



ESPE
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTROMECAÁNICA

**PROYECTO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO
DE INGENIERO EN ELECTROMECAÁNICA**

AUTOR: JORGE ABRAHAM LARA SÁNCHEZ

**TEMA: DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UNA HOJA DE CÁLCULO
PARA EFECTUAR LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES
ELÉCTRICAS EN MEDIO VOLTAJE**

DIRECTOR: ING. ORTIZ, DIEGO MSC.

CODIRECTOR: ING. FREIRE, WASHINGTON

LATACUNGA, JULIO 2014

UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS – ESPE
EXTENSIÓN LATACUNGA
CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

CERTIFICACIÓN

ING. DIEGO ORTIZ (DIRECTOR)

ING. WASHINGTON FREIRE (CODIRECTOR)

CERTIFICAN:

Que el trabajo titulado **“DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UNA HOJA DE CÁLCULO PARA EFECTUAR LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN MEDIO VOLTAJE”** realizado por: LARA SÁNCHEZ JORGE ABRAHAM ha sido guiado y revisado periódicamente y cumple normas estatutarias establecidas por la ESPE, en el Reglamento de Estudiantes de la Universidad de las Fuerzas Armadas – ESPE

Debido a que constituye un trabajo de excelente contenido científico que ayudará a la aplicación de conocimientos y desarrollo profesional, **SI** recomiendan su publicación

Latacunga, Julio del 2014

Ing. Diego Ortiz

DIRECTOR

Ing. Washington Freire

CODIRECTOR

**UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS – ESPE
EXTENSIÓN LATACUNGA**

CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo,

LARA SÁNCHEZ JORGE ABRAHAM

DECLARO QUE:

El proyecto de grado denominado **“DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UNA HOJA DE CÁLCULO PARA EFECTUAR LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN MEDIO VOLTAJE”** ha sido desarrollado con base a una investigación exhaustiva, respetando derechos intelectuales de terceros, conforme las citas que constan al pie de las páginas correspondientes, cuyas fuentes se incorporan en la bibliografía. Consecuentemente este trabajo es de mi autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance científico del proyecto de grado en mención.

Latacunga, Julio del 2014

LARA SÁNCHEZ JORGE ABRAHAM

CC: 180422928-2

UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS – ESPE

EXTENSIÓN LATACUNGA

CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

AUTORIZACIÓN

Yo,

LARA SÁNCHEZ JORGE ABRAHAM

Autorizó a la Universidad de las Fuerzas Armadas – ESPE la publicación, en la biblioteca virtual del trabajo “**DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UNA HOJA DE CÁLCULO PARA EFECTUAR LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN MEDIO VOLTAJE**”, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y autoría

Latacunga, Julio del 2014

LARA SÁNCHEZ JORGE ABRAHAM

CC: 180422928-2

DEDICATORIA

A Dios que me dio la bendición y la salud para cumplir mi sueño, A mi padre que me enseñó que a pesar de la distancia no hay que olvidar a quien quieres, A mi madre que me enseñó que nunca hay que darse por vencido y mi hermano que gracias a él deseo superarme cada día más.

Los amo

Jorge

AGRADECIMIENTO

Expreso mi más sincero agradecimiento a los docentes de la Universidad de las Fuerzas Armadas Extensión Latacunga, que han sabido compartir su conocimiento para una eficiente formación profesional y de manera especial al Ing. Diego Ortiz e Ing. Washington Freire por la acertada dirección en el proceso de este trabajo de investigación, al Ing. Raúl Ruiz por haber compartido su conocimiento y experiencia.

Jorge Lara

ÍNDICE GENERAL

CARATULA	i
CERTIFICACIÓN	ii
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD	iii
AUTORIZACIÓN.....	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTO	vi
ÍNDICE GENERAL	vii
ÍNDICE DE TABLAS.....	xii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xv
RESUMEN.....	xix
ABSTRACT	xx
PRESENTACIÓN	xxi
CAPÍTULO I	1
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Antecedentes.....	1
1.2. Justificación	2
1.3. Objetivos.....	2
1.3.1. General	2
1.3.2. Específicos.....	2
1.4. Zonas de Protección.	3
1.5. Criterios generales de los sistemas de protección	4

1.5.1.	Introducción	4
1.5.2.	Características funcionales de un sistema de protección.	6
1.6.	Las tres reglas de las protecciones de las redes de Distribución	7
1.7.	Información para estudios de Protecciones en Medio Voltaje.	8
CAPÍTULO II	10
2.	CÁLCULO DE FALLOS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	10
2.1.	Introducción.	10
2.2.	Tipos de Cortocircuito	10
2.3.	Método de cálculo de las corrientes de cortocircuito según ANSI	11
2.3.1.	Falla trifásica (LLL).....	11
2.3.2.	Falla bifásica a tierra (LLT).....	12
2.3.3.	Falla bifásica (LL).....	12
2.3.4.	Falla monofásica a tierra (LT).....	12
2.4.	Impedancias de secuencia	13
2.5.	Protecciones eléctricas en medio voltaje	15
2.5.1.	Introducción.	15
2.5.2.	Relé de Sobrecorriente.	15
2.5.3.	Fusibles.....	21
2.5.2.1.	Fusibles de potencia.	22
2.5.2.2.	Fusibles de distribución.....	22
2.5.4.	Reconectores.....	24
2.6.	Modelado de equipos en medio voltaje.	32
2.6.1.	Modelado de transformadores.....	32
2.6.2.	Modelado de fusibles.	38
2.6.3.	Modelado de reconectores.....	43
2.6.4.	Relé de Sobrecorriente	46

2.6.5.	Modelamiento de conductores	48
2.7.	Coordinación de protecciones en sistemas de Distribución.	50
2.7.1.	Coordinación fusible-fusible.	50
2.7.2.	Fusible de expulsión-transformador	51
2.7.3.	Coordinación relé de sobrecorriente – fusible	52
2.7.4.	Coordinación reanectador-fusible en lado de la carga.	53
2.7.5.	Coordinación Reanectador-fusible en lado de la fuente.....	55
2.7.6.	Coordinación Reanectador - Reanectador.....	56
2.7.6.1.	Reanectores hidráulicos	56
2.7.6.2.	Reanectores con control electrónico.....	57
2.7.7.	Coordinación Reanectador-Relé de sobrecorriente.	58
2.7.8.	Coordinación entre relés de sobrecorriente.....	59
CAPÍTULO III	65
3.	DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE LA APLICACIÓN DE HOJA DE CÁLCULO PARA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	65
3.1.	Requerimientos del hardware y software.....	65
3.2.	Requerimientos del usuario.	65
3.3.	Hoja de Cálculo para Calcular Corrientes de Cortocircuito.....	65
3.3.1.	Subestación	65
3.3.2.	Conductor	67
3.3.3.	Diámetro Medio Geométrico (DMG)	67
3.3.4.	Impedancias de Secuencia en líneas de Distribución.....	68
3.3.4.1.	Metodología para el cálculo de impedancias de secuencia de líneas aéreas.....	69
3.3.5.	Cálculo de las corrientes de cortocircuito.	71
3.3.5.1.	Metodología para el cálculo de corrientes de cortocircuitos	72

3.4.	Procedimiento general para el cálculo de fallos en sistemas de distribución en medio voltaje.....	77
3.5.	Validación de cálculo de cortocircuitos en un sistema de distribución.....	78
3.6.	Hoja de Coordinación de Protecciones Eléctricas.....	81
3.6.1.	Fusibles.....	82
3.6.2.	Transformador.....	84
3.6.3.	Corriente de cortocircuito y nominal.....	85
3.6.4.	Tiempo de operación de los dispositivos de Protección.....	85
3.6.5.	Reconectador Hidráulico.....	85
3.6.6.	Reconectador Electrónico.....	86
3.6.7.	Relé de Sobrecorriente.....	87
3.6.8.	Curva de capacidad Térmica de Conductores.....	87
3.7.	Coordinación de protecciones eléctricas en medio voltaje.....	88
3.7.1.	Coordinación fusible - fusible.....	88
3.7.2.	Coordinación Reconectador-fusible en el lado de la carga.....	90
3.7.3.	Coordinación Reconectador-fusible en lado de la fuente.....	94
3.7.4.	Coordinación fusible - transformador.....	96
3.7.5.	Coordinación relé de sobrecorriente – reconectador.....	98
3.7.6.	Coordinación entre relés de sobrecorriente.....	102
3.8.	Validación de la coordinación de las Protecciones Eléctricas.....	107
3.8.1.	Validación de la coordinación fusible – fusible.....	107
3.8.2.	Validación de la coordinación reconectador-fusible en lado de la carga.....	107
3.8.3.	Validación de la coordinación reconectador-fusible en lado de la fuente.....	108
3.8.4.	Validación de la coordinación fusible - transformador.....	108

3.8.5. Validación de la coordinación relé de sobrecorriente-reconectador.....	109
3.8.6. Validación de la coordinación entre relés de sobrecorriente.....	109
CAPÍTULO IV.....	111
4. ANÁLISIS Y RESULTADOS.....	111
CAPÍTULO V.....	113
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	113
5.1. Conclusiones.....	113
5.2. Recomendaciones.....	114
5.3. Trabajos Futuros	114
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	115
ANEXOS	117

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO II

Tabla 2.1 Curva de “Inrush”	37
Tabla 2.2 Corrientes de fusión mínimas para hilos fusibles marca LUHFSEER tipo "K"	39
Tabla 2.3 Corrientes de despeje total para hilos fusibles marca LUHFSEER tipo "K"	40
Tabla 2.4 Corrientes de fusión mínimas para hilos fusibles marca LUHFSEER tipo "T"	41
Tabla 2.5 Corrientes de despeje total para hilos fusibles marca LUHFSEER tipo "T"	42
Tabla 2.6 Reconectador ABB PCD2000 constantes de curvas ANSI/IEEE.....	44
Tabla 2.7 Reconectador ABB PCD2000 Constantes de curvas IEC.	45
Tabla 2.8 Reconectador ABB PCD2000 Constantes de curvas del Reconectador.	46
Tabla 2.9 Constantes y exponente para Relés tipo CO.	47
Tabla 2.10 Constantes y exponente para curvas de Relés IEC	48
Tabla 2.11 Constantes y exponente para curvas de Relés IEEE.	48
Tabla 2.12 Aumento de la temperatura del aislamiento debido a la corriente de falla a tierra.	50
Tabla 2.13 Factor K para fusible en el lado de la carga	54
Tabla 2.14 Factor K para fusible en el lado de la fuente.	56
 <h3>CAPÍTULO III</h3>	
Tabla 3.1 Datos de conductores	69
Tabla 3.2 Datos de la Subestación	73
Tabla 3.3 Configuración de tramos	73
Tabla 3.4 Datos de tramos.....	74

Tabla 3.5 Impedancias de secuencia de tramos	75
Tabla 3.6 Corrientes de cortocircuito en nodo E	76
Tabla 3.7 Corrientes de cortocircuito para todos los nodos.....	77
Tabla 3.8 Datos de la Subestación	79
Tabla 3.9 Impedancias de Secuencia en Ohmio/milla de IEEE 13 Node Test Feeder	79
Tabla 3.10 Impedancias de Secuencia en Ohmio de IEEE 13 Node Test Feeder	80
Tabla 3.11 Corrientes de Cortocircuito de IEEE 13 Node Test Feeder	80
Tabla 3.12 Comparación de resultados en porcentaje de IEEE 13 Node Test Feeder	81
Tabla 3.13 Curva de “Inrush” de un transformador de 500kVA.....	96
Tabla 3.14 Puntos de intersección del transformador de 500kVA.....	97
Tabla 3.15 Reconectador hidráulico trifásico tipo WV	99
Tabla 3.16 Relé de sobrecorriente IEC long time inverse	100
Tabla 3.17 Corrientes nominales y de cortocircuito.....	102
Tabla 3.18 Resumen de los ajustes de los relés de sobrecorriente	106
Tabla 3.19 Porcentaje de error en una coordinación fusible-fusible	107
Tabla 3.20 Porcentaje de error para una coordinación reconectador- fusible en lado de la carga	108
Tabla 3.21 Porcentaje de error para una coordinación reconectador- fusible en lado de la fuente	108
Tabla 3.22 Porcentaje de error para una coordinación fusible- transformador	109
Tabla 3.23 Porcentaje de error para una coordinación relé de sobrecorriente-reconectador.....	109
Tabla 3.24 Porcentaje de error para una coordinación entre relés de sobrecorriente.....	110

CAPÍTULO IV

Tabla 4.1 Porcentaje de error la validación de las corrientes de cortocircuito	111
Tabla 4.2 Porcentaje de error la validación de coordinación de protecciones eléctricas.....	112

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO I

Figura 1.1 Zonas de Protección	3
Figura 1.2 Interruptor en zonas superpuestas.....	3
Figura 1.3 Zonas de protecciones reales de un interruptor	4
Figura 1.4 Zonas de protección en un SEP	4

CAPÍTULO II

Figura 2.1 Diagramas de conexión de los segmentos hipotéticos para diferentes fallas a través de una impedancia	11
Figura 2.2 Configuración de la línea trifásica	13
Figura 2.3 Características de operación tiempo-corriente de relés de sobrecorriente	16
Figura 2.4 Típico relé de tiempo-sobrecorriente.....	18
Figura 2.5 Características de tiempo-corriente de un relé de sobrecorriente típica.	19
Figura 2.6 Relación de las distintas familias de curvas de relés de sobrecorriente.....	20
Figura 2.7 Típica característica de disparo instantáneo.	21
Figura 2.8 Típica curva tiempo-corriente ABC para 50 amperios de un reconectador hidráulico monofásico.....	25
Figura 2.9 Típica secuencia de operación de bloqueo de un reconectador.....	26
Figura 2.10 La instalación de polos superior de reconectador monofásico.	27
Figura 2.11 Reconectador monofásico.	28
Figura 2.12 Reconectores trifásicos.....	29
Figura 2.13 Kyle®Type NOVA-TS Triple-Single Recloser.....	29
Figura 2.14 Diagrama de bloques del control de reconectador electrónico.	31

Figura 2.15 Transformadores categoría I (5 kVA a 500kVA monofásicos, 15 kVA a 500kVA trifásicos).....	33
Figura 2.16 Transformadores categoría II (501 kVA a 1667 kVA monofásicos, 501 kVA a 5000 kVA trifásicos)	34
Figura 2.17 Transformadores categoría III (1668 kVA a 10000 kVA monofásicos, 5001 kVA a 30000 kVA trifásicos).	35
Figura 2.18 Transformadores categoría IV (above 10000 kVA monofásicos, above 30000 kVA trifásicos).....	36
Figura 2.19 Coordinación entre fusibles.....	50
Figura 2.20 Diagrama unifilar relé de sobrecorriente-fusible	52
Figura 2.21 Coordinación relé de sobrecorriente – fusible	53
Figura 2.22 Unifilar de Coordinación Reconectador-fusible en lado de la Carga.....	54
Figura 2.23 Coordinación reconectador-fusible en el lado de la Carga	54
Figura 2.24 Unifilar de Coordinación Reconectador-fusible en lado de la fuente.....	55
Figura 2.25 Coordinación reconectador-fusible en el lado de la fuente	55
Figura 2.26 Unifilar de Coordinación Reconectador-Reconectador.....	56
Figura 2.27 Coordinación Reconectador-Reconectador.	57
Figura 2.28 Coordinación entre reconectores electrónicos	58
Figura 2.29 Tiempo total de las curvas del reconectador vs curva del relé de sobrecorriente.	58
Figura 2.30 Preservación de la selectividad usando unidades instantáneas	59
Figura 2.31 Curvas de relé de tiempo inverso de sobrecorriente asociados con dos interruptores en el mismo alimentador	61
CAPÍTULO III	
Figura 3.1 Flujo grama para el cálculo de impedancias de Secuencia en líneas de Distribución.....	66

Figura 3.2 Formulario "Datos de Subestación"	67
Figura 3.3 Formulario "Conductor"	67
Figura 3.4 Formulario "Nueva Distancia"	68
Figura 3.5 Formulario "Configuración Equilibrada"	68
Figura 3.6 Separación de fases de una línea de distribución trifásica	69
Figura 3.7 Cálculo de impedancia de secuencia	71
Figura 3.8 Formulario "Cálculo de Cortocircuito"	72
Figura 3.9 Alimentador de Distribución	73
Figura 3.10 Espaciamiento trifásico entre conductores	74
Figura 3.11 IEEE 13 Node Test Feeder	78
Figura 3.12 Hoja Logarítmica	82
Figura 3.13 Formulario "Fusible Tipo K"	82
Figura 3.14 Formulario "Fusible Tipo T"	83
Figura 3.15 Formulario "Nuevo Fusible"	83
Figura 3.16 Formulario "Otros Fusibles"	84
Figura 3.17 Formulario "Transformador"	84
Figura 3.18 Formulario "Corrientes de Cortocircuito"	85
Figura 3.19 Formulario "Tiempo"	85
Figura 3.20 Formulario "Reconectador Hidráulico"	86
Figura 3.21 Formulario "Reconectador Electrónico"	86
Figura 3.22 Formulario "Relé de Sobrecorriente"	87
Figura 3.23 Formulario "Transformador"	88
Figura 3.24 Diagrama unifilar para coordinación entre fusibles	88
Figura 3.25 Ejemplo de coordinación entre un fusibles 25T y 100K para una corriente de 1500 A	90

Figura 3.26 Reconectador monofásico tipo D, DV y un fusible 30T en lado de la carga	91
Figura 3.27 Coordinación Reconectador trifásico tipo D, DV y un fusible 30T en lado de la carga	93
Figura 3.28 Diagrama unifilar para el estudio de coordinación entre un fusible de expulsión en el primario y un restaurador en el secundario.	94
Figura 3.29 Coordinación Reconectador trifásico tipo W y el fusible 65T en lado de la fuente	95
Figura 3.30 Diagrama unifilar para el estudio de protección de un transformador.	96
Figura 3.31 Coordinación entre el fusible 25T en lado de alta y un transformador de 500KVA.....	98
Figura 3.32 Diagrama unifilar relé de sobrecorriente-reconectador.....	99
Figura 3.33 Coordinación relé - reconectador en mismo nivel de voltaje.	101
Figura 3.34 Diagrama esquemático para el Ejemplo 3.7.6.	102
Figura 3.35 Coordinación relé - reconectador en mismo nivel de voltaje.	106

RESUMEN

El problema de Protección de los Sistemas Eléctricos de Distribución ha venido adquiriendo cada vez mayor importancia ante el crecimiento acelerado de las redes eléctricas y la exigencia de un suministro de energía a los consumidores con una calidad de servicio cada vez mayor, a nivel de distribución con un interés especial en la selección, aplicación y coordinación de los equipos de protección comúnmente usados en estos sistemas. Por esta razón, muchas empresas ofertan programas que sirven para realizar este tipo de estudios, pero a un costo elevado. No todas las Empresas e Instituciones pueden solventar estos costos. El proyecto consistió en desarrollar un programa sobre una Hoja de Cálculo, que permite al usuario interactuar en un ambiente amigable y comprensible con conocimientos de Coordinación de Protecciones Eléctricas bajo las Normas IEEE. Para el desarrollo del proyecto se tratan los temas: cálculo de cortocircuitos, criterios de coordinación de equipos de protección, selección de equipos de protecciones eléctricas en medio voltaje. Con la Hoja de Cálculo se entregan los elementos necesarios para realizar los cálculos eléctricos involucrados en la protección y determinar los parámetros pertinentes, todo ello dentro del marco de la filosofía de las protecciones en sistemas eléctricos. Se estudió en particular, los tipos de protecciones más utilizados en Sistemas de Distribución como: fusibles, reconectores automáticos, seccionadores, relés de sobrecorriente e interruptores de subestaciones. Para la validación de la hoja de cálculo en corrientes de cortocircuito y coordinación de protecciones, se compara con los valores resultantes del software CYMDIST y CYMTCC respectivamente, en los casos se obtuvo errores menores al 5%, con lo que se demuestra que el diseño y la implementación de la hoja de cálculo se puede usar para otro tipo de configuraciones de alimentadores radiales y que el modelado de equipos de protección eléctrica en distribución se puede emplear para otros estudios de coordinación de protecciones.

Palabras clave: INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA, PROTECCIONES ELÉCTRICAS, CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO, SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICOS.

ABSTRACT

The problem for the Protection of Power Distribution Systems has acquired increasing importance with the rapid growth of electricity networks and the need for a power supply consumers with quality increasingly service-level distribution a special interest in the selection, implementation and coordination of protective equipment commonly used in these systems. For this reason, many companies offer programs that are used to perform this type of study, but at a high cost. Not all companies and institutions can afford these costs. The project was to develop a program on a spreadsheet that allows users to interact in a friendly and understandable knowledge environment Electrical Protection Coordination under the IEEE Standards. Short-circuit calculation, coordination criteria protective equipment, and equipment selection in medium voltage electrical protection: For the development of the project topics. Spreadsheet with the elements needed to deliver electrical calculations involved in the protection and determine the relevant parameters, all within the framework of the philosophy of protection in electrical systems. We studied in particular the types of protections more he used in distribution systems such as fuses, circuit reclosers, disconnectors, overcurrent relays and switches substations. For validation of the spreadsheet in short-circuit current and protection coordination, compared with the values resulting from the software and CYMTCC and CYMDIST respectively, where errors less than 5% was obtained, which demonstrated that the design and the implementation of the spreadsheet can be used for other configurations of radial feeders and modeling of power protection equipment in distribution can be used for other protection coordination studies.

Keywords: ELECTROMECHANICAL ENGINEERING, ELECTRICAL PROTECTION, SHORT CIRCUIT CALCULATION SYSTEMS ELECTRICAL DISTRIBUTION.

PRESENTACIÓN

El presente proyecto describe el diseño e implementación de una hoja de cálculo para efectuar la coordinación de protecciones eléctricas en medio voltaje.

El capítulo I, contiene una descripción general del proyecto, se indican los objetivos e hipótesis y los criterios generales de los sistemas de protección eléctrica.

En el capítulo II, se detalla el cálculo de corrientes de cortocircuitos mediante el método de impedancias de secuencia, las protecciones eléctricas en medio voltaje, el modelado de los equipos y los criterios para la coordinación de protecciones eléctricas.

En el capítulo III, se describe el diseño e implementación de la hoja de cálculo y la validación de esta a través casos de aplicados a sistemas de distribución y coordinación de protecciones eléctricas.

En el capítulo IV, se presenta las conclusiones y recomendaciones del proyecto.

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes

Es de conocimiento general que hoy en día que la energía eléctrica es necesaria para muchos aspectos de la vida diaria, ninguna persona está exenta del uso de la energía eléctrica, de una forma u otra, ya sea en su domicilio o en el trabajo, oficinas, quirófanos, entre otros. Esto lleva a la conclusión de que el servicio eléctrico debe garantizar la continuidad y disponibilidad.

El personal técnico encargado de ejecutar el proceso de coordinación de protecciones requiere mantener un registro amplio y completo de información de los parámetros de la red, realizar los cálculos de corrientes de cortocircuitos y determinar los ajustes de las protecciones. Este proceso iterativo puede provocar errores, por lo que, el contar con una herramienta computacional de apoyo es indispensable.

Las empresas encargadas de la distribución de energía eléctricas, necesita un Software como CYMDYST, NEPLAN, ETAP entre otros, los que a través del pago de una licencia para la instalación, que normalmente poseen un costo elevado que al adquirirlos dejan fuera del presupuesto a varios proyectos que podrían beneficiar a sus usuarios afectando el Buen Vivir que garantiza el Gobierno Nacional.

Para que el personal técnico adquiera capacidades para el manejo de programas comerciales deben invertir en cursos de capacitación especializados los mismos que poseen altos costos y de esta manera con el uso de este tipo de herramientas optimizar su trabajo y el tiempo de ejecución de los estudios y poder responder ante diferentes escenarios que requieren una respuesta óptima y en el menor tiempo posible.

Existen herramientas computacionales de oficina, las cuales permiten crear aplicaciones de carácter libre lo que conlleva al ahorro de la inversión de sistemas especializados (licencias). El trabajo propuesto consiste en

desarrollar una herramienta para la Coordinación de Protecciones en medio voltaje, basado en el uso de herramientas computacionales.

1.2. Justificación

La necesidad de contar con una herramienta computacional no licenciada para profesionales especializados en el área de Coordinación de Protecciones Eléctricas generará un ahorro económico considerable a empresas, profesionales, estudiantes que en general trabajan o estudian las Protecciones Eléctricas de medio voltaje, con lo que se garantiza el objetivo de Mejorar las capacidades y potencialidades de la ciudadanía en el Plan Nacional del Buen Vivir.

Además se podrá demostrar que con un poco de iniciativa y con ingenio se puede dar diferentes tipos soluciones, únicamente usando lo aprendido en base a la experiencia y lo estudiado.

Por último, profesionalmente se pondrá en manifiesto los conocimientos adquiridos durante la carrera y permitirá profundizar lo aprendido en lo referente a los Sistemas Eléctricos de Potencia.

1.3. Objetivos

1.3.1. General

- Diseño e Implementación de una Hoja de Cálculo para efectuar la Coordinación de Protecciones Eléctricas en medio voltaje

1.3.2. Específicos

- Establecer una metodología para el cálculo de cortocircuitos de distribución.
- Establecer las características de los diferentes dispositivos de protección en Distribución.
- Diseñar e Implementar el programa en la de Hoja de Cálculo.
- Utilizar los recursos gráficos de una Hoja de Cálculo para visualizar los resultados del proceso de coordinación.
- Validar el Programa, comparando los resultados obtenidos con el uso de herramientas computacionales existentes en el mercado.

1.4. Zonas de Protección.

En el caso que ocurre una falla, el sistema eléctrico de potencia debe desconectar únicamente la zona afectada, y para esto se debe definir zonas de protección, este principio está mostrado en la figura 1.1.

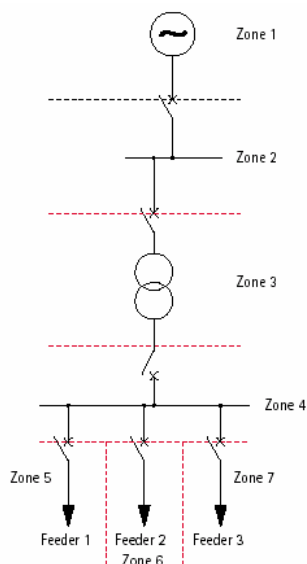


Figura 1.1 Zonas de Protección

Fuente: Amador Renzo Tamasco, "Protecciones Eléctricas," p. 48, Agosto 2007.

De una forma de asegurar las zonas de protección deben superponerse para que ningún área quede desamparado ante una falla, en la figura 1.-2 se puede ver que el interruptor está incluido en ambas zonas.

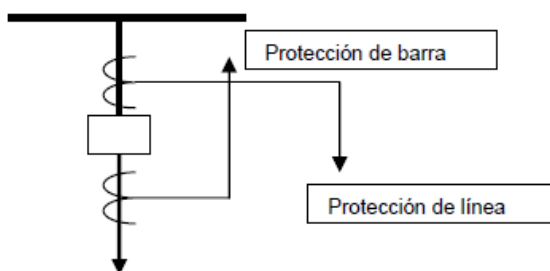


Figura 1.2 Interruptor en zonas superpuestas

Fuente: Amador Renzo Tamasco, "Protecciones Eléctricas," p. 48, Agosto 2007.

Por diferentes zonas prácticas, no es posible llegar a una protección ideal. En la mayoría de los casos, los transformadores de corriente solamente están disponibles a un lado del interruptor con en la figura 1.3.

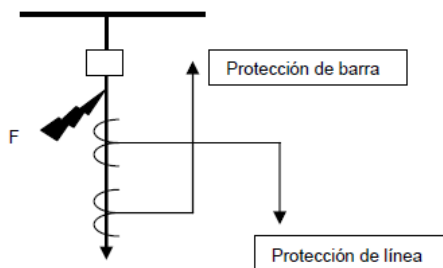


Figura 1.3 Zonas de protecciones reales de un interruptor

Fuente: Amador Renzo Tamasco, "Protecciones Eléctricas," p. 48, Agosto 2007.

En este caso hay una zona entre el interruptor y los transformadores de corriente que no están completamente protegida en caso de una falla en dicha zona. Una falla F hace operar protección de la barra y abre el interruptor pero la falla puede seguir siendo alimentada a través de la línea.

El punto de conexión de la protección con el sistema de potencia usualmente define esta zona y corresponde con la ubicación de los transformadores de corriente. La figura 1.4 ilustra un caso típico de zonas superpuestas. [1]

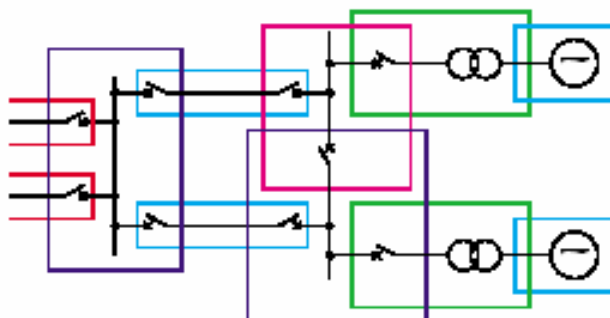


Figura 1.4 Zonas de protección en un SEP

Fuente: Amador Renzo Tamasco, "Protecciones Eléctricas," p. 48, Agosto 2007

1.5. Criterios generales de los sistemas de protección

1.5.1. Introducción

Las averías en los Sistemas Eléctricos de Potencia son inevitables. Estas averías pueden no solo ocurrir por el desgaste natural del aislamiento de los elementos del sistema eléctrico que está funcionando (generadores, transformadores, aisladores, cables soterrados, etc.), sino incluso por la manipulación o instalación inadecuada realizada por los operadores.

Un cortocircuito puede no solo destruir el elemento del sistema eléctrico donde haya ocurrido, sino producir la pérdida de estabilidad de las máquinas generadoras e incluso la destrucción de otros elementos del sistema que no están averiados, de ahí que se necesita de un sistema que trabaje con el sistema eléctrico de potencia y que desconecte rápidamente el elemento que está averiado.

Este sistema que actuaría con el sistema de potencia es conocido como “protecciones eléctricas” y debe, de forma ideal, accionar solo cuando ocurre una avería y no debe influir en la operación normal del Sistema Eléctrico de Potencia. Un Sistema Eléctrico de Potencia de CALIDAD es, dentro de otras cosas, un sistema que reaccione establemente frente a la averías, es decir, un sistema adecuadamente protegido.

El primer Sistema Eléctrico de Potencia fue construido por la compañía Norte Americana General Electric en 1878 y desde esa época se reportan los primeros dispositivos de protección (fusibles). De ahí que la ciencia de las protecciones eléctricas es tan antigua como el Sistema Eléctrico de Potencia mismo y tiene solo un poco más de un siglo de existencia. Las protecciones eléctricas es una ciencia joven.

Para poder comprender la temática “DE LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS” es importante conocer cuál es el objeto de esta ciencia, dominarlo a la perfección y comprender que el conocimiento de dicha temática es imprescindible para un ingeniero eléctrico y para el propio sistema de potencia.

El objetivo fundamental de la ciencia de las protecciones eléctricas será “proteger eficazmente al personal operativo y los elementos fundamentales del Sistema Eléctrico de Potencia contra los defectos y averías que en ellos puedan presentarse”.

