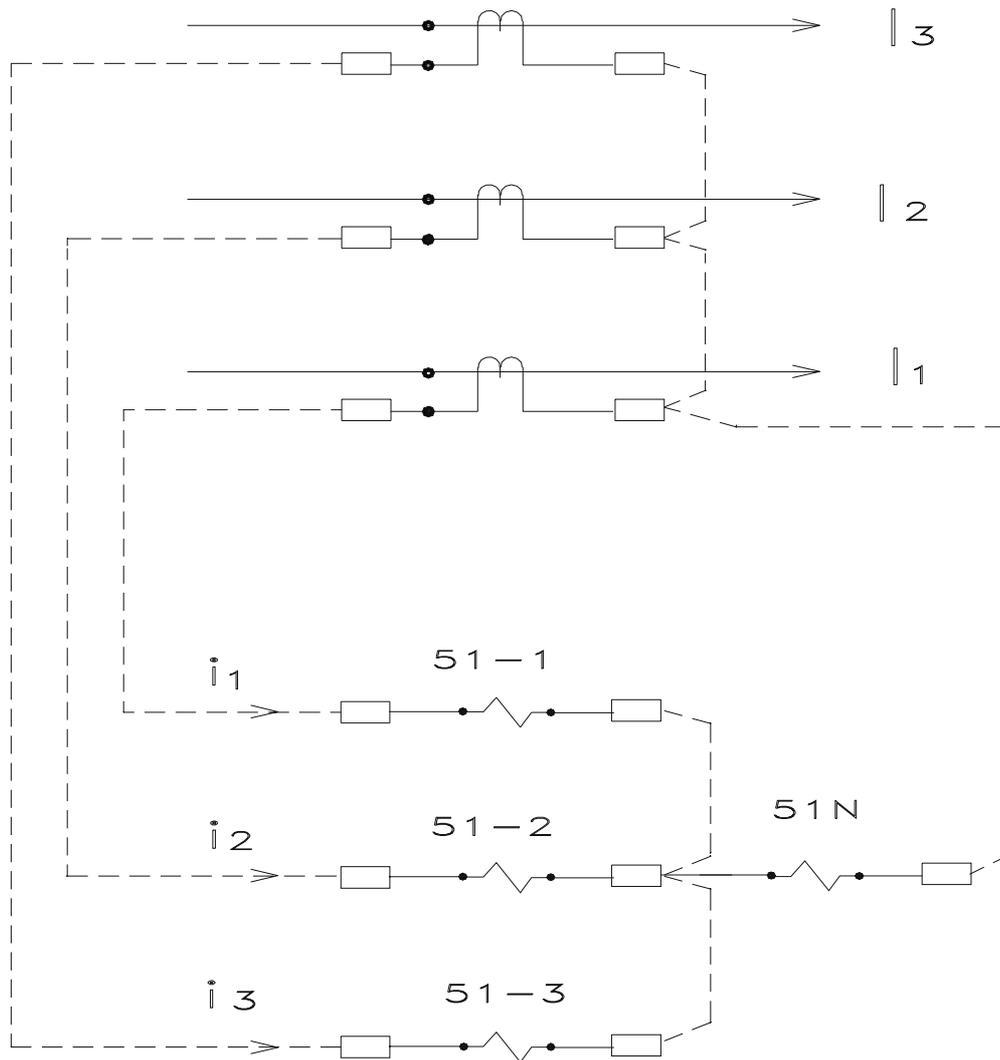


FIGURA 5-38
CONEXIÓN TRIFÁSICA DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE



5.4.2.2.7 EFECTOS DE LAS CORRIENTES DE FALLA EN LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

De la misma manera que las corrientes de falla afectan a equipos eléctricos tales como transformadores, conductores, etc.; los transformadores de corriente deben seleccionarse adecuadamente para evitar su daño o el causar problemas a los relevadores de protección.

Los efectos térmicos y dinámicos obligan a dimensionar adecuadamente el primario de los TC's.

Las normas ANSI C57.13 e IEC 44 indican que los transformadores de corriente para aplicación en sistemas de protección, deben ser clase C; correspondiendo a aquellos cuyo bobinado esta uniformemente repartido, siendo por tanto despreciables las perdidas de flujo.

Esta clase de transformadores de corriente tiene un error de relación menor del 10 % hasta 20 veces la corriente nominal.

Por estar conectados en serie en las líneas y redes de distribución, los transformadores de corriente están sometidos a las mismas sobretensiones y sobrecorrientes que existen en el sistema.

En general las sobrecorrientes son considerablemente superiores a las corrientes nominales de los transformadores de corriente y originan efectos térmicos y dinámicos que pueden dañar a estos equipos.

La corrientes de corto circuito crean problemas tanto térmicos como dinámicos a los transformadores de corriente, debiendo ser estos capaces de soportar su intensidad de calentamiento nominal, sin que la temperatura de los arrollamientos sobrepase el valor admisible según la clase de aislamiento.

Se considera que todo el calor producido queda almacenado en el conductor primario, cuyo calentamiento máximo se determina en cada norma

De acuerdo con las normas ANSI solo se admiten dos tipos de transformadores de corriente, desde el punto de vista de calentamiento: los de clases 55 y 30 grados centígrados respectivamente.

Lo anterior da como resultado que los valores de intensidad de calentamiento sean de acuerdo a normas ANSI de 1.00, 1.33, 1.50, 2.00, 3.00 y 4.00; además la normativa mencionada especifica para cada una de estas clases una variación de intensidad límite térmica (r.f.).

--	--	--	--	--	--



Los esfuerzos dinámicos o mecánicos son función del valor máximo de cresta de la corriente de corto circuito. La intensidad dinámica de cortocircuito se obtiene a partir de la térmica, teniendo en cuenta que esta viene dada en valor eficaz y aquella en valor de cresta máxima.

Por lo tanto la resistencia mecánica de los T.C.'s. al corto circuito esta dada en función de la intensidad del limite térmico y dinámico.

Para el caso en CFE, y de acuerdo a la normativa internacional vigente, se ha establecido que los T.C.'s. soporten hasta 20 veces su corriente nominal sin ningún problema.

Por lo tanto en el lugar donde se instalen este tipo de equipos, el nivel de corto circuito por ningún motivo debe de superar 20 veces la corriente nominal primaria del transformador de corriente.

5.4.2.2.8 EJEMPLO.

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

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

$$4700 / 20 = 235$$

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

Con un mayor detalle, en la sección de apéndices de este procedimiento se incluye un documento relativo a la selección de transformadores de corriente para propósitos de protección.



CAPITULO 6

CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Con los conceptos y herramientas descritas en los capítulos anteriores, se dispone ya de algunos de los elementos necesarios para la realización de un estudio de coordinación de protecciones.

En el presente capítulo, se describen además de los esquemas de protección más utilizados por CFE en subestaciones de distribución, los criterios considerados para su aplicación.

Por otra parte se relacionan los criterios comúnmente utilizados y recomendados para coordinar un par de dispositivos adyacentes de protección. En función de los 4 tipos básicos de equipos de protección descritos en el capítulo 5 de este procedimiento, pueden establecerse varias combinaciones de pares de dispositivos entre ellos, cada una de las cuales da origen a un criterio de coordinación en particular.

6.1 CRITERIOS DE APLICACIÓN DE ESQUEMAS DE PROTECCIÓN EN SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN.

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

En las subestaciones de distribución, el equipo principal a proteger esta representado por el transformador de potencia, por lo que en función de su capacidad e importancia se han establecido diferentes arreglos o esquemas de protección. Para el caso de CFE existe desde 1993 una normalización en tal sentido (especificación CFE-G0000-62), aunque dado el gran número de instalaciones existentes pueden encontrarse algunas variantes a los dos arreglos básicos contemplados en el documento señalado.

--	--	--	--	--	--



De acuerdo a la especificación CFE-G0000-62, el esquema de protección para un transformador de potencia, esta definido por la capacidad del equipo, existiendo dos categorías:

- Transformadores de potencia mayores de 10 MVA
- Transformadores de potencia menores de 10 MVA

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

Para el caso de las líneas de subtransmisión y de acuerdo a la normativa vigente en CFE (NRF-041), el esquema de protección esta definido por la longitud de la línea, habiendo fundamentalmente dos arreglos:

- Líneas de subtransmisión menores de 10 kilómetros (85L comparación direccional, 87L diferencial de línea, 79 recierre, 67 corriente direccional, 50FI protección Falla de interruptor, 81 baja frecuencia, 25/27 sincronismo, canal de comunicaciones, transmisión de disparo transferido, recepción de disparo transferido, 79 recierre de interruptor de amarre, sincronía de interruptor de amarre, entre otras protecciones)
- Líneas de subtransmisión mayores de 10 kilómetros (85L comparación direccional, 21 protección de razón/impedancia con 4 zonas de cobertura, 79 recierre, 67 corriente direccional, 50FI protección Falla de interruptor, 81 baja frecuencia, 25/27 sincronismo, canal de comunicaciones, transmisión de disparo transferido, recepción de disparo transferido, 79 recierre de interruptor de amarre, sincronía de interruptor de amarre, entre otras protecciones).

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

- Alimentadores de circuitos de distribución en subestaciones de áreas rurales con capacidades instaladas inferiores a los 5 MVA (Restauradores automáticos con protección contra sobrecorrientes de fallas entre fases y de fase a tierra).
- Alimentadores de circuitos de distribución en subestaciones con capacidades instaladas mayores a 5 MVA (Protección de sobrecorriente 50F/51F - 50N/51N, y función de recierre automático 79, sobrecorriente de secuencia negativa, FTB, 81 baja frecuencia).

--	--	--	--	--	--



6.1.1 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA MAYORES DE 10 MVA.

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

Entre los primeros sobresale la protección BUCHHOLZ que detecta el flujo de gases originados por fallas incipientes dentro del transformador.

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

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

Para la protección de respaldo de fase de los transformadores mayores de 10 MVA, es común seleccionar relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso; y para la protección contra fallas de línea a tierra pueden utilizarse relevadores de tiempo inverso o de tiempo definido, los cuales por sus características tiempo-corriente permiten superar el problema de coordinación con los dispositivos de disparo a tierra de los restauradores instalados en los circuitos de distribución.

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

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

Los relevadores que se encuentran instalados en el lado de baja tensión deben ser temporizados, por lo que normalmente no disponen o se deshabilita su unidad instantánea (50).Lo anterior en razón de que siendo la barra de baja tensión y la



6.1.2 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA MENORES DE 10 MVA.

Los transformadores menores de 10 MVA, para la detección de fallas internas actualmente no cuentan con la protección diferencial y solo disponen de fusibles de potencia en el lado primario para tal función, coordinados con los relevadores de sobrecorriente de fase y tierra para fallas en las barras de baja tensión y respaldo de los alimentadores, aunque la tendencia actual es, el uso de restauradores y/o interruptores con equipo microprocesado.

Las subestaciones que emplean este esquema de protección son aquellas en las cuales por la capacidad de sus transformadores no se justifica técnica ni económicamente, el empleo de un interruptor de potencia en el lado de alta tensión.

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

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

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

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

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

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

--	--	--	--	--	--



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

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

Adicionalmente, el transformador de potencia puede contar con los mismos dispositivos internos señalados en el inciso anterior, que pueden cumplir con las funciones de protección, supervisión o alarma dependiendo del requerimiento establecido, aunque con las limitaciones derivadas de la ausencia de un interruptor de potencia en el lado de Alta Tensión.

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

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

En las figuras 6-2 y 6-3 se muestran los diagramas unifilares típicos para dos subestaciones con esquemas de protección como los descritos.

6.1.3 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN PARA ALIMENTADORES DE CIRCUITOS PRIMARIOS DE DISTRIBUCIÓN.

Pueden distinguirse cuatro tipos básicos de alimentadores primarios:

- a) Tipo rural.- Con dos tipos de carga, la que alimenta pequeños poblados cuya carga se caracteriza por pequeños motores (bombas, molinos, pequeñas industrias), y alumbrado y la que alimenta grandes sistemas de bombeo.

--	--	--	--	--	--



- b) Tipo urbano.- Aquel que tiene carga de alumbrado, pequeños y grandes comercios y pequeñas industrias.
- c) Tipo Industrial.- Urbano o Rural que se caracteriza por grandes consumos de energía y por ende grandes motores.
- d) Tipo Comercial/Turístico.- Que se caracteriza por el gran consumo balanceado y con demandas máximas elevadas y variación súbita de carga por la entrada y salida de gran carga.

Los alimentadores primarios generalmente 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.

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

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

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

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

Si una falla es permanente, el relevador de recierre (79) tiene la habilidad para dejar al interruptor boqueado y abierto si después de un número pre-determinado de operaciones para las que se programó no ha despejado la falla (generalmente se programan tiempos en un rango de 2.5 a 45 segundos). Si se cuenta con control supervisorio, su función queda condicionada al reglamento y políticas de operación.

--	--	--	--	--	--

Existen diversas curvas características de operación para relevadores de sobrecorriente como ya se vio anteriormente, considerándose que la curva extremadamente inversa es la más adecuada para una buena coordinación con fusibles, que la curva muy inversa es la más adecuada para la coordinación con restauradores, y que las curvas inversa y de tiempo definido lo son para coordinar con varios de los dispositivos de disparo a tierra de restauradores. La operación de la unidad de sobrecorriente de disparo instantáneo, dependerá de si el siguiente dispositivo de protección sobre el alimentador es un fusible o un restaurador. Si el siguiente dispositivo es un fusible se puede optar entre:

- Ajustar la unidad instantánea (50) para detectar fallas en la zona de protección de los fusibles, para la primera operación de la protección; y después bloquear su operación por medio de contactos auxiliares del relevador de recierre con el fin de que si la falla no es librada durante esta primera ocasión, opere la unidad temporizada (51) dando tiempo a que el fusible se queme.
- Ajustar la unidad instantánea (50) de manera que no detecte fallas en la localización del fusible y ajustar la unidad temporizada de forma tal que permita que se funda el fusible.

Dentro de los diagramas unifilares de subestaciones mostrados en las figuras 6-1, 6-2 y 6-3 pueden encontrarse esquemas de protección como los descritos.

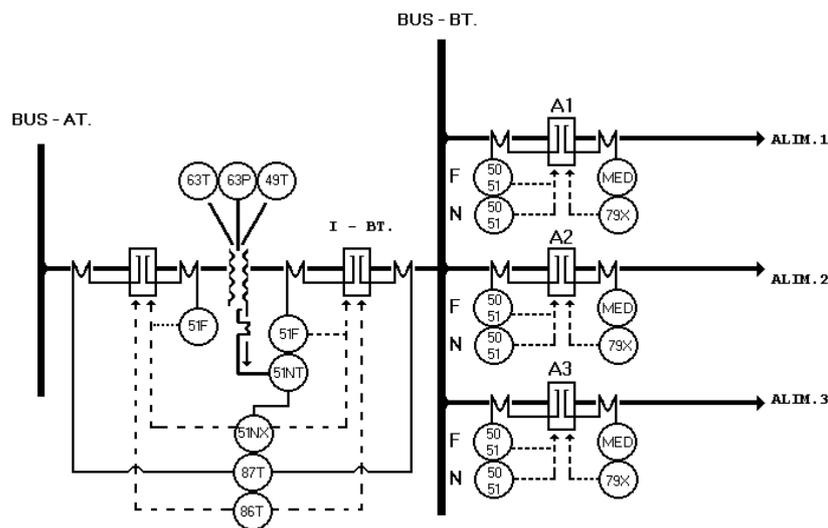


FIGURA 6-1
ESQUEMAS DE PROTECCIÓN PARA UNA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN CON UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA MAYOR DE 10 MVA E INTERRUPTORES DE CIRCUITO

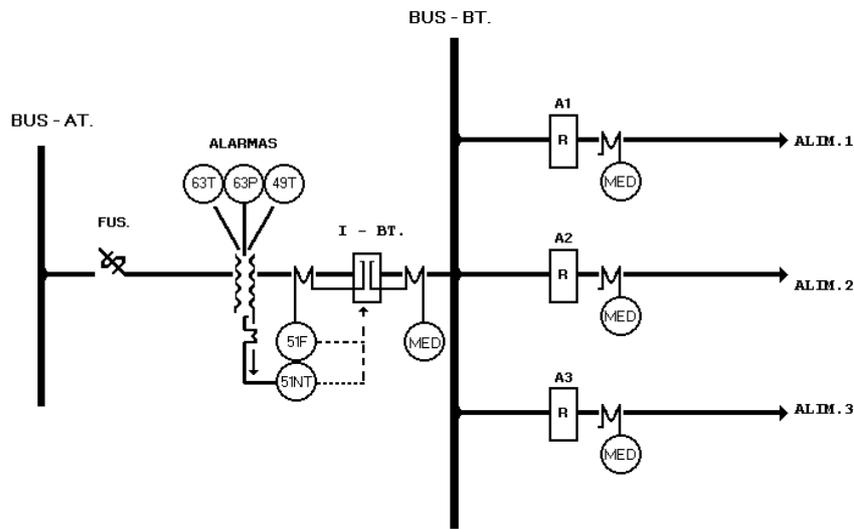


FIGURA 6-3

ESQUEMAS DE PROTECCIÓN PARA UNA SUBESTACION DE DISTRIBUCIÓN CON UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA MENOR DE 10 MVA Y RESTAURADORES DE CIRCUITO

6.1.4 CONSIDERACIONES DE APLICACION EN LA SELECCIÓN DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN.

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

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

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

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

Bajo tal planteamiento, en la figura 6-4 se muestran los evidentes beneficios derivados de aplicar un esquema de protección como el recomendado para una

subestación con transformador de potencia mayor de 10 MVA, en comparación con otros esquemas que contemplan relativas ventajas económicas o aplicación de criterios utilizados tradicionalmente durante el pasado, pero que han permanecido vigentes por diversas circunstancias.

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

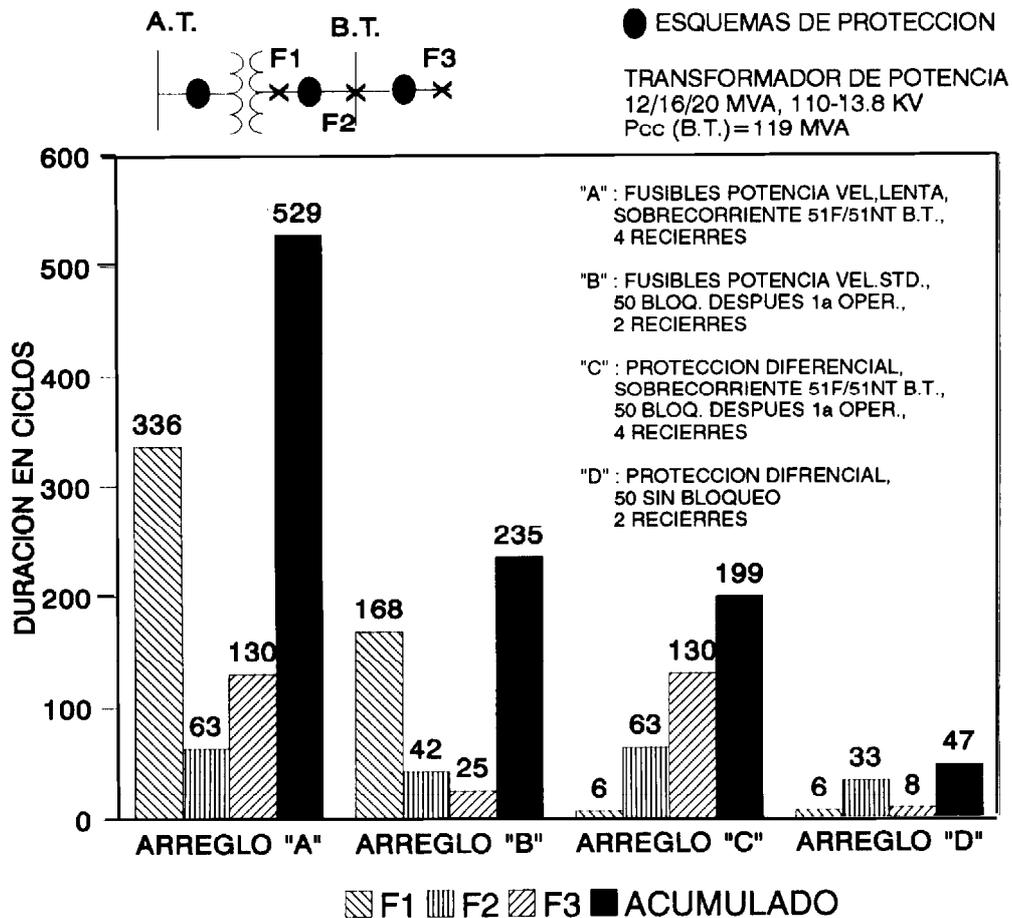


FIGURA 6-4
DURACIÓN ACUMULADA DE CORTOCIRCUITOS PARA UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA EN UNA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN CON DIFERENTES ARREGLOS DE PROTECCIÓN

La figura 6-4 compara los esfuerzos a que se ve sometido un transformador de potencia con diferentes esquemas de protección, para un ciclo de 3 fallas



presentadas en diversas localidades, pero con prácticamente la misma magnitud de 4,979 A:

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

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

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

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

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

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

6.1.5 CRITERIOS BÁSICOS DE AJUSTE PARA LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE EN SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN.

A continuación se describen algunos de los criterios básicos de común aplicación en CFE, para cada una de las protecciones de sobrecorriente que conforman los esquemas de protección señalados con anterioridad.

--	--	--	--	--	--



6.1.5.1 PROTECCIÓN EN ALTA TENSIÓN DEL TRANSFORMADOR.

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

Se recomienda proteger al transformador en el lado de Alta Tensión, mediante relevadores de sobrecorriente de fase 51F o fusibles de potencia según corresponda, contra sobrecargas a partir del 200% de su capacidad en OA para equipos con clase de enfriamiento OA/FA1/FA2, y desde el 150% de su capacidad en OA para equipos con clase de enfriamiento OA/FA.

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

De manera similar sucede con el efecto de carga fría, que es el resultado de la combinación de cargas conectadas en el circuito y que al momento de energizar el transformador pueden presentarse, debiendo la protección permanecer inmune a su presencia. La experiencia ha determinado que dicho efecto puede alcanzar (dependiendo de la naturaleza de las cargas conectadas al sistema) magnitudes de 2 a 6 veces la corriente nominal en OA del transformador durante períodos hasta de 1 segundo.

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

6.1.5.2 PROTECCIÓN DE NEUTRO EN BAJA TENSIÓN DEL TRANSFORMADOR

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

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

--	--	--	--	--	--



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

Este tipo de fallas pueden causar daños al transformador si no se liberan rápidamente, pues le provocan esfuerzos térmicos y mecánicos muy severos; al presentarse esta condición, la protección debe operar y librar al transformador en tiempos alrededor de 1.5 segundos o más si la protección de fase tiene la suficiente sensibilidad para despejar las fallas a tierra en tiempos de aproximadamente 1.0 segundo, evitando por otra parte alcanzar la curva de daño del transformador protegido.

6.1.5.3 PROTECCIÓN EN BAJA TENSIÓN DEL TRANSFORMADOR.

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

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

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

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

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

1983 06 01	REVISIONES	1997 03 31	2008 10 01			
------------	------------	------------	------------	--	--	--



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

6.1.5.4 PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR DE DISTRIBUCIÓN.

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

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

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

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

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

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

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



Con referencia al criterio que puede aplicarse para el ajuste de las unidades 50 a efecto de asegurar que no sobre alcancen a las protecciones delanteras, se estima que ajustes que cubran máximo el 80 % de la longitud existente entre la subestación y el dispositivo de protección mas cercano sobre la línea.

Sin embargo si dicha distancia es muy cercana puede presentarse el sobre alcance entre protecciones adyacentes.

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

Lo anterior se deduce de la siguiente ecuación:

$$N = \frac{Ks (1-Ki) + 1}{Ki}$$

Donde:

- N = Distancia en p.u. del tramo protegido
- Ki = 1.3 (Para instantáneas del tipo IIT,SC,IT.)
- Ks = Zs / Z1
- Zs = Impedancia del sistema.
- Z1 = Impedancia del alimentador.

6.2 CRITERIOS DE APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.

A diferencia de las subestaciones donde prácticamente la totalidad de las fallas son de naturaleza permanente, en las redes de distribución un alto porcentaje de los disturbios que se presentan son de naturaleza transitoria, tal y como se describe con amplitud en el capítulo 2 de este procedimiento.

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

Bajo estas premisas y considerando las características de los equipos de protección utilizados en sistemas de distribución (analizados en el capítulo 5 del presente documento), puede establecerse que existen fundamentalmente dos tipos de



dispositivos de protección para sistemas de distribución, en función de la naturaleza de una falla.

6.2.1 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA FALLAS PERMANENTES.

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

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

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

Los equipos típicos para esta aplicación son básicamente fusibles y seccionalizadores.

6.2.2 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA FALLAS TRANSITORIAS.

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

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

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

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

--	--	--	--	--	--



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

Sin embargo, aun con tales limitaciones el fusible de triple disparo representa una excelente alternativa de solución para aquellas situaciones donde el estudio se ve comprometido y se dificulta aplicar al "pie de la letra" algunos criterios de coordinación, o bien cuando la disponibilidad de restauradores no es la suficiente para satisfacer las exigencias de selectividad en un estudio de coordinación de protecciones.

6.2.3 LA PROTECCIÓN CONTRA FALLAS PERMANENTES Y TRANSITORIAS EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN.

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

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

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

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

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

--	--	--	--	--	--

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

Lo anterior implica que deben coexistir de manera coordinada ambos tipos de dispositivos, siendo precisamente mediante la adecuada aplicación de los criterios de coordinación desarrollados, que puede lograrse una óptima selectividad del sistema de protecciones, de manera tal que en función de la naturaleza de cada falla presentada, puedan tenerse operaciones únicamente de los dispositivos correspondientes, logrando cumplir con el principal objetivo definido por la filosofía de protecciones:

"Máxima Seguridad del Sistema y Máxima Continuidad en el Suministro"

Como una ilustración a los conceptos señalados anteriormente, en la figura 6-5 se muestra el proceso a seguir para la conformación de un sistema de protecciones mediante la aplicación de diferentes dispositivos de protección en un circuito de distribución.

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

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

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

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

Como segundo paso en el establecimiento del sistema de protección y como se muestra en el inciso (b) de la figura 6-5, es necesario dotar al circuito de protección contra todas las fallas de naturaleza transitoria que puedan presentarse en cualquier porción o elemento del mismo.



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

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

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

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

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

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

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

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

Definidos los dispositivos y su ubicación mediante el auxilio de conceptos fundamentales como son las "Zonas de Protección" y la "Naturaleza de las Fallas", es necesario aplicar los criterios de coordinación particulares entre cada par de

--	--	--	--	--	--

dispositivos adyacentes, para determinar los ajustes que permitan su operación exitosa y coordinada ante cualquier tipo de contingencia que pueda presentarse.

