

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE



Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas

Carrera de Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico

**METODOLOGÍA DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN REDES DE BAJO
VOLTAJE DEL ALIMENTADOR N° 1 SAN AGUSTÍN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA
REGIONAL NORTE S.A.**

Trabajo de grado presentado ante la Universidad Técnica del Norte previo a la
obtención del título de grado de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico.

Autor:

Néstor Patricio Cuasque Cacuango

Tutor:

MBA. Segundo Hernán Pérez Cruz

Asesores

MSc. Olger Arellano

MSc. Jhonny Barzola

Ibarra – Ecuador

2020



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

BIBLIOTECA UNIVERSITARIA

AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

En cumplimiento del Art. 144 de la Ley de Educación Superior, hago la entrega del presente trabajo a la Universidad Técnica del Norte para que sea publicado en el Repositorio Digital Institucional, para lo cual pongo a disposición la siguiente información:

DATOS DE CONTACTO			
CÉDULA DE IDENTIDAD:	100397216-1		
APELLIDOS Y NOMBRES:	Cuasque Cacuango Néstor Patricio		
DIRECCIÓN:	Antonio Ante, Natabuela, García Moreno y Pasaje		
EMAIL:	npcuasquec@utn.edu.ec		
TELÉFONO FIJO:		TELÉFONO MÓVIL:	0987088223

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	METODOLOGÍA DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN REDES DE BAJO VOLTAJE DEL ALIMENTADOR N° 1 SAN AGUSTÍN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE S.A.
AUTOR (ES):	Cuasque Cacuango Néstor Patricio
FECHA: DD/MM/AAAA	07/12/2020
SOLO PARA TRABAJOS DE GRADO	
PROGRAMA:	<input checked="" type="checkbox"/> PREGRADO <input type="checkbox"/> POSGRADO
TÍTULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico
ASESOR /DIRECTOR:	MBA. Hernán Pérez

2. CONSTANCIA

El autor manifiesta que la obra objeto de la presente autorización es original y se la desarrolló, sin violar derechos de autor de terceros, en consecuencia, la obra es original y que es el titular de los derechos patrimoniales, por lo que asume la responsabilidad sobre el contenido de la misma y saldrá en defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

Ibarra, a los 07 días del mes de diciembre del 2020

EL AUTOR:



.....

Cuasque Cacuango Néstor Patricio

100397216-1



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

ACEPTACIÓN DEL DIRECTOR

MBA. Hernán Pérez

CERTIFICA

Que después de haber examinado el presente trabajo de investigación elaborado por el señor estudiante: CUASQUE CACUANGO NESTOR PATRICIO, certifico que ha cumplido con las normas establecidas en la elaboración del trabajo de investigación titulado: **“METODOLOGÍA DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN REDES DE BAJO VOLTAJE DEL ALIMENTADOR N° 1 SAN AGUSTÍN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE S.A.”**, para la obtención del título de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico; aprobando la defensa, impresión y empastado.



Firmado electrónicamente por:
**SEGUNDO
HERNAN PEREZ
CRUZ**

.....
MBA. Hernán Pérez

DIRECTOR DE TESIS

DEDICATORIA

Dedico el presente trabajo de grado a Dios y a mis padres, José Cuasque y María Cacuango por ser el pilar fundamental para que haya culminado con éxito los objetivos propuestos en mi vida, además, ser el ejemplo de esfuerzo, sacrificio e inspiración para seguir cosechando logros en mi formación tanto personal como profesional.

A mis hermanos, por su apoyo y confianza incondicional brindadas para seguir adelante.

A mis familiares y amigos, por el apoyo y la amistad brindada en el transcurso de esta etapa y por siempre estar dispuestos a ayudarme en todo momento.

Néstor Patricio Cuasque Cacuango

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, a Dios por ser el guía en todo momento y de manera especial a mis padres por los consejos y apoyo incondicional brindados durante esta etapa de formación profesional.

A mis hermanos, agradecerles por la unidad y confianza depositadas desde siempre.

Agradezco a la Universidad Técnica del Norte y sus docentes por compartir los conocimientos necesarios para el desarrollo y culminación de la formación académica.

Agradezco al MBA. Hernán Pérez que como director supo brindar la asesoría y conocimiento oportuno para el desarrollo del presente trabajo.

Al Departamento de Estudios Eléctricos de Emelnorte, por la ayuda y colaboración extendida para realizar este estudio.

Agradezco a la empresa TRADUREP representada por Ing. Daniel Rodríguez, por brindarme todas las facilidades para la obtención del software de análisis de redes eléctricas, indispensable para el desarrollo del trabajo de titulación.

Néstor Patricio Cuasque Cacuango

TABLA DE CONTENIDO

AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN.....	II
IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA.....	II
CONSTANCIA.....	III
ACEPTACIÓN DEL DIRECTOR.....	IV
DEDICATORIA.....	V
AGRADECIMIENTOS.....	VI
TABLA DE CONTENIDO.....	VII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XI
ÍNDICE DE TABLAS.....	XIII
RESUMEN.....	XV
ABSTRACT.....	XVI
A.1. INTRODUCCIÓN.....	XVII
A2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	XVIII
A3. JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO.....	XVIII
A4. ALCANCE DEL TRABAJO.....	XIX
A5. VIABILIDAD DEL TRABAJO.....	XIX
A6. OBJETIVO GENERAL.....	XX
A7. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	XX
CAPÍTULO 1.....	1
Marco teórico.....	1
1.1 Sistema eléctrico de distribución.....	1
1.2 Redes primarias de distribución.....	1
1.3 Transformadores de distribución.....	1
1.4 Redes de distribución eléctrica en bajo voltaje.....	1
1.5 Líneas de distribución de bajo voltaje.....	1
1.6 Distribución en redes eléctricas de bajo voltaje.....	2

1.7 Acometida	2
1.7.1 Clasificación de las acometidas	2
1.8 Instalación de enlace.....	3
1.9 Protecciones eléctricas	3
1.10 Características de los sistemas de protección	3
1.11 Anomalías en las instalaciones eléctricas de bajo voltaje.....	4
1.12 Zonas de protección frente a sobrecorrientes.....	5
1.13 Dispositivos de protección de las instalaciones de bajo voltaje	5
1.14 Fusible	5
a) Regímenes de trabajo de un fusible	6
b) Características eléctricas de los fusibles	7
c) Clasificación de los fusibles para bajo voltaje	7
1.15 Interruptores automáticos (IA's).....	8
a) Interruptor magnético.....	8
b) Interruptor térmico	9
c) Interruptor magnetotérmico.....	9
d) Características eléctricas de los interruptores automáticos.....	11
1.16 Interruptores Automáticos Modulares (PIA o MCB)	12
1.17 Interruptores Automáticos de Caja Moldeada (MCCB)	12
1.18 Coordinación de protecciones	13
1.19 Tipos de selectividad de los dispositivos de protecciones	13
1.20 Selectividad entre fusibles.....	14
1.21 Selectividad entre interruptores automáticos	14
1.22 Selectividad entre fusible e interruptor automático.	16
CAPÍTULO 2.....	17
Desarrollo	17
2.1 Introducción.....	17
2.2 Sistema eléctrico del alimentador N° 1 de la Subestación San Agustín.....	17
2.3 Protección de la red de distribución de bajo voltaje.....	17
2.4 Protección de la red principal de bajo voltaje.....	18

2.4.1 Coordinación entre fusibles SF y NH.	18
2.5 Cargas conectadas a la red principal de bajo voltaje.	20
2.5.1 Coordinación entre fusible NH y el interruptor automático.	20
2.5.2 Coordinación entre el transformador autoprotegido y el interruptor automático.	22
2.6 Derivaciones en las redes de bajo voltaje.	24
2.6.1 Coordinación entre fusibles NH.	24
2.6.2 Coordinación entre el transformador autoprotegido y el fusible NH.	26
2.7 Coordinación entre interruptores automáticos	28
2.7.1 Selectividad parcial	28
2.7.2 Selectividad total.	30
2.8 Selección del conductor de bajo voltaje.	31
2.9 Protección de los conductores contra sobrecorrientes.	31
2.9.1 Protección contra la sobrecarga.	31
2.9.2 Protección contra las corrientes de cortocircuito.	32
2.10 Modelación de los dispositivos eléctricos en el programa CYMDIST.	34
2.11 Modelación de la red de bajo voltaje del alimentador N° 1 de la Subestación San Agustín.	37
CAPÍTULO 3.	44
Resultados.	44
3.1 Introducción.	44
3.2 Identificación de los equipos de transformación.	44
3.3 Determinar las corrientes de cortocircuito	44
3.4 Determinar la corriente a plena carga del transformador.	47
3.5 Selección de los dispositivos de protección para la red principal de bajo voltaje.	48
3.5.1. Transformadores convencionales	48
3.5.2. Transformadores autoprotegidos	51
3.6. Selección de dispositivos de protección en la acometida.	51
3.6.1. Transformadores convencionales	51
3.6.2. Transformadores autoprotegidos	54
3.7. Dispositivos de protección para la derivación.	55
3.7.1. Transformadores convencionales	55

3.7.2. Transformadores autoprotegidos	58
3.8. Selección del conductor para línea aérea de bajo voltaje	60
3.9 Verificación de condiciones contra las corrientes de cortocircuito	63
CONCLUSIONES	72
RECOMENDACIONES	74
Referencias	75
Anexos	80
Anexo A: Fusibles NH para la protección de la red principal de bajo voltaje.....	80
Anexo B: Interruptores automáticos aguas abajo de la red principal de baja voltaje.	84
Anexo C: Fusibles para las derivaciones.....	85
Anexo D: Interruptores automáticos aguas abajo de la derivación.	86
Anexo E: Curvas características de los fusibles de bajo voltaje.	87
Anexo F: Cálculo de las corrientes de fusión de los fusibles.	88
Anexo G: Corrientes y tiempo convencionales de los fusibles.....	89
Anexo H: Curvas características de los IA's.	90
Anexo I: Corrientes nominales y tiempos convencionales de los IA.	91
Anexo J: Clase de limitación de energía de los IA's.	92
Anexo K: Valores k para conductores eléctricos de aluminio y cobre.	93

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig.1.1. Curvas características de un fusible.....	6
Fig.1.2. Régimen de sobrecarga de un fusible.	6
Fig.1.3. Régimen de cortocircuito de un fusible.....	7
Fig.1.4. Curva de disparo de un interruptor magnético.....	9
Fig.1.5. Curva de disparo de un interruptor térmico.....	9
Fig.1.6. Curva de disparo de un interruptor magnetotérmico.....	10
Fig.1.7. Clases de disparo magnético de un IA.	11
Fig.1.8. Pequeño Interruptor Automático (PIA o MCM).	12
Fig.1.9. Interruptor Automático de Caja Moldeada (MCCB).....	12
Fig.1.10. Selectividad entre dispositivos de protección.	13
Fig.1.11. Selectividad amperimétrica y cronométrica.	14
Fig.1.12. Selectividad entre fusibles.....	14
Fig.1.13. Selectividad amperimétrica entre IA.	15
Fig.1.14. Selectividad cronométrica entre IA.	15
Fig.1.15. Filiación de los interruptores automáticos.....	16
Fig.1.16. a) Selectividad IA y fusible posconectado. b) Selectividad fusible y IA posconectado.....	16
Fig.2.1. Curvas fusibles Slow Fast y NH.	18
Fig.2.2. Curvas características del fusible NH e IA.....	21
Fig.2.3. Curva del transformador autoprotegido e IA.....	22
Fig.2.4. Curvas de fusibles NH.....	25
Fig.2.5. $I^2 t$ de los fusibles NH.....	26
Fig.2.6. Curva del transformador autoprotegido y fusible NH.	27
Fig.2.7. Selectividad parcial.	29
Fig.2.8. Tablas de selectividad entre MCB.....	29
Fig.2.9. Selectividad total.	30
Fig.2.10. Tablas de selectividad MCCB con MCB.	31
Fig.2.11. Ventana Explorador.....	34
Fig.2.12. Inventario de dispositivos de CYMDIST.	35
Fig.2.13. Agregar dispositivos al inventario de CYMDIST.	35
Fig.2.14. Nombre del transformador.....	36
Fig.2.15. Características del equipo de transformación.....	36
Fig.2.16. Curvas del Transformador y dispositivos de protección.....	37
Fig.2.17. Ventana principal de CYME.	37
Fig.2.18. Tabla de atributos.....	38

Fig.2.19. Selección del atributo.	38
Fig.2.20. Selección del alimentador.	39
Fig.2.21. Selección de los elementos del sistema eléctrico.	39
Fig.2.22. Destino de la carpeta que contendrá los archivos.	40
Fig.2.23. Barra mapa de fondo.	40
Fig.2.24. Carpeta fuente de archivos.	40
Fig.2.25. Selección del elemento.	41
Fig.2.26. Vista de red de baja voltaje.	41
Fig.2.27. Elementos desplegados en el programa.	42
Fig.2.28. Nombre del equipo.	42
Fig.2.29. Biblioteca CYME de equipos.	43
Fig.2.30. Red de eléctrica de bajo voltaje del Alimentador N° 1 de la S/E San Agustín en CYMDIST.	43
Fig.3.1. Propiedades de la red.	45
Fig.3.2. Reportes de analisis.	46
Fig.3.3. Propiedades del reporte.	46
Fig.3.4. Documento de Excel aplicado el filtro.	47
Fig.3.5. Fusibles NH para la red principal de bajo voltaje.	51
Fig.3.6. Interruptor Automático conectado a la red principal de bajo voltaje.	53
Fig.3.7. Fusibles NH para las derivaciones de la red de bajo voltaje.	56
Fig.3.8. Interruptor Automático conectado a la derivación de la red de bajo voltaje.	58
Fig.3.9. Tablas de selectividad del IA C60.	59
Fig.3.10. Tablas de selectividad del IA NG125 y C120.	60
Fig.3.11. Energía específica pasante del fusible NH tipo gG.	66
Fig.3.12. Energía específica pasante: a) IA C60N. b) IA Compact NSX. c) IA C120.	70
Fig.3.13. Energía específica pasante del IA NG125.	70

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.1. Tipos de líneas de distribución en redes de bajo voltaje.	2
TABLA 1.2. Tipos de acometidas.	3
TABLA 1.3. Dispositivos de protección.	5
TABLA 1.4. Características eléctricas de los fusibles.	7
TABLA 1.5. Clasificación de los fusibles.	8
TABLA 1.6. Tipos de interruptores automáticos en baja tensión.	8
TABLA 1.7. Características eléctricas de los fusibles.	11
TABLA 2.1. Coordinación entre fusibles SF y NH para transformadores monofásicos.	19
TABLA 2.2. Coordinación entre fusibles SF y NH para transformadores trifásicos.	19
TABLA 2.3. Coordinación entre el fusible NH y el IA.	21
TABLA 2.4. IA para transformadores monofásicos autoprotegidos.	23
TABLA 2.5. IA para transformadores trifásicos autoprotegidos.	23
TABLA 2.6. Coordinación entre fusibles NH.	25
TABLA 2.7. Fusibles NH para transformadores monofásicos autoprotegidos.	27
TABLA 2.8. Fusibles NH para transformadores trifásicos autoprotegidos.	28
TABLA 2.9. Valores de k para conductores desnudos.	33
TABLA 2.10. Valores de k para conductores de línea.	33
TABLA 3.1. Transformadores del Alimentador N° 1 de la S/E San Agustín.	44
TABLA 3.2. Corrientes de cortocircuito en los bornes del secundario.	47
TABLA 3.3. Corriente a plena de transformadores monofásicos.	47
TABLA 3.4. Corriente a plena carga de transformadores trifásicos.	48
TABLA 3.5. Selección de fusibles NH para transformadores monofásicos.	48
TABLA 3.6. Selección de fusibles NH para transformadores trifásicos.	49
TABLA 3.7. Fusibles NH para transformadores monofásicos.	50
TABLA 3.8. Fusibles NH para transformadores trifásicos.	50
TABLA 3.9. Selección de IA para los transformadores.	52
TABLA 3.10. IA para transformadores monofásicos.	52
TABLA 3.11. IA para transformadores trifásicos.	53
TABLA 3.12. IA para transformadores monofásicos autoprotegidos.	54
TABLA 3.13. IA para transformadores trifásicos autoprotegidos.	54
TABLA 3.14. Selección de fusibles NH para la derivación.	55
TABLA 3.15. Fusibles NH para la derivación en transformadores monofásicos.	56
TABLA 3.16. Fusibles NH para la derivación en transformadores trifásicos.	56
TABLA 3.17. IA para transformadores monofásicos aguas debajo de la derivación.	57
TABLA 3.18. IA para transformadores trifásicos aguas abajo de la derivación.	57

TABLA 3.19. IA para transformadores monofásicos.....	58
TABLA 3.20. IA para transformadores trifásicos.....	59
TABLA 3.21. Ampacidad de los conductores tipo ASC.	60
TABLA 3.22. Corriente de fusión vs ampacidad para transformadores monofásicos.	61
TABLA 3.23. Corriente de fusión vs ampacidad para transformadores trifásicos.	61
TABLA 3.24. Verificación de la primera condición para transformadores monofásicos.	61
TABLA 3.25. Verificación de la primera condición para transformadores trifásicos.	62
TABLA 3.26. Verificación de la segunda condición para transformadores monofásicos.....	62
TABLA 3.27. Verificación de la segunda condición para transformadores trifásicos.....	63
TABLA 3.28. Corrientes de cortocircuito para transformadores monofásicos.	63
TABLA 3.29. Corrientes de cortocircuito para transformadores trifásicos.....	64
TABLA 3.30. Valores de k para conductores desnudos.	64
TABLA 3.31. Sección mínima requerida para transformadores monofásicos.	65
TABLA 3.32. Sección mínima requerida para transformadores trifásicos.	65
TABLA 3.33. Verificación de la segunda condición para transformadores monofásicos.....	65
TABLA 3.34. Verificación de la segunda condición para transformadores trifásicos.....	66
TABLA 3.35. Energía específica pasante del conductor.....	67
TABLA 3.36. $I^2 t$ del conductor vs $I^2 t$ del fusible NH tipo gG.	67
TABLA 3.37. IA para transformadores monofásicos.....	68
TABLA 3.38. IA para transformadores trifásicos.....	68
TABLA 3.39. $I^2 t$ del conductor vs $I^2 t$ del IA.....	68

RESUMEN

Este documento desarrolla la propuesta de una metodología de coordinación de protecciones para las redes de bajo voltaje del Alimentador No. 1 de la Subestación San Agustín de Emelnorte, donde se analiza y evalúa la información técnica y las características de los equipos eléctricos instalados en la red. La ubicación de los equipos eléctricos de la red eléctrica se la realiza a través del programa ArcGIS, el modelado y análisis de la red de bajo voltaje y sus componentes se ejecuta a través del software CYMDIST. Además, el estudio se lo desarrollada con el fin de estandarizar su proceso e incrementar el nivel de confiabilidad y selectividad de las redes de bajo voltaje, de ese modo garantizar la calidad del servicio al consumidor al reducir los registros y tiempos de intervención de las interrupciones.

Palabras clave: Fusibles NH, Interruptor Automático, Metodología, Selectividad, Bajo voltaje, Coordinación.



ABSTRACT

This document develops the proposal for a protection coordination methodology for the low voltage networks of Feeder No. 1 of the San Agustín Substation of Emelnorte, where the technical information and characteristics of the electrical equipment installed in the network are analyzed and evaluated. The location of the electrical equipment of the electrical network is carried out through the ArcGIS program, the modeling and analysis of the low voltage network and its components are executed through the CYMDIST software. Besides, the study determines the need to apply the methodology developed to standardize it to increase the level of reliability and selectivity, thus guaranteeing the quality of customer service by reducing records and intervention times for interruptions.

Keywords: NH fuses, Circuit breaker, Methodology, Selectivity, Low voltage, Coordination.

Keywords: NH fuses, Circuit breaker, Methodology, Selectivity, Low voltage, Coordination.



Reviewed by Victor Raúl Rodríguez Viteri

A.1. INTRODUCCIÓN

La complejidad de los sistemas eléctricos de distribución está aumentando en todo el mundo debido a la extensión de las redes y las interconexiones en curso. Un factor importante para la prevención de cortes de energía es una revisión regular y, si es necesario, una revisión de coordinación de la protección. (Jaeger, Lubiatowski, Krebs, & Ziegler, 2009)

Los cortocircuitos en el sistema eléctrico de distribución no se pueden evitar a pesar de su planificación, diseño cuidadoso y un buen mantenimiento del sistema. Esto implica influencias externas al sistema, como descargas atmosféricas, cortocircuitos en conductores de fase de líneas aéreas, así como fallas internas debido al deterioro de los materiales de aislamiento. (Benabid, Zellagui, Boudour, & Chaghi, 2014)

Es necesario en caso de avería, que un elemento de protección accione rápidamente y de forma segura las fallas internas que se producen. Esto es esencial debido al riesgo de daños de los equipos conectados. (Bartosiewicz, Kowalik, & Marcin, 2013)

Las configuraciones incorrectas pueden permitir que ocurran fallas repentinas. En consecuencia, es necesario identificar los dispositivos apropiados para eliminar una falla y evaluar su funcionamiento. (Arias, Ustariz Farfan, & Cano, 2017)

Actualmente, los sistemas de distribución de energía eléctrica están implementando varios esquemas modernos de automatización en la distribución, como los esquemas de detección de fallas, aislamiento y restauración que permiten la reconfiguración automática de las secciones del alimentador radial cerrando los interruptores automáticos o reconectores normalmente abiertos y abriendo algunos otros dispositivos de conmutación para aislarlos. (Ishchenko, Oudalov, & Stoupis, 2012)

La coordinación selectiva es importante porque muchos sistemas requieren la máxima continuidad en el servicio. El IEEE Buff Book establece que "la coordinación es un ingrediente básico de un sistema de distribución eléctrica bien diseñado y es obligatorio en ciertos sistemas industriales de atención médica y procesos continuos". (Larsen & Degnan, 2008)

En los sistemas de distribución actuales, la coordinación de los dispositivos de protección debe hacerse en serie; también se le conoce como "cascada", debido a la que la mayoría de estos operan en forma radial. Cuando dos o más dispositivos de protección son aplicados en un sistema, el dispositivo más cercano a la falla del lado de alimentación es el dispositivo protector, y el siguiente es el dispositivo "respaldo" o protegido. (Castaño, 2003)

A2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la actualidad existen diversos factores que pueden provocar la interrupción del servicio eléctrico en los sistemas de distribución tales como: cortocircuitos, sobrecargas, descargas eléctricas, desastres naturales, etc, por tanto, la ausencia de un estudio de coordinación de protecciones en redes de bajo voltaje disminuye la confiabilidad y aumenta el tiempo de reposición del servicio eléctrico ante cualquier avería, generando insatisfacción y pérdidas económicas en los usuarios.

En consecuencia, EMELNORTE S.A. con la finalidad de aumentar la confiabilidad y disminuir el tiempo de reposición del servicio eléctrico en condiciones de falla, se ve en la necesidad de elaborar metodologías para la coordinación de protecciones en las redes de bajo voltaje, tomando en referencia a las redes eléctricas que sirven a abonados residenciales e industriales del alimentador N° 1 de la Subestación San Agustín como proyecto tipo.

FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

¿Cómo elaborar una metodología para la coordinación de protecciones orientada a mejorar la confiabilidad de las redes de bajo voltaje ante fallas de cortocircuito?

A3. JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO

La creciente demanda de la energía eléctrica en la población ecuatoriana obliga a que el sistema eléctrico sea más robusto y adecuadamente dimensionado. Es así que, la disponibilidad de la energía eléctrica de forma ininterrumpida es una prioridad en la actualidad. Entonces, los sistemas eléctricos de distribución deben poseer altos índices de fiabilidad y respuesta rápida ante eventos anormales, a fin de brindar su servicio de manera segura y continua, por consiguiente, siendo necesario la realización de una metodología de coordinación de protecciones.

Por otro lado, la necesidad de la eficiencia operacional de las empresas de distribución de energía eléctrica, han hecho que la ARCONEL emita la REGULACIÓN Nro. ARCONEL 005/18 de calidad de servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica, donde evalúa la calidad de servicio en función de los siguientes indicadores: calidad del producto, calidad del servicio técnico y la calidad de servicio comercial, por esta razón, el objetivo de la investigación está orientado a mantener y mejorar los límites establecidos por esta regulación, que a su vez están alineadas a cumplir con el objetivo N° 5 (Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sostenible de manera redistribuida y solidaria) del Plan Nacional de Desarrollo. (SENPLADES, 2017)

Finalmente, para satisfacer los lineamientos de la regulación, la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A requiere información actualizada que permita desarrollar de una metodología para la coordinación de protecciones con el fin de evaluar y especificar las características de los equipos de maniobra, responsables de despejar las corrientes de falla o cualquier tipo de anomalía del sistema eléctrico en proyectos eléctricos futuros.

A4. ALCANCE DEL TRABAJO

La presente investigación tiene como objeto proponer una metodología para la coordinación de protecciones tomando en cuenta a redes de bajo voltaje que sirven a abonados residenciales e industriales del alimentador N° 1 de la subestación San Agustín de EMELNORTE S.A.

La red principal de bajo voltaje del alimentador N° 1 de la Subestación San Agustín tiene una longitud aproximada de 5 km que brinda servicio a aproximadamente 2875 abonados. Además, cuenta con 130 transformadores de los cuales 112 son transformadores monofásicos y 18 corresponden a transformadores trifásicos. (EMELNORTE S.A., 2019)

El modelado del sistema eléctrico de distribución y la recopilación de información de corrientes de cortocircuito de los elementos y equipos involucrados en el estudio correspondientes al alimentador N° 1 de la Subestación San Agustín de EMELNORTE se realizará a través del software CYMDIST.

La información adquirida permitirá realizar la coordinación de protecciones eléctricas mediante simulaciones en la herramienta tecnológica CYMTCC, además, establecer criterios la selectividad de los dispositivos de protección (Interruptores automáticos, fusibles).

Los resultados obtenidos de las simulaciones y su posterior análisis facilitarán seleccionar los dispositivos de protección adecuados contra las corrientes de sobrecarga y cortocircuito que se puedan producirse en las redes de bajo voltaje del Alimentador N° 1 San Agustín de la empresa EMELNORTE con el propósito de aumentar la confiabilidad y selectividad del sistema eléctrico de distribución.

A5. VIABILIDAD DEL TRABAJO

EMELNORTE en base a acuerdos alcanzados y firmados con la Universidad Técnica del Norte, brindará la información necesaria de manera oportuna de todos los elementos que sean necesarios para la investigación, esto incluye herramientas tecnológicas (softwares), además toda información relevante que ayude a determinar la metodología de coordinación de protecciones en las redes de bajo voltaje correspondientes al alimentador.

Los softwares computacionales permitirán modelar las redes de bajo voltaje, realizar simulaciones de las corrientes de cortocircuito del sistema eléctrico etc. En consecuencia, todas las acciones mencionadas permitirán analizar acontecimientos de los parámetros eléctricos de la red de bajo voltaje para la posterior propuesta de la metodología de coordinación de protecciones que se aplicará al alimentador.