El problema fundamental que se presentan a la hora de proteger eficazmente un Sistema Eléctrico de Potencia es lograr la diferenciación adecuadamente entre un régimen de avería intolerable y un régimen transitorio permisible por muy severo que este sea. Durante el régimen de avería, la protección debe actuar y desconectar la energía del elemento

averiado, pero nunca debe desconectar la energía durante un régimen transitorio permisible para el sistema. Lo que sucede es que muchos regímenes normales o permisibles poseen magnitudes de corrientes y tensiones que se confunden o se parecen a los regímenes de averías menos severos que ocurren en el sistema de potencia. [2]

1.5.2. Características funcionales de un sistema de protección.

Tanto un sistema de protección en su conjunto como cada una de las protecciones que lo componen, deben satisfacer las siguientes características funcionales:

Sensibilidad: La protección debe distinguir inequívocamente las situaciones de falla de aquellas que no lo son. Para dotar a un sistema de protección de esta característica es necesario:

- Establecer para cada tipo de protección las magnitudes mínimas necesarias que permiten distinguir las situaciones de falla de las situaciones normales de operación.
- Establecer para cada una de las magnitudes necesarias las condiciones límite que separan las situaciones de falla de las situaciones normales de operación.

Las "condiciones límite" son un concepto más amplio que el de "valores límite" ya que, en muchas ocasiones, el solo conocimiento del valor de una magnitud no basta para determinar si ha sido alcanzado como consecuencia de una situación anómala de funcionamiento o es el resultado de una incidencia normal dentro de la explotación del sistema.

Tal es el caso, por ejemplo, de la energización de un transformador de potencia. La conexión del primario del transformador a la red origina una fuerte intensidad de vacío, denominada en inglés "Inrush current", que si es analizada única y exclusivamente desde el punto de vista de su elevado valor puede llevar a interpretaciones erróneas. Un análisis más amplio, que incluya el estudio de la forma de onda a través de sus componentes armónicos, permite establecer si el súbito incremento de la corriente es debido a la energización del transformador u originado por una situación de falla.

Selectividad: Las protecciones tienen una propiedad o misión fundamental, que como se dijo, es la desconexión del elemento averiado, pero solo de este elemento sin necesidad de desconectar a otro elemento adyacente (selectividad absoluta). En ocasiones, pero solo como respaldo, se necesita que las protecciones desconecten o garanticen la alimentación de ciertas zonas de sistemas adyacentes a ellas, en el caso de que sus protecciones no actúen (selectividad relativa).

Rapidez: La velocidad de respuesta debe ser variable, un cortocircuito debe ser desconectado rápidamente, mientras que una sobrecarga debe ser desconectada según su magnitud. Una sobrecarga de elevada magnitud debe ser desconectada más rápidamente que una de menor magnitud.

Aunque una protección sea muy sensible, y por tanto, desconecte sin dudas al elemento averiado, debe hacerlo con la rapidez adecuada. Si actúa muy lentamente, las grandes magnitudes de corriente pueden destruir al equipo e incluso sacar de sincronismo al sistema de potencia, pero si actúan muy rápidamente, pueden ser por causa de una avería o fenómeno temporal que no meritaba una desconexión. Es importante estudiar cada tipo de régimen los de averías, los anormales, y los permisibles para poder detectarlos y tomarlas decisiones correctas en cada caso. [3]

1.6. Las tres reglas de las protecciones de las redes de Distribución

En las redes de distribución existen 3 reglas básicas:

1. Se debe dar la oportunidad a que la falla sea temporal, dado que la mayoría de las averías entre un 70 y 80% de las mismas son temporales, no permanentes.
2. Solo se debe desconectar o actuar y bloquearse las protecciones cuando la falla sea permanente.
3. Si es necesario desconectar de forma permanente entonces que sea la zona más pequeña del circuito.

La mayoría de la averías en los sistemas eléctricos aéreos de distribución son temporales. Es decir, ocurren y luego que se desconecta el circuito, desaparecen. Muchas son las causas, una rama de un árbol que se conecta a un circuito y se quema, un animal que hizo contacto y se quema y cae,

las descargas atmosféricas hacen rupturas superficiales de los aislamientos y luego que se desconecta la energía, se desaparece la falla.

Este tipo de averías que son la gran mayoría no deben provocar desconexiones permanentes de la energía eléctrica en el circuito, de ahí la primera ley. Se debe permitir que la avería sea temporal y por tanto no provocar desconexiones permanentes.

Cuando la avería es permanente es cuando único la protección debe actuar y quedarse abierto el circuito. Una vez que esto suceda, solo la brigada de operadores y técnicos debe ir a normalizar el circuito, la protección no debe hacerlo por su cuenta.

Si ya es necesario desconectar de forma permanente una zona del circuito que está averiada, esta zona debe ser solo la zona averiada, es decir, debe ser la menor porción del circuito posible, para que se vean afectados el menor número de consumidores.

Estas reglas o leyes provocan que en las redes de distribución se empleen numerosos dispositivos de protección. Algunos para hacer conexiones permanentes y otros para hacer conexiones temporales del circuito [4]

1.7. Información para estudios de Protecciones en Medio Voltaje.

En los Sistemas eléctricos de Potencia, es fundamental el conocimiento de todos los equipos que son parte del mismo, como son el generador, Transformador, Líneas de Transporte de energía, la carga conectada al SEP, entre otros, así como elementos de un equipo de protección como son: Batería de alimentación , elemento que garantiza la continuidad del suministro de la energía necesaria para el funcionamiento del equipo de protección, transformadores de medida para protección, relé de protección, Interruptor automático, entre otros.

En el caso particular de los sistemas de medio voltaje, deben partir desde la subestación que está integrada por transformadores de potencia, de allí parten n alimentadores primarios que suministran de energía eléctrica.

Los equipos de protección usados en medio voltaje, partiendo desde la Subestación son los relés de sobrecorriente, así como los equipos de corte como son los fusibles y los reconectores.

Además se lo debe complementar con un estudio de flujo de potencia para conocer condiciones pre falla y un estudio de cortocircuitos para conocer las corrientes máximas que circulan por todo el circuito para que lo equipos de protección puedan aislar está corriente para cuidar y proteger los equipos conectados al alimentador.

CAPÍTULO II

2. CÁLCULO DE FALLOS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

2.1. Introducción.

De la teoría de componentes simétricas se ha deducido tres tipos de impedancias en un sistema de distribución en medio voltaje, siendo estas las impedancias de secuencia positiva $Z (+)$, negativa $Z (-)$ y cero $Z (0)$. La $Z (+)$ es requerida para una falla trifásica, $Z (+)$ y $Z (-)$ para un falla línea – línea y $Z (+)$, $Z (-)$ y $Z (0)$ para una falla línea – tierra.

Impedancia de secuencia positiva: La impedancia de secuencia positiva es la impedancia en un circuito que incluye sólo corrientes de secuencia positiva, de un componente es el cociente de la Voltaje de fase y la corriente de línea cuando el valor es suministrado a partir de un sistema de secuencia positiva simétrico.

Impedancia de secuencia negativa: Son similares a las de secuencia positiva; se tiene el mismo número de ramales en el sistema que el caso de secuencia positiva.

Impedancia de secuencia cero: No hay voltajes internos, las impedancias son muy diferentes con las impedancias de secuencia positiva y negativa, tratándose en sistemas de distribución hay que tomar en cuenta el tipo de conductor y la disposición de los conductores.

2.2. Tipos de Cortocircuito

Independientemente de las causas que los generen, los tipos de Cortocircuito también se pueden clasificar según el número de líneas (fases) que se ven involucradas y se pueden dividir en cuatro categorías, estos pueden ser trifásicos, entre dos fases aisladas, entre dos fases a tierra y una sola fase a tierra ver figura 2.1.

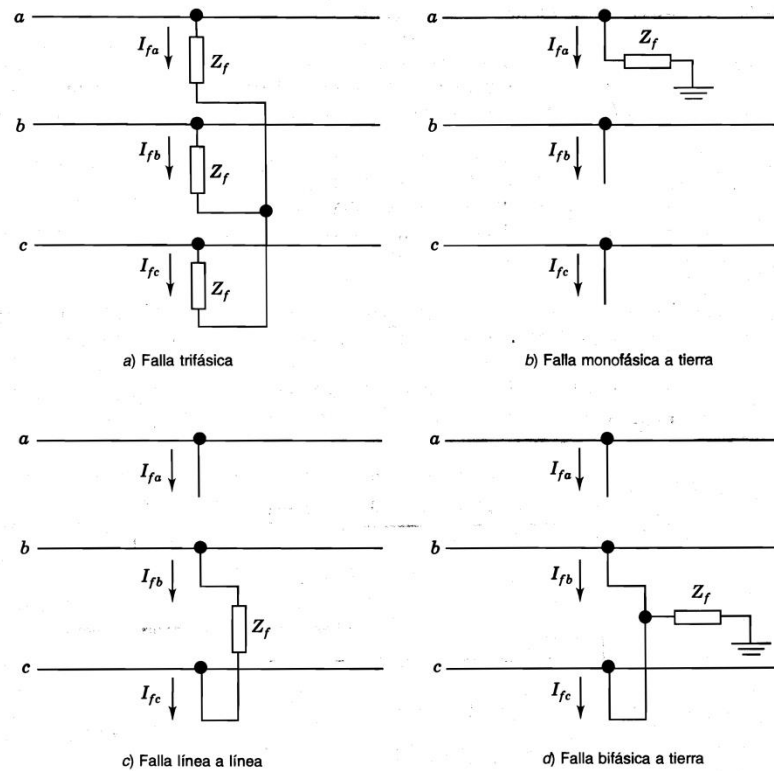


Figura 2.1 Diagramas de conexión de los segmentos hipotéticos para diferentes fallas a través de una impedancia

Fuente: William D. Stevenson, *Análisis de Sistemas de Potencia*. United States: McGRAW-HILL, 2001.

2.3. Método de cálculo de las corrientes de cortocircuito según ANSI

2.3.1. Falla trifásica (LLL)

En el cálculo del dominio de secuencia, la falla trifásica (LLL) y la falla trifásica a tierra (LLLT) son lo mismo, La corriente al final de una línea o cable o en un nodo o barra se calcula como la ecuación 2.1:

$$I_{LLL} = K_{\text{máx}} \cdot \frac{V}{Z_1 + Z_F} \quad \text{Ec. 2.1}$$

Dónde:

K_{max} = factor de seguridad.

V = Voltaje nominal de pre falla línea a neutro

Z_1 = impedancia de secuencia positiva acumulativa entre la ubicación de la falla y la subestación, incluyendo la impedancia de la subestación.

Z_f = impedancia de la falla misma.

2.3.2. Falla bifásica a tierra (LLT)

El cálculo de la falla LLT se efectúa calculando las corrientes de falla en las fases B según la ecuación 2.2:

$$I_{LLT} = K_{\text{máx}} \cdot V \cdot Y_2 \quad \text{Ec. 2.2}$$

$$Y_2 = \frac{a^2 \cdot (Z_0 + Z_1) - a \cdot Z_0 - Z_1}{Z_1 \cdot (Z_1 + Z_0) + Z_1 \cdot Z_0} \quad \text{Ec. 2.3}$$

$$a = e^{j2\pi/3} \text{ en la fase B} \quad \text{Ec. 2.4}$$

Dónde:

K_{max} = factor de seguridad.

V = Voltaje de pre-falla línea a neutro.

Z_1 = impedancia de secuencia positiva acumulativa entre la ubicación de la falla y la subestación, incluyendo la impedancia de la subestación.

Z_0 = impedancia acumulada de secuencia homopolar entre la ubicación de la falla y la subestación, incluyendo la impedancia de la subestación.

2.3.3. Falla bifásica (LL)

La corriente de cortocircuito LL se calcula según la ecuación 2.5:

$$I_{LL} = K_{\text{máx}} \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot V}{2Z_1 + Z_F} \quad \text{Ec. 2.5}$$

Dónde:

K_{max} = factor de seguridad.

V = Voltaje nominal de pre-falla línea a neutro.

Z_1 = impedancia de secuencia directa acumulativa entre la ubicación de la falla y la subestación, incluyendo la impedancia de la subestación.

Z_F = impedancia de la falla misma.

2.3.4. Falla monofásica a tierra (LT)

La corriente de cortocircuito LT se calcula según la ecuación 2.6:

$$I_{LT_{\max}} = K_{\max} \cdot \frac{V}{2Z_1 + Z_0} \quad \text{Ec. 2.6}$$

$$I_{LT_{\min}} = 3K_{\min} \cdot \frac{V}{2Z_1 + Z_0 + 3Z_F} \quad \text{Ec. 2.7}$$

Dónde:

K_{\max} y K_{\min} = factor de seguridad.

V = Voltaje nominal de pre-falla línea a neutro.

Z_1 = impedancia de secuencia positiva acumulada entre la ubicación de la falla y la subestación, incluyendo la impedancia de la subestación.

Z_F = impedancia de la falla en sí.

Z_0 = impedancia de secuencia homopolar acumulada entre la ubicación de la falla y la subestación, incluyendo la impedancia de la subestación. [5]

2.4. Impedancias de secuencia

Para el modelado aproximado de un segmento de línea, se considera que el segmento de línea se transpone. Con este supuesto, las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero del segmento de línea deben ser determinados. Una configuración de línea trifásica típica se muestra en la figura 2.2.

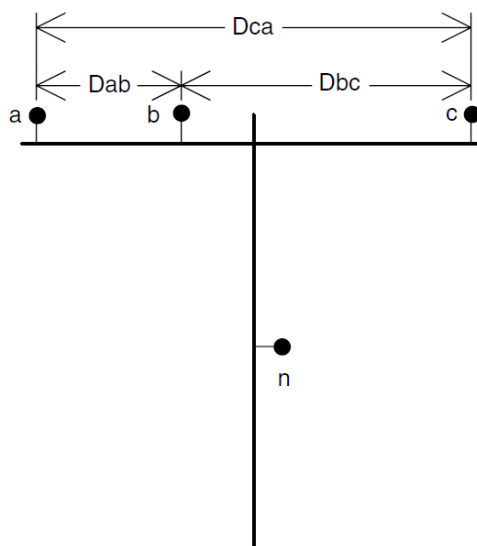


Figura 2.2 Configuración de la línea trifásica

El método comúnmente utilizado para determinar directamente las impedancias de secuencia es emplear el concepto de la distancia media geométrica de (GMD). La GMD entre fases se define como la ecuación 2.8:

$$D_{ij} = \text{GMD}_{ij} = \sqrt[3]{D_{ab} \times D_{bc} \times D_{ca}} \quad \text{Ec. 2.8}$$

El GMD entre fases y neutro se define en la ecuación 2.9:

$$D_{in} = \text{GMD}_{in} = \sqrt[3]{D_{an} \times D_{bn} \times D_{cn}} \quad \text{Ec. 2.9}$$

Las GMDs definidas anteriormente se utilizan en las ecuaciones 2.8 y 2.9 para determinar las impedancias mutuas de la línea, lo que resulta en:

$$\hat{Z}_{ii} = r_i + 0,0953 + j0,12134 \times \left[\ln \left(\frac{1}{\text{GMR}_i} \right) + 7,93402 \right] \Omega/\text{milla} \quad \text{Ec. 2.10}$$

$$\hat{Z}_{nn} = r_n + 0,0953 + j0,12134 \times \left[\ln \left(\frac{1}{\text{GMR}_n} \right) + 7,93402 \right] \Omega/\text{milla} \quad \text{Ec. 2.11}$$

$$\hat{Z}_{ij} = 0,0953 + j0,12134 \times \left[\ln \left(\frac{1}{D_{ij}} \right) + 7,93402 \right] \Omega/\text{milla} \quad \text{Ec. 2.12}$$

$$\hat{Z}_{in} = 0,0953 + j0,12134 \times \left[\ln \left(\frac{1}{D_{in}} \right) + 7,93402 \right] \Omega/\text{milla} \quad \text{Ec. 2.13}$$

Dónde:

\hat{Z}_{ii} = Auto impedancia del conductor i en Ω / milla

\hat{Z}_{ij} = Impedancia mutua entre conductores i y j en Ω / milla

r_i = resistencia del conductor i en Ω / milla

r_n = resistencia del conductor n en Ω / milla

GMR_i = Radio Media Geométrica del conductor i en pies

GMR_n = Radio Media Geométrica del conductor n en pies

D_{ij} = distancia entre conductores i y j en pies

D_{in} = distancia entre conductores i y n en pies

Las ecuaciones 2.10 a 2.13 definirán una matriz de orden n-cond \times n-cond, donde n-cond es el número de conductores (fases y neutro) en el

segmento de línea. La aplicación de la reducción de Kron¹ y la transformación de impedancia de secuencia conduce a las siguientes expresiones para la impedancia de secuencia cero (ecuación 2.14), impedancia de secuencia positiva y negativa (ecuación 2.16):

$$Z_{00} = \hat{Z}_{ii} + 2 \times \hat{Z}_{ij} - 3 \times \left(\frac{\hat{Z}_{in}^2}{\hat{Z}_{nn}} \right) \Omega/\text{milla} \quad \text{Ec. 2.14}$$

$$Z_{11} = Z_{22} = \hat{Z}_{ii} - \hat{Z}_{ij} \quad \text{Ec. 2.15}$$

$$Z_{11} = Z_{22} = Z_{00} = r_i + j0,12134 \times \left[\ln \left(\frac{D_{ij}}{\text{GMR}_i} \right) \right] \Omega/\text{milla} \quad \text{Ec. 2.16}$$

Dónde:

Z_{00} = Impedancia de secuencia cero o homopolar

Z_{11} = Impedancia de secuencia positiva

Z_{22} = Impedancia de secuencia negativa

La ecuación 2.16 se reconoce como la ecuación estándar para el cálculo de la línea de impedancias cuando se supone que se trata de un sistema trifásico equilibrado y la transpuesta. [6]

2.5. Protecciones eléctricas en medio voltaje

2.5.1. Introducción.

Normalmente las fallas en los sistemas de potencia eléctricos causan niveles muy elevados de corrientes. Estas corrientes pueden usarse para determinar la presencia de las mismas y operar dispositivos de protección, que pueden variar en el diseño dependiendo de la complejidad y la exactitud requerida. Entre los tipos más comunes es el interruptor de circuito, fusibles, reconectores, y relés de sobrecorriente.

2.5.2. Relé de Sobrecorriente.

Los relés de sobrecorriente es la forma más común de protección usada contra las corrientes excesivas en los sistemas de potencia y como

¹ Una explicación amplia del desarrollo de las ecuaciones modificadas de Carson puede ser consultada en: CARSON, John, Wave propagation in overhead wires with ground return, Bell System Technical Journal. Vol. 5. p. 65-80.

protección principal a la partida de los alimentadores en redes de distribución. Ellos no deben aplicarse solamente como un medio de protección de los sistemas contra las sobrecargas, lo cual está asociado con la capacidad térmica de máquinas o líneas, sino también como protección contra sobrecorrientes, principalmente que operen bajo las condiciones de falla. Sin embargo, el ajuste de un relé debe hacerse teniendo en cuenta el compromiso a cubrir la carga excesiva y condiciones de cortocircuito.

Tipos de relés de sobrecorriente

Basado en las características de operación de los relés, los relés de sobrecorriente pueden ser clasificados en tres grupos: corriente definida, tiempo definido y tiempo inverso. Las curvas características de estos tres tipos se muestran en la figura. 2.3.

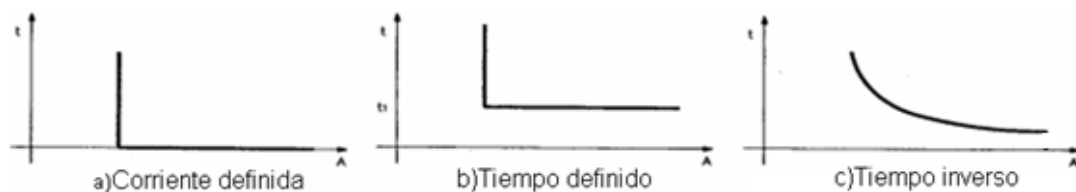


Figura 2.3 Características de operación tiempo-corriente de relés de sobrecorriente

Fuente: Corporación "CENACE", Protección de sistemas eléctricos de potencia y automatismos , 2001.

Relé de corriente definida

Este tipo de relé opera instantáneamente cuando la corriente alcanza un valor predeterminado. El ajuste es escogido de manera que, en la subestación más alejada de la fuente, el relé operará para una corriente de bajo valor y las corrientes de operación de los relés son incrementadas progresivamente en cada subestación, en dirección hacia la fuente. Así, el relé con el ajuste más bajo operará primero y desconecta la carga en el punto más cercano a la falla. Este tipo de protección tiene el inconveniente de tener una baja selectividad para valores elevados de corrientes de cortocircuito. Otra desventaja es la dificultad de distinguir entre corriente de falla en un punto u otro cuando la impedancia entre estos puntos es pequeña

en comparación con la impedancia de la fuente, llevando a la posibilidad de una pobre discriminación. [7]

Relé de tiempo definido

Este tipo de relés permite ajustes variables para hacer frente a diferentes niveles de corriente utilizando diferentes tiempos de operación. Los ajustes pueden hacerse de tal manera que el interruptor más cercano a la falla sea disparado en el tiempo más corto y luego los interruptores restantes son disparados sucesivamente, usando tiempos diferidos, moviéndose atrás hacia la fuente. La diferencia entre los tiempos de disparo para la misma corriente es llamada el tiempo de discriminación. La coordinación entre estos relevadores se puede realizar con retardos de tiempo fijos de tal forma que el tiempo del más lejano sea el menor. El tiempo de operación es así independiente de los niveles de falla. La coordinación se denomina escalonamiento de tiempo.

Como el tiempo de operación para los relevadores de corriente definida puede ajustarse en pasos fijos, la protección es más selectiva. La gran desventaja con este método de discriminación es que las fallas cercanas a la fuente, que resultan en corrientes más grandes, puede ser despejada en un tiempo relativamente grande. Los ajustes de este tipo de relevador son hechos con un TAP² de corriente para seleccionar el valor al cual el relevador arrancará, más un dial para definir el tiempo exacto de la operación del relevador. Debe notarse que el ajuste del tiempo diferido es independiente del valor de la sobrecorriente requerida para que el relevador opere. Estos relevadores son muy usados cuando la impedancia de la fuente es grande comparada con la de los elementos del sistema de potencia que están siendo protegidos, cuando los niveles de fallan en el punto del relevador son similares a las del extremo del elemento protegido. (Véase figura 2.3 b)

² El TAP es un valor que define la corriente "pick up" o de "arranque" del relé, y las corrientes se expresan como múltiplos de esta.

Relé de tiempo inverso

La propiedad fundamental de los relevadores de tiempo inverso es que operan en un tiempo que es inversamente proporcional a la corriente de falla como se ilustra en la figura 2.3 c). Su ventaja sobre los relevadores de tiempo definido es que para corrientes muy altas, se pueden obtener tiempos de disparo mucho más cortos sin riesgo para la selectividad de la protección. Los relés de tiempo inverso están clasificados de acuerdo con su curva característica que indica la velocidad de operación (moderadamente inverso, inverso, muy inverso y extremadamente inverso). [8]

Las características de tiempo-corriente de un relé de sobrecorriente están representados por una familia de curvas como se muestra en la figura 2.4, y un ejemplo relé de tiempo-sobrecorriente, se muestra en la figura 2.5.

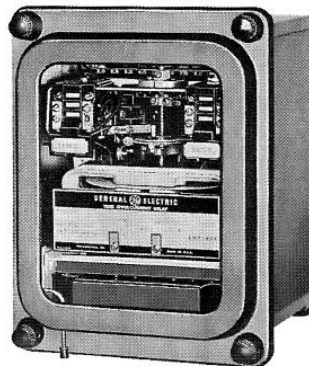


Figura 2.4 Típico relé de tiempo-sobrecorriente

Fuente: COOPER Power Systems, *Electrical Distribution System Protection*. United States, 2005.

La posición de la curva está determinada por la selección de TAP y el ajuste de DIAL³, El ajuste de la derivación determina el valor mínimo de la entrada de la secundaria actual alcanzado por los aumentos progresivos que causarían pick-up del relé, El tiempo de disparo se determina por el valor de DIAL. Por lo tanto, el ajuste de la derivación establece la posición horizontal de la curva y la configuración de DIAL establece la posición vertical de la curva.

³ El ajuste del DIAL representa el retardo de tiempo antes de que el relé opere, siempre que la corriente de falla alcance un valor igual, o mayor que, la corriente pick up

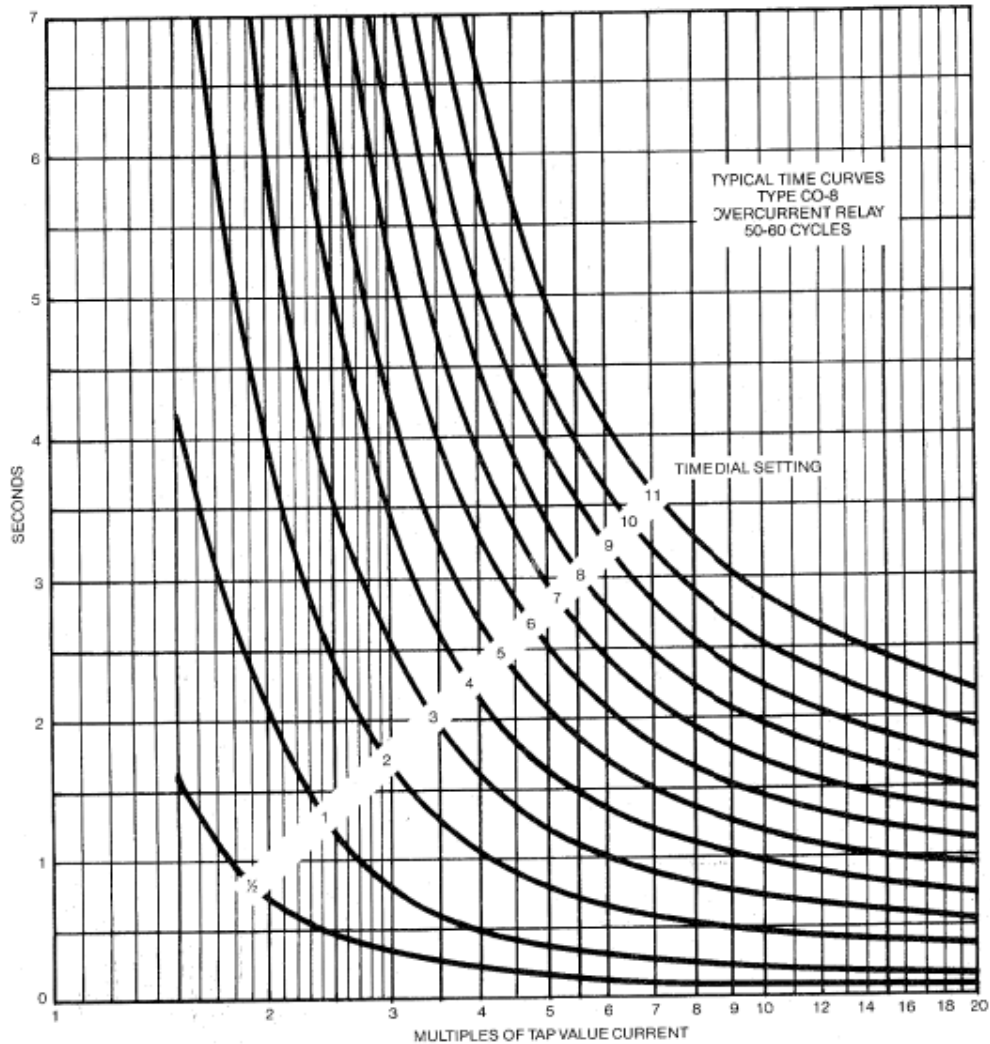


Figura 2.5 Características de tiempo-corriente de un relé de sobrecorriente típica.

Fuente: COOPER Power Systems, *Electrical Distribution System Protection*. United States, 2005.

Hay muchas formas diferentes de las características de tiempo-corriente disponibles y el tipo elegido depende de la aplicación. La figura 2.6 muestra la relación entre las distintas familias de curvas cuando se establece en el mismo TAP. En general, los relés muy inverso y extremadamente inverso se utilizan para la protección del sistema de distribución, ya que la magnitud de corriente de defecto es generalmente una función de localización de la falla. Estos relés proporcionan una excelente coordinación con los fusibles y la buena coordinación del reconector.

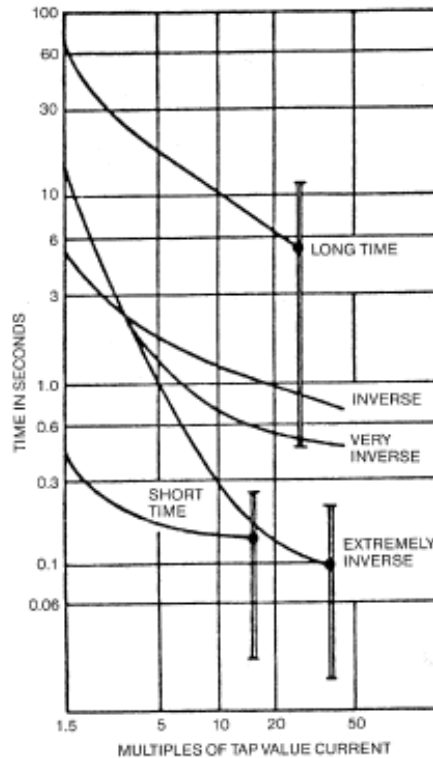


Figura 2.6 Relación de las distintas familias de curvas de relés de sobrecorriente.

Fuente: COOPER Power Systems, *Electrical Distribution System Protection*. United States, 2005.

Disparo instantáneo

Además de una característica de tiempo-corriente, los relés de sobrecorriente también tienen una unidad con disparo instantáneo. Diferentes rangos de ajuste continuo están disponibles mediante la inserción de diferentes elementos instantáneos. Se definen los ajustes del TAP y el tiempo mínimo es una función de la corriente de entrada secundaria y la configuración elegida, el tiempo de mínimo de operación del instantáneo es definido como muestra la ecuación 2.17:

$$IT_{\text{Tiempo Mínimo}} = TC_{\text{RAtio}} \cdot TAP_{\text{inst}} \quad \text{Ec. 2.17}$$

Dónde:

$IT_{\text{Tiempo Mínimo}}$ = Tiempo mínimo de operación del instantáneo

TC_{RAtio} = Relación de transformación de los transformadores de corriente

TAP_{inst} = TAP seleccionado del instantáneo

La figura 2.7 muestra una típica característica de disparo instantáneo representada como un múltiplo de la corriente que circula por este.

Como se ha dicho, las entradas a los dos disparos instantáneos y de tiempo son proporcionados por corriente TC secundaria. La relación del TC debe ser regulada de manera que la corriente permanente (incluidas las condiciones de emergencia) no exceda la capacidad nominal del TC. A menudo una proporción de 1,25 a 1,50 veces la corriente de carga máxima se selecciona para permitir condiciones de carga de crecimiento de emergencia.