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

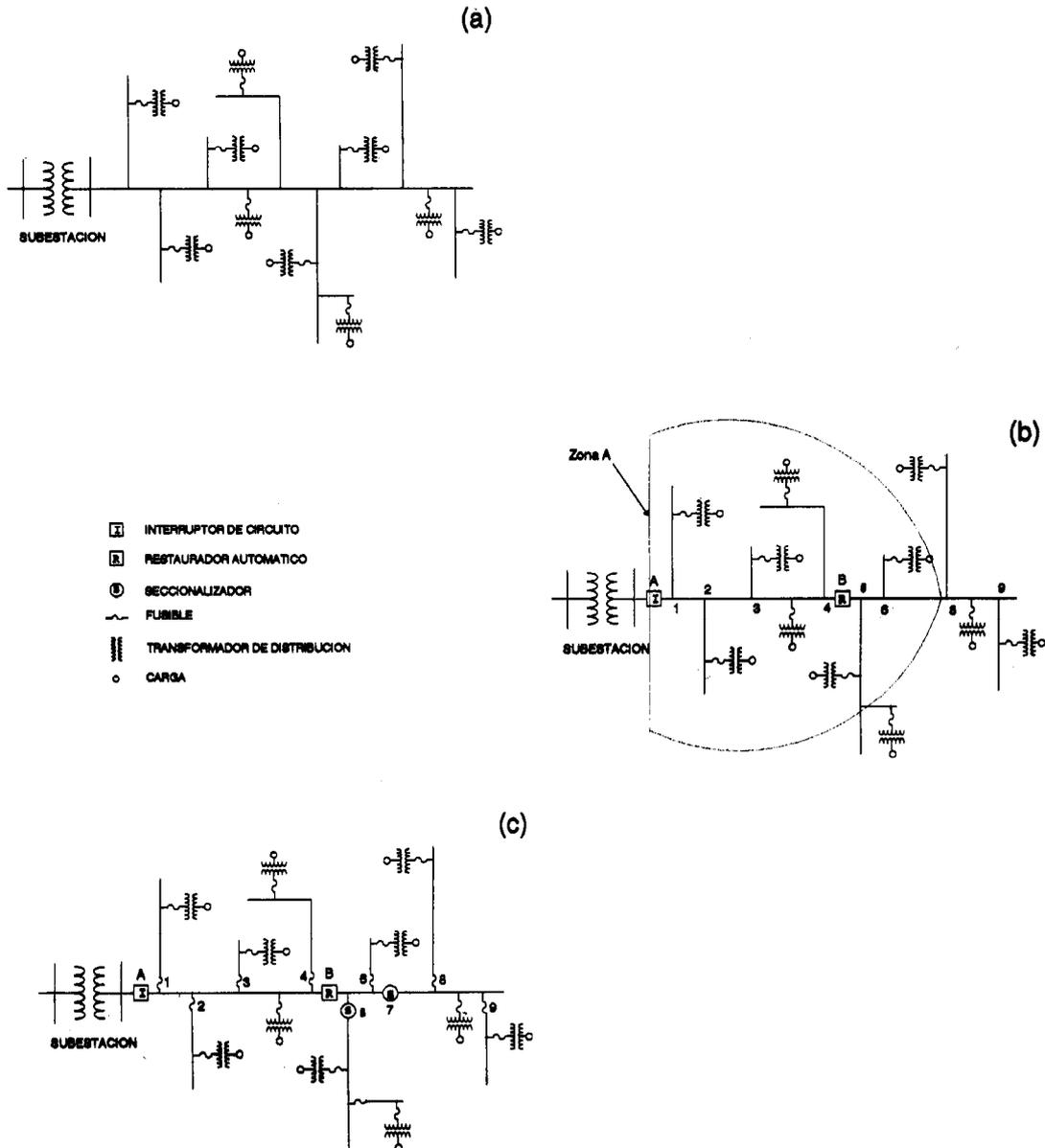


FIGURA 6-5
SECUENCIA DE APLICACIÓN DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN EN UN CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN AÉREO



6.3 CRITERIOS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

Durante el transcurso de este siglo principalmente, se han venido desarrollando una serie de criterios para la coordinación entre diversos equipos de protección contra sobrecorriente.

Dichos criterios son producto del análisis de las características particulares de operación de cada uno de los dispositivos y de como deben interactuar esas características entre dos o más dispositivos adyacentes.

Los criterios establecen las reglas para definir la coordinación adecuada entre dichos dispositivos.

Es importante puntualizar que los criterios señalados establecen y recomiendan rangos o márgenes de aplicación; mismos que en función de la experiencia acumulada, el conocimiento particular del sistema materia del estudio y las posibilidades de los dispositivos de protección, pueden ser modificados y funcionar adecuadamente para una aplicación dada.

Es importante puntualizar que las practicas y políticas empleadas en cuanto a la protección de sobrecorriente en sistemas de distribución, tienden a variar substancialmente entre las compañías eléctricas.

La mayoría de dichas prácticas están basadas en muchos años de experiencia y son el resultado de análisis realizados por expertos en la materia durante el pasado.

De esta manera, en su forma presente las citadas prácticas se han convertido en criterios y han conformado en cada empresa una especie de manuales con reglas o "recetas" de aplicación.

Como tales, varias de las razones o filosofías originalmente asociadas con dichas prácticas, se han ido perdiendo en el olvido, aun y cuando los criterios producto de las mismas permanecen vigentes y son defendidos rigurosamente hoy en día, no obstante el continuo cambio del entorno tecnológico.

En el presente procedimiento se examinan algunas de los criterios y filosofías de la protección de sobrecorriente, comúnmente encontrados y aplicados en la Comisión Federal de Electricidad, sin el propósito de establecer que son la mejor o la única alternativa existente, pero con el convencimiento de que guardando aspectos comunes con los utilizados en otras partes del mundo, han satisfecho los requerimientos particulares de nuestros sistemas.

--	--	--	--	--	--



El argumento mas comúnmente empleado por las empresas eléctricas en el sentido de la no standarización de esas practicas con otras compañías o el porque existe cierta oposición a la revisión de otros criterios distintos, siempre ha sido "nuestros sistemas son diferentes", y en efecto todos los sistemas son diferentes aun los existentes dentro de una misma empresa.

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

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

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

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

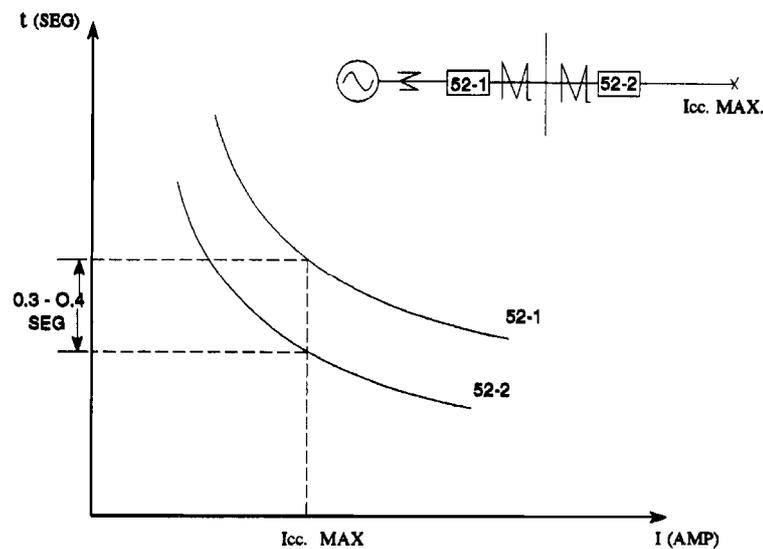
Cabe aclarar que en lo sucesivo y como mera simplificación, cuando alguno de los criterios descritos involucre a una protección a base de relevadores, se identificara como RELEVADOR, termino que en la practica incluye tanto al propio dispositivo como a otros equipos primarios asociados tales como el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

Para una mejor comprensión de los citados criterios, en la sección de apéndices de este procedimiento, se incluye una descripción para visualizar mediante una "animación gráfica", cada uno de los criterios, desarrollada bajo el programa Harvard Graphics.

6.3.1 CRITERIO DE COORDINACIÓN RELEVADOR-RELEVADOR.

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

También puede presentarse en líneas de subtransmisión radiales o líneas de 34.5 KV que van alimentando varias subestaciones escalonadas en arreglos de los conocidos como "en cascada" y cuyos alimentadores de enlace poseen relevadores de sobrecorriente. El criterio establece que debe existir un margen mínimo en tiempo de coordinación de 0.3 a 0.4 segundos entre las curvas características tiempo-corriente de los dos dispositivos de protección, para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos equipos. Criterio anterior se ilustra gráficamente en la figura 6-6.



**FIGURA 6-6
CRITERIO DE COORDINACIÓN RELEVADOR-RELEVADOR**

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

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

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

6.3.2 CRITERIO DE COORDINACIÓN RELEVADOR-RESTAURADOR.

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

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

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

Desde luego que el criterio se hace mas critico cuando se trata de la primera aplicación, en razón de que no pueden admitirse bajo ninguna circunstancia disparos simultáneos de ambos dispositivos, ya que el equipo de respaldo (relevador) además de ser la protección general de la subestación, carece de la función de recierre

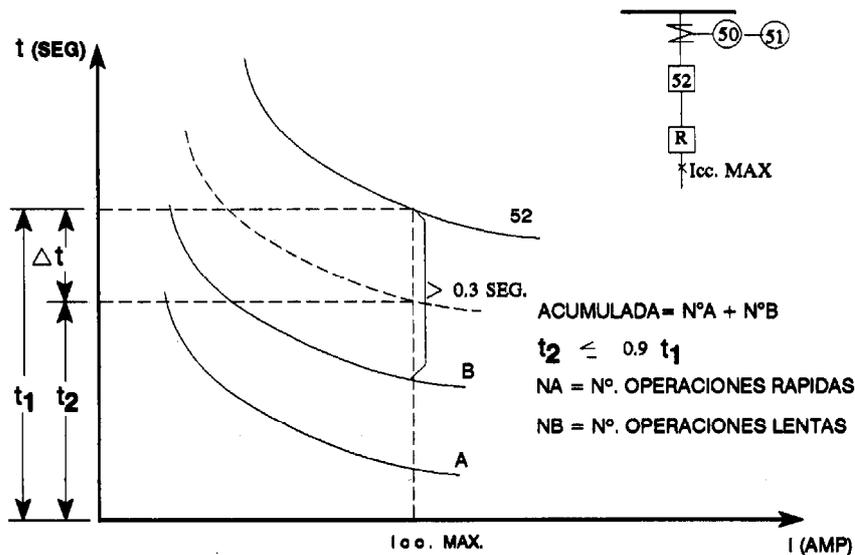
automático, por lo que una operación del mismo representa una interrupción prolongada de todos los alimentadores asociados a la barra de B.T. de la instalación.

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

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

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

El criterio anterior se ilustra gráficamente en la figura 6-7, explicándose posteriormente la razón por la que es necesario considerar un efecto acumulativo en la característica tiempo-corriente "lenta" del restaurador.



NOTA: LA CURVA ACUMULADA SOLO SE CONSIDERA PARA COORDINACIÓN CON RELEVADORES ELECTROMECAÑICOS

FIGURA 6-7
CRITERIO DE COORDINACIÓN RELEVADOR-RESTAURADOR



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

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

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

- RELEVADOR: Ajustado en dial 5 con un tiempo de operación para una falla adelante del restaurador de 0.6 segundos y con un tiempo de 30 segundos para reponerse totalmente.
- RESTAURADOR: Ajustado a una secuencia de operación 2A-2C, con un intervalo de recierre de 2 segundos y tiempos de despeje de una falla adelante del mismo de 0.035 segundos para la curva A y de 0.3 segundos para la curva C.

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

Avance del contacto móvil después del primer disparo del restaurador

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

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

1983 06 01	REVISIONES	1997 03 31	2008 10 01			
------------	------------	------------	------------	--	--	--



Regreso del contacto móvil durante el tiempo del primer recierre del restaurador

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

Lo cual significa que el tiempo de recierre del restaurador permite una reposición completa del relevador para la operación de secuencia rápida del restaurador.

De manera similar será el comportamiento del relevador para la segunda operación del restaurador, al ser esta también en su curva A.

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

Avance del contacto móvil después del tercer disparo del restaurador

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

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

Regreso del contacto móvil durante el tiempo del tercer recierre del restaurador

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

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

Avance neto del contacto móvil durante el tiempo del tercer recierre del restaurador

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

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



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

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

Avance acumulado del contacto móvil después del último disparo del restaurador

$$50 \% + 43.3 \% = 93.3 \%$$

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

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

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

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

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

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

1983 06 01	REVISIONES	1997 03 31	2008 10 01			
------------	------------	------------	------------	--	--	--

Resumiendo lo anterior, debe existir una diferencia mínima equivalente al 10 % del tiempo de la curva del relevador, entre esta y la curva acumulada del restaurador, para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos equipos, que en otras palabras significa que el porcentaje total de avance del relevador para el ciclo completo de operaciones del restaurador debe ser como máximo el 90 % del recorrido completo. Lo anterior independientemente del margen de coordinación de 0.3-0.4 segundos, que debe existir entre la curva lenta del restaurador y la característica del relevador.

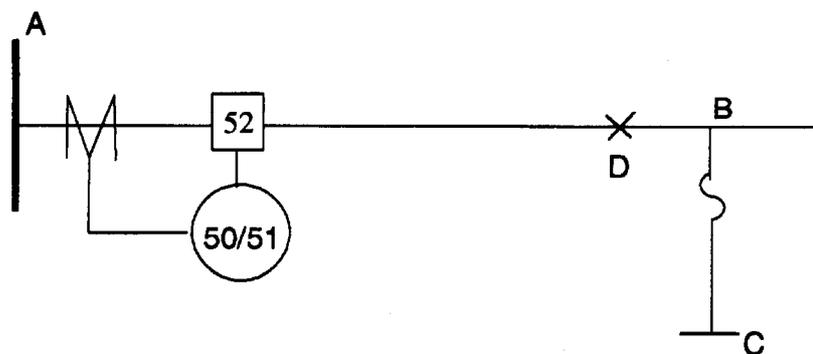
Para el caso de contar con un relevador estático y/o digital no se requiere la coordinación con la curva acumulada del restaurador, ya que la reposición de este tipo de dispositivos es prácticamente instantánea, debiéndose respetar únicamente el tiempo de separación entre curvas de 0.3-0.4 segundos entre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

6.3.3 CRITERIO DE COORDINACIÓN RELEVADOR-FUSIBLE.

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

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

En base a las características del sistema de distribución, y tomando como base el arreglo mostrado en la figura 6-8 es posible realizar la coordinación de protecciones de diferentes maneras observando las siguientes consideraciones:



**FIGURA 6-8
ARREGLO RELEVADOR-FUSIBLE**

1983 06 01	REVISIONES	1997 03 31	2008 10 01			
------------	------------	------------	------------	--	--	--

Si el ramal B-C es muy importante, puede en primera instancia utilizarse un restaurador. Sin embargo, si por diversas razones no se justifica el empleo de tal dispositivo se recomienda aplicar el siguiente criterio, mismo que se ilustra en la figura 6-9.

Con la operación selectiva de la unidad instantánea del relevador de sobrecorriente, para cualquier falla en ese ramal, el primer disparo lo efectúa el propio relevador, reenergizando el circuito a través del relevador de recierre o de la función de recierre.

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

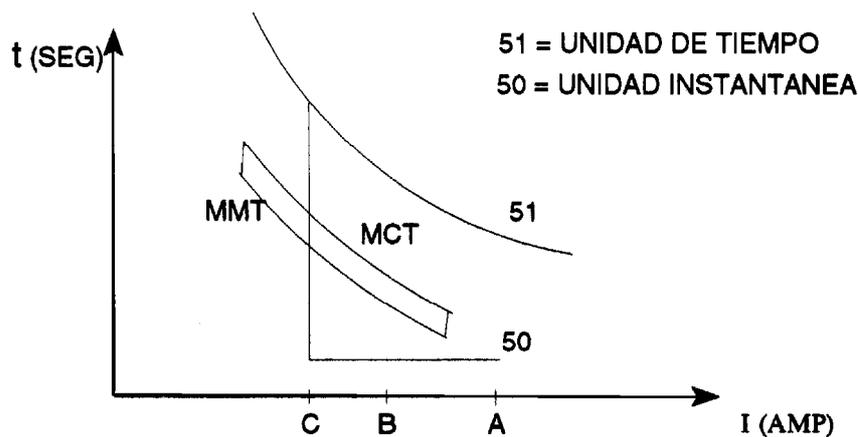


FIGURA 6-9
CRITERIO DE COORDINACIÓN RELEVADOR-FUSIBLE CON AJUSTE SELECTIVO DE SOBREALCANCE EN LA UNIDAD INSTANTÁNEA DEL RELEVADOR

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

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

una falla de naturaleza transitoria. Sin embargo también es de destacar dentro de las desventajas, el que un mayor número de usuarios o clientes de todo el circuito se ve afectado (aunque transitoriamente), debido a la falla en un ramal. Además con este arreglo se tiene el inconveniente de que independientemente de la ubicación de la falla, se tendrán disparos selectivos de la unidad instantánea determinados por la secuencia establecida.

Así de esta manera, si una falla de naturaleza permanente ocurriese a la salida del alimentador de distribución, únicamente sería despejada en alta velocidad durante el primer disparo del interruptor, correspondiendo el resto de los libramientos a las operaciones demoradas de la unidad de tiempo 51. Lo anterior representa obviamente mayores esfuerzos al transformador de potencia de la subestación, con los consiguientes efectos sobre la vida útil del mismo.

Como una alternativa a la anterior opción del arreglo relevador-fusible, puede pensarse en recortar el ajuste de la unidad instantánea del relevador, aumentando el ajuste de su corriente de operación, para que bajo ninguna condición detecte fallas en la zona de cobertura del fusible, es decir estableciendo la conveniencia de insensibilizar la operación por instantáneo en el relevador para todos los ramales con fusibles. Además se hace necesario eliminar el arreglo selectivo de operación de la unidad instantánea, mencionado anteriormente, con lo cual la acción de la unidad 50, solo será función de la magnitud y por lo tanto de la ubicación de la falla. Si se justifica el empleo de tal alternativa se recomienda aplicar el criterio que se ilustra en la figura 6-10.

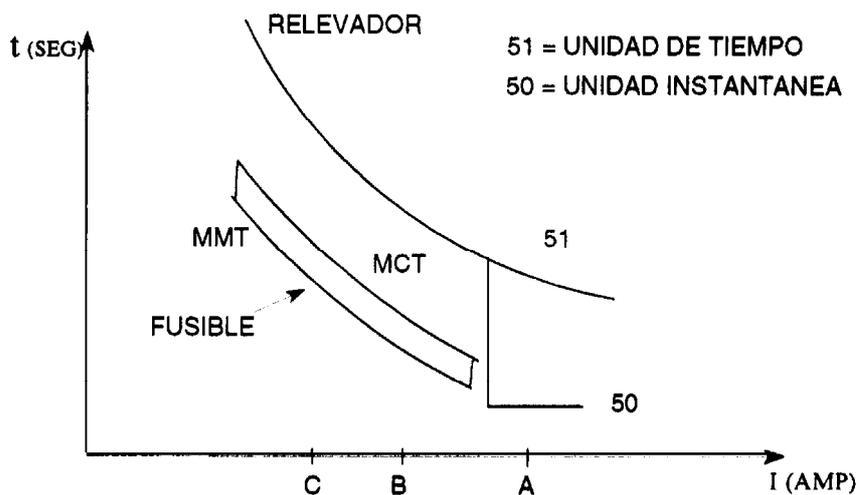


FIGURA 6-10
CRITERIO DE COORDINACIÓN RELEVADOR-FUSIBLE CON AJUSTE DE ALCANCE
RECORTADO EN LA UNIDAD INSTANTÁNEA DEL RELEVADOR

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

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

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

Si se justifica el empleo de tal variante se recomienda aplicar el criterio que se ilustra en la figura 6-11, donde de manera similar al anterior, para fallas entre B-C se funde el fusible sin afectar al resto del circuito. De igual forma el margen de coordinación entre la característica tiempo-corriente de la unidad 51 y la curva MCT del fusible se fija entre 0.3 y 0.4 segundos.

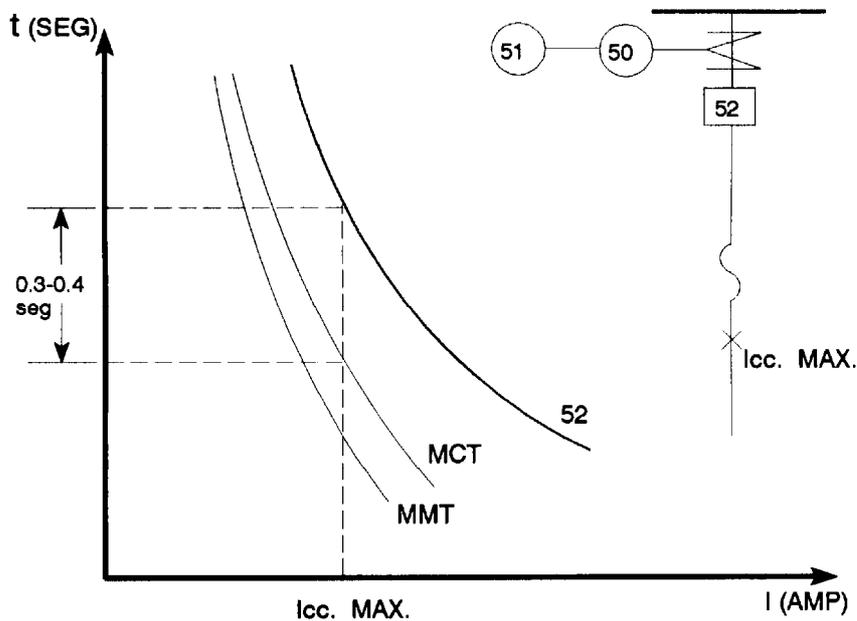


FIGURA 6-11
CRITERIO DE COORDINACIÓN RELEVADOR-FUSIBLE CON UNIDAD INSTANTÁNEA
DEL RELEVADOR BLOQUEADA



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

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

6.3.4 CRITERIO DE COORDINACIÓN RELEVADOR-SECCIONALIZADOR.

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

Como se explico en el capitulo 5, un seccionalizador cuenta la cantidad de veces que una corriente superior a su mínima actuante es interrumpida por un dispositivo de respaldo y después de una cantidad preseleccionada de recuentos abre sus contactos.

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

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

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

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

De tal forma el criterio de coordinación establece que para este par de dispositivos únicamente es necesario cumplir con los siguientes aspectos, mismos que se ilustran de manera gráfica en la figura 6-12:

1983 06 01	REVISIONES	1997 03 31	2008 10 01			
------------	------------	------------	------------	--	--	--

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

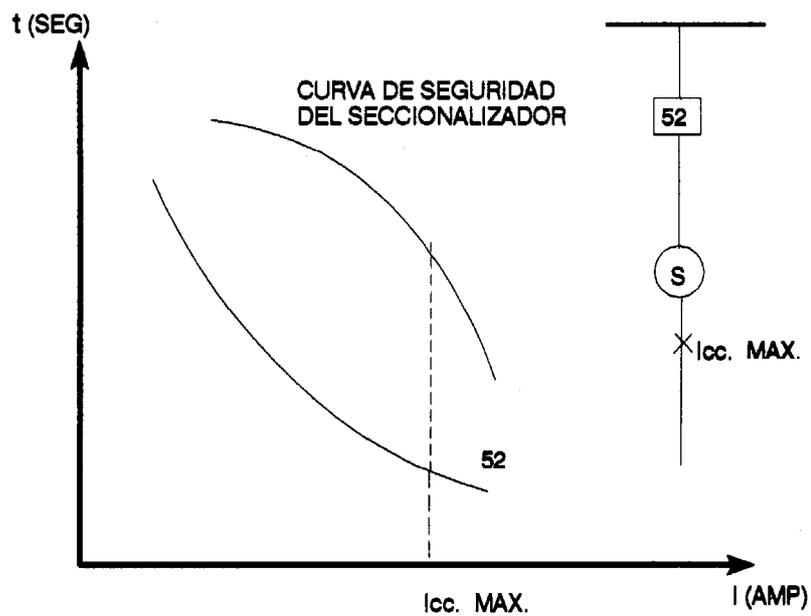


FIGURA 6-12
CRITERIO DE COORDINACIÓN RELEVADOR-SECCIONALIZADOR

Por otra parte y para el caso específico donde el seccionizador se encuentre ajustado a un solo conteo, como puede darse en ciertas aplicaciones tales como transiciones aéreo-subterráneas donde todas las fallas son de naturaleza permanente, es importante asegurar que no se emplee un ajuste de instantáneo para el primer recierre del interruptor.



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

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

6.3.5 CRITERIO DE COORDINACIÓN RELEVADOR-SECCIONALIZADOR-FUSIBLE.

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

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

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

- 1) El relevador y el fusible se coordinan como fue descrito en el inciso 6.3.3, con la opción de disparo selectivo de la unidad 50 del relevador.
- 2) El relevador de recierre automático debe ajustarse a un mínimo de 3 intentos de recierre, y con una secuencia de operación para el interruptor de un disparo instantáneo (50) y tres disparos retardados (51).
- 3) El relevador y el seccionador se coordinan como fue descrito en el inciso 6.3.4, con un ajuste único de 3 conteos para el seccionador.

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

Al recerrar el interruptor en su primer intento, el arreglo de disparo selectivo del mismo impide una nueva operación de la unidad instantánea del relevador de

--	--	--	--	--	--	--

sobrecorriente; originando en esta ocasión la operación del fusible y efectuando el seccionizador su segundo conteo (esto debido a que este dispositivo sensa la aparición y corte de una sobrecorriente, aunque dicho corte es efectuado no por el dispositivo de respaldo, sino por el fusible delantero).

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

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

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

6.3.6 CRITERIO DE COORDINACIÓN RESTAURADOR-RESTAURADOR.

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

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

El criterio plantea que se asegura la coordinación de dos restauradores adyacentes con un margen de tiempo mayor de 0.2 segundos entre sus curvas características tiempo-corriente para la máxima corriente de falla común a ambos dispositivos; márgenes menores de 0.2 segundos implican disparos simultáneos o en cascada de



los dos equipos; y si el margen es de 0.2 segundos, se presenta una incertidumbre entre coordinación y no-coordinación.

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

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

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

Este criterio se ilustra gráficamente en la figura 6-13, explicándose posteriormente las opciones existentes para una coordinación entre restauradores.