A6. OBJETIVO GENERAL

Proponer una metodología de coordinación de protecciones que permita aumentar la confiabilidad y selectividad de las redes de bajo voltaje del alimentador N° 1 San Agustín mediante el levantamiento de procesos y procedimientos.

A7. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Sustentar las bases técnicas y teóricas que intervienen en la elaboración de una metodología para la coordinación de protecciones en redes de bajo voltaje.
- Modelar las redes de bajo voltaje y los dispositivos de protección utilizando los softwares computacionales específicos.
- Elaborar la metodología para la coordinación de protecciones en redes de bajo voltaje del Alimentador N° 1 San Agustín.

CAPÍTULO 1

Marco teórico

1.1 Sistema eléctrico de distribución

Según (Iglesias A. , 2014), es el encargado de llevar la energía eléctrica desde las estaciones de distribución, que son los centros donde llega la energía procedente del transporte y esta convierte de alto voltaje a medio o/y bajo voltaje. Entonces, desde el centro de distribución la electricidad se traslada a cada domicilio a través de una red de conductores organizados en distintas topologías.

1.2 Redes primarias de distribución

Son redes eléctricas que enlazan la subestación eléctrica con los centros de transformación de distribución. Están constituidos por una troncal principal y derivaciones donde el nivel de voltaje puede ser de 6.3 kV, 13.8 kV / 7.97 kV, 22 kV, 22.86 kV / 13.2 kV y 34.5 kV / 19,92 kV en el caso ecuatoriano. (Gonzáles, 2019)

1.3 Transformadores de distribución

Según (Iglesias A. , 2014), la función principal de un transformador de distribución es reducir el voltaje de servicio que se usa en medio voltaje a los valores de consumo de bajo voltaje que se utiliza en los receptores finales.

Además, (Pérez, 2008) manifiesta que, la capacidad de operación se encuentra desde 5 hasta 500 kVA. Este tipo de transformadores pueden ser monofásicos o trifásicos con una relación de transformación de 240/120 y 220/127 respectivamente.

1.4 Redes de distribución eléctrica en bajo voltaje

De acuerdo con (Conejo, y otros, 2007), corresponden a las redes eléctricas que están formadas por conductores que tienen su origen en el lado secundario del transformador de distribución para suministrar a los consumidores finales mediante acometidas.

1.5 Líneas de distribución de bajo voltaje.

Como expresa (Colmenar & Hernández, 2014), las redes de bajo voltaje pueden estar construidas con líneas subterráneas o aéreas como se puede observar en la Tabla 1.1.

TABLA 1.1. Tipos de líneas de distribución en redes de bajo voltaje. **Fuente:** (Colmenar & Hernández, 2014)

Tipos de líneas de distribución en bajo voltaje	
Aéreas	Conductores desnudos: Son fabricados de cobre o aluminio que van sujetos a aisladores a través de herrajes en las crucetas de los postes.
	Conductores trenzados: Están constituidos por 3 o cuatro conductores unipolares aislados individualmente y trenzados.
	Conductores aislados: Pueden ser de aluminio o cobre, es adecuado para líneas aéreas sobre aisladores.
Subterráneas	Conductores directamente enterrados: Se encuentran directamente enterrados en el terreno, previa apertura de una zanja.
	Conductores entubados y enterrados: La instalación se encuentra enterrada bajo el suelo protegida por tubos.
	Conductores en galerías: Las dimensiones de la instalación son amplias, confortables y seguras para la instalación y mantenimiento de los conductores.
	Conductores en atarjeas registrables: Los conductores van instalados en zanjas prefabricadas, por tanto, se reduce el coste de la instalación.

1.6 Distribución en redes eléctricas de bajo voltaje

Como plantea (Mendoza, 2012), los tipos de redes de distribución en bajo voltaje más utilizados son las de distribución radial y distribución en anillo, a continuación, se expone cada una de ellas.

- **Distribución radial.** La distribución radial consiste en redes muy simples que alimentan de energía únicamente desde uno de sus extremos, por tanto, no garantiza un servicio continuo ante una falla. (Mendoza, 2012)
- **Distribución en anillo.** Se caracteriza por estar alimentada desde dos de sus extremos con lo que ofrece mayor continuidad de servicio al poder alimentar a los receptores desde puntos distintos, pero a su vez posee mayor complejidad tanto en la parte constructiva como de las protecciones eléctricas. (Mendoza, 2012)

1.7 Acometida

Según (Iglesias A. , 2014), la acometida corresponde a la parte de la instalación que tiene su origen en las líneas de distribución de bajo voltaje y llega hasta la caja general de protección. Dependiendo del tipo de suministro que reciba el usuario, esta puede ser monofásica, bifásica o trifásica.

1.7.1 Clasificación de las acometidas

De acuerdo con (Colmenar & Hernández, 2014), las acometidas según el trazado, el sistema de instalación y a ciertas características de la red pueden ser:

TABLA 1.2. Tipos de acometidas. **Fuente:** (Colmenar & Hernández, 2014)

Tipos de acometidas	
Aéreas	Conductores posados sobre fachada o tensadas sobre poste
Subterráneas	Conductores directamente enterrados, bajo tubo, galerías etc.
Mixtas	Corresponde a una instalación que posee una parte en instalación aérea y otra en instalación subterránea.

1.8 Instalación de enlace

Según (Colmenar & Hernández, 2014), se refiere a la instalación que une la caja general de protección con las instalaciones de interiores del usuario. Por tanto, esta comienza en el final de la acometida y termina en los dispositivos de mando y control.

1.9 Protecciones eléctricas

(Conejo, y otros, 2007) menciona que, los dispositivos de protección son los elementos que se insertan para mitigar o eliminar los efectos producidos por perturbaciones que pueden afectar a todo el sistema o una parte de esta, garantizando su seguridad y la continuidad del suministro eléctrico.

Según (Hewitson, Brown, & Ramesh, 2004), existen ciertos requisitos básicos que un aparato de protección debe cumplir, tales como:

- Salvaguardar el sistema para mantener la continuidad del suministro eléctrico.
- Minimizar los daños y costos de reparación donde se detecten fallas.
- Garantizar la seguridad del personal.

Todos esos requisitos permiten la detección temprana, localización de fallas y la remoción rápida del equipo defectuoso o sistema eléctrico fallido.

1.10 Características de los sistemas de protección

De acuerdo con (Arancibia, 2016), las características de los sistemas de protección más importantes son los que se detallan a continuación:

a) Confiabilidad. Es la característica que garantiza que la protección actuará en presencia de una falla, y para cumplir la misma normalmente se elaboran diseños simples con componentes robustos de calidad. (Arancibia, 2016)

b) Selectividad. Es la cualidad que permite discriminar la ubicación de la falla con el fin de aislar exclusivamente el equipo o la zona afectada por el fallo. De este modo se obtiene la máxima continuidad del servicio con un mínimo de desconexiones. (Arancibia, 2016)

c) Rapidez. Es la capacidad de operación en el mínimo tiempo para disminuir la duración de la falla y las perturbaciones al resto del sistema los daños a los equipos. (Arancibia, 2016)

d) Sensibilidad. Hace referencia a la operación de los dispositivos de protección detectando el valor mínimo de perturbación en su zona de operación respecto a la magnitud de referencia. (Arancibia, 2016)

1.11 Anomalías en las instalaciones eléctricas de bajo voltaje

Como expresa (Carrasco, 2008), las anomalías o defectos que pueden surgir en una instalación eléctrica, independientemente de su voltaje de alimentación y de su uso son los siguientes:

- **Cortocircuito.** Falla eléctrica producida en sistemas monofásicos y/o polifásicos de corriente alterna, debido al contacto accidental de una fase a tierra o entre fases, y en el caso de corriente continua, debido al contacto entre polos opuestos. (MIDUVI & NEC, 2018)
- **Sobrecargas.** Es el aumento de la corriente por encima del valor nominal, que circula por un circuito debido a una avería o un exceso de carga demandada de la instalación. (Carrasco, 2008)
- **Sobretensiones.** Es una avería externa a la instalación eléctrica que consiste en el aumento del voltaje por encima del valor nominal de servicio, ocasionada esporádicamente por fenómenos atmosféricos etc. (Carrasco, 2008)
- **Defectos de aislamiento.** Los defectos de aislamiento producen contactos eléctricos entre conductores y masas metálicas accesibles de las instalaciones y equipos eléctricos. Provocan accidentes en personas por contacto eléctrico indirecto. (Carrasco, 2008)

1.12 Zonas de protección frente a sobrecorrientes

(Conejo, y otros, 2007) menciona que, la zona de protección es el área de competencia de cada sistema de protección en un sistema eléctrico. Dependiendo de la zona de protección se pueden clasificar en:

- **Protecciones primarias.** Las protecciones primarias son aquellas que tienen la función de actuar en los tiempos establecidos y eliminar la falla aislando la mínima parte posible del sistema eléctrico. (Conejo, y otros, 2007)
- **Protecciones de apoyo (back up).** Son aquellas protecciones que actúan en caso de que la protección primaria no actúa o tarda demasiado en eliminar la falla. (Conejo, y otros, 2007)

1.13 Dispositivos de protección de las instalaciones de bajo voltaje

Según (Colmenar & Hernández, 2014), el objetivo principal de los dispositivos de protección es eliminar y/o evitar las consecuencias peligrosas para la instalación eléctrica, los equipos receptores y fundamentalmente las personas, ocasionados por cortocircuitos, sobrecargas o fallos de aislamiento y separar el circuito defectuoso del resto de la instalación. Los aparatos de protección más comunes se muestran en la Tabla 1.3.

TABLA 1.3. Dispositivos de protección. **Fuente:** (Colmenar & Hernández, 2014)

Dispositivos de protección	
Fusibles	
Interruptor automático	Magnético
	Térmico
	Magnetotérmico
	Diferencial
Protector de sobrevoltajes	Descargadores valvulares

1.14 Fusible

(Colmenar & Hernández, 2014) afirman que, es un dispositivo que abre un circuito en caso de sobrecarga y cortocircuito. Su funcionamiento se basa en la fusión de un elemento conductor cuando la intensidad que circula por el sobrepasa sus características tiempo – intensidad tal y como se observa en la Fig 1.1.

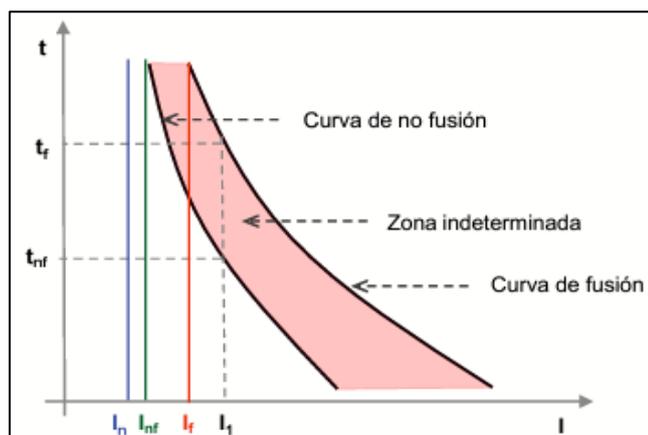


Fig.1.1. Curvas características de un fusible. Fuente: (Colmenar & Hernández, 2014)

a) Régimenes de trabajo de un fusible

Según (Colmenar & Hernández, 2014), un fusible que se encuentre instalado en cualquier circuito eléctrico puede encontrarse en tres regímenes que caracterizan su condición de trabajo tales como:

- **Régimen permanente.** Durante este régimen, la energía térmica generada por la circulación de corriente, menos la energía disipada al medio que rodea al fusible es menor que la energía necesaria para fundir el elemento fusible. (Colmenar & Hernández, 2014)
- **Régimen de sobrecarga.** Se caracteriza por la interrupción de la corriente que atraviesa el fusible después de un rango de tiempo permitido. (Colmenar & Hernández, 2014)

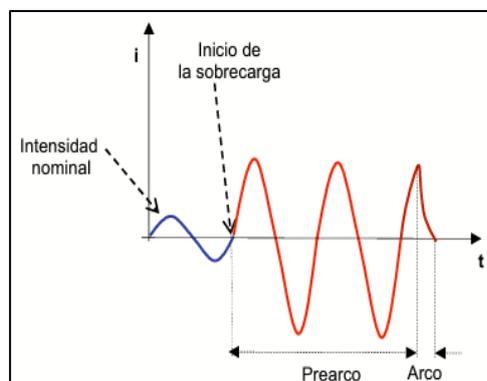


Fig.1.2. Régimen de sobrecarga de un fusible. Fuente: (Colmenar & Hernández, 2014)

Como se observa en la Fig 1.2, la energía térmica ocasionada por la corriente es suficiente para provocar la fusión del elemento fusible.

- **Régimen cortocircuito.** En este periodo la corriente que circula a través del fusible es de gran magnitud, en consecuencia, la interrupción de la corriente es instantánea porque la energía térmica generada por la corriente funde el elemento fusible como se observa en la Fig 1.3. (Colmenar & Hernández, 2014)

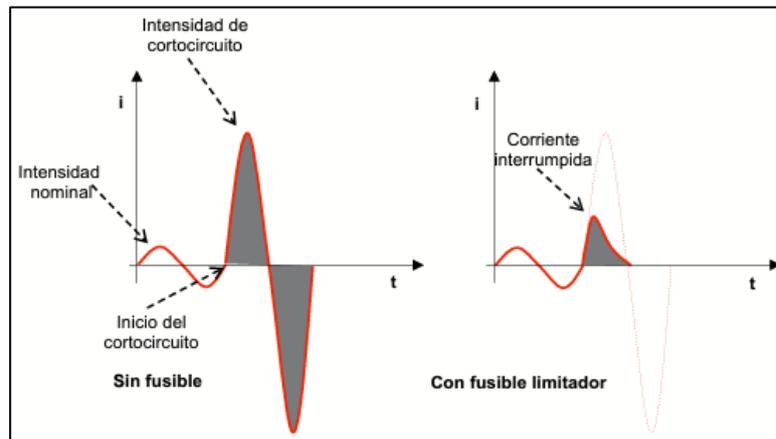


Fig.1.3. Régimen de cortocircuito de un fusible. Fuente: (Colmenar & Hernández, 2014)

b) Características eléctricas de los fusibles

Según (Colmenar & Hernández, 2014) las características eléctricas básicas de los fusibles se describen a continuación en la Tabla 1.4:

TABLA 1.4. Características eléctricas de los fusibles. Fuente: (Colmenar & Hernández, 2014)

I_n	Intensidad nominal: Corriente nominal que el fusible es capaz de conducir indefinidamente si fundirse.
V_n	Voltaje nominal: Voltaje eficaz para el cual el fusible fue diseñado. Puede usarse para voltajes iguales o interiores a este valor.
I_f	Corriente de fusión: Corriente eléctrica que garantiza la fusión del fusible.
I_{nf}	Corriente de no fusión: Es la corriente máxima que el fusible puede soportar con la seguridad de no fundirse.
PdC	Poder de Corte: Es la máxima corriente de cortocircuito que el fusible es capaz de interrumpir a voltaje nominal sin sufrir daños.
I/t	Característica que representa el tiempo en segundos que tarda el fusible en interrumpir una corriente defectuosa.
I^2t	Energía específica pasante: Es la energía que deja pasar el fusible al eliminar un defecto. Si la energía es superior al que soporta el receptor se produce la destrucción de este.

c) Clasificación de los fusibles para bajo voltaje

(Colmenar & Hernández, 2014) afirman que, existen 3 criterios con los cuales normalmente se clasifican los fusibles. A continuación, se describen cada uno de ellos en la Tabla 1.5.

TABLA 1.5. Clasificación de los fusibles. **Fuente:** (Colmenar & Hernández, 2014)

CLASIFICACIÓN DE LOS FUSIBLES			
Según la función y clase de uso	Primera letra (indica la función a desempeñar)	G	Fusible de uso general. Actúa en presencia de cortocircuito como sobrecarga.
		A	Fusible de acompañamiento. Actúa solamente en presencia de cortocircuito.
	Segunda letra (indica el tipo de circuito a proteger)	G	Uso general
		L	Protección de conductores
		M	Protección de motores
		R	Protección de semiconductores
		Tr	Protección de transformadores
		B	Protección de líneas de gran longitud
		C	Protección de condensadores y circuitos capacitivos
D	Tiempo de acción retardado		
Según su modelo.	Cartuchos cilíndricos	Poder de corte 80 – 120 kA	
	Fusibles tipo D	Poder de corte 50 kA	
	Fusibles tipo D0	Poder de corte 50 kA	
	Fusibles cuchilla NH	Alta capacidad de ruptura. Poder de corte de 80 – 120 kA	
Según su velocidad de respuesta	Lentos	Funden en 1 segundo para $I = 5 I_f$.	
	Rápidos	Funden en 1 segundo para $I = 2,5 I_f$.	
	De acompañamiento	Funden en 1 segundo para $I = 8 I_f$.	

I_f : Corriente de fusión.

1.15 Interruptores automáticos (IA's)

Según (Colmenar & Hernández, 2014), es un dispositivo de maniobra y protección que permite abrir un circuito eléctrico manualmente en condiciones normales, pero también abre automáticamente en caso de detectar algún tipo de defecto como la sobrecarga, cortocircuito, etc. A continuación, se muestra los tipos más utilizados en la Tabla 1.6.

TABLA 1.6. Tipos de interruptores automáticos en baja tensión. **Fuente:** (Colmenar & Hernández, 2014)

Tipos de interruptores automáticos	Magnético	Protección de cortocircuitos.
	Térmico	Protección de sobrecargas
	Magnetotérmico	Protección de cortocircuitos y sobrecargas
	Diferencial	Protección de corrientes de fuga

a) Interruptor magnético

Es un interruptor automático que actúa en presencia de sobrecorrientes de gran valor o de cortocircuitos. (Colmenar & Hernández, 2014)

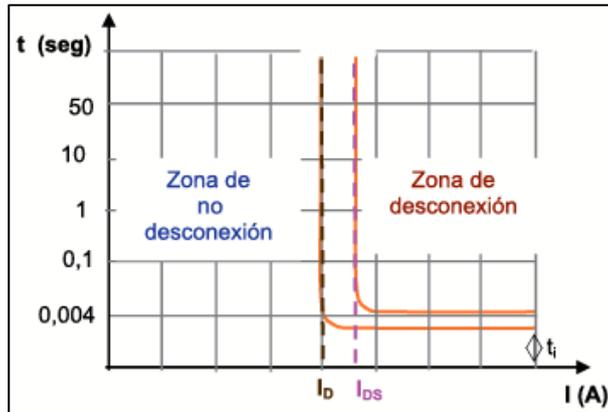


Fig.1.4. Curva de disparo de un interruptor magnético. Fuente: (Colmenar & Hernández, 2014)

En la Fig 1.4, se aprecia la curva característica de disparo de un interruptor magnético. Donde están definidas las zonas de no desconexión y desconexión.

b) Interruptor térmico

Son interruptores automáticos que funcionan ante sobrecorrientes ligeramente superiores a la corriente nominal. (Colmenar & Hernández, 2014)

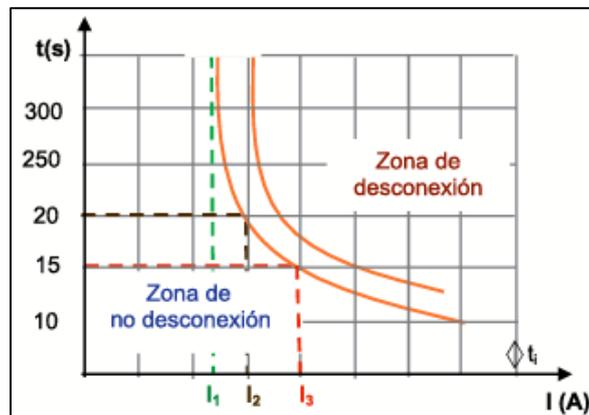


Fig.1.5. Curva de disparo de un interruptor térmico. Fuente: (Colmenar & Hernández, 2014)

En la Fig 1.5, se aprecia la curva característica de disparo de un interruptor térmico. Donde se puede observar claramente las zonas de no desconexión y desconexión.

c) Interruptor magnetotérmico

Este dispositivo de protección combina los dos sistemas de protección magnético y térmico en un solo aparato. Puede desconectarse de forma manual o automática. (Colmenar & Hernández, 2014)

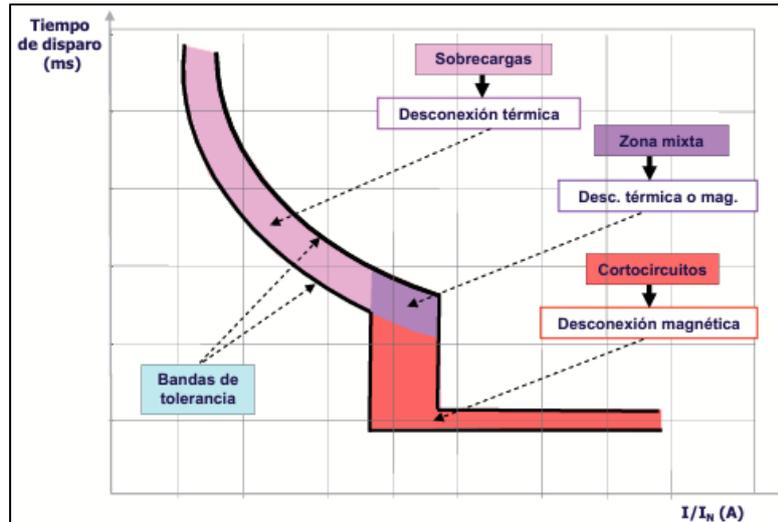


Fig.1.6. Curva de disparo de un interruptor magnetotérmico. Fuente: (Colmenar & Hernández, 2014)

En la Fig 1.6, se observa la curva característica de disparo de un interruptor magnetotérmico.

Para los interruptores automáticos en instalaciones domesticas e industriales se definen tres clases de disparo magnético (I_m), según la corriente asignada (I_n), los mismos que se describen a continuación.

- **Curva B**

En este tipo de interruptores el disparo magnético se realiza entre (3 a 5) veces a la corriente nominal como se observa en la Fig 1.7. Se emplea para la protección de circuitos en los que no producen transitorios. (Colmenar & Hernández, 2014)

- **Curva C**

El disparo magnético se realiza entre (5 a 10) veces de la corriente nominal. Se utiliza para proteger circuitos en los que no se proveen transitorios importantes como el arranque de motores, como se muestra en la Fig 1.7. (Colmenar & Hernández, 2014)

- **Curva D**

Los interruptores con curvas tipo D se disparan magnéticamente entre 10 a 20 veces la corriente nominal. Habitualmente se utiliza para la protección de circuitos con carga

mixta y en instalaciones de uso doméstico, como se observa en la Fig 1.7. (Colmenar & Hernández, 2014)

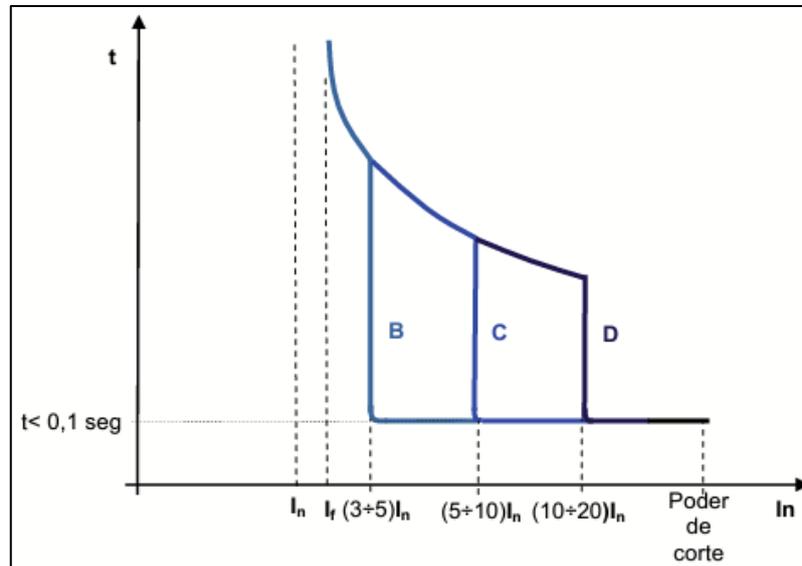


Fig.1.7. Clases de disparo magnético de un IA. Fuente: (Colmenar & Hernández, 2014)

d) Características eléctricas de los interruptores automáticos

De acuerdo con (Colmenar & Hernández, 2014) un interruptor queda definido eléctricamente por las siguientes características como de describe en la Tabla 1.7:

TABLA 1.7. Características eléctricas de los fusibles. Fuente: (Colmenar & Hernández, 2014)

I_n	Intensidad nominal: Corriente nominal que el interruptor automático es capaz de conducir indefinidamente si fundirse.
V_n	Voltaje nominal: Voltaje eficaz del interruptor automático para el cual fue diseñado.
I_f	Corriente de fusión: Corriente eléctrica que garantiza la operación del interruptor contra las corrientes de sobrecarga.
I_{nf}	Corriente de no fusión: Es la corriente máxima de sobrecarga que el interruptor puede soportar con la seguridad de no fundirse.
PdC	Poder de Corte: Es la máxima corriente de cortocircuito que el interruptor es capaz de interrumpir a voltaje nominal sin sufrir daños.
I/t	Característica que representa el tiempo en segundos que tarda el interruptor en interrumpir una corriente defectuosa.
I^2t	Energía específica pasante: Es la energía que deja pasar el interruptor al eliminar un defecto. Si la energía es superior al que soporta el receptor se produce la destrucción de este.
I_m	Disparo magnético: Es la corriente con la cual dispara el interruptor ante las corrientes de cortocircuito.