Con el fin de coordinar el relevo con otros dispositivos, es común representar la curva del relé en papel en escala logarítmica para las coordenadas de tiempo frente a la de corriente primaria. [4]

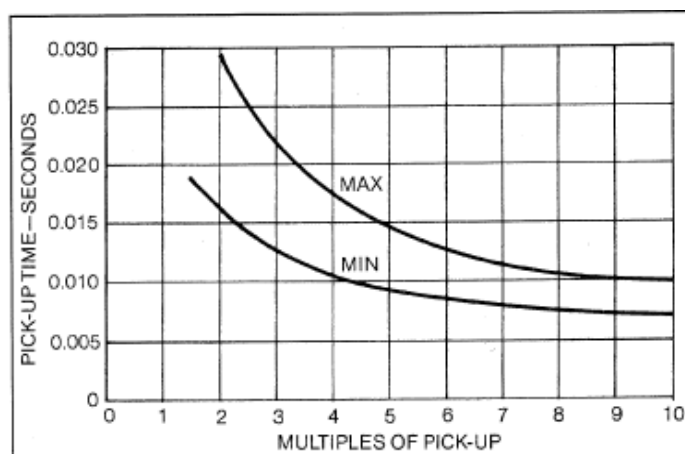


Figura 2.7 Típica característica de disparo instantáneo.

Fuente: COOPER Power Systems, *Electrical Distribution System Protection*. United States, 2005.

2.5.3. Fusibles.

El fusible es el dispositivo de sobrecorriente más común y económico en la protección de sistemas de distribución. Es también uno de los más confiables pues prestan servicio sin requerir mantenimiento por mucho tiempo.

Función.

Interrumpir y disponer de un ambiente dieléctrico para prevenir el restablecimiento del arco cuando la corriente pasa por cero. El proceso de fusión del fusible es:

- a) Detección: Calentamiento y fusión.
- b) Iniciación del arco: Separación.
- c) Manipulación del arco: Alargamiento, refrigeración de ionización, presurización.
- d) Interrupción de corriente: Corriente cero.

Para que el fusible funcione apropiadamente, este debe:

- a) Detectar las condiciones difíciles de proteger.
- b) Interrumpir la falla rápidamente.
- c) Coordinarse con otros dispositivos de protección para minimizar el número de usuarios afectados por la acción del fusible.

2.5.2.1. Fusibles de potencia.

Usados en subestaciones y equipos de interrupción encapsulados, tienen rangos de corriente más altos y las características nominales de interrupción y de corriente están dadas a voltajes más altos.

Existen los siguientes tipos básicos:

- De expulsión: Ácido bórico, tubo de fibra.
- Limitadores de corriente: Arena.
- Sumergibles en líquido: Tetra cloruro de carbón.
- Fusible electrónico.

2.5.2.2. Fusibles de distribución.

En fusibles de distribución, la selección depende de la filosofía de protección que se aplique al sistema, en general, los fusibles K (rápidos) desconectan al sistema ante fallas en menos tiempo y coordinan mejor con los relés.

Los fusibles T (lentos) soportan corrientes transitorias mayores (corrientes de arranque de motores, etc.) y coordinan mejor con otros fusibles de la misma clase o diferentes y con los reconectores.

Para escoger el tamaño mínimo del fusible se debe considerar no sólo la máxima carga normal del lugar de la instalación sino la corriente de arranque y carga fría y puede llevar una carga continua del 15 % sobre su valor nominal.

Las temperaturas ambiente extremas y precargas grandes afectan las curvas tiempo-corriente de los fusibles; por tanto, deben considerarse cuando la instalación del fusible trabaje bajo estas condiciones.

Existen los siguientes tipos:

De expulsión: Usado principalmente donde la expulsión de los gases no causa problemas como en los circuitos aéreos y equipos no cubiertos.

Existen las siguientes clases:

- En tubo de fibra (encerrado y de intemperie).
- Sin porta fusible (listón a la intemperie).

Limitadores de corriente: Usados en interiores, para proteger transformadores Pad-Mounted, equipos encerrados donde se requiere limitación de energía.

Ambos tipos son empleados en sistemas de distribución, se diferencian principalmente en su capacidad de interrupción y voltaje de aplicación.

Los fusibles inmersos en aceite tienen aplicación principalmente en instalaciones subterráneas, siendo necesario en ciertas ocasiones instalarlos en equipos sumergibles.

De la selección adecuada de un fusible, cualquiera que sea su tipo dependerá del éxito que se tenga en su aplicación. De manera general, para una correcta selección, es necesario conocer:

- Tensión del sistema.
- Nivel de aislamiento.
- Máxima corriente de cortocircuito en el lugar de instalación.

- Máxima corriente de carga (incluyendo tasa de crecimiento).
- Tipo de sistema aéreo o subterráneo, en delta o en estrella multi-aterizado.

Estos factores permitirán establecer la tensión, corriente de operación y capacidad interruptora que deberá tener el fusible seleccionado. [8]

2.5.4. Reconectores.

Introducción

En los sistemas de distribución aérea, entre el 80 y el 95 % de las fallas son de tipo temporal; es decir, duran desde unos pocos ciclos hasta algunos segundos. Las causas típicas de fallas temporales son:

Contacto de líneas empujadas por el viento, ramas de árboles que tocan líneas energizadas, descargas de rayos sobre aisladores, pájaros y en general pequeños animales que cortocircuitan una línea con una superficie conectada a tierra, etc. Aunque estas fallas son transitorias hacen operar fusibles e interruptores automáticos. Esto trae consigo demoras en la reposición del servicio, las que pueden ser prolongadas, (especialmente en el caso de zonas rurales) ya que es necesario llegar al lugar donde se produjo el problema y reponer el fusible o cerrar el interruptor. Todo lo anterior justifica disponer de un dispositivo de protección que desconecte rápidamente antes de que actúen los elementos mencionados y que a su vez, en forma automática reconecte el sistema; este dispositivo es el reconector automático.

El reconector es un interruptor con reconexión automática, instalado preferentemente en líneas de distribución. Es un dispositivo de protección capaz de detectar una sobrecorriente, interrumpirla y reconectar automáticamente para reenergizar la línea. Está dotado de un control que le permite realizar varias reconexiones sucesivas, pudiendo además, variar el intervalo y la secuencia de estas reconexiones. De esta manera, si la falla es de carácter permanente el reconector abre en forma definitiva después de cierto número programado de operaciones (generalmente tres o cuatro), de modo que aísla la sección fallada de la parte principal del sistema.

La tarea principal de un reconectador entonces es discriminar entre una falla temporal y una de carácter permanente, dándole a la primera tiempo para que se aclare sola a través de sucesivas reconexiones; o bien, sea despejada por el elemento de protección correspondiente instalado aguas abajo de la posición del reconectador, si esta falla es de carácter permanente.

Para comprender mejor el funcionamiento de un reconectador es necesario considerar lo siguiente:

- **Secuencia de Operación:** Los reconectadores pueden ser programados para un máximo de cuatro aperturas y tres reconexiones. Los tiempos de apertura pueden determinarse desde curvas características tiempo-corriente, como las que se muestran en la figura 2.8. Cada punto de la curva características representa el tiempo de aclaramiento del reconectador para un determinado valor de corriente de falla. Es importante destacar que este dispositivo consta de dos tipos de curvas, una de operación rápida y una segunda de operación retardada. [4]

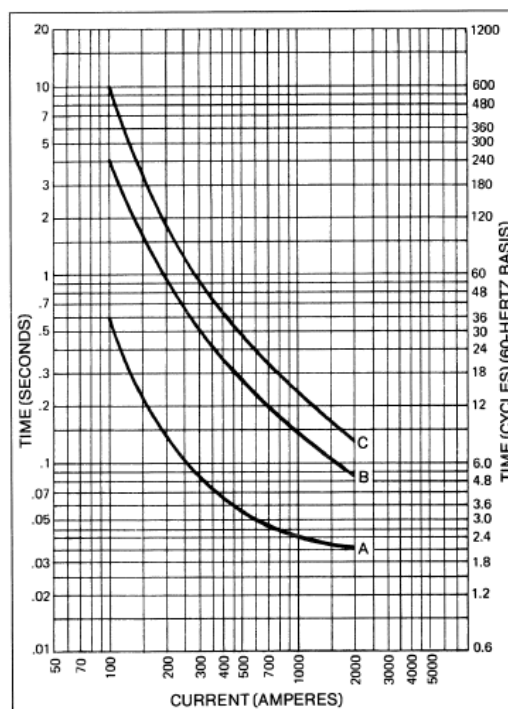


Figura 2.8 Típica curva tiempo-corriente ABC para 50 amperios de un reconectador hidráulico monofásico.

- **Número total de operaciones o aperturas:** Los reconectores permiten programar desde una apertura hasta un máximo de cuatro, lo que depende del estudio de coordinación con otros elementos de protección y que resulte más favorable para cada caso en particular.
- **Tiempo de reconexión:** Son los intervalos de tiempo en que los contactos del reconnector permanecen abiertos entre una apertura y una orden de cierre o de reconexión.
- **Tiempo de reposición:** Es el tiempo después del cual el reconnector repone su programación, cuando su secuencia de operación se ha cumplido parcialmente, debido a que la falla era de carácter temporal fue despejada por otro elemento de protección.
- **Corriente mínima de operación:** Es el valor mínimo de corriente para el cual el reconnector comienza a ejecutar su secuencia de operación programada.

La secuencia de operación típica de un reconnector para abrir en caso de una falla permanente se muestra en la figura 2.9, donde se ha supuesto que la programación C 22, es decir, dos aperturas rápidas y dos aperturas lentas, con tiempos obtenidos respectivamente, de la curva A y de la curva C de la figura 2.8, para la magnitud de corriente de falla correspondiente.

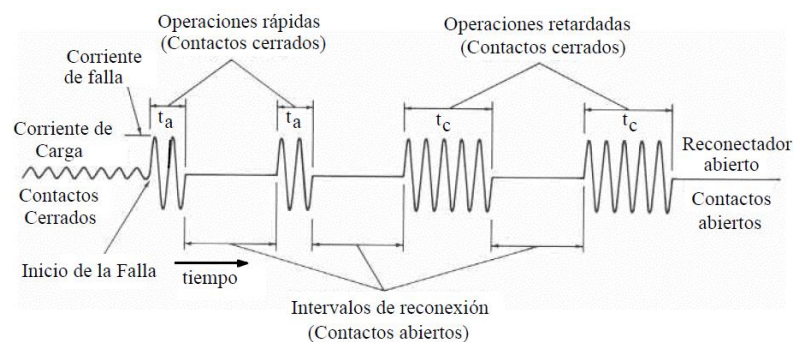


Figura 2.9 Típica secuencia de operación de bloqueo de un reconnector.

Fuente: COOPER Power Systems, *Electrical Distribution System Protection*. United States, 2005.

Según la Figura 2.9, en condiciones normales de servicio, por la línea protegida circula la corriente de carga normal. Si ocurre una falla aguas abajo de la instalación del reconnector y la corriente del cortocircuito es mayor a la corriente mínima de operación preestablecida, el reconnector opera por primera vez según la curva rápida A en un tiempo (t_a). Permanece

abierto durante un cierto tiempo, usualmente 1 segundo, al cabo del cual reconecta la línea fallada. Si la falla ha desaparecido el reconectador permanece cerrado y se restablece el servicio. Si por el contrario, la falla permanece, el reconectador opera por segunda vez en curva rápida A y después de (t_a) segundos abre nuevamente sus contactos. Luego de cumplirse el segundo tiempo de reconexión el reconectador cierra sus contactos y si aún la falla persiste, abre por tercera vez pero de acuerdo al tiempo de aclaramiento (t_c) correspondiente a la curva lenta tipo C. Una vez que se cumple el tiempo de la tercera y última reconexión, reconecta por última vez cerrando sus contactos. Si aún la falla está presente, el reconectador al cabo de segundos (t_c) abre definitivamente. [4]

CLASIFICACIONES RECONECTADORES

Los reconectadores automáticos pueden ser clasificados de diferentes formas, a saber: Monofásicos o trifásicos; con control hidráulico o electrónico o con microprocesador; con interrupción en aceite o en vacío, con aislación de aire o aceite.

Reconectadores Monofásicos

Los reconectadores monofásico (Figuras 2.10 y 2.11) se utilizan para la protección de líneas monofásicas, tales como ramales o arranques de un alimentador trifásico. Pueden ser usados en circuitos trifásicos cuando la carga es predominantemente monofásica. De esta forma, cuando ocurre una falla monofásica permanente, la fase fallada puede ser aislada y mantenida fuera de servicio mientras el sistema sigue funcionando con las otras dos fases



Figura 2.10 La instalación de polos superior de reconectador monofásico.

Fuente: COOPER Power Systems, *Electrical Distribution System Protection*. United States, 2005.

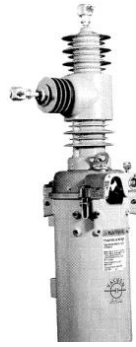


Figura 2.11 Reconectador monofásico.

Fuente: COOPER Power Systems, *Electrical Distribution System Protection*. United States, 2005.

Reconectores trifásicos

Los reconectores trifásicos (Figura 2.12 y 2.13) son usados cuando se requiere aislar (bloquear) las tres fases para cualquier falla permanente, con el fin de evitar el funcionamiento monofásico de cargas trifásicas tales como grandes motores trifásicos. Tienen dos modos de operación:

- **Apertura monofásica-bloqueo trifásico:** Consta de tres reconectores monofásicos montados en un solo tanque con mecanismo de acoplamiento para el bloqueo solamente. Cada fase opera independientemente para las aperturas por sobrecorriente y las reconexiones. Si cualquier fase opera hasta la condición de bloqueo (debido a una falla permanente), el mecanismo de acoplamiento de aperturas, abre las otras dos fases y las deja abiertas y bloqueadas. Se previene de esta forma la energización monofásica de cargas trifásicas. Este tipo de operación se provee para reconectores pequeños, tales como los tipos 3H, 6H, V6H.
- **Apertura trifásica-bloqueo trifásica:** Para cualquier tipo de falla (monofásica a tierra, bifásica o trifásica) todos los contactos abren simultáneamente para cada operación de apertura. Las tres fases, están mecánicamente acopladas para la apertura y la reconexión y son operadas por un mecanismo común. Los reconectores de mayor tamaño operan de este modo.

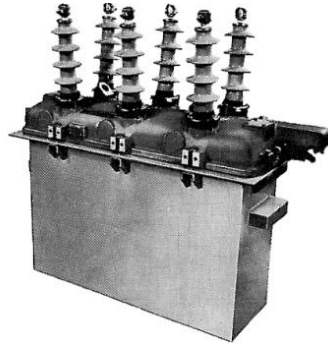


Figura 2.12 Reconectores trifásicos.

Fuente: COOPER Power Systems, *Electrical Distribution System Protection*. United States, 2005.

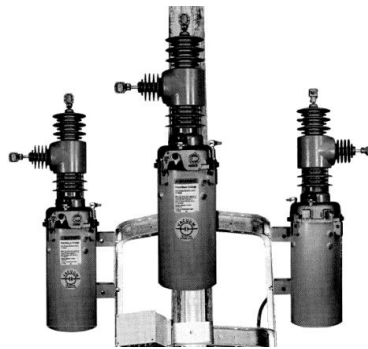


Figura 2.13 Kyle® Type NOVA-TS Triple-Single Recloser.

Fuente: COOPER Power Systems, *Electrical Distribution System Protection*. United States, 2005.

Control de los reconectores

Control hidráulico

El control hidráulico es usado en la mayoría de los reconectores monofásicos y en algunos reconectores trifásicos. Está construido como parte integral del reconnector. Con este tipo de control, la sobrecorriente es censada por una bobina (de trip) que se conecta en serie con la línea. Cuando la sobrecorriente fluye a través de la bobina, un émbolo es introducido en la bobina de apertura para abrir los contactos del reconnector. La temporización y la secuencia son logradas por el bombeo de aceite a través de 149 compartimientos o de conductos hidráulicos separadas. En los reconectores pequeños, la energía necesaria para la reconexión se obtiene de resortes que son cargados por la bobina serie durante la operación de apertura. En los de tamaño mayor, el cierre se realiza mediante un solenoide distinto, que es energizado por voltaje del lado

de la fuente del reconectador. La corriente mínima de operación en estos reconectores es de un 200% la nominal de la bobina de disparo.

Reconectador Electrónico.

El método de control electrónico de los reconectores es más flexible, de más fácil calibración y programación que el control hidráulico. Se entrega en un gabinete separado y permite cambiar la característica tiempo-corriente, los niveles de corriente mínima de operación y la secuencia de operación, sin desenergizar o retirar el reconectador del sistema. Dispone de un amplio rango de accesorios para modificar su operación básica y resolver muchos problemas de aplicación. La Figura 2.14 muestra un diagrama simplificado de la operación de un reconectador con control electrónico. La corriente de línea es censada por tres TT/CC tipo bushing. Las corrientes secundarias de estos transformadores son llevadas al control por un cable multiconductor que lleva también las señales de apertura y cierre de vuelta al reconectador. Cuando la corriente secundaria que pasa a través de los circuitos sensores en el control, excede el nivel mínimo de la corriente de apertura programada, los circuitos detectores de nivel y de tiempo se activan. Después de un retardo de tiempo, determinado por la característica tiempo-corriente programada, el circuito de apertura es energizado y se envía una señal de apertura al reconectador. Opera entonces un relé de secuencia que ordena la reconexión y reajusta los circuitos para comenzar a medir el tiempo y el programa de control avanza a su siguiente secuencia preestablecida.

Después que el tiempo programado para la reconexión expira, una señal de cierre es enviada al reconectador y la detección de corriente comienza otra vez. Cuando el tiempo de ajuste expira, el relé de secuencia ajusta el programa de control a su posición de partida. El control se cerrará (inmediatamente después de una señal de apertura) si el número de operaciones de apertura programado ocurre antes que el tiempo de reajuste expire. Cuando está abierto-enclavado, el control no se reajusta ni envía una señal de cierre hasta que el reconectador sea cerrado manualmente desde el panel de control.

Los reconectores con control electrónico emplean un solenoide de cierre o un mecanismo motor para el cierre de potencia. La apertura de los contactos

se consigue mediante los resortes de apertura, con el comando de apertura del control. Los resortes de apertura son cargados cuando se produce el cierre. En cuanto a la corriente mínima de operación, en estos reconectadores electrónicos es de un 100% de la corriente nominal de la bobina de disparo o ajuste.

Los reconectadores más modernos utilizan control basado en microprocesadores. Tal es el caso, por ejemplo, de los reconectadores Kyle de Cooper Power Systems de la Forma 4C o 3A [14].

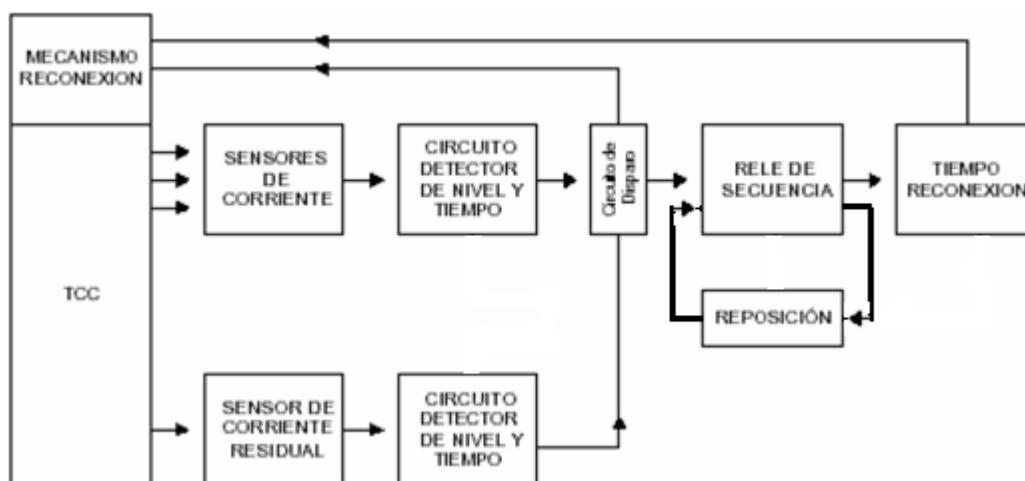


Figura 2.14 Diagrama de bloques del control de reconectador electrónico.

Fuente: COOPER Power Systems, *Electrical Distribution System Protection*. United States, 2005...

Medio de interrupción y aislación

Los reconectadores utilizan aceite o el vacío como medio de interrupción. En el primer caso, el mismo aceite es usado tanto para la interrupción del arco como para el aislamiento básico. Algunos reconectadores con control hidráulico también utilizan el mismo aceite para las funciones de temporización y conteo.

El vacío como medio de interrupción, proporciona las ventajas de reducir la mantención y minimizar la reacción externa durante el proceso de interrupción. Algunos tipos de reconectadores están disponibles ya sea con interruptor en aceite o vacío. Los reconectadores de vacío pueden utilizar aceite o aire como medio básico de aislamiento. [4]

2.6. Modelado de equipos en medio voltaje.

2.6.1. Modelado de transformadores.

Curvas Estandarizadas de daño Térmico – Mecánico.

Los dispositivos de protección de sobrecorriente como los relés y fusibles tienen su característica de operación bien definida que asocia la magnitud de corriente de falla con el tiempo de operación. Se requiere que las curvas características de estos dispositivos sean coordinadas con las curvas aplicadas a transformadores, de manera que refleje su capacidad de soportar las corrientes de falla. Tales curvas para las Categorías I, II, III y IV de transformadores son presentados en esta sección mostrando las curvas de protección para corriente de falla.

Categoría I

Para transformadores categoría I (5 kVA a 500kVA monofásicos, 15 kVA a 500kVA trifásicos), se aplica una simple curva protección de daño térmico, ver figura 2.15.

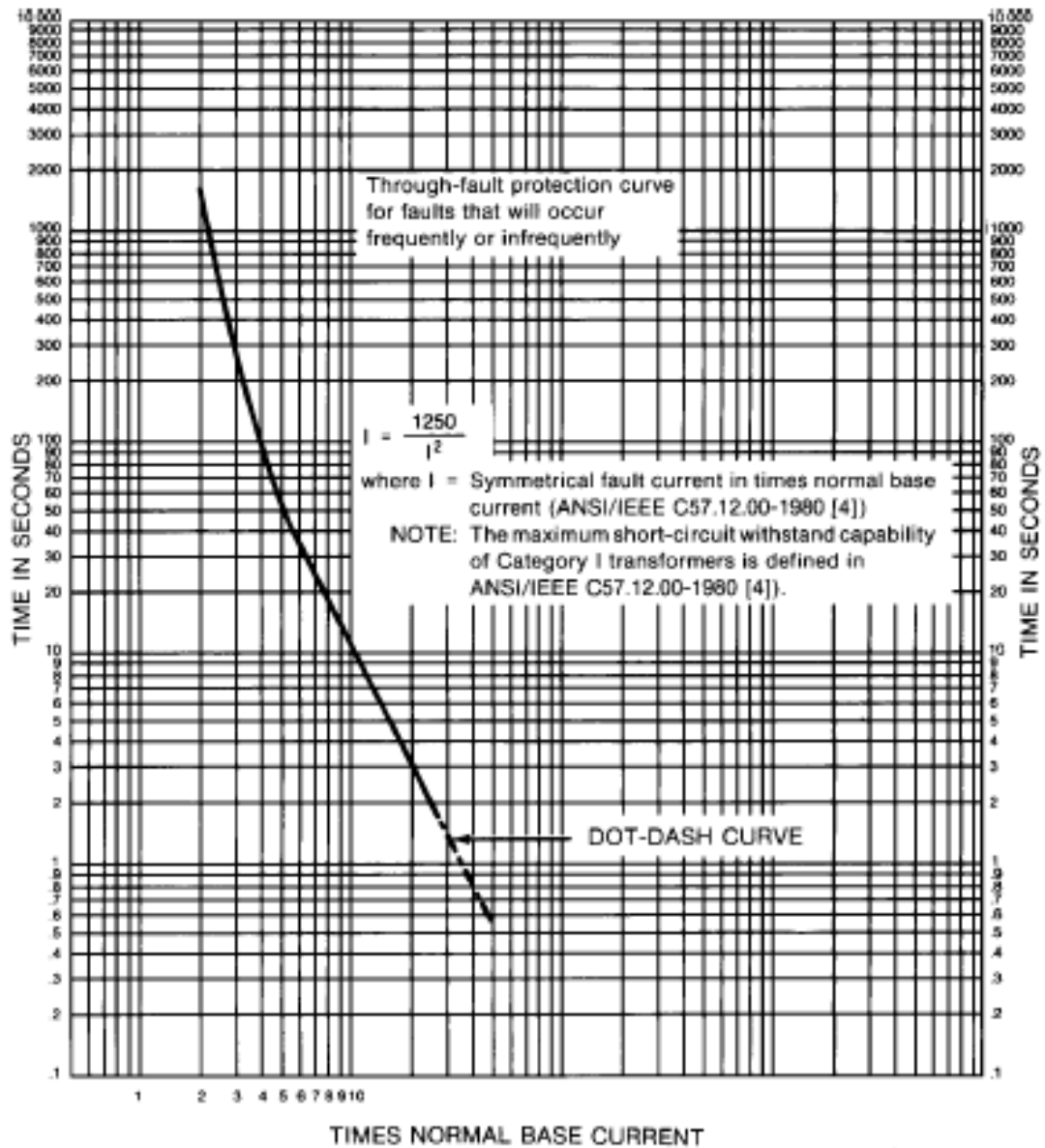


Figura 2.15 Transformadores categoría I (5 kVA a 500kVA monofásicos, 15 kVA a 500kVA trifásicos).

Fuente: American National Standards Institute, IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems. United States, 2001.

Categoría II

Para transformadores categoría II (501 kVA a 1667 kVA monofásicos, 501 kVA a 5000 kVA trifásicos), dos curvas de daño térmico son empleadas, ver figura 2.16.

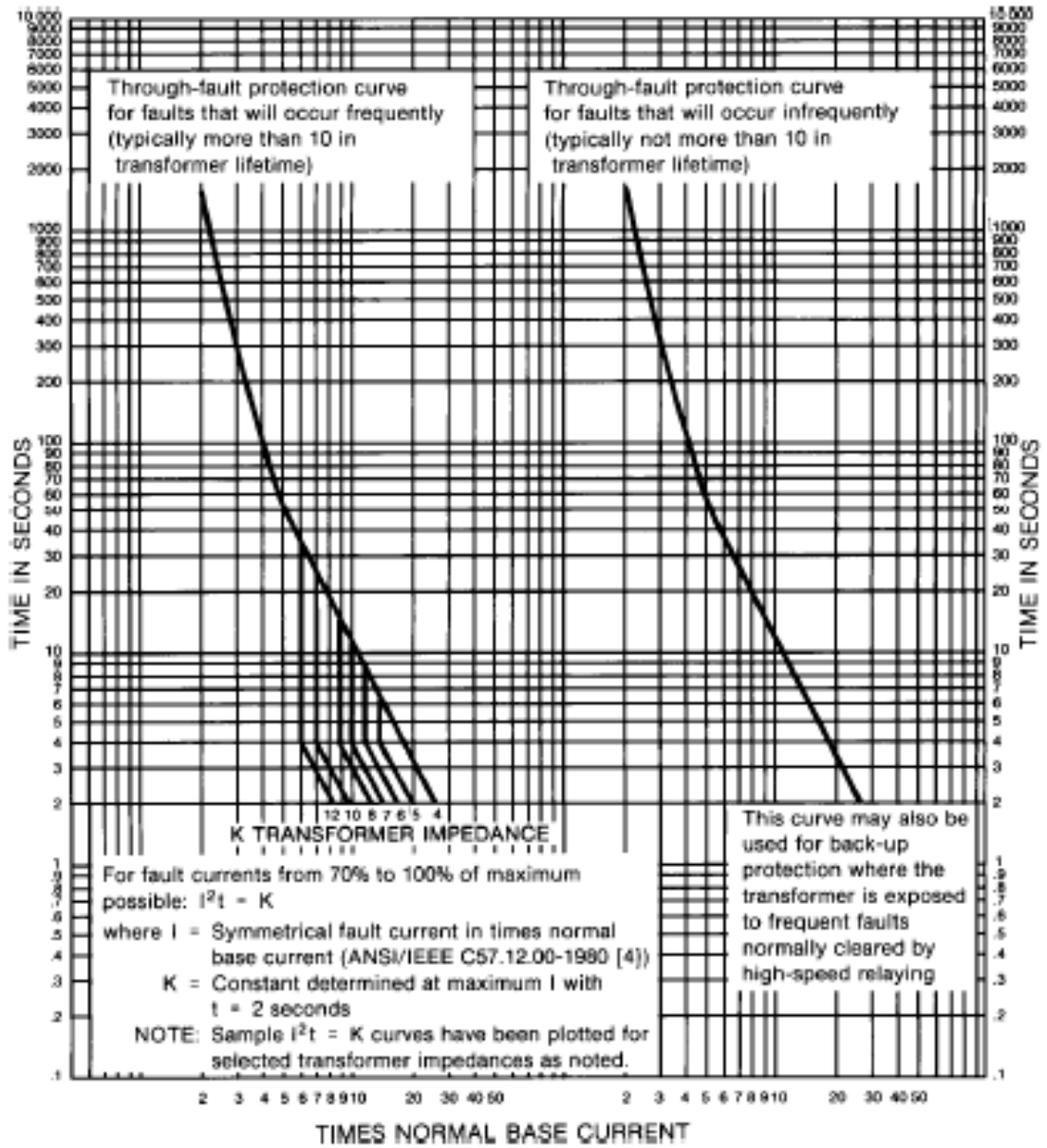


Figura 2.16 Transformadores categoría II (501 kVA a 1667 kVA monofásicos, 501 kVA a 5000 kVA trifásicos)

Fuente: American National Standards Institute, IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems. United States, 2001.

Categoría III

Para transformadores categoría III (1668 kVA a 10000 kVA monofásicos, 5001 kVA a 30000 kVA trifásicos), dos curvas de daño térmico son empleadas, ver figura 2.17.