1983 06 01	REVISIONES	1997 03 31	2008 10 01			
------------	------------	------------	------------	--	--	--

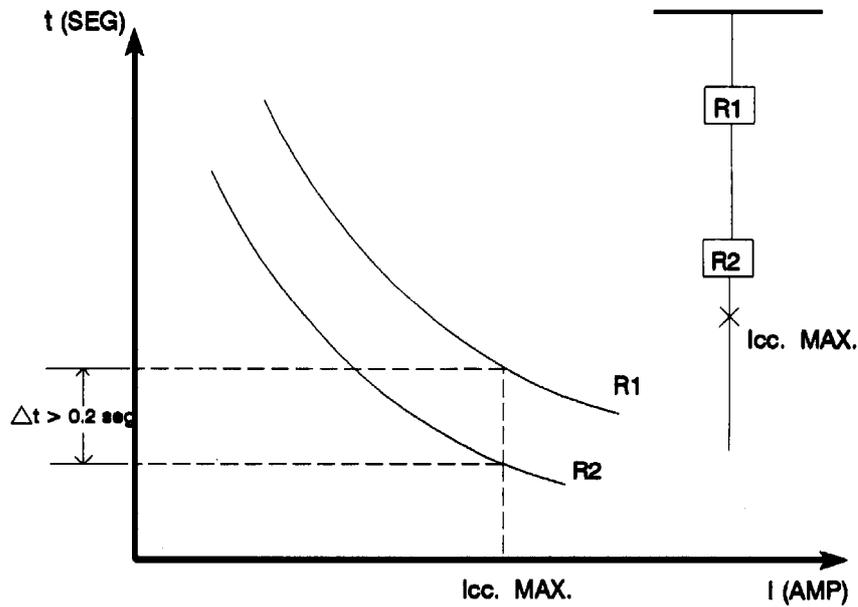


FIGURA 6-13
CRITERIO DE COORDINACIÓN RESTAURADOR-RESTAURADOR

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

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

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

6.3.6.1 MÉTODO I.

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

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

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

En la figura 6-14 se ilustra la aplicación de este método, mismo que no es común utilizar en un sistema de distribución, salvo en el hipotético caso donde únicamente se tuviera disponibilidad de un lote de restauradores iguales.

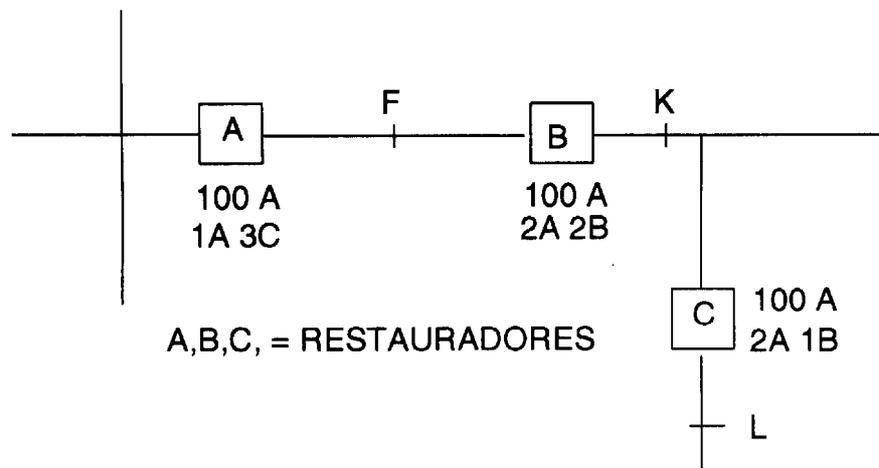


FIGURA 6-14
APLICACIÓN DE RESTAURADORES CON LA MISMA CAPACIDAD DE BOBINA Y DIFERENTES SECUENCIAS DE OPERACIÓN

6.3.6.2 MÉTODO II.

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

Posteriormente se selecciona una secuencia de operación que satisfaga en mayor medida la coordinación con otros dispositivos adyacentes (relevadores,

seccionalizadores y fusibles), y se aplica a todos los restauradores involucrados en el estudio.

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

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

En la figura 6-15 se ilustra la aplicación de este método, mismo que es común utilizar en un sistema de distribución, sobre todo cuando se instalan los equipos tal y como son suministrados de fábrica, donde son embarcados generalmente con una secuencia de operación standard de 2 curvas rápidas y 2 curvas lentas.

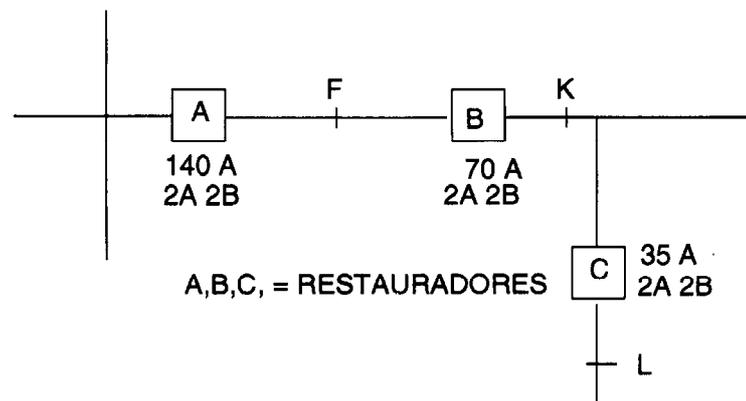


FIGURA 6-15

APLICACIÓN DE RESTAURADORES CON DIFERENTES CAPACIDADES DE BOBINA Y MISMA SECUENCIA DE OPERACIÓN

6.3.6.3 MÉTODO III.

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

Para efectuar la coordinación, es necesario analizar las curvas características de tiempo-corriente aplicando los métodos básicos de coordinación descritos en los incisos 6.3.6.1 y 6.3.6.2.

El método III es una combinación de los dos anteriores y trata de suplir las deficiencias de uno con las ventajas del otro.

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

En la figura 6-16 se muestra la utilización de este método combinado, mismo que es el más utilizado en un sistema de distribución, en razón de permitir tanto un uso mas racional de los recursos de equipo disponibles, como las posibilidades de ajuste que estos permiten.

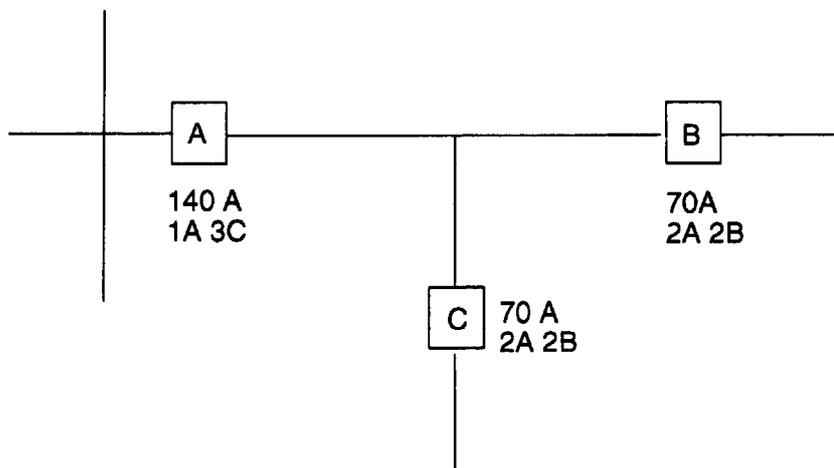


FIGURA 6-16
APLICACIÓN DE RESTAURADORES CON DIFERENTES CAPACIDADES DE BOBINA Y DIFERENTES SECUENCIAS DE OPERACIÓN

6.3.6.4 ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE LOS MÉTODOS I, II Y III.

Para evaluar las ventajas y desventajas operativas y de aplicación de cada uno de los métodos mencionados, se parte del análisis sobre el comportamiento operativo de 3 restauradores instalados en un sistema similar al mostrado en las figuras 6-14 y 6-15.

El resumen de equipos y ajustes seleccionados por cada uno de los métodos se indica en la tabla 6-1.

1983 06 01	REVISIONES	1997 03 31	2008 10 01			
------------	------------	------------	------------	--	--	--

TABLA 6-1.- AJUSTES DE LOS RESTAURADORES PARA EL ANÁLISIS DE CADA UNO DE LOS MÉTODOS DE COORDINACIÓN

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

Para efectos del análisis se considera lo siguiente:

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

En la gráfica de la figura 6-17 se muestran para propósitos del análisis, las características tiempo-corriente de las curvas A y B de tres restauradores del tipo "R" de Mc. Graw Edison con capacidades nominales de 35, 70 y 140 amperes respectivamente.

En la tabla 6-2 se indican los márgenes de coordinación existentes entre las diferentes curvas de los restauradores, incluyéndose la curva C del restaurador de 140 amperes, misma que también se muestra en la figura 6-17.

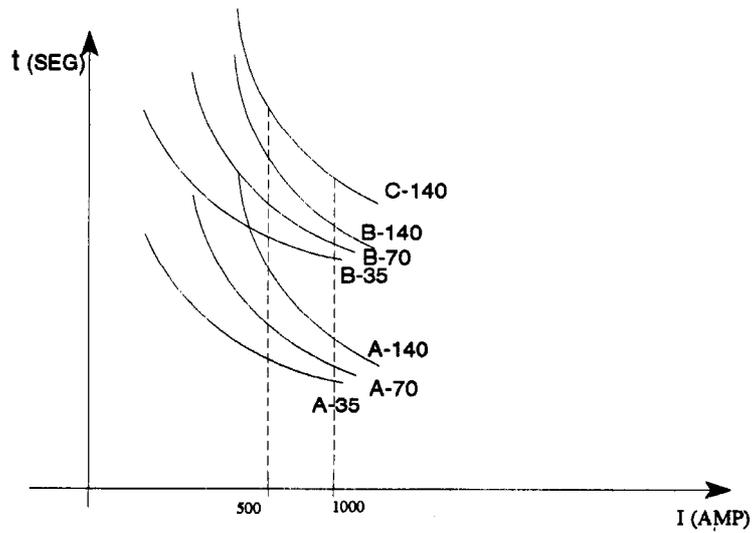


FIGURA 6-17
CARACTERÍSTICAS TIEMPO-CORRIENTE PARA LOS RESTAURADORES DEL SISTEMA ANALIZADO

TABLA 6-2.- MÁRGENES DE COORDINACION EXISTENTES ENTRE LAS DIFERENTES CURVAS DE LOS EQUIPOS INVOLUCRADOS EN EL ANÁLISIS

CURVAS CONSIDERADAS A COMPARAR	SEPARACIÓN ENTRE CURVAS PARA FALLA DE 1000 AMPERES	SEPARACIÓN ENTRE CURVAS PARA FALLA DE 500 AMPERES
A-35 / A-70	menos de 0.033 seg. (*)	menos de 0.033 seg.
A-70 / A-140	menos de 0.033 seg.	menos de 0.033 seg.
A-35 / B-70	0.160 seg. (*)	0.450 seg.
A-70 / B-140	0.500 seg.	1.700 seg.
A-70 / C-140	1.000 seg.	4.000 seg.
A-140 / C-140	1.000 seg.	4.000 seg.
B-35 / B-70	0.0800 seg. (*)	0.290 seg.
B-70 / B-140	0.0300 seg.	1.200 seg.
B-70 / C-140	0.800 seg.	3.500 seg.
B-140 / C-140	0.500 seg.	2.200 seg.

Cabe señalar que algunos de los márgenes existentes entre diferentes curvas de los restauradores de 35 y 70 amperes, son marcados con (*) en razón de que corresponden a un nivel de falla de 1000 amperes, corriente que en ningún caso se presentara de manera común para ambos dispositivos, debido a que la máxima corriente de falla común a ambos dispositivos es de solo 500 amperes. Por tanto aunque los valores mostrados indican que no existe coordinación entre la curva rápida del restaurador de 35 amperes y la curva lenta del restaurador de 70 amperes, tal situación no tiene posibilidad de ocurrencia para el sistema mostrado.

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

Método I:

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

La segunda operación la efectúa únicamente el restaurador "B" en su segunda curva rápida (A), al existir un margen de coordinación de 1.000 segundos con respecto a la primera curva lenta (C) del restaurador "A".

Durante la tercera operación del arreglo, la falla es detectada ahora por el restaurador "B" en su primera curva lenta (B) y por el restaurador "A" nuevamente con su primera curva lenta (C); al existir un margen de coordinación de 0.500 segundos entre ambas características, únicamente se tiene el disparo del restaurador "B".

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

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



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

La segunda operación la efectúan de manera simultanea solo los restauradores "B" y "C" en sus segundas curvas rápidas (A), al existir un margen de coordinación de 4.000 segundos entre ambas y la primera curva lenta (C) del restaurador "A".

Finalmente durante la ultima operación, las características involucradas corresponden a la primeras curvas lentas (B) de los restauradores "B" y "C" y nuevamente a la primera curva lenta (C) del restaurador "A"; dado que las características tiempo-corriente de los restauradores "B" y "C" son exactamente iguales, se tiene un disparo simultaneo de ambos equipos, permaneciendo cerrado el restaurador "A" en razón del amplio margen de coordinación existente de 2.200 segundos entre dicho dispositivo con respecto a los otros dos. El restaurador "C" completa de esa forma su ciclo ajustado de 3 operaciones quedando abierto y bloqueado, despejando así de manera correcta y selectiva la falla de naturaleza permanente ocurrida en el punto L. Por su parte los restauradores "A" y "B" permanecen cerrados y al no haber completado su numero de operaciones de ajuste, se restablecen quedando preparados para un nuevo ciclo.

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

Método II:

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

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

Durante la tercera operación del arreglo, la falla es detectada ahora por los restauradores "A" y "B" en sus primeras curvas lentas (B); al existir un margen de coordinación de 0.300 segundos entre ambas características, únicamente se tiene el disparo del restaurador "B".

1983 06 01	REVISIONES	1997 03 31	2008 10 01			
------------	------------	------------	------------	--	--	--



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

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

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

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

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

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

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

1983 06 01	REVISIONES	1997 03 31	2008 10 01			
------------	------------	------------	------------	--	--	--



Por su parte los restauradores "A" y "B" permanecen cerrados y al no haber completado su numero de operaciones de ajuste, se restablecen quedando preparados para un nuevo ciclo.

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

Método III:

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

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

Durante la tercera operación del arreglo, la falla es detectada ahora por el restaurador "B" en su primera curva lenta (B) y por el restaurador "A" nuevamente con su primera curva lenta (B); al existir un margen de coordinación de 0.300 segundos entre ambas características, únicamente se tiene el disparo del restaurador "B".

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

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

Para una falla de 500 amperes en L, los restauradores "A", "B" y "C" operan prácticamente de manera simultánea en sus primeras curvas rápidas (A), al existir entre los restauradores "B" y "C" un margen de separación de menos de

--	--	--	--	--	--



0.033 segundos, y entre los restauradores "A" y "C" uno ligeramente mayor de 0.033 segundos, razón por la cual el restaurador "A" podría disparar ligeramente después de los restauradores "B" y "C" en un efecto denominado como de "cascada".

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

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

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

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

Conclusiones:

Como conclusión al análisis operativo de los tres métodos, en la tabla 6-3 se hace un resumen sobre las ventajas y desventajas en la aplicación de cada uno de ellos.

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

1983 06 01	REVISIONES	1997 03 31	2008 10 01			
------------	------------	------------	------------	--	--	--



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

TABLA 6-3.- RESUMEN DEL ANÁLISIS OPERATIVO PARA LOS TRES MÉTODOS DE COORDINACIÓN ENTRE RESTAURADORES

MÉTODO	APLICACIÓN DEL EQUIPO	CONTINUIDAD DEL SERVICIO	COORDINACION CON OTROS DISPOSITIVOS
I	<p>ÚNICAMENTE EL RESTAURADOR "A" ES RAZONABLEMENTE SELECCIONADO EN FUNCIÓN DE LA DEMANDA Y LA CAPACIDAD DE COR-TOCIRCUITO EXISTENTES EN SU LOCALIDAD DE INSTALACIÓN.</p> <p>LOS RESTAURADORES "B" Y "C" ESTÁN SOBREDIMENSIONADOS EN EXCESO, PARA LOS REQUERIMIENTOS DE SUS LOCALIDADES DE INSTALACIÓN.</p> <p>EL RESTAURADOR "C" NO APROVECHA SU CAPACIDAD MÁXIMA DE 4 OPERACIONES.</p>	<p>UNA FALLA PERMANENTE EN "K" PROVOCA 1 INTERRUP-CION TRANSITORIA A LOS USUARIOS "a".</p> <p>UNA FALLA PERMANENTE EN "L" PROVOCA 1 INTERRUP-CION TRANSITORIA A LOS USUARIOS "a" Y 3 A LOS USUARIOS "b".</p>	<p>EL RESTAURADOR "A" REPRESENTA CIERTA PROBLEMATICA SI SE TIENEN RELEVADORES ELECTROMECANICOS EN LA PROTECCIÓN DE RESPALDO.</p> <p>EL RESTAURADOR "C" REPRESENTA CIERTA PROBLEMATICA SI SE TIENEN FUSIBLES EN LAS PROTECCIONES DELANTERAS.</p>
II	<p>TODOS LOS RESTAURADORES ESTÁN RAZONABLEMENTE SELECCIONADOS EN FUNCIÓN DE LA DEMANDA Y LA CAPACIDAD DE CORTOCIRCUITO EXISTENTES EN SUS LOCALIDADES DE INSTALACIÓN.</p> <p>TODOS LOS RESTAURADORES APROVECHAN SU CAPACIDAD MÁXIMA DE 4 OPERACIONES.</p>	<p>UNA FALLA PERMANENTE EN "K" PROVOCA 2 INTERRUP-CIONES TRANSITORIAS A LOS USUARIOS "a".</p> <p>UNA FALLA PERMANENTE EN "L" PROVOCA 2 INTERRUP-CIONES TRANSITORIAS A LOS USUARIOS "a" Y 2 A LOS USUARIOS "b".</p>	<p>NINGÚN RESTAURADOR REPRESENTA PROBLEMATICA ESPECIAL CON PROTECCIONES DE RESPALDO Y/O DELANTERAS.</p>
III	<p>TODOS LOS RESTAURADORES ESTÁN RAZONABLEMENTE SELECCIONADOS EN FUNCIÓN DE LA DEMANDA Y LA CAPACIDAD DE CORTOCIRCUITO EXISTENTES EN SUS LOCALIDADES DE INSTALACIÓN.</p> <p>TODOS LOS RESTAURADORES APROVECHAN SU CAPACIDAD MÁXIMA DE 4 OPERACIONES.</p>	<p>UNA FALLA PERMANENTE EN "K" PROVOCA 1 INTERRUP-CION TRANSITORIA A LOS USUARIOS "a".</p> <p>UNA FALLA PERMANENTE EN "L" PROVOCA 1 INTERRUP-CION TRANSITORIA A LOS USUARIOS "a" Y 2 A LOS USUARIOS "b".</p>	<p>NINGÚN RESTAURADOR REPRESENTA PROBLEMATICA ESPECIAL CON PROTECCIONES DE RESPALDO Y/O DELANTERAS.</p>

6.3.6.5 COORDINACIÓN DE RESTAURADORES ELECTRÓNICOS.

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

- Coordinar los restauradores por medio de sus curvas características tiempo-corriente y una selección adecuada de niveles de corte mínimo en forma similar como se describió para los restauradores hidráulicos.
- Elegir intervalos de recierre para que el restaurador protegido esté cerrado o programado para cerrar cuando el protector esté programado para cerrar.
- Seleccionar intervalos de reposición de tal modo que cada restaurador cumpla con la secuencia pre-seleccionada para todas las condiciones de falla.
- Para el uso de restauradores electrónicos, se recomienda coordinar los equipos con el mismo criterio de relevador – relevador, tomando en cuenta la similitud en la programación entra uno y otro; reduciendo con esto los cortes de energía a los sectores que no presentan falla.

6.3.7 CRITERIO DE COORDINACIÓN RESTAURADOR-FUSIBLE.

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

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

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

1983 06 01	REVISIONES	1997 03 31	2008 10 01			
------------	------------	------------	------------	--	--	--

- c) El rango de corrientes definido entre estos dos puntos, es el rango de coordinación para el cual se cumple la premisa establecida para el criterio. Para niveles de falla fuera de dicho rango, se tendrán operaciones no selectivas con otro comportamiento del arreglo y que pudieran ser indeseables.

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

Obviamente dicho factor es mayor, cuanto mas severas son las condiciones para el fusible, como lo son los ciclos de calentamiento a los que se ve sometido y el tiempo permitido para su recuperación (mayor número de operaciones rápidas y tiempos de recierre cortos).

En la tabla 6-4 se muestran los valores de dicho factor para una marca y tipo de restaurador en particular.

TABLA 6-4.- FACTORES "K₁" PARA COORDINACION RESTAURADOR-FUSIBLE

TIEMPO DE RECIERRE	UNA OPERACIÓN RÁPIDA	DOS OPERACIONES RÁPIDAS
2 segundos	1.2	1.35
1 segundo	1.2	1.35

El criterio se ilustra gráficamente en la figura 6-18, explicándose posteriormente las diferentes opciones existentes en función de las secuencias de ajuste disponibles en el restaurador.

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

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

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

Con auxilio de la figura 6-18, a continuación se describe la operación del arreglo, para todas las posibilidades de ajuste.

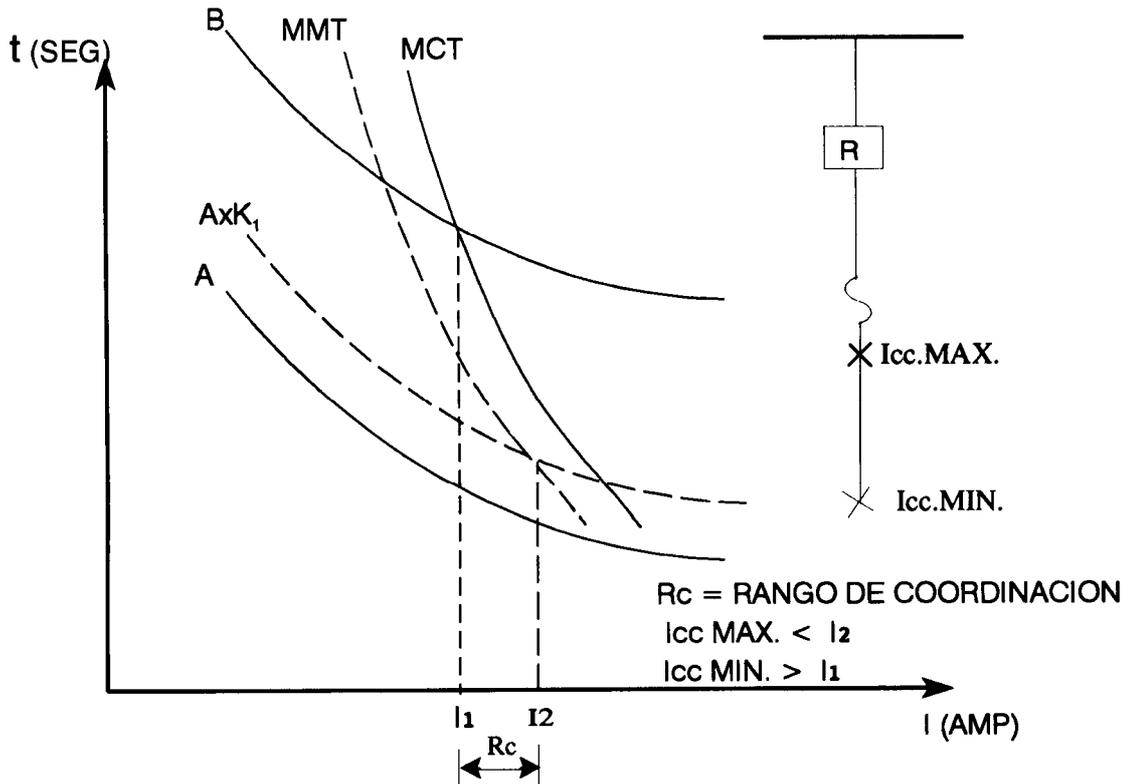


FIGURA 6-18
CRITERIO DE COORDINACIÓN RESTAURADOR-FUSIBLE

6.3.7.1 SECUENCIA 2A-2B.

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

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



6.3.7.2 SECUENCIAS 1A-3B Y 1A-2B.

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

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

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

6.3.7.3 SECUENCIAS 3A-1B, 2A-1B Y 1A-1B.

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

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

6.3.7.4 SECUENCIAS 4A, 3A Y 2A.

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

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

6.2.7.5 SECUENCIAS 4B, 3B Y 2B.

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

1983 06 01	REVISIONES	1997 03 31	2008 10 01			
------------	------------	------------	------------	--	--	--



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

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

6.3.8 CRITERIO DE COORDINACIÓN RESTAURADOR-SECCIONALIZADOR.

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

Como se explicó en el capítulo 5, un seccionizador cuenta la cantidad de veces que una corriente superior a su mínima actuante es interrumpida por un dispositivo de respaldo y después de una cantidad preseleccionada de recuentos abre sus contactos.

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

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

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

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

De tal forma el criterio de coordinación establece que para este par de dispositivos únicamente es necesario cumplir con los siguientes aspectos, mismos que se ilustran de manera gráfica en la figuras 6-19 y 6-20.

1983 06 01	REVISIONES	1997 03 31	2008 10 01			
------------	------------	------------	------------	--	--	--

1. Asegurar que el número máximo de conteos ajustados en el seccionizador, sea igual o menor al número de operaciones de disparo menos uno, ajustadas en el restaurador.

Es decir que para asegurar la coordinación con un restaurador es necesario analizar el tiempo de retención de cuenta del seccionizador sin olvidar que debe ser menor que el número de operaciones del restaurador.

2. Vigilar que la mínima corriente de falla en la zona de cobertura del seccionizador sea superior al 160 % de la capacidad nominal de su bobina o a su corriente mínima de conteo.
3. Vigilar que cualquier falla dentro de la zona de cobertura del seccionizador, sea detectada por el restaurador.

Verificar que la curva de daño del seccionizador se encuentre por arriba de la curva rápida y/o lenta del restaurador, para el valor máximo de corriente de cortocircuito común a ambos dispositivos.

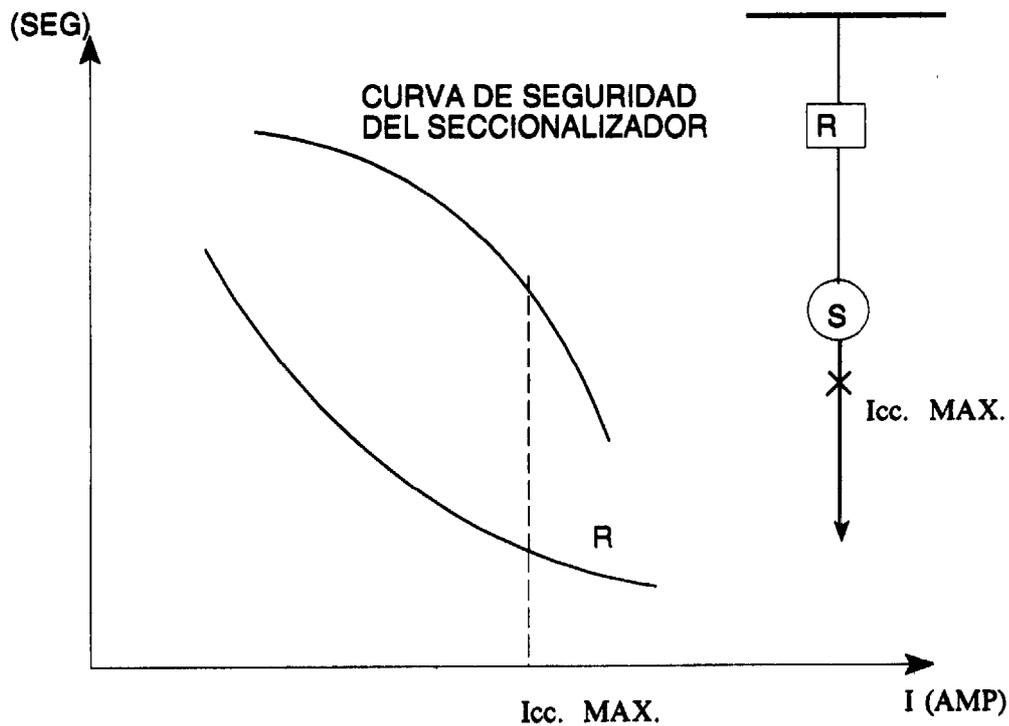


FIGURA 6-19
CRITERIO DE COORDINACIÓN RESTAURADOR-SECCIONALIZADOR

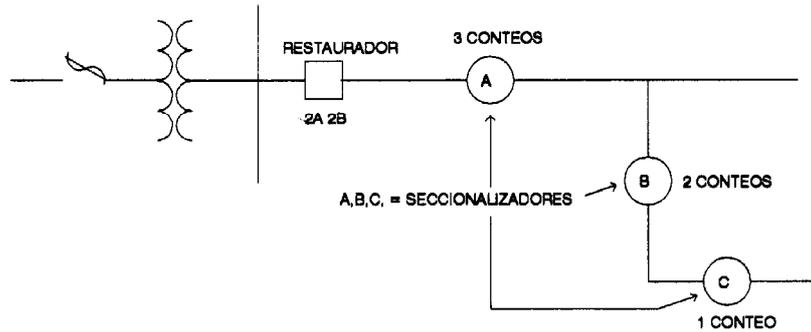


FIGURA 6-20
ARREGLO RESTAURADOR-SECCIONALIZADOR

Dado que como se indicó con anterioridad, la coordinación entre estos dos dispositivos solo es función de sus operaciones de disparo y de conteo respectivamente, la secuencia ajustada de curvas rápidas y lentas en el restaurador no representa ninguna limitante para el arreglo.