1.16 Interruptores Automáticos Modulares (PIA o MCB)

Se presentan en ejecución fija de 1,2,3 o 4 polos. Su estructura interna posee un relé magnetotérmico no regulable para la protección de circuitos contra las sobrecargas y cortocircuitos. Además, su corriente nominal está limitada a 125 A y el voltaje de empleo máximo de 440 V. En la Fig 1.8 se muestra la forma de un MCM (Miniature Circuit Breaker). (Asociación de Fabricantes de Material Eléctrico (AFME), 2014)



Fig.1.8. Pequeño Interruptor Automático (PIA o MCM). **Fuente:** (Asociación de Fabricantes de Material Eléctrico (AFME), 2014)

1.17 Interruptores Automáticos de Caja Moldeada (MCCB)

Es un interruptor automático que está constituido por una envolvente aislante que internamente es a la vez el soporte estructural del mecanismo de funcionamiento, los contactos y todos los elementos necesarios, formando un conjunto integral tal como se observa en la Fig 1.9. (Asociación de Fabricantes de Material Eléctrico (AFME), 2014)



Fig.1.9. Interruptor Automático de Caja Moldeada (MCCB). **Fuente:** (Asociación de Fabricantes de Material Eléctrico (AFME), 2014)

1.18 Coordinación de protecciones

La coordinación de protecciones eléctricas es la rama que se encarga de estudiar, seleccionar y analizar las características de los dispositivos eléctricos destinados a eliminar las afectaciones de las fallas que ocurren en los sistemas eléctricos como los cortocircuitos, sobrecargas etc. (Razo, 2016)

1.19 Tipos de selectividad de los dispositivos de protecciones

Según (Colmenar & Hernández, 2014), en una instalación eléctrica es necesario asegurar la continuidad del servicio eléctrico ante cualquier tipo de defecto. Esto se consigue mediante la selectividad de los dispositivos de protección. A continuación, se describe los tipos de selectividad que se pueden aplicar:

- **Selectividad total.** La selectividad es total entre los dispositivos D1 y D3, si para cualquier valor de corriente en el circuito protegido por D3, únicamente opera el dispositivo D3 y ningún otro dispositivo adicional como se observa en la Fig 1.10. (Colmenar & Hernández, 2014)

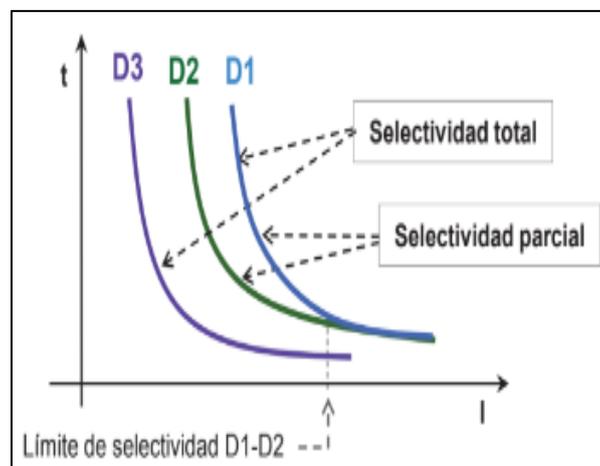


Fig.1.10. Selectividad entre dispositivos de protección. Fuente: (Colmenar & Hernández, 2014)

- **Selectividad parcial.** La selectividad es parcial entre los dispositivos de protección en este caso D1 y D2, cuando el dispositivo de protección D2 actúa hasta un determinado valor de corriente y para valores superiores de corriente actúan ambos dispositivos de protección como se muestra en la Fig 1.10. (Colmenar & Hernández, 2014)
- **Selectividad amperimétrica.** Sucede cuando el dispositivo ubicado aguas arriba tiene una corriente de apertura mayor que el dispositivo ubicado aguas abajo como se muestra en la Fig 1.11. (Colmenar & Hernández, 2014)

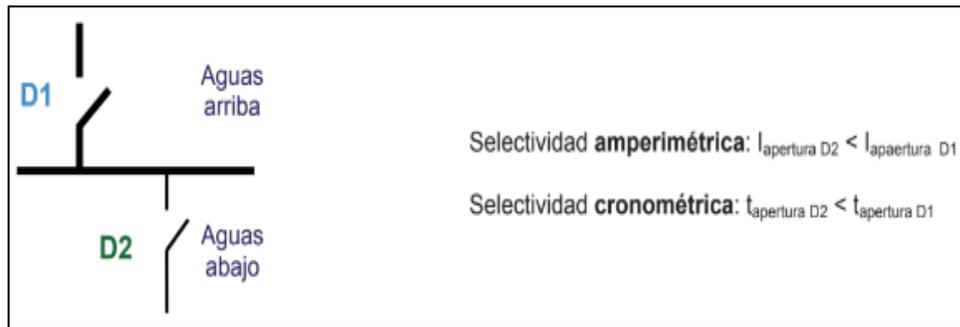


Fig.1.11. Selectividad amperimétrica y cronométrica. **Fuente:** (Colmenar & Hernández, 2014)

- Selectividad cronométrica.** Sucede cuando el dispositivo que está aguas abajo corta el circuito en un tiempo inferior al de aguas arriba para un mismo valor de sobrecorriente como se observa en la Fig 1.11. (Colmenar & Hernández, 2014)

1.20 Selectividad entre fusibles

De acuerdo con (Colmenar & Hernández, 2014), para que exista una adecuada selectividad entre dos fusibles, la curva de fusión del elemento que se encuentra aguas arriba debe estar por encima del fusible que se encuentra aguas abajo.

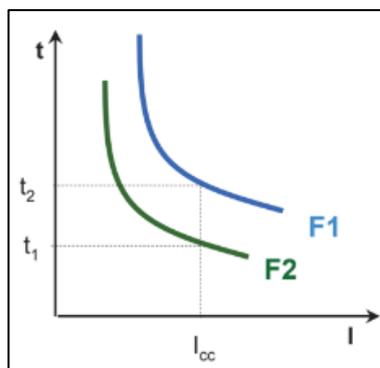


Fig.1.12. Selectividad entre fusibles. **Fuente:** (Colmenar & Hernández, 2014)

Por lo general se recomienda que la corriente nominal del fusible F1 sea mayor o igual a 2 veces la corriente nominal del fusible F2 como se observa en la Fig 1.12.

1.21 Selectividad entre interruptores automáticos

Según (Colmenar & Hernández, 2014) se pueden distinguir los siguientes tipos de selectividad que más comunes como son:

- **Selectividad amperimétrica.** El interruptor que está aguas abajo (curva verde) debe aislar la falla de cortocircuito antes de que lo haga el interruptor automático superior (curva azul) como se muestra en la Fig 1.13. (Colmenar & Hernández, 2014)

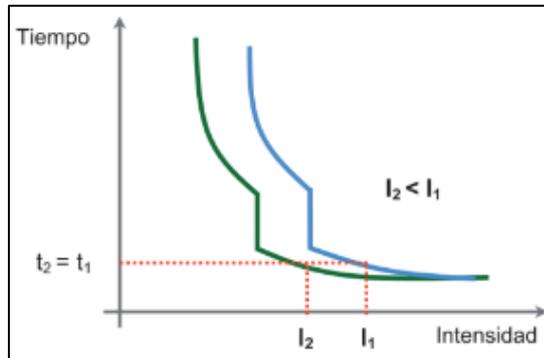


Fig.1.13. Selectividad amperimétrica entre IA. Fuente: (Colmenar & Hernández, 2014)

- **Selectividad cronométrica.** En esta técnica de selectividad, el interruptor que está aguas abajo (curva verde) debe cortar el circuito en un tiempo inferior al interruptor que está aguas arriba (curva azul) para un mismo valor de sobrecorriente como se observa en la Fig 1.14. (Colmenar & Hernández, 2014)

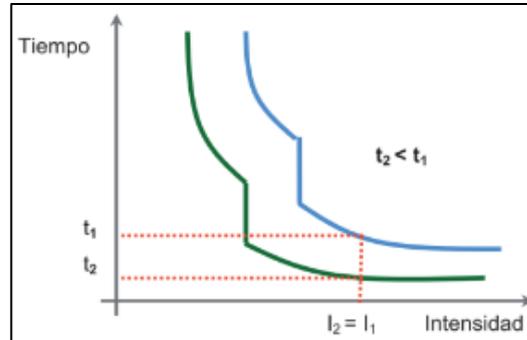


Fig.1.14. Selectividad cronométrica entre IA. Fuente: (Colmenar & Hernández, 2014)

- **Filiación.** Esta técnica permite el uso de un interruptor con un poder de corte inferior a la corriente de cortocircuito con la condición de que exista otro dispositivo de protección instalado aguas arriba que tenga el poder de corte necesario como se muestra en la Fig 1.15. (Colmenar & Hernández, 2014)

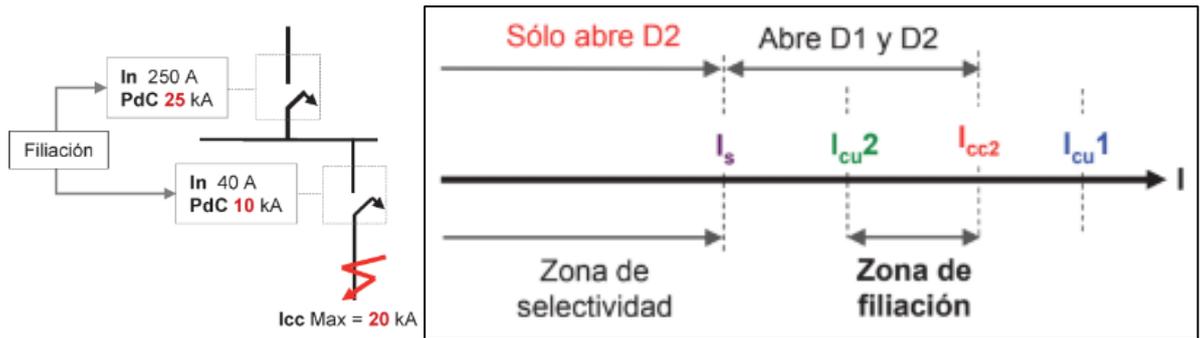


Fig.1.15. Filiación de los interruptores automáticos. Fuente: (Colmenar & Hernández, 2014)

1.22 Selectividad entre fusible e interruptor automático.

Existe selectividad siempre que no se toquen las curvas características de fusión del fusible y la zona térmica del interruptor automático como se puede observar en la Fig 1.16. (Colmenar & Hernández, 2014)

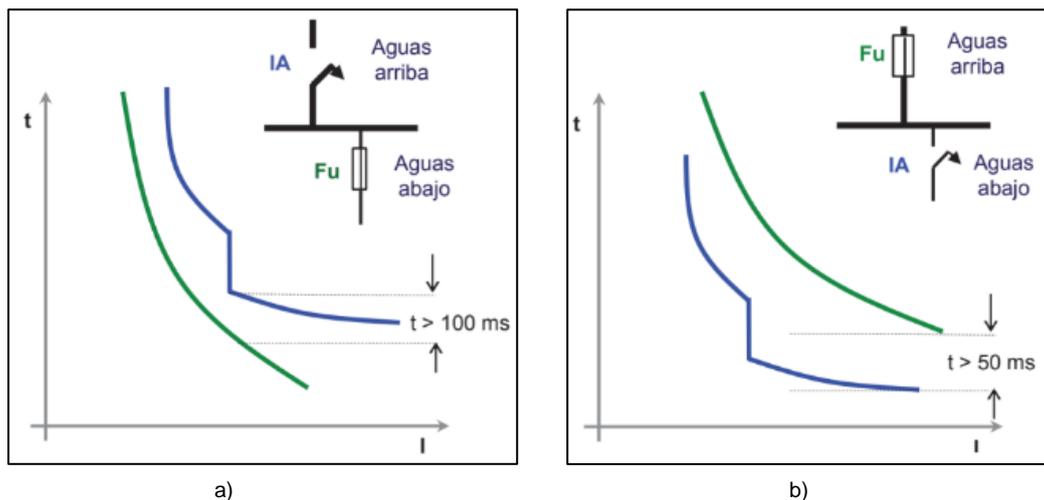


Fig.1.16. a) Selectividad IA y fusible posconectado. b) Selectividad fusible y IA posconectado. Fuente: (Colmenar & Hernández, 2014)

Finalmente, toda la información presentada previamente se utilizará como marco referencial para el estudio de la coordinación de protecciones en las redes de bajo voltaje del Alimentador Nro. 1 de la Subestación San Agustín de Emelnorte S.A. en el capítulo posterior y consecuentemente para el desarrollo de la metodología de coordinación de protecciones eléctricas.

CAPÍTULO 2

Desarrollo

2.1 Introducción

En este capítulo se dan a conocer las características técnicas a considerar de los dispositivos de protección para realizar la coordinación de protecciones en la red de bajo voltaje, además, se detallan los procedimientos necesarios para la modelación y simulación de los equipos eléctricos involucrados en CYMDIST.

2.2 Sistema eléctrico del alimentador N° 1 de la Subestación San Agustín.

La subestación se encuentra ubicada en las avenidas Ricardo Sánchez y Eugenio Espejo perteneciente al barrio Yacucalle en la ciudad de Ibarra, provincia de Imbabura. El alimentador posee 130 transformadores de distribución de cuales 18 son transformadores trifásicos y 112 corresponden a transformadores monofásicos. El Alimentador N° 1 de la Subestación San Agustín brinda servicio a 2875 abonados aproximadamente. (EMELNORTE S.A., 2019)

2.3 Protección de la red de distribución de bajo voltaje

En la actualidad las redes eléctricas de distribución de bajo voltaje de Emelnorte no tienen una metodología estandarizada para la coordinación de protecciones a nivel de redes de bajo voltaje, por consiguiente, el presente trabajo tiene como propósito ser una guía para la realización de esta acción considerando ciertas observaciones que se detallan a continuación:

- **Red principal de bajo voltaje:** la curva característica del dispositivo de protección para la red principal de bajo voltaje (Troncal BT) que inicia en la salida del secundario del transformador debe estar definida gráficamente por debajo de la curva tiempo – corriente del fusible Slow Fast tanto en el transformador convencional (fusible) como en el transformador autoprotegido (Breaker).
- **Acometida conectada a la red principal de bajo voltaje:** la curva característica del dispositivo de protección (Interruptor automático) que se instalada al final de la acometida para el usuario final, debe estar por debajo de la curva característica del dispositivo de protección que protege la red principal (Fusible NH) para los transformadores convencionales o (Breaker) para los transformadores autoprotegidos.

- **Derivación primaria:** el fusible para la protección de la derivación primaria en la red de bajo voltaje debe tener una relación de 1.6 con relación al fusible que protege a la red principal para los transformadores convencionales. Para los transformadores autoprotegidos la curva tiempo – corriente del dispositivo de protección (Fusible o interruptor automático) debe estar definida gráficamente por debajo de la curva característica del breaker de bajo voltaje.
- **Acometida conectada a la derivación primaria:** la curva característica del interruptor automático que se instala al final de la acometida para el usuario final, debe estar representada por debajo de la curva del fusible o cualquier otro dispositivo de protección seleccionado para la protección de la derivación primaria.

2.4 Protección de la red principal de bajo voltaje

2.4.1 Coordinación entre fusibles SF y NH.

- Esta coordinación se realiza en los transformadores de tipo convencional evaluando las curvas tiempo – corriente de ambos fusibles. Donde la curva característica del fusible NH debe estar por debajo de la curva característica del fusible Slow fast como se observa en la Fig 2.1.

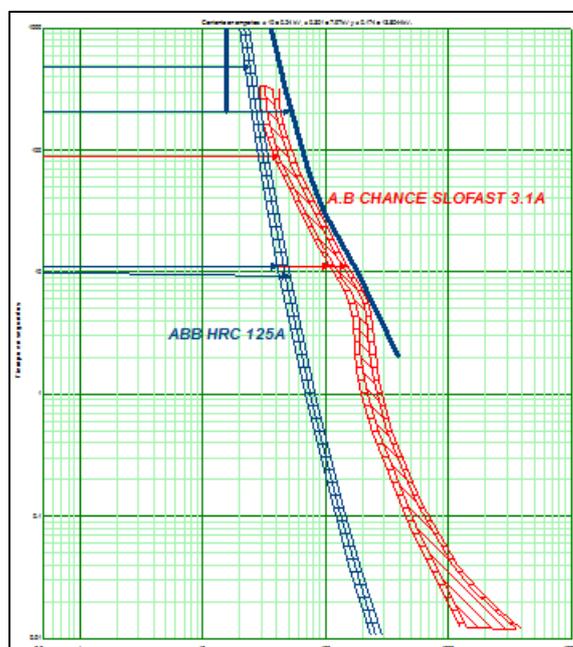


Fig.2.1. Curvas, fusibles Slow Fast y NH. Fuente: Autor.

En la Tabla 2.1 se muestran las corrientes máximas de cortocircuito en las que existe coordinación entre los fusibles mencionados para la protección de los transformadores monofásicos.

TABLA 2.1. Coordinación entre fusibles SF y NH para transformadores monofásicos. **Fuente:** Autor.

SF NH	0,2	0,3	0,4	0,6	0,7	1,0	1,3	1,4	1,6	2,1	3,1	3,5	4,2	5,2	6,3	7,0	7,8	10,4
2	1700	2900	3300	3770	4000	5630	6280	6980	8270	10240	14260	15325	19600	24000	27200	29300	37625	47825
4	1700	2900	3300	3770	4000	5630	6280	6980	8270	10240	14260	15325	19600	24000	27200	29300	37625	47825
6	1700	2900	3300	3770	4000	5630	6280	6980	8270	10240	14260	15325	19600	24000	27200	29300	37625	47825
10	1700	2900	3300	3770	4000	5630	6280	6980	8270	10240	14260	15325	19600	24000	27200	29300	37625	47825
16	35	2900	3300	3770	4000	5630	6280	6980	8270	10240	14260	15325	19600	24000	27200	29300	37625	47825
20	45	40	3300	3770	4000	5630	6280	6980	8270	10240	14260	15325	19600	24000	27200	29300	37625	47825
25		55	50	3770	4000	5630	6280	6980	8270	10240	14260	15325	19600	24000	27200	29300	37625	47825
32			71	3770	4000	5630	6280	6980	8270	10240	14260	15325	19600	24000	27200	29300	37625	47825
35				70	4000	5630	6280	6980	8270	10240	14260	15325	19600	24000	27200	29300	37625	47825
40				84	82	5630	6280	6980	8270	10240	14260	15325	19600	24000	27200	29300	37625	47825
50					118	5630	6280	6980	8270	10240	14260	15325	19600	24000	27200	29300	37625	47825
63						137	6280	6980	8270	10240	14260	15325	19600	24000	27200	29300	37625	47825
80						257	240	233	8270	10240	14260	15325	19600	24000	27200	29300	37625	47825
100							323	308	285	10240	14260	15325	19600	24000	27200	29300	37625	47825
125									438	387	14260	15325	19600	24000	27200	29300	37625	47825
160										578	470	15325	19600	24000	27200	29300	37625	47825
200											680	646	585	24000	27200	29300	37625	47825
224													765	660	27200	29300	37625	47825
250														845	700	29300	37625	47825
300																1355	1115	47825

La interpretación de los resultados de la tabla se hará de la siguiente forma:

- Las celdas de color rosado indican que existe coordinación entre los fusibles.
- Las celdas en color verde representan que existe un punto de intersección.

Del mismo modo, en la Tabla 2.2 se muestran las corrientes máximas de cortocircuito en las existe coordinación entre los fusibles que protegen al transformador trifásico, donde, para su interpretación es el mismo que en el caso anterior.

TABLA 2.2. Coordinación entre fusibles SF y NH para transformadores trifásicos. **Fuente:** Autor.

SF NH	0,2	0,3	0,4	0,6	0,7	1,0	1,3	1,4	1,6	2,1	3,1	3,5	4,2	5,2	6,3	7,0	7,8	10,4
2	3270	5525	6245	7125	7600	10650	11850	13200	15600	19350	26950	28925	37000	45370	51340	55400	71100	90350
4	3270	5525	6245	7125	7600	10650	11850	13200	15600	19350	26950	28925	37000	45370	51340	55400	71100	90350
6	3270	5525	6245	7125	7600	10650	11850	13200	15600	19350	26950	28925	37000	45370	51340	55400	71100	90350
10	3270	5525	6245	7125	7600	10650	11850	13200	15600	19350	26950	28925	37000	45370	51340	55400	71100	90350
16	3270	5525	6245	7125	7600	10650	11850	13200	15600	19350	26950	28925	37000	45370	51340	55400	71100	90350
20	3270	5525	6245	7125	7600	10650	11850	13200	15600	19350	26950	28925	37000	45370	51340	55400	71100	90350
25	45	5525	6245	7125	7600	10650	11850	13200	15600	19350	26950	28925	37000	45370	51340	55400	71100	90350
32	64	5525	6245	7125	7600	10650	11850	13200	15600	19350	26950	28925	37000	45370	51340	55400	71100	90350
35		70	6245	7125	7600	10650	11850	13200	15600	19350	26950	28925	37000	45370	51340	55400	71100	90350

40		75	6245	7125	7600	10650	11850	13200	15600	19350	26950	28925	37000	45370	51340	55400	71100	90350
50		108	96	7125	7600	10650	11850	13200	15600	19350	26950	28925	37000	45370	51340	55400	71100	90350
63			137	7125	7600	10650	11850	13200	15600	19350	26950	28925	37000	45370	51340	55400	71100	90350
80			248	112	202	10650	11850	13200	15600	19350	26950	28925	37000	45370	51340	55400	71100	90350
100				282	270	211	11850	13200	15600	19350	26950	28925	37000	45370	51340	55400	71100	90350
125						356	303	275	15600	19350	26950	28925	37000	45370	51340	55400	71100	90350
160								473	408	19350	26950	28925	37000	45370	51340	55400	71100	90350
200									604	478	26950	28925	37000	45370	51340	55400	71100	90350
224										648	26950	28925	37000	45370	51340	55400	71100	90350
250										793	676	28925	37000	45370	51340	55400	71100	90350
300											1145	1060	1000	45370	51340	55400	71100	90350
315													1050	970	51340	55400	71100	90350
355														1055	51340	55400	71100	90350
400														1295	1290	55400	71100	90350
425															1315	1500	71100	90350
450																1630	71100	90350
500																2395	1960	90350
630																	2925	90350

- Para los transformadores autoprotegidos no es necesaria la instalación de un dispositivo de protección para la red principal de bajo voltaje porque consta de uno instalado en su interior.

2.5 Cargas conectadas a la red principal de bajo voltaje.

En los sistemas eléctricos de distribución de bajo voltaje normalmente existen cargas conectadas directamente a la red principal. En consecuencia, es fundamental tener instalados dispositivos de protección que protejan y permitan tener selectividad ante cualquier evento anormal en la red eléctrica.

2.5.1 Coordinación entre fusible NH y el interruptor automático.

Esta coordinación se lleva a cabo con la curva característica del fusible NH y el interruptor automático instalado en la acometida. La curva tiempo – corriente del interruptor automático debe estar por debajo de la curva característica del fusible NH.

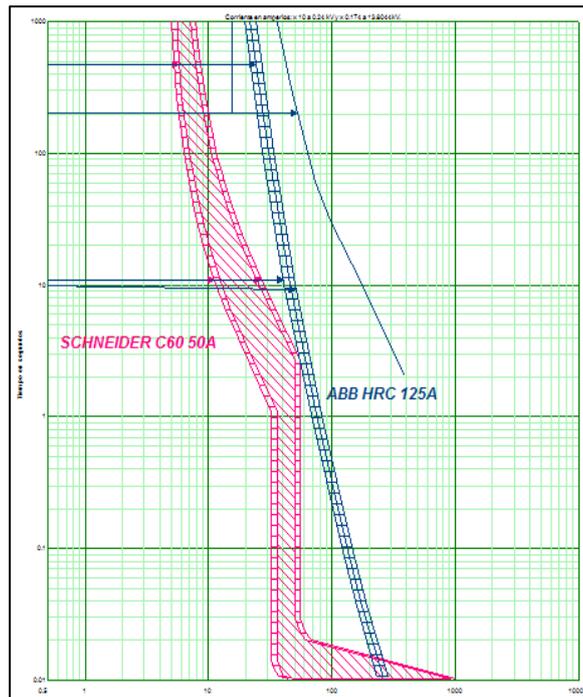


Fig.2.2. Curvas características del fusible NH e IA. Fuente: Autor.

En la Fig 2.2 se representan las curvas características de los dispositivos de protección; la curva en color azul representa al fusible NH y la curva en color rojo el interruptor automático.

En la Tabla 2.3 se dan a conocer las corrientes máximas de cortocircuito en las que existe coordinación entre el fusible NH y el interruptor automático. Además, para la interpretación corresponde al mismo que en el caso de los fusibles.

TABLA 2.3. Coordinación entre el fusible NH y el IA. Fuente: Autor.

NH IA	2	4	6	10	16	20	25	32	35	40	50	63	80	100	125	160	200	250	300	400	
1			60	130	185	245	330	460	500	590	745	865	1260	1690	2070	2780	3540	5000	6800	10500	
2			22	130	185	245	330	460	500	590	745	865	1260	1690	2070	2780	3540	5000	6800	10500	
3			33	33	185	245	330	460	500	590	745	865	1260	1690	2070	2780	3540	5000	6800	10500	
4			45	45	185	245	330	460	500	590	745	865	1260	1690	2070	2780	3540	5000	6800	10500	
6				67	66	67	330	460	500	590	745	865	1260	1690	2070	2780	3540	5000	6800	10500	
10					111	111	111	111	500	590	745	865	1260	1690	2070	2780	3540	5000	6800	10500	
13						145	145	145	145	145	745	865	1260	1690	2070	2780	3540	5000	6800	10500	
16							178	178	178	178	178	865	1260	1690	2070	2780	3540	5000	6800	10500	
20								223	223	223	223	223	1260	1690	2070	2780	3540	5000	6800	10500	
25									280	280	280	280	1260	1690	2070	2780	3540	5000	6800	10500	
32										357	357	357	357	1690	2070	2780	3540	5000	6800	10500	
35											390	390	390	390	2070	2780	3540	5000	6800	10500	
40												446	446	446	2070	2780	3540	5000	6800	10500	
50													557	557	2070	2780	3540	5000	6800	10500	
63														702	702	702	2780	3540	5000	6800	10500

80											892	892	892	3540	5000	6800	10500	
100												1115	1115	1115	5000	6800	10500	
MCCB																		
100														2780	3540	5000	6800	10500
125														1393	3540	5000	6800	10500
160															1783	5000	6800	10500
200															2230	2230	2230	10500
225																2510	2510	10500

2.5.2 Coordinación entre el transformador autoprotegido y el interruptor automático.

En primer lugar, se modela el transformador introduciendo los valores relevantes y con la ayuda del software se obtiene la curva característica del transformador, luego gracias al cálculo de las corrientes a plena carga y la curva de daño del transformador se determina el breaker que protege a la red de bajo voltaje. Para la protección de la acometida se modela el interruptor automático en el software y se obtiene la curva característica a fin de evaluar si existen o no puntos de solapamiento entre las curvas como se observa en la Fig 2.3.

Por tal razón, la curva tiempo – corriente del interruptor automático debe estar por debajo de la curva característica del breaker del transformador y esta a su vez debe estar situada por debajo de la curva de daño del transformador como se observa en la Fig 2.3, donde la curva en color rojo representa al breaker y la curva en color morado al interruptor automático.

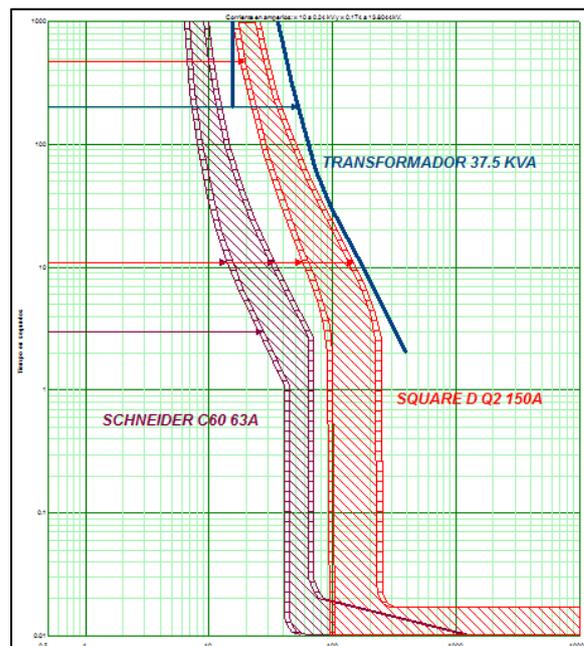


Fig.2.3. Curva del transformador autoprotegido e IA. Fuente: Autor.