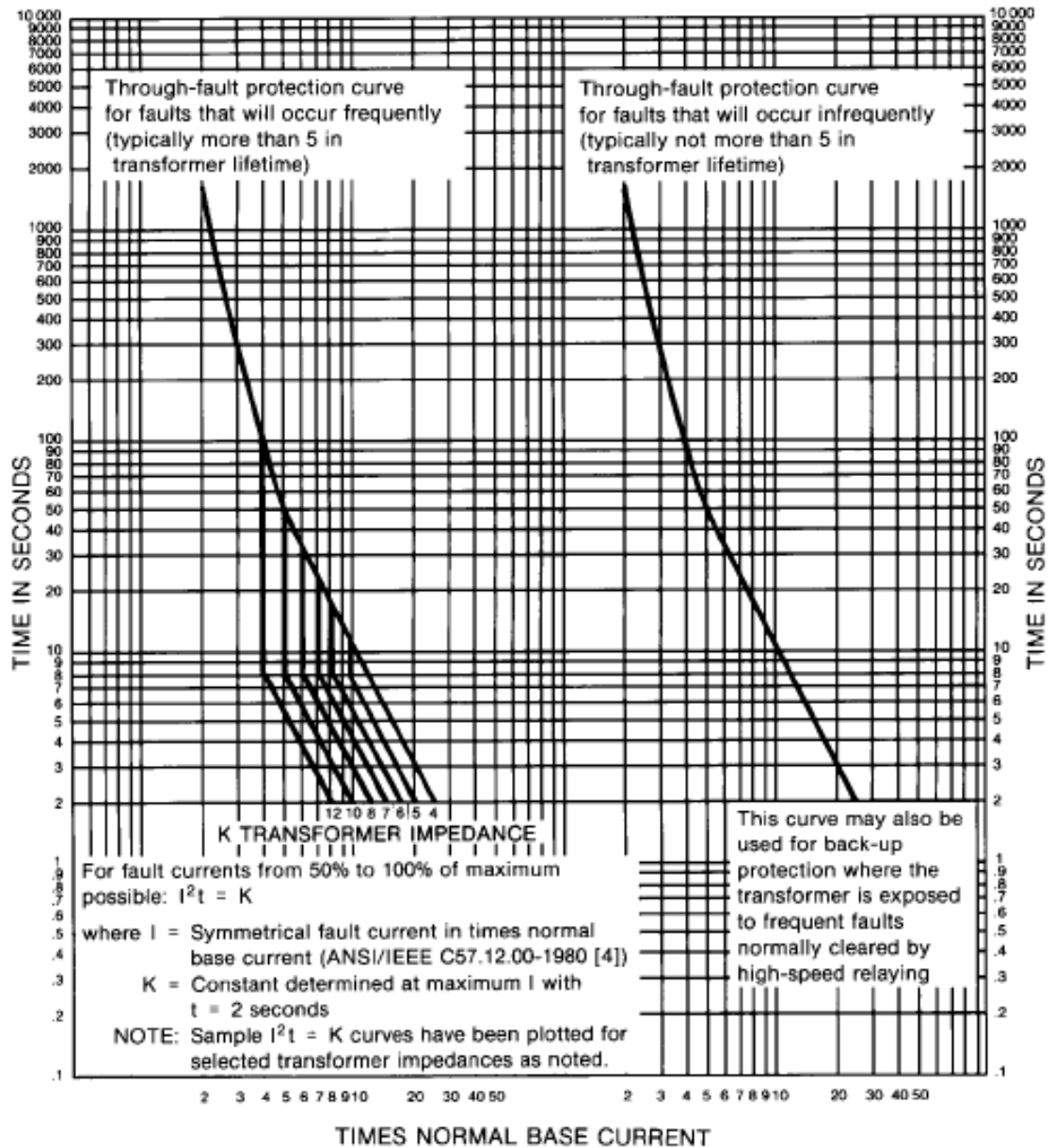


Figura 2.17 Transformadores categoría III (1668 kVA a 10000 kVA monofásicos, 5001 kVA a 30000 kVA trifásicos).

Fuente: American National Standards Institute, IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems. United States, 2001.

Categoría IV

Para transformadores categoría IV (sobre 10000 kVA monofásicos, sobre 30000 kVA trifásicos), solo una curva de daño térmico es empleada, ver figura 2.18.

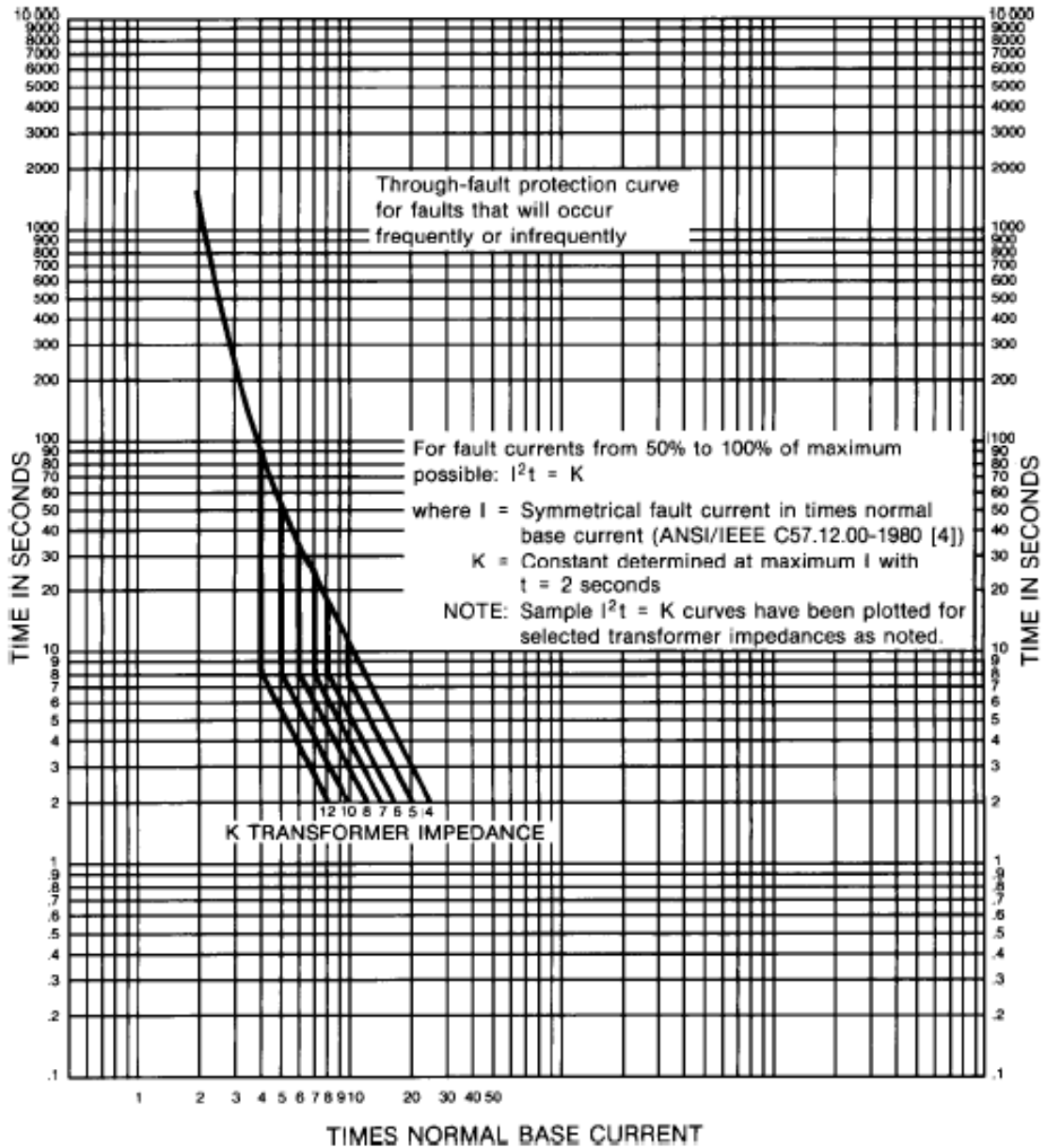


Figura 2.18 Transformadores categoría IV (above 10000 kVA monofásicos, above 30000 kVA trifásicos)

Fuente: American National Standards Institute, IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems. United States, 2001.

La curva daño térmico en las categorías II, III, IV depende si las fallas en el transformador son infrecuentes (generalmente menos de 10 fallas del lado secundario en la vida del transformador) o frecuentes (generalmente 10 o más fallas del lado secundario durante la vida de un transformador), indica el daño mecánico acumulativo del aislamiento de los devanados debido al

movimiento de los devanados sometidos a fuerzas magnéticas de cortocircuito.

Cuando el transformador posee fallas frecuentes, para impedancias $< 4\%$ se selecciona la constante K de valor es igual a 4 y si existe un % superior se selecciona la curva con valores de k superiores de acuerdo al valor de Z del transformador.

Curva Inrush

La corriente “Inrush” de magnetización también puede ser representada como una curva lineal segmentada que atraviesa 5 puntos: (100s; 200%), (10s; 300%), (1s; 600%), (0.1s; 1200%) y (0.01s; 2500%), ver tabla 2.1 donde la corriente se expresa en “por unidad” de la corriente de base (es decir el kVA nominal).

Tabla 2.1 Curva de “Inrush”.

Curva Inrush	
Tiempo	N veces
100	2 I_n
10	3 I_n
1	6 I_n
0.1	12 I_n
0.01	25 I_n

Fuente: CYMTCC. Transformador. Manual.

Esta curva de “Inrush” puede explicar la reenergización o reconexión en frío (cold-load pick-up), es decir cuando la carga permanece conectada al secundario del transformador después de una desenergización, y por lo tanto se energiza con el transformador. Si el transformador se reenergiza después de un corte prolongado (varias horas o más), las cargas reguladas termostáticamente que generalmente son intermitentes (como el aire acondicionado) quedan conectadas continuamente hasta que se vuelve a satisfacer los ajustes de temperatura. La diversidad de la carga se elimina temporalmente porque todas las cargas estarán activadas en ese momento.

[9]

2.6.2. Modelado de fusibles.

En la Hoja de coordinación de protecciones según las normas EEI-NEMA han dividido a los fusibles de expulsión en dos tipos: rápidos y lentos, los cuales son designados por las letras K (tabla 2.2 y 2.3) y T (tabla 2.4 y 2.5) de la marca LUFHER modelando en curvas tiempo- corriente de punto a punto.

Tabla 2.2 Corrientes de fusión mínimas para hilos fusibles marca LUHFSER tipo "K"

Tiempo (Seg)	CORRIENTE NOMINAL (AMPERIOS)																	
	1	2	3	6	8	10	12	15	20	25	30	40	50	65	80	100	140	200
600																	310	480
300	2	4	6	12	15	19,5	25	31	39	50	63	80	101	128	160	200	325	510
240	2	4	6	12	15	19,5	25,5	31,5	39,5	50	64	80	101	130	165	200	330	515
120	2,1	4	6,1	12,4	16	20	26	32	40	52	65	83	105	136	168	208	355	560
60	2,1	4,1	6,2	12,6	16,4	20	26,5	33	41,5	54	68	86	110	140	170	210	375	600
30	2,2	4,6	6,4	13,6	17	21	27	34,5	43	56	70	89	112	145	180	220	390	650
10	2,3	4,8	6,8	13,5	18	22,5	29,5	37	48	60	77,5	96	126	159	205	258	430	760
4	2,7	5,9	8	16,8	22,5	28	36	46	58	75	94	120	150	195	240	320	530	920
1	4,5	9,6	13,8	28	35	45	59	74	96	122	160	200	250	310	400	540	890	1400
0,5	6,4	13	19	37	46	60	80	100	130	168	215	270	345	425	540	720	1200	1850
0,1	16	33	45	72	97	128	166	215	273	350	447	565	719	918	1180	1520	2470	3888
0,08	18	38	50	80	103	140	185	230	300	390	500	640	800	1000	1280	1700	2750	4300
0,06	21,5	45	58	93	118	165	210	265	345	450	580	720	920	1180	1480	2000	3200	4900
0,04	27	56	72	112	145	205	260	315	420	550	700	900	1100	1450	1800	2400	3900	5900
0,03	32	68	84	130	170	230	295	350	490	630	800	1040	1280	1700	2100	2800	4500	6800
0,02	39	85	105	160	205	285	360	415	600	780	1000	1300	1500	2000	2500	3400	5500	8400
0,014	48	104	130	190	255	345	430	480	730	930	1200	1540	1800	2400	3000	4200	6600	&
0,01	58	128	155	220	300	410	510	560	890	1100	1400	1800	2150	2900	3600	5000	7900	&

Fuente: MARCA LUHFSER

Tabla 2.3 Corrientes de despeje total para hilos fusibles marca LUHFSEER tipo "K"

Tiempo (Seg)	CORRIENTE NOMINAL (AMPERIOS)																	
	1	2	3	6	8	10	12	15	20	25	30	40	50	65	80	100	140	200
600																	372	576
300	2,4	4,8	7,2	14,4	18	23,4	30	37,2	47	60	76	96	121	153	192	240	420	650
240	2,5	4,9	7,2	15	18,5	24,4	32	39	50	62	80	102	128	160	200	255	430	680
120	2,5	5,1	7,6	16	20	26	33	41	54	68	87	110	138	172	220	275	480	760
60	2,6	5,4	7,8	17	22	28	36	45	58	73	95	120	150	190	240	300	520	840
30	2,8	5,6	8,2	18,5	24	30	39	49	62	80	103	134	163	205	270	330	580	950
10	3	6	9	20,5	27	34	44	55	71	90	115	146	188	237	307	388	650	1150
4	3,6	7	11	24	31	40	52	64	85	102	131	168	220	280	360	460	760	1320
1	6	12	17	34	43	58	73	96	125	156	200	240	325	410	500	720	1180	1900
0,5	8,5	17,5	24	44	56	78	94	130	164	210	268	330	420	530	680	950	1550	2400
0,1	22	45	58	94	127	170	215	280	360	460	560	700	910	1200	1550	2000	3080	4700
0,08	26	53	70	108	145	195	250	320	410	530	650	800	1050	1380	1750	2300	3500	5400
0,06	32	62	84	130	172	230	300	380	500	630	780	960	1250	1650	2100	2800	4000	6600
0,04	43	81	115	170	230	310	400	500	660	840	1020	1300	1700	2150	2800	3700	5400	8800
0,03	55	101	146	220	290	390	520	650	850	1080	1300	1600	2120	2750	3400	4500	6500	&
0,02	78	150	220	340	460	600	800	1000	1300	1600	2000	2600	3300	4000	5000	6700	9000	&
0,014	100	200	300	500	700	900	1150	1500	1900	2300	3000	4000	4600	5600	7200	9000	&	&

Fuente: MARCA LUHFSEER

Tabla 2.4 Corrientes de fusión mínimas para hilos fusibles marca LUHFSEER tipo "T"

Tiempo (Seg)	CORRIENTE NOMINAL (AMPERIOS)																		
	1	2	3	6	8	10	12	15	20	25	30	40	50	65	80	100	140	200	
600																		310	480
300	2	4	6	12	15	19,5	25	31	39	50	63	80	101	128	160	200	330	500	
240	2	4	6	12	15	19,5	25	31	39,5	50	63	80	101	128	160	200	340	520	
120	2,05	4,2	6,2	12	16	20,5	26,5	32,5	41	53	68	84	108	135	170	215	365	550	
60	2,1	4,3	6,4	12,3	17	22	28	34	43	56	70	90	112	145	180	225	400	600	
30	2,2	4,5	6,5	12,9	17,8	23	30	37	47	60	76	94	120	158	200	245	425	650	
10	2,4	5	7,2	15,3	20,5	26,5	34,5	44,5	57	73,5	93	120	152	195	248	319	520	850	
4	2,7	5,8	8,3	21	28	35	45	60	76	96	122	160	208	260	340	450	700	1200	
1	4,15	8,5	13	39	53	69	88	115	148	180	240	300	395	500	650	820	1300	2100	
0,5	5,9	12	18	54	75	98	125	168	215	255	350	450	560	710	910	1150	1800	2900	
0,1	14,5	29	43	120	166	224	296	388	496	635	812	1040	1310	1650	2080	2620	4000	6250	
0,08	16,5	33	48	133	180	250	330	445	540	700	930	1190	1480	1850	2300	2850	4500	7000	
0,06	19,5	38	56	154	210	290	380	520	630	820	1080	1360	1700	2150	2700	3350	5200	8100	
0,04	24,5	48	70	188	255	360	460	640	780	1000	1350	1700	2100	2700	3300	4200	6400	10000	
0,03	29	56	84	215	290	415	540	740	890	1190	1540	1950	2400	3150	3900	4800	7300	&	
0,02	36	71	104	260	360	500	670	910	1100	1480	1900	2400	3000	3850	4800	5900	9000	&	
0,014	45	87	126	300	425	600	800	1100	1300	1780	2300	2920	3600	4600	5600	7200	&	&	
0,01	54	105	150	350	500	700	950	1300	1500	2100	2720	3500	4200	5400	6700	8600	&	&	

Fuente: MARCA LUHFSEER

Tabla 2.5 Corrientes de despeje total para hilos fusibles marca LUHFSE tipo "T"

Tiempo (Seg)	CORRIENTE NOMINAL (AMPERIOS)																		
	1	2	3	6	8	10	12	15	20	25	30	40	50	65	80	100	140	200	
600																		372	576
300	2,4	4,8	7,2	14	18	23,4	30	37,2	47	60	76	96	121	153	192	240	415	650	
240	2,5	4,9	7,2	15	19	24,8	31	38,5	49	62	80	100	125	160	200	250	430	690	
120	2,5	5	7,3	16	21	27	34	43	55	68	90	114	140	180	230	290	495	790	
60	2,6	5,2	7,6	18	23	30	38	48	62	76	100	130	158	205	260	325	560	900	
30	2,7	5,4	7,9	19	26	33	43	54	69	87	112	145	180	230	295	365	630	1000	
10	3	6	9	23	31	40	52	67	85	109	138	178	226	291	370	475	775	1275	
4	3,4	7,2	11	30	40	55	68	88	115	148	180	235	300	380	490	640	950	1500	
1	5,4	11	18	54	70	100	130	170	220	278	345	450	540	700	900	1150	1700	2650	
0,5	7,8	16	26	74	96	133	185	240	300	390	470	600	760	1000	1250	1550	2300	3600	
0,1	21	41	65	162	220	285	430	560	700	920	1120	1400	1800	2200	2900	3500	4900	7550	
0,08	24	48	76	187	250	325	500	640	800	1080	1300	1650	2100	2500	3300	4000	5700	9000	
0,06	28	58	91	220	300	390	590	780	960	1300	1550	2000	2500	3000	4100	4900	7000	&	
0,04	37	76	120	290	400	520	770	1040	1260	1700	2000	2700	3300	4080	5500	6500	10000	&	
0,03	45	94	150	360	500	660	940	1280	1550	2050	2500	3300	4100	5050	6700	8000	&	&	
0,02	59	125	200	500	700	960	1300	1700	2150	2800	3500	4600	5800	7000	9100	&	&	&	
0,014	75	160	260	650	940	1300	1700	2250	2800	3500	4700	6000	7800	9500	&	&	&	&	

Fuente: MARCA LUHFSE

2.6.3. Modelado de reconectores.

Para el modelado de la curva tiempo-corriente de los reconectores hidráulicos y electrónicos, con los parámetros necesarios del tipo de reconector y la bobina de trabajo se los puede describir de la siguiente manera:

Reconectores Hidráulicos.

Se consideran cinco tipos de reconectores, que tienen los rangos de voltaje típicos de los Sistemas de Distribución del país. Estos reconectores son de bobina serie, es decir que evalúa directamente la corriente de falla y funcionan mediante control hidráulico. Existen reconectores con medio de extinción del arco en aceite y otros en vacío.

Las variedades de reconectores del fabricante COOPER considerados son:

Monofásicos:

- Reconector Tipo E
- Reconector Tipo D,DV

Trifásico:

- Reconector Tipo W
- Reconector Tipo VW
- Reconector Tipo WV
- Reconector Tipo WW

En los siguientes cuadros del anexo B de reconectores se representan las principales características de los reconectores hidráulicos que se toman en cuenta en el presente trabajo, además sus curvas de tiempo corriente. [4]

Reconectores Electrónicos.

Para los Reconectores Electrónicos en el presente trabajo se toma en cuenta el ABB PCD2000, que está equipado con una amplia selección de curvas de sobrecorriente de tiempo. Las curvas de calibración ANSI / IEEE,

las curvas IEC y la curvas propias de ABB en el reconectador, y se los modela mediante las expresiones matemáticas.

Curvas ANSI

Las curvas ANSI se definen por la ecuación 2.17 y tabla 2.6 de coeficientes.

$$Trip\ Time = \left(\frac{A}{M^p - 1} + B \right) x \left(\frac{14n - 5}{9} \right) \quad \text{Ec. 2.18}$$

Dónde:

M = Es la relación entre la corriente observada (de falla) por el reconectador y la corriente de arranque (TAP).

n = Es el factor de escala para un determinado tipo de curva (DIAL).

A, B y p = Constantes (tabla 2.6)

Tabla 2.6 Reconectador ABB PCD2000 constantes de curvas ANSI/IEEE.

ANSI Curve	Valor de Constantes		
	A	B	P
Extremely Inverse	6.407	0.025	2.0
Very Inverse	2.855	0.0712	2.0
Inverse	0.0086	0.0185	0.02
Short Time Inverse ¹	0.00172	0.0037	0.02
Short Time Extremely Inverse ²	1.281	0.005	2.0
Long Time Extremely Inverse ³	64.07	0.250	2.0
Long Time Very Inverse ⁴	28.55	0.712	2.0
Long Time inverse ⁵	0.086	0.185	0.02
Recloser Curve #8	4.211	0.013	1.8

¹ Time delay of Short Time Inverse curve is 1/5 that of the Inverse curve.

² Time delay of Short Time Extremely Inverse curve is 1/5 that of the Extremely Inverse curve.

³ Time delay of Long Time Extremely Inverse curve is 10 times that of the Extremely Inverse curve.

⁴ Time delay of Long Time Very inverse curve is 10 times that of the Very Inverse curve.

⁵ Time delay of Long Time Inverse curve is 10 times that of the Inverse curve.

Fuente: ABB. PCD2000 Power Control Device IB38-737-3. Manual.

Curvas IEC

Las curvas IEC se definen por la siguiente ecuación 2.18 y la tabla 2.7 de constantes.

$$Trip\ Time = \left(\frac{K}{M^a} - 1 \right) x (Time\ Dial) \quad \text{Ec. 2.19}$$

Dónde:

M = Es la relación entre la corriente observada (de falla) por el reconectador y la corriente de arranque (TAP).

$Time\ Dial$ = Es el factor de escala para un determinado tipo de curva.

K y a = Constantes (tabla 2.7)

Tabla 2.7 Reconectador ABB PCD2000 Constantes de curvas IEC.

IEC Curve	Valor de Constantes	
	K	a
Extremely Inverse	80.0	2.0
Very Inverse	13.5	1.0
Inverse	0.14	0.02
Long Time Inverse	120.0	1.0

Fuente: ABB. PCD2000 Power Control Device IB38-737-3. Manual.

Curvas de ABB

Las curvas de recierre se definen por la siguiente ecuación 2.19 y la tabla 2.8 de coeficientes. [10]

$$Trip\ Time = \left(\frac{A}{M^p - C} + B \right) x (Time\ Dial) \quad \text{Ec. 2.20}$$

Dónde:

M = Es la relación entre la corriente observada (de falla) por el reconectador y la corriente de arranque (TAP).

$Time\ Dial$ = Es el factor de escala para un determinado tipo de curva.

A, B y p = Constantes (tabla 2.8).

Tabla 2.8 Reconectador ABB PCD2000 Constantes de curvas del Reconectador.

Recloser Curve	Value of Constants			
	A	B	C	P
A (101)	0.208242	-0.00237	-113.281	230.657
B(117)	422.886	0.008933	0.319885	17.822
C (133)	876.047	0.029977	0.380004	180.788
D(116)	523.168	0.000462	0.17205	217.125
E (132)	107.656	0.004284	0.249969	218.261
K(162)	119.847	-0.000324	0.688477	201.174
N(104)	0.285625	-0.071079	0.464202	0.911551
R (105)	0.001015	-0.13381	0.998848	0.00227
W(138)	154.628	0.056438	0.345703	16.209
2(135)	114.161	0.488986	0.239257	184.911
3 (140)	135.457	0.992904	0.379882	176.391
8(113)	168.546	0.158114	0.436523	178.873
8*	142.302	-0.007846	0.442626	142.529
8+(111)	142.732	-0.003704	0.366699	170.112
9(131)	275.978	510.647	0.614258	10.353
11 (141)	216.149	106.768	-0.67185	269.489

Fuente: ABB. PCD2000 Power Control Device IB38-737-3. Manual.

2.6.4. Relé de Sobrecorriente

En los diferentes tipos de Relés como son los electromecánicos, analógicos, digital y estático, se los puede modelar mediante la ecuación 2.20:

$$T_{trip} = TD \left(\frac{A}{M^p - 1} + B \right) + K$$

Ec. 2.21

Dónde:

M = Es la relación entre la corriente observada (de falla) por el relé y la corriente de arranque (TAP).

TD = Es el factor de escala para un determinado tipo de curva (DIAL).

A, B, K y p = Constantes.

Para simular un relé electromecánico tipo de CO⁴, la ecuación anterior se pueden utilizar para modelar las curvas Tiempo-Corriente. La tabla 2.9 muestra las constantes y exponentes para la ecuación 2.20.

Tabla 2.9 Constantes y exponente para Relés tipo CO.

Tipo	A	B	K	p
CO-2	0.2663	0.03393	0.028	1.2969
CO-5	5.6143	2.18592	0.028	1.0
CO-6	0.4797	0.4797	0.028	1.5625
CO-7	0.3022	0.1284	0.028	0.5
CO-8	8.9341	0.17966	0.028	2.0938
CO-9	5.4678	0.10814	0.028	2.0469
CO-11	7.7624	0.02758	0.028	2.0938

Fuente: SOFTWARE MODEL FOR INVERSE TIME OVERCURRENT RELAYS INCORPORATING IEC AND IEEE STANDARD CURVES," in *Canadian Conference on Electrical & Computer Engineering*, Canada, 2002, pp. 37-41.

La ecuación 2.20 también se puede utilizar para modelar las curvas tiempo - corriente definidas en la norma IEC 2554 y BS142-1983. El relé de sobrecorriente analógico estático más utilizado que utiliza estas curvas es probablemente el tipo MCGG (relé de la marca ALSTOM). Las constantes y exponentes definidos para estas curvas se enumeran en la tabla 2.10

⁴ Relé tipo CO: son de generalmente de construcción electromecánica que constan de una unidad de sobrecorriente, un interruptor contactor, un indicador de funcionamiento y un disparo instantáneo.

Tabla 2.10 Constantes y exponente para curvas de Relés IEC

Tipo	A	B	K	p
Standard Inverse	0.14	0	0	0.02
Very Inverse	13.5	0	0	1.00
Extremely Inverse	80.0	0	0	2.00
Long Time Back-up	120.0	0	0	1.00

Fuente: SOFTWARE MODEL FOR INVERSE TIME OVERCURRENT RELAYS INCORPORATING IEC AND IEEE STANDARD CURVES," in *Canadian Conference on Electrical & Computer Engineering*, Canada, 2002, pp. 37-41.

Las curvas estándar tiempo-corriente (IEEE Std. C37.112-1996) se pueden representar en la forma de la ecuación 2.20 con las constantes y exponentes que figuran en la tabla 2.11 para relés inverso, muy inverso, extremadamente inverso [11].

Tabla 2.11 Constantes y exponente para curvas de Relés IEEE.

Tipo	A	B	K	p
Inverse	0.0103	0.0228	0	0.02
Very Inverse	3.922	0.0982	0	2.00
Extremely Inverse	5.64	0.02434	0	2.00

Fuente: SOFTWARE MODEL FOR INVERSE TIME OVERCURRENT RELAYS INCORPORATING IEC AND IEEE STANDARD CURVES," in *Canadian Conference on Electrical & Computer Engineering*, Canada, 2002, pp. 37-41.

2.6.5. Modelamiento de conductores

Sobre la base de que todo el calor es absorbido por el metal conductor y el calor no se transmite desde el conductor al material de aislamiento, el aumento de temperatura es una función del tamaño del conductor metálico, la magnitud de la corriente de defecto, y el tiempo del flujo de corriente.

Estas variables están relacionadas por las siguientes ecuaciones 2.21 y 2.22:

$$\left(\frac{I}{CM}\right)^2 \cdot (t) \cdot Fac = 0.0297 \log_{10} \frac{Tf+234}{To+234} \text{ (Para Cobre)} \quad \text{Ec. 2.22}$$

$$\left(\frac{I}{CM}\right)^2 \cdot (t) \cdot Fac = 0.0125 \log_{10} \frac{Tf+228}{To+228} \text{ (Para Aluminio)} \quad \text{Ec. 2.23}$$

Dónde:

To = Temperatura inicial antes de un cambio de corriente en °C.

Tf = Temperatura final después de un cambio de corriente en °C.

Fac = Relación de efecto piel o relación de corriente alterna a corriente directa.

CM = calibre del conductor.

I = corriente que circula por el conductor en amperios

t = tiempo que circula la corriente en segundos

Si la temperatura To inicial y la temperatura final Tf están predeterminadas sobre la base de la capacidad de corriente continua y el material de aislamiento, respectivamente, la corriente I en función del tiempo t relación de flujo de corriente se puede trazar para cada tamaño del conductor (CM).

Valores de temperatura máxima de cortocircuito

La ICEA P-32-382-1999 establece una pauta para las temperaturas de cortocircuito para diversos tipos de aislamiento como se muestra en la Tabla 2.12. Para los valores de temperatura de cortocircuito se consideran las temperaturas máximas (Tf) y para proteger el aislamiento del cable de los daños no debe excederse de esta temperatura, además no existe un acuerdo general que las temperaturas de ICEA P-32-382-1999 para las temperaturas máximas del aislamiento del conductor en un cortocircuito ya que según el fabricante estas temperaturas cambian. [12]

Tabla 2.12 Aumento de la temperatura del aislamiento debido a la corriente de falla a tierra.

Tipo de Aislamiento	To (°C)	Tf (°C)
Caucho	75	200
Caucho	90	250
Caucho de silicona	125	250
Termoplástico	60,75,90	150
Papel	85	200

Fuente: American National Standards Institute, *IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems*. United States, 2001.

2.7. Coordinación de protecciones en sistemas de Distribución.

2.7.1. Coordinación fusible-fusible.

Siempre se debe coordinar entre la curva de tiempo de despeje del fusible protector vs tiempo mínimo de fusión del fusible protegido.

Siempre se debe coordinar entre la curva 'Minimum Melting Time' vs. 'Maximum Clearing Time'.

Criterios de Cooper Power Systems como se muestra en la figura 2.19:

- ◆ El fusible debe permitir una corriente permanente de 1.5 veces la corriente nominal
- ◆ El tiempo de operación del fusible aguas abajo (fusible protegido) debe ser como máximo el 75 % del tiempo del fusible aguas arriba (fusible protector- respaldo).

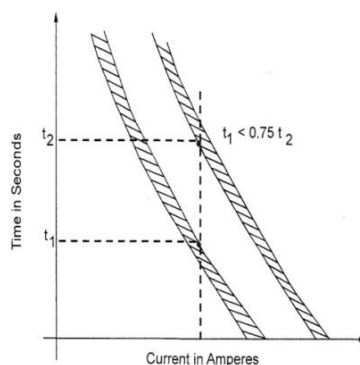


Figura 2.19 Coordinación entre fusibles.

Fuente: Raul Ruiz, "Coordinación de Protecciones," in *Curso de Protecciones*, Quito, 2013, p. 5.

2.7.2. Fusible de expulsión-transformador

La protección de transformadores puede ser realizada por todos los dispositivos mencionados en el capítulo anterior y la selección se realiza a partir de consideraciones como tipo de carga que se está alimentando y costo del equipo de protección, la elección para la mayoría de casos es el uso de fusibles. En el caso específico de la protección de transformadores de distribución es necesario que el dispositivo que va a brindar dicho resguardo cumpla también con los siguientes puntos:

1. Proteger al sistema de fallas provenientes del transformador.
2. Proteger al transformador de sobrecargas.
3. Desconectar del sistema al transformador lo más rápido posible y limitar la cantidad de energía que va a transitar a través de él.
4. Soportar sobrecargas de poca duración sin sufrir daños.
5. Soportar la corriente de entrada (Inrush) y los arranques en frío (cold-load pickup).
6. Resistir daños ante descargas atmosféricas.