Si el seccionalizador es ajustado a 3 conteos, el restaurador puede tener cualquier secuencia, siempre y cuando el total de disparos sea de 4, pudiendo seleccionarse de manera indistinta por ejemplo 4A, 3A-1B, 3A-1C, 3A-1D, 2A-2B, 2A-2C, 2A-2D, 1A-3B, 1A-3C, 1A-3D, 4B, 4C, 4D u otras similares.

Así entonces, la definición de la secuencia de ajuste en el restaurador, es mas función de la coordinación del mismo con otros equipos de protección adyacentes (relevadores, restauradores y fusibles), que la derivada de su coordinación con el seccionalizador.

Esta amplia flexibilidad que brinda el seccionalizador, lo hace ser una excelente alternativa de solución en aquellos casos donde un estudio de coordinación de protecciones en sistemas de distribución tiene complicaciones.

Al respecto, puede señalarse que la secuencia 2A-2B en el restaurador es una buena selección para coordinar estos dos dispositivos, aunque si posteriormente al seccionalizador, se requiere coordinar con un fusible, no se considera la mas adecuada como se observara en el siguiente inciso.

Por otra parte, con esta secuencia pueden coordinarse con cierta facilidad otros ramales adyacentes al restaurador que dispongan de fusibles como elementos de protección.



A continuación se relacionan algunas recomendaciones prácticas para la aplicación de este arreglo, mismas que son producto de la experiencia acumulada durante el transcurso del tiempo, en la operación de los sistemas de distribución:

- Con un restaurador hidráulico y un seccionizador hidráulico se asegura la coordinación, cuando tanto el restaurador como el seccionizador, utilizan bobinas con el mismo régimen continuo.
- La suma de los tiempos de corte y recierre del restaurador, no deben exceder el tiempo de memoria del seccionizador, ya que este puede recuperar su conteo inicial.
- En el caso de la corriente de carga o mínima de falla, cuando esta excede la corriente actuante del seccionizador pero se encuentra por debajo de la del restaurador, el seccionizador cuenta y puede abrir el circuito innecesariamente. Este problema se elimina seleccionando las bobinas por encima de cualquier corriente de entrada probable.
- Otra alternativa de solución al caso anterior, es instalar en el seccionizador un accesorio de restricción de voltaje el cual hace que el corte quede bloqueado mientras exista tensión del lado de la alimentación del seccionizador. Con la utilización de este accesorio puede incluso instalarse un seccionizador entre dos restauradores.
- Si la corriente de entrada hace que el restaurador corte, la tensión del seccionizador se pierde y abrirá innecesariamente. Si se instala un accesorio de restricción de corriente de entrada en el seccionizador, el problema se elimina, ya que detecta si la falla ocurre antes o después del seccionizador para que en caso de que sea después de este, pueda operar normalmente, bloqueando su operación si la falla ocurre entre el restaurador y el seccionizador.
- El seccionizador debe tener como número máximo de conteo una operación menos que el número de disparos ajustados en el dispositivo de respaldo. La capacidad de la bobina del seccionizador debe ser menor o igual que la del restaurador y el restaurador debe tener buena sensibilidad para detectar corrientes de falla mínima en la zona de protección del seccionizador.
- Si se instala otro seccionizador en serie, debe ajustarse a un conteo menos que el primero.

Finalmente, se reitera que la aplicación de seccionizadores representa una alternativa de solución, para aquellas situaciones donde por las características del

--	--	--	--	--	--

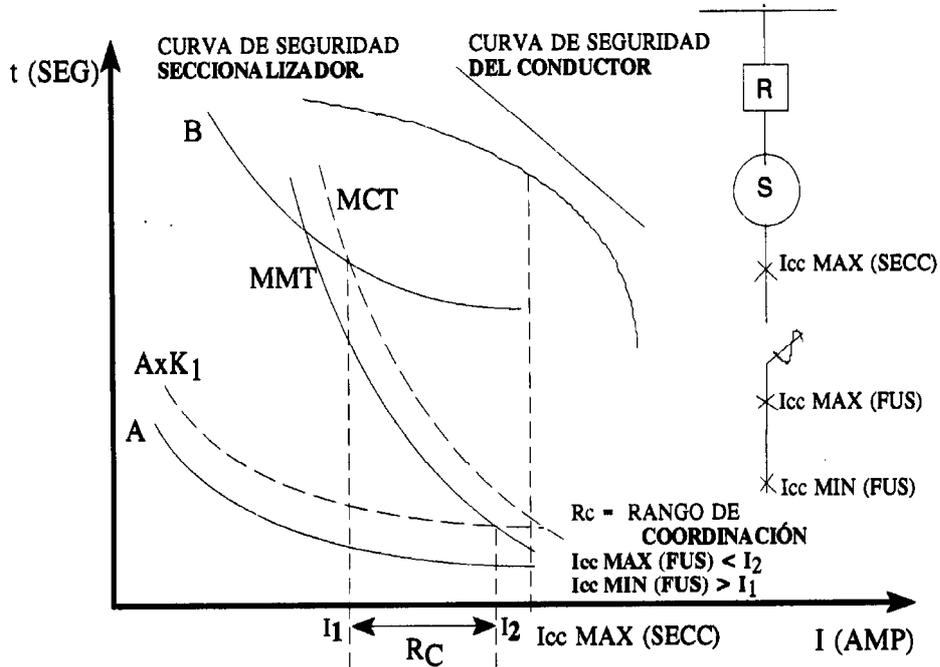


FIGURA 6-21
CRITERIO DE COORDINACIÓN RESTAURADOR-SECCIONALIZADOR-FUSIBLE

Cualquier secuencia del restaurador que involucre una operación rápida y 3 operaciones lentas (1A-3B, 1A-3C, 1A-3D u otras similares) es la adecuada, teniendo cuidado en que la curva de seguridad del seccionizador quede por arriba de la curva acumulada del restaurador, para la máxima corriente de falla común a ambos dispositivos.

La única desventaja del arreglo es que al fusible solo se le da la oportunidad de no fundirse en una ocasión, despejándose durante la primera operación rápida el 85 % de las fallas transitorias.

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

- Con una secuencia en el restaurador de 2 operaciones rápidas y 2 lentas, y un ajuste de 3 conteos en el seccionizador; al final del ciclo se tiene la fusión del fusible y la apertura del seccionizador además de dos disparos transitorios del restaurador.



- Con una secuencia en el restaurador de 2 operaciones rápidas y 2 lentas, y un ajuste de 2 conteos en el seccionalizador; al final del ciclo se tiene solo la apertura del seccionalizador además de dos disparos transitorios del restaurador, sin fusión del fusible.
- Con una secuencia en el restaurador de 1 operación rápida y 3 lentas, y un ajuste de 2 conteos en el seccionalizador; al final del ciclo se tiene además de la fusión del fusible, la apertura del seccionalizador.

Cabe señalar sin embargo, que otras secuencias de operación del restaurador, tales como 2A-2B, 2A-2C, 2A-2D u otras similares, es posible implementarlas en el arreglo solo si el seccionalizador esta equipado con un accesorio de restricción de voltaje. En tal caso, la operación de un fusible más allá del seccionalizador, no provoca el conteo y corte del dispositivo, debido a que siempre habrá presencia de tensión en el lado fuente del seccionalizador.

6.3.10 CRITERIO DE COORDINACIÓN FUSIBLE-RELEVADOR.

La aplicación de este tipo de arreglo se da fundamentalmente entre dispositivos ubicados en una misma subestación (protección de banco en A.T.-protección de banco en B.T.). Dichas instalaciones son generalmente del tipo rural o suburbano, alimentadas de sistemas de subtransmisión y con transformadores de potencia cuya capacidad no excede de 10 MVA, para los cuales los fusibles deben ser del tipo potencia..

El criterio establece que debe existir un margen mínimo en tiempo de coordinación del 25 % del tiempo de la característica MMT del fusible, entre esta y la curva característica tiempo-corriente del relevador, para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos equipos. Con dicho margen se pretende no solo que el fusible no opere, sino que el calentamiento transitorio a que se ve sometido no provoque siquiera alguna modificación del tipo irreversible en sus características físicas, de tal forma que su comportamiento para otras fallas pudiera ser diferente al esperado.

En otras palabras, si se define a t_2 como el tiempo mínimo de fusión del fusible de potencia para la falla de referencia y a t_1 como el tiempo de operación del relevador para la misma falla, el criterio puede ser escrito como:

$$t_1 \leq 0.75 * t_2$$

Una recomendación que facilita sobremanera un estudio de coordinación cuando se aplica este criterio, es seleccionar la característica tiempo-corriente del dispositivo

--	--	--	--	--	--

primario o delantero con una inversidad similar a la del dispositivo de respaldo (en este caso, extremadamente inversa-extremadamente inversa), lográndose mantener con esto una separación uniforme entre ambas curvas al ser sus trayectorias prácticamente paralelas.

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

Al respecto, los relevadores de nueva tecnología ofrecen una amplia variedad para la selección de diferentes características de operación tiempo-corriente.

Para el caso de los fusibles de potencia, la mayoría de los fabricantes disponen de algunas alternativas en cuanto a la velocidad de operación se refiere; por ejemplo el fabricante S & C, ofrece las siguientes tres velocidades para ciertas tensiones: velocidad "standard" o rápida, velocidad "slow" o lenta y velocidad "very slow" o muy lenta.

El criterio anterior se ilustra gráficamente en la figura 6-22.

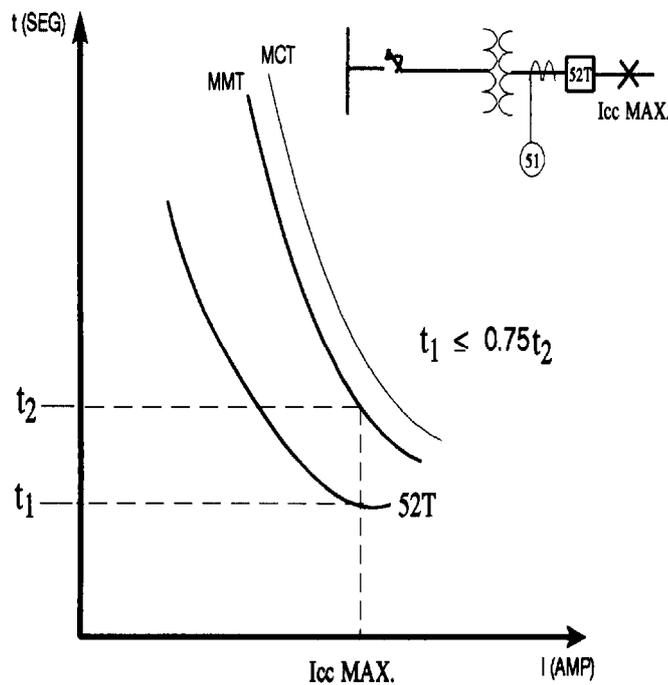


FIGURA 6-22
CRITERIO DE COORDINACIÓN FUSIBLE-RELEVADOR

Por otra parte, si se requiere asegurar al máximo posible, la no ocurrencia de operaciones en falso del fusible de potencia por fallas después del interruptor de banco en B.T. (considerando los inconvenientes que ello acarrea en cuanto a continuidad del servicio y costos de reemplazo); se recomienda que la aplicación del criterio se haga sobre una curva MMT del fusible de potencia, modificada por los factores de corrección por temperatura ambiente " K_T " y por corriente de "pre-falla" " K_P ".

La finalidad de dichos factores, es desplazar verticalmente sobre el eje coordinado del tiempo a la curva MMT del fusible, adicionando de esta forma un margen extra de coordinación.

Dicho desplazamiento puede ser hacia abajo cuando el entorno del fusible representa mayor severidad de operación para el fusible (temperatura ambiente alta y/o cierto nivel de sobrecarga en el transformador de potencia); o hacia arriba cuando el entorno del fusible ayuda a mantener sus características debajo de las condiciones standard de diseño (temperatura ambiente baja y/o transformador de potencia con capacidad sobrada).

En las figuras 6-23, 6-24, 6-25 y 6-26 se muestran las gráficas correspondientes a dichos factores para una cierta marca y tipo de fusibles. En la figura 6-27 se ilustra gráficamente esta variante del criterio.

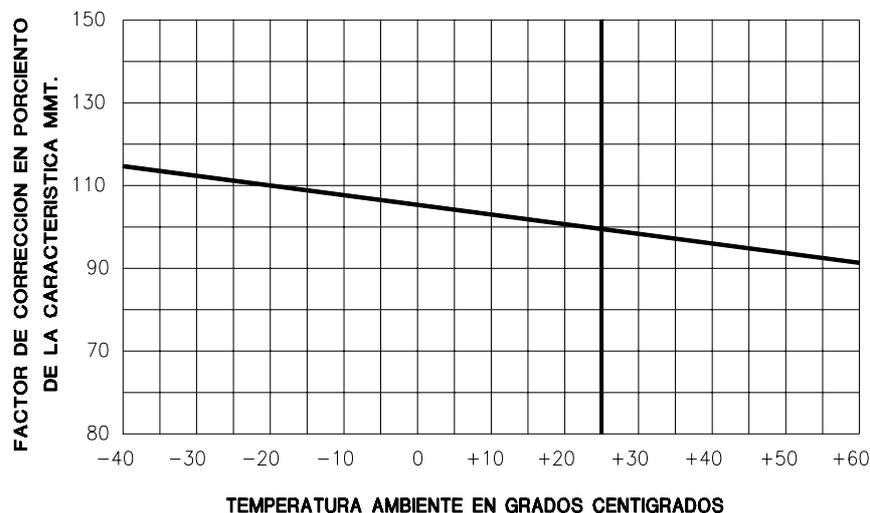


FIGURA 6-23
FACTOR DE CORRECCIÓN " K_T " PARA FUSIBLES DE POTENCIA DE CUALQUIER VELOCIDAD EXCEPTO LENTA

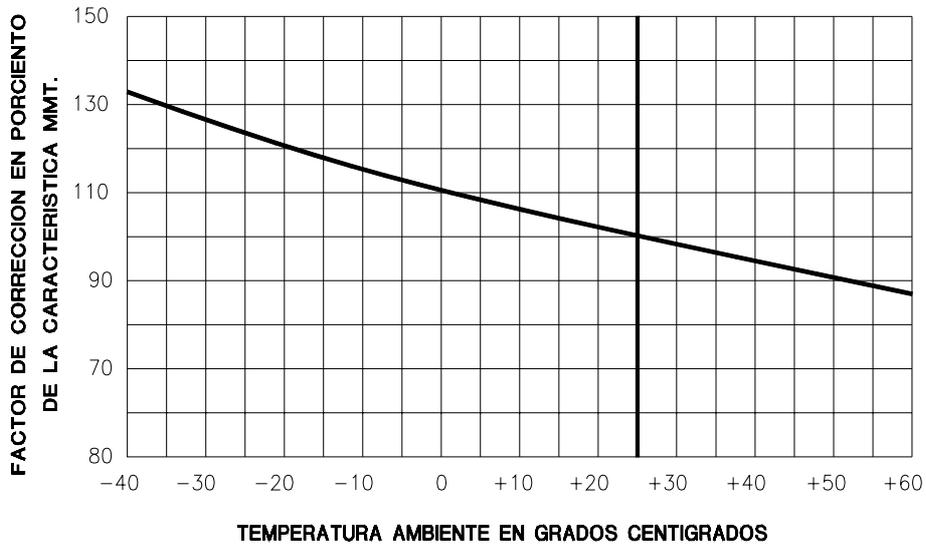


FIGURA 6-24
FACTOR DE CORRECCIÓN "K_T" PARA FUSIBLES DE POTENCIA DE VELOCIDAD LENTA

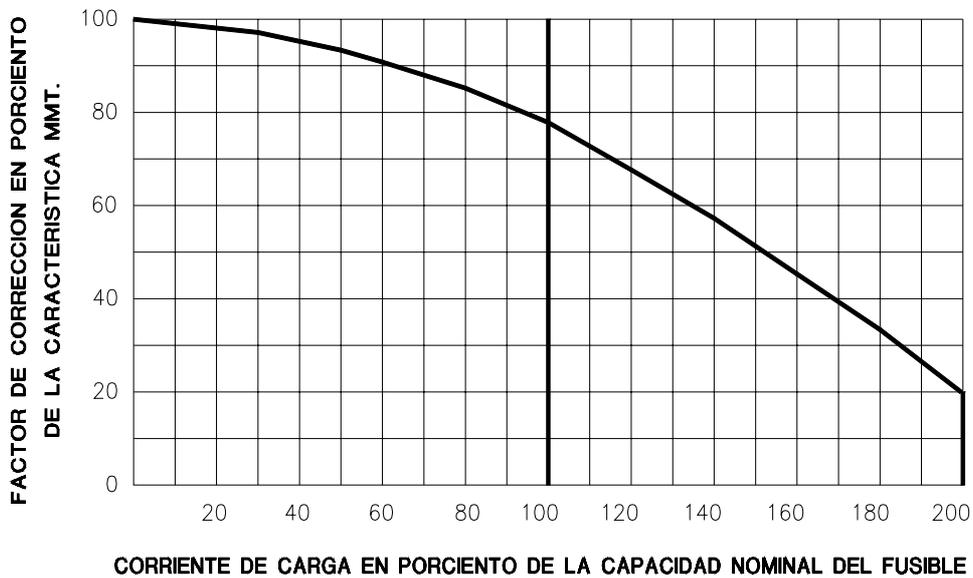


FIGURA 6-25
FACTOR DE CORRECCIÓN "K_P" PARA FUSIBLES DE POTENCIA DE CUALQUIER VELOCIDAD EXCEPTO LENTA

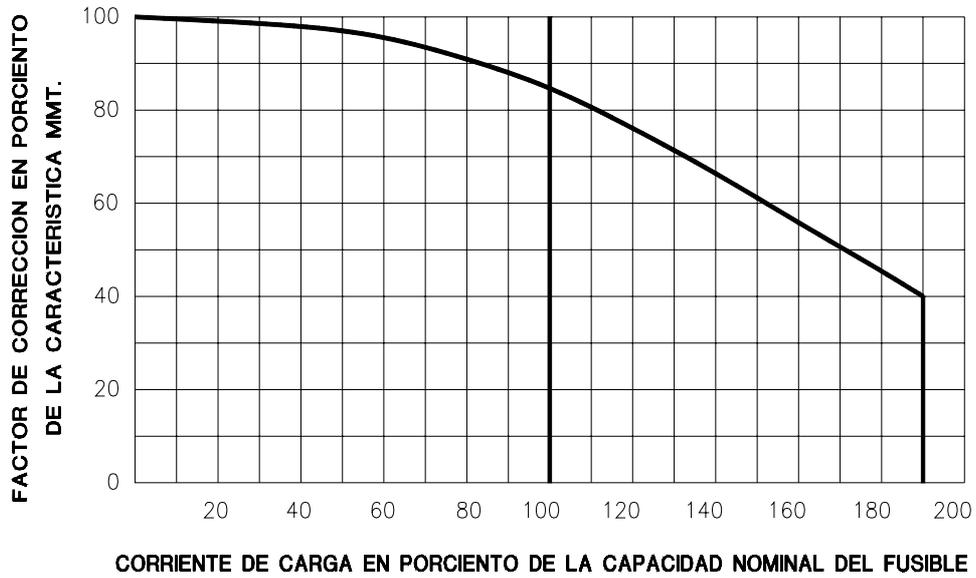


FIGURA 6-26
FACTOR DE CORRECCIÓN "K_P" PARA FUSIBLES DE POTENCIA DE VELOCIDAD LENTA

--	--	--	--	--	--

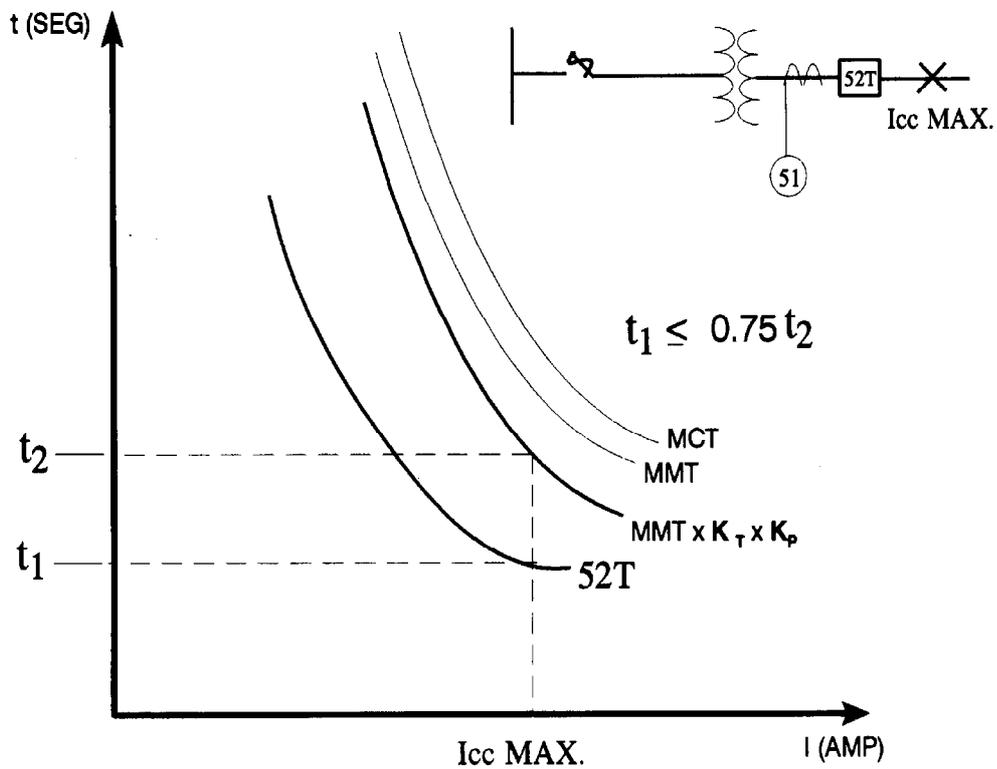


FIGURA 6-27
CRITERIO DE COORDINACIÓN FUSIBLE-RELEVADOR, APLICANDO FACTORES DE CORRECCIÓN

Estableciendo una metodología para la aplicación de este criterio, se tiene lo siguiente:

1. Se selecciona la mínima capacidad del fusible en función de la capacidad del transformador, considerando tanto condiciones normales de operación, como de sobrecarga por emergencia.
2. Se define la velocidad mas apropiada para la característica de operación del fusible, tomando en cuenta para la componente MCT los tiempos requeridos de operación tanto para falla en A.T. como para falla en B.T. Dicha característica debe verificarse además en su componente MMT, para las condiciones de "inrush" y "carga fría".
3. Si las condiciones del entorno así lo requieren, se modifica la curva MMT mediante la aplicación de los factores de corrección respectivos.



4. Se define la característica de operación tiempo-corriente del relevador, en función de los requerimientos de coordinación del sistema.
5. Finalmente, se seleccionan los ajustes del relevador para cumplir con el rango de coordinación establecido por el criterio para este arreglo.

Es importante puntualizar que dada la conexión delta-estrella de los transformadores de potencia empleados en Subestaciones de Distribución, la aplicación del criterio se limita a la comparación de las características tiempo-corriente del fusible con la de los relevadores de fase (51F) para fallas trifásicas en la barra de B.T.

Si se requiere un análisis con respecto a la falla monofásica, se recomienda desplazar las curvas del fusible en función del factor de conexión para un arreglo delta-estrella, tal y como se describe en los incisos 3.1.4 y 3.1.5 de este documento.

Cabe señalar que al estar los dos dispositivos de protección instalados en niveles de tensión diferentes, es necesario para realizar el estudio de coordinación de protecciones respectivo, definir una tensión base. Por tal razón, las características tiempo-corriente de uno de los equipos (generalmente el fusible de potencia) deben ser referidas a dicha tensión base, con el objeto de poder efectuar el análisis comparativo correspondiente.

6.3.11 CRITERIO DE COORDINACIÓN FUSIBLE-RESTAURADOR.

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

Dichas instalaciones son generalmente pequeñas y del tipo rural, alimentadas de sistemas de distribución en media tensión (34.5, 23 o 13.8 Kv) y con transformadores de potencia cuya capacidad no excede de 5 MVA, para los cuales los fusibles se recomienda sean del tipo potencia, aunque en algunas ocasiones llegan a utilizarse fusibles de distribución cuando los niveles de falla en la instalación así lo permiten.

El criterio establece que debe existir un margen mínimo en tiempo de coordinación tal, que el tiempo de la característica MMT del elemento fusible deber ser mayor que el tiempo promedio de la curva lenta del restaurador corregida por un factor "K₂" para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos dispositivos.

Con dicho margen se pretende no solo que el fusible no opere, sino que los calentamientos transitorios a que se ve sometido por las operaciones sucesivas del restaurador no provoquen siquiera alguna modificación del tipo irreversible en sus

1983 06 01	REVISIONES	1997 03 31	2008 10 01			
------------	------------	------------	------------	--	--	--

características físicas, de tal forma que su comportamiento para otras fallas pudiera ser diferente al esperado.

Bajo tal circunstancia, todas las operaciones del restaurador deben ser más rápidas que la curva MMT del fusible, además de que la secuencia de operación del restaurador y sus intervalos de recierre están considerados dentro del factor de corrección "K₂".

El denominado factor "K₂", corresponde a un multiplicador que desplaza la curva lenta del restaurador verticalmente sobre el eje coordenado del tiempo, para compensar el efecto de calentamiento-enfriamiento sufrido por el fusible debido a las operaciones rápidas y lentas de disparo y recierre del restaurador.