En consecuencia, en las Tablas 2.4 y 2.5 se dan a conocer las capacidades de los interruptores automáticos que coordinan con el transformador autoprotegido de acuerdo a su potencia nominal.

TABLA 2.4. IA para transformadores monofásicos autoprotegidos. **Fuente:** Autor.

Transformadores Monofásicos Autoprotegidos					
S (kVA)	V_{NS} (kV)	I_n (A)	IA SQUARE D	I_s (A)	IA's Acometida
					Curva C
					MCB
3	0,24	12,5	15	100	4
5	0,24	20,83	25	200	6
7,5	0,24	31,25	40	260	16
10	0,24	41,66	40	260	16
15	0,24	62,5	70	315	25
25	0,24	104,16	110	690	63
37,5	0,24	156,25	150	940	80
50	0,24	208,33	200	1350	100
75*	0,24	312,5	300	1220	100
					MCCB
37,5	0,24	156,25	150	940	100*
50	0,24	208,33	200	950	125*
75	0,24	312,5	300	890	160*

Nota:
 Para los transformadores de 3kVA a 15 kVA (Square D Q O), para los transformadores de 25 kVA a 37.5 kVA (Square D Q2) y para los transformadores de 50 kVA a 75 kVA (Square D Q4).
 I_s : Límite de selectividad.
 V_{NS} : Voltaje nominal en el secundario del transformador.
 IA's: Interruptor Automático.
 MCB: Miniature Circuit Breaker (Pequeño Interruptor Automático).
 MCCB: Molded Case Circuit Breaker (Interruptor Automático de Caja Moldeada).
 * Los IA 100,125 y 160 son de la familia T1 de ABB.

TABLA 2.5. IA para transformadores trifásicos autoprotegidos. **Fuente:** Autor.

Transformadores trifásicos Autoprotegidos					
S (kVA)	V_{NS} (kV)	I_n (A)	IA SQUARE D	I_s (A)	IA's Acometida
					Curva C
					MCB
15	0,22	39,36	45	400	16
30	0,22	78,73	80	700	32
45	0,22	118,09	125	1350	50
50	0,22	131,21	110	850	63

60	0,22	157,46	150	1150	80
75	0,22	196,82	175	1150	80
					MCCB
90	0,22	236,19	200	1150	100
100	0,22	262,43	225	1300	100
112,5	0,22	295,24	250	2200	160
125	0,22	328,04	250	2600	160
150	0,22	393,64	300	2600	200
200	0,22	524,86	400	3500	250
300 *	0,22	787,29	600	4200	300

Nota:

Para los transformadores de 15 kVA a 45 kVA (Square D QO), para los transformadores de 50 kVA a 100 KVA (Square D Q2) y para 112.5 kVA a 200 kVA (Square D Q4)

* Para el transformador de 300 kVA se utilizó el IA Square D LI.

Is: Límite de selectividad.

V_{MS} : Voltaje nominal en el secundario del transformador.

IA's: Interruptor Automático.

MCB: Miniature Circuit Breaker (Pequeño Interruptor Automático).

MCCB: Molded Case Circuit Breaker (Interruptor Automático de Caja Moldeada).

2.6 Derivaciones en las redes de bajo voltaje.

En los sistemas eléctricos de distribución de bajo voltaje pueden existir derivaciones además de la red principal. Por tanto, es importante instalar dispositivos de protección si se desea proteger y tener selectividad ante cualquier evento anormal para brindar mayor confiabilidad a los usuarios.

2.6.1 Coordinación entre fusibles NH.

Este caso se puede presentar para los transformadores tipo convencional y la coordinación se realiza con las curvas características de los fusibles NH. La curva tiempo – corriente del fusible NH de la derivación debe estar por debajo de la curva característica del fusible NH de la red principal de bajo voltaje como se observa en la Fig 2.4.

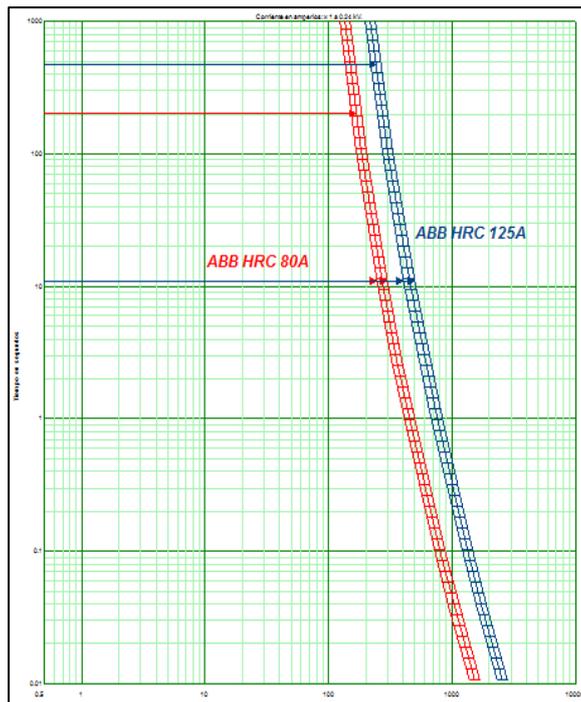


Fig.2.4. Curvas del fusible NH. Fuente: Autor.

La curva en color azul representa al fusible NH de la red principal y la curva en color rojo representa al fusible NH de la derivación.

Entonces, en la Tabla 2.6 se dan a conocer las capacidades nominales de los fusibles NH que coordinan entre sí, y se detallan las máximas corrientes de cortocircuito en las que existe coordinación.

TABLA 2.6. Coordinación entre fusibles NH. Fuente: Autor.

NH \ NH	4	6	10	16	20	25	32	35	40	50	63	80	100	125	160	200	224	250	300	315	355	400
2	46	74	144	210	270	370	500	552	660	830	970	1390	1860	2330	3110	3990	4670	5630	7325	7780	8730	9600
4		74	144	210	270	370	500	552	660	830	970	1390	1860	2330	3110	3990	4670	5630	7325	7780	8730	9600
6			144	210	270	370	500	552	660	830	970	1390	1860	2330	3110	3990	4670	5630	7325	7780	8730	9600
10				210	270	370	500	552	660	830	970	1390	1860	2330	3110	3990	4670	5630	7325	7780	8730	9600
16					370	500	552	660	830	970	1390	1860	2330	3110	3990	4670	5630	7325	7780	8730	9600	
20						500	552	660	830	970	1390	1860	2330	3110	3990	4670	5630	7325	7780	8730	9600	
25								660	830	970	1390	1860	2330	3110	3990	4670	5630	7325	7780	8730	9600	
32									830	970	1390	1860	2330	3110	3990	4670	5630	7325	7780	8730	9600	
35										970	1390	1860	2330	3110	3990	4670	5630	7325	7780	8730	9600	
40											970	1390	1860	2330	3110	3990	4670	5630	7325	7780	8730	9600
50												1390	1860	2330	3110	3990	4670	5630	7325	7780	8730	9600
63													1860	2330	3110	3990	4670	5630	7325	7780	8730	9600
80														2330	3110	3990	4670	5630	7325	7780	8730	9600
100															3110	3990	4670	5630	7325	7780	8730	9600
125																3990	4670	5630	7325	7780	8730	9600
160																	4670	5630	7325	7780	8730	9600
200																			7325	7780	8730	9600
224																					8730	9600
250																						9600

- Las celdas en color rosado expresan que existe coordinación entre los fusibles.
 - Las celdas de distinto color a los mencionado expresan que no existe coordinan entre los dispositivos de protección.
- Además, si los fusibles tienen tiempos de operación inferiores a 0.1 (s), en presencia de corrientes de cortocircuito, se debe verificar que la energía específica pasante (I^2t) en el momento de extinción de arco del fusible aguas abajo sea menor que la (I^2t) de la etapa de prearco del fusible aguas arriba, generalmente esto se cumple si la relación entre ambos fusibles es de 1,6

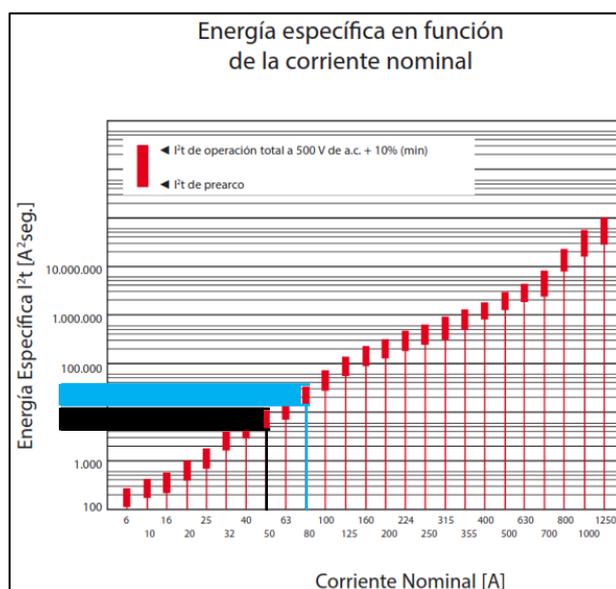


Fig.2.5. I^2t de los fusibles NH. Fuente: (Reproel).

En la Fig 2.5 se puede observar que la I^2t del fusible aguas abajo (50 A) durante la extinción de arco es menor que la I^2t de prearco del fusible aguas arriba (80 A), justamente porque entre los fusibles existe una relación de 1,6.

2.6.2 Coordinación entre el transformador autoprotegido y el fusible NH.

Para la coordinación en esta sección, se debe calcular la corriente a plena carga, luego modelar el transformador y finalmente obtener la curva de daño del transformador para determina el breaker que protege a la red de bajo voltaje. Para la protección de la derivación con un fusible NH es necesario modelar aquel dispositivo en el software y obtener la curva característica a fin de evaluar si existen o no puntos de solapamiento entre las curvas como se observa en la Fig 2.6.

Entonces, la curva tiempo – corriente del fusible NH de la derivación debe estar por debajo de la curva característica del breaker y esta a su vez debe estar por debajo de la curva de daño del transformador como se observa en la Fig 2.6.

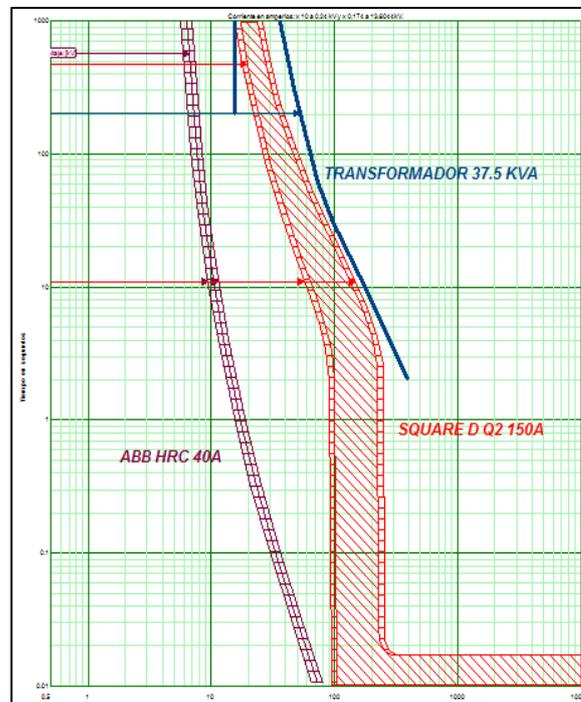


Fig.2.6. Curva del transformador autoprotegido y fusible NH. **Fuente:** Autor.

La curva característica en color rojo representa al breaker del transformador autoprotegido y la curva en color azul representa al fusible NH de la derivación.

Para este caso, existe selectividad si el fusible aguas abajo limita e interrumpe la corriente de falla antes que el interruptor automático, por lo que, esto se consigue con fusibles de capacidad nominal (I_n) muy inferiores.

En las Tablas 2.7 y 2.8 se dan a conocer las capacidades de los fusibles NH que coordinan con el transformador autoprotegido de acuerdo a su potencia nominal.

TABLA 2.7. Fusibles NH para transformadores monofásicos autoprotegidos. **Fuente:** Autor.

Transformadores Monofásicos Autoprotegidos			
S (kVA)	V_{NS} (kV)	Corriente a plena carga (A)	Fusible NH (I_n)
3	0,24	12,5	6
5	0,24	20,83	10
7,5	0,24	31,25	16

10	0,24	41,66	16
15	0,24	62,5	20
25	0,24	104,16	35
37,5	0,24	156,25	40
50	0,24	208,33	50
75	0,24	312,5	63

Nota:
 V_{NS} : Voltaje Nominal del secundario.

TABLA 2.8. Fusibles NH para transformadores trifásicos autoprotegidos. **Fuente:** Autor.

Transformadores Monofásicos Autoprotegidos			
S (kVA)	V_{NS} (kV)	Corriente a plena carga (A)	Fusibles NH (In)
15	0,22	39,36	25
30	0,22	78,73	40
45	0,22	118,09	63
50	0,22	131,21	63
60	0,22	157,46	63
75	0,22	196,82	63
90	0,22	236,19	80
100	0,22	262,43	80
112,5	0,22	295,24	80
125	0,22	328,04	80
150	0,22	393,64	80
200	0,22	524,86	100
300	0,22	787,29	125

Nota:
 V_{NS} : Voltaje Nominal del secundario.

2.7 Coordinación entre interruptores automáticos

2.7.1 Selectividad parcial

Consiste en establecer selectividad entre dos dispositivos de protección hasta un límite de selectividad (I_s). Este tipo de selectividad es el apropiado para los IA's de las instalaciones domésticas, dado que sus parámetros de funcionamiento ante corrientes de fallas son fijos como se observa en la Fig 2.7.

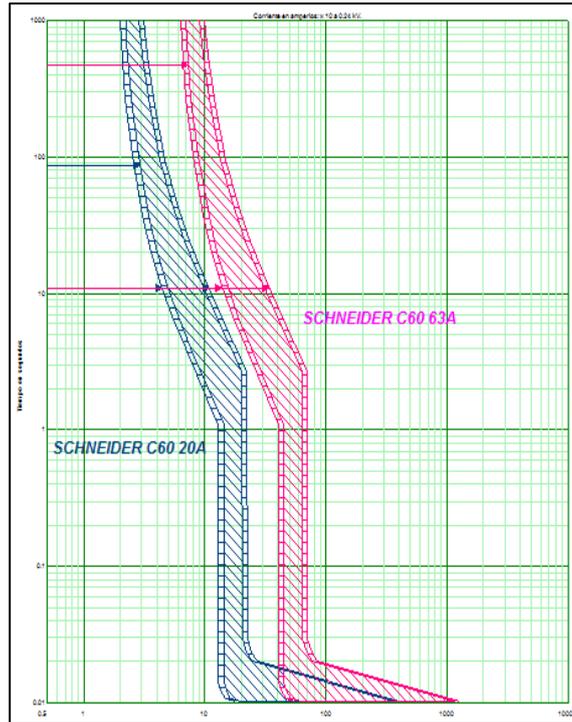


Fig.2.7. Selectividad parcial. Fuente: Autor.

Para realizar este tipo de selectividad es esencial consultar las tablas de selectividad dadas por el fabricante como se muestra en la Fig 2.8.

Información técnica complementaria (continuación)		Selectividad											
		Aguas arriba: C60N/H/L, curva C											
		Aguas abajo: iDPN, C60, curvas B, C, D											
Aguas arriba	C60N/H/L Curva C												
In (A)		2	3	4	6	10	16	20	25	32	40	50	63
Aguas abajo													
Límite de selectividad (A)													
iDPN, C60	1			32	50	80	125	160	200	250	320	400	500
Curva B	2			32	50	80	125	160	200	250	320	400	500
	3				50	80	125	160	200	250	320	400	500
	4					50	80	125	160	200	250	320	400
	6						80	125	160	200	250	320	400
	10							125	160	200	250	320	400
	16								160	200	250	320	400
	20									200	250	320	400
	25										250	320	400
	32											320	400
	40												400
	50/63												500
Límite de selectividad (A)													
iDPN, C60	1			32	50	80	125	160	200	250	320	400	500
Curva C	2			32	50	80	125	160	200	250	320	400	500
	3				50	80	125	160	200	250	320	400	500
	4					50	80	125	160	200	250	320	400
	6						80	125	160	200	250	320	400
	10							125	160	200	250	320	400
	16								160	200	250	320	400
	20									200	250	320	400
	25										250	320	400
	32											320	400
	40												400
	50/63												500

Fig.2.8. Tablas de selectividad entre MCB. Fuente: (Schneider Electric, 2019).

Este tipo de selectividad generalmente aplica para los pequeños interruptores automáticos.

2.7.2 Selectividad total

Existe selectividad total cuando para cualquier valor de corriente de falla opera exclusivamente el IA instalado aguas arriba del defecto eléctrico. Los interruptores automáticos de caja moldeada (MCCB) y los interruptores automáticos de control electrónico normalmente tienen la opción de realizar ajustes de las magnitudes tanto en la zona térmica como en la zona magnética ya sea amperimétrica y/o cronométrica, por tanto, es posible obtener selectividad total como se observa en la Fig 2.9.

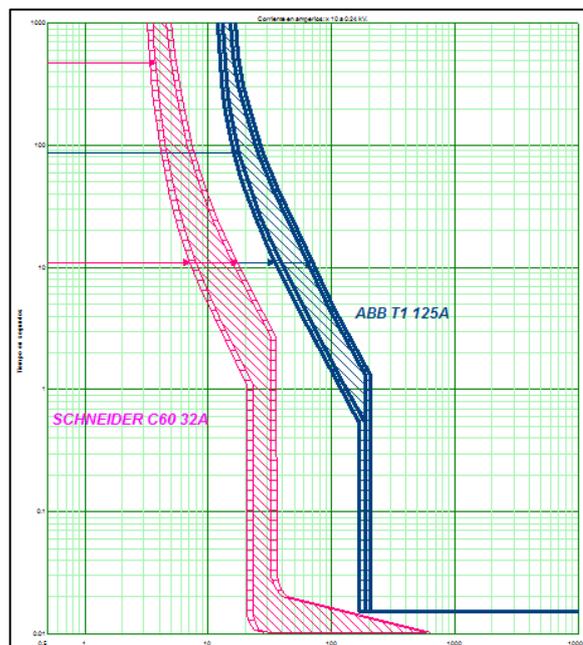


Fig.2.9. Selectividad total. Fuente: Autor.

En este caso también es fundamental revisar las tablas de selectividad proporcionada por el fabricante como se observa en la Fig 2.10.

Información técnica complementaria (continuación)		Selectividad															
		Aguas arriba: NSX100 a 250															
		Unidad de control TMD															
		Aguas abajo: iDPN, iDPN N, C60, curvas B, C, D, L, U, K, Z															
Aguas arriba	Unidad de control	NSX100/F/N/H/S/L							NSX160/F/N/H/S/L				NSX250/F/N/H/S/L				
		TM-D							TM-D				TM-D				
Aguas abajo	Valor (A) Calibre Ir	16	25	32	40	50	63	80	100	80	100	125	160	160	200	250	
Límite de selectividad (kA)																	
iDPN	< 10	0,19	0,3	0,4	0,5	0,5	0,5	0,63	0,8	0,63	0,8	T	T	T	T	T	
Curvas B, C	16		0,3	0,4	0,5	0,5	0,5	0,63	0,8	0,63	0,8	T	T	T	T	T	
	20			0,4	0,5	0,5	0,5	0,63	0,8	0,63	0,8	T	T	T	T	T	
	25				0,5	0,5	0,5	0,63	0,8	0,63	0,8	T	T	T	T	T	
	32					0,5	0,5	0,63	0,8	0,63	0,8	T	T	T	T	T	
	40						0,5	0,63	0,8	0,63	0,8	T	T	T	T	T	
iDPN N	< 10	0,19	0,3	0,4	0,5	0,5	0,5	0,63	0,8	0,63	0,8	T	T	T	T	T	
Curvas C, D	16		0,3	0,4	0,5	0,5	0,5	0,63	0,8	0,63	0,8	T	T	T	T	T	
	20			0,4	0,5	0,5	0,5	0,63	0,8	0,63	0,8	T	T	T	T	T	
	25				0,5	0,5	0,5	0,63	0,8	0,63	0,8	T	T	T	T	T	
	32					0,5	0,5	0,63	0,8	0,63	0,8	T	T	T	T	T	
	40						0,5	0,63	0,8	0,63	0,8	T	T	T	T	T	
C60N	< 10	0,19	0,3	0,4	0,5	0,5	0,5	0,63	0,8	0,63	0,8	T	T	T	T	T	
Curvas B, C, D	16		0,3	0,4	0,5	0,5	0,5	0,63	0,8	0,63	0,8	T	T	T	T	T	
	20			0,4	0,5	0,5	0,5	0,63	0,8	0,63	0,8	T	T	T	T	T	
	25				0,5	0,5	0,5	0,63	0,8	0,63	0,8	T	T	T	T	T	
	32					0,5	0,5	0,63	0,8	0,63	0,8	T	T	T	T	T	
	40						0,5	0,63	0,8	0,63	0,8	T	T	T	T	T	
	50							0,63	0,8	0,63	0,8	T	T	T	T	T	
	63							0,63	0,8	0,63	0,8	T	T	T	T	T	
C60H	< 10	0,19	0,3	0,4	0,5	0,5	0,5	0,63	0,8	0,63	0,8	T	T	T	T	T	
Curva C	16		0,3	0,4	0,5	0,5	0,5	0,63	0,8	0,63	0,8	T	T	T	T	T	
	20			0,4	0,5	0,5	0,5	0,63	0,8	0,63	0,8	T	T	T	T	T	
	25				0,5	0,5	0,5	0,63	0,8	0,63	0,8	T	T	T	T	T	
	32					0,5	0,5	0,63	0,8	0,63	0,8	T	T	T	T	T	
	40						0,5	0,63	0,8	0,63	0,8	T	T	T	T	T	
	50							0,63	0,8	0,63	0,8	T	T	T	T	T	
	63							0,63	0,8	0,63	0,8	T	T	T	T	T	

Fig.2.10. Tablas de selectividad MCCB con MCB. Fuente: (Schneider Electric, 2019).

2.8 Selección del conductor de bajo voltaje

Para la correcta selección del conductor se debe tomar como referencia la corriente de fusión de tiempo convencional del fusible o el IA instalado en la cabecera o la derivación de la red de bajo voltaje.

2.9 Protección de los conductores contra sobrecorrientes.

2.9.1 Protección contra la sobrecarga

Los dispositivos de protección obligatoriamente deben interrumpir todas las corrientes que estén por encima de la corriente nominal de funcionamiento de la instalación eléctrica antes de que provoquen daños de los aislamientos, conexiones o la destrucción de los conductores por aumento excesivo de temperatura. Por tanto, deben satisfacer dos condiciones, las mismas que se describen a continuación:

- La primera condición para cumplir viene expresada por la siguiente ecuación:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

Donde:

- I_b : Corriente nominal de la instalación eléctrica.
- I_n : Corriente nominal del dispositivo de protección.
- I_z : Capacidad de corriente del conductor.

- La segunda condición por cumplir contra las corrientes de sobrecarga se muestra en la siguiente ecuación:

$$I_2 \leq 1.45I_z$$

Donde:

I_2 : Corriente que asegura el funcionamiento efectivo del dispositivo de protección.

I_z : Ampacidad del conductor.

2.9.2 Protección contra las corrientes de cortocircuito.

Los dispositivos de protección deben ser capaces de interrumpir todas las corrientes de cortocircuito antes de que causen daños térmicos o mecánicos en los conductores y/o equipos que conforman la instalación eléctrica.

Cualquier dispositivo destinado a la protección de la instalación contra las corrientes de cortocircuito debe satisfacer las siguientes condiciones:

- **Verificar la regla del poder de corte**

Entonces la condición a verificar es la siguiente:

$$PdC_{cc} \geq I''_k$$

Donde:

PdC : Poder de corte del fusible.

I''_k : Corriente máxima de cortocircuito.

- **Verificar la regla del tiempo de corte**

Esta condición viene determinada por la siguiente ecuación:

$$\sqrt{t} \geq k * \frac{S}{I}$$

Donde:

S : Sección del conductor.

I : Corriente máxima de cortocircuito

t : Tiempo de operación del fusible.

k: Factor que toma en cuenta la resistividad, coeficiente de temperatura, capacidad térmica volumétrica, la temperatura mínima o máxima del conductor.

Los valores de k para conductores eléctricos se presentan a continuación:

En la siguiente Tabla 2.9 se muestra los valores de k para un conductor desnudo.

TABLA 2.9. Valores de k para conductores desnudos. **Fuente:** (AEA, 2006).

			Material conductor				
			Cobre		Aluminio		Acero
Condiciones	Temperatura inicial (C°)	K	Máxima temperatura (C°)	K	Máxima temperatura (C°)	k	Máxima temperatura (C°)
Visible y en área restringida	40	224	500	122	300	81	500
Condiciones normales	40	153	200	101	200	56	200
Con riesgo de fuego	40	131	150	87	150	48	150

A continuación, en la Tabla 2.10 se describe el factor k para conductores de línea con aislamiento.

TABLA 2.10. Valores de k para conductores de línea. **Fuente:** (AEA, 2006).

K							
Aislación de conductores	PVC	PVC	EPR/XLPE	Goma 60 °	Mineral		
	≤300 mm ²	>300 mm ²			PVC	Desnudo	
Temperatura inicial C°	70	70	90	60	70	105	
Temperatura final C°	160	140	250	200	160	250	
Material conductor	Cobre	115	103	143	141	115	135/115
	Aluminio	76	68	94	93	-	93
	Uniones estañadas	115	-	-	-	-	-

- **Verificación de la limitación térmica**

Cuando se utilizan dispositivos de protección limitadores de corriente que operan en tiempos inferiores a 0.1 s, se debe verificar la siguiente condición:

$$k^2 S^2 \geq I^2 t$$

Donde:

k^2S^2 : Energía específica que soporta el conductor.

I^2t : Energía específica que deja pasar el dispositivo de protección.

Básicamente consiste en obtener las energías específicas tanto de los dispositivos de protección como los conductores eléctricos, para determinar si la energía que disipa el dispositivo de protección al despejar la falla es suficiente o no para provocar daños en el conductor eléctrico o hacer que opere el dispositivo inmediatamente superior.

Para aquello es necesario revisar las gráficas o las tablas de limitación térmica que proporcionan los fabricantes.

2.10 Modelación de los dispositivos eléctricos en el programa CYMDIST.

Para modelar cualquier componente eléctrico en el programa, es necesario ejecutar e identificar la ventana Explorador, luego buscar la opción [Inventario de los equipos] que se encuentra a un lado de la ventana principal de trabajo, entonces realizamos los siguientes pasos:

- Para la modelación de los dispositivos de protección de bajo voltaje, localizar la opción [Equipos de maniobra y protección]. Seleccionar el dispositivo de protección deseado y dar doble clic como se observa en la Fig 2.11.



Fig.2.11. Ventana Explorador. Fuente: Autor.