Como la protección se realiza con un fusible se puede calcular un índice (ecuación 2.23), para seleccionar el dispositivo que concuerde con la filosofía de protección que se planea seguir. Lo que se hace es dividir la corriente mínima de fusión del fusible por la corriente de plena carga (full-load) del transformador.

$$\text{Índice} = \frac{I_{\text{mínima de fusión}}}{I_{\text{plena carga}}} \quad \text{Ec. 2.24}$$

Si se emplea un índice muy alto se tendrá al sistema protegido contra fallas dentro del transformador, pero la selección entregará una protección pobre contra sobrecargas; por otro lado un índice bajo provee la protección máxima contra sobrecargas pero se deja al fusible vulnerable ante corrientes de entrada y sobrecorrientes. [13]

Según el manual sobre protecciones de Cooper Power Systems:

1. Para soportar las corrientes de entrada un fusible debe de ser capaz de sobrellevar veinticinco veces la corriente de plena carga durante 0,01 segundos y doce veces esa corriente durante 0,1 segundos.
2. La curva característica del fusible debe de ser más lenta que la curva de entrada del transformador.
3. Utilizar tamaños grandes de fusibles si hay problemas de descargas atmosféricas. [4]

2.7.3. Coordinación relé de sobrecorriente – fusible

El criterio primario para esta configuración es que la curva del TAP seleccionado para el interruptor (ver figura 2.20), sea más lenta que la curva de máximo tiempo despeje del fusible y que exista como mínimo un margen entre 0,2 segundos y 0,3 segundos entre ambas curvas para la máxima corriente de falla. Esta regla permite que en caso de haber fallas permanentes el fusible se va a fundir antes que el disyuntor cumpla con su secuencia, así se aísla la menor porción del sistema.

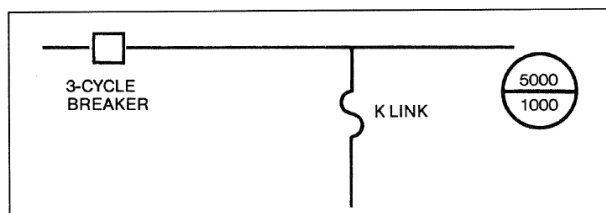


Figura 2.20 Diagrama unifilar relé de sobrecorriente-fusible

Fuente: COOPER Power Systems, *Electrical Distribution System Protection*. United States, 2005.

Para proteger contra fallas temporales es preferible colocar un elemento con acción instantánea dentro del disyuntor que realice una secuencia de seccionamiento rápido para despejar la falla sin necesidad de que el fusible se funda (ver figura 2.21). Como ya hay coordinación entre ambos elementos, al colocar el dispositivo de acción instantánea las fallas que van a ser manejadas por este vienen definidas por los dos cortes de la curva del elemento instantáneo en la curva de mínimo tiempo de fusión del fusible.

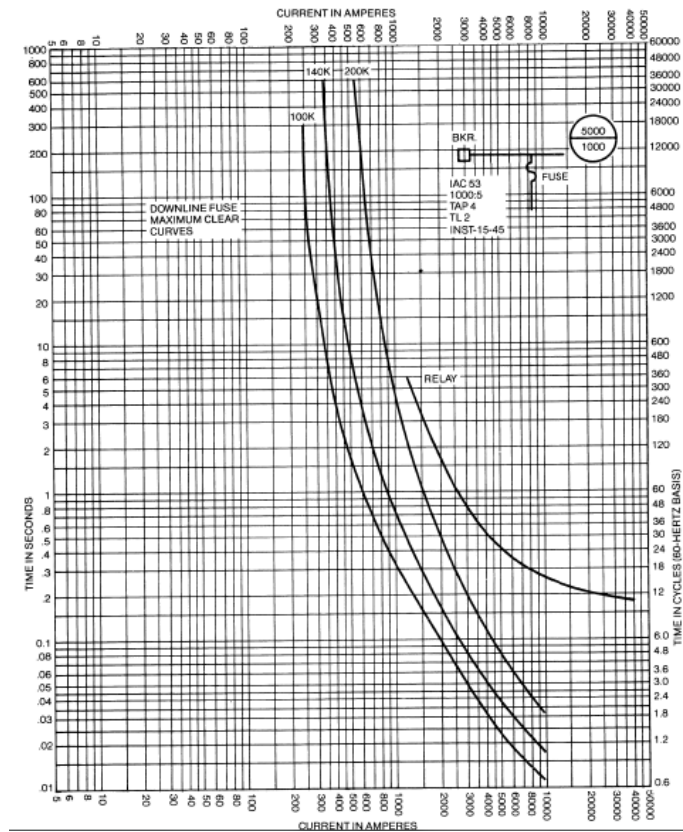


Figura 2.21 Coordinación relé de sobrecorriente – fusible

Fuente: COOPER Power Systems, *Electrical Distribution System Protection*. United States, 2005.

2.7.4. Coordinación reconectador-fusible en lado de la carga.

Cuando el ramal o alimentador a proteger por fusibles alimenta una zona en donde se tiene alta frecuencia de fallas transitorias el reconectador debe ajustarse para que realice un par de operaciones rápidas y un par de operaciones lentas. Las operaciones rápidas deben ser más rápidas que el fusible, para así despejar una falla transitoria (ver figura 2.22). Si luego de las operaciones rápidas la falla persiste el reconectador operará más lentamente que el fusible, permitiendo que la falla sea finalmente despejada por el fusible (ver figura 2.23).

Para esto se deben seguir las siguientes reglas:

- El “mínimum melting time” MMT del fusible debe ser mayor que la curva rápida del reconectador multiplicado por su factor de la tabla 2.13.
- El “máximum clearing time” MCT del fusible debe ser menor que la curva lenta del reconectador sin ningún factor multiplicador.

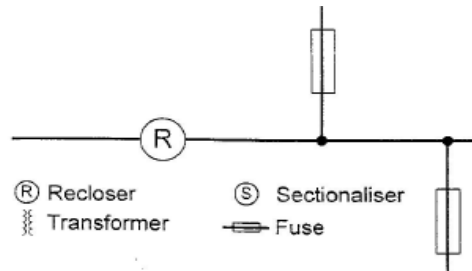


Figura 2.22 Unifilar de Coordinación Reanclador-fusible en lado de la Carga

Fuente: Raul Ruiz, "Coordinación de Protecciones," in *Curso de Protecciones*, Quito, 2013, p. 5.

Tabla 2.13 Factor K para fusible en el lado de la carga

Tiempo en Ciclos	Múltiplos	
	Una operación rápida	Dos operaciones rápidas
25-30	1.25	1.80
60	1.25	1.35
90	1.25	1.35
120	1.25	1.35

Fuente: Systems, COOPER Power, *Electrical Distribution System Protection*, 2005.

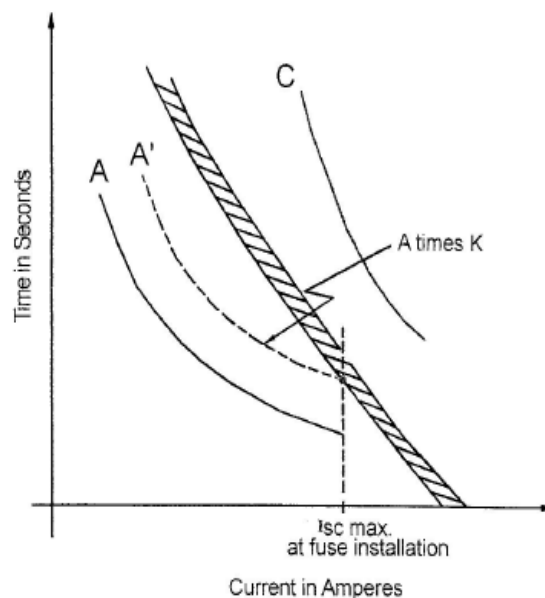


Figura 2.23 Coordinación reanclador-fusible en el lado de la Carga

Fuente: Raul Ruiz, "Coordinación de Protecciones," in *Curso de Protecciones*, Quito, 2013, p. 5.

2.7.5. Coordinación Reconectador-fusible en lado de la fuente.

En la figura 2.24 se muestra un caso típico de coordinación entre fusible y reconectador en el lado de la carga. El fusible en este caso, protege el sistema de fallas internas en el transformador, o en la barra de la subestación las que no pueden ser detectadas por el reconectador que está encargado de ver las fallas producidas en la carga, para esto todas las operaciones del reconectador como se observa en la figura 2.25, deben ser más rápidas que el "mínimum melting time" o curva de daño del fusible.

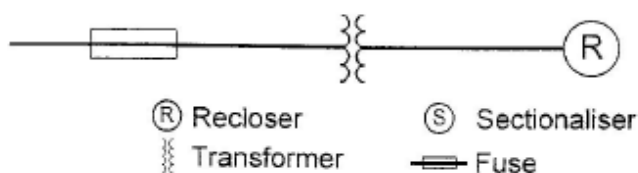


Figura 2.24 Unifilar de Coordinación Reconectador-fusible en lado de la fuente.

Fuente: Raul Ruiz, "Coordinación de Protecciones," in *Curso de Protecciones*, Quito, 2013, p. 5.

Esto se logra con el uso de factores multiplicadores en la curva de tiempo-corriente del reconectador en la tabla 2.14, estos factores compensan por la fatiga del fusible producida por el efecto acumulativo del incremento de calor.

Usado para multiplicar los valores de tiempo de la curva lenta del reconectador (figura 2.25). [14]

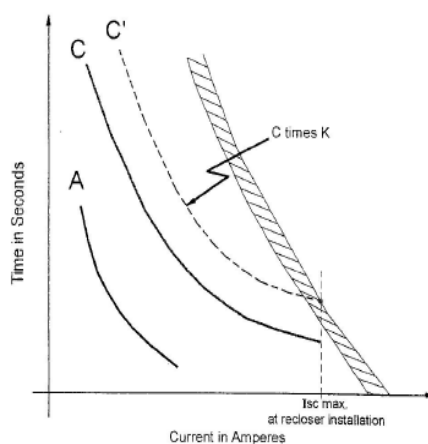


Figura 2.25 Coordinación reconectador-fusible en el lado de la fuente

Fuente: Raul Ruiz, "Coordinación de Protecciones," in *Curso de Protecciones*, Quito, 2013, p. 5.

Tabla 2.14 Factor K para fusible en el lado de la fuente.

Tiempo en Ciclos	Múltiplos		
	Dos rápidas- Dos Lentas	Una rápidas- Tres Lentas	Cuatro Lentas
25	2.70	3.20	3.70
30	2.60	3.10	3.50
50	2.10	2.50	2.70
90	1.70	1.80	2.20
240	1.40	1.40	1.45
600	1.35	1.35	1.35

Fuente: Systems, COOPER Power, Electrical Distribution System Protection, 2005.

2.7.6. Coordinación Reconectador - Reconectador.

2.7.6.1. Reconectores hidráulicos

La coordinación entre reconectores figura 2.26 y 2.27 es obtenida seleccionando apropiadamente el ajuste de la corriente de la bobina de disparo en los reconectores hidráulicos o la corriente de pick up de los reconectores con control electrónico.

Intervalos:

- ◆ < 2 ciclos: los dos reconectores operan simultáneamente
- ◆ $2 < t < 12$ ciclos: los dos reconectores pueden operar simultáneamente
- ◆ $t > 12$ ciclos: coordinación segura

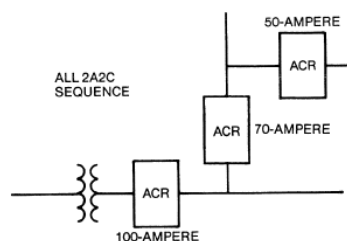


Figura 2.26 Unifilar de Coordinación Reconectador-Reconectador.

Fuente: COOPER Power Systems, *Electrical Distribution System Protection*. United States, 2005.

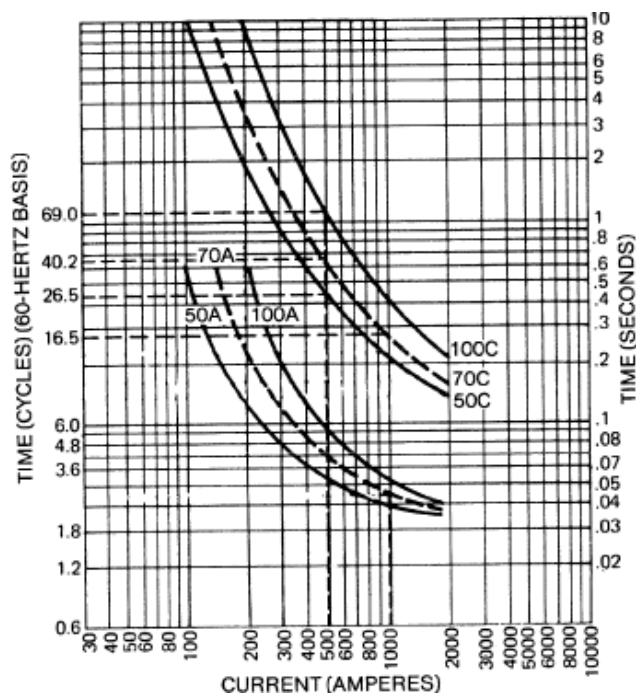


Figura 2.27 Coordinación Reconectador-Reconectador.

Fuente: COOPER Power Systems, *Electrical Distribution System Protection*. United States, 2005.

2.7.6.2. Reconectores con control electrónico

Reconectores adyacentes de este tipo pueden ser coordinados más estrechamente dado que no hay errores inherentes como aquellos que existen con los mecanismos electromecánicos. El reconector aguas abajo debe ser más rápido que los reconectores aguas arriba, y el tiempo de despeje de los reconectores aguas abajo más su tolerancia debe ser menor que los tiempos de los reconectores aguas arriba menos su tolerancia. Normalmente, el ajuste de los reconectores en la subestación se realiza para por lo menos llevar a cabo un recierre rápido, para despejar fallas temporarias en la línea entre la subestación y el reconector del lado de carga. Debe notarse que el criterio de espaciamiento entre características tiempo-corriente de este tipo de reconectores es diferente que para los controlados en forma hidráulica.

También es posible coordinar reconectores con curvas idénticas o similares a condición de que tengan secuencias apropiadamente distintas. Por ejemplo un reconector R1 con secuencia 1A3B cercano a la fuente puede coordinar con otro reconector R2 de curvas iguales e instalado más

alejado pero de secuencia 2A2B (figura 2.28). Puede comprobarse que para a una falla F, el desenganche definitivo lo realizará R2. [7]

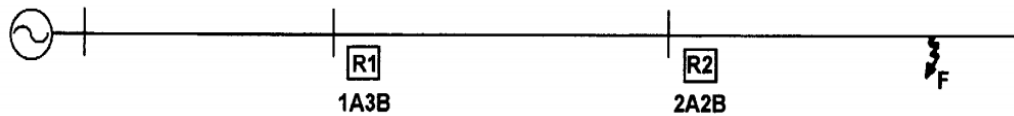


Figura 2.28 Coordinación entre reconectores electrónicos

Fuente: Corporación "CENACE", *Protección de sistemas eléctricos de potencia y automatismos*, Quito, 2001.

2.7.7. Coordinación Reconector-Relé de sobrecorriente.

Dos factores deben tomarse en cuenta para una coordinación entre un reconector y el relé que dispara a su disyuntor o interruptor (figura 2.29):

El interruptor o disyuntor abre el circuito algunos ciclos después de la orden de disparo del relé (6 a 8 ciclos).

El relé debe integrar el tiempo de despeje del reconector. Se debe desarrollar una curva acumulativa, añadiendo los tiempos de despeje del reconector (Ej.: 2A + 2B) en la figura 2.24. Si la curva está debajo de la curva del relé la coordinación está asegurada. [4]

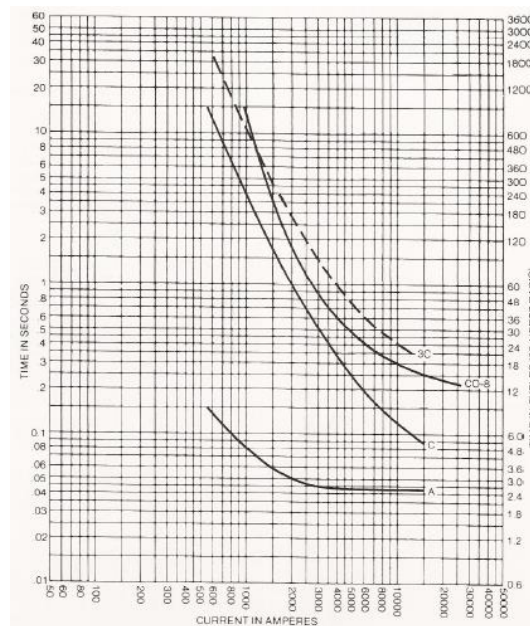


Figura 2.29 Tiempo total de las curvas del reconector vs curva del relé de sobrecorriente.

Fuente: Raul Ruiz, "Coordinación de Protecciones," in *Curso de Protecciones*, Quito, 2013, p. 5.

2.7.8. Coordinación entre relés de sobrecorriente

Los relés de sobrecorriente normalmente están provistos de un elemento instantáneo y un elemento de retardo de tiempo o de temporización dentro de la misma unidad. El ajuste de los relés de sobrecorriente involucra la selección de parámetros los cuales definen las corrientes de arranque requerida tanto para la unidad temporizada y para la unidad instantánea, y el tiempo de retardo de la unidad temporizada y la unidad instantánea. Este proceso tiene que ser llevado a cabo dos veces, una vez para los relés de fase y luego repetirlo para el relé de falla a tierra.

Configuración de la unidad instantánea

Las unidades instantáneas son más eficaces cuando las impedancias de los elementos del sistema de potencia que son protegidos son grandes comparadas con la impedancia de la fuente. Ellos ofrecen dos ventajas fundamentales:

- Reducen el tiempo de operación de los relés ante fallas severas
- Evitan la pérdida de selectividad que puede darse en el caso de relés con características diferentes; esto se obtiene por el ajuste de las unidades instantáneas de modo que ellos operen antes que se crucen las curvas características de los relés, como es mostrado en la fig. 2.30.

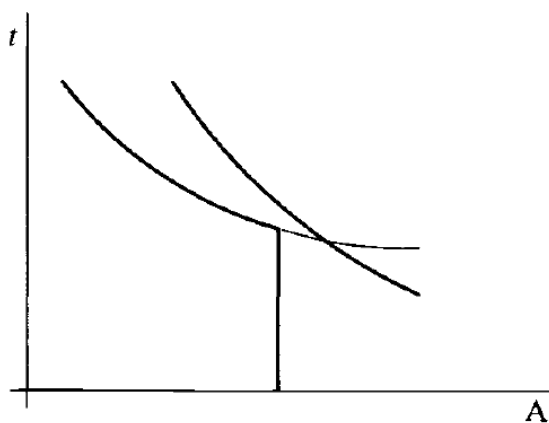


Figura 2.30 Preservación de la selectividad usando unidades instantáneas

Fuente: Juan Gers, Protection of Electricity Distribution Networks, segunda ed., The Institution of Electrical Engineers, Ed. London, United Kingdom, 2004.

El criterio para el ajuste de las unidades instantáneas varía, dependiendo de la localización y del tipo de elemento del sistema que es protegido. Pueden definirse tres grupos de elementos - las líneas entre las subestaciones, las líneas de distribución y transformadores.

(i) Las líneas entre las subestaciones

El ajuste de las unidades instantáneas se lleva a cabo tomando por lo menos el 125% de la corriente eficaz para el nivel máximo de corriente de falla en la próxima subestación. El procedimiento debe empezarse de la subestación más alejada, y luego continuarlo moviéndose hacia la fuente.

Cuando las características de dos relés se cruzan en un nivel de falla particular del sistema, se hace más difícil la obtención de la coordinación correcta y se requiere poner la unidad instantánea del relé de la subestación más alejada de la fuente a tal valor que este opere para un nivel de corriente ligeramente menor, evitando así la pérdida de la coordinación.

(ii) Las líneas de distribución

El ajuste del elemento instantáneo del relé en las líneas de distribución, las cuales suministran a los transformadores de las subestaciones de rebaje a bajo voltaje, se trata en forma diferente al caso anterior, dado que no se tiene que cumplir la condición de coordinación de relés de líneas entre subestaciones; así, puede usarse uno de los siguiente dos valores para regular estas unidades:

- El 50% de la corriente de cortocircuito máxima en el punto de conexión del relé.
- Entre seis y diez veces la capacidad nominal máxima del circuito.

(iii) las unidades de transformador

Las unidades instantáneas de los relés de sobrecorriente instalados en el lado primario de los transformadores deben ajustarse en un valor entre 125% y 150% de la corriente de cortocircuito en la barra del lado de baja tensión, referida al lado de alta tensión. Este valor es superior a aquellos mencionados previamente, para evitar la pérdida de coordinación debido a la

presencia de corrientes más elevadas debido a la corriente de magnetización Inrush en el momento de la energización del trafo.

Si las unidades instantáneas de protección contra sobrecorriente del arrollamiento secundario del transformador y los alimentadores de los relés están sujetos a los mismos niveles de corriente de cortocircuito, entonces el ajuste de tiempo de la unidad instantánea del transformador debe ser ajustado en un valor superior para evitar la pérdida de selectividad. Esto es aplicable a menos que haya intercomunicación entre estas unidades, lo cual pueda permitir el bloqueo de la unidad instantánea de la protección del transformador, para fallas detectadas por la unidad instantánea de la protección del alimentador.

Ajuste de los parámetros de los relés de sobrecorriente temporizados

La operación de un relé de sobrecorriente puede retardarse para asegurar que, en presencia de una falla, el relé no se ponga en funcionamiento antes que cualquier otra protección situada más cerca a la falla. En la fig. 2.31 se muestra las curvas de los relés de sobrecorriente de tiempo inverso asociado a dos interruptores en el mismo alimentador en un sistema típico; aquí se ilustra la diferencia en el tiempo de operación de estos relés para el mismo nivel de falla, para satisfacer el llamado “intervalo de coordinación” o “margen de coordinación”.

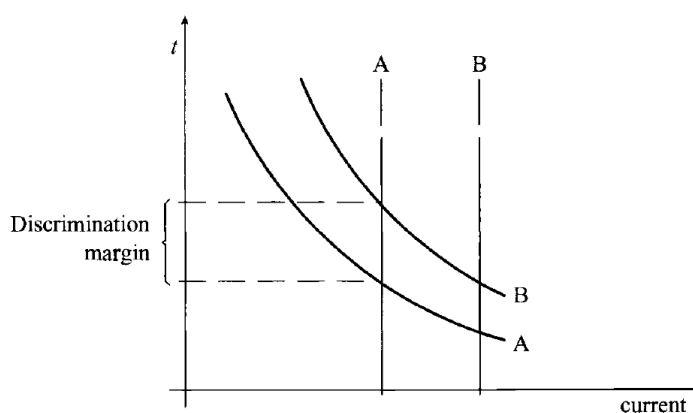


Figura 2.31 Curvas de relé de tiempo inverso de sobrecorriente asociados con dos interruptores en el mismo alimentador

Fuente: Juan Gers, Protection of Electricity Distribution Networks, segunda ed., The Institution of Electrical Engineers, Ed. London, United Kingdom, 2004.

Pick-up o la clavija del TAP

El Pick-up, se utiliza para definir la corriente de intervención del relé, y las corrientes de falla observados por el relé se expresan como múltiplos de esto. Este valor se refiere generalmente como el ajuste de multiplicador (PSM), que se define como la relación de la corriente de falla en amperios secundarios al para corriente de pick-up del relé. Para relés de fase el ajuste de recogida se determina al permitir un margen de sobrecarga por encima de la corriente nominal, como se muestra en la ecuación 2.25:

$$I_{\text{pick-up}} = \frac{\text{OLF} \cdot I_{\text{nom}}}{\text{CTR}} \quad \text{Ec. 2.25}$$

Dónde:

OLF = factor de sobrecarga que depende del elemento protegido.

I_{nom} = corriente nominal del circuito.

CTR = relación del TC.

El factor de sobrecarga recomendado para motores es 1,05. Para las líneas, transformadores y generadores que es normalmente esta entre el intervalo de 1,25 a 1,5. En los sistemas de distribución en los que es posible aumentar la carga en los alimentadores en condiciones de emergencia, el factor de sobrecarga puede ser del orden de 2. En cualquier caso I_{nom} tiene que ser más pequeños que los de la TC y la capacidad térmica del conductor.

Para los relés de falla a tierra, el ajuste de activación se determina teniendo en cuenta el desequilibrio máximo que existiría en el sistema en condiciones normales de funcionamiento. Una asignación típica desequilibrio es del 20 por ciento en lo que la expresión en la ecuación. 2.26.

$$I_{\text{pick-up}} = \frac{0,2 \cdot I_{\text{nom}}}{\text{CTR}} \quad \text{Ec. 2.26}$$

En las líneas de transmisión de alto voltaje de la asignación desequilibrio podría bajar a 10 por ciento, mientras que en la distribución rural distribuidoras el valor podría ser tan alto como de 30 por ciento.

Time Dial

El time dial ajusta el retardo de tiempo antes de que el relé se activa cada vez que la corriente defecto alcanza un valor igual o mayor que la configuración actual del relé. En los relés electromecánicos, el tiempo de retardo se consigue normalmente mediante el ajuste de la distancia física entre el movimiento y los contactos fijos; un menor tiempo los resultados de valor de línea de tiempos de operación más cortos. El time dial también se conoce como la configuración del multiplicador de tiempo.

Los criterios y procedimientos para calcular el time dial, para obtener la protección adecuada y la coordinación para el sistema, se consideran a continuación. Estos criterios se aplican principalmente a los relés de tiempo inverso, aunque la misma metodología es válida para los relés de tiempo definido.

1. Seleccionar el valor del TAP para todos los relés de la ecuación 2.25 o 2.26 según cual sea más apropiada.
2. Determinar el tiempo requerido de operación T_1 , del relé más lejano de la fuente usando el ajuste del DIAL más bajo y considerando el nivel de corriente de falla para la arranca la unidad instantánea de este relé. El ajuste de este DIAL puede tener que ser más alto si la carga que fluye, cuando el circuito es reenergizado después de una pérdida de suministro, es elevada (pick up de carga en frío), o si es necesario la coordinación con los dispositivos instalados aguas abajo, por ejemplo fusibles o reconectadores.
3. Determinar el tiempo de operación del relé asociado con el interruptor en la próxima subestación hacia la fuente, $T_{2a} = T_1 + T_{\text{margen}}$, donde T_{2a} , es el tiempo de operación del relé back up asociado con el interruptor 2 y T_{margen} , es el intervalo de coordinación o intervalo de coordinación. El nivel de corriente de falla usado para este cálculo es igual al que se usó para determinar el tiempo T_1 del relé asociado con el interruptor anterior.
4. Conociendo T_{2a} , y habiendo calculado el valor del TAP del relé 2, se repite lo indicado en el punto 2 para obtener el ajuste del DIAL para el relé 2.

5. Determinar el tiempo de operación (T_{2b}) del relé 2, pero usando ahora el nivel de falla justo antes de la operación de su unidad instantánea.
6. Continuar con la secuencia, empezando desde el tercer paso.

Margen de discriminación de tiempo

Un margen de discriminación de tiempo entre dos relés sucesivos de tiempo - corriente es del orden de 0,25 a 0,4 segundos que se utilizan normalmente. Este valor evita la pérdida de selectividad debido a uno o más de los siguientes:

- El tiempo de apertura del interruptor.
- El tiempo del relé después que haya detectado la falla.
- Variaciones en los niveles de fallas, las desviaciones de las curvas características de los relés (por ejemplo, debido a las tolerancias de fabricación), y los errores en los transformadores de corriente. [15]

CAPÍTULO III

3. DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE LA APLICACIÓN DE HOJA DE CÁLCULO PARA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

3.1. Requerimientos del hardware y software.

- Procesador de 500 MHz
- RAM de 256MB.
- Instalado el Microsoft Excel 2010.

3.2. Requerimientos del usuario.

- Manejar y Usar el Excel 2010.
- Conocer las corrientes de Cortocircuito en el circuito de Distribución
- Conocimiento en Protecciones Eléctricas de Distribución en medio voltaje.
- Leer el Manual de Usuario para la Hoja de cálculo.

3.3. Hoja de Cálculo para Calcular Corrientes de Cortocircuito.

La hoja de cálculo se encuentra diseñada para realizar el cálculo de corrientes de cortocircuito, únicamente en sistemas radiales, en las cuales se pueden usar las ecuaciones de la sección 2.3, para ello se necesita conocer las impedancias de secuencia de la subestación y calcular las impedancias de secuencia de los tramos que constituye el alimentador. Y se tiene la disponibilidad la opción de insertar estos datos desde el teclado a través de formularios como también siguiendo el flujo grama de la figura 3.1, además para el cálculo de impedancia de secuencia de los tramos está constituido entre nodo a nodo o de poste a poste, para lo cual se necesita conocer aspectos que lo conforman como es el tipo de conductor en fase y neutro, así como la distancia entre conductores de fases y las mismas fases con el neutro si fuera el caso.

3.3.1. Subestación

Para la fuente se tiene el formulario llamado “Datos de Subestación” que se observa en la figura 3.2 que se muestra a continuación, la cual permite insertar datos como son: Nombre o código, voltaje línea – línea en kilovoltios

(kV), la configuración sea en delta o estrella, impedancia de secuencia positiva (Z_1) y la impedancia de secuencia cero u homopolar (Z_0), permitiendo almacenarlos para posteriormente ser solicitados en otro formulario.

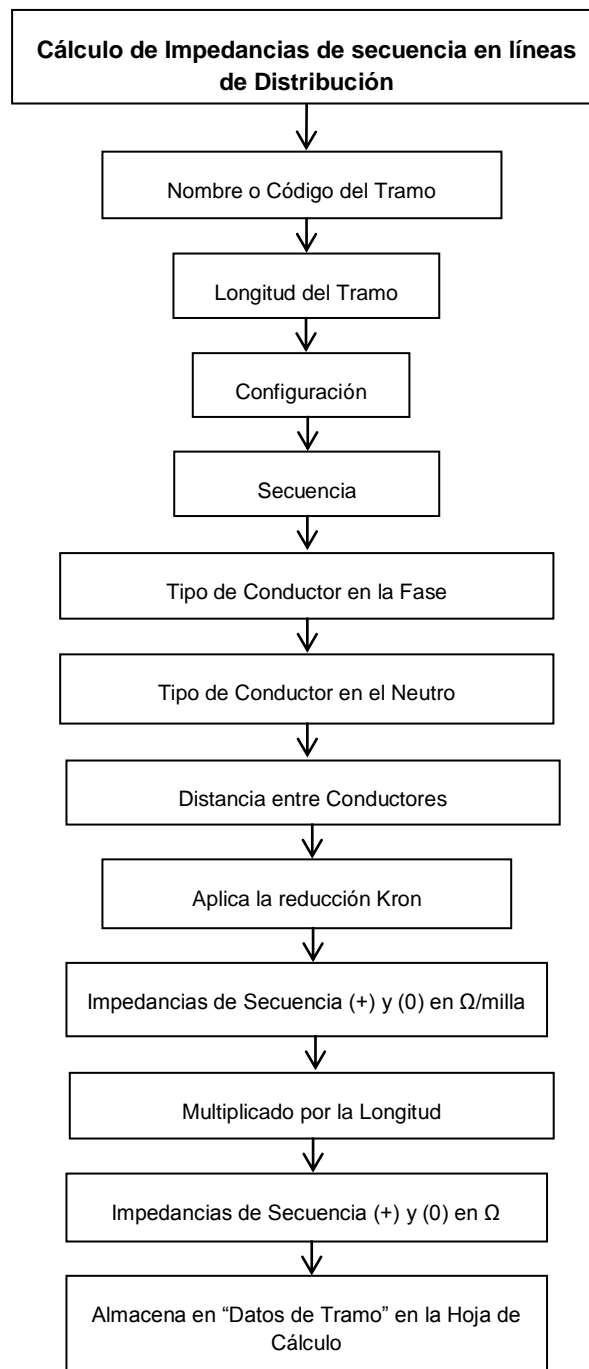


Figura 3.1 Flujo grama para el cálculo de impedancias de Secuencia en líneas de Distribución

Elaborado por: Lara J.