El factor "K₂" depende de la secuencia de operación y del tiempo de recierre del restaurador utilizado. Es decir, se trata de un factor de seguridad para evitar la fusión, el calentamiento excesivo o la deformación irreversible del fusible durante la secuencia de operación del restaurador.

Obviamente el citado factor es mayor, cuanto mas severas son las condiciones para el fusible, como lo son los ciclos de calentamiento a los que se ve sometido y el tiempo permitido para su recuperación (mayor numero de operaciones lentas y tiempos de recierre cortos).

En la figura 6-28 se ilustra gráficamente este criterio y en la tabla 6-5 se muestran los valores del factor "K₂" para una marca y tipo de restaurador en particular.

TABLA 6-5.- FACTORES "K₂" PARA COORDINACION FUSIBLE-RESTAURADOR

TIEMPO DE RECIERRE (SEG)	DOS OPERACIONES RÁPIDAS Y DOS LENTAS	UNA OPERACIÓN RÁPIDA Y TRES LENTAS	CUATRO OPERACIONES LENTAS
0.4	2.7	3.7	3.7
0.5	2.6	3.1	3.5
1.0	2.1	2.5	2.7
1.5	1.85	2.1	2.2
2.0	1.7	1.8	1.9
4.0	1.4	1.4	1.45
10.0	1.35	1.35	1.35

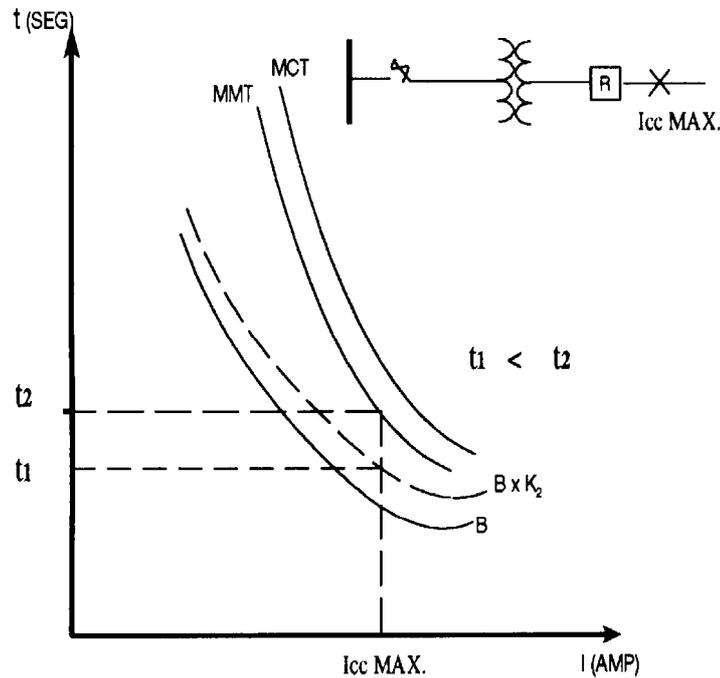


FIGURA 6-28
CRITERIO DE COORDINACIÓN FUSIBLE-RESTAURADOR

6.3.12 CRITERIO DE COORDINACIÓN FUSIBLE-FUSIBLE.

La aplicación de este tipo de arreglo se da entre dispositivos ubicados en una línea o red de distribución, siendo el fusible de respaldo, la protección de un ramal o subramal del circuito y pudiendo ser el fusible delantero o primario, la protección de un subramal o bien de un transformador de distribución.

El criterio establece que debe existir un margen mínimo en tiempo de coordinación del 25 % del tiempo de la característica MMT del fusible de respaldo, entre esta y la curva característica MCT del fusible delantero o primario, para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos dispositivos.

Con dicho margen se pretende no solo que el fusible de respaldo no opere, sino que el calentamiento transitorio a que se ve sometido no provoque siquiera alguna modificación del tipo irreversible en sus características físicas, de tal forma que su comportamiento para otras fallas pudiera ser diferente al esperado.

De otro modo, si se define a t_2 como el tiempo mínimo de fusión del fusible de respaldo para la falla de referencia y a t_1 como el tiempo de máximo de apertura del fusible delantero o primario para la misma falla, el criterio puede ser escrito como:

$$t_1 \leq 0.75 * t_2$$

Es decir que la curva MCT del fusible lado carga no debe exceder el 75% en tiempo de la curva MMT del fusible lado fuente para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos fusibles.

Por otra parte cabe señalar que en un estudio de coordinación de protecciones en donde se involucran fusibles, debe contarse dentro de la información requerida, con las características de operación tiempo-corriente garantizadas por el fabricante.

Así entonces cada estudio de coordinación de protecciones identifica a uno o varios tipos específicos de elementos fusibles cada uno de los cuales se encuentra asociado al régimen de corriente que debe utilizarse para asegurar una coordinación adecuada.

Por todo lo anteriormente expuesto y al ser los elementos fusibles los únicos dispositivos de protección que requieren de su reemplazo después de operar por una falla, es importante destacar que el liniero debe reemplazar al elemento fundido, por otro del mismo tipo y régimen de corriente, siendo recomendable también que preferentemente sea del mismo fabricante.

Una acción que simplifica y facilita tal labor de reemplazo, es tratar de uniformizar las capacidades de todos los fusibles "primarios" que se encuentran coordinados con un dispositivo de respaldo común, sea este, relevador, restaurador, fusible o seccionalizador.

Esto puede lograrse desde el estudio de coordinación de protecciones, seleccionando la capacidad del fusible mas crítico en cuanto a condiciones de carga y cortocircuito se refiere, y aplicar esa misma capacidad al resto de los elementos.

Generalmente si existe coordinación con el elemento crítico, la misma se mantiene con los elementos menos críticos. De esta manera el "stock" del liniero en cuanto a fusibles necesarios para reemplazo, se reduce de una extensa variedad a unas cuantas capacidades.

En la figura 6-29 se ilustra gráficamente la aplicación de este criterio.

--	--	--	--	--	--

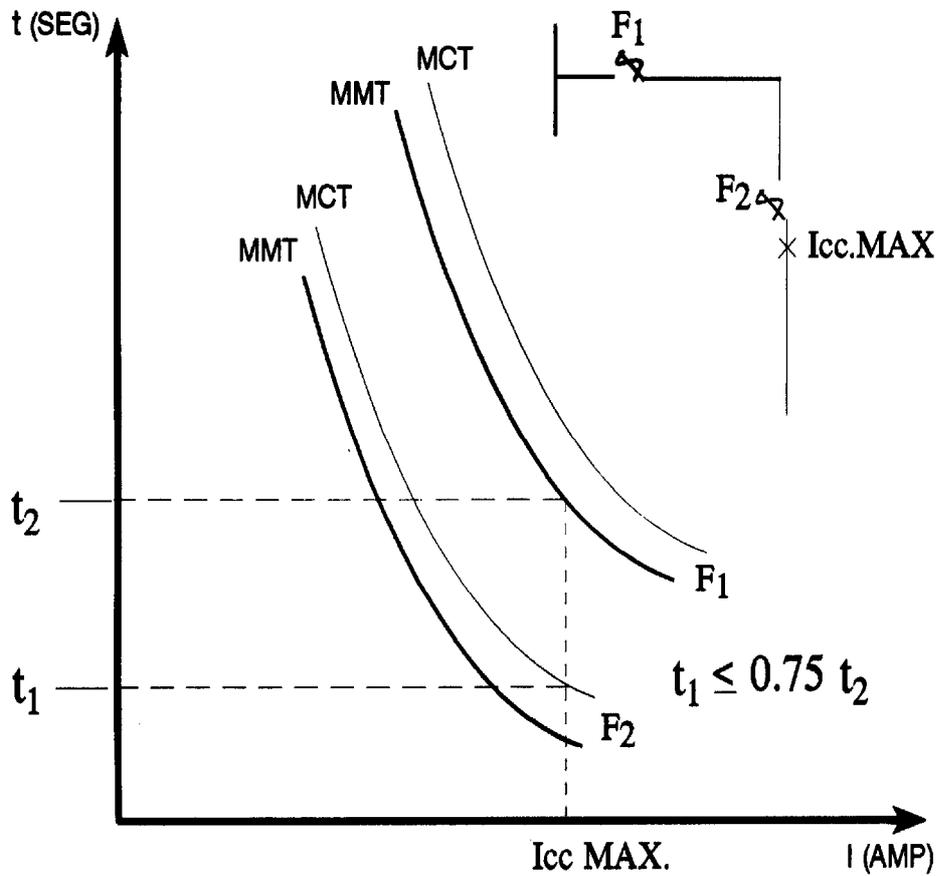


FIGURA 6-29
CRITERIO DE COORDINACIÓN FUSIBLE-FUSIBLE

6.3.13 CRITERIO DE COORDINACIÓN SECCIONALIZADOR-SECCIONALIZADOR.

Como en todos los arreglos donde interviene un seccionalizador automático, el criterio de coordinación para este caso es sumamente sencillo y establece que para un arreglo en cascada de seccionalizadores, únicamente es necesario ir reduciendo en un conteo a partir del equipo más cercano a la fuente, el ajuste del resto de los dispositivos.

Siendo entonces 3 el número máximo de conteos en un seccionalizador, solo es posible tener arreglos en "cascada" hasta de tres equipos, cada uno de los cuales tendría ajustes de 3, 2 y 1 conteo respectivamente.

Desde luego que es importante seguir además con todas las recomendaciones que en materia de utilización de seccionalizadores se han señalado en otros criterios que involucran a este tipo de equipo, y que aplicadas a este criterio son las siguientes:

1. Asegurar que el número máximo de conteos ajustados en el primer seccionizador este acorde con la secuencia de operación del dispositivo de respaldo (relevador o restaurador) con el cual se encuentre coordinado.
2. Vigilar que las mínimas corrientes de falla en las zonas de cobertura de cada uno de los seccionalizadores sean superiores al 160 % de la capacidad nominal de la bobina o a la corriente mínima de conteo de cada uno de ellos respectivamente.
3. Vigilar que cualquier falla dentro de las zonas de cobertura de todos los seccionalizadores coordinados en cascada, sea detectada por el dispositivo de respaldo asociado al primer seccionizador.
4. Verificar que las curvas de daño de todos los seccionalizadores coordinados, en cascada se encuentren por arriba de la característica tiempo-corriente del dispositivo de respaldo asociado al primer seccionizador, para los valores máximos de corriente de cortocircuito en la localidad de cada uno de los seccionalizadores.

En la figura 6-30 se ilustra gráficamente mediante un arreglo de tres seccionalizadores automáticos instalados en "cascada", la aplicación de este criterio.

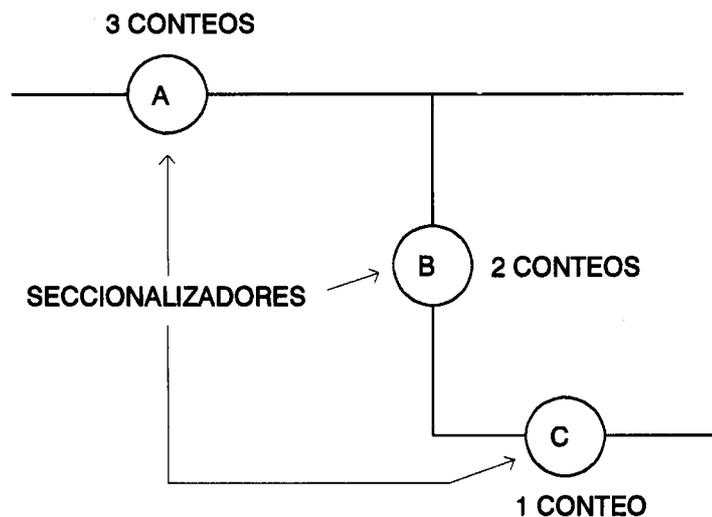


FIGURA 6-30
CRITERIO DE COORDINACIÓN SECCIONALIZADOR-SECCIONALIZADOR



6.4 DESARROLLO DE GUÍAS Y RECOMENDACIONES PARA LA APLICACIÓN Y AJUSTE DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION.

Como parte final de este capitulo, se incluye información complementaria relacionada con algunas recomendaciones para la aplicación y ajuste de los diversos dispositivos de protección que intervienen en un sistema de distribución.

Dicha información es producto de la experiencia, el conocimiento y la habilidad desarrollada por el personal técnico de ingenieros de varias Divisiones de Distribucion, siendo como tales en algunos casos aplicadas divisionalmente, regionalmente o incluso nacionalmente, dependiendo de las particularidades de cada sistema.

Con tal información se desea dar un panorama de algunas de las metodologías implementadas localmente y que mediante el intercambio de experiencias entre Divisiones, han permitido en muchos casos adoptar soluciones óptimas a problemáticas comunes.

Sobre el particular, no se pretende en este procedimiento fijar o establecer de manera unilateral la aplicación de estas guías y recomendaciones sino simplemente mostrarlas y ponerlas a consideración del personal involucrado, ya que como se planteo con anterioridad, en materia de protecciones eléctricas no existen las soluciones "únicas" o "definitivas", sino aquellas que basadas en una plataforma de principios teóricos y prácticos básicos como los incluidos en el presente documento, han ido implementándose, experimentándose y optimizándose con las aportaciones personales de cada ingeniero y cada técnico especialista o interesado en la materia.

Por tal razón, la amplia variedad y riqueza existente en tal sentido, no son una muestra de anarquía, como podría pensarse en otros campos de la ingeniería; sino son una realidad de como la personalidad individual puede dar diferentes tonos y matices a conceptos de índole técnico y científico. En consecuencia, varios autores reconocidos internacionalmente en la materia, han establecido a la especialidad de las protecciones eléctricas, como una combinación de ciencia y arte, donde por tal motivo existe siempre la amplia posibilidad de polemizar y discutir sobre diversas vertientes de un mismo tema.

Finalmente es importante establecer sobre lo anterior, que con el objeto de ampliar este panorama, es objetivo de este procedimiento el poder incluir aquellas guías y/o recomendaciones similares que se hayan desarrollado o vayan a desarrollarse en el futuro en las diferentes Divisiones, para mantener un compendio en la materia que permita a todos conocer dicha variedad y riqueza; por lo que para próximas revisiones del documento queda abierta la posibilidad de incluir todas las aportaciones que se reciban en tal dirección y sentido

--	--	--	--	--	--



6.4.1 GUIA BÁSICA PARA INSTALACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION (DIVISION CENTRO ORIENTE).

La instalación y aplicación de estos equipos se basa en cada uno de los siguientes criterios:

Fusible de potencia en 115 kV.

Para proteger los transformadores de potencia iguales o menores de 7.5/9.375 MVA´s de toda subestación conectada a 115 kV´s. Se empleará siempre y cuando la instalación no forme parte de un anillo.

Interruptor con relevador de sobrecorriente

- Como interruptor de banco en transformadores de 10/12.5 MVA´s ó mayores en el lado de alta tensión.
- Como interruptor de banco en el lado de baja tensión en transformadores de 5 MVA´s ó mayores.
- En alimentadores de circuitos de distribución urbanos. El ajuste de relevadores de fase en los circuitos de distribución debe ser limitado por los factores siguientes, y no por la carga:
 - 1o. Capacidad del conductor
 - 2o. Capacidad de la Subestación
 - 3o. Capacidad de Interruptores, de Cuchillas Monopolares y de Operación en Grupo
- En circuitos con más de 150 A de carga.
- Como amarre de buses.
- En toda subestación normalizada.
- En casos especiales se analiza su empleo.

Restaurador

- Como protección de banco en los transformadores de 34.5/13.8 kv. en el lado de alta tensión.



- En todas las subestaciones rurales como protección de los alimentadores para los circuitos de distribución.
- En ramales con carga mayor de 15 A.
- En ramales con longitudes mayores de 15 Km.
- Para proteger poblaciones importantes de áreas rurales.
- En condiciones especiales por tipo de terreno o áreas conflictivas.
- Los restauradores deben de ser respaldados por un relevador de característica muy inversa o inversa.
- Siempre que se seleccione un restaurador con bobina serie se debe de tomar muy en cuenta el nivel de corto circuito que soporta tanto el equipo como la bobina. Las bobinas serie de los restauradores solo soportan los niveles de corto circuito de la siguiente tabla.

TABLA 6-6.- CAPACIDAD DE CORTO CIRCUITO DE LA BOBINA SERIE

TIPO RESTAURADOR	I _{NOMIN} BOBINA AL							
	25	35	50	70	100	140	185	225
3H	600	1400	1250					
6H	1000	2100	2000	3000	3000			
R	1500	2100	3000	4000	4000	4000	4000	4000
RV	1500	2100	3000	4200	6000	6000	6000	6000
RX	1500	3500	3000	4200	6000	6000	6000	6000
KF	2500	3500	5000	6000	6000	6000	6000	6000
W			3000	4200	6000	8400	9600	10000

- En transformadores de potencia de 34.5/13.8 kV como protección primaria debe de instalarse un restaurador tipo RV, ajustado a una sola operación, con el recierre bloqueado y con los ajustes de la tabla siguiente.

TABLA 6-7.- AJUSTES EN LOS RESTAURADORES DE PROTECCIÓN PARA TRANSFORMADORES DE 34.5 /13.8 KV.

TIPO DE ELEMENTO	TIPO DE CURVA	TRANSFORMADOR DE 3 MVA	TRANSFORMADOR DE 5/6.5 MVA	TRANSFORMADOR DE 7.5/9.375 MVA
BOBINA SERIE	C	50	100	140
DISPARO A TIERRA	5	20	35	35

- Para coordinar restauradores en cascada, preferentemente deben ajustarse de acuerdo a lo indicado en la siguiente tabla.

TABLA 6-8.- AJUSTES PARA RESTAURADORES INSTALADOS EN CASCADA

UBICACIÓN DEL RESTAURADOR	TIPO DE RESTAURADOR	CURVA BOBINA SERIE	CURVA DISPARO A TIERRA.
SUBESTACIÓN	W, R, KF	C	5
PRIMER EQUIPO EN LA RED	W, R, KF	C Ó B	4
SEGUNDO EQUIPO EN LA RED	R, KF	B	3
TERCER EQUIPO EN LA RED	6H	A, B	3

- Las bobina serie seleccionada para restauradores instalados como protección principal de alimentador en subestaciones, debe de soportar la carga de dos de los circuitos de la subestación.
- Los restauradores instalados en la red deben seleccionarse con una bobina serie de tal manera que soporte la carga normal mas la carga adicional por transferencia y su capacidad esta limitada por los factores siguientes, en orden de importancia:
 - 1o. Capacidad del conductor
 - 2o. Capacidad de la subestación
 - 3o. Capacidades de interruptores o restauradores de respaldo, de cuchillas monopolares y de operación en grupo.
- Los dispositivos de disparo a tierra para restauradores Mc Graw o Cooper tipos KF, R, RX, RV y W, disponen de curvas de tiempo definido, con valores discretos tanto para la corriente mínima de operación, como para el

tiempo. El ajuste de tales magnitudes es realizado a través de tres resistencias (curva rápida, curva lenta y corriente mínima). Generalmente los restauradores son suministrados con ciertos ajustes "standard" de fábrica (curva rápida: 1, curva lenta: 4 y corriente mínima: 20 a 30 % del disparo de bobina serie). Sin embargo si de acuerdo al estudio de coordinación de protecciones, resultasen ajustes diferentes a los disponibles, basta con reemplazar el o los resistores correspondientes. En las siguientes tablas se indican las características para cada una de dichas Resistencias; aclarando que si no se llegase a disponer de los elementos originales, pueden utilizarse resistencias con valores comerciales cercanos, que pueden introducir diferencias en el comportamiento del dispositivo, en proporción a la desviación tenida con respecto a las características señaladas.

TABLA 6-9.- CORRIENTE MÍNIMA DE DISPARO

CORRIENTE MÍNIMA DE DISPARO	VALOR DE RESISTENCIAS DE 25 WATTS
20 AMPERES	301 Ω
35 AMPERES	162 Ω
50 AMPERES	107 Ω
70 AMPERES	78 Ω
100 AMPERES	53 Ω

TABLA 6-10.- CURVAS DE TIEMPO DEFINIDO

CURVA	TIEMPO DE OPERACIÓN	VALOR DE RESISTENCIAS DE 1 WATT
3	0.5 SEGUNDOS	35.7 K Ω
4	1.0 SEGUNDOS	80.6 K Ω
5	2.0 SEGUNDOS	158.0 K Ω
6	3.0 SEGUNDOS	232.0 K Ω



- El uso de curvas rápidas en todos los restauradores en serie tiene como resultado el disparo simultáneo de todos los equipos, por lo que debe restringirse el uso de las mismas.
- Las curvas 1 y 2 del dispositivo de disparo a tierra de tiempo definido de los restauradores opera indeseablemente por efecto Inrush o carga fría por lo que no es recomendable su utilización.
- Los restauradores 6H, ó HR normalmente no cuentan con disparo a tierra por lo que si se respaldan con un restaurador del tipo KF, R, W, ó Rey Rolle, la capacidad máxima de la bobina debe ser 25 Amp.. Una capacidad mayor provoca que opere indeseablemente el restaurador de respaldo.
- Los restauradores que tengan disparo a tierra deben de contar con el dispositivo exterior para su bloqueo, ya que para ser "by-passeados" debe bloquearse el mismo.

Seccionalizador

- En ramales con cargas de más de 15 A.
- En ramales con longitudes mayores de 3 Km. y menores de 15 Km.
- En condiciones especiales por tipo de terreno o áreas conflictivas.
- Debe de tomarse en cuenta la curva de daño de las bobinas de los seccionalizadores para evitar que se dañen por ser instalados en un punto donde el nivel de corto circuito sea mayor para el que fueron diseñados.

Fusible de potencia en líneas y redes de distribución

- En todas las derivaciones de los clientes en 34.5 kV hasta 50 Amperes fusible SMU-20.
- En todo transformador instalado sobre las líneas y redes de 34.5 kV.
- En todos los servicios propios de las subestaciones de C.F.E. tanto de 13.8 kV. como de 34.5 kV.
- En todas las transferencias automáticas y anillado de circuitos.



Cuchilla fusible de triple disparo

- En ramales con longitudes de 3 a 15 Km.
- En ramales con cargas de 5 a 15 Amp.
- En condiciones especiales por tipo de terreno o áreas conflictivas.

Cortacircuito fusible

- En ramales con más de 3 bancos.
- En ramales con longitudes de hasta 3 Km.
- En ramales con cargas de hasta 5 Amp.

--	--	--	--	--	--



6.4.2 GUIA PARA APLICACION Y AJUSTE DE PROTECCIONES EN CIRCUITOS DE DISTRIBUCION (DIVISION CENTRO SUR Y DIVISION SURESTE).

DISPOSITIVO	UBICACION	APLICACION	CONSIDERACIONES DE AJUSTE				
			CORRIENTE	TIEMPO	RECIERRE	CURVAS DE OPERACION	SECUENCIA DE OPERACION
INTERRUPTOR DE POTENCIA CON RELEVADORES DE PROTECCION	EN LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION	GENERAL	<p><u>UNIDAD DE TIEMPO DE FASE</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - MAYOR QUE LA MAXIMA CORRIENTE DE CARGA DEL ALIMENTADOR (NORMALMENTE EL DOBLE Y NUNCA MENOR DEL 150%) - MENOR QUE LA CAPACIDAD MAXIMA CONTINUA DE CONDUCCION DEL ALIMENTADOR TRONCAL - SUFICIENTE PARA LLEVAR LA CARGA DE LOS DOS CIRCUITOS MAS CARGADOS DE LA S.E. - SUFICIENTE PARA SOPORTAR TRANSFERENCIAS DE CARGA CON CIRCUITOS DE OTRAS S.E.s. - SELECCIONAR LA MAXIMA R.T.C. POSIBLE PARA DISMINUIR PROBABILIDAD DE SATURACION EN T.C.s. Y EFECTOS TERMICOS EN RELEVADORES - NO EMPLEAR AJUSTES MAYORES A TAP 5 <p><u>UNIDAD DE TIEMPO DE NEUTRO</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - DEL 20 AL 30% DEL AJUSTE DE LA PROTECCION DE FASE - PARA EL USO EN ESQUEMAS DE ALTA TENSION DE TRANSFORMADORES DELTA / ESTRALLA CON EL TAP Y PALANCA MÍNIMO. <p><u>UNIDADES INSTANTANEAS</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - MAYOR QUE LAS CORRIENTES DE MAGNETIZACION Y CARGA FRIA DEL ALIMENTADOR - PARA OPERAR CON NIVELES DE FALLA A UN 80% DE LA DISTANCIA DEL MAS PROXIMO DISPOSITIVO AUTOMATICO DE PROTECCION 	<ul style="list-style-type: none"> - NO EMPLEAR PALANCAS MENORES A 1 PARA EVITAR OPERACION POR VIBRACION (EN RELEVADORES ELECTROMECANICOS) - UTILIZAR LOS CRITERIOS ESTABLECIDOS EN ESTE CAPITULO - CONSIDERAR CURVAS DE DAÑO DE CONDUCTORES 	<ul style="list-style-type: none"> - 2 0 3 OPERACIONES PARA CIRCUITOS RURALES - 1 0 2 OPERACIONES PARA CIRCUITOS URBANOS - OPERACIONES DEMORADAS EN TODOS LOS CASOS - NO EMPLEAR RECIERRES INSTANTANEOS SALVO EN APLICACIONES ESPECIFICAS QUE ASI LO REQUIERAN - USAR TIEMPOS ALTOS DE RECIERRE PARA COORDINACION CON PROTECCION DE RESPALDO A BASE DE RELEVADORES CON REPOSICION LENTA - NO USAR ALTA VELOCIDAD PARA COORDINACION CON SECCIONALIZADOR 	<ul style="list-style-type: none"> - EXTREMADAMENTE INVERSA PARA CIRCUITOS CON FUSIBLES PRINCIPALENTE (RURALES) - MUY INVERSA PARA CIRCUITOS CON RESTAURADORES BASICAMENTE (URBANOS Y SUB-URBANOS) - MEDIA INVERSA PARA PROTECCION DE FALLAS A TIERRA - INCREMENTAR LA INVERSIDAD AGUAS ABAJO PARA ALEJAR LOS TIEMPOS DE COORDINACION. 	<ul style="list-style-type: none"> - BLOQUEO DE LA UNIDAD INSTANTANEA PARA COORDINACION CON FUSIBLES DE RAMALES DE CIERTA IMPORTANCIA (NORMALMENTE EN CIRCUITOS RURALES DE SUBESTACIONES CON NIVELES BAJOS DE CORTOCIRCUITO) - OPERACION SIN BLOQUEO DE LA UNIDAD INSTANTANEA PARA CIRCUITOS URBANOS DE SUBESTACIONES CON ALTOS NIVELES DE FALLA - BLOQUEO DE RECIERRE ANTE FALLAS CON OPERACION DE ELEMENTO DE FASES
		CIRCUITOS SUBTERRANEOS	<p><u>UNIDAD DE TIEMPO DE NEUTRO</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - CONSIDERAR EL EFECTO DE LA CORRIENTE DE 3a. ARMONICA CON RETORNO COMO 310 POR EL NEUTRO, PARA CIRCUITOS CON TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION DE CINCO PIERNAS, CONEXION ESTRELLA-ESTRELLA MAYORES DE 500 KVA <p><u>UNIDADES INSTANTANEAS</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - AJUSTES ALTOS Y EN OCASIONES BLOQUEO MOMENTANEO, PARA EVITAR OPERACIONES DEBIDO A CORRIENTES DE MAGNETIZACION Y DE EFECTO CAPACITIVO 	<ul style="list-style-type: none"> - CONSIDERAR CURVAS DE SEGURIDAD DE CABLES - UTILIZAR LOS CRITERIOS ESTABLECIDOS EN ESTE CAPITULO 	<ul style="list-style-type: none"> - NO UTILIZAR ESTE DISPOSITIVO SALVO CONDICIONES ESPECIALES Y REDES QUE ASI LO REQUIERAN 	<ul style="list-style-type: none"> - EXTREMADAMENTE INVERSA PARA COORDINACION CON FUSIBLES 	<ul style="list-style-type: none"> - UNA SOLA OPERACION Y BLOQUEO EN CASO DE FALLA