Al principio no existe ningún elemento, por tanto, es necesario agregar los dispositivos de la biblioteca de Cymdist que viene por defecto de la siguiente manera:

- Dar doble clic en [DEFAULT] y se despliega una nueva ventana con los dispositivos de protección disponibles como se observa en fig. 2.12.

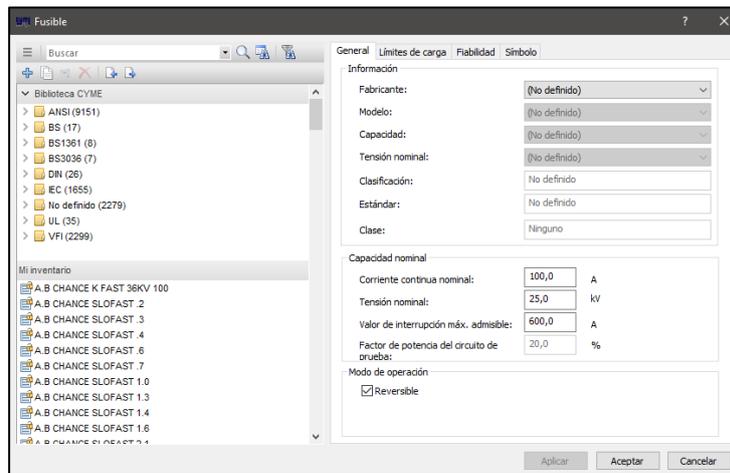


Fig.2.12. Inventario de dispositivos de CYMDIST. Fuente: Autor.

- Finalmente, buscar el dispositivo de protección en las carpetas disponibles y agregar al inventario dando clic derecho sobre el equipo como se muestra en Fig. 2.13.

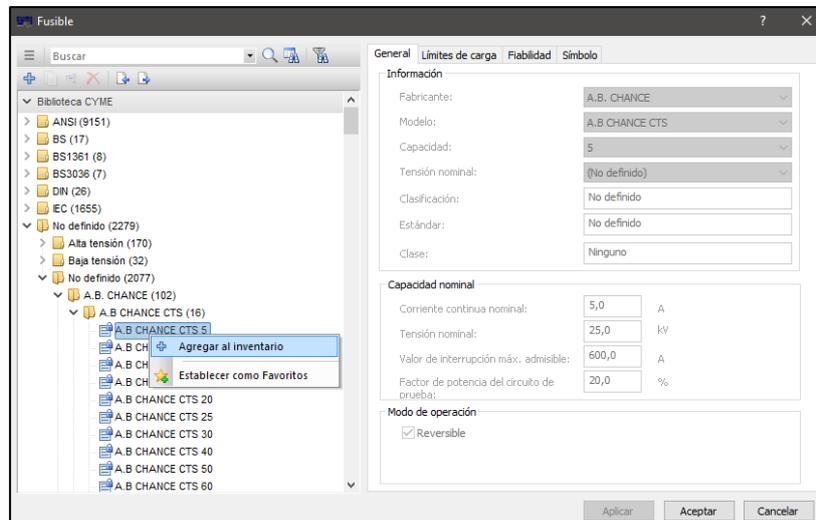


Fig.2.13. Agregar dispositivos al inventario de CYMDIST. Fuente: Autor.

- Para el caso de los interruptores automáticos de bajo voltaje el procedimiento para la selección y modelación es similar.

El siguiente paso es modelar el transformador de distribución, para aquello dirigirse nuevamente a la ventana Explorador y buscar la opción [Transformadores y reguladores] y

dar doble clic. Como en el caso anterior no existen equipos disponibles, por tanto, es necesario crear los equipos de transformación de la siguiente manera:

- Dar doble clic en [DEFAULT], se despliega una nueva ventana donde damos clic en [Agregar al inventario; 

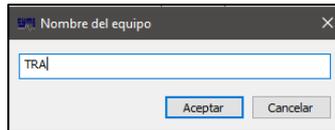


Fig.2.14. Nombre del transformador. Fuente: Autor.

- El siguiente paso es determinar las características del transformador de acuerdo a las necesidades del proyecto como se muestra en la Fig.2.15.

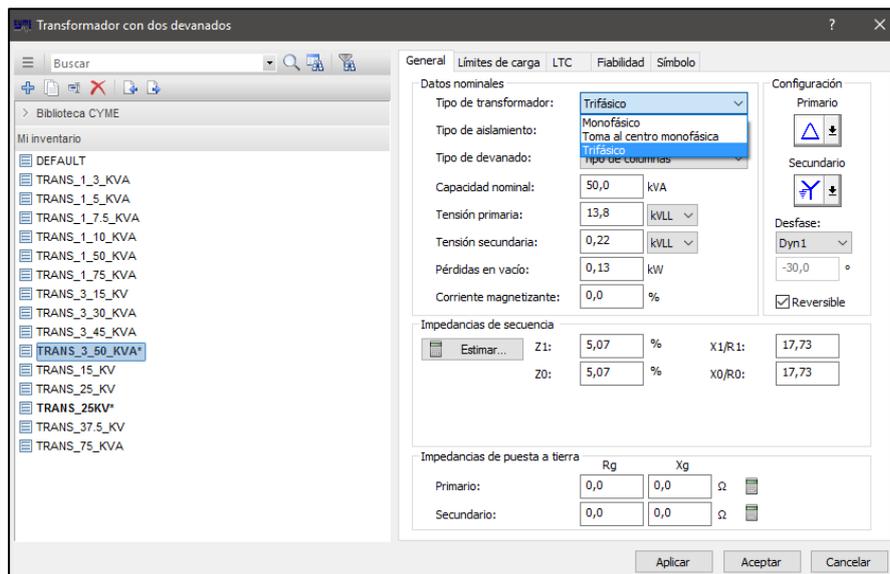


Fig.2.15. Características del equipo de transformación. Fuente: Autor.

- Finalmente dar clic en las opciones Aplicar y Aceptar respectivamente.

Para visualizar las curvas de los dispositivos creados y/o agregados, se realiza de la siguiente forma:

- Arrastrar el equipo eléctrico o dispositivo de protección hacia la ventana principal de trabajo.
- Dar clic derecho y seleccionar la opción [TCC], luego [Mostrar curva], entonces el programa muestra las curvas características como se observa en las Fig 2.16.

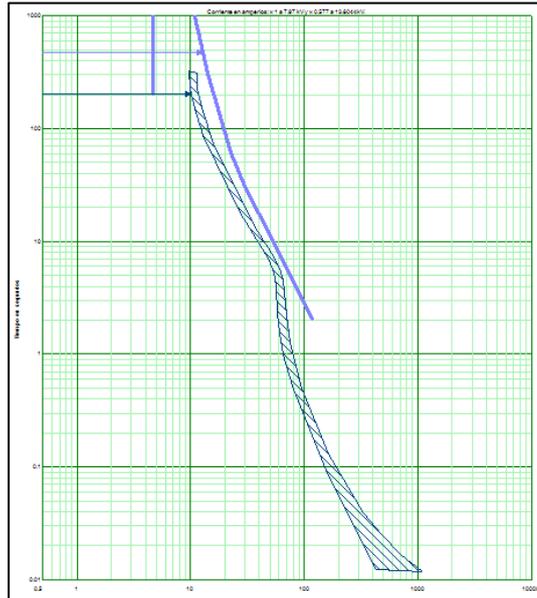


Fig.2.16. Curvas del Transformador y dispositivos de protección. Fuente: Autor.

2.11 Modelación de la red de bajo voltaje del alimentador N° 1 de la Subestación San Agustín.

Para el diseño de la red de bajo voltaje utilizamos el software CYMDIST, para esto, se deben seguir los pasos que se mencionan a continuación:

- Dar clic en Archivo y luego Nuevo estudio para crear un nuevo espacio de trabajo como se observa en la Fig 2.17.

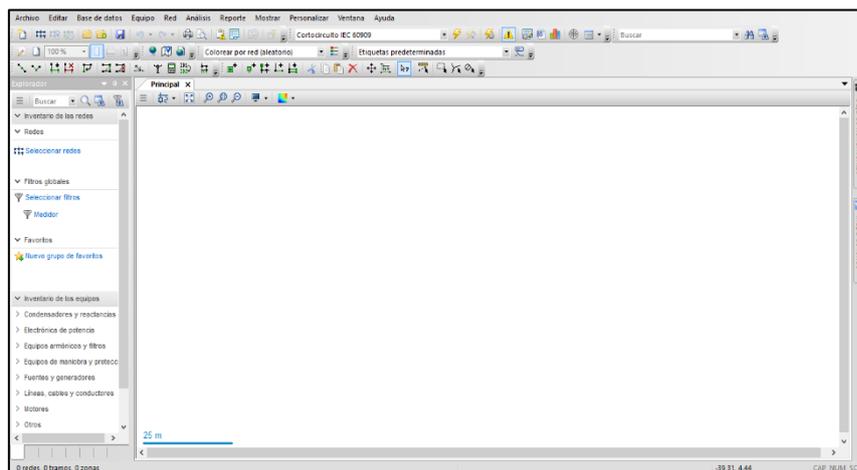


Fig.2.17. Ventana principal de CYME. Fuente: Autor.

- Abrir el programa ArcGIS. Dar clic en la opción Editor y seleccionar Start Editing. Posteriormente dirigirse a la pestaña Tabla de contenidos y seleccionar la opción

[Tramo BT Aéreo], dar clic derecho y escoger la opción [Open Attribute Table] como se observa en la Fig 2.18.

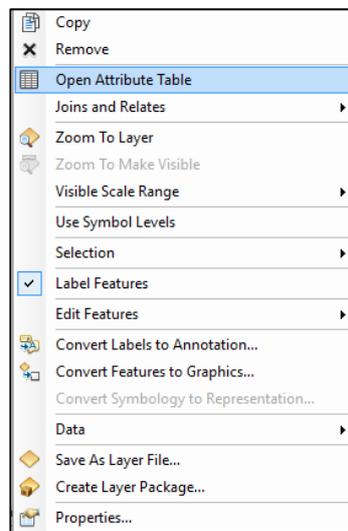


Fig.2.18. Tabla de atributos. Fuente: Autor.

- Seleccionar la opción [Select By Attributes; ], se despliega una ventana con varias opciones de las cuales seleccionar “ALIMENTADORID” dando doble clic y luego presionar el símbolo [=] como se observa en la Fig 2.19, y finalmente dar clic en la opción “Get Unique Values”.

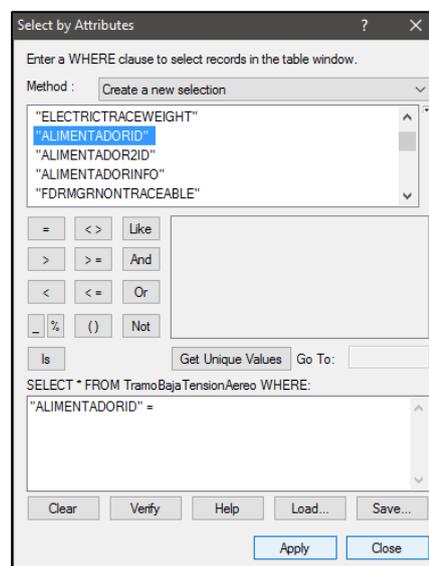


Fig.2.19. Selección del atributo. Fuente: Autor.

- A continuación, escoger el alimentador de interés dando doble clic y pulsando la opción de Apply como se muestra en la Fig 2.20.

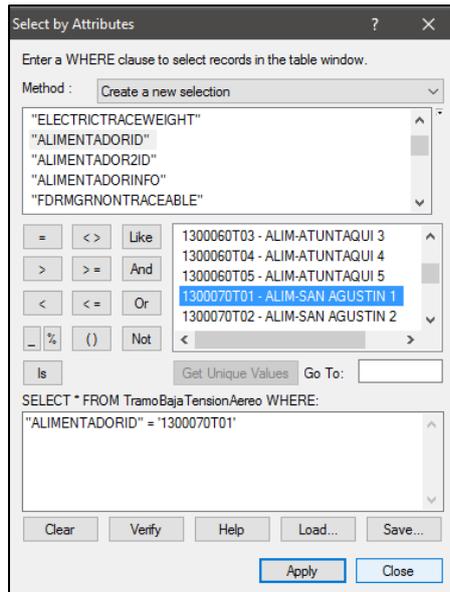


Fig.2.20. Selección del alimentador. Fuente: Autor.

- Dirigirse al icono [Arc Toolbox window; - Para escoger los elementos del sistema eléctrico de distribución dirigirse al icono [Input Features] y buscar el elemento requerido como se muestra en la Fig 2.21, en este caso se escoge la opción del “Tramo BT Aéreo” sin embargo pueden ser cualquiera de las opciones.

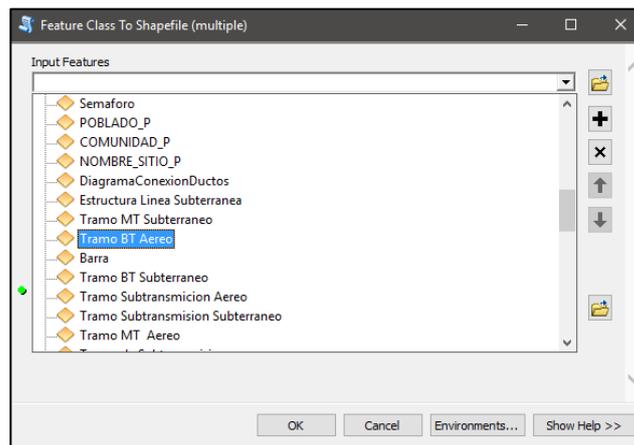


Fig.2.21. Selección de los elementos del sistema eléctrico. Fuente: Autor.

- Para guardar el archivo pulsar el botón [Output Folder] y seleccionar la carpeta creada con anticipación. Seleccionar y dar clic en la opción Add. El último paso para finalizar este procedimiento es dar clic en OK del cuadro de dialogo en la Fig 2.22.

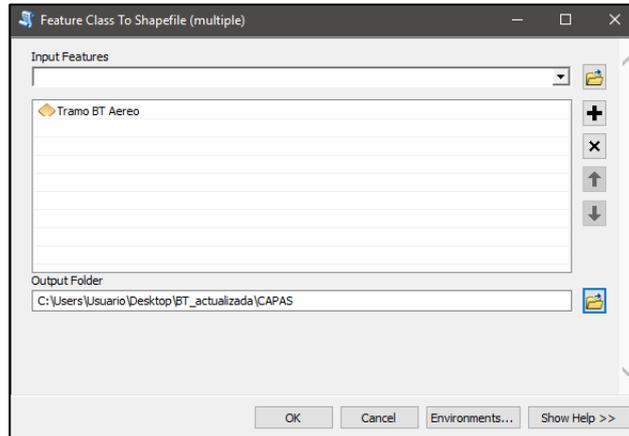


Fig.2.22. Destino de la carpeta que contendrá los archivos. **Fuente:** Autor.

- Para empezar con el diseño de las redes eléctricas del sistema de distribución, el primer paso es importar los archivos de ArcGIS hacia CYMDIST. Por tanto, una vez abierto el CYMDIST ir a la opción [Mostrar] de la barra de menú, seleccionamos la opción de [Mapa de fondo] como se muestra en la Fig 2.23.



Fig.2.23. Barra mapa de fondo. **Fuente:** Autor.

- Escoger la opción [Importar los archivos a la base de datos]. Dirigirse a la carpeta donde se guardaron los archivos de ArcGIS del procedimiento anterior como se muestra en la Fig 2.24.

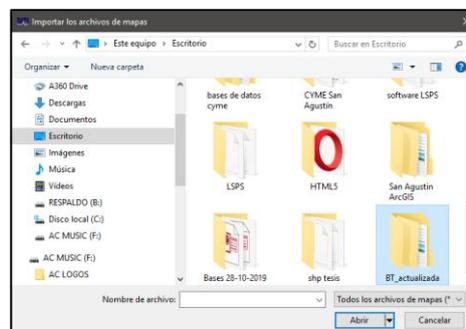


Fig.2.24. Carpeta fuente de archivos. **Fuente:** Autor.

- Seleccionar el archivo o los archivos que se deseen ejecutar. Para el caso de estudio seleccionar la opción de Tramo BT Aéreo y presionar [Abrir] como se muestra en la Fig 2.25.

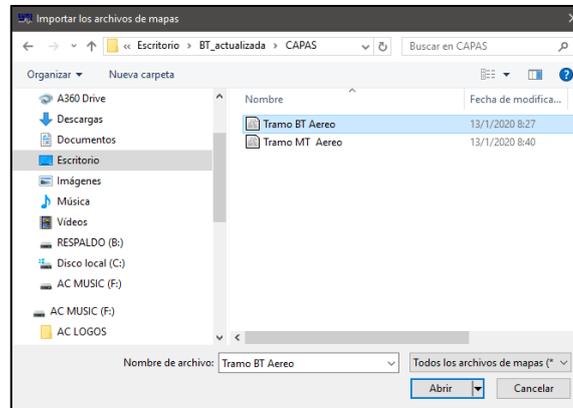


Fig.2.25. Selección del elemento. **Fuente:** Autor.

- Para la opción [Cargar los archivos], de igual manera se direcciona a la carpeta donde están los archivos previamente guardados y se procede a seleccionar el elemento a visualizar en CYMDIST. Finalmente se carga el archivo seleccionado con los componentes que conforman el sistema eléctrico de bajo voltaje para empezar con el diseño como se aprecia en la Fig 2.26.

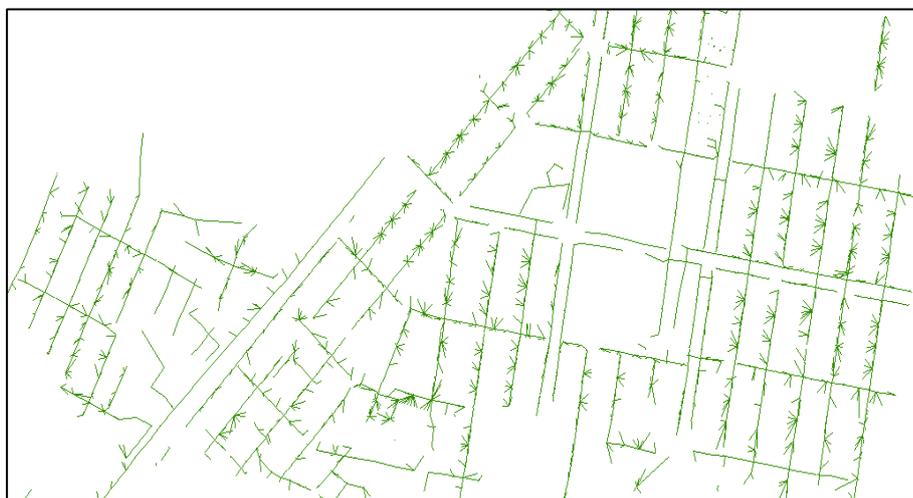


Fig.2.26. Vista de red de baja voltaje. **Fuente:** Autor.

El programa CYMDIST cuenta con sus propias herramientas para el diseño y análisis de las redes de distribución que vienen incluidas por defecto, pero en caso de ser necesario la creación de algún equipo o dispositivo eléctrico; se deben realizar los procedimientos que se describen a continuación:

- Dirigirse a la barra de Menú, seleccionar [**Equipo**], se despliega una lista de equipos, materiales y dispositivos que contiene el programa como se observa en la Fig 2.27.

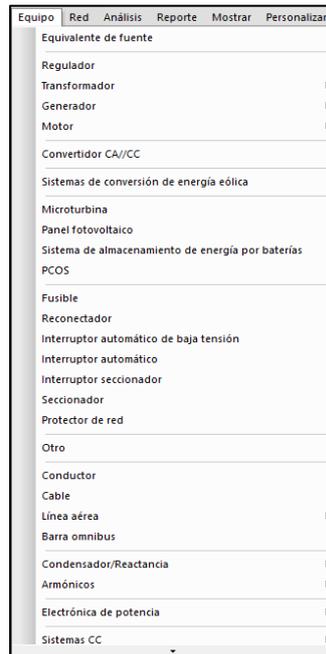


Fig.2.27. Elementos desplegados en el programa. **Fuente:** Autor.

- Ingresar al equipo o dispositivo de interés de la ventana desplegada. Para crear otro elemento eléctrico que cumpla con los requisitos deseados se selecciona el icono de [Agregar inventario; ], se muestra un cuadro de dialogo solicitando agregar un nombre del elemento por crear y colocar las características de acuerdo con las necesidades como se observa en la Fig 2.28.

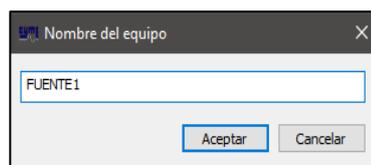


Fig.2.28. Nombre del equipo. **Fuente:** Autor.

- Además, se puede observar los equipos y dispositivos que incluye el programa por defecto. Para observar los mismos se debe dar clic en la opción **Biblioteca CYME**. Si existen equipos se mostrarán, caso contrario, no es posible visualizar ningún elemento como se muestra en la Fig 2.29.

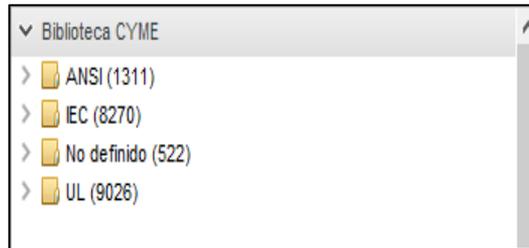


Fig.2.29. Biblioteca CYME de equipos. **Fuente:** Autor.

- Aplicados los procedimientos necesarios para la modelación, el último paso es el diseño de la red eléctrica de bajo voltaje.

A continuación, en la Fig 2.30 se muestra el diseño de la red de bajo voltaje del Alimentador N° 1 de la Subestación San Agustín.

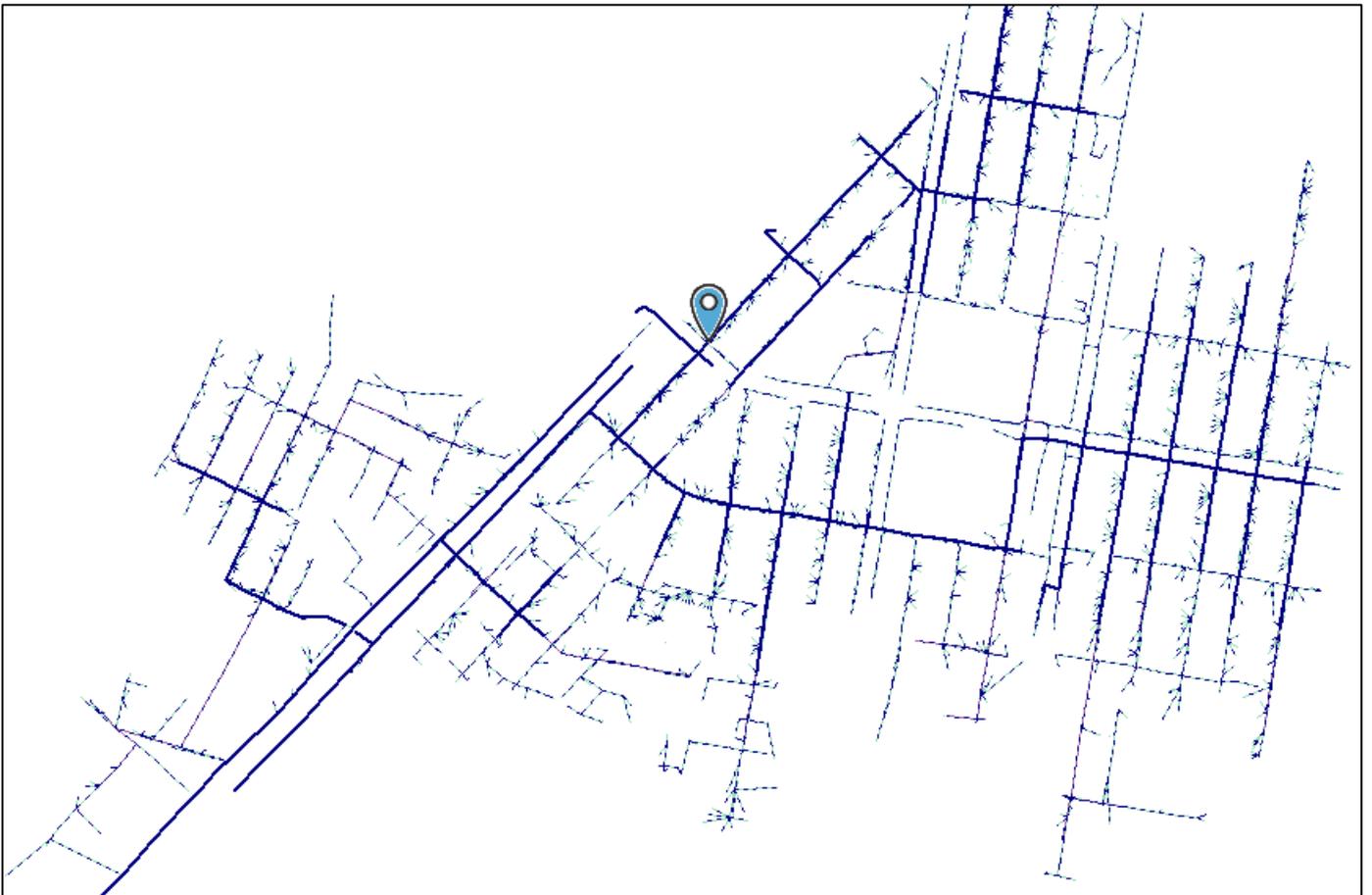


Fig.2.30. Red de eléctrica de bajo voltaje del Alimentador N° 1 de la S/E San Agustín en CYMDIST. **Fuente:** Autor.

CAPÍTULO 3

Resultados

3.1 Introducción

En este capítulo se detallan los procedimientos a seguir para la selección de los dispositivos de protección en la red de bajo voltaje del Alimentador N° 1 de la Subestación San Agustín y la verificación de condiciones ante las sobrecorrientes que deben cumplir los conductores eléctricos. Donde el primer paso consiste en identificar los equipos de transformación, luego se determinan las corrientes de cortocircuito y la corriente a plena del transformador para finalmente seleccionar los dispositivos de protección para la red de bajo voltaje.

3.2 Identificación de los equipos de transformación.

Es fundamental determinar la capacidad de los transformadores de distribución instalados en la red de bajo voltaje. En la Tabla 3.1 se muestra los equipos de transformación instalados en el alimentador.

TABLA 3.1. Transformadores del Alimentador N° 1 de la S/E San Agustín. **Fuente:** Autor.