Datos de Subestación

Nombre:

Nominal: kVLL

Configuración:
 Y
 D

R X

Z1: Ohmios

Z0: Ohmios

Figura 3.2 Formulario “Datos de Subestación”

Elaborado por: Lara J.

3.3.2. Conductor

Para el tipo de conductor en cambio la hoja de cálculo dispone de un formulario llamado “Conductor” (Figura 3.3), que permite guardar en una base de datos de conductores en Excel una vez puesto en nombre o código, Radio Medio Geométrico (RGM) y la resistencia a 25°C o 50°C según sea ingresado por el usuario, con los datos que proporciona el fabricante, para después ser solicitado en otro formulario.

Conductor

Nº:

ID: Nombre o Código

RGM: ft (pies)

R °C- AC: Ohm/milla

Figura 3.3 Formulario "Conductor"

Elaborado por: Lara J.

3.3.3. Diámetro Medio Geométrico (DMG)

En el caso de las distancia entre conductores entre fase y neutro, se tiene un formulario llamado “Nueva Distancia”, ver figura 3.4, la misma que al colocar un nombre o código, se ingresa las distancias entre conductores a-b, b-c, c-a, a-n, b-n y c-n, el momento de cargar en Excel calcula automáticamente el Diámetro Medio Geométrico (DMG) entre fases y fases - neutro, y lo almacena en una base de datos de distancia.

Figura 3.4 Formulario “Nueva Distancia”.

Elaborado por: Lara J.

3.3.4. Impedancias de Secuencia en líneas de Distribución

Con los datos de tipo de conductor y distancia, se pone a disposición el formulario llamado “Configuración Equilibrada”, el mismo que permite calcular las corrientes de secuencia de la líneas de distribución, según el tipo de tramo, ya sea trifásica, monofásica y bifásica, siendo el mismo tipo de conductor para la fase y permitiendo cambiar el tipo de conductor para el neutro, con sus respectivas distancias, proporcionándole un nombre de tramo ingresado por el usuario, y la longitud del mismo, dando como resultado en unidad de ohmio, además con la posibilidad de insertar una impedancia propia de falla (Z_f en ohmios) como muestra la figura 3.5, que da la posibilidad de almacenar en la hoja de cálculo.

Figura 3.5 Formulario “Configuración Equilibrada”.

Elaborado por: Lara J.

3.3.4.1. Metodología para el cálculo de impedancias de secuencia de líneas aéreas.

Una línea de distribución trifásica aérea tiene la separación entre fases como muestra la figura 3.6. Los conductores de fase son 366,400 26/7 ACSR a 25°C y el conductor neutro es 4/0 6/1 a 25°C.

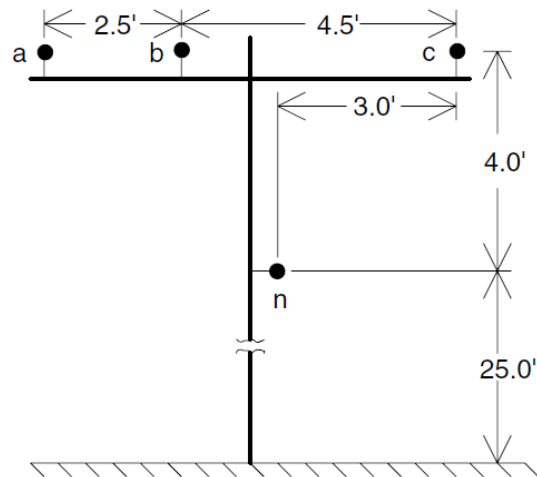


Figura 3.6 Separación de fases de una línea de distribución trifásica

Fuente: W. H. Kersting, Distribution System Modeling and Analysis, New Mexico: CRC Press, 2001.

Se toman los datos de los conductores como es el RMG(pies) y resistencia (Ω /milla), para la fase y neutro, como muestra la tabla 3.1:

Tabla 3.1 Datos de conductores

Conductor	Tipo	RMG (pies)	Resistencia (Ω /milla)
366,400 26/7 ACSR	Fase	0,0244	0,306
4/0 6/1	Neutro	0,00814	0,5920

Fuente: W. H. Kersting, Distribution System Modeling and Analysis, New Mexico: CRC Press, 2001.

Para aplicar las ecuaciones de la sección 2.4, se necesita calcular la distancia media geométrica (GMD) entre fases y entre fase y neutro, entonces de la figura 3.6.

$$D_{ab}=2,5 \text{ ft} \quad \text{Ec. 3.1}$$

$$D_{bc}=4,5 \text{ ft} \quad \text{Ec. 3.2}$$

$$D_{ca}=7,0 \text{ ft} \quad \text{Ec. 3.3}$$

$$D_{an}=5,6569 \text{ ft} \quad \text{Ec. 3.4}$$

$$D_{bn}=4,272 \text{ ft} \quad \text{Ec. 3.5}$$

$$D_{ab}=5,0 \text{ ft} \quad \text{Ec. 3.6}$$

Aplicando la ecuación 2.8 y reemplazando los datos de ecuación 3.1 a 3.3 se tiene:

$$D_{ij} = \text{GMD}_{ij} = \sqrt[3]{2,5 \cdot 4,5 \cdot 7,0} = 4,2863 \text{ ft} \quad \text{Ec. 3.7}$$

De igual manera, aplicando la ecuación 2.8 y reemplazando los datos de ecuación 3.1 a 3.3 se tiene:

$$D_{in} = \text{GMD}_{in} = \sqrt[3]{5,6569 \cdot 4,272 \cdot 5,0} = 4,9437 \text{ ft} \quad \text{Ec. 3.8}$$

Con los datos de la tabla 3.1 y las ecuaciones 3.7 y 3.8, se reemplaza en las ecuaciones 2.10 a 2.13 entonces se obtiene:

$$\hat{Z}_{ii}=0,4013 + j1,4133 \Omega/\text{milla} \quad \text{Ec. 3.9}$$

$$\hat{Z}_{nn}=0,6873 + j1,5465 \Omega/\text{milla} \quad \text{Ec. 3.10}$$

$$\hat{Z}_{ij}=0,0953+ j0,7861 \Omega/\text{milla} \quad \text{Ec. 3.11}$$

$$\hat{Z}_{in}=0,0953+j0,7688 \Omega/\text{milla} \quad \text{Ec. 3.12}$$

Con estos datos, se reemplaza en las ecuaciones 2.14 para impedancia de secuencia cero u homopolar:

$$Z_{00}=(0,4013 + j1,4133)+2 \times (0,0953+ j0,7861) -3 \times \left(\frac{(0,0953+j0,7688)^2}{0,6873 + j1,5465} \right)$$

$$Z_{00}=(0,4013 + j1,4133)+(0,1906+ j1,5722) -(-0,1798+ j1,049)$$

$$Z_{00}= 0,7708 + j1,9364 \Omega/\text{milla} \quad \text{Ec. 3.13}$$

Para impedancia de secuencia positiva y negativa:

$$Z_{11} = Z_{22} = (0,4013 + j1,4133) - (0,0953+ j0,7861)$$

$$Z_{11} = Z_{22} = 0,306 + j0,6272 \Omega/\text{milla} \quad \text{Ec. 3.14}$$

Los mismos datos son ingresados en el formulario llamado “Configuración Equilibrada” como muestra la figura 3.7:

Figura 3.7 Cálculo de impedancia de secuencia.

Elaborado por: Lara J.

El formulario arroja los siguientes resultados:

$$Z_{00} = 0,772 + j1,933 \Omega/\text{milla} \quad \text{Ec. 3.15}$$

$$Z_{11} = Z_{22} = 0,31 + j0,627 \Omega/\text{milla} \quad \text{Ec. 3.16}$$

Al comparar los resultados obtenidos con la metodología implementada (ecuaciones 3.13 y 3.14), y lo calculado por el formulario “Configuración Equilibrada” (ecuaciones 3.15 y 3.16), se puede concluir que esta implementado de una forma correcta la metodología en el formulario de la hoja de cálculo.

3.3.5. Cálculo de las corrientes de cortocircuito.

Con los datos de secuencia de la subestación y de los tramos, para calcular los diferentes tipos de corrientes de cortocircuitos, con ayuda del formulario llamado “Cálculo de Cortocircuitos”, donde los combo box o lista desplegable, permite llamar a los datos de secuencia según el nombre o código de la subestación y de los tramos, e internamente realiza una

sumatoria hasta el nodo donde se aplica la falla como muestra la figura 3.6, permitiendo inserta hasta 10 tramos, con la facilidad de poder insertar ese acumulado hasta el tramo identificándolo con un nombre o código, y que se volverá a cargar en la lista desplegable de tramo.

El nodo donde se aplica la falla se lo puede nombrar, seleccionar si es un tipo trifásico, bifásico y monofásico y dependiendo de la configuración delta o estrella, se considera un factor de seguridad máximo ($K_{m\acute{a}x}$) y mínimo ($K_{m\acute{i}n}$), se tiene como resultado las corriente cortocircuito trifásico, línea - línea, línea - línea- tierra, línea- tierra máximo y línea-tierra mínimo.

Figura 3.8 Formulario "Cálculo de Cortocircuito".

Elaborado por: Lara J.

3.3.5.1. Metodología para el cálculo de corrientes de cortocircuitos

Para el cálculo de corrientes de cortocircuitos, se requiere un diagrama unifilar, se construye un ejemplo de un circuito de trifásico de distribución propio para aplicar la metodología del proyecto como se muestra en la figura 3.9.

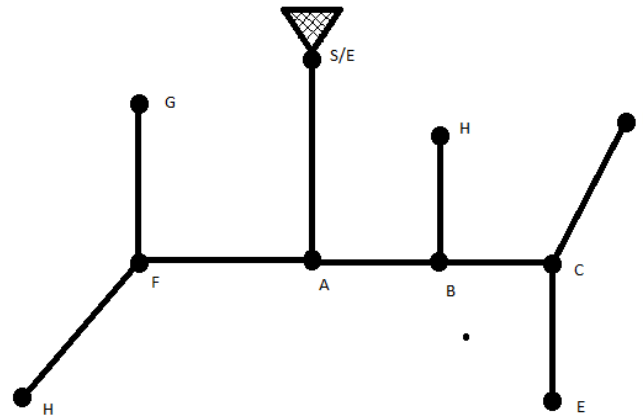


Figura 3.9 Alimentador de Distribución

Elaborado por: Lara J.

Para la subestación, se necesita conocer los datos de equivalentes de impedancia de secuencia positiva, impedancia de secuencia cero y la configuración del secundario del transformador, como muestra la tabla 3.2.

Tabla 3.2 Datos de la Subestación

ID	R(+) (ohmios)	X(+) (ohmios)	R(0) (ohmios)	X(0) (ohmios)	V LL [kV]	V LN [kV]	Config
S/E	0,1	0,6	0,5	2	13,8	7,967	Y

Elaborado por: Lara J.

El espaciamiento entre fases para configuración trifásico se muestra en la figura 3.10 y se resume en la tabla 3.3

Tabla 3.3 Configuración de tramos

Config.	Secuencia	Fase ACSR	Neutro ACSR	Espaciamiento ID
601	B A C N	556,500 26/7	4/0 6/1	500
602	C A B N	4/0 6/1	4/0 6/1	500

Elaborado por: Lara J.

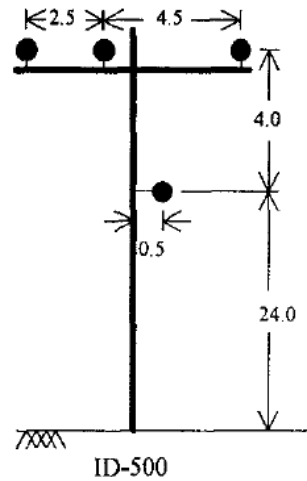


Figura 3.10 Espaciamiento trifásico entre conductores

Fuente: William H Kersting, "Radial Distribution Test Feeders," , 2000, pp. 908-912.

Los datos de los tramos de longitud y configuración se muestran en la tabla 3.4.

Tabla 3.4 Datos de tramos

Nodo inicial	Nodo final	Longitud (ft)	Longitud (milla)	Config.
S/E	A	500	0,0946	601
A	B	300	0,0568	601
B	H	200	0,0378	601
B	C	300	0,0568	602
C	D	400	0,0757	602
C	E	250	0,0473	602
A	F	500	0,0946	601
F	G	450	0,0852	601
F	H	500	0,0946	601

Elaborado por: Lara J.

Con los datos de tramos se usa la hoja de cálculo con el formulario "Configuración equilibrada" que se resume en la tabla 3.5:

Tabla 3.5 Impedancias de secuencia de tramos

ID	R+ (ohmios)	X+ (ohmios)	R- (ohmios)	X- (ohmios)	R0 (ohmios)	X0 (ohmios)
S/E-A	0,0175	0,05654	0,0175	0,05654	0,0613	0,18015
A-B	0,0105	0,03395	0,0105	0,03395	0,03682	0,10816
B-H	0,0070	0,02259	0,0070	0,02259	0,02450	0,07198
A-F	0,0175	0,05654	0,0175	0,05654	0,06132	0,18015
A-F	0,0175	0,05654	0,0175	0,05654	0,06132	0,18015
F-G	0,0158	0,05092	0,0158	0,05092	0,05523	0,16224
F-H	0,0175	0,05654	0,0175	0,05654	0,06132	0,18015
B-C	0,0330	0,0431	0,0330	0,0431	0,05931	0,11740
C-D	0,0440	0,05755	0,0440	0,05755	0,07905	0,15647
C-E	0,0275	0,03596	0,0275	0,03596	0,04939	0,09776

Elaborado por: Lara J.

Para calcular las corrientes de cortocircuito en un nodo con las ecuaciones de la sección 2.3, se aplica una sumatoria de impedancias de secuencia desde la subestación hasta el nodo donde se quiere conocer la lcc, por ejemplo para conocer las corrientes de corto en el nodo E, se hace la sumatoria de la siguiente forma

Para secuencia positiva:

$$Z_{S/E_+} + Z_{S/E-A_+} + Z_{S/E-A_+} + Z_{A-B_+} + Z_{B-C_+} + Z_{C-E_+} = Z_{E_+}$$

$$Z_{E_+} = 0,188 + j 0,769 \Omega$$

Ec. 3.17

Dónde:

Z_{E_+} = Es la sumatoria total de impedancia de secuencia positiva hasta el nodo E

Para secuencia cero:

$$Z_{S/E_0} + Z_{S/E-A_0} + Z_{S/E-A_0} + Z_{A-B_0} + Z_{B-C_0} + Z_{C-E_0} = Z_{E_0}$$

$$Z_{E_0} = 0,706 + j 2,503 \Omega$$

Ec. 3.18

Dónde:

Z_{E_0} = Es la sumatoria total de impedancia de secuencia cero hasta el nodo E

Se supone que no existe la impedancia de la falla misma es decir $Z_{E_F} = 0$ y aplicando las formulas de la sección 2.3 se tiene:

Para falla trifásica en nodo E:

$$I_{LLL} = K_{\text{máx}} \cdot \frac{V_E}{Z_{E_+} + Z_{E_F}} \quad \text{Ec. 3.19}$$

Para falla línea-línea-tierra en nodo E:

$$I_{LLT} = K_{\text{máx}} \cdot V_E \cdot Y_2 \quad \text{Ec. 3.20}$$

$$Y_2 = \frac{a^2 \cdot (Z_{E_0} + Z_{E_+}) - a \cdot Z_{E_0} - Z_{E_+}}{Z_{E_+} \cdot (Z_{E_+} + Z_{E_0}) + Z_{E_+} \cdot Z_{E_0}} \quad \text{Ec. 3.21}$$

Para falla bifásica en nodo E:

$$I_{LL} = K_{\text{máx}} \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot V_E}{2Z_{E_+} + Z_{E_F}} \quad \text{Ec. 3.22}$$

Para falla línea-tierra en nodo E:

$$I_{LT_{\text{máx}}} = K_{\text{máx}} \cdot \frac{V_E}{2Z_{E_+} + Z_{E_F}} \quad \text{Ec. 3.23}$$

Usando los datos de la tabla 3.2 para el voltaje en E, las ecuaciones 3.17 y 3.18 para las impedancias de secuencia y sustituyendo en las ecuaciones 3.19 ala 3.23 da como resultado las corrientes de cortocircuito como muestra la tabla 3.6.

Tabla 3.6 Corrientes de cortocircuito en nodo E

Nodo	LLL(A)	LL(A)	LLT(A)	LT máx.(A)
E	10053,57	8706,65	8990,00	5710,18

Elaborado por: Lara J.

De igual forma se realiza la sumatoria de impedancias de secuencia desde la subestación hasta el nodo de interés y utilizando el formulario "Cálculo de Cortocircuito" se tiene los resultados como muestra la tabla 3.7.

Tabla 3.7 Corrientes de cortocircuito para todos los nodos

Nodo	LLL(A)	LL(A)	LLT(A)	LT máx.(A)
S/E	13097,66	11342,91	11790,80	7296,52
A	11944,66	10344,38	10745,26	6670,85
B	11344,35	9824,50	10201,54	6344,02
H	10977,00	9506,36	9869,02	6143,64
C	10605,87	9184,96	9506,50	5982,54
D	9746,31	8440,55	8703,87	5557,75
E	10053,57	8706,65	8990,00	5710,18
F	10977,00	9506,36	9869,02	6143,64
G	10229,83	8859,30	9193,197	5735,18
H	10153,55	8793,23	9124,23	5693,41

Elaborado por: Lara J.

En la sección 3.5 se realiza la validación de la metodología para el cálculo de corrientes de cortocircuitos con los datos de “IEEE 13 Node Test Feeder” comparado lo resultados entre el software CYMDIST y la hoja de cálculo desarrollada en el presente trabajo de tesis.

3.4. Procedimiento general para el cálculo de fallos en sistemas de distribución en medio voltaje.

- Un alimentador de distribución está compuesto por elementos que sirven para transmitir la energía eléctrica, desde la subestación a los centros de consumo, para el estudio de cortocircuitos, se deben conocer los siguientes datos.
 - **Información de Subestación:** Voltaje línea – línea, las impedancias de secuencia de los elementos que se encuentran aguas arriba del mismo.
 - **Información del Alimentador:** Nombre del alimentador, nodos, tipo de conductor entre los tramos, disposición de los mismos, longitud, nombre de tramo.
- Con la hoja de cálculo para impedancia de secuencia en sistemas de distribución en medio voltaje, se insertan los datos de cada tramo del

alimentador, y se obtiene los datos necesarios, para el cálculo de cortocircuitos.

- Realizando una sumatoria de las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero desde la subestación hasta el nodo donde se desea conocer las corrientes de cortocircuitos.
- Se aplica las ecuaciones descritas en la sección 2.3.
- Se repite los pasos 2 y 3 para calcular los cortocircuitos en los demás nodos.

3.5. Validación de cálculo de cortocircuitos en un sistema de distribución.

En la validación de las corrientes de cortocircuito, se usó los formularios de “configuración equilibrada” para el cálculo de impedancia de los tramos y el formulario “Cálculo de Cortocircuitos” para hallar las corrientes de fallo en los nodos de las líneas aéreas, las mismas que se va a comparar con datos proporcionados por el programa CYMDIST de la empresa Cooper y determinar el porcentaje de error que se obtiene entre los cálculos.

Para la validación del procedimiento general para el cálculo de fallos en sistemas de Distribución en medio voltaje, se tomó los datos de “IEEE 13 Node Test Feeder” [16] , de las redes aéreas, que se observa en la figura 3.11.

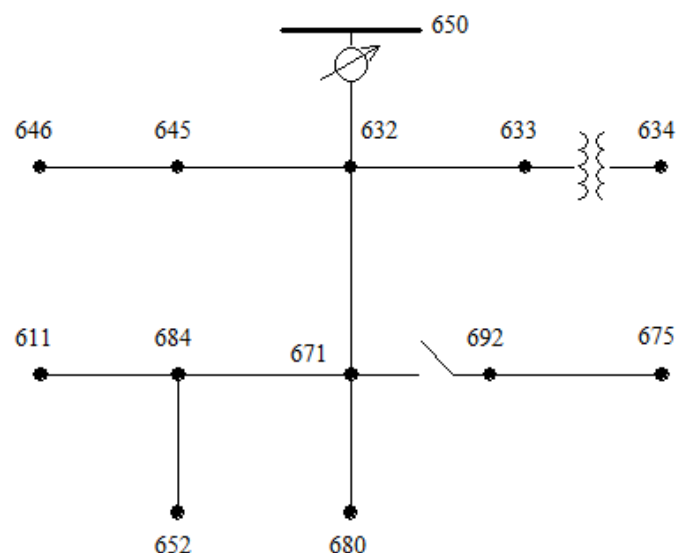


Figura 3.11 IEEE 13 Node Test Feeder

Fuente: William H Kersting, "Radial Distribution Test Feeders," , 2000, pp. 908-912.

Con los datos del Cymdist se aplica el procedimiento general para el cálculo de fallos en sistemas de distribución en medio voltaje:

Paso 1:

Subestación: Los datos de la subestación en las impedancias de secuencia que se resume en la siguiente tabla 3.8.

Tabla 3.8 Datos de la Subestación

ID de equipo	R1 (ohmios)	X1 (ohmios)	R0 (ohmios)	X0 (ohmios)	Config.
SUB650	0,00173	0,01384	0,0017	0,0138	Y

Elaborado por: Lara J.

Alimentador: Aplicando los datos de "IEEE 13 Node Test Feeder" descritos en el anexo A.

Pasó 2: con el formulario "Configuración Equilibrada" se calcularon las impedancias de secuencia, según el tipo de conductor y el espaciamento entre fases según la figura A.2 (anexo A), los datos obtenidos se encuentra en la tabla 3.9 y tabla 3.10.

Tabla 3.9 Impedancias de Secuencia en Ohmio/milla de IEEE 13 Node Test Feeder

ID	R+ (ohmios/milla)	X+ (ohmios/milla)	R0 (ohmios/milla)	X0 (ohmios/milla)
L645-646	1,12	0,89	1,74	2,27
L671-684	1,12	0,89	1,74	2,27
L632-633	0,59	0,76	1,06	2,07
L632-645	1,12	0,89	1,74	2,27
L671-680	0,19	0,60	0,65	1,91
L650-632	0,19	0,60	0,65	1,91
L632-671	0,19	0,60	0,65	1,91

Elaborado por: Lara J.

Tabla 3.10 Impedancias de Secuencia en Ohmio de IEEE 13 Node Test Feeder

ID	R+ (ohmios)	X+ (ohmios)	R0 (ohmios)	X0 (ohmios)	Rf (ohmios)	Xf (ohmios)
L645-646	0,064	0,051	0,099	0,129	0	0
L671-684	0,064	0,051	0,099	0,129	0	0
L632-633	0,056	0,072	0,100	0,196	0	0
L632-645	0,106	0,085	0,165	0,215	0	0
L671-680	0,035	0,113	0,124	0,361	0	0
L650-632	0,070	0,226	0,247	0,722	0	0
L632-671	0,070	0,226	0,247	0,722	0	0

Elaborado por: Lara J.

Pasó 3: Se realiza la sumatoria de las impedancias de secuencia, positiva, negativa y cero desde la Subestación hasta el Nodo en donde se desea conocer las corrientes de cortocircuito.

Pasó 4: Se aplica las ecuaciones de Cortocircuitos con el formulario "Cálculo de Cortocircuitos", de la sección 2.3, se tiene como resultado y comparando con los datos resultantes del CYMDIST de los nodos seleccionados, se construye la siguiente tabla 3.11 y los resultados en porcentaje en la tabla 3.12.

Tabla 3.11 Corrientes de Cortocircuito de IEEE 13 Node Test Feeder

Nodo	CALCULADO				CYMDIST			
	LLL(A)	LLT(A)	LL(A)	LT(A)	LLL(A)	LLT(A)	LL(A)	LT(A)
S650	174397,01	174393,17	151032,24	174397,01	172156	172153	149092	172147
N632	9667,82	8668,86	8372,58	5689,54	9579	8590	8296	5628
N633	7185,86	6375,78	6223,14	4355,86	7118	6394	6164	4309
N646	5429,23	4737,20	4701,85	3489,79	5378	4959	4658	3453
N684	4353,93	3865,40	3770,61	2589,67	4316	3861	3737	2560
N680	3998,25	3578,54	3462,59	2320,54	3963	3547	3432	2294

Elaborado por: Lara J.

Tabla 3.12 Comparación de resultados en porcentaje de IEEE 13 Node Test Feeder

Nodo	ERROR %			
	LLL	LLT	LL	LT
Sub650	-1,30	-1,30	-1,30	-1,31
N632	-0,93	-0,92	-0,92	-1,09
N633	-0,95	0,28	-0,96	-1,09
N646	-0,95	4,47	-0,94	-1,07
N684	-0,88	-0,11	-0,90	-1,16
N680	-0,89	-0,89	-0,89	-1,16

Elaborado por: Lara J.

Como se observa en el procedimiento, se obtuvo un error mínimo de menos 0,11% y como máximo de 4,47% en los nodos seleccionados de IEEE 13 Node Test Feeder.

Con los errores obtenidos en la tabla 3.6, se concluye que la hoja de cálculo de cortocircuitos en un sistema de distribución es una herramienta que se puede utilizar en otro tipo de circuito eléctrico en medio voltaje.

3.6. Hoja de Coordinación de Protecciones Eléctricas.

La hoja de cálculo para la coordinación fue diseñada para aplicar los criterios de coordinación de forma gráfica mediante una hoja Logarítmica ver figura 3.12, donde se puede realizar la coordinación de dispositivos de protección como: Fusiles tipo K, fusibles tipo T, reconectador hidráulico, reconectador electrónico, relé de sobrecorriente, así como las curvas de daño térmico de conductor y transformador; además ingreso de corrientes y tiempos; Además permite usar las corrientes de cortocircuitos obtenidas en el estudio de un circuito de distribución radial por medio de la hoja de cálculo para conocer las corrientes de falla, mediante formularios se las puede visualizar y observar la intersección entre la curva de corriente y el dispositivo de protección, por último se puede visualizar el tiempo en la intersección que el usuario puede ingresar para poder aplicar los criterios de coordinación de protecciones eléctricas en medio voltaje.

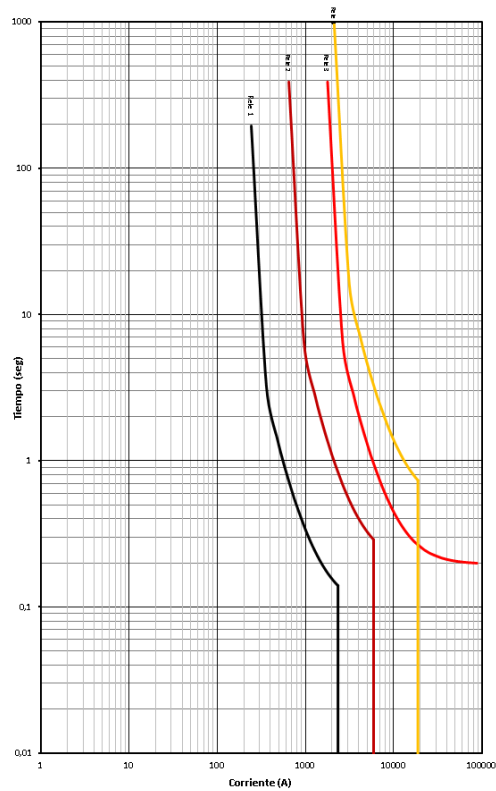


Figura 3.12 Hoja Logarítmica

Elaborado por: Lara J.

3.6.1. Fusibles

Para cargar fusibles tipo K se usa el formulario llamado “Fusible Tipo K” ver figura 3.13 y para los fusibles tipo T se usa el formulario llamado “Fusible Tipo T” ver figura 3.14, con su voltaje de operación respectivo.

The screenshot shows a software window titled 'Fusible Tipo K'. At the top, there is a text input field for 'Voltaje de Operación:' containing the value '13,8' and a unit selector '[kV]'. Below this are two columns of buttons. The left column, labeled 'Agregar', contains buttons for 1K, 25K (which is highlighted with a dashed border), 2K, 30K, 3K, 40K, 6K, 50K, 8K, 65K, 10K, 80K, 12K, 100K, 15K, 140K, and 20K, 200K. The right column, labeled 'Borrar', contains buttons for 1K, 25K, 2K, 30K, 3K, 40K, 6K, 50K, 8K, 65K, 10K, 80K, 12K, 100K, 15K, 140K, and 20K, 200K. At the bottom center is a 'Regresar' button.

Figura 3.13 Formulario “Fusible Tipo K”

Elaborado por: Lara J.

El mismo que mediante, un click en los botones permite seleccionar el tamaño del fusible que permite cargar o borrar las curvas de los fusibles de la hoja logarítmica.

Figura 3.14 Formulario “Fusible Tipo T”

Elaborado por: Lara J.

Como se conoce no solo existen fusibles tipo K y T, las curvas tiempo–corriente varían según el fabricante, entonces el formulario llamado “Nuevo Fusible” ver figura 3.15, posee la versatilidad de aumentar 15 fusibles según sea la marca y la curva tiempo – corriente, el fusible debe ser identificado con el fabricante y el código, para luego ser almacenado en una hoja de cálculo.

	Corriente	Tiempo	Corriente	Tiempo
1	0	0	16	0
2	0	0	17	0
3	0	0	18	0
4	0	0	19	0
5	0	0	20	0
6	0	0	21	0
7	0	0	22	0
8	0	0	23	0
9	0	0	24	0
10	0	0	25	0
11	0	0	26	0
12	0	0	27	0
13	0	0	28	0
14	0	0	29	0
15	0	0	30	0

Figura 3.15 Formulario “Nuevo Fusible”

Elaborado por: Lara J.

Los fusibles adicionales se los puede llamar a la hoja logarítmica mediante el formulario llamado “Otros Fusibles” ver figura 3.16, cada fusible

según se haya almacenado en la hoja de cálculo se visualiza el fabricante y nombre o código, que desde el mismo se puede agregar o borrar con su voltaje de operación respectivo.

Figura 3.16 Formulario “Otros Fusibles”

Elaborado por: Lara J.

3.6.2. Transformador

Para el transformador, se abre el formulario llamado “Transformador” ver figura 3.17, permite cargar hasta 5 Transformadores sea trifásico o monofásico, conociendo el voltaje primario, impedancia en %, potencia nominal, tipo de conexión y si la curva de corriente circulante es Frecuente o Infrecuente; además se puede agregar o borrar la curva de daño térmico y la curva Inrush o carga fría.

Figura 3.17 Formulario “Transformador”

Elaborado por: Lara J.