DISPOSITIVO	UBICACION	APLICACION	CONSIDERACIONES DE AJUSTE				
			CORRIENTE	TIEMPO	RECIERRE	CURVAS DE OPERACION	SECUENCIA DE OPERACION
RESTAURADOR AUTOMATICO	<ul style="list-style-type: none"> - AL INICIO DEL ALIMENTADOR EN SUBESTACIONES QUE NO CUANTEN CON RELEVADOR EN CIRCUITO. - A LO LARGO DEL CIRCUITO EN SITIOS ESTRATEGICOS - EN EL ORIGEN DE RAMALES DE SUFICIENTE LONGITUD COMO PARA REPRESENTAR EXPOSICION A FALLAS EN FORMA CONSIDERABLE - LUGARES DE FACIL ACCESO - CONSIDERACION ESPECIAL A SITIOS MUY EXPUESTOS AL EFECTO DE RAYOS, CERCANOS A ARBOLES O A OTROS ELEMENTOS PELIGROSOS PARA LA LINEA 	GENERAL	<p><u>BOBINA SERIE EN FASES</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - CAPACIDAD NOMINAL DE UN 30 A UN 40 % MAYOR QUE LA CORRIENTE MAXIMA DE CARGA EN EL PUNTO DE INSTALACION - <u>DISPARO A TIERRA</u> - APROXIMADAMENTE UN 35 % DE LA CORRIENTE DE DISPARO DE FASE 	<ul style="list-style-type: none"> - POSIBILIDAD DE SELECCIONAR ENTRE VARIAS CURVAS LENTAS, DEPENDIENDO DE LA NECESIDAD DE PARTICULAR DE COORDINACION 	<ul style="list-style-type: none"> - EL MAYOR TIEMPO POSIBLE PARA UNIDADES HIDRAULICAS (AL REDEDOR DE 2 SEGUNDOS) - PARA APLICACIONES ESPECIFICAS, EL RECIERRE DEMORADO ELECTRONICO PROPORCIONA MAYORES VENTAJAS EN LA COORDINACION 	<ul style="list-style-type: none"> - MUY INVERSA POR DISEÑO PROPIO PARA BOBINAS SERIE - INVERSA O DE TIEMPO DEFINIDO PARA DISPOSITIVOS DE DISPARO A TIERRA 	<ul style="list-style-type: none"> - 2 RAPIDAS, 2 LENTAS PARA COORDINACION CON FUSIBLES, DESPEJANDO HASTA UN 90% DE FALLAS TRANSITORIAS - 1 RAPIDA, 3 LENTAS PARA COORDINACION CON ARREGLO SECCIONALIZADOR-FUSIBLE, DESPEJANDO UN 80% DE FALLAS TRANSITORIAS - OTRAS COMBINACIONES DE SECUENCIAS PUEDEN CONSIDERARSE PARA APLICACIONES ESPECIFICAS
SECCIONALIZADOR	<ul style="list-style-type: none"> - AL INICIO DE RAMALES O SUBRAMALES, Y SIEMPRE ADELANTE DE DISPOSITIVOS AUTOMATICOS DE PROTECCION 	<ul style="list-style-type: none"> - EN APLICACIONES DONDE SE DIFICULTA LA COORDINACION CON FUSIBLES - CUANDO SE TIENEN LIMITACIONES POR CAPACIDAD INTERRUPTIVA PARA INSTALAR UN RESTAURADOR EN UN RAMAL 	<ul style="list-style-type: none"> - MENOR O IGUAL QUE LA CAPACIDAD NOMINAL DEL RESTAURADOR (HIDRAULICO) CON EL QUE SE ESTE COORDINADO - MENOR EN UN 60% QUE LA MINIMA CORRIENTE DE FALLA DE SUPERVISION DEL DISPOSITIVO DE RESPALDO CON EL CUAL ESTA COORDINADO 	<ul style="list-style-type: none"> - VERIFICAR QUE LA CURVA DE DAÑO DEL EQUIPO QUEDE POR ARRIBA DE LA DEL EQUIPO DE PROTECCION CON EL CUAL ESTE COORDINADO, PARA UNA FALLA EN SU LUGAR DE INSTALACION 	<ul style="list-style-type: none"> - EVITAR EL USO DE RECIERRES DE ALTA VELOCIDAD (MENORES DE 30 CICLOS) EN LOS DISPOSITIVOS AUTOMATICOS DE RESPALDO CON LOS CUALES ESTA COORDINADO 	<ul style="list-style-type: none"> - CORRIENTE MINIMA DE CONTEO DEL 160% DE LA CORRIENTE NOMINAL DE LA BOBINA - EL NUMERO MAXIMO DE CONTEOS DEBE SER UNO MENOS QUE EL NUMERO DE OPERACIONES DE DISPARO AJUSTADO PARA EL DISPOSITIVO CON EL CUAL ESTE COORDINADO 	<ul style="list-style-type: none"> - UN CONTEO, PARA REDES SUBTERRANEAS - DOS CONTEOS, ELIMINANDO HASTA UN 90% DE FALLAS TRANSITORIAS - TRES CONTEOS, ELIMINANDO HASTA UN 95% DE FALLAS TRANSITORIAS
CORTACIRCUITO FUSIBLE	<ul style="list-style-type: none"> - AL INICIO DE RAMALES Y SUBRAMALES DE RELATIVA POCA IMPORTANCIA - EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION 	<ul style="list-style-type: none"> - PARA PROTECCION CONTRA INTERRUPCIONES POR FALLAS PERMANENTES EN CIERTAS PORCIONES DEL SISTEMA - PARA PROTEGER TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION, RAMALES DE POCA LONGITUD Y CARGA, Y EN ACOMETIDAS DE SERVICIOS 	<ul style="list-style-type: none"> - CAPACIDAD MINIMA DE UN 100% DE LA CORRIENTE MAXIMA DE CARGA PARA LOS TIPOS N, Y DE UN 70% DE LA CORRIENTE MAXIMA DE CARGA PARA LOS TIPOS K Y T 	<ul style="list-style-type: none"> - MAXIMO TIEMPO DE FUSION DE 1 SEGUNDO PARA LA MAXIMA FALLA EN SU ZONA DE PROTECCION 	<ul style="list-style-type: none"> - MAYOR NUMERO DE OPERACIONES RAPIDAS EN EL DISPOSITIVO DE RESPALDO, SEGUN LA IMPORTANCIA DEL RAMAL PROTEGIDO, CON TIEMPOS SUFICIENTES DE RECIERRE PARA PERMITIR LA RECUPERACION O ENFRIAMIENTO DEL FUSIBLE - EN ELGUNOS CASOS PUEDEN EMPLEARSE CORTACIRCUITOS DE TRIPLE DISPARO 	<ul style="list-style-type: none"> - TIEMPO RAPIDO, PARA PROTECCION DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION, RAMALES DE POCA IMPORTANCIA Y CORTACIRCUITOS DE TRIPLE DISPARO - TIEMPO LENTO, PARA APLICACION DE COORDINACION CON RESTAURADORES INTERRUPTORES 	<ul style="list-style-type: none"> - DE ACUERDO A LA IMPORTANCIA DEL RAMAL Y CONSIDERANDO LAS CARACTERISTICAS DEL EQUIPO DE RESPALDO

1983 06 01	REVISIONES	1997 03 31	2008 10 01						
------------	------------	------------	------------	--	--	--	--	--	--



6.4.2 GUIA PARA APLICACION Y AJUSTE DE PROTECCIONES EN CIRCUITOS DE DISTRIBUCION (DIVISION CENTRO SUR Y DIVISION SURESTE).

DISPOSITIVO	UBICACION	APLICACION	CONSIDERACIONES DE AJUSTE				
			CORRIENTE	TIEMPO	RECIERRE	CURVAS DE OPERACION	SECUENCIA DE OPERACION
INTERRUPTOR DE POTENCIA CON RELEVADORES DE PROTECCION	EN LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION	GENERAL	<p><u>UNIDAD DE TIEMPO DE FASE</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - MAYOR QUE LA MAXIMA CORRIENTE DE CARGA DEL ALIMENTADOR (NORMALMENTE EL DOBLE Y NUNCA MENOR DEL 150%) - MENOR QUE LA CAPACIDAD MAXIMA CONTINUA DE CONDUCCION DEL ALIMENTADOR TRONCAL - SUFICIENTE PARA LLEVAR LA CARGA DE LOS DOS CIRCUITOS MAS CARGADOS DE LA S.E. - SUFICIENTE PARA SOPORTAR TRANSFERENCIAS DE CARGA CON CIRCUITOS DE OTRAS S.E.s. - SELECCIONAR LA MAXIMA R.T.C. POSIBLE PARA DISMINUIR PROBABILIDAD DE SATURACION EN T.C.s. Y EFECTOS TERMICOS EN RELEVADORES - NO EMPLEAR AJUSTES MAYORES A TAP 5 <p><u>UNIDAD DE TIEMPO DE NEUTRO</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - DEL 20 AL 30% DEL AJUSTE DE LA PROTECCION DE FASE - PARA EL USO EN ESQUEMAS DE ALTA TENSION DE TRANSFORMADORES DELTA / ESTRALLA CON EL TAP Y PALANCA MÍNIMO. <p><u>UNIDADES INSTANTANEAS</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - MAYOR QUE LAS CORRIENTES DE MAGNETIZACION Y CARGA FRIA DEL ALIMENTADOR - PARA OPERAR CON NIVELES DE FALLA A UN 80% DE LA DISTANCIA DEL MAS PROXIMO DISPOSITIVO AUTOMATICO DE PROTECCION 	<ul style="list-style-type: none"> - NO EMPLEAR PALANCAS MENORES A 1 PARA EVITAR OPERACION POR VIBRACION (EN RELEVADORES ELECTROMECANICOS) - UTILIZAR LOS CRITERIOS ESTABLECIDOS EN ESTE CAPITULO - CONSIDERAR CURVAS DE DAÑO DE CONDUCTORES 	<ul style="list-style-type: none"> - 2 0 3 OPERACIONES PARA CIRCUITOS RURALES - 1 0 2 OPERACIONES PARA CIRCUITOS URBANOS - OPERACIONES DEMORADAS EN TODOS LOS CASOS - NO EMPLEAR RECIERRES INSTANTANEOS SALVO EN APLICACIONES ESPECIFICAS QUE ASI LO REQUIERAN - USAR TIEMPOS ALTOS DE RECIERRE PARA COORDINACION CON PROTECCION DE RESPALDO A BASE DE RELEVADORES CON REPOSICION LENTA - NO USAR ALTA VELOCIDAD PARA COORDINACION CON SECCIONALIZADOR 	<ul style="list-style-type: none"> - EXTREMADAMENTE INVERSA PARA CIRCUITOS CON FUSIBLES PRINCIPALENTE (RURALES) - MUY INVERSA PARA CIRCUITOS CON RESTAURADORES BASICAMENTE (URBANOS Y SUB-URBANOS) - MEDIA INVERSA PARA PROTECCION DE FALLAS A TIERRA - INCREMENTAR LA INVERSIDAD AGUAS ABAJO PARA ALEJAR LOS TIEMPOS DE COORDINACION. 	<ul style="list-style-type: none"> - BLOQUEO DE LA UNIDAD INSTANTANEA PARA COORDINACION CON FUSIBLES DE RAMALES DE CIERTA IMPORTANCIA (NORMALMENTE EN CIRCUITOS RURALES DE SUBESTACIONES CON NIVELES BAJOS DE CORTOCIRCUITO) - OPERACION SIN BLOQUEO DE LA UNIDAD INSTANTANEA PARA CIRCUITOS URBANOS DE SUBESTACIONES CON ALTOS NIVELES DE FALLA - BLOQUEO DE RECIERRE ANTE FALLAS CON OPERACION DE ELEMENTO DE FASES
		CIRCUITOS SUBTERRANEOS	<p><u>UNIDAD DE TIEMPO DE NEUTRO</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - CONSIDERAR EL EFECTO DE LA CORRIENTE DE 3a. ARMONICA CON RETORNO COMO 310 POR EL NEUTRO, PARA CIRCUITOS CON TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION DE CINCO PIERNAS, CONEXION ESTRELLA-ESTRELLA MAYORES DE 500 KVA <p><u>UNIDADES INSTANTANEAS</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - AJUSTES ALTOS Y EN OCASIONES BLOQUEO MOMENTANEO, PARA EVITAR OPERACIONES DEBIDO A CORRIENTES DE MAGNETIZACION Y DE EFECTO CAPACITIVO 	<ul style="list-style-type: none"> - CONSIDERAR CURVAS DE SEGURIDAD DE CABLES - UTILIZAR LOS CRITERIOS ESTABLECIDOS EN ESTE CAPITULO 	<ul style="list-style-type: none"> - NO UTILIZAR ESTE DISPOSITIVO SALVO CONDICIONES ESPECIALES Y REDES QUE ASI LO REQUIERAN 	<ul style="list-style-type: none"> - EXTREMADAMENTE INVERSA PARA COORDINACION CON FUSIBLES 	<ul style="list-style-type: none"> - UNA SOLA OPERACION Y BLOQUEO EN CASO DE FALLA



DISPOSITIVO	UBICACION	APLICACION	CONSIDERACIONES DE AJUSTE				
			CORRIENTE	TIEMPO	RECIERRE	CURVAS DE OPERACION	SECUENCIA DE OPERACION
RESTAURADOR AUTOMATICO	<ul style="list-style-type: none"> - AL INICIO DEL ALIMENTADOR EN SUBESTACIONES QUE NO CUANTEN CON RELEVADOR EN CIRCUITO. - A LO LARGO DEL CIRCUITO EN SITIOS ESTRATEGICOS - EN EL ORIGEN DE RAMALES DE SUFICIENTE LONGITUD COMO PARA REPRESENTAR EXPOSICION A FALLAS EN FORMA CONSIDERABLE - LUGARES DE FACIL ACCESO - CONSIDERACION ESPECIAL A SITIOS MUY EXPUESTOS AL EFECTO DE RAYOS, CERCANOS A ARBOLES O A OTROS ELEMENTOS PELIGROSOS PARA LA LINEA 	GENERAL	<p><u>BOBINA SERIE EN FASES</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - CAPACIDAD NOMINAL DE UN 30 A UN 40 % MAYOR QUE LA CORRIENTE MAXIMA DE CARGA EN EL PUNTO DE INSTALACION <p><u>DISPARO A TIERRA</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - APROXIMADAMENTE UN 35 % DE LA CORRIENTE DE DISPARO DE FASE 	<ul style="list-style-type: none"> - POSIBILIDAD DE SELECCIONAR ENTRE VARIAS CURVAS LENTAS, DEPENDIENDO DE LA NECESIDAD DE PARTICULAR DE COORDINACION 	<ul style="list-style-type: none"> - EL MAYOR TIEMPO POSIBLE PARA UNIDADES HIDRAULICAS (AL REDEDOR DE 2 SEGUNDOS) - PARA APLICACIONES ESPECIFICAS, EL RECIERRE DEMORADO ELECTRONICO PROPORCIONA MAYORES VENTAJAS EN LA COORDINACION 	<ul style="list-style-type: none"> - MUY INVERSA POR DISEÑO PROPIO PARA BOBINAS SERIE - INVERSA O DE TIEMPO DEFINIDO PARA DISPOSITIVOS DE DISPARO A TIERRA 	<ul style="list-style-type: none"> - 2 RAPIDAS, 2 LENTAS PARA COORDINACION CON FUSIBLES, DESPEJANDO HASTA UN 90% DE FALLAS TRANSITORIAS - 1 RAPIDA, 3 LENTAS PARA COORDINACION CON ARREGLO SECCIONALIZADOR-FUSIBLE, DESPEJANDO UN 80% DE FALLAS TRANSITORIAS - OTRAS COMBINACIONES DE SECUENCIAS PUEDEN CONSIDERARSE PARA APLICACIONES ESPECIFICAS
SECCIONALIZADOR	<ul style="list-style-type: none"> - AL INICIO DE RAMALES O SUBRAMALES, Y SIEMPRE ADELANTE DE DISPOSITIVOS AUTOMATICOS DE PROTECCION 	<ul style="list-style-type: none"> - EN APLICACIONES DONDE SE DIFICULTA LA COORDINACION CON FUSIBLES - CUANDO SE TIENEN LIMITACIONES POR CAPACIDAD INTERRUPTIVA PARA INSTALAR UN RESTAURADOR EN UN RAMAL 	<ul style="list-style-type: none"> - MENOR O IGUAL QUE LA CAPACIDAD NOMINAL DEL RESTAURADOR (HIDRAULICO) CON EL QUE SE ESTE COORDINADO - MENOR EN UN 60% QUE LA MINIMA CORRIENTE DE FALLA DE SUPERVISION DEL DISPOSITIVO DE RESPALDO CON EL CUAL ESTA COORDINADO 	<ul style="list-style-type: none"> - VERIFICAR QUE LA CURVA DE DAÑO DEL EQUIPO QUEDE POR ARRIBA DE LA DEL EQUIPO DE PROTECCION CON EL CUAL ESTE COORDINADO, PARA UNA FALLA EN SU LUGAR DE INSTALACION 	<ul style="list-style-type: none"> - EVITAR EL USO DE RECIERRES DE ALTA VELOCIDAD (MENORES DE 30 CICLOS) EN LOS DISPOSITIVOS AUTOMATICOS DE RESPALDO CON LOS CUALES ESTA COORDINADO 	<ul style="list-style-type: none"> - CORRIENTE MINIMA DE CONTEO DEL 160% DE LA CORRIENTE NOMINAL DE LA BOBINA - EL NUMERO MAXIMO DE CONTEOS DEBE SER UNO MENOS QUE EL NUMERO DE OPERACIONES DE DISPARO AJUSTADO PARA EL DISPOSITIVO CON EL CUAL ESTE COORDINADO 	<ul style="list-style-type: none"> - UN CONTEO, PARA REDES SUBTERRANEAS - DOS CONTEOS, ELIMINANDO HASTA UN 90% DE FALLAS TRANSITORIAS - TRES CONTEOS, ELIMINANDO HASTA UN 95% DE FALLAS TRANSITORIAS
CORTACIRCUITO FUSIBLE	<ul style="list-style-type: none"> - AL INICIO DE RAMALES Y SUBRAMALES DE RELATIVA POCA IMPORTANCIA - EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION 	<ul style="list-style-type: none"> - PARA PROTECCION CONTRA INTERRUPCIONES POR FALLAS PERMANENTES EN CIERTAS PORCIONES DEL SISTEMA - PARA PROTEGER TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION, RAMALES DE POCA LONGITUD Y CARGA, Y EN ACOMETIDAS DE SERVICIOS 	<ul style="list-style-type: none"> - CAPACIDAD MINIMA DE UN 100% DE LA CORRIENTE MAXIMA DE CARGA PARA LOS TIPOS N, Y DE UN 70% DE LA CORRIENTE MAXIMA DE CARGA PARA LOS TIPOS K Y T 	<ul style="list-style-type: none"> - MAXIMO TIEMPO DE FUSION DE 1 SEGUNDO PARA LA MAXIMA FALLA EN SU ZONA DE PROTECCION 	<ul style="list-style-type: none"> - MAYOR NUMERO DE OPERACIONES RAPIDAS EN EL DISPOSITIVO DE RESPALDO, SEGUN LA IMPORTANCIA DEL RAMAL PROTEGIDO, CON TIEMPOS SUFICIENTES DE RECIERRE PARA PERMITIR LA RECUPERACION O ENFRIAMIENTO DEL FUSIBLE - EN ELGUNOS CASOS PUEDEN EMPLEARSE CORTACIRCUITOS DE TRIPLE DISPARO 	<ul style="list-style-type: none"> - TIEMPO RAPIDO, PARA PROTECCION DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION, RAMALES DE POCA IMPORTANCIA Y CORTACIRCUITOS DE TRIPLE DISPARO - TIEMPO LENTO, PARA APLICACION DE COORDINACION CON RESTAURADORES E INTERRUPTORES 	<ul style="list-style-type: none"> - DE ACUERDO A LA IMPORTANCIA DEL RAMAL Y CONSIDERANDO LAS CARACTERISTICAS DEL EQUIPO DE RESPALDO

1983 06 01	REVISIONES	1997 03 31	2008 10 01						
------------	------------	------------	------------	--	--	--	--	--	--



6.4.2 GUIA PARA APLICACION Y AJUSTE DE PROTECCIONES EN CIRCUITOS DE DISTRIBUCION (DIVISION CENTRO SUR Y DIVISION SURESTE).

DISPOSITIVO	UBICACION	APLICACION	CONSIDERACIONES DE AJUSTE				
			CORRIENTE	TIEMPO	RECIERRE	CURVAS DE OPERACION	SECUENCIA DE OPERACION
INTERRUPTOR DE POTENCIA CON RELEVADORES DE PROTECCION	EN LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION	GENERAL	<p><u>UNIDAD DE TIEMPO DE FASE</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - MAYOR QUE LA MAXIMA CORRIENTE DE CARGA DEL ALIMENTADOR (NORMALMENTE EL DOBLE Y NUNCA MENOR DEL 150%) - MENOR QUE LA CAPACIDAD MAXIMA CONTINUA DE CONDUCCION DEL ALIMENTADOR TRONCAL - SUFICIENTE PARA LLEVAR LA CARGA DE LOS DOS CIRCUITOS MAS CARGADOS DE LA S.E. - SUFICIENTE PARA SOPORTAR TRANSFERENCIAS DE CARGA CON CIRCUITOS DE OTRAS S.E.s. - SELECCIONAR LA MAXIMA R.T.C. POSIBLE PARA DISMINUIR PROBABILIDAD DE SATURACION EN T.C.s. Y EFECTOS TERMICOS EN RELEVADORES - NO EMPLEAR AJUSTES MAYORES A TAP 5 <p><u>UNIDAD DE TIEMPO DE NEUTRO</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - DEL 20 AL 30% DEL AJUSTE DE LA PROTECCION DE FASE - PARA EL USO EN ESQUEMAS DE ALTA TENSION DE TRANSFORMADORES DELTA / ESTRALLA CON EL TAP Y PALANCA MÍNIMO. <p><u>UNIDADES INSTANTANEAS</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - MAYOR QUE LAS CORRIENTES DE MAGNETIZACION Y CARGA FRIA DEL ALIMENTADOR - PARA OPERAR CON NIVELES DE FALLA A UN 80% DE LA DISTANCIA DEL MAS PROXIMO DISPOSITIVO AUTOMATICO DE PROTECCION 	<ul style="list-style-type: none"> - NO EMPLEAR PALANCAS MENORES A 1 PARA EVITAR OPERACION POR VIBRACION (EN RELEVADORES ELECTROMECANICOS) - UTILIZAR LOS CRITERIOS ESTABLECIDOS EN ESTE CAPITULO - CONSIDERAR CURVAS DE DAÑO DE CONDUCTORES 	<ul style="list-style-type: none"> - 2 0 3 OPERACIONES PARA CIRCUITOS RURALES - 1 0 2 OPERACIONES PARA CIRCUITOS URBANOS - OPERACIONES DEMORADAS EN TODOS LOS CASOS - NO EMPLEAR RECIERRES INSTANTANEOS SALVO EN APLICACIONES ESPECIFICAS QUE ASI LO REQUIERAN - USAR TIEMPOS ALTOS DE RECIERRE PARA COORDINACION CON PROTECCION DE RESPALDO A BASE DE RELEVADORES CON REPOSICION LENTA - NO USAR ALTA VELOCIDAD PARA COORDINACION CON SECCIONALIZADOR 	<ul style="list-style-type: none"> - EXTREMADAMENTE INVERSA PARA CIRCUITOS CON FUSIBLES PRINCIPALENTE (RURALES) - MUY INVERSA PARA CIRCUITOS CON RESTAURADORES BASICAMENTE (URBANOS Y SUB-URBANOS) - MEDIA INVERSA PARA PROTECCION DE FALLAS A TIERRA - INCREMENTAR LA INVERSIDAD AGUAS ABAJO PARA ALEJAR LOS TIEMPOS DE COORDINACION. 	<ul style="list-style-type: none"> - BLOQUEO DE LA UNIDAD INSTANTANEA PARA COORDINACION CON FUSIBLES DE RAMALES DE CIERTA IMPORTANCIA (NORMALMENTE EN CIRCUITOS RURALES DE SUBESTACIONES CON NIVELES BAJOS DE CORTOCIRCUITO) - OPERACION SIN BLOQUEO DE LA UNIDAD INSTANTANEA PARA CIRCUITOS URBANOS DE SUBESTACIONES CON ALTOS NIVELES DE FALLA - BLOQUEO DE RECIERRE ANTE FALLAS CON OPERACION DE ELEMENTO DE FASES
		CIRCUITOS SUBTERRANEOS	<p><u>UNIDAD DE TIEMPO DE NEUTRO</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - CONSIDERAR EL EFECTO DE LA CORRIENTE DE 3a. ARMONICA CON RETORNO COMO 310 POR EL NEUTRO, PARA CIRCUITOS CON TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION DE CINCO PIERNAS, CONEXION ESTRELLA-ESTRELLA MAYORES DE 500 KVA <p><u>UNIDADES INSTANTANEAS</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - AJUSTES ALTOS Y EN OCASIONES BLOQUEO MOMENTANEO, PARA EVITAR OPERACIONES DEBIDO A CORRIENTES DE MAGNETIZACION Y DE EFECTO CAPACITIVO 	<ul style="list-style-type: none"> - CONSIDERAR CURVAS DE SEGURIDAD DE CABLES - UTILIZAR LOS CRITERIOS ESTABLECIDOS EN ESTE CAPITULO 	<ul style="list-style-type: none"> - NO UTILIZAR ESTE DISPOSITIVO SALVO CONDICIONES ESPECIALES Y REDES QUE ASI LO REQUIERAN 	<ul style="list-style-type: none"> - EXTREMADAMENTE INVERSA PARA COORDINACION CON FUSIBLES 	<ul style="list-style-type: none"> - UNA SOLA OPERACION Y BLOQUEO EN CASO DE FALLA