Transformadores				
	Monofásicos		Trifásicos	
	Cant.	S (kVA)	Cant.	S (kVA)
	1	5	11	30
	6	10	3	45
	22	15	4	75
	19	25	-	-
	38	37,5	-	-
	26	50	-	-
Subtotal	112		18	
Total			130	

3.3 Determinar las corrientes de cortocircuito

Para la simulación de las corrientes de cortocircuito en el Alimentador N° 1 de la Subestación San Agustín en CYMDIST, se siguen los siguientes pasos:

- Ejecutar el programa e identificar el nodo fuente del alimentador, dar doble clic para acceder a las Propiedades de la red. En la opción Fuente seleccionar el tipo de fuente: Definida por el usuario.
- En la opción Equivalente modificar los valores de Tensión equivalente de fuente: Nominal de 13,8 kV. Desactivar la opción de Equilibrado y modificar los kVL por valores en p.u. (por unidad).
- Además, entre las características de Equivalentes de la fuente se selecciona el nivel (Nivel alto de fallas), el modo (Impedancias Equivalentes) e ingresar los valores de Z0, Z1 y Z2 proporcionados por Emelnorte como se observa en la Fig 3.1.

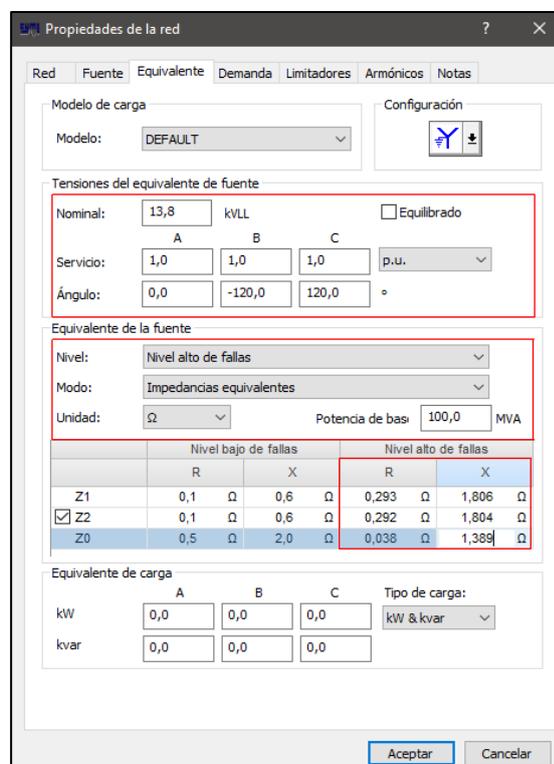


Fig.3.1. Propiedades de la red. Fuente: Autor.

- Para la simulación de las corrientes de cortocircuito, Emelnorte utiliza la metodología “Cortocircuito IEC 60909”. Entonces, en la barra de simulación seleccionar el icono [Ejecutar la simulación; 

45

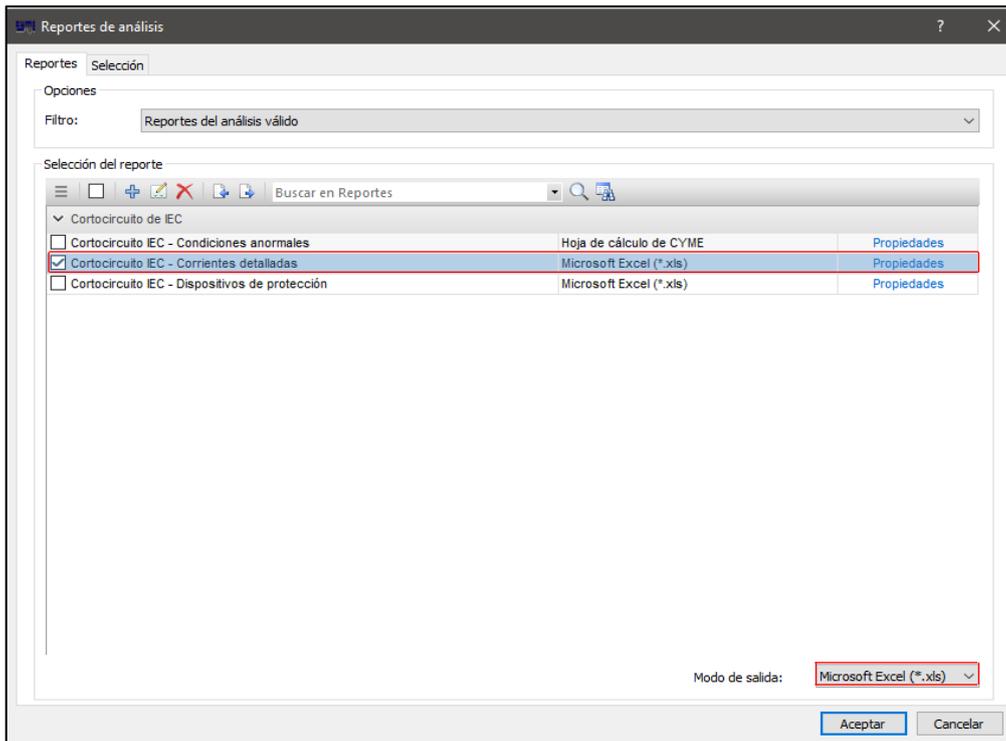


Fig.3.2. Reportes de analisis. **Fuente:** Autor.

- La opción de Propiedades permite agregar algunos parámetros relacionados con la red de eléctrica en estudio donde adherir o eliminar dependerá de las necesidades de cada caso. Entonces, para este procedimiento dar clic en propiedades, identificar la opción Escoger las palabras claves y dar clic en la opción Palabra clave como se muestra en la Fig 3.3.

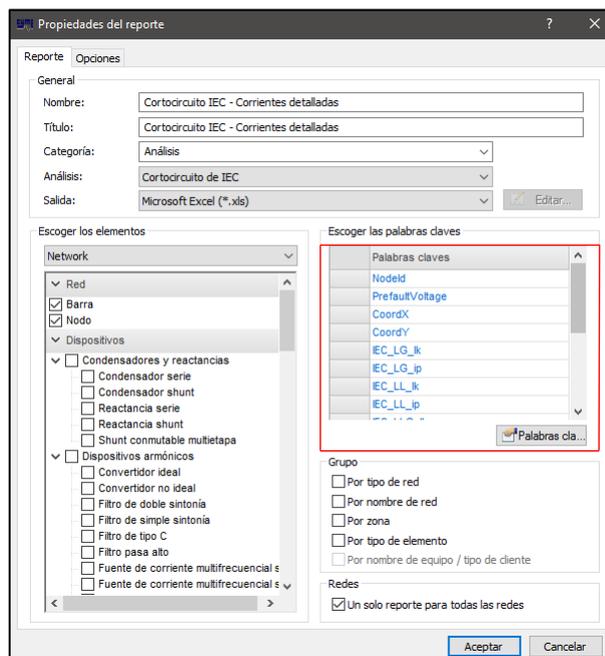


Fig.3.3. Propiedades del reporte. **Fuente:** Autor.

- Finalmente, es posible aplicar filtros al documento generado y dependerá de las palabras claves seleccionadas como se observa en la Fig 3.4.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1	Nombre nodo	kV antes de falla (kV)	Coord. X	Coord. Y	k LT (kA)	lp LT (kA)	k LL (kA)	lp LL (kA)	k LLT (kA)	lp LLT (kA)	ib LLL (kA)	Idc (kA)	ik LLL (kA)	ip LLL (kA)
2	ALIM-1300070T0	13,800	819468,354	10037478,127	4,737053	11,696823	3,770391	9,309922	4,629092	11,430244	4,353673	2,812489	4,353673	10,750175
3	6146	13,800	819469,043	10037478,730	4,737053	11,696823	3,770391	9,309922	4,629092	11,430244	4,353673	2,812489	4,353673	10,750175
4	6146-F	13,800	819479,259	10037487,668	4,729062	11,677093	3,768709	9,305769	4,619619	11,404385	4,351731	2,804652	4,351731	10,745379
5	6153	13,800	819480,026	10037487,027	4,727106	11,672262	3,767773	9,303459	4,616851	11,400018	4,350631	2,803462	4,350631	10,742662
6	6147	13,800	819480,026	10037487,027	4,727106	11,672262	3,767773	9,303459	4,616851	11,400017	4,350631	2,803462	4,350631	10,742662
7	6148	13,800	819496,321	10037476,886	4,689850	11,580270	3,749900	9,259327	4,583241	11,317027	4,329611	2,780788	4,329611	10,690759
8	6149	13,800	819522,225	10037451,754	4,621328	11,411072	3,716732	9,177426	4,521790	11,165293	4,290613	2,739032	4,290613	10,594465
9	6150	13,800	819548,986	10037427,749	4,555000	11,247295	3,684255	9,097234	4,462739	11,019483	4,252442	2,698549	4,252442	10,500213
10	6151	13,800	819560,068	10037417,871	4,528152	11,181002	3,671004	9,064515	4,438951	10,960746	4,236872	2,682145	4,236872	10,461767

Fig.3.4. Documento de Excel aplicado el filtro. Fuente: Autor.

En la Tabla 3.2 se muestran las corrientes de cortocircuito de los transformadores de instalados en el alimentador en estudio.

TABLA 3.2. Corrientes de cortocircuito en los bornes del secundario. Fuente: Autor.

Corrientes de cortocircuito en el secundario.									
Monofásico			Trifásico.						
S (kVA)	I_{ccs} (A)		S (kVA)	I_{ccs} (A)					
	lcc mín.	lcc máx.		LLLp	LLp	LLGp	LGp	lcc mín.	lcc máx.
5	625	1424	30	6351	5500	6371	6373	5500	6373
10	1225	3000	45	9939	8607	9993	10016	8607	10016
15	1825	4225	75	17097	14806	17255	17283	14806	17283
25	3000	7450	-	-					
37,5	4660	10800	-	-					
50	6350	14650	-	-					

I_{ccs} : Corriente de cortocircuito en los bornes del secundario del transformador.

3.4 Determinar la corriente a plena carga del transformador.

Este procedimiento es fundamental porque de acuerdo a este valor de la corriente se determinarán los dispositivos de protección aguas abajo del transformador de distribución mediante las tablas de coordinación obtenidas en el capítulo anterior, por tanto, en la Tabla 3.3 y 3.4 se muestran los valores de los mismos.

TABLA 3.3. Corriente a plena de transformadores monofásicos. Fuente: Autor.

S (kVA)	V_{NS} (kV)	Corriente a plena carga (A)
5	0,24	20,83
10	0,24	41,67
15	0,24	62,50

25	0,24	104,17
37,5	0,24	156,25
50	0,24	208,33
Nota: V_{NS} : Voltaje nominal del secundario del transformador.		

TABLA 3.4. Corriente a plena carga de transformadores trifásicos. **Fuente:** Autor.

S (kVA)	V_{NS} (kV)	Corriente a plena carga (A)
30	0,22	78,73
45	0,22	118,09
75	0,22	196,82

Nota:
 V_{NS} : Voltaje nominal del secundario del transformador.

3.5 Selección de los dispositivos de protección para la red principal de bajo voltaje.

El siguiente paso a considerar es el de escoger el fusible NH para la protección de la red de bajo voltaje. Entonces, el procedimiento para la selección del dispositivo de protección consiste en primer lugar identificar el calibre del fusible Slow Fast (SF) instalado para la protección de cada transformador en medio voltaje y luego encontrar su par fusible (NH) para la protección de la red de bajo voltaje dispuesto de manera vertical en la Tabla 3.5. Por ejemplo, un transformador de 25 kVA que está protegido con un fusible SF de 2,1 (A) en medio voltaje le corresponde un fusible NH de 100 (A) para la protección aguas abajo.

3.5.1. Transformadores convencionales

- Para la protección de la red principal de bajo voltaje para transformadores monofásicos se utiliza la tabla de coordinación propuestas en el Capítulo 3 como se aprecia a continuación:

TABLA 3.5. Selección de fusibles NH para transformadores monofásicos. **Fuente:** Autor.

Transformador	5 kVA			10 kVA			15 kVA			25 kVA			37,5 kVA			50 kVA		
	0,2	0,3	0,4	0,6	0,7	1,0	1,3	1,4	1,6	2,1	3,1	3,5	4,2	5,2	6,3	7,0	7,8	10,4
SF																		
NH																		
2	1700	2900	3300	3770	4000	5630	6280	6980	8270	10240	14260	15325	19600	24000	27200	29300	37625	47825
4	1700	2900	3300	3770	4000	5630	6280	6980	8270	10240	14260	15325	19600	24000	27200	29300	37625	47825
6	1700	2900	3300	3770	4000	5630	6280	6980	8270	10240	14260	15325	19600	24000	27200	29300	37625	47825
10	1700	2900	3300	3770	4000	5630	6280	6980	8270	10240	14260	15325	19600	24000	27200	29300	37625	47825
16	35	2900	3300	3770	4000	5630	6280	6980	8270	10240	14260	15325	19600	24000	27200	29300	37625	47825
20	45	40	3300	3770	4000	5630	6280	6980	8270	10240	14260	15325	19600	24000	27200	29300	37625	47825

25		55	50	3770	4000	5630	6280	6980	8270	10240	14260	15325	19600	24000	27200	29300	37625	47825
32			71	3770	4000	5630	6280	6980	8270	10240	14260	15325	19600	24000	27200	29300	37625	47825
35				70	4000	5630	6280	6980	8270	10240	14260	15325	19600	24000	27200	29300	37625	47825
40				84	82	5630	6280	6980	8270	10240	14260	15325	19600	24000	27200	29300	37625	47825
50					118	5630	6280	6980	8270	10240	14260	15325	19600	24000	27200	29300	37625	47825
63						137	6280	6980	8270	10240	14260	15325	19600	24000	27200	29300	37625	47825
80						257	240	233	8270	10240	14260	15325	19600	24000	27200	29300	37625	47825
100							323	308	285	10240	14260	15325	19600	24000	27200	29300	37625	47825
125									438	387	14260	15325	19600	24000	27200	29300	37625	47825
160										578	470	15325	19600	24000	27200	29300	37625	47825
200											680	646	585	24000	27200	29300	37625	47825
224													765	660	27200	29300	37625	47825
250														845	700	29300	37625	47825
300																1355	1115	47825

A continuación, se describe la manera de interpretar los resultados:

- Las celdas en color azul oscuro indican que existe coordinación entre los fusibles seleccionados hasta la corriente de cortocircuito señalada.
 - Las celdas en color verde indican que existe un punto intersección entre las curvas características de los fusibles, en consecuencia, la coordinación depende del tiempo de duración y el valor de la corriente de falla.
- Se realiza el mismo procedimiento para la selección del fusible NH en los transformadores trifásicos.

TABLA 3.6. Selección de fusibles NH para transformadores trifásicos. Fuente: Autor.

Transformador SF NH					30	45					75							
	0,2	0,3	0,4	0,6	kVA	kVA	1,3	1,4	1,6	2,1	3,1	3,5	4,2	5,2	6,3	7,0	7,8	10,4
2	3270	5525	6245	7125	7600	10650	11850	13200	15600	19350	26950	28925	37000	45370	51340	55400	71100	90350
4	3270	5525	6245	7125	7600	10650	11850	13200	15600	19350	26950	28925	37000	45370	51340	55400	71100	90350
6	3270	5525	6245	7125	7600	10650	11850	13200	15600	19350	26950	28925	37000	45370	51340	55400	71100	90350
10	3270	5525	6245	7125	7600	10650	11850	13200	15600	19350	26950	28925	37000	45370	51340	55400	71100	90350
16	3270	5525	6245	7125	7600	10650	11850	13200	15600	19350	26950	28925	37000	45370	51340	55400	71100	90350
20	3270	5525	6245	7125	7600	10650	11850	13200	15600	19350	26950	28925	37000	45370	51340	55400	71100	90350
25	45	5525	6245	7125	7600	10650	11850	13200	15600	19350	26950	28925	37000	45370	51340	55400	71100	90350
32	64	5525	6245	7125	7600	10650	11850	13200	15600	19350	26950	28925	37000	45370	51340	55400	71100	90350
35		70	6245	7125	7600	10650	11850	13200	15600	19350	26950	28925	37000	45370	51340	55400	71100	90350
40		75	6245	7125	7600	10650	11850	13200	15600	19350	26950	28925	37000	45370	51340	55400	71100	90350
50		108	96	7125	7600	10650	11850	13200	15600	19350	26950	28925	37000	45370	51340	55400	71100	90350

63			137	7125	7600	10650	11850	13200	15600	19350	26950	28925	37000	45370	51340	55400	71100	90350
80			248	112	202	10650	11850	13200	15600	19350	26950	28925	37000	45370	51340	55400	71100	90350
100				282	270	211	11850	13200	15600	19350	26950	28925	37000	45370	51340	55400	71100	90350
125						356	303	275	15600	19350	26950	28925	37000	45370	51340	55400	71100	90350
160								473	408	19350	26950	28925	37000	45370	51340	55400	71100	90350
200									604	478	26950	28925	37000	45370	51340	55400	71100	90350
224										648	26950	28925	37000	45370	51340	55400	71100	90350
250										793	676	28925	37000	45370	51340	55400	71100	90350
300											1145	1060	1000	45370	51340	55400	71100	90350
315													1050	970	51340	55400	71100	90350
355														1055	51340	55400	71100	90350
400														1295	1290	55400	71100	90350
425															1315	1500	71100	90350
450																1630	71100	90350
500																2395	1960	90350
630																	2925	90350

La interpretación del resultado es el mismo que en el caso anterior. Por tanto, en la Tablas 3.7 y 3.8 se dan a conocer las capacidades de los fusibles NH a emplearse en la red principal de bajo voltaje para cada transformador existente en el alimentador en estudio.

TABLA 3.7. Fusibles NH para transformadores monofásicos. **Fuente:** Autor.

S (kVA)	V_{NS} (kV)	I_n (A)	Fusible Slow Fast (In)	Fusible NH (In)
5	0,24	20,83	0,4	20
10	0,24	41,67	0,7	35
15	0,24	62,50	1	50
25	0,24	104,17	2,1	100
37,5	0,24	156,25	3,1	125
50	0,24	208,33	3,5	160

TABLA 3.8. Fusibles NH para transformadores trifásicos. **Fuente:** Autor.

S (kVA)	V_{NS} (kV)	I_n (A)	Fusible Slow Fast (In)	Fusible NH (In)
30	0,22	78,73	0,7	63
45	0,22	118,09	1,0	80
75	0,22	196,82	2,1	160

En la Fig.3.5 se muestran los fusibles NH para la protección de la red principal de bajo voltaje.

TABLA 3.9. Selección de IA para los transformadores. **Fuente:** Autor.

Transformador Monofásico						5 kVA					10 kVA					15 kVA					25 kVA	37,5 kVA	50 kVA					
Transformador Trifásico																		30 kVA	45 kVA					75 kVA				
NH IA	2	4	6	10	16	20	25	32	35	40	50	63	80	100	125	160	200	250	300	400								
1			60	130	185	245	330	460	500	590	745	865	1260	1690	2070	2780	3540	5000	6800	10500								
2			22	130	185	245	330	460	500	590	745	865	1260	1690	2070	2780	3540	5000	6800	10500								
3			33	33	185	245	330	460	500	590	745	865	1260	1690	2070	2780	3540	5000	6800	10500								
4			45	45	185	245	330	460	500	590	745	865	1260	1690	2070	2780	3540	5000	6800	10500								
6				67	66	67	330	460	500	590	745	865	1260	1690	2070	2780	3540	5000	6800	10500								
10					111	111	111	111	500	590	745	865	1260	1690	2070	2780	3540	5000	6800	10500								
13						145	145	145	145	145	745	865	1260	1690	2070	2780	3540	5000	6800	10500								
16							178	178	178	178	178	865	1260	1690	2070	2780	3540	5000	6800	10500								
20								223	223	223	223	223	1260	1690	2070	2780	3540	5000	6800	10500								
25									280	280	280	280	1260	1690	2070	2780	3540	5000	6800	10500								
32										357	357	357	357	1690	2070	2780	3540	5000	6800	10500								
35											390	390	390	390	2070	2780	3540	5000	6800	10500								
40												446	446	446	2070	2780	3540	5000	6800	10500								
50													557	557	2070	2780	3540	5000	6800	10500								
63													702	702	702	2780	3540	5000	6800	10500								
80														892	892	892	3540	5000	6800	10500								
100															1115	1115	1115	5000	6800	10500								
MCCB																												
100																2780	3540	5000	6800	10500								
125																1393	3540	5000	6800	10500								
160																	1783	5000	6800	10500								
200																	2230	2230	2230	10500								
225																		2510	2510	10500								

A continuación, se describe la manera de interpretar los resultados:

- Las celdas en color azul oscuro indican que existe coordinación entre el fusible e interruptor automático hasta la corriente de cortocircuito señalada.
- Las celdas en color verde indican que existe un punto intersección entre las curvas características de los fusibles, por esta razón, la coordinación depende del tiempo de duración y el valor de la corriente de falla.

Entonces en las Tablas 3.10 y 3.11 se dan a conocer los interruptores automáticos de bajo voltaje que se emplearían para la protección de la acometida.

TABLA 3.10. IA para transformadores monofásicos. **Fuente:** Autor.

S (kVA)	Corriente a plena carga	Fusible NH	IA (In)
---------	-------------------------	------------	---------

	(A)	(In)	
5	20,83	20	4
10	41,67	35	10
15	62,50	50	13
25	104,17	100	32
37,5	156,25	125	50
50	208,33	160	63

IA: Interruptor automático.

TABLA 3.11. IA para transformadores trifásicos. **Fuente:** Autor.

S (kVA)	Corriente a plena carga (A)	Fusible NH (In)	IA (In)
30	78,73	63	16
45	118,09	80	25
75	196,82	160	63

IA: Interruptor automático.

En la Fig.3.6 se muestra un interruptor automático conectado a la red de principal de bajo voltaje

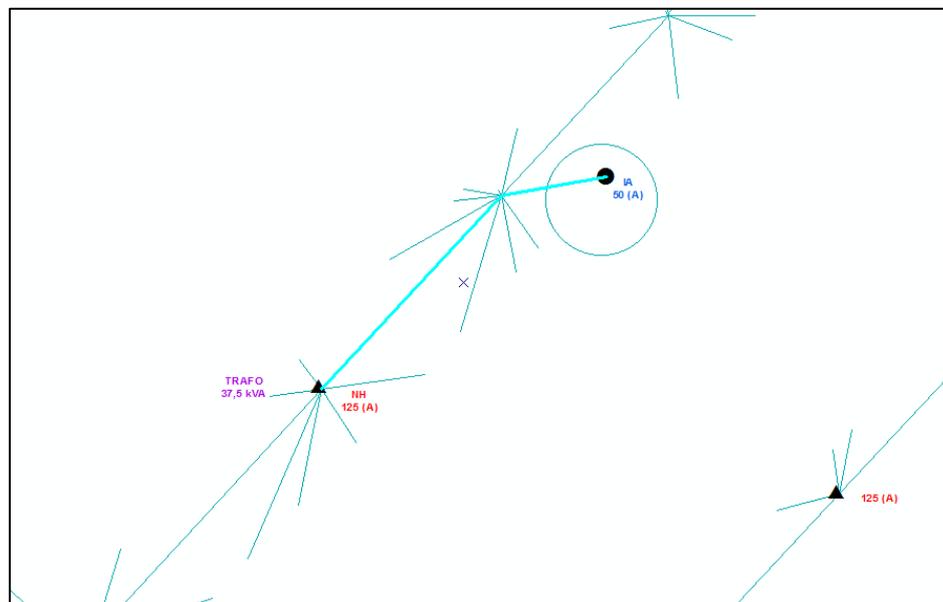


Fig.3.6. Interruptor Automático conectado a la red principal de bajo voltaje. **Fuente:** Autor.

3.6.2. Transformadores autoprotegidos

Al tratarse de transformadores que tienen incorporado el dispositivo de protección en el bobinado secundario, los IA's para la protección de la acometida obedecerán los procedimientos definidos para la coordinación entre interruptores automáticos descritos en el capítulo anterior. Consecuentemente las capacidades nominales se muestran en las Tablas 3.12 y 3.13:

TABLA 3.12. IA para transformadores monofásicos autoprotegidos. **Fuente:** Autor.

Transformadores Monofásicos Autoprotegidos					
S (kVA)	V_{NS} (kV)	I_n (A)	IA SQUARE D	I_s (A)	IA Acometida
					Curva C
					MCB
5	0,24	20,83	25	200	6
10	0,24	41,66	40	260	16
15	0,24	62,5	70	315	25
25	0,24	104,16	110	690	63
37,5	0,24	156,25	150	940	80
50	0,24	208,33	200	1350	100
					MCCB
37,5	0,24	156,25	150	940	100
50	0,24	208,33	200	950	125

Nota:
 V_{NS} : Voltaje nominal del secundario del transformador.
 I_s : Corriente límite de selectividad.
 IA: Interruptor Automático.
 MCB: Miniature Circuit Breaker (Pequeño Interruptor Automático).
 MCCB: Molded Case Circuit Breaker (Interruptor Automático de Caja Moldeada).

TABLA 3.13. IA para transformadores trifásicos autoprotegidos. **Fuente:** Autor.

Transformadores trifásicos Autoprotegidos					
S (kVA)	V_{NS} (kV)	I_n (A)	IA SQUARE D	I_s (A)	IA Acometida
					Curva C
					MCB o MCCB
30	0,22	78,73	80	700	32
45	0,22	118,09	125	1350	50
75	0,22	196,82	175	1150	80

Nota:
 V_{NS} : Voltaje nominal del secundario del transformador.
 I_s : Corriente límite de selectividad.
 IA: Interruptor Automático.
 MCB: Miniature Circuit Breaker (Pequeño Interruptor Automático).

3.7. Dispositivos de protección para la derivación.

Se puede realizar derivaciones en la red de bajo voltaje, por consiguiente, el procedimiento para la selección del dispositivo de protección en la derivación consiste en identificar el calibre del fusible NH instalado para la protección de la red principal de bajo voltaje de cada transformador y luego encontrar el fusible NH correspondiente para la protección de la derivación dispuesto de manera vertical en la Tabla 3.9. Por ejemplo, para un transformador de 37,5 kVA que está protegido con un fusible NH de 125 (A) le corresponde un fusible NH de 80 (A) en la derivación.

3.7.1. Transformadores convencionales

- En caso de ser necesario de una derivación en las redes de bajo voltaje, en los transformadores tipo convencional la coordinación de protecciones se realiza mediante la Tabla 3.14 proporcionada para la coordinación de los fusibles NH.

TABLA 3.14. Selección de fusibles NH para la derivación. **Fuente:** Autor.