3.6.3. Corriente de cortocircuito y nominal.

El formulario llamado “Corrientes de Cortocircuito” ver figura 3.18, permite ingresar la corriente I_{cc} (Cortocircuito Máxima) y I_n (Nominal) del nodo donde se encuentra la falla en amperios, las mismas que se graficarán en la hoja logarítmica, además cuenta con la posibilidad de borrar estas corrientes.

Figura 3.18 Formulario “Corrientes de Cortocircuito”

Elaborado por: Lara J.

3.6.4. Tiempo de operación de los dispositivos de Protección.

Es el tiempo en donde se interseca la curva del elemento de protección con la corriente en el lugar de la falla, el formulario llamado “Tiempo (seg)” figura 3.19, permite al usuario insertar la medida de tiempo en segundos para mediante la gráfica, conocer el punto donde se cruzan las curvas.

Figura 3.19 Formulario “Tiempo”

Elaborado por: Lara J.

3.6.5. Reconectador Hidráulico

Para los reconectores hidráulicos se usa el Formulario “Reconectador Hidráulico” ver figura 3.20, que permite cargar hasta 5 equipos seleccionando el voltaje de operación, el tipo de protección, el ID, el tipo de control sea este monofásico o trifásico, el tipo de acuerdo a lo seleccionado

anteriormente, las curvas de protección en fase y tierra con la bobina de operación.

Figura 3.20 Formulario “Reconector Hidráulico”

Elaborado por: Lara J.

3.6.6. Reconector Electrónico

En el caso de un reconector electrónico figura 3.21, este permite cargar 5 equipos según la norma, sea esta ANSI, IEC o las del fabricante, para este proyecto se modelo el reconector: ABB PC2000, en la interfaz se puede seleccionar si se trata de una protección para la fase o tierra, si es de actuación rápida o lenta, además se puede seleccionar diferentes tipos de curvas bajo las normas mencionadas o las del fabricante eligiendo el time dial y la bobina de operación del equipo.

Figura 3.21 Formulario “Reconector Electrónico”

Elaborado por: Lara J.

3.6.7. Relé de Sobrecorriente

El formulario llamado “Relé de Sobrecorriente” ver figura 3.22, posee la capacidad de cargar relés de sobrecorriente según sea su tipo: 51 (Temporizado) o 50 (Instantáneo), según las normas sean IEC, ANSI/IEEE o TIPO CO seleccionando el tipo ya sean: Electromecánico, estático, digital y numérico. Se pueden ingresar hasta 15 relés de sobrecorriente con sus características así como establecer si se trata de una protección a fase o tierra y la relación de los TCs.

Uno de los parámetros necesario para graficar el relé de sobrecorriente es el TAP del temporizado o del instantáneo, el formulario tiene la capacidad de calcular el mismo al conocer la corriente nominal para el 51 (Temporizado) y la corriente de cortocircuito para el 50 (Instantáneo).

The screenshot shows a software window titled "Relé de Sobrecorriente". It features several input fields and buttons for configuring relay parameters. The "Voltaje de Operación" is set to 13.8 (KV). Under "Norma", "IEC" is selected. Under "Tipo", "Digital" is selected. The "Const." section has A, B, K, and P all set to 0. The "Datos" section has "Error básico de tiempo %" at 5, "Tiempo de sobredisparo (s)" at 0.02, "Margen de seguridad (s)" at 0.03, and "Margen de tiempo total (s)" at 0.3. The "IEC" section has "Standard Inverse" selected. There are "Calculador" buttons and a "Regresar" button.

Figura 3.22 Formulario “Relé de Sobrecorriente”

Elaborado por: Lara J.

3.6.8. Curva de capacidad Térmica de Conductores

El conocer la capacidad térmica de los conductores mediante curva tiempo-corriente, para esto se usa el formulario llamado “Curva de capacidad térmica de conductores” ver figura 3.23, el mismo que permite cargar 10

curvas tiempo-corriente y seleccionar entre conductores ACSR, ACAR, AAAC, Cobre desnudo y otros con su voltaje de operación.

En caso de otros, se puede seleccionar el calibre de una hoja de cálculo de datos modificable, el tipo de aislamiento y el tipo de material que sea el conductor y a vez permite borrar estas curvas.

Figura 3.23 Formulario “Transformador”

Elaborado por: Lara J.

3.7. Coordinación de protecciones eléctricas en medio voltaje.

3.7.1. Coordinación fusible - fusible

Se considera el criterio de coordinación entre fusibles, por experiencia internacional y por criterios del fabricante que asegure el valor máximo del tiempo de despeje del fusible protector (ver figura 3.24) para la corriente de falla no sea el mayor que un 75% del tiempo mínimo de fusión del fusible protegido, para esta misma corriente, es decir:

$$\text{tiempo}_{\text{máximo de despeje}} \leq 75\% \text{ tiempo}_{\text{mínimo de fusión}}$$

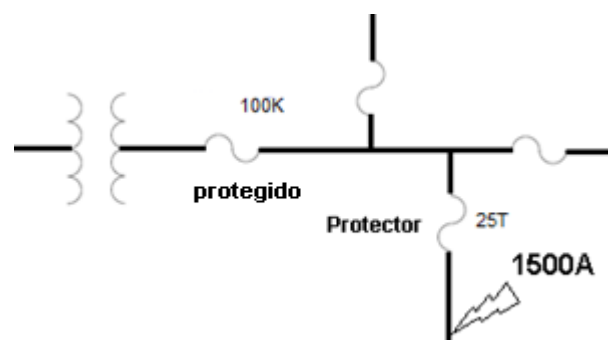


Figura 3.24 Diagrama unifilar para coordinación entre fusibles.

Elaborado por: Lara J.

Con ayuda de la hoja de cálculo se realizó la coordinación del diagrama unifilar que se muestra la figura 3.25, la coordinación que se pueden realizar entre un fusible tipo T y un fusibles tipo K para una corriente de 1500 A.

Con la corriente antes mencionada el punto de corte entre el valor máximo del tiempo de despeje del fusible 25T (protector) es 0,048 seg y para la misma corriente el cruce del tiempo mínimo de fusión del fusible 100K (protegido) es de 0,105 seg, la relación entre estos dos fusibles es de 45,71%, es decir $\leq 75\%$, por lo tanto existe la correcta coordinación entre el fusible 25T y 100K.

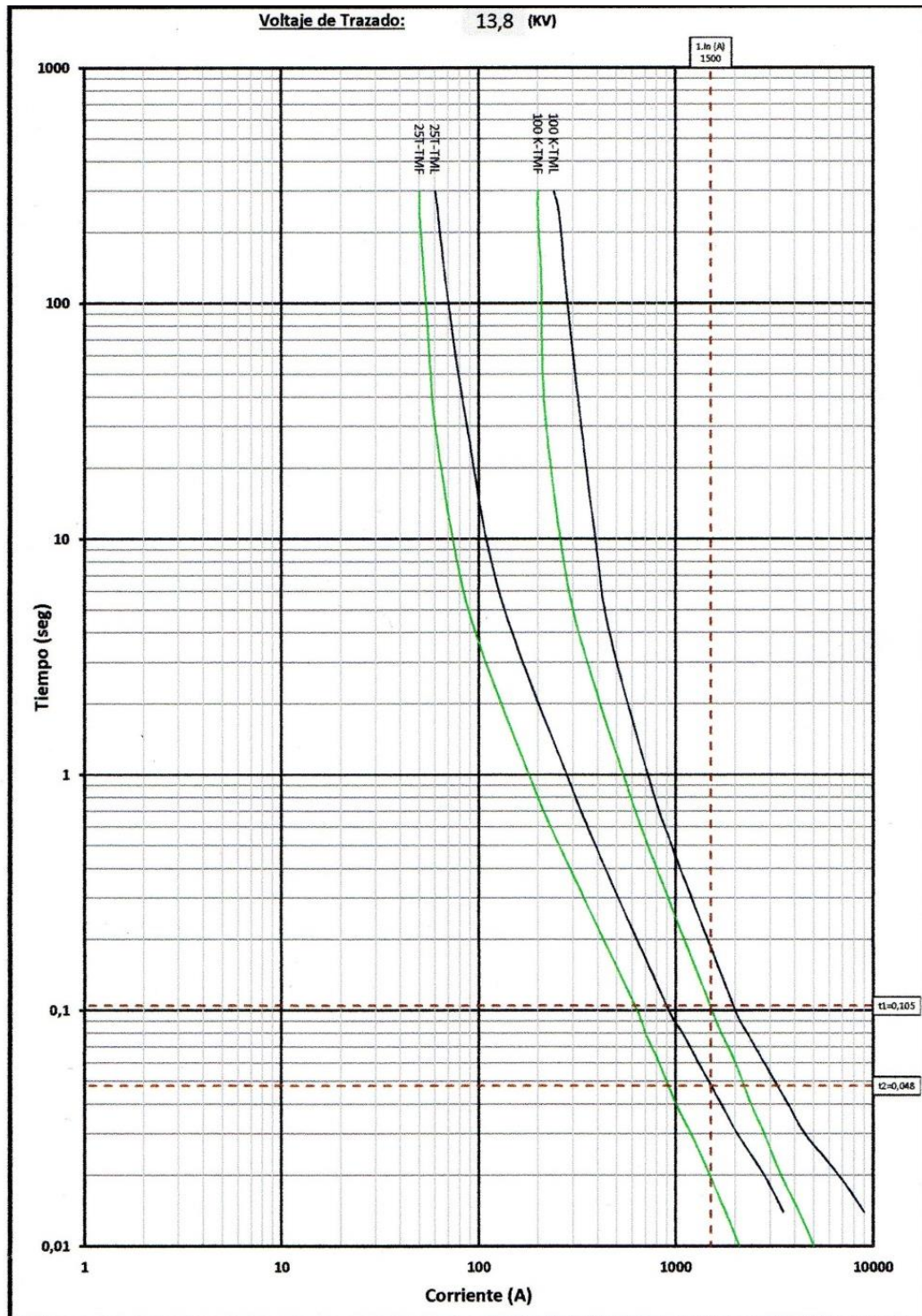


Figura 3.25 Ejemplo de coordinación entre un fusibles 25T y 100K para una corriente de 1500 A

Elaborado por: Lara J.

3.7.2. Coordinación Reconectador-fusible en el lado de la carga.

Para esta coordinación el reconectador (véase figura 3.26), puede operar en dos secuencias rápidas y dos lentas o una rápida y tres lentas, de mayor

uso es la primera opción, eso se debe a que con esas configuraciones el reconectador tiene la capacidad de despejar la falla si esta es temporal utilizando sus secuencias rápidas y en caso de que la falla sea permanente el fusible entra en operación.

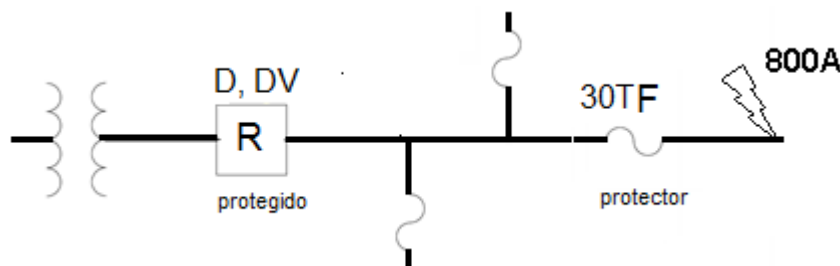


Figura 3.26 Reconectador monofásico tipo D, DV y un fusible 30T en lado de la carga

Elaborado por: Lara J.

Este tipo de coordinación se basa en dos criterios que se deben cumplir, El primer criterio es que el valor de la corriente de cortocircuito en el punto de corte entre la curva de tiempo mínimo de fusión del fusible tiene que ser mayor que el tiempo de la curva de despeje de la operación rápida del reconectador, ya corregido por el factor de multiplicación (K) según sea su número de operaciones y tiempo de Recierre (Ver tabla 2.13).

Una vez cumplido el criterio anterior se requiere que la curva de tiempo máximo de despeje del fusible nunca interseque a la curva de tiempo de despeje de la operación lenta del reconectador. [13]

Según la figura 3.26, el reconectador monofásico tipo D, DV con bobina de puesta en trabajo de 100 A, curva rápida tipo A y una curva lenta tipo B; se va coordinar con un fusible 30T con una corriente de cortocircuito de 800 A (véase figura 3.26).

El punto de intersección de la curva rápida A con la corriente de falla de 800 A es 0,0515 s, el factor K igual a 1,25 se obtiene considerando que se trata de una coordinación reconectador-fusible en el lado de la carga para una operación rápida en 60 ciclos, el punto de intersección de la curva rápida A multiplicado por el factor K es de 0,06473 s.

Para una corriente de cortocircuito de 800 A, cumple el primer criterio ya que el tiempo de 0,105 s en el punto de corte entre la curva de tiempo mínimo de fusión del fusible 30T es mayor que el tiempo de 0,06473 seg de la curva de despeje de la operación rápida del reconectador, ya corregido por el factor de multiplicación (K).

También cumple el segundo criterio ya que la curva de tiempo máximo de despeje del fusible 30T nunca se interseca a la curva de tiempo de despeje de la operación lenta del reconectador, por lo tanto existe una correcta coordinación.

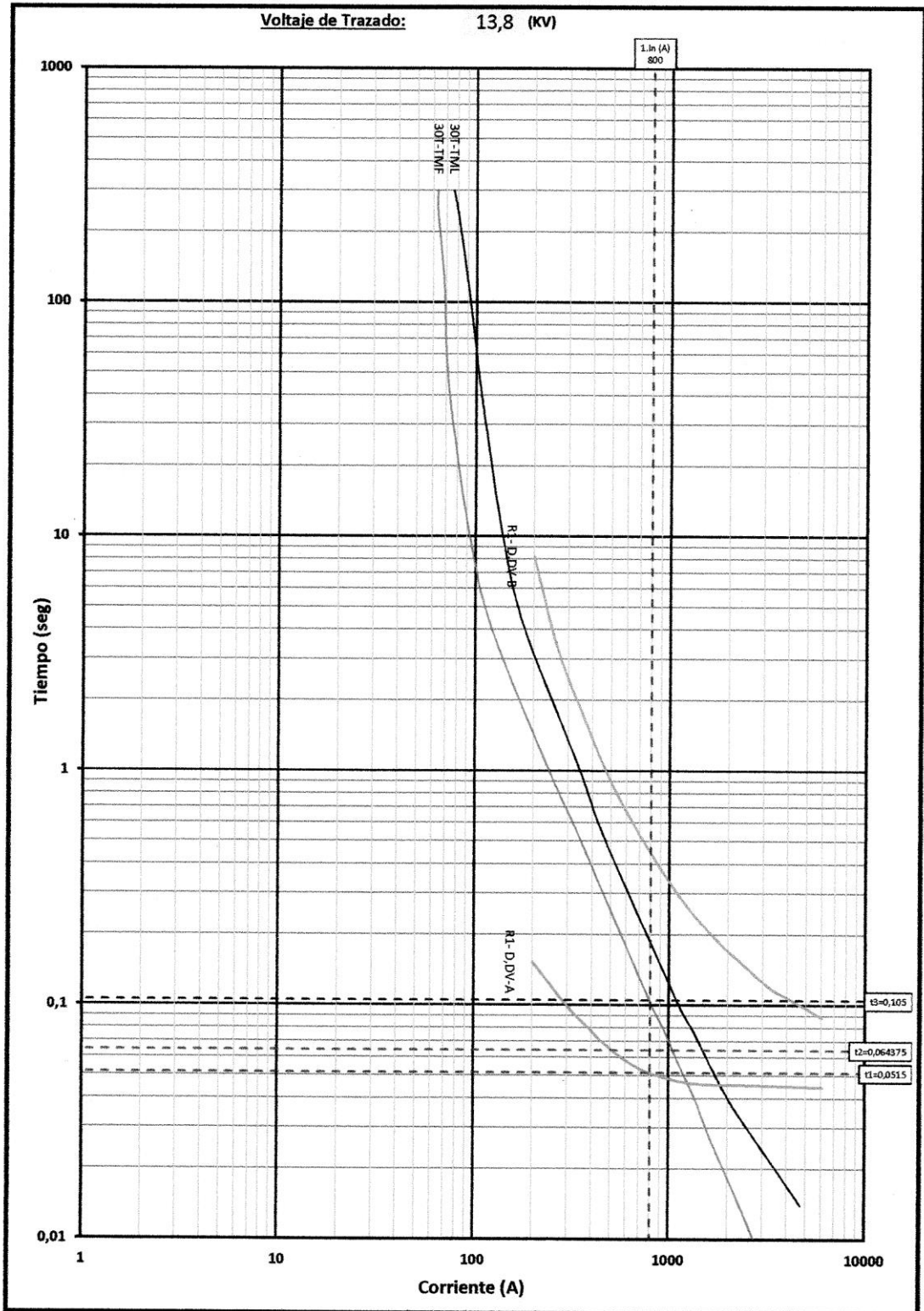


Figura 3.27 Coordinación Reconector trifásico tipo D, DV y un fusible 30T en lado de la carga

Elaborado por: Lara J.

3.7.3. Coordinación Reconectador-fusible en lado de la fuente.

En este caso el criterio a utilizar es que el tiempo mínimo de fusión del fusible debe de ser mayor al tiempo de despeje de la curva rápida del reconector multiplicado por el factor K que se encuentra en la tabla 2.14, para la máxima corriente de falla que se pueda presentar en la posición del reconector.

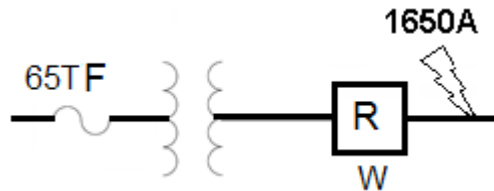


Figura 3.28 Diagrama unifilar para el estudio de coordinación entre un fusible de expulsión en el primario y un restaurador en el secundario.

Elaborado por: Lara J.

Para demostrar la coordinación se tiene un transformador de 2500 kVA de 46/12,47 kV, en el primario se encuentra un fusible 65T que servirá para proteger a la red ante cualquier falla del transformador y de las corrientes de cortocircuito que se generen aguas arriba del reconector (figura 3.28).

En el secundario existe un reconector hidráulico trifásico tipo W con una secuencia de operación 2A2C, es decir dos operaciones rápidas y dos lentas con un tiempo de recierre de 90 ciclos, por lo tanto, el factor K según la tabla 2.14 es de 1,70.

Para una corriente de falla de 1650 A en el lugar donde se instala el reconector el tiempo de intersección con la curva lenta multiplicado por el factor K es de 0,85 s, la curva del fusible 65T en 46 kV es reflejada al secundario de 12,47kV, con esta nueva curva se analiza para corriente de falla (1650 A) y en la figura 3.29, se observa que no se cruza con la curva lenta del reconector multiplicado por el factor K, entonces se concluye que si existe coordinación.

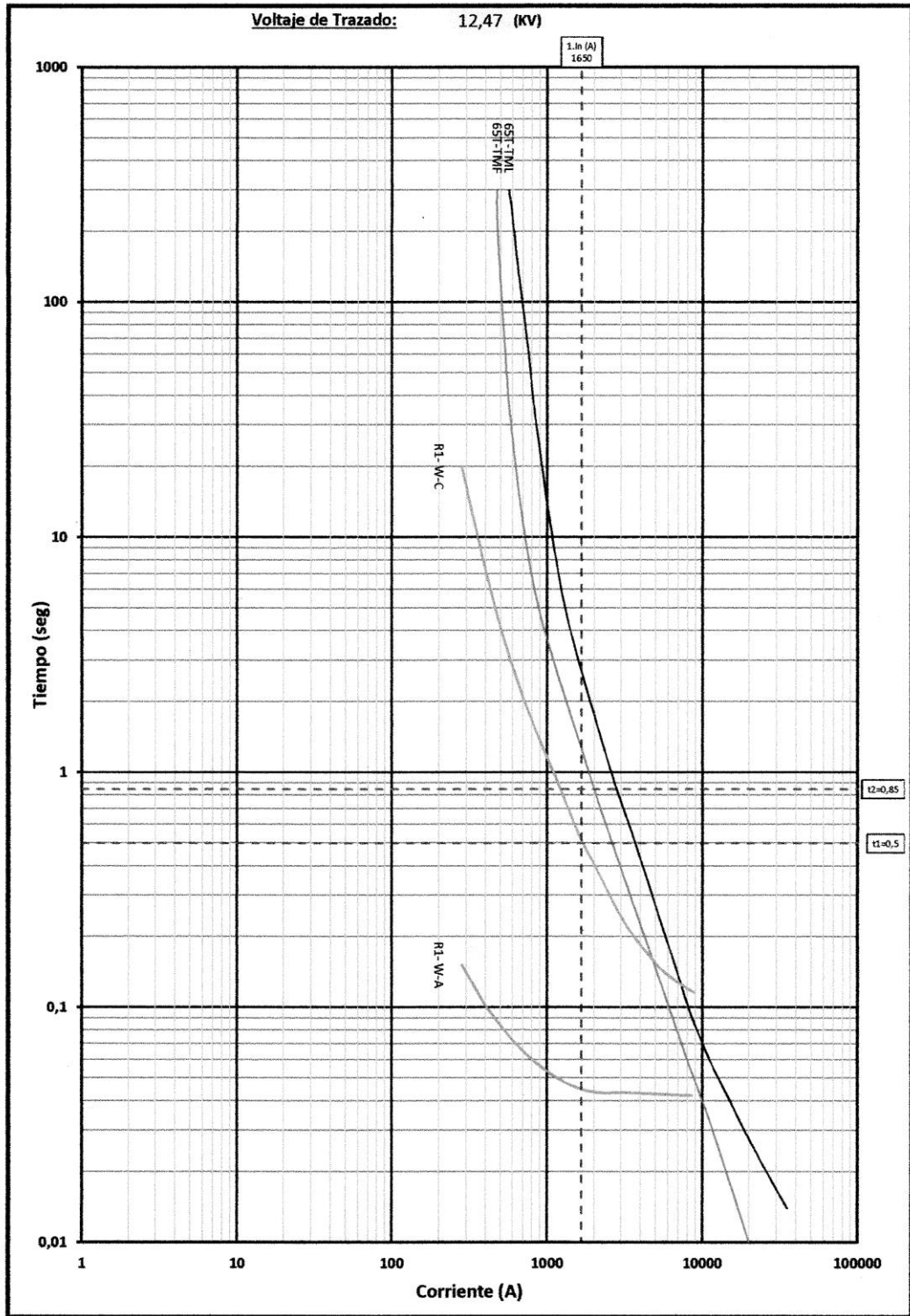


Figura 3.29 Coordinación Reconectador trifásico tipo W y el fusible 65T en lado de la fuente

Elaborado por: Lara J.

3.7.4. Coordinación fusible - transformador.

Para esta coordinación el fusible tener la capacidad de soportar la corriente de entrada Inrush y el arranque en frío, además la curva del fusible debe estar debajo del de la curva de daño térmico del transformador.

En la figura 3.30, se muestra un fusible 25T en el lado primario del transformador que tiene una potencia de 500kVA con 4% de impedancia con un voltaje de 13,8 kV.

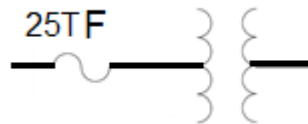


Figura 3.30 Diagrama unifilar para el estudio de protección de un transformador.

Elaborado por: Lara J.

El transformador tiene una corriente nominal de 20,92 A y la corriente “Inrush” de magnetización atraviesa 5 puntos como se muestra en la tabla 3.13.

Tabla 3.13 Curva de “Inrush” de un transformador de 500kVA.

Tiempo (seg)	Corriente (A)
100	41,82
10	62,76
1	125,52
0,1	251,03
0,01	522,97

Elaborado por: Lara J.

La corriente de cortocircuito del transformador se calcula según la ecuación 3.24.

$$I_{cc} = \frac{1}{Z\%} \cdot I_{nom} \quad \text{Ec. 3.24}$$

$$I_{cc} = \frac{100}{4} \cdot 20,92 = 523A \quad \text{Ec. 3.25}$$

Para la corriente de falla de 522 A, los puntos de intersección con las curvas de fusión y despeje del fusible 25T son: 0,104 y 0,29 s respectivamente y con la curva de daño del transformador el tiempo es de 2 s como se muestra en la tabla 3.14.

Tabla 3.14 Puntos de intersección del transformador de 500kVA.

Dispositivo	Tiempo (Seg)
25T(min)	0,145
25T (máx.)	0,29
Transformador (curva de daño)	2

Elaborado por: Lara J.

Según la figura 3.31 el fusible seleccionado se encuentra bajo la curva de daño y sobre la curva Inrush por lo tanto el fusible se encuentra correctamente coordinado.

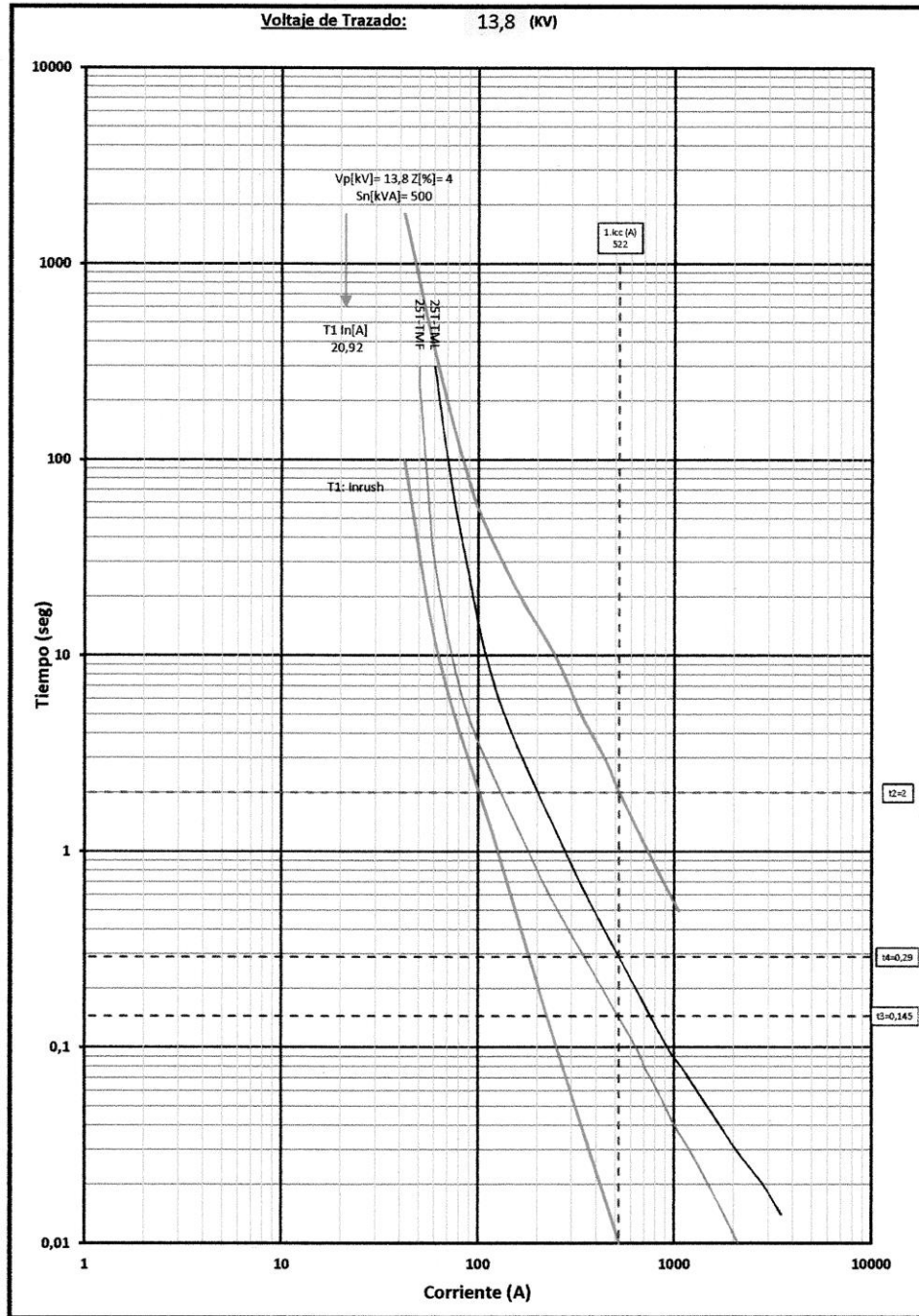


Figura 3.31 Coordinación entre el fusible 25T en lado de alta y un transformador de 500KVA

Elaborado por: Lara J.

3.7.5. Coordinación relé de sobrecorriente – reconectador

Para una coordinación de un relé de sobrecorriente con TAP's disponibles de 1 a 12 en pasos de 1, con un reconectador hidráulico trifásico tipo WV con una bobina como muestra la tabla 3.15 que debe actuar ante la

falla de 550 A. como se ve la figura 3.32, se realiza el siguiente procedimiento para una correcta coordinación de protecciones eléctricas.

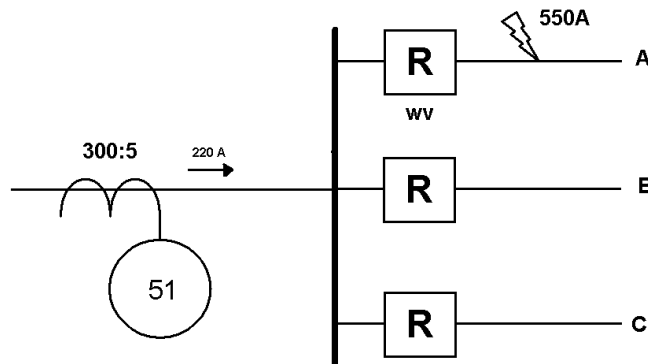


Figura 3.32 Diagrama unifilar relé de sobrecorriente-reconectador

Elaborado por: Lara J.

Tabla 3.15 Reconectador hidráulico trifásico tipo WV

Nº	Id	Fase		
		Curva Rápida	Curva Lenta	Bobina
R1	Vacío	A	E	100

Elaborado por: Lara J.

El relé no debe actuar con la corriente nominal de 220 A y el reconectador debe despejar la falla de 550 A para la línea A, sin que el relé de sobrecorriente deje sin energía eléctrica a las líneas B y C.

Para el relé de sobrecorriente se debe calcular el TAP con la corriente nominal multiplicándolo por un factor de sobrecarga de 1,25, que asegure que el alimentador de distribución podrá estar en sobrecarga sin que la protección actúe, además se debe considerar la relación de transformación como muestra la ecuación 3.24.

$$TAP_{\text{Calculado}} = 220 \cdot 1,25 \cdot \frac{5}{300} = 4,58 \quad \text{Ec. 3.26}$$

Hay que observar los TAP's disponibles del relé de sobrecorriente para subir al inmediato superior, en este caso el TAP calculado en de 4,58 se lo redondea a un TAP 5 ya que es un relé de sobrecorriente con pasos de 1, donde la corriente de la protección temporizada es de 300 A como se ve en la ecuación 3.25.

$$I_{51} = 5 \cdot \frac{300}{5} = 300 \text{ A}$$

Ec. 3.27

Con estos datos el relé de sobrecorriente temporizado seleccionado se muestra la tabla 3.16.

Tabla 3.16 Relé de sobrecorriente IEC long time inverse

<u>Número</u>	<u>TC</u>	<u>TAP</u> <u>(51)</u>	<u>Voltaje de</u> <u>Operación</u> <u>[kV]</u>	<u>TIPO</u>	<u>Clase</u>	<u>Construcción</u>	
Relé 1	300	5	5	13,8	IEC	Long Time Inverse	Digital

Elaborado por: Lara J.