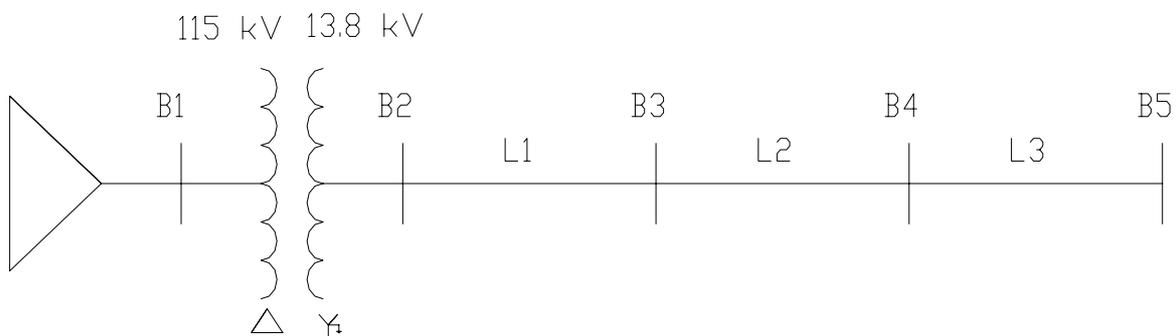
DISPOSITIVO	UBICACION	APLICACION	CONSIDERACIONES DE AJUSTE				
			CORRIENTE	TIEMPO	RECIERRE	CURVAS DE OPERACION	SECUENCIA DE OPERACION
RESTAURADOR AUTOMATICO	<ul style="list-style-type: none"> - AL INICIO DEL ALIMENTADOR EN SUBESTACIONES QUE NO CUANTEN CON RELEVADOR EN CIRCUITO. - A LO LARGO DEL CIRCUITO EN SITIOS ESTRATEGICOS - EN EL ORIGEN DE RAMALES DE SUFICIENTE LONGITUD COMO PARA REPRESENTAR EXPOSICION A FALLAS EN FORMA CONSIDERABLE - LUGARES DE FACIL ACCESO - CONSIDERACION ESPECIAL A SITIOS MUY EXPUESTOS AL EFECTO DE RAYOS, CERCANOS A ARBOLES O A OTROS ELEMENTOS PELIGROSOS PARA LA LINEA 	GENERAL	<p><u>BOBINA SERIE EN FASES</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - CAPACIDAD NOMINAL DE UN 30 A UN 40 % MAYOR QUE LA CORRIENTE MAXIMA DE CARGA EN EL PUNTO DE INSTALACION - <u>DISPARO A TIERRA</u> - APROXIMADAMENTE UN 35 % DE LA CORRIENTE DE DISPARO DE FASE 	<ul style="list-style-type: none"> - POSIBILIDAD DE SELECCIONAR ENTRE VARIAS CURVAS LENTAS, DEPENDIENDO DE LA NECESIDAD DE PARTICULAR DE COORDINACION 	<ul style="list-style-type: none"> - EL MAYOR TIEMPO POSIBLE PARA UNIDADES HIDRAULICAS (AL REDEDOR DE 2 SEGUNDOS) - PARA APLICACIONES ESPECIFICAS, EL RECIERRE DEMORADO ELECTRONICO PROPORCIONA MAYORES VENTAJAS EN LA COORDINACION 	<ul style="list-style-type: none"> - MUY INVERSA POR DISEÑO PROPIO PARA BOBINAS SERIE - INVERSA O DE TIEMPO DEFINIDO PARA DISPOSITIVOS DE DISPARO A TIERRA 	<ul style="list-style-type: none"> - 2 RAPIDAS, 2 LENTAS PARA COORDINACION CON FUSIBLES, DESPEJANDO HASTA UN 90% DE FALLAS TRANSITORIAS - 1 RAPIDA, 3 LENTAS PARA COORDINACION CON ARREGLO SECCIONALIZADOR-FUSIBLE, DESPEJANDO UN 80% DE FALLAS TRANSITORIAS - OTRAS COMBINACIONES DE SECUENCIAS PUEDEN CONSIDERARSE PARA APLICACIONES ESPECIFICAS
SECCIONALIZADOR	<ul style="list-style-type: none"> - AL INICIO DE RAMALES O SUBRAMALES, Y SIEMPRE ADELANTE DE DISPOSITIVOS AUTOMATICOS DE PROTECCION 	<ul style="list-style-type: none"> - EN APLICACIONES DONDE SE DIFICULTA LA COORDINACION CON FUSIBLES - CUANDO SE TIENEN LIMITACIONES POR CAPACIDAD INTERRUPTIVA PARA INSTALAR UN RESTAURADOR EN UN RAMAL 	<ul style="list-style-type: none"> - MENOR O IGUAL QUE LA CAPACIDAD NOMINAL DEL RESTAURADOR (HIDRAULICO) CON EL QUE SE ESTE COORDINADO - MENOR EN UN 60% QUE LA MINIMA CORRIENTE DE FALLA DE SUPERVISION DEL DISPOSITIVO DE RESPALDO CON EL CUAL ESTA COORDINADO 	<ul style="list-style-type: none"> - VERIFICAR QUE LA CURVA DE DAÑO DEL EQUIPO QUEDE POR ARRIBA DE LA DEL EQUIPO DE PROTECCION CON EL CUAL ESTE COORDINADO, PARA UNA FALLA EN SU LUGAR DE INSTALACION 	<ul style="list-style-type: none"> - EVITAR EL USO DE RECIERRES DE ALTA VELOCIDAD (MENORES DE 30 CICLOS) EN LOS DISPOSITIVOS AUTOMATICOS DE RESPALDO CON LOS CUALES ESTA COORDINADO 	<ul style="list-style-type: none"> - CORRIENTE MINIMA DE CONTEO DEL 160% DE LA CORRIENTE NOMINAL DE LA BOBINA - EL NUMERO MAXIMO DE CONTEOS DEBE SER UNO MENOS QUE EL NUMERO DE OPERACIONES DE DISPARO AJUSTADO PARA EL DISPOSITIVO CON EL CUAL ESTE COORDINADO 	<ul style="list-style-type: none"> - UN CONTEO, PARA REDES SUBTERRANEAS - DOS CONTEOS, ELIMINANDO HASTA UN 90% DE FALLAS TRANSITORIAS - TRES CONTEOS, ELIMINANDO HASTA UN 95% DE FALLAS TRANSITORIAS
CORTACIRCUITO FUSIBLE	<ul style="list-style-type: none"> - AL INICIO DE RAMALES Y SUBRAMALES DE RELATIVA POCA IMPORTANCIA - EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION 	<ul style="list-style-type: none"> - PARA PROTECCION CONTRA INTERRUPCIONES POR FALLAS PERMANENTES EN CIERTAS PORCIONES DEL SISTEMA - PARA PROTEGER TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION, RAMALES DE POCA LONGITUD Y CARGA, Y EN ACOMETIDAS DE SERVICIOS 	<ul style="list-style-type: none"> - CAPACIDAD MINIMA DE UN 100% DE LA CORRIENTE MAXIMA DE CARGA PARA LOS TIPOS N, Y DE UN 70% DE LA CORRIENTE MAXIMA DE CARGA PARA LOS TIPOS K Y T 	<ul style="list-style-type: none"> - MAXIMO TIEMPO DE FUSION DE 1 SEGUNDO PARA LA MAXIMA FALLA EN SU ZONA DE PROTECCION 	<ul style="list-style-type: none"> - MAYOR NUMERO DE OPERACIONES RAPIDAS EN EL DISPOSITIVO DE RESPALDO, SEGUN LA IMPORTANCIA DEL RAMAL PROTEGIDO, CON TIEMPOS SUFICIENTES DE RECIERRE PARA PERMITIR LA RECUPERACION O ENFRIAMIENTO DEL FUSIBLE - EN ELGUNOS CASOS PUEDEN EMPLEARSE CORTACIRCUITOS DE TRIPLE DISPARO 	<ul style="list-style-type: none"> - TIEMPO RAPIDO, PARA PROTECCION DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION, RAMALES DE POCA IMPORTANCIA Y CORTACIRCUITOS DE TRIPLE DISPARO - TIEMPO LENTO, PARA APLICACION DE COORDINACION CON RESTAURADORES E INTERRUPTORES 	<ul style="list-style-type: none"> - DE ACUERDO A LA IMPORTANCIA DEL RAMAL Y CONSIDERANDO LAS CARACTERISTICAS DEL EQUIPO DE RESPALDO

1983 06 01	REVISIONES	1997 03 31	2008 10 01						
------------	------------	------------	------------	--	--	--	--	--	--

APÉNDICE 1 EJEMPLO DE CORTO CIRCUITO

A1-1 CÁLCULO MATEMÁTICO DE CORTOCIRCUITO.

Determinar la corriente de falla trifásica, de fase a fase y de fase a tierra en los nodos B1 y B4.



DATOS:

Equivalente Del sistema

$$L_s \rightarrow \left\{ \begin{array}{l} Z_{1s} = 0.0205 + j0.11 p.u. \\ Z_{0s} = 0.0429 + j0.17 p.u. \end{array} \right.$$

$$\text{Línea 1.} \left\{ \begin{array}{l} Z_{1L1} = 0.8 + j1.3\Omega \\ Z_{0L1} = 1.4 + j6.3\Omega \end{array} \right.$$

$$\text{Línea 2.} \left\{ \begin{array}{l} Z_{1L2} = 2.07 + j3.7\Omega \\ Z_{0L2} = 3.49 + j17\Omega \end{array} \right.$$



Línea 3.

$$L_3 \rightarrow \left\{ \begin{array}{l} Z_{1L3} = 2.5 + j40\Omega \\ Z_{0L3} = 4 + j20\Omega \end{array} \right.$$

Paso 1.**Selección de los MVA base:**

MVA base = 100MVA

Paso 2.**Selección de Voltaje base:**

kV base = 115 kV para el lado de alta del transformador.

kV base = 13.8 kV para el lado de baja del transformador.

Paso 3.**Cálculo de impedancia base:**

$$Z_{base(115)} = \frac{(kV_{Base})^2}{mva_{Base}} = \frac{(115)^2}{100} = 132.25\Omega$$

$$Z_{base(13.8)} = \frac{(kV_{Base})^2}{mva_{Base}} = \frac{(13.8)^2}{100} = 1.904\Omega$$

Paso 4**Cálculo de impedancias en P.U.**

$$Z_{p.u.} = \frac{Z_{\Omega}}{Z_{base}}$$

En el equivalente del sistema (red de suministro):

$$Z_{1S} = 0.0205 + j0.11 p.u.$$

$$Z_{0S} = 0.0429 + j0.17 p.u.$$

En las líneas:

$$Z_{1 \text{ L1(P.U.)}} = \frac{Z_{\Omega}}{Z_{base}} = \frac{0.8 + j1.3}{1.904} = 0.42016 + j0.68277 \text{ p.u.}$$

$$Z_{0 \text{ L1(P.U.)}} = \frac{Z_{\Omega}}{Z_{base}} = \frac{1.4 + j6.3}{1.904} = 0.73529 + j3.30882 \text{ p.u.}$$

$$Z_{1 \text{ L2(P.U.)}} = \frac{Z_{\Omega}}{Z_{base}} = \frac{2.07 + j3.7}{1.904} = 1.08718 + j1.94327 \text{ p.u.}$$

$$Z_{0 \text{ L2(P.U.)}} = \frac{Z_{\Omega}}{Z_{base}} = \frac{3.49 + j17}{1.904} = 1.83298 + j8.92857 \text{ p.u.}$$

$$Z_{1 \text{ L3(P.U.)}} = \frac{Z_{\Omega}}{Z_{base}} = \frac{2.5 + j40}{1.904} = 1.31302 + j21.00840 \text{ p.u.}$$

$$Z_{0 \text{ L3(P.U.)}} = \frac{Z_{\Omega}}{Z_{base}} = \frac{4 + j20}{1.904} = 2.100840 + j10.50420 \text{ p.u.}$$

Paso 5.

Cálculo de la impedancia del transformador (en p.u.)

$$Z_{1T} = Z_{2T} = Z_{0T}$$

Datos del transformador:

7.5/9.375 MVA

115/13.8 kV

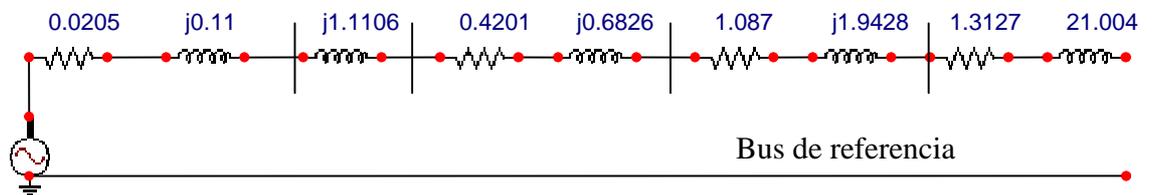
Z = 8.33%

Convertir el valor de impedancia a las bases de 100 MVA y 115 kV

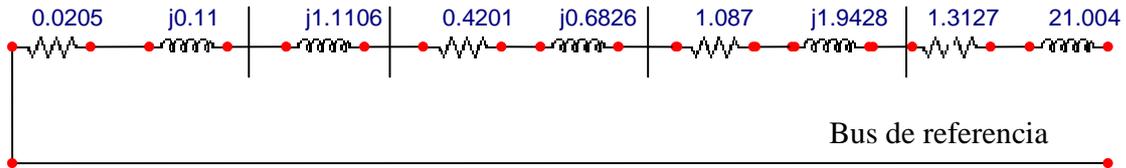
$$Z_n = Z_v \left(\frac{kV_v}{kV_n} \right)^2 \left(\frac{MVA_n}{MVA_v} \right) = 0.0833 \left(\frac{115}{115} \right)^2 \left(\frac{100}{7.5} \right) = 1.1106 p.u.$$

Circuitos:

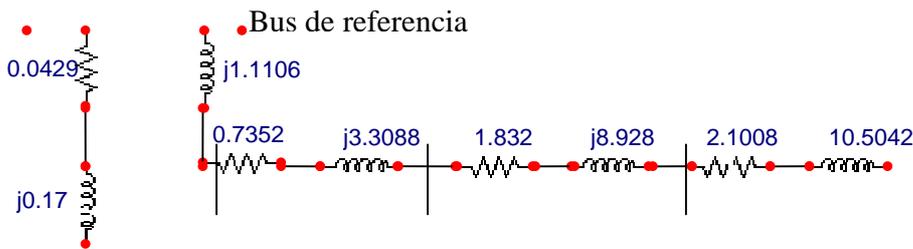
Circuito de Secuencia positiva:



Circuito de Secuencia negativa:



Circuito de Secuencia cero.



Cálculo de la corriente de falla trifásica en el nodo B1

$$I_{cc3f} = \frac{V}{Z_1} = \frac{1.0 \angle 0^\circ}{0.0205 + j0.11} = 8.937 \angle -79.44^\circ \text{ p.u.}$$

$$I_{base} = \frac{MVA_{base} \times 10^3}{\sqrt{3} kV_{base}} = \frac{100 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 115} = 502.043 \text{ A}$$

$$I_{CC T} = I_{cc3f} * I_{base} = 4486.749 \angle -79.44 \text{ A}$$

Cálculo de la corriente de falla de fase a tierra en el nodo B1

$$I_{ccf-t} = \frac{3V}{Z_1 + Z_2 + Z_0} = \frac{3(1.0 \angle 0^\circ)}{2(0.0205 + j0.11) + (0.0429 + j0.17)} = 7.52 \angle -77.859^\circ \text{ p.u.}$$

$$I_{base} = \frac{MVA_{base} \times 10^3}{\sqrt{3}kV_{base}} = \frac{100 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 115} = 502.043A$$

$$I_{CCT} = I_{ccf-t} * I_{base} = 3775.4695 \angle -77.859A$$

Cálculo de la corriente de falla de fase a fase en el nodo B1

$$I_{ccf-f} = \frac{\sqrt{3} \cdot V}{Z_1 + Z_2} = \frac{\sqrt{3} \cdot (1.0 \angle 0^\circ)}{(0.0205 + j0.11) + (0.0205 + j0.11)} = 7.7397 \angle -79.443^\circ \text{ p.u.}$$

$$I_{base} = \frac{MVA_{base} \times 10^3}{\sqrt{3}kV_{base}} = \frac{100 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 115} = 502.043A$$

$$I_{CCT} = I_{cc} * I_{base} = 3885.6390 \angle -79.443A$$

Cálculo de la corriente de falla trifásica en el nodo B4

$$I_{cc3f} = \frac{V}{Z_1} = \frac{1.0 \angle 0^\circ}{0.4405 + j1.9032 + 1.087 + j1.9428} = 0.24164 \angle -68.3387^\circ \text{ p.u.}$$

$$I_{base} = \frac{MVA_{base} \times 10^3}{\sqrt{3}kV_{base}} = \frac{100 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 13.8} = 4183.69A$$

$$I_{CCT} = I_{cc3f} * I_{base} = 1010.9846 \angle -68.3387 A$$

Cálculo de la corriente de falla de fase a tierra en el nodo B4

$$I_{ccf-t} = \frac{3V}{Z_1 + Z_2 + Z_0} = \frac{3(1.0 \angle 0^\circ)}{2(0.4405 + j1.9032 + 1.087 + j1.9428) + (0.7352 + j4.418 + 1.8329 + j8.9285)} = 0.13776 \angle -75.035^\circ$$

$$I_{base} = \frac{MVA_{base} \times 10^3}{\sqrt{3}kV_{base}} = \frac{100 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 13.8} = 4183.69A$$

$$I_{CCT} = I_{cc\ f-t} * I_{base} = 576.346 \angle -75.035 A$$

Corriente de falla de fase a fase en el nodo B4

$$I_{cc\ f-f} = \frac{\sqrt{3} \cdot V_{th}}{Z_1 + Z_2} = \frac{\sqrt{3} \cdot (1.0 \angle 0^\circ)}{2(0.4405 + j1.9032 + 1.087 + j1.9428)} = 0.20927 \angle -68.33^\circ$$

$$I_{base} = \frac{MVA_{base} \times 10^3}{\sqrt{3}kV_{base}} = \frac{100 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 13.8} = 4183.69A$$

$$I_{CCT} = I_{cc\ f-t} * I_{base} = 875.53 \angle -68.33 A$$

COMPARACIÓN DE RESULTADOS:

RESULTADOS CON CÁLCULO MATEMATICO MANUAL:

Nodo	$I_{falla3f}(A)$	$I_{fallaf-f}(A)$	$I_{fallaf-t}(A)$
B4	1010.98	875.53	576.346

RESULTADOS (CON ASPEN)

Nodo	$I_{falla3f}(ASPEN)(A)$	$I_{fallaf-f}(ASPEN)(A)$	$I_{fallaf-t}(ASPEN)(A)$
B4	1011	875	576



TABLA A1-1.- CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE CONDUCTORES DESNUDOS

CLAVE	NOMBRE	DIÁMETRO	RMG	R	XL	XC
1	ACSR 2 6/1	0.316	0.00418	1.690	0.592	0.1285
2	ACSR 1 6/1	0.355	0.00418	1.380	0.580	0.1250
3	ACSR 1/0 6/1	0.398	0.00446	1.120	0.568	0.1216
4	ACSR 2/0 6/1	0.447	0.00510	0.895	0.554	0.1182
5	ACSR 3/0 6/1	0.502	0.00600.723	0.540	0.1147	
6	ACSR 4/0 6/1	0.563	0.00814	0.592	0.524	0.1113
7	ACSR 266.8 6/1	0.633	0.00684	0.552	0.466	0.1079
8	ACSR 266.8 26/7	0.642	0.02170	0.385	0.465	0.1074
9	ACSR 300.0 26/7	0.680	0.02300	0.342	0.458	0.1057
10	ACSR 300.0 30/7	0.700	0.02410	0.342	0.452	0.1049
11	ACSR 336.4 26/7	0.721	0.02440	0.306	0.451	0.1039
12	ACSR 336.4 30/7	0.741	0.02550	0.306	0.445	0.1032
13	ACSR 397.5 26/7	0.783	0.02650	0.259	0.441	0.1015
14	ACSR 397.5 30/7	0.806	0.02780	0.259	0.435	0.1006
15	ACSR 477.0 26/7	0.858	0.02900	0.216	0.430	0.0988
16	ACSR 477.0 30/7	0.883	0.03040	0.216	0.424	0.0980
17	ACSR 500.0 30/7	0.904	0.03110	0.206	0.421	0.0973
18	ACSR 556.5 26/7	0.927	0.03130	0.186	0.420	0.0965
19	ACSR 556.5 30/7	0.953	0.03280	0.186	0.415	0.0957
20	ACSR 605.0 26/7	0.966	0.03270	0.172	0.415	0.0953
21	ACSR 605.0 54/7	0.953	0.03210	0.177	0.417	0.0957
22	ACSR 636.0 26/7	0.990	0.03350	0.162	0.412	0.0946
23	ACSR 636.0 30/7	1.019	0.03510	0.162	0.406	0.0937
24	ACSR 636.0 54/7	0.977	0.03290	0.169	0.414	0.095
25	ACSR 666.6 54/7	1.000	0.03370	0.160	0.412	0.0943
26	ACSR 715.5 30/7	1.081	0.03720	0.144	0.399	0.092
27	ACSR 715.5 26/7	1.051	0.03550	0.144	0.405	0.0928
28	ACSR 715.5 54/7	1.036	0.03490	0.148	0.407	0.0932
29	ACSR 795.0 30/7	1.140	0.03930	0.129	0.393	0.0904
30	ACSR 795.0 26/7	1.108	0.03750	0.129	0.399	0.0912
31	ACSR 795.0 54/7	1.093	0.03680	0.138	0.401	0.0917
32	ACSR 874.5 54/7	1.146	0.03860	0.123	0.395	0.0903
33	ACSR 900.0 54/7	1.162	0.03910	0.118	0.393	0.0898
34	ACSR 954.0	1.196	0.04030	0.113	0.390	0.089
35	ACSR 1033.0 54/7	1.246	0.04200	0.103	0.385	0.0878
36	ACSR 1113.0 45/7	1.259	0.04150	0.094	0.386	0.0874
37	ACSR 1113.0 54/7	1.293	0.04360	0.094	0.380	0.0866
38	ACSR 1272.0 45/7	1.345	0.04440	0.083	0.378	0.0855
39	ACSR 1272.0 54/19	1.382	0.04660	0.082	0.372	0.0847
40	ACSR 1431.0 45/7	1.427	0.04700	0.075	0.371	0.0837
41	ACSR 1431.0 54/19	1.465	0.04940	0.073	0.365	0.0829
42	ACSR 1590.0 45/7	1.502	0.04980	0.068	0.364	0.0822
43	ACSR 1590.0 54/19	1.545	0.05230	0.067	0.358	0.0814
44	ACSR 2156.0 84/19	1.762	0.05860	0.051	0.344	0.0776
45	AAC 1/0 7	0.368	0.01110	0.973	0.546	0.1216
46	AAC 2/0 7	0.414	0.01250	0.772	0.532	0.1182
47	AAC 3/0 7	0.464	0.01400	0.613	0.518	0.1147
48	AAC 4/0 7	0.522	0.01580	0.486	0.503	0.1113
49	AAC 266.8 7	0.586	0.0177	0.386	0.489	0.1079
50	AAC 300.0 19	0.629	0.0199	0.343	0.476	0.1057



CLAVE	NOMBRE	DIÁMETRO	RMG	R	XL	XC
51	AAC 336.4 19	0.666	0.021	0.306	0.469	0.1039
52	AAC 397.5 19	0.723	0.023	0.259	0.458	0.1015
53	AAC 477.0 19	0.792	0.0249	0.217	0.448	0.0988
54	AAC 500.0 19	0.811	0.0256	0.207	0.445	0.0973
55	AAC 556.5 19	0.856	0.0271	0.186	0.438	0.0965
56	AAC 636.0 37	0.918	0.0294	0.164	0.428	0.0937
57	AAC 715.5 37	0.974	0.0311	0.146	0.421	0.092
58	AAC 750.0 37	0.997	0.0319	0.139	0.418	0.0912
59	AAC 795.0 37	1.026	0.0327	0.143	0.415	0.0904
60	AAC 874.5 37	1.076	0.0344	0.12	0.409	0.0903
61	AAC 954.0 37	1.124	0.0358	0.11	0.404	0.089
62	AAC 1033.5 37	1.17	0.0373	0.1024	0.399	0.0878
63	AAC 1113.0 61	1.216	0.0392	0.0956	0.393	0.0867
64	CU 2 7	0.292	0.00883	0.964	0.574	0.1308
65	CU 1 7	0.328	0.0099	0.765	0.560	0.1274
66	CU 1/0 7	0.368	0.0111	0.607	0.546	0.124
67	CU 2/0 7	0.414	0.0125	0.481	0.532	0.1205
68	CU 3/0 7	0.464	0.0140	0.382	0.518	0.1171
69	CU 3/0 19	0.492	0.0156	0.382	0.505	0.1153
70	CU 4/0 7	0.522	0.0158	0.303	0.503	0.1136
71	CU 4/0 19	0.528	0.0167	0.303	0.497	0.1132
72	CU 250.0 19	0.574	0.0181	0.257	0.487	0.1108
73	CU 500.0 19	0.811	0.0256	0.1303	0.445	0.1005
74	CU 500.0 37	0.814	0.026	0.1303	0.443	0.1004
75	CU 750.0 37	0.997	0.0319	0.0888	0.417	0.0943
76	CU 1000.0 37	1.151	0.0368	0.0685	0.4	0.0901

DIAM. EN PULGADAS; RMG EN PIES; R EN OHMS/MILLA; XL EN OHMS/MILLA; XC EN OHMS/MILLA



APÉNDICE 2

SELECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE PARA OPTIMIZAR EL COMPORTAMIENTO DE LOS RELEVADORES DE PROTECCIÓN

Aunque hay un especial interés en la aplicación de transformadores de corriente para relevadores de protección, existen pocas referencias escritas para la selección de los mismos en función de sus capacidades. Por ejemplo el documento C37.119 "Guía IEEE de aplicación de transformadores de corriente para propósitos de protección por relevadores", contiene algunas reglas de selección para aplicación con relevadores diferenciales. Sin embargo, no ofrece una guía para otras situaciones donde dichas reglas no son aplicables: Núcleos pequeños, conductores largos, altos "burdens" o cargas, altas corrientes y características de saturación en transformadores de corriente.

La saturación afecta virtualmente a todos los elementos de un relevador que utiliza a la corriente como cantidad de entrada. El presente apéndice examina los efectos de la saturación sobre dichos elementos, y establece las guías de aplicación para eliminar o minimizar el riesgo de saturación en un transformador de corriente.

Como introducción en la materia sobre aplicación de transformadores de corriente, es necesario primero revisar la relación existente entre la curva de excitación y la clasificación de Burdens nominales y tensiones de un transformador de corriente. Entonces con lo anterior, es posible examinar la relación entre la densidad de flujo y la integral con respecto al tiempo de la tensión. Usando ésta información, es posible relacionar la corriente de falla, el burden del transformador de corriente, y la relación X/R del sistema en una expresión que determine el rango de aplicación útil de cualquier transformador de corriente. Con este apéndice es posible identificar además los efectos del grado de saturación sobre varios elementos de un relevador.

A2.1 CLASIFICACIÓN DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE EN FUNCIÓN DE SUS CURVAS DE SATURACIÓN.