Transformador Monofásico											15 kVA				25 kVA	13,7 kVA	50 kVA								
	NH	4	6	10	16	20	25	32	35	40	50	63	80	100	125	160	200	224	250	300	315	355	400		
2	46	74	144	210	270	370	500	552	660	830	970	1390	1860	2330	3110	3990	4670	5630	7325	7780	8730	9600			
4		74	144	210	270	370	500	552	660	830	970	1390	1860	2330	3110	3990	4670	5630	7325	7780	8730	9600			
6			144	210	270	370	500	552	660	830	970	1390	1860	2330	3110	3990	4670	5630	7325	7780	8730	9600			
10				210	270	370	500	552	660	830	970	1390	1860	2330	3110	3990	4670	5630	7325	7780	8730	9600			
16					370	500	552	660	830	970	1390	1860	2330	3110	3990	4670	5630	7325	7780	8730	9600				
20						500	552	660	830	970	1390	1860	2330	3110	3990	4670	5630	7325	7780	8730	9600				
25							660	830	970	1390	1860	2330	3110	3990	4670	5630	7325	7780	8730	9600					
32								830	970	1390	1860	2330	3110	3990	4670	5630	7325	7780	8730	9600					
35									970	1390	1860	2330	3110	3990	4670	5630	7325	7780	8730	9600					
40									970	1390	1860	2330	3110	3990	4670	5630	7325	7780	8730	9600					
50										1390	1860	2330	3110	3990	4670	5630	7325	7780	8730	9600					
63											1860	2330	3110	3990	4670	5630	7325	7780	8730	9600					
80												2330	3110	3990	4670	5630	7325	7780	8730	9600					
100													3110	3990	4670	5630	7325	7780	8730	9600					
125														3990	4670	5630	7325	7780	8730	9600					
160															4670	5630	7325	7780	8730	9600					
200																		7325	7780	8730	9600				
224																					8730	9600			
250																							9600		

A continuación, se describe la manera de interpretar los resultados:

- Las celdas en color azul oscuro indica que existe coordinación entre los fusibles hasta la corriente de cortocircuito señalada.

- Las celdas de distinto color indican que no existe coordinación entre las curvas características de los fusibles.

En las Tablas 3.15 y 3.16 se muestran los valores nominales de los fusibles NH que coordinan para los transformadores de distribución identificados en la red de bajo voltaje.

TABLA 3.15. Fusibles NH para la derivación en transformadores monofásicos. **Fuente:** Autor.

S (kVA)	Corriente a plena carga (A)	Fusible NH Troncal (In)	Fusible NH derivación (In)
5	20,83	20	10
10	41,67	35	20
15	62,50	50	32
25	104,17	100	63
37,5	156,25	125	80
50	208,33	160	100

TABLA 3.16. Fusibles NH para la derivación en transformadores trifásicos. **Fuente:** Autor.

S (kVA)	Corriente a plena carga (A)	Fusible NH Troncal (In)	Fusible NH derivación (In)
30	78,73	63	40
45	118,09	80	50
75	196,82	160	100

En la Fig 3.7 se muestran los lugares y fusibles NH donde se podrían realizar derivaciones en la red de bajo voltaje.

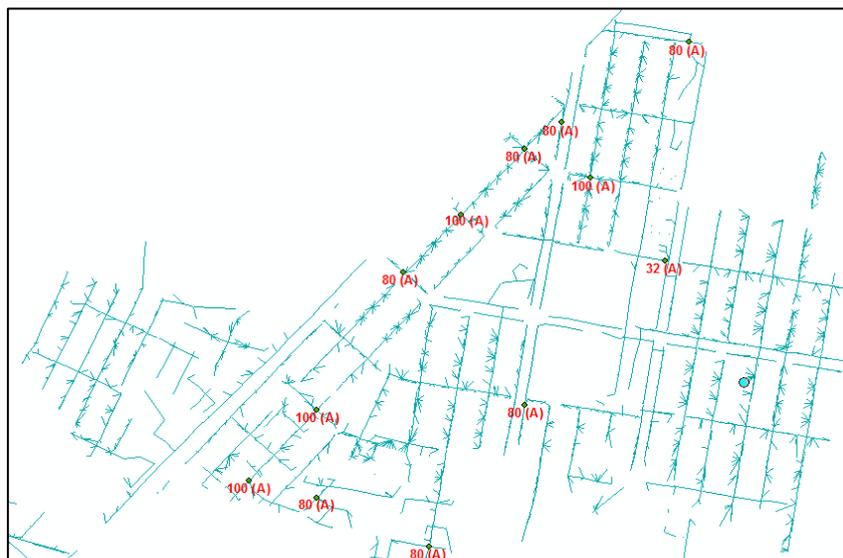


Fig.3.7. Fusible NH para la derivación en la red de bajo voltaje. **Fuente:** Autor.

- Para el interruptor automático aguas abajo de la derivación se consideran los mismos parámetros que en el caso para la protección de la acometida enlazada a la red principal. Por tanto, las capacidades de los IA se muestran en la Tablas 3.17 y 3.18.

TABLA 3.17. IA para transformadores monofásicos aguas debajo de la derivación. **Fuente:** Autor.

S (kVA)	Corriente a plena carga (A)	Fusible NH Troncal (In)	Fusible NH derivación (In)	IA (In)
5	20,83	20	10	2
10	41,67	35	20	4
15	62,50	50	32	6
25	104,17	100	63	16
37,5	156,25	125	80	25
50	208,33	160	100	35

TABLA 3.18. IA para transformadores trifásicos aguas abajo de la derivación. **Fuente:** Autor.

S (kVA)	Corriente a plena carga (A)	Fusible NH Troncal (In)	Fusible NH derivación (In)	IA (In)
30	78,73	63	40	13
45	118,09	80	50	16
75	196,82	160	100	35

Nota:

IA: Interruptor Automático.

En la Fig 3.8 se muestra el interruptor automático de la acometida conectado a la derivación de la red de bajo voltaje.

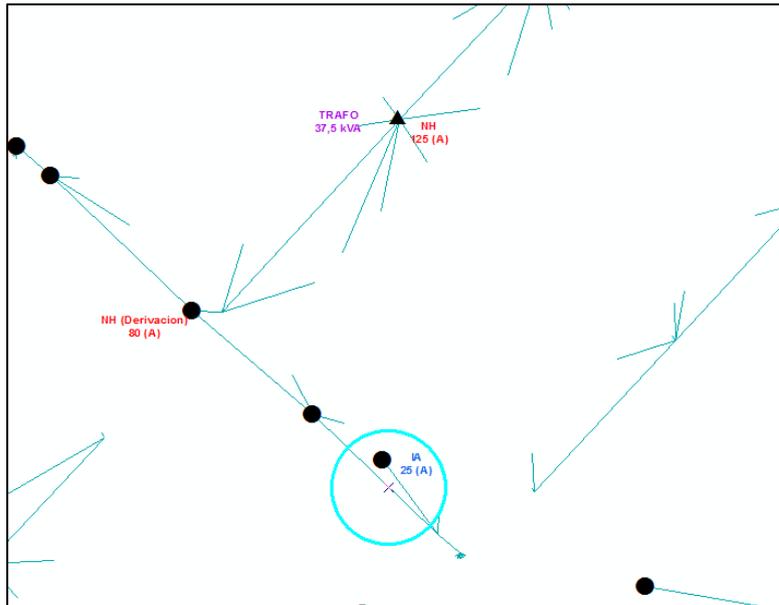


Fig.3.8. Interruptor Automático conectado a la derivación de la red de bajo voltaje. Fuente: Autor.

3.7.2. Transformadores autoprotegidos

- La protección de las derivaciones en las redes de bajo voltaje, en los transformadores tipo autoprotegido la coordinación se realiza mediante las Tablas 3.19 y 3.20 de coordinación proporcionadas por los fabricantes.

TABLA 3.19. IA para transformadores monofásicos. Fuente: Autor.

S (kVA)	Corriente a plena carga (A)	Is (A)	IA Derivación (In)	Is (A)	IA Acometida (In)
5	20,83	225	6	50	4
10	41,67	405	13	104	6
15	62,50	305	16	125	10
25	104,17	1320	40	320	25
37,5	156,25	1225	63	500	40
50	208,33	1350	80	1300	40

Nota:
 Is: Límite de selectividad.
 IA: Interruptor Automático.

TABLA 3.20. IA para transformadores trifásicos. **Fuente:** Autor.

S (kVA)	Corriente a plena carga (A)	Is (A)	IA Derivación (In)	Is (A)	IA Acometida (In)
30	78,73	650	25	200	16
45	118,09	690	32	250	20
75	196,82	1100	80	1300	40

Nota:
Is: Límite de selectividad.
IA: Interruptor Automático.

En las Fig. 3.9 y 3.10 se muestran las tablas de coordinación proporcionadas por los fabricantes.

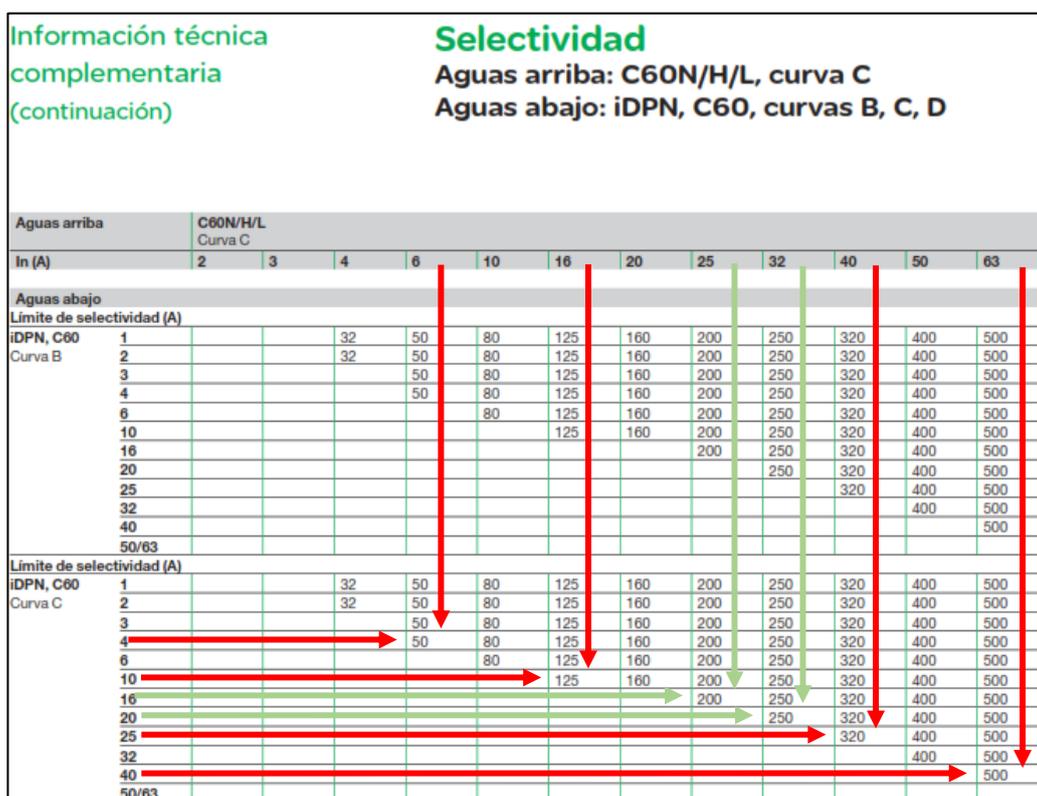


Fig.3.9. Tablas de selectividad del IA C60. **Fuente:** (Schneider Electric, 2019).

Información técnica complementaria (continuación)		Selectividad										
		Aguas arriba: NG125, C120, curva C										
		Aguas abajo: C60, curvas B, C, D, Z, K, MA										
Aguas arriba		NG125N/H/L, C120N/H										
		Curva C										
In (A)		10	16	20	25	32	40	50	63	80	100	125
Aguas abajo												
Limite de selectividad (A)												
C60N	0,5	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T
Curvas B, C	0,75	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T
	1	800	1.000	2.000	3.000	4.500	T	T	T	T	T	T
	2	400	600	1.000	2.000	3.000	3.500	4.000	T	T	T	T
	3	200	400	400	1.300	2.100	2.300	2.500	T	T	T	T
	4		200	300	900	1.600	1.800	2.000	T	T	T	T
	6			200	500	1.300	1.400	1.500	4.000	T	T	T
	10				300	800	900	1.000	3.500	T	T	T
	16					500	650	800	3.000	5.000	T	T
	20						400	700	2.000	3.600	5.500	T
	25							500	1.000	2.200	3.500	5.000
	32								700	1.500	2.500	4.000
	40									1.300	1.800	3.600
	50										1.500	2.500
	63											2.100

Fig.3.10. Tablas de selectividad del IA NG125 y C120. Fuente: (Schneider Electric, 2019).

3.8. Selección del conductor para línea aérea de bajo voltaje

Para las líneas aéreas de la red bajo voltaje se emplea el conductor de aluminio tipo ASC.

- El primer paso es conseguir el catálogo del conductor seleccionado. En la Tabla 3.21 se observa las características del conductor.

TABLA 3.21. Ampacidad de los conductores tipo ASC. Fuente: (Electrocable, 2018)

Calibre	Sección	Capacidad de corriente.
AWG o MCM	mm ²	(A)
6	13,30	103
4	21,15	138
2	33,62	185
1/0	53,39	247
2/0	67,43	286
3/0	85,01	331
4/0	107,20	383

- A continuación, analizar la capacidad de corriente con respecto a la corriente de fusión del fusible. En las Tablas 3.22 y 3.23 se muestra este procedimiento.

TABLA 3.22. Corriente de fusión vs ampacidad para transformadores monofásicos. **Fuente:** Autor.

Transformador S (kVA)	Fusible NH		Conductor ASC	
	Calibre (In)	I_f (A)	Calibre (AWG)	Ampacidad (A)
5	20	32	6	103
10	35	56		
15	50	80		
25	80	128	4	138
37,5	125	200	1/0	247
50	160	256	2/0	286

If: Corriente de fusión a tiempo convencional.

TABLA 3.23. Corriente de fusión vs ampacidad para transformadores trifásicos. **Fuente:** Autor.

Transformador S (kVA)	Fusible NH		Conductor ASC	
	Calibre (In)	I_f (A)	Calibre (AWG)	Ampacidad (A)
30	63	100,8	6	103
45	80	128	4	138
75	160	256	2/0	286

If: Corriente de fusión a tiempo convencional.

- **Verificación de condiciones ante corrientes de sobrecarga**

a) La primera condición que se debe cumplir es la siguiente:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

En las Tablas 3.24 y 3.25 se verifica si se cumple o no la condición:

TABLA 3.24. Verificación de la primera condición para transformadores monofásicos. **Fuente:** Autor.

Transformador S (kVA)	Fusible NH		Conductor ASC
	I_b (A)	I_n (A)	I_z (A)
5	20,83	20	103
10	41,67	35	
15	62,50	50	
25	104,17	80	138
37,5	156,25	125	247
50	208,33	160	286

Ib: Corriente nominal del transformador.

In: Capacidad nominal del fusible.

Iz: Capacidad de corriente del conductor eléctrico.

TABLA 3.25. Verificación de la primera condición para transformadores trifásicos. **Fuente:** Autor.

Transformador		Fusible NH	Conductor ASC
S (kVA)	I_b (A)	I_n (A)	I_z (A)
30	78,73	63	103
45	118,09	80	138
75	196,82	160	286

I_b: Corriente nominal del transformador.
I_n: Capacidad nominal del fusible.
I_z: Capacidad de corriente del conductor eléctrico.

Analizando los resultados, aparentemente los valores obtenidos no cumplen la condición, esto se debe a que las curvas tiempo – corriente de los fusibles de bajo voltaje generalmente están representados en base a la corriente de fusión y no a la capacidad nominal del mismo. Por tanto, se concluye que los fusibles seleccionados cumplen y satisfacen la condición en análisis.

b) La segunda condición por cumplir viene dada por la siguiente expresión:

$$I_2 \leq 1.45I_z$$

En las Tablas 3.26 y 3.27 se procede a evaluar los valores de las variables obtenidas para determinar si cumplen o no la condición.

TABLA 3.26. Verificación de la segunda condición para transformadores monofásicos. **Fuente:** Autor.

Transformador S (kVA)	Fusible NH I_2 (A)	Conductor ASC	
		I_z (A)	$1,45I_z$ (A)
5	32	103	149,4
10	56		
15	80		
25	128	138	200,1
37,5	200	247	358,2
50	256	286	414,7

I₂: Corriente de fusión del fusible a tiempo convencional.
I_z: Capacidad de corriente del conductor eléctrico.

TABLA 3.27. Verificación de la segunda condición para transformadores trifásicos. **Fuente:** Autor.

Transformador	Fusible NH	Conductor ASC	
S (kVA)	I_2 (A)	I_z (A)	$1,45I_z$ (A)
30	100,8	103	149,4
45	128	138	200,1
75	256	286	414,7

I₂: Corriente de fusión del fusible a tiempo convencional.
I_z: Capacidad de corriente del conductor eléctrico.

Finalmente, la verificación de la segunda condición también queda satisfecha al evaluar las dos variables involucradas.

3.9 Verificación de condiciones contra las corrientes de cortocircuito

a) La primera regla por cumplir es la que viene por la siguiente expresión:

$$PdC_{cc} \geq I''_k$$

- Para aquello, es necesario revisar las corrientes de cortocircuito en los bornes secundarios de los transformadores previamente calculados.

En las Tablas 3.28 y 3.29 se muestran los valores de cortocircuitos calculados y el poder de corte de los fusibles NH.

TABLA 3.28. Corrientes de cortocircuito para transformadores monofásicos. **Fuente:** Autor.

S (kVA)	$I_{ccs\ max}$ (A)	Fusible NH PdC (kA)	IA PdC (kA)
5	1424	120	10
10	3000		
15	4225		
25	7450		
37,5	10800		15
50	14650		

PdC: Poder de corte del dispositivo de protección.
I_{ccs}: Corriente de cortocircuito en el lado secundario.

TABLA 3.29. Corrientes de cortocircuito para transformadores trifásicos. **Fuente:** Autor.

S (kVA)	I_{ccs} (A)	Fusible NH PdC (kA)	IA PdC (kA)
30	6373	120	10
45	10016		15
75	17283		20

PdC: Poder de corte del dispositivo de protección.

I_{ccs}: Corriente de cortocircuito en el lado secundario.

b) La segunda regla por cumplir viene expresada por la siguiente ecuación:

$$\sqrt{t} \geq k * \frac{S}{I}$$

- Como los fusibles de bajo voltaje en general operan en un tiempo 0,1 s o menor, es conveniente despejar la variable S para calcular la sección mínima del conductor ante el valor de la corriente de cortocircuito previamente calculado.

$$S \geq \frac{I}{k} * \sqrt{t}$$

- El próximo paso es conseguir la constante k para los conductores de aluminio. La misma que muestra en la Tabla 3.30.

TABLA 3.30. Valores de k para conductores desnudos. **Fuente:** (AEA, 2006).

			Material conductor				
			Cobre		Aluminio		Acero
Condiciones	Temperatura inicial (C°)	K	Máxima temperatura (C°)	K	Máxima temperatura (C°)	K	Máxima temperatura (C°)
Visible y en área restringida	40	224	500	122	300	81	500
Condiciones normales	40	153	200	101	200	56	200
Con riesgo de fuego	40	131	150	87	150	48	150

Para los conductores ASC de aluminio el valor k es = 101.

- El siguiente paso es reemplazar valores y calcular la sección mínima de los conductores como se muestra en las Tablas 3.31 y 3.32.

TABLA 3.31. Sección mínima requerida para transformadores monofásicos. **Fuente:** Autor.

S (kVA)	I_{ccs} (A)	Conductor ASC Sección min. (mm²)
5	1424	4,46
10	3000	9,85
15	4225	13,23
25	7450	23,33
37,5	10800	33,81
50	14650	45,87

I_{ccs} : Corriente de cortocircuito en el secundario del transformador.

TABLA 3.32. Sección mínima requerida para transformadores trifásicos. **Fuente:** Autor.

S (kVA)	I_{ccs} (A)	Conductor ASC Sección min. (mm²)
30	6373	19,95
45	10016	31,36
75	17283	54,11

I_{ccs} : Corriente de cortocircuito en el secundario del transformador.

- Luego se procede a evaluar los valores obtenidos y determinar si cumple la condición o no, tal como se muestra en las Tablas 3.33 y 3.34.

TABLA 3.33. Verificación de la segunda condición para transformadores monofásicos. **Fuente:** Autor.

S (kVA)	Fusible NH I_2 (A)	Conductor ASC				
		Calibre AWG	I_z (A)	$1,45I_z$ (A)	Sección mm²	Sección min. Requerida (mm²)
5	32	6	103	149,4	13,30	4,46
10	42					9,85
15	80					13,23
25	128	4	138	200,1	21,15	23,33
37,5	200	1/0	247	358,15	36,62	33,81
50	256	2/0	286	414,7	53,49	45,87

TABLA 3.34. Verificación de la segunda condición para transformadores trifásicos. **Fuente:** Autor.

Transformador S (kVA)	Fusible NH I_z (A)	Conductor ASC				
		Calibre AWG	I_z (A)	$1,45I_z$ (A)	Sección mm^2	Sección min. Requerida (mm^2)
30	100,8	6	103	149,4	13,30	19,95
45	128	4	138	200,1	21,15	31,36
75	256	1/0	247	358,15	53,49	54,11

Al evaluar los valores obtenidos es posible observar que la segunda regla ante las corrientes de cortocircuito no se cumple para todos los casos. Por tanto, como los dispositivos de protección son limitadores de corriente, es necesario verificar la energía específica tanto del conductor como de los dispositivos de protección tal como se procede a continuación:

c) La verificación de la energía específica pasante que viene expresada por la siguiente ecuación:

$$S^2k^2 \geq I^2t$$

- Para aquello es necesario obtener la energía específica pasante (I^2t) del dispositivo de protección que proporciona el fabricante como se observa en la Fig 3.11.

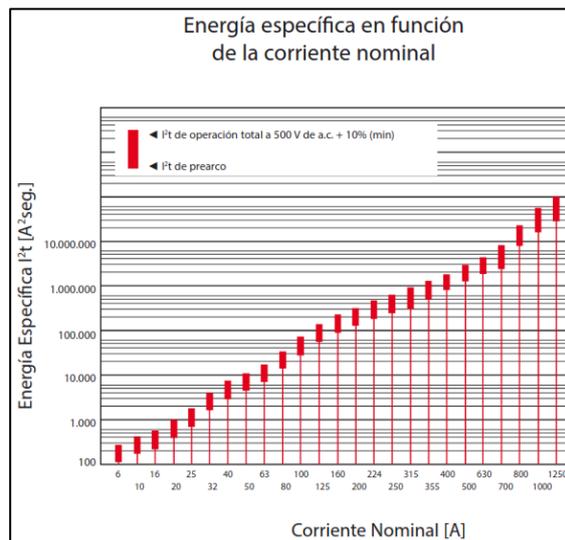


Fig.3.11. Energía específica pasante del fusible NH tipo gG. **Fuente:** (Reproel).

- Ahora, se procede a calcular la energía específica pasante que el conductor es capaz de soportar como se observa en la Tabla 3.35.

TABLA 3.35. Energía específica pasante del conductor. **Fuente:** Autor.

Transformador monofásico	Conductor ASC		
S kVA	Calibre AWG	Sección mm^2	S^2k^2 (A^2s)
5	6	13,30	1'804.454,89
10			
15			
25	4	21,15	4'563.136,82
37,5	1/0	53,49	29'186.898,20
50	2/0	67,43	46'381.956,78
Transformador trifásico			
S kVA	Calibre AWG	Sección mm^2	S^2k^2 (A^2s)
30	6	13,30	1'804454,89
45	4	21,15	4'563136,82
75	1/0	53,49	29'186.898,20

- En la Tabla 3.36 se evalúa y se determina si los resultados obtenidos satisfacen la condición o no.

TABLA 3.36. I^2t del conductor vs I^2t del fusible NH tipo gG. **Fuente:** Autor.

Transformador monofásico	Conductor ASC			Fusible NH	
	Calibre AWG	Sección mm^2	S^2k^2 (A^2s)	I_n (A)	I^2t (A^2s)
5	6	13,30	1'804454,89	20	1800
10				35	11300
15				50	12000
25	4	21,15	4'563136,82	80	35700
37,5	1/0	53,49	29'186.898,20	125	86400
50	2/0	67,43	46'381.956,78	160	111300
Transformador trifásico					
S kVA	Calibre AWG	Sección mm^2	S^2k^2 (A^2s)		
30	6	13,30	1'804454,89	63	20400
45	4	21,15	4'563136,82	80	35700
70	1/0	53,59	29'186.898,20	160	111300

Observando la columna de la energía específica que soporta el conductor (S^2k^2) y la energía específica que deja pasar el fusible (I^2t) en el instante de extinción arco eléctrico ante un cortocircuito, se determina que satisface la condición. Por tanto, los conductores seleccionados son los apropiados.

- Para los transformadores tipo convencional es posible instalar interruptores automáticos para la red de bajo voltaje. El primer paso es determinar el IA a instalar. Los conductores eléctricos serán los mismo porque la corriente de fusión a tiempo convencional es menor que en los fusibles.

Para la red principal de bajo voltaje el interruptor automático se determina de acuerdo a la corriente a plena carga del transformador como se muestra en las Tablas 3.37 y 3.38:

TABLA 3.37. IA para transformadores monofásicos. **Fuente:** Autor.

S (kVA)	Corriente a plena carga (A)	IA (In)
5	20,83	20
10	41,67	40
15	62,50	63
25	104,17	100
37,5	156,25	160
50	208,33	200

IA: Interruptor Automático.

TABLA 3.38. IA para transformadores trifásicos. **Fuente:** Autor.

S (kVA)	Corriente a plena carga (A)	IA (In)
30	78,73	80
45	118,09	125
75	196,82	200

IA: Interruptor Automático.

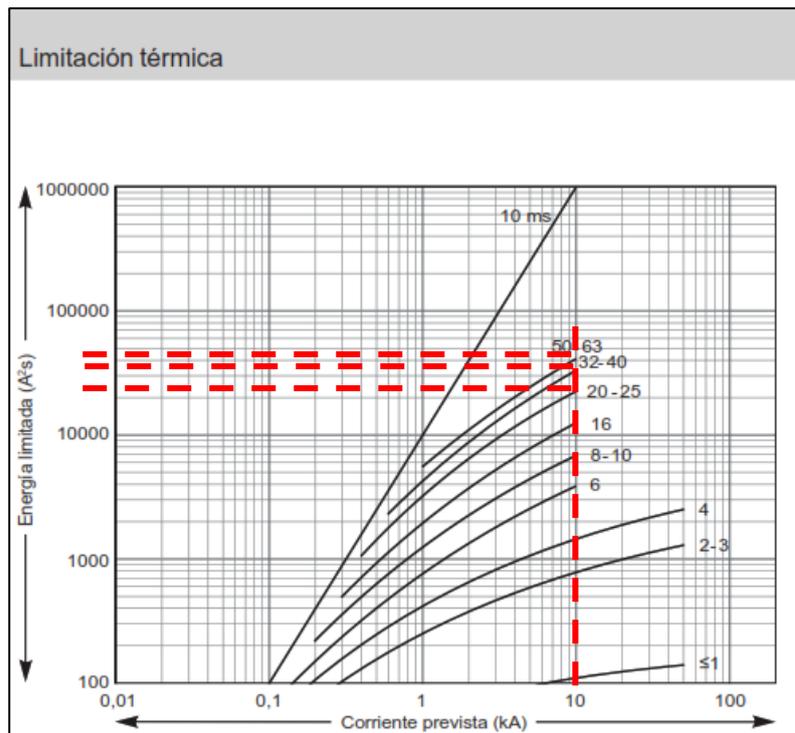
- El siguiente paso es determinar la energía específica pasante de los IA mediante las gráficas que proporciona el fabricante como se observa en la Tabla 3.39:

TABLA 3.39. I^2t del conductor vs I^2t del IA. **Fuente:** Autor.