Como se observa en la figura 3.33, ante la corriente de falla de 550 A la intersección de la curva rápida del reconectador es de 0,06 seg, la intersección de la curva lenta es de 1,34 seg y la intersección con el relé de sobrecorriente es de 7,2 seg, con estos tiempos se puede concluir existe la coordinación ya que las curvas de relé de sobrecorriente está sobre las curvas de operación rápida y lenta del reconectador, lo que garantiza una correcta coordinación ya que cada elemento de protección actúa ante las corrientes de falla que debe operar.

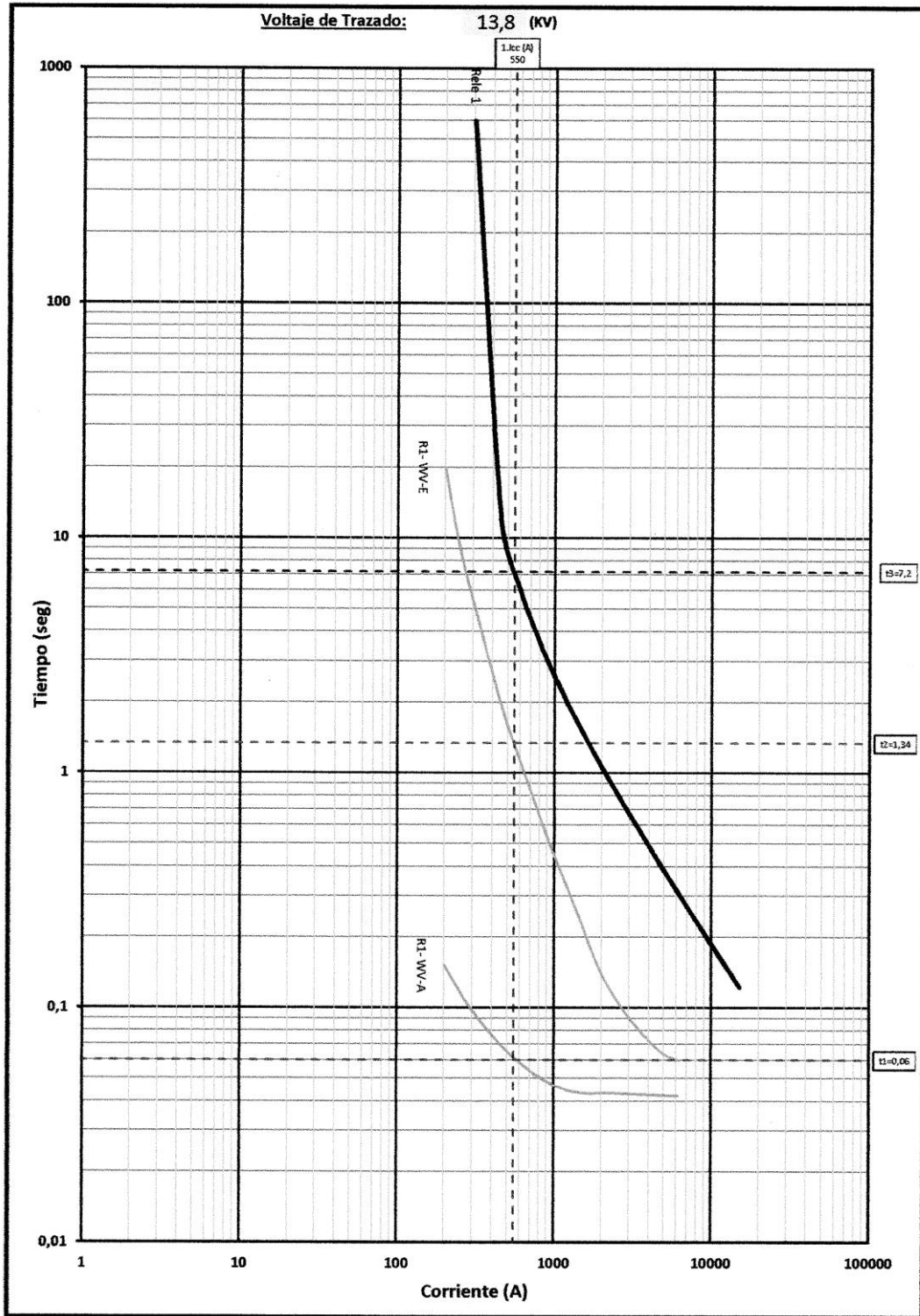


Figura 3.33 Coordinación relé - reanclador en mismo nivel de voltaje.

Elaborado por: Lara J.

3.7.6. Coordinación entre relés de sobrecorriente.

Para el sistema mostrado en la Figura 3.34, se necesita determinar los valores de la configuración de TAP's, time dial y ajustes instantáneos de todos los relés de fase, los datos de corrientes nominales, corrientes de cortocircuito y relación de TCs se encuentran en la tabla 3.17.

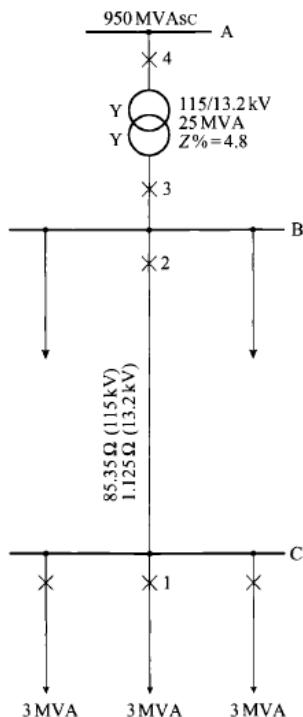


Figura 3.34 Diagrama esquemático para el Ejemplo 3.7.6.

Fuente: Juan Gers, Protection of Electricity Distribution Networks, segunda ed., The Institution of Electrical Engineers, Ed. London, United Kingdom, 2004.

Tabla 3.17 Corrientes nominales y de cortocircuito

Relé numero	I_{nom} (A)	I_{cc} (A)	RTC
1	131,2	4640	300/5
2	393,6	14714,8	800/5
3	1093,5	14714,8	1100/5
4	125,3	4769,8	300/5

Fuente: Juan Gers, Protection of Electricity Distribution Networks, segunda ed., The Institution of Electrical Engineers, Ed. London, United Kingdom, 2004.

Se tiene que calcular los TAP's de cada relé tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- El margen de discriminación es de 0,4 seg.
- Son de tipo inversos de la norma IEC.

Los datos de los relés de sobrecorriente:

- TAP's disponibles de temporizado es de 1 -12 A en pasos de 1 A.
- TAP's disponibles del instantáneo es de 6 -144 A en pasos de 1 A.

[15]

Para el cálculo de los ajustes de TAP's para cada relé con un factor de sobrecarga de 1,5 y con los datos de la corriente nominal se tiene para cada:

$$\text{Relé 1: } 1,5 \cdot 131,2 \cdot \frac{5}{300} = 3,28; \rightarrow \text{TAP es de 4A}$$

$$\text{Relé 2: } 1,5 \cdot 393,6 \cdot \frac{5}{800} = 3,68; \rightarrow \text{TAP es de 4A}$$

$$\text{Relé 3: } 1,5 \cdot 1093,5 \cdot \frac{5}{1100} = 7,46; \rightarrow \text{TAP es de 8A}$$

$$\text{Relé 4: } 1,5 \cdot 125,5 \cdot \frac{5}{300} = 3,14; \rightarrow \text{TAP es de 4A}$$

Para la determinación del time dial y la calibración de la configuración instantánea se lo debe hacer desde el relé más alejado de fuente.

Relé 1:

$$I_{\text{pick-up}} = \frac{4 \cdot 300}{5} = 240 \text{ A}$$

Por ser el primer relé se toma el valor más bajo de time dial seleccionado, que en este caso es de 1.0

Para el ajuste del elemento instantáneo con la corriente de cortocircuito con un factor de sobrecarga se tiene:

$$\text{TAP}_{\text{inst 1.}} = \frac{0,5 \cdot I_{\text{sc}}}{1/\text{CTR}} = \frac{(0,5 \cdot 4640)}{300} = 38,67 \rightarrow \text{fija en 39 A}$$

Con el TAP del instantáneo en 39 A la corriente en el primario es:

$$I_{\text{inst.}} = 39 \cdot \frac{300}{5} = 2340 \text{ A en el primario en 13,2 kV}$$

El ajuste de multiplicador (PSM) para el relé 1 es:

$$PSM_b = 2340 \text{ A} \cdot \frac{5}{300} \cdot \frac{1}{4} = 9,75 \text{ veces}$$

Para 9,75 veces el tiempo de operación como se ve en la figura 3.35, es de 0,14 seg.

Relé 2:

Con la corriente de 2340 A el tiempo de funcionamiento de t_{2a} mas el margen de discriminación es $0,14 + 0,4 = 0,55$ seg.

El ajuste de multiplicador (PSM) con la corriente de falla del relé 1 con la TC del relé 2 es:

$$PSM_b = 2340 \text{ A} \cdot \frac{5}{800} \cdot \frac{1}{4} = 3,66 \text{ veces}$$

Con 3,66 veces, y t_{op} al menos 0,55 segundos se calcula un time dial de 1,29 y se elige el time dial igual a 2.

El ajuste del instantáneo:

$$TAP_{inst.} = \frac{1,25 \cdot I_{falla C}}{1/CTR} = \frac{(1,25 \cdot 4640)5}{800} = 36,25 \rightarrow \text{fija en } 37 \text{ A}$$

$$I_{inst.} = 37 \cdot \frac{800}{5} = 5920 \text{ A en } 13,2 \text{ kV}$$

$$PSM_b = 5920 \text{ A} \cdot \frac{5}{800} \cdot \frac{1}{4} = 9,25 \text{ veces}$$

Para 9,25 veces con el time dial de 2 el tiempo de operaciones es t_{2b} es 0,28 segundos (Véase figura 3,35).

Relé 3:

Para discriminar con el relé 2, se toma la corriente del instantáneo es $I_{inst 2} = 5920 \text{ A}$.

Se requiere una operación al menos de t_{3a} de $0,28 + 0,4 = 0,68$ seg.

$$PSM_b = 5920 \text{ A} \cdot \frac{5}{1100} \cdot \frac{1}{8} = 3,36 \text{ veces}$$

Para 8,36 veces y el $t_{op}= 0,68$ segundos el time dial calculado es de 1.44, el time dial seleccionado es de 2.

Sin embargo, el elemento instantáneo del relé asociado con el interruptor 3 es superpuesto y el tiempo de discriminación es aplicado para una falla en la barra B para evitar la pérdida de coordinación con las unidades instantáneas de los relés asociados con los alimentadores de la barra, como se mencionó en la sección 2.7.8.

Sobre la base si $I_{sc} = 14714,8$ en 13,2 kV

$$PSM_b = 14714,8 \text{ A} \cdot \frac{5}{1100} \cdot \frac{1}{8} = 8,36 \text{ veces}$$

Para 8,36 veces y el time dial de 2 el tiempo $t_{3b} = 0,32 \text{ seg}$ como se ve en la figura 3.35.

Relé 4

Para la corriente de falla en 3 de 14714,8 A se calcula el PSM y reflejado en 13,2

$$PSM_b = 14714,8 \text{ A} \cdot \frac{13,2}{115} \cdot \frac{5}{300} \cdot \frac{1}{8} = 7,04 \text{ veces}$$

Se requiere de t_{4a} de $0,32 + 0,4 = 0,72 \text{ seg}$.

Para 7,04 veces en el $t_{op}= 0,72 \text{ seg}$ el time dial calculado es de 3,96 entonces el time dial seleccionado es igual a 5

Para el elemento instantáneo se calcula

$$TAP_{inst.} = \frac{1,25 \cdot I_{falla B}}{1/CTR} = \frac{(1,25 \cdot 1680)5}{300} = 35,19 \rightarrow \text{fija en } 36 \text{ A}$$

$$I_{inst.} = 36 \cdot \frac{300}{5} = 2160 \text{ A en } 115 \text{ kV}$$

$$I_{inst.} = 2160 \cdot \frac{115}{13,2} = 18818,2 \text{ A en } 13,2 \text{ kV}$$

Los resúmenes de los ajustes del relé están en la tabla 3.18.

Tabla 3.18 Resumen de los ajustes de los relés de sobrecorriente

Relé asociado al interruptor	Pick-up (A)	Time dial	I _{sec.} (A) Instantáneo	I _{prim.} (A) Instantáneo
1	4	1	39	2340
2	4	2	37	5920
3	8	2	-	-
4	4	5	36	18818

Elaborado por: Lara J.

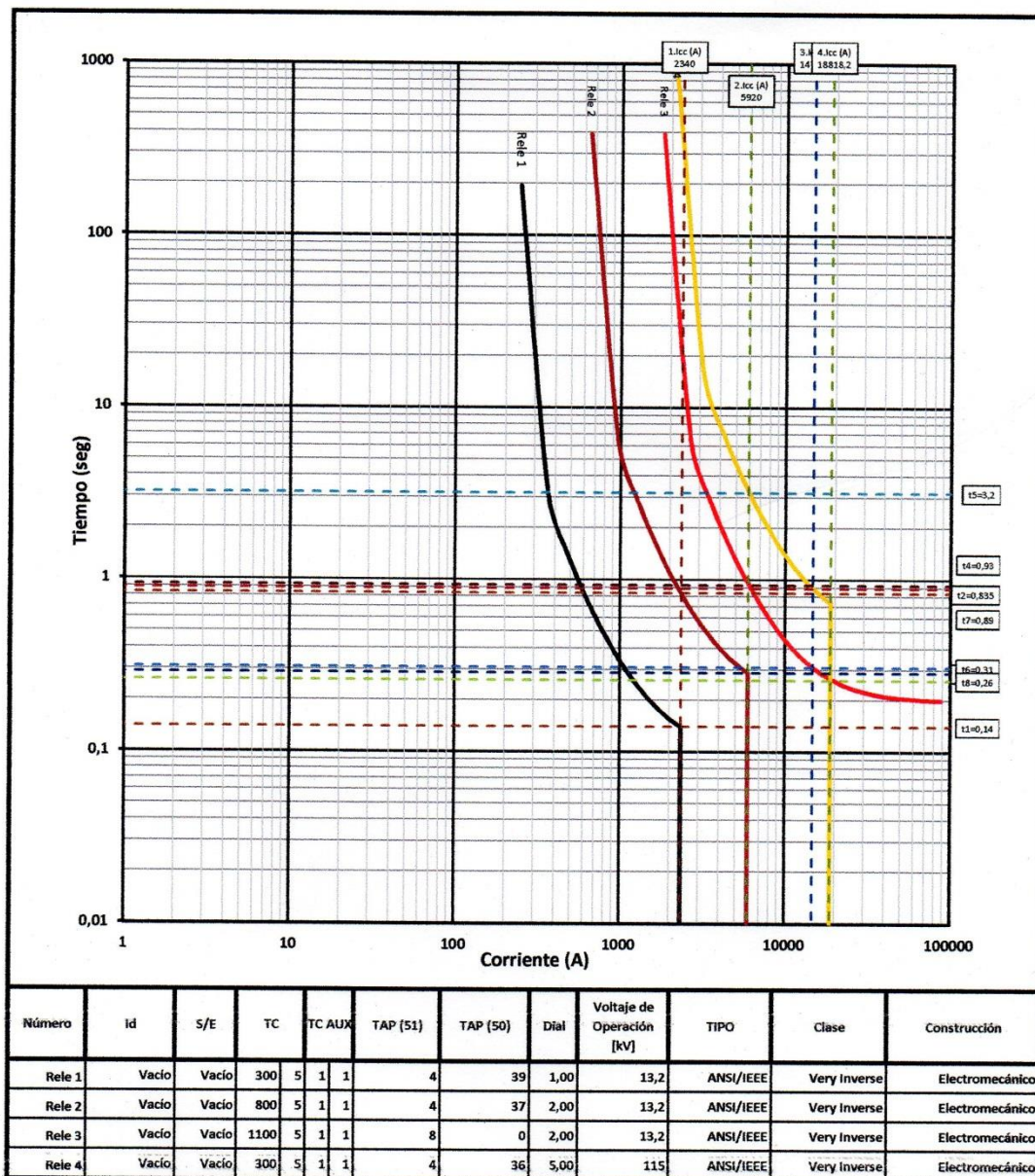


Figura 3.35 Coordinación relé - reconectador en mismo nivel de voltaje.

Elaborado por: Lara J.

3.8. Validación de la coordinación de las Protecciones Eléctricas.

Para realizar la validación con los datos de intersección de tiempo entre la corriente de falla y los dispositivos de protección de los ejemplos de la sección 3.7, se hace una comparación entre la hoja de cálculo, misma que es utilizada para la coordinación de protecciones eléctricas en medio voltaje y el Software “CYMTCC” de la empresa Cooper, sacando como resultado de esta comparación el porcentaje de error entre los tiempos de operación según la ecuación 3.28, que serviría para validar el presente proyecto de tesis.

$$\text{Error} = \frac{t_{\text{CYMDIST}} - t_{\text{Hoja de cálculo}}}{t_{\text{CYMDIST}}} \times 100 \quad \text{Ec. 3.28}$$

3.8.1. Validación de la coordinación fusible – fusible.

Del ejemplo de la sección 3.7.1 los fusibles usados son de la marca LUFHER y los tiempos obtenidos en el software comercial se observan en la tabla 3.19.

Tabla 3.19 Porcentaje de error en una coordinación fusible-fusible

Dispositivo	CYMTCC (Seg)	Hoja de cálculo (Seg)	% error
2-FUSE TIPO 25T (máx.)	0,0483	0,048	0,62
1-FUSE TIPO 100K(min)	0,1029	0,105	2,04

Elaborado por: Lara J.

3.8.2. Validación de la coordinación reconectador-fusible en lado de la carga.

Para la coordinación reconectador-fusible en lado de la carga del ejemplo 3.7.2 en el CYMTCC se cargó un reconectador_H1 D, DV de la marca COOPER; con una bobina de puesta de trabajo de 100 A y un fusible 30T de la marca LUFHER.

A la curva rápida del reconectador se lo multiplico por un factor K de 1,25 y los datos obtenidos para la comparación se muestra en la tabla 3.20.

Tabla 3.20 Porcentaje de error para una coordinación reconectador-fusible en lado de la carga

Dispositivo	CYMTCC (Seg)	Hoja de cálculo (Seg)	% error
1-RECLOSER_H1 D,DV(Fast)	0,0516	0,0515	0,19
1-RECLOSER_H1 D,DV(Fast Coord)	0,0645	0,06473	- 0,36
2-FUSE TIPO T(min)	0,1029	0,105	-2,04

Elaborado por: Lara J.

3.8.3. Validación de la coordinación reconectador-fusible en lado de la fuente.

Para la coordinación reconectador-fusible en lado de la fuente de la sección 3.7.3 en el CYMTCC se cargó un reconectador H3 W, SERIES, 300/600:5, de la marca COOPER; con una bobina de puesta de trabajo de 140 A.

A la curva rápida del reconectador se la multiplico por un factor K de 1.70, los tiempos de intersección entre el reconectador y la corriente de falla de 1650 A, se muestra en la tabla 3.21.

Tabla 3.21 Porcentaje de error para una coordinación reconectador-fusible en lado de la fuente

Dispositivo	CYMTCC (Seg)	Hoja de cálculo (Seg)	% error
2-RECLOSER_H3 W,SERIES,300/600:5 (Phase Slow)	0,5191	0,5	3,68
2-RECLOSER_H3 W,SERIES,300/600:5 (Phase Slow Coord)	0,8824	0,85	3,67

Elaborado por: Lara J.

3.8.4. Validación de la coordinación fusible - transformador.

Del ejemplo de la sección 3.7.4 en el CYMTCC se cargó un transformador de 500kVA con 4% de impedancia con un voltaje de 13,8 kV en el lado de alta y un fusible 25T de la marca LUFSSHER, para una corriente de cortocircuito del transformador de 523 A, los datos de intersección en tiempo

de la curva de daño térmico del transformador y de los fusibles se muestra en la tabla 3.22.

Tabla 3.22 Porcentaje de error para una coordinación fusible-transformador

Dispositivo	CYMTCC (Seg)	Hoja de cálculo (Seg)	% error
2-FUSE TIPO T(min)	0,1413	0,145	-2,62
2-FUSE TIPO T (máx.)	0,2894	0,29	-0,21
1-TRANSFORMER(Damage)	2,0074	2,00	0,37

Elaborado por: Lara J.

3.8.5. Validación de la coordinación relé de sobrecorriente-reconectador.

De la sección 3.7.5 en el software comercial se agregó un relé de sobrecorriente ABB DPU2000R IEC LT, tiene una relación de TC`s de 300 a 5, con un TAP del temporizado de 5 y un TIME DIAL de 0,05.

El reconectador es de tipo H3 WV, SERIES, 300/600:5, de la marca COOPER; con una bobina de puesta de trabajo de 100 A.

Para una corriente de falla de 550 A aguas abajo del reconectador se tienen los resultados de tiempo como se muestra la tabla 3.23.

Tabla 3.23 Porcentaje de error para una coordinación relé de sobrecorriente-reconectador.

Dispositivo	CYMTCC (Seg)	Hoja de cálculo (Seg)	% error
2-RECLOSER_H3 WV,SERIES,300/600:5 (Phase Fast)	0,0623	0,06	3,69
2-RECLOSER_H3 WV,SERIES,300/600:5 (Phase Slow)	1,3416	1,34	0,12
1-RELAY ABB DPU2000R IEC LT	7,2065	7,2	0,09

Elaborado por: Lara J.

3.8.6. Validación de la coordinación entre relés de sobrecorriente.

Para el ejemplo de la sección 3.7.6, en el Cymtcc se colocó 4 relés de sobrecorriente General Electric tipo DFP100 VERY INVERSE, con los datos del resumen de la tabla 3.18.

Con las corrientes de la unidad instantánea de cada relé y según el TAP calculado, se construye la tabla 3.24, calculando el porcentaje de error entre

los tiempos de intersección entre la corriente de falla en cada punto y el relé de sobrecorriente instalado.

Tabla 3.24 Porcentaje de error para una coordinación entre relés de sobrecorriente.

Dispositivo	Corriente (A)	Cymtcc (Seg)	Hoja de cálculo (Seg)	% error
1.RELAY GE DFP100 VERY INV	2340	0,1399	0,14	-0,07
2.RELAY GE DFP100 VERY INV		0,8318	0,835	-0,38
2.RELAY GE DFP100 VERY INV	5920	0,2895	0,289	0,17
3.RELAY GE DFP100 VERY INV		0,958	0,93	2,92
3.RELAY GE DFP100 VERY INV	14714,8	0,3107	0,31	0,23
4.RELAY GE DFP100 VERY INV		0,8957	0,89	0,64
3.RELAY GE DFP100 VERY INV	18818,2	0,2657	0,26	2,15
4.RELAY GE DFP100 VERY INV		0,7368	0,736	0,11

Elaborado por: Lara J.

Según las tablas de 3.17 a 3.24, los datos de intersección de tiempo entre la corriente de falla con los dispositivos de protección entre la hoja de cálculo y el CYMTCC, se obtiene un error máximo 4,95% y como mínimo de 0,07%, lo que es menor a 5%, por lo que se concluye que el modelado de equipos de protección eléctrica en distribución como son los la curva de daño térmico e Inrush de los transformadores, fusibles de la marca LUHFSE, reconectores, relé de sobrecorriente, puede ser usados para realizar coordinación de protecciones eléctricas en medio voltaje.

CAPÍTULO IV

4. ANÁLISIS Y RESULTADOS

Para la validación de la sección 3.5 en la hoja de cortocircuito y el software CYMDIST se implementó el circuito de IEEE 13 Node Test Feeder.

Se realizó la comparación entre las corrientes de cortocircuito obtenidas y se calculó el porcentaje de error según la ecuación 4.1.

$$\text{Error} = \frac{I_{CC_{CYMDIST}} - I_{CC_{\text{Hoja de cálculo}}}}{I_{CC_{CYMDIST}}} \times 100 \quad \text{Ec. 4.1}$$

Se obtuvo un error mínimo de -0,11%, como máximo de 4,47% y un valor promedio total de -0,72% en los nodos seleccionados como nuestra la tabla 4.1.

Tabla 4.1 Porcentaje de error la validación de las corrientes de cortocircuito

Nodo	ERROR %				
	LLL	LLT	LL	LT	Promedio
Sub650	-1,3	-1,3	-1,3	-1,31	-1,30
N632	-0,93	-0,92	-0,92	-1,09	-0,97
N633	-0,95	0,28	-0,96	-1,09	-0,68
N646	-0,95	4,47	-0,94	-1,07	0,38
N684	-0,88	-0,11	-0,9	-1,16	-0,76
N680	-0,89	-0,89	-0,89	-1,16	-0,96
Promedio Total					-0,72

Elaborado por: Lara J.

Con los errores obtenidos en la tabla 4.1, se concluye que la hoja de cálculo de cortocircuitos en un sistema de distribución es una herramienta que se puede utilizar en otro tipo de circuito eléctrico en medio voltaje.

Los porcentajes de error máximo y mínimo entre la hoja de cálculo de coordinación de protecciones y el software CYMTCC, se muestran en la tabla 4.2, los cuales fueron obtenidos en la sección 3.8.

Tabla 4.2 Porcentaje de error la validación de coordinación de protecciones eléctricas.

Tipo de coordinación	% Error máximo	% Error mínimo	Promedio
Coordinación fusible - fusible	2,04	0,62	1,33
Coordinación Reconector-fusible en lado de la carga.	2,04	0,19	1,12
Coordinación Reconector-fusible en lado de la fuente.	3,68	3,67	3,68
Coordinación fusible - transformador.	-2,62	0,37	-1,13
Coordinación relé de sobrecorriente reconector	3,69	0,09	1,89
Coordinación entre relés de sobrecorriente	2,92	-0,07	1,43
Promedio total			1,39

Elaborado por: Lara J.

Con el porcentaje de error promedio total de 1,39%, los valores máximos y mínimos menores al 5%, se concluye que la hoja de cálculo para coordinación de protecciones eléctrica en medio voltaje es una herramienta confiable, donde se puede hacer estudios de protecciones eléctricas en medio voltaje.

CAPÍTULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones.

- Se efectuó la recolección de información y análisis del Estado del Arte para protecciones eléctricas en medio voltaje.
- Se seleccionó la metodología de cálculo de corrientes de Cortocircuitos según Norma IEEE std. 551-2006.
- Se desarrolló una metodología general para el cálculo de cortocircuitos en sistemas de distribución con topología radial, modelando las líneas aéreas según el tipo de estructura.
- Se realizó el diseño e implementación de una hoja de cálculo para efectuar la coordinación de protecciones eléctricas en medio voltaje, cuya interfaz es amigable con el usuario.
- Al implementar el circuito de la “IEEE 13 Node Test Feeder”, en la hoja de cálculo de corrientes de cortocircuito y en el software CYMDIST, el porcentaje de error entre las corrientes de falla es: error mínimo -0,11% y máximo 4,47%, con lo que se concluye que el diseño y la implementación de la hoja de cálculo puede usarla para otro tipo de configuraciones de alimentadores radiales.
- Se generó una base de datos para los equipos de protección eléctrica en distribución, fusibles y reconectores según las curvas de tiempo-corriente de los fabricantes, es información fue implementadas en la hoja de cálculo para coordinación de protecciones eléctricas en medio voltaje.
- Para las curvas de transformadores, relés de sobrecorriente y la capacidad térmica de conductores se usaron los modelos matemáticos expresado en las normas ANSI/IEEE y IEC.
- La hoja de cálculo para coordinación de protecciones eléctricas en medio voltaje, integra muchas de las características de otras aplicaciones existentes en el mercado, es decir, los gráficos en la hoja logarítmica son muy didácticos, permite al usuario realizar estudios de

coordinación de una manera fácil y eficiente para analizar diferentes alternativas y tomar decisiones.

- Al aplicar los criterios de coordinación y encontrar los datos de intersección de tiempo entre la corriente de falla con los dispositivos de protección de ejemplos propuestos por este proyecto, en la hoja de cálculo para coordinación de protecciones en medio voltaje y el software CYMTCC, se obtuvo un error máximo de 4,95% y un error mínimo de 0,09%, lo que lleva a la conclusión que el modelado de equipos de protección eléctrica en distribución como la curva de daño térmico e Inrush de los transformadores, capacidad térmica de los conductores, fusibles, reconectadores y relé de sobrecorriente son confiables.

5.2. Recomendaciones.

- Antes de usar la hoja de cálculo de coordinación de protecciones eléctricas en medio voltaje, el usuario debe leer el manual de usuario.
- No se debe cambiar las configuraciones y formatos de las celdas de la hoja de cálculo, ya que esto puede ocasionar que no obtenga los resultados esperados.
- La Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE extensión Latacunga, debería tener convenios con las empresas de distribución del país para que los estudiantes puedan tener acceso a la información para desarrollar un mayor número de tesis en la parte eléctrica para la carrera de Ingeniería Electromecánica.
- Realizar la configuración de la hoja de cálculo, para que los macros corran automáticamente según el anexo D.

5.3. Trabajos Futuros

- Desarrollar un software para el cálculo de pérdidas en los conductores para líneas de distribución en medio voltaje.
- Desarrollar un proyecto de tesis para el cálculo de corrientes de cortocircuitos según las normas IEEE y IEC.
- Desarrollar un programa para el análisis de flujos de potencia en redes de distribución.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Amador Renzo Tamasco, "Protecciones Eléctricas," p. 48, Agosto 2007.
- [2] Orlys Ernesto Torres Breffe, Protecciones Eléctricas de las Redes de Distribución.
- [3] SAN NICOLAS DE LOS GARZA, "PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA," NUEVO LEON, 2005.
- [4] Systems, COOPER Power, *Electrical Distribution System Protection*. United States, 2005.
- [5] CYME 5.04, Análisis básicos de CYMDIST - Guía del Usuario.
- [6] William H. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis*. New Mexico, United States: CRC Press, 2001.
- [7] Corporación "CENACE", Protección de sistemas eléctricos de potencia y automatismos , 2001..
- [8] Samuel Ramírez Castaño, *Protección de Sistemas Eléctricos*, Primera Edición. ed., Universidad Nacional de Colombia Manizales, Ed. Manizales, Colombia.
- [9] CYMTCC. Transformador. Manual.
- [10] ABB. PCD2000 Power Control Device IB38-737-3. Manual.
- [11] "SOFTWARE MODEL FOR INVERSE TIME OVERCURRENT RELAYS INCORPORATING IEC AND IEEE STANDARD CURVES," in *Canadian Conference on Electrical & Computer Engineering*, Canada, 2002, pp. 37-41.
- [12] American National Standards Institute, *IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial PowerSystems*. United States, 2001.
- [13] Gilberto Guzmán Mora, Manual de coordinación de fusibles en red de media tensión, 2012.
- [14] Raul Ruiz, "Coordinación de Protecciones," in *Curso de Protecciones*, Quito, 2013, p. 5.

- [15] Juan Gers, *Protection of Electricity Distribution Networks*, segunda ed., The Institution of Electrical Engineers, Ed. London, United Kingdom, 2004.
- [16] William H Kersting, "Radial Distribution Test Feeders," , 2000, pp. 908-912.

ANEXOS