Una cantidad finita de ampere-vueltas es requerida para establecer un flujo en el núcleo de un transformador de corriente y puede ser expresada como la corriente de magnetización medida en las terminales del secundario. La corriente de excitación, la cual es restada de la relación de transformación, tiene valores definidos para cada magnitud de tensión tal y como es mostrados en la figura A2-1.

--	--	--	--	--	--

La curva de esta figura, representa la tensión en estado estable contra la corriente de excitación; donde la tensión es medida con un voltmetro de valores rms. Se trata en realidad de una gráfica del flujo contra la corriente de magnetización, en razón de que la tensión promedio es la tensión promedio integrada en el tiempo sobre un período de la onda senoidal. La curva de excitación mostrada en la figura A2-1 para un transformador de corriente C400, relación múltiple 2000/5, del tipo boquilla; es una medida del comportamiento del transformador de corriente y puede ser utilizada para determinar los factores de corrección de relación en varios niveles de excitación en estado estable.

Mientras la curva de excitación tiene un bien definido "punto de rodilla", no dispone de un punto específico de saturación. Por esta razón la precisión de un transformador de corriente clasificado para aplicación con relevadores, esta basada en un factor de corrección en error de relación que no excede del 10% y los rangos en capacidades son diseñados mediante una clasificación en función de la tensión secundaria resultante. La tensión nominal secundaria es la tensión que el transformador de corriente soportará a través de su burden nominal con 20 veces la corriente nominal sin exceder el 10% de error en la relación de transformación.

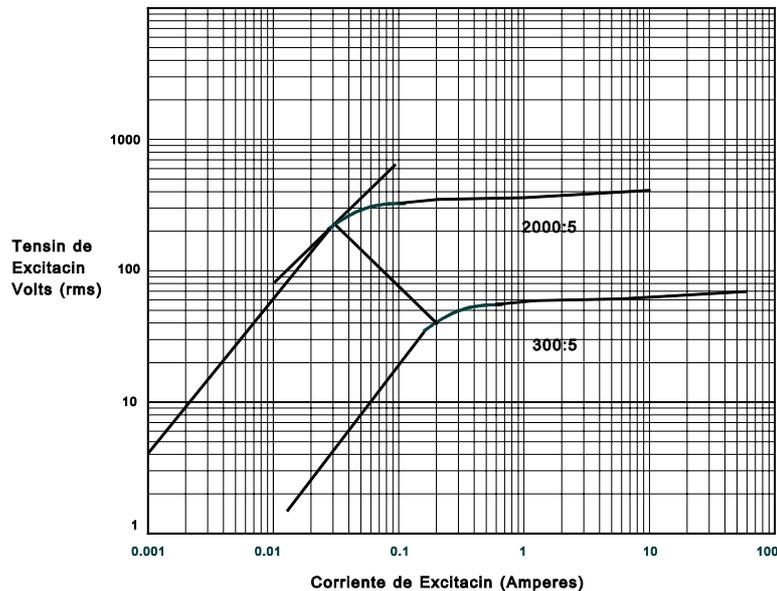


FIGURA A2-1
CURVAS DE EXCITACIÓN PARA UN T.C. DE 2000/5 Y SU DERIVACIÓN DE 300/5
MOSTRANDO LAS LÍNEAS TANGENTES Y NORMAL AL "PUNTO DE
RODILLA"

Las cargas o burdens normalizados para T.C's. en aplicación con relevadores son 1, 2, 4 y 8 Ohms, todos con un ángulo de impedancia de 60°. Correspondientemente, en 20 veces la corriente nominal secundaria de 5 amperes, la clasificación nominal de la tensión secundaria será 100, 200, 400 y 800 volts. Dado que la capacidad del T.C. ocurre con 100 amperes de corriente secundaria con un 10% de factor de corrección en la relación de transformación, la clasificación de la tensión puede ser obtenida de la curva de excitación a 10 amperes, sobre el eje de la corriente de excitación. Debe en primera instancia restarse la caída interna de tensión debida a la resistencia de corriente directa del devanado. Para el devanado de relación 2000/5 de la figura A2-1, la tensión obtenida de la curva a 10 amperes, es de 496 volts. En este caso la tensión es menor que la clasificación máxima de 800 volts y mayor que la de 400 volts. Por lo tanto un T.C. C400 provisto con un devanado de 400 vueltas tiene menos de 0.0024 Ohms por vuelta, de resistencia de corriente directa, para garantizar una caída interna de tensión menor de 96 volts.

A2.2 EL ÁREA TENSIÓN-TIEMPO (VOLT-TIME).

La tensión de carga "v" está relacionada con el número de vueltas sobre el núcleo "N" y con la razón de cambio del flujo en el núcleo "φ" por la ecuación de inducción siguiente:

$$V = N * \frac{d\phi}{dt} \tag{1}$$

Es posible integrar la ecuación (1) para mostrar que la densidad de flujo en el núcleo esta representada por el área bajo la onda de tensión. Es decir los eslabones de flujo en el núcleo están dados por la ecuación integral (2) donde el flujo es expresado como densidad de flujo "B" veces el área de la sección transversal del núcleo "A".

$$\phi * N = B * A * N = \int_0^t v * dt \tag{2}$$

Es posible ahora reconocer el significado de la clasificación de tensión ANSI debido a que el área bajo la onda senoidal de dicha magnitud, representa la densidad de flujo de saturación Bs. Dicha área tensión-tiempo significa el umbral de la saturación y marca el límite de la operación libre de saturación.

La figura A2-2 muestra en la parte sombreada el área tensión-tiempo producida por una corriente de falla asimétrica, donde If es la magnitud de la corriente de falla en el secundario, Zb es la impedancia de carga o burden, y L/R es la constante de tiempo para el circuito de falla primario. La onda senoidal y las componentes exponenciales

1983 06 01	REVISIONES	1997 03 31	2008 10 01			
------------	------------	------------	------------	--	--	--

de la misma, son mostradas con línea punteada en la misma figura para propósitos de comparación. La figura enfatiza el hecho de que aunque comúnmente se piensa que la clasificación C se hace sobre una onda senoidal, de hecho debe considerarse el incremento del área tensión-tiempo de la falla asimétrica cuando un T.C. es seleccionado.

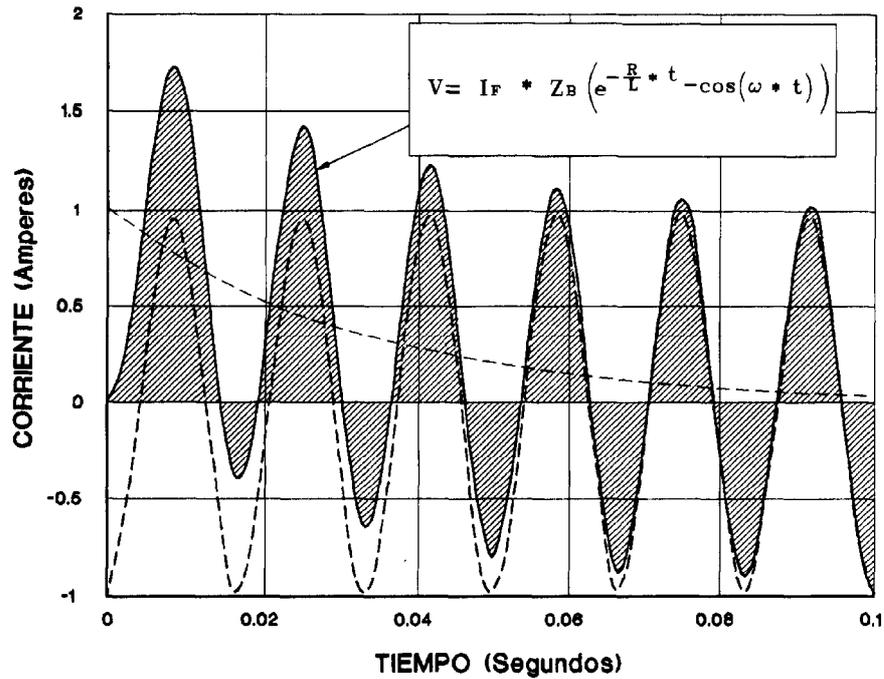


FIGURA A2-2
TENSIÓN DEL BURDEN O CARGA PARA UNA CORRIENTE DE FALLA ASIMÉTRICA

Utilizando la tensión asimétrica en la ecuación (2), es posible establecer:

$$B_S * N * A * \omega = I_F * Z_B \left[-\frac{\omega L}{R} \int_0^t e^{-\frac{R}{L}t} \left(-\frac{R}{L} dt\right) - \int_0^t \cos(\omega t) (\omega dt) \right] \quad (3)$$

En la ecuación (3) el límite de la integral del término exponencial es la relación X/R del circuito primario. Dado que el límite de la integral del término coseno es la unidad, es posible escribir la ecuación como:

$$B_S * N * A * \omega = \left(\frac{X}{R} + 1\right) * I_F * Z_B \quad (4)$$

La ecuación (4) expresa la tensión de clasificación C en términos de los parámetros físicos del T.C., denominados como densidad de flujo saturado B_s , relación de vueltas N, área de la sección transversal del núcleo A y la frecuencia del sistema ω . Además dicha ecuación determina el rango de operación libre de saturación de un T.C. en términos de la relación X/R del sistema, la máxima corriente de falla I_f , y el burden del transformador de corriente Z_b .

A2.3 CRITERIO PARA EVITAR LA SATURACIÓN.

Es posible derivar a una forma más versátil de la ecuación (4) para reconocer que la clasificación de tensión es 20 veces la tensión a través del burden normalizado nominal a corriente nominal. Si entonces se expresa la corriente de falla I_f en p.u. de la corriente nominal y el burden Z_b en p.u. del burden normalizado, la ecuación (4) se convierte en un simple criterio para evitar la saturación:

$$20 \geq \left(\frac{X}{R} + 1\right) * I_f * Z_b \tag{5}$$

Donde:

- I_f = Máxima corriente de falla en p.u. de la corriente nominal del T.C.
- Z_b = Burden del T.C. en p.u. del burden normalizado.
- X/R = Relación X/R del circuito de falla primario.

Como un ejemplo del uso de este criterio se tiene un circuito con un ángulo de impedancia de 85.24° (esto es, una relación X/R de 12). La máxima corriente de falla es 4 veces la corriente nominal del T.C. C800. La ecuación (5) se satisface cuando Z_b es igual o menor que 0.38 p.u. el burden normalizado de 8 ohms. Por tanto, la saturación puede ser evitada manteniendo el burden del T.C. en 3.02 ohms o menos.

A2.4 SELECCIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE PARA LA PROTECCIÓN DE UNA LÍNEA.

En la práctica los relevadores modernos para protección de líneas, liberan fallas en el orden de ciclos para preservar la estabilidad del sistema, identificando con una alta precisión el tipo de falla para aplicaciones de disparo y recierre monopolar, y determinando además con exactitud la localización de la falla. Para lograr esto, los relevadores de protección requieren de una corriente secundaria del T.C. sin distorsión, para poder efectuar la medición fasorial aún en presencia de la componente de corriente directa. El criterio establecido en la ecuación (5) puede ser utilizado para verificar cualquier aplicación dada a efecto de conocer que tan bien han sido seleccionados los transformadores de corriente.

1983 06 01	REVISIONES	1997 03 31	2008 10 01			
------------	------------	------------	------------	--	--	--

Por ejemplo, un relevador de protección para una línea de subtransmisión de 7.25 kilómetros en 138 Kv, utiliza T.P's. de relación 1200/1 y T.C's, con relación de 300/1. Los transformadores de corriente son C800, 2000/5 relación múltiple conectados en la derivación de 1500/5. La máxima falla es de 4,625 MVA equivalentes a 19349 amperes, y el ángulo de impedancia equivalente de fuente y línea es de 74°. Con lo anterior los parámetros para la ecuación (5) son:

$$I_f = \frac{19349 \text{ A}}{1500 \text{ A}} = 12.9 \qquad \frac{X}{R} = \tan (74^\circ) = 3.48 \qquad (6)$$

Sustituyendo estos valores en la ecuación (5) para determinar el máximo burden en p.u. del burden normalizado, se tiene:

$$Z_b \leq \frac{20}{\left(\frac{X}{R}+1\right) * I_f} = \frac{20}{(3.48+1) * 12.9} = 0.345 \qquad (7)$$

La ecuación (7) indica que el burden debe ser menor o igual a 0.345 p.u. del burden normalizado. Aunque el burden nominal es de 8 Ohms para la clase C800, basándose en una relación volts por vuelta constante, es posible usar 3/4 de dicho valor en razón de que se esta utilizando una derivación de 1500/5. En consecuencia el efecto de saturación es evitado si el burden total es igual o menor que:

$$Z_B = 0.345 * 6 = 2.073 \text{ } \blacksquare \qquad (8)$$

Con la disponibilidad de este dicho valor, el "**presupuesto**" de burden de la instalación es:

Cable de interconexión del secundario del TC (61 metros de longitud de cable núm. 11 AWG, con resistencia de 4.13114 \blacksquare /1000 metros).	0.252 \blacksquare
Devanado secundario del TC (300 vueltas con una resistencia de 0.0025 \blacksquare / vuelta).	0.750 \blacksquare
Burden permisible del relevador.	1.071 \blacksquare
Burden total	2.073 \blacksquare



Los relevadores que son a base de microprocesadores tienen fácilmente un burden total menor que el permitido de 1.071 Ohms. En consecuencia la saturación del TC será evitada para todo tipo de fallas en la línea, sean estas simétricas o asimétricas.

A2.5 PROCEDIMIENTO PARA LA SELECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

Los ejemplos anteriores sugieren el siguiente procedimiento para la selección de los transformadores de corriente utilizando la ecuación (5), para cualquier aplicación dada de relevadores de protección:

1. Se determina la máxima corriente de falla I_F en amperes primarios.
2. Se determina la correspondiente relación X/R del circuito primario.
3. Se selecciona la clasificación de tensión del TC (clase C). A partir de dicho valor se determina el burden total en p.u. del burden nominal normalizado del TC.
4. Utilizando la ecuación (5) se calcula I_r la cual es la corriente de falla en p.u. de la corriente nominal del TC.
5. Se divide la máxima corriente de falla I_F entre la corriente p.u. para determinar la corriente nominal del TC; seleccionándose la capacidad nominal inmediata superior al valor calculado.

¿Sobre que rango de aplicaciones puede ser exitoso este procedimiento?. El que la ecuación (5) pueda ser satisfecha dependerá de la relación X/R y de la magnitud de la máxima corriente de falla. Es posible especificar el burden y la relación X/R y entonces utilizar la ecuación (5) para calcular la máxima corriente de falla para una relación dada del TC. La tabla A2-1 enlista las máximas corrientes de falla contra las relaciones X/R para las cuales puede evitarse la saturación utilizando TC's de 3000/5, 2000/5 o 1500/5. Para otras relaciones X/R y otras características de TC's pueden obtenerse las máximas corrientes permisibles para evitar la saturación, aplicando la misma metodología.

--	--	--	--	--	--



TABLA A2-1.- MÁXIMAS CORRIENTES PARA EVITAR LA SATURACIÓN

Ángulo de la Línea	Relación X/R	C800, 3000:5 $Z_B = 2.5$	C800, 2000:5 $Z_B = 2.0$	C400, 1500:5 $Z_B = 2.0$
75°	3.7	40,547 amps	33,812 amps	12,680 amps
77°	4.3	36,012 amps	30,010 amps	11,254 amps
80°	5.7	28,780 amps	23,983 amps	8,994 amps
82°	7.1	23,689 amps	19,715 amps	7393 amps
83°	8.1	20,997 amps	17,479 amps	6,561 amps
84°	9.5	18,261 amps	15,217 amps	5,707 amps
85°	11.4	15,446 amps	12,872 amps	4,827 amps
86°	14.3	12,548 amps	10,457 amps	3,921 amps
87°	19.1	9,561 amps	7,968 amps	2,988 amps
88°	28.6	6,478 amps	5,399 amps	2,025 amps

A2.6 CÁLCULO DEL BURDEN DE UN T.C.

Durante el proceso de selección de un T.C. es de particular interés el minimizar el burden total del mismo, que consiste de la resistencia interna del propio devanado del T.C., la resistencia de los cables que interconectan el T.C. con los relevadores (incluyendo "el camino" de retorno), y el burden de los relevadores conectados.

Una alta relación de T.C.'s. (3000/5) contribuye con una resistencia de 0.0025 Ohms por vuelta: y una baja relación (300/5) lo hace con 0.005 Ohms por vuelta. En consecuencia si se aplica un T.C. de 600 vueltas (3000/5) se contribuye con una resistencia interna de 1.5 Ohms.

Para nuevas instalaciones es posible seleccionar el calibre de los cables, para controlar la resistencia debida a estos elementos. Por ejemplo el comportamiento de la resistencia por cada 305 metros de un conductor es proporcional al calibre AWG del mismo.

Un valor de referencia para conductores de cobre es de 0.9989 Ohms/305 metros, para un cable # 10 AWG. Si se disminuye el calibre en 3 números AWG se reduce a la mitad el valor de la resistencia, y si se incrementa el calibre en 3 números AWG, la resistencia se duplica. Con lo anterior es posible establecer una formula práctica en



donde se relacione la resistencia contra el calibre AWG para un conductor determinado, de la siguiente manera:

$$\Omega / 305 \text{ metros} = e^{0.232G - 2.32} \tag{9}$$

Donde:

$\Omega/1000$ pies Es la resistencia en Ohms del conductor por cada 1000 pies.
G Es el calibre número AWG del conductor.

Una buena práctica para dimensionar los conductores es limitar su resistencia a 0.5 Ohms o menos. Bajo esta regla el cable #10 debe ser seleccionado si los transformadores de corriente están localizados hasta una distancia de 75 metros desde la ubicación de los relevadores para una trayectoria total de 150 metros considerando las trayectorias de conductores tanto de ida como de retorno.

Finalmente es posible contrastar el prácticamente despreciable burden de todos los relevadores multifunción basados en microprocesadores contra el burden del orden de Ohms con el que contribuyen los relevadores electromecánicos para la misma función.

La ventaja de un burden bajo puede ser fácilmente observada en los valores tabulados de burdens y corrientes de falla contra relaciones X/R mostradas en la tabla A2-1.

A2.7 LIMITACIONES DEL CRITERIO.

¿Puede la saturación ser evitada en todas las aplicaciones?. Una limitación al criterio es indicada en la tabla A2-1, donde la máxima corriente de falla permisible para una capacidad dada de un T.C. es drásticamente reducida con un incremento en la relación X/R. El límite ocurre donde una alta relación X/R y una alta corriente de falla son experimentadas cerca de la fuente de generación.

Es entonces cuando puede resultar impráctico el dimensionar un T.C. para evitar su saturación durante una falla asimétrica. Debe entonces abandonarse el criterio señalado con el objeto de lograr una sensibilidad razonable para fallas al final de la línea. Esto entonces ratifica que debe conocerse el efecto de la saturación durante el descentrado o asimetría de la onda.

1983 06 01	REVISIONES	1997 03 31	2008 10 01			
------------	------------	------------	------------	--	--	--



A2-8 ESTADÍSTICA DE ASIMETRÍA.

Cuando la corriente es menor que 20 veces la capacidad nominal del T.C. y el burden es menor que el burden normalizado nominal, ninguna saturación ocurrirá para corrientes de falla simétricas.

Por otra parte una ruptura de aislamiento o un flameo del mismo tiene mayor probabilidad de ocurrencia en un pico de tensión donde la corriente reactiva tiene un valor de "cero natural". En consecuencia las fallas de fase a tierra son más propicias a convertirse en fallas simétricas.

Sin embargo en cualquier falla trifásica todas las corrientes no pueden ser cero simultáneamente en cada fase y la presencia de la componente de corriente directa es inevitable en una o más fases. Adicionalmente el desplazamiento fasorial origina diferentes componentes de corriente directa en cada fase.

A2.9 CONCLUSIONES.

- a) La relación entre la clasificación de tensión ANSI, el burden del T.C., la máxima corriente de falla, y la relación X/R del sistema define el umbral de saturación de un T.C. Se establece como una ecuación con los parámetros expresados en p.u. de las capacidades del T.C. siendo de utilidad como un criterio para seleccionar los transformadores de corriente en aplicaciones de protección de líneas.
- b) La ecuación resultante proporciona el criterio de selección en capacidades de T.C's. para protecciones de línea en nuevas instalaciones y puede además identificar el umbral de saturación de T.C's. en instalaciones antiguas.
- c) El criterio ha sido conformado en un procedimiento sencillo para selección de T.C's. en 5 pasos, con el cual se determina la relación del T.C. utilizando la máxima falla en amperes, la relación X/R del sistema y el burden del T.C. expresado en p.u. del burden nominal normalizado del mismo. Algunas guías o lineamientos son incluidos para estimar el burden de un T.C., utilizando valores típicos de resistencia interna en T.C's. y una fórmula práctica para el cálculo de la resistencia de conductores en Ohms por unidad de longitud como una función del calibre AWG del conductor.
- d) El procedimiento puede ser implementado en la mayoría de las aplicaciones de protección de líneas. Sin embargo las capacidades de los T.C's. que evitan la saturación para corrientes asimétricas son imprácticas en aplicaciones cercanas a barras de generación donde tanto la relación X/R como la corriente de falla son extremadamente altas. Donde la saturación de corriente directa es

1983 06 01	REVISIONES	1997 03 31	2008 10 01			
------------	------------	------------	------------	--	--	--



inevitable, los T.C's. pueden ser dimensionados para mantener una sensibilidad razonable.

- e) Las pruebas han mostrado que el tiempo de disparo de los relevadores modernos los hacen prácticamente inmunes al efecto de saturación de un T.C. debido a la componente de corriente directa con corrientes extremadamente altas (siendo valido lo anterior en aplicaciones de alta velocidad). Sin embargo, la saturación modifica la medición fasorial de una o más corrientes y afecta la "habilidad" del relevador para identificar adecuadamente el tipo de falla y/o su localización.

1983 06 01	REVISIONES	1997 03 31	2008 10 01			
------------	------------	------------	------------	--	--	--



BIBLIOGRAFIA

1.- ELECTRICAL DISTRIBUTION - SYSTEM PROTECTION

Copper Power Systems
3rd. Edition 1990

2.- PROTECTIVE RELAYS APPLICATION GUIDE

GEC Measurements
3rd. Edition Firts Printed 1987

**3.- SELECTION, APPLICATION AND MAINTENANCE OF AUTOMATIC
CIRCUIT RECLOSERS**

Mc Graw-Edison Company
1978

4.- MANUAL ELÉCTRICO

Industrias Conelec, S.A.
3a. Edición 1981

5.- ANALYSIS OF FAULTED POWER SYSTEMS

Paul M. Anderson
Iowa State University Press 1978

6.- IEEE RECOMMENDED PRACTICE FOR POWER SYSTEM ANALYSIS

IEEE STD 399-1980
IEEE- Wiley & Sons Inc.

**7.- OVERCURRENT PROTECTION FOR DISTRIBUTION SYSTEMS
APLICACION MANUAL**

General Electric, Co.

--	--	--	--	--	--	--



8.- IEEE RECOMMENDED PRACTICE FOR PROTECTION AND COORDINATION OF INDUSTRIAL AND COMMERCIAL POWER SYSTEMS

STD. 242-1986
(IEEE BUFF BOOK)

9.- EL ARTE Y LA CIENCIA DE LA PROTECCIÓN POR RELEVADORES

C. Rusell Mason
Editorial Continental, S.A.
Octava Impresión 1980

10.- DISTRIBUTION SYSTEMS

Westinghouse Electric Corporation
Third Edition 1965

11.- TRANSMISION AND DISTRIBUTION

Westinghouse Electric Corporation
Fourth Edition

12.- APPLIED PROTECTIVE RELAYING

A silent Sentinels Publication. Westinghouse Electric Corporation
Secon Priting 1979

13.- PROTECTIVE RELAYING THEORY AND APPLICATIONS

ABB Power T & D Company Inc.
First Edition 1994

14.- ESQUEMAS DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA

Comisión Federal de Electricidad
Primera Edición 1981

--	--	--	--	--	--



15.- STANDARD HANDBOOK FOR ELECTRICAL ENGINEERS

Donald G. Fink, H. Wayne Beaty
Mc. Graw-Hill Book Company
Eleventh Edition 1987

16.- PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA E INTERRUPTORES

B. Ravindranath, M. Chander
Editorial Limusa
Primera Edición 1980

17.- NATIONAL ELECTRIC CODE

ANSI / NFPA 70 – 1984

18.- PROTECTIVE RELAYING SYSTEMS - IEEE STANDARDS COLLECTION

Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.
Edition 1995

19.- GUIDE FOR PROTECTIVE RELAY APPLICATIONS TO POWER TRANSFORMERS

IEEE Std. C37.91 - 1985 (ANSI)

20.- GUIDE FOR LIQUID IMMERSED TRANSFORMER THROUGH-FAULT-CURRENT DURATION

IEEE Std. C57.109 - 1993 (ANSI)

21.- DIAGRAMAS UNIFILARES DE ARREGLOS PARA SUBESTACIONES

Comisión Federal de Electricidad
CFE 00200-02 1995

22.- TENSIONES DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN, SUBTRANSMISIÓN Y TRANSMISIÓN

Comisión Federal de Electricidad
CFE L0000-02 1985

--	--	--	--	--	--	--



23.- VOCABULARIO ELECTROTECNICO GRUPO 25 GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Comisión Federal de Electricidad
CFE L0000-05 1980

24.- ESQUEMAS NORMALIZADOS PARA PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA Y CIRCUITOS ALIMENTADORES EN SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

Comisión Federal de Electricidad
CFE G0000-62 1995

25.- ESQUEMAS NORMALIZADOS PARA PROTECCIONES DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN

Comisión Federal de Electricidad
CFE G0000-65 1995

26.- GUÍA DE CONSULTA PARA INGENIEROS DE DISTRIBUCIÓN SOBRE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

Comisión Federal de Electricidad
Comite de Distribución Región Sur-Sureste 1983

27.- ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA EL PROGRAMA CORDINA

Comisión Federal de Electricidad - Instituto de Investigaciones Eléctricas 1989

28.- MANUAL DE USUARIO PROGRAMA CORDINA

Instituto de Investigaciones Eléctrica 1990

29.- PROGRAMA PARA CALCULO DE IMPEDANCIAS DE LÍNEAS Y CORTOCIRCUITO DE CIRCUITOS RADIALES

Comisión Federal de Electricidad - División Golfo Centro - Ing. Sixto Rivas Castillo 1997.



30.- DISTRIBUTION OVERCURRENT PROTECTION PHILOSOPHIES

Transmission and Distribution Conference and Exposition
IEEE / PES 1996

**31.- STANDARIZATION OF BENCHMARKS FOR PROTECTIVE DEVICE
TIME-CURRENT CURVES**

Conrad R. St. Pierre, Tracey E. Wolny
General Electric Company
IEEE 1985

32.- SELECTING CTS TO OPTIMIZE RELAY PERFORMANCE

Stanely E. Zocholl, Jeff Roberts, Gabriel Benmouyal
23rd. Annual Western Protective Relay Conference 1996

--	--	--	--	--	--