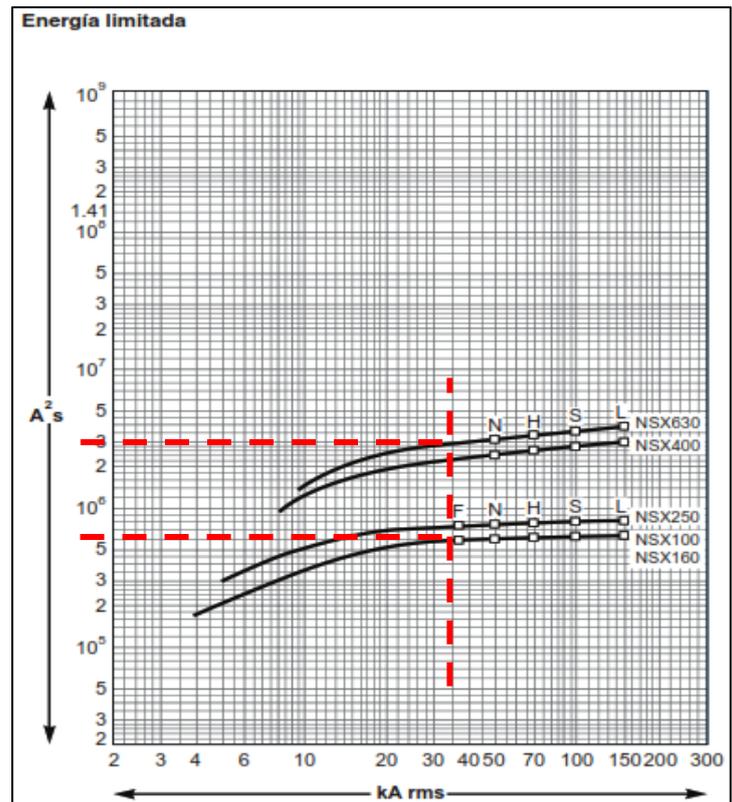
Transformador monofásico	Conductor ASC			IA	
	Calibre AWG	Sección mm^2	S^2k^2 (A^2s)	Calibre (In)	I^2t (A^2s)
5	6	13,30	1'804454,89	20	22000
10				40	32000
15				63	40000

25	4	21,15	4'563136,82	100	200000
37,5	1/0	53,49	29'186.898,20	160	600000
50	2/0	67,43	46'381.956,78	200	750000
Transformador trifásico					
S kVA	Calibre AWG	Sección mm^2	$S^2 k^2$ ($A^2 s$)		
30	6	13,30	1'804454,89	80	170000
45	4	21,15	4'563136,82	125	225000
70	1/0	53,59	29'186.898,20	200	750000
IA: Interruptor Automático.					

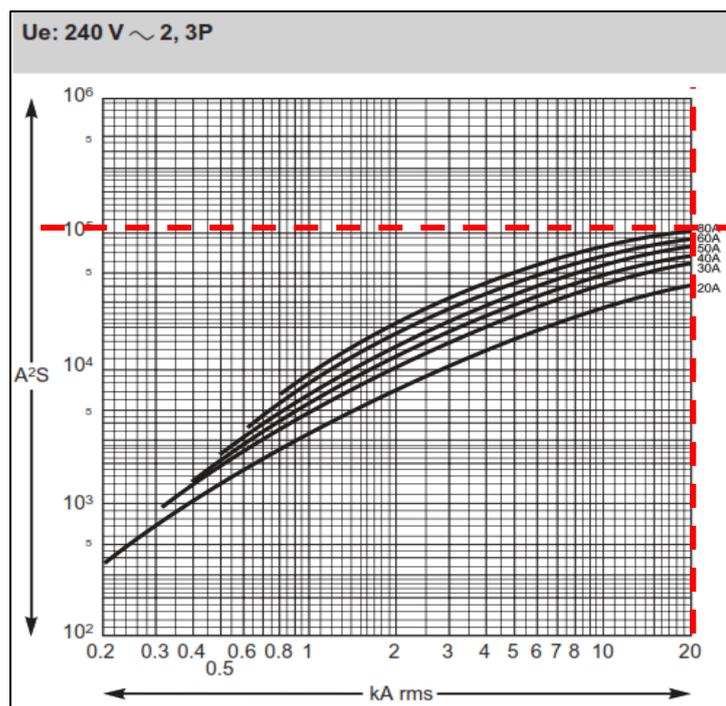
En la Fig 3.12 y 3.13 se muestran las gráficas los límites térmicos de los interruptores automáticos que se han seleccionado previamente para los transformadores de distribución de bajo voltaje del alimentador en estudio.



a)



b)



c)

Fig.3.12. Energía específica pasante: a) IA C60N. b) IA Compact NSX. c) IA C120. Fuente: (Schneider Electric, 2020).

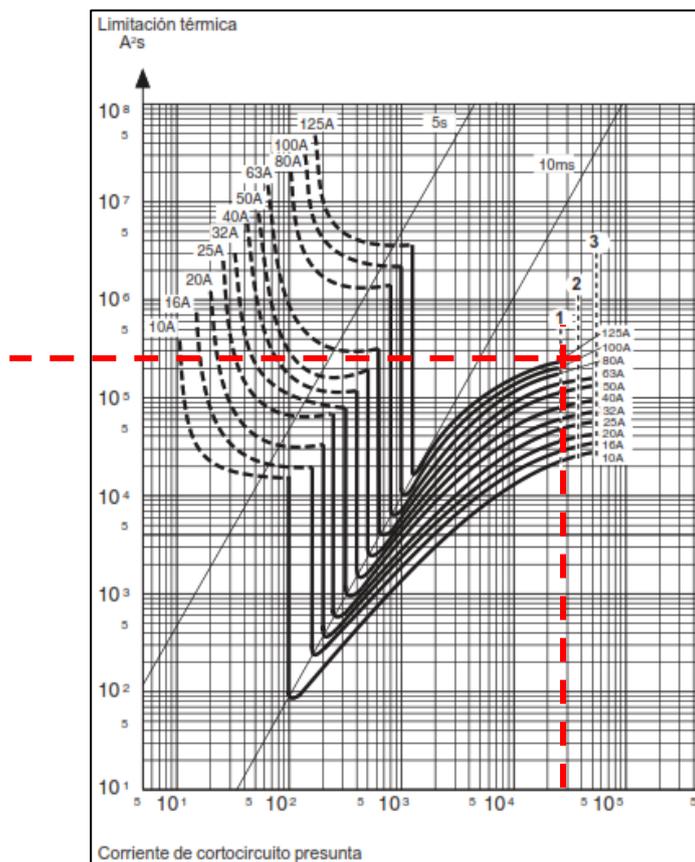


Fig.3.13. Energía específica pasante del IA NG125. Fuente: (Schneider Electric, 2020).

Finalmente, analizando la energía específica que soporta el conductor (S^2k^2) y la energía específica del IA (I^2t) en el instante de extinción arco eléctrico ante un cortocircuito, se determina que satisface la condición. Por tanto, los conductores seleccionados son los apropiados.

CONCLUSIONES

- Una metodología de coordinación de protecciones en un sistema eléctrico permite establecer reglas a seguir para la selección de los dispositivos de protección, mediante una consecución de procedimientos de acuerdo a las características técnicas de los equipos diseñados para este fin, con el propósito de salvaguardar todos los elementos eléctricos instalados en red eléctrica.
- Entre los pequeños interruptores automáticos destinadas para las instalaciones domésticas y análogas normalmente solo existe selectividad parcial debido a que su operación tanto en la zona de sobrecarga como la de cortocircuito no presenta la opción regulable.
- Cuando existe selectividad parcial entre interruptores automáticos, generalmente hay un límite de selectividad entre ambos; donde, si la corriente de falla es menor a este valor, solo opera el dispositivo inmediatamente superior a la falla, caso contrario si la falla supera aquel límite provoca también la operación del dispositivo instalado aguas más arriba.
- Se consigue selectividad total entre los pequeños interruptores automáticos cuando el dispositivo de protección instalado aguas abajo tiene una intensidad nominal (I_n) extremadamente inferior que el dispositivo instalado aguas arriba, consecuentemente este detalle imposibilita la aplicación de esta técnica de coordinación en las instalaciones domésticas.
- Al utilizar los interruptores automáticos de caja moldeada (MCCB) se tiene mayores posibilidades de encontrar selectividad tanto parcial como total, porque estos equipos presentan opciones regulables tanto para el disparo térmico como para el disparo magnético.
- Los interruptores automáticos de caja moldeada al tener una amplia gama de funciones, la selección y su utilización presenta un cierto nivel de complejidad, lo que hace necesario para su manipulación personal técnico capacitado y no apto para las instalaciones domésticas.

- Se consigue selectividad entre el fusible NH y el interruptor automático cuando la curva característica del IA no toca la curva del fusible, generalmente este cometido se consigue con capacidades nominales (I_n) muy inferiores.
- Para los dispositivos de protección de bajo voltaje limitadores de corriente que operan en tiempos inferiores al 0.1 (s), ante las corrientes de cortocircuito, es fundamental evaluar la limitación térmica que disipan con el fin de salvaguardar el equipo o elemento eléctrico protegido y asegurar la selectividad con otros dispositivos de protección.
- Para la coordinación entre los fusibles Slow Fast (SF) y NH, se tomó en consideración un punto crítico en la zona de disparo térmico del fusible SF. Donde se determinó que si la curva del fusible NH en aquel punto se sobrepone a la curva del fusible SF no habrá selectividad entre los dos fusibles.
- Para mantener vigente el programa gubernamental de coacción eficiente (PEC) y tener selectividad entre los dispositivos de protección de la red monofásica de bajo voltaje es necesario instalar transformadores de potencia nominal igual o superior a 25 kVA en el tipo autoprotegido y/o 37,5 kVA en los de tipo convencional.

RECOMENDACIONES

- Utilizar equipos de protección de un solo fabricante porque facilita la selección y ayuda a determinar la selectividad que existen entre ellos mediante la información técnica de cada dispositivo de protección.
- Emplear interruptores automáticos de caja moldeada para la protección de la red de principal de bajo voltaje y las derivaciones en los transformadores de distribución con el propósito de ampliar la gama de funciones de protección contra las sobrecorrientes.
- Hacer uso de la metodología de coordinación propuesta con el fin de mejorar los indicadores de la calidad de servicio en función del consumidor y reducir el número de registros y el tiempo de duración de las interrupciones.
- Revisar de forma detallada las características técnicas de los dispositivos de protección proporcionada por el fabricante, ya que ciertas características técnicas pueden variar de acuerdo a la norma de fabricación aplicada y de los fabricantes.

Referencias

ABB. (2019). *Tablas de selectividad*. Obtenido de www.abb.com:

<https://library.e.abb.com/public/24477af352bdb183c1256d6600527d86/Tablas%20de%20coordinaci3n%20.pdf>

ABB. (s.f.). *abb.com*. Obtenido de [abb.com](http://www.abb.com):

[https://library.e.abb.com/public/6db6e1dfafef4787ab043d79c4c79e10/Catalogo%20System%20ProM%20\(2014\).pdf](https://library.e.abb.com/public/6db6e1dfafef4787ab043d79c4c79e10/Catalogo%20System%20ProM%20(2014).pdf)

ACAE. (2011). *acae.com.es*. Obtenido de [acae.com.es](http://www.acae.com.es):

<https://www.acae.es/catalogos/abb/fiebdc/cap10-datos-tecnicos.pdf>

AEA. (2006). *Reglamentaci3n para la Ejecuci3n de Instalaciones El3ctricas en Inmuebles*. Buenos Aires:

https://www.academia.edu/28075086/Reglamentaci3n_para_la_Ejecuci3n_de_Instalaciones_El3ctricas_en_Inmuebles_Aea_90364. Obtenido de

https://www.academia.edu/28075086/Reglamentaci3n_para_la_Ejecuci3n_de_Instalaciones_El3ctricas_en_Inmuebles_Aea_90364

Arancibia, F. (14 de Noviembre de 2016). *Protecciones el3ctricas*. Obtenido de

https://es.slideshare.net/naibafdiango/protecciones-elctricas-68871713?from_action=save

Arias, G. S., Ustariz Farfan, A., & Cano, P. (2017). Waveform characteristics assessment by the operation of protective devices. *IEEE*.

Asociaci3n de Fabricantes de Material El3ctrico (AFME). (2014). *Cuadernos de Dيبulgaci3n T3cnica. Aplicaci3n de los Interruptores Autom3ticos de Baja Tensi3n*. Madrid: AENOR. Obtenido de www.afme.es.

Bartosiewicz, E., Kowalik, R., & Marcin, J. (2013). Overview and Test Results of Modern Pilot Schemes for Coordination of Line Distance Protection Relays. *IEEE*.

Benabid, R., Zellagui, M., Boudour, M., & Chaghi, A. (2014). Considering the series compensation in optimal coordination of directional overcurrent protections using PSO technique. *IEEE*.

- Carrasco, E. (2008). *Instalaciones eléctricas de baja tensión en edificios de viviendas*. Madrid: TEBAR, S.L.
- Castaño, S. (2003). *Protección de sistemas eléctricos*. Manizales.
- Chintelectric. (s.f.). *chintelectrics.es*. Obtenido de chintelectrics.es:
<http://chintelectrics.es/catalogogeneral.html>
- Colmenar, A., & Hernández, J. L. (2014). *Instalaciones eléctricas en baja tensión*. Madrid: Editorial RA - MA S.A.
- Conejo, A. J., Arroyo, J. M., Milano, F., Alguacil, N., Polo, J. L., García, R., . . . López, L. (2007). *Instalaciones eléctricas*. Madrid: McGRAW-HILL/INTERAMERICANA DE ESPAÑA S.A.
- Copaipa. (Junio de 2015). *www.Copiapa.org.ar*. Obtenido de www.Copiapa.org.ar:
<http://electrico.copaipa.org.ar/attachments/Curso-COPAIPA.pdf>
- EATON. (Noviembre de 2014). *cooperbusmann.com*. Obtenido de [cooperbusmann.com](http://www1.cooperbusmann.com/pdf/ea5c7af2-43b5-4430-8c7b-9d7edebe337d.pdf):
<http://www1.cooperbusmann.com/pdf/ea5c7af2-43b5-4430-8c7b-9d7edebe337d.pdf>
- Electrocable. (2018). *electrocable.com*. Obtenido de [electrocable.com](https://www.electrocable.com/index.php/es/categorias-productos/construccion/aluminio.html):
<https://www.electrocable.com/index.php/es/categorias-productos/construccion/aluminio.html>
- EMELNORTE. (2019). *Fusibles para la protección de transformadores de distribución*. Ibarra.
- EMELNORTE S.A. (2019). *Departamento de Estudios Eléctricos*. Ibarra.
- ETI. (s.f.). *etigroup.eu*. Obtenido de [etigroup.eu](https://www.etigroup.eu/component/product/?view=ident&levelid=351&id=002311101):
<https://www.etigroup.eu/component/product/?view=ident&levelid=351&id=002311101>
- Fernández, F. (2016). *Montaje y mantenimiento de redes eléctricas aéreas de baja tensión*. Cano Pina SL.
- Fernández, F. (2016). *Montaje y mantenimiento de redes eléctricas de baja tensión*. Ediciones Canopina.
- Gijón, J. (16 de Julio de 2013). *SlideShare.net*. Obtenido de [SlideShare.net](https://es.slideshare.net/Otorongosabroso/corrientes-de-cortocircuito-y-selectividad-en-redes-de-baja-tensin-abb):
<https://es.slideshare.net/Otorongosabroso/corrientes-de-cortocircuito-y-selectividad-en-redes-de-baja-tensin-abb>

- Gil, J., García, C., & Lasso, D. (2010). *Instalaciones eléctricas interiores*. Madrid: Paraninfo S.A.
- González, M. (2019). *Estudio de coordinación de protecciones para los alimentadores de la subestación Túlcan, utilizando la metodología aplicada de EMELNORTE*. Obtenido de Estudio de coordinación de protecciones para los alimentadores de la subestación Túlcan, utilizando la metodología aplicada de EMELNORTE.:
<http://repositorio.utn.edu.ec/bitstream/123456789/9603/2/04%20MEL%20071%20TRABAJO%20GRADO.pdf>
- Hewitson, L., Brown, M., & Ramesh, B. (2004). *Practical Power System Protection*. Oxford: Elsevier.
- IEC-60269-1. (s.f.). IEC (Fusibles de bajo voltaje. Requerimientos generales).
- IEC-60269-2. (2010). IEC (Fusibles de bajo voltaje. Requerimientos adicionales para fusibles para el uso de personas autorizadas).
- IEC-60898. (s.f.). IEC 60898 (Interruptores automáticos para instalaciones domésticas y análogas para la protección contra sobrecorrientes).
- IEC-60947-2. (s.f.). IEC (Aparatos de baja tensión. Interruptores Automáticos).
- Iglesias, A. (2014). *Instalaciones de distribución*. Madrid: Cano Pina, S.L.
- Iglesias, A. (2014). *Instalaciones de distribución*. Madrid: Cano Pina, S.L.
- Ishchenko, D., Oudalov, A., & Stoupis, J. (2012). Protection Coordination in Active Distribution Grids with IEC 61850. *IEEE*.
- Jaeger, J., Lubiowski, R., Krebs, R., & Ziegler, G. (2009). Protection Coordination – An Important Task for Network Security. *IEEE*.
- Larsen, E., & Degnan, J. (2008). Selective Coordination in Low-Voltage Power Distribution Systems: Is the Level Important? . *IEEE*.
- Legrand. (2019). *Legrand.es*. Obtenido de Legrand.es: <https://www.legrand.es/documentos/Guia-Selectividad-Potencia-Legrand.pdf>
- Luna, L., García, J., Adrados, C., García, E., Gutiérrez, J., & Pérez, S. d. (2008). *Instalaciones eléctricas de baja tensión en el sector agrario y agroalimentario*. Madrid: Ediciones Mundi - Prensa.

Madeinchina. (s.f.). *made-in-china.com*. Obtenido de made-in-china.com: https://es.made-in-china.com/co_nxhuiheng/product_High-Quality-Quartz-Sand-Powder-White-Quartz-Sand_rnsihyuig.html

Magnetron. (2018). *magnetron.com.co*. Obtenido de magnetron.com.co: http://www.magnetron.com.co/images/2018/PDF-GUIAS-TECNICAS/guia_transformador_monofasico_convencional.pdf

Magnetron. (s.f.). *magnetron.com.co*. Obtenido de magnetron.com.co: <http://www.magnetron.com.co/es/productos/transformador-de-distribucion-convencional/transformador-autoprotegido>

Mendoza, A. J. (2012). *Montaje de redes electricas aereas de baja tension*. Málaga: INNOVACIÓN Y CUALIFICACIÓN S.L.

MIDUVI, & NEC. (2018). *INSTALACIONES ELÉCTRICAS*. QUITO.

Moreno, F., Zubiaurre, J., & Mirralles, J. (2014). *Instalaciones eléctricas interiores*. Cano Pina S.L.

NTE INEN 2114. (2004). *Instituto Ecuatoriano de Normalización*. Obtenido de Transformadores de distribucion nuevos monofásicos: <https://archive.org/details/ec.nte.2114.2004/page/n5/mode/2up>

NTE INEN 2115. (2004). *Instituto Ecuatoriano de Normalización*. Obtenido de Transformadores de distribucion nuevos trifásicos: <https://archive.org/details/ec.nte.2115.2004/page/n1/mode/2up>

Pérez, P. A. (2008). *Transformadores de distribución*. México: REVERTÉ EDICIONES S.A.

Razo, F. (19 de Noviembre de 2016). *Trafomex.com.mx*. Obtenido de Trafomex.com.mx: <https://www.trafomex.com.mx/coordinacion-de-protecciones/>

Reproel. (s.f.). *reproel.com.ar*. Obtenido de reproel.com.ar: http://reproel.com.ar/producto_fusibles_acr_nh_gtr.php

Schneider Electric. (30 de Abril de 2011). *SchneiderElectric.com*. Obtenido de SchneiderElectric.com: <https://www.se.com/es/es/download/document/ESMKT01033A11/>

- Schneider Electric. (2019). *Schneider Electric.com*. Obtenido de Schneider Electric.com:
https://download.schneider-electric.com/files?p_enDocType=Specification+guide&p_File_Name=020512_I08.pdf&p_Doc_Ref=020512I08
- Schneider Electric. (12 de Agosto de 2019). *SchneiderElectric.com*. Obtenido de SchneiderElectric.com:
https://www.se.com/ww/resources/sites/SCHNEIDER_ELECTRIC/content/live/FAQS/380000/FA380745/es_ES/Curvas%20Limitaci3n%20NSXm.pdf
- Schneider Electric. (2020). *SchneiderElectric.com*. Obtenido de SchneiderElectric.com:
https://www.se.com/ww/resources/sites/SCHNEIDER_ELECTRIC/content/live/FAQS/276000/FA276500/es_ES/Curvas%20de%20Limitacion%20-%20Acti9.pdf
- Schneider Electric. (10 de Febrero de 2020). *SchneiderElectric.com*. Obtenido de SchneiderElectric.com: <https://www.se.com/co/es/download/document/LVPED217032EN/>
- SchneiderElectric. (2019). *Automata.cps.unizar.es*. Obtenido de Automata.cps.unizar.es:
http://automata.cps.unizar.es/bibliotecaschneider/BT/Guia/2_CoordInterrup.pdf
- SENPLADES. (2017). *Plan Nacional de Desarrollo 2017-2021*. Quito, Ecuador.
- SIGSA. (27 de Mayo de 2020). *sigsa.com.mx*. Obtenido de sigsa.com.mx:
<https://www.sigsa.info/productos/esri/plataforma-arcgis>
- Wright, A., & Newbery, G. (2008). *Electric Fuses*. London: The institution of engineering and technology.

Anexos

Anexo A: Fusibles NH para la protección de la red principal de bajo voltaje.

Fusible SF In (A)	Transformador Monofásico (kVA)	Fusible NH In (A)	Coordenadas	
			X	Y
3,1	37,5	125	819610,45	10037472,742
3,5	50	160	819746,769	10037620,605
3,1	37,5	125	819818,47	10037696,175
3,1	37,5	125	819887,289	10037772,129
3,1	37,5	125	819607,477	10037368,203
3,1	37,5	125	819688,522	10037456,769
1,0	15	50	819765,526	10037539,303
3,1	37,5	125	819814,856	10037591,614
0,7	10	35	819886,773	10037634,109
3,1	37,5	125	819875,794	10037554,367
2,1	25	100	819778,07	10037412,803
3,1	37,5	125	819888,901	10037508,683
3,1	37,5	125	819932,47	10037773,611
3,1	37,5	125	820040,523	10037966,631
3,5	50	160	819968,931	10037653,441
2,1	25	100	820022,207	10037568,744
3,5	50	160	820032,458	10037641,44
3,5	50	160	820064,326	10037832,263
3,1	37,5	125	820121,531	10037782,534
1,0	15	50	820065,593	10037455,341
1,0	15	50	820063,848	10037444,356
2,1	25	100	819977,182	10036909,232
3,1	37,5	125	820137,867	10037344,239
3,1	37,5	125	820110,398	10037180,715
2,1	25	100	820097,632	10036695,956
2,1	25	100	820185,698	10036744,585
1,0	15	50	820125,705	10036860,775
0,4	5	20	820133,64	10036908,463
2,1	25	100	820157,943	10037058,071

3,5	50	160	820186,801	10037226,311
0,7	10	35	820192,227	10037257,959
3,1	37,5	125	820211,556	10037374,657
3,1	37,5	125	820231,99	10037493,626
3,5	50	160	820292,243	10037481,682
3,5	50	160	820265,753	10037324,32
3,5	50	160	820236,751	10037155,308
1,0	15	50	820211,668	10037008,259
3,1	37,5	125	820299,897	10037096,323
3,5	50	160	820317,592	10037206,126
3,1	37,5	125	820336,045	10037313,851
3,5	50	160	820363,388	10037471,464
1,0	15	50	820371,201	10037520,917
3,5	50	160	820439,099	10037576,737
3,5	50	160	820411,901	10037420,463
3,5	50	160	820387,969	10037270,433
3,1	37,5	125	820372,937	10037184,318
3,1	37,5	125	820351,934	10037063,754
3,5	50	160	820404,192	10036924,504
3,1	37,5	125	820422,519	10037039,626
3,5	50	160	820445,857	10037182,118
3,5	50	160	820460,011	10037256,853
2,1	25	100	819995,87	10037142,542
3,1	37,5	125	819974,054	10037132,6
3,1	37,5	125	819836,66	10037154,958
3,1	37,5	125	819812,46	10037178,45
3,5	50	160	819748,964	10037145,755
3,1	37,5	125	819772,746	10037289,283
3,1	37,5	125	819699,652	10037267,401
3,1	37,5	125	819672,744	10037106,021
3,5	50	160	819646,328	10036944,266
3,1	37,5	125	819627,741	10036841,856
3,1	37,5	125	819589,303	10037091,683
3,5	50	160	819609,685	10037219,636
3,5	50	160	819473,346	10037056,666

3,1	37,5	125	819367,618	10037008,44
3,1	37,5	125	819408,982	10036958,905
1,0	15	50	819546,965	10036938,103
3,5	50	160	819265,935	10036998,729
3,5	50	160	819336,855	10037075,343
3,1	37,5	125	819486,067	10037237,0
3,5	50	160	819484,072	10037336,005
3,1	37,5	125	819228,15	10037061,293
1,0	15	50	819073,576	10036976,674
3,1	37,5	125	819195,8	10037107,809
1,0	15	50	819369,811	10037297,174
1,0	15	50	819350,373	10037313,654
1,0	15	50	819056,241	10037012,357
1,0	15	50	818733,078	10036666,445
2,1	25	100	818677,311	10036773,496
1,0	15	50	818798,651	10036832,405
2,1	25	100	818948,469	10037037,673
2,1	25	100	818953,11	10037128,004
2,1	25	100	818901,955	10037160,825
2,1	25	100	818988,705	10037341,02
2,1	25	100	818932,185	10037324,77
2,1	25	100	818870,662	10037196,827
2,1	25	100	818830,319	10037233,591
2,1	25	100	818887,005	10037350,858
2,1	25	100	818801,094	10037308,929
2,1	25	100	819020,519	10037304,144
3,5	50	160	819090,387	10037269,226
3,1	37,5	125	819113,487	10037202,12
1,0	15	50	819208,844	10037279,353
3,5	50	160	819999,363	10037844,237
0,7	10	35	819963,925	10037618,13
	Transformador Trifásico			
0,7	30	63	819049,1	10036949,05
0,7	30	63	819505,73	10037359,43

2,1	75	160	819512,594	10037265,281
2,1	75	160	820070,132	10037069,209
1,0	45	80	820071,108	10037073,703
0,7	30	63	820000,365	10037844,237
0,7	30	63	819880,845	10037663,399
1,0	45	80	820057,577	10037793,571
1,0	45	80	819675,08	10037599,096
0,7	30	63	819615,652	10037254,845
2,1	75	160	820019,046	10037165,107
2,1	75	160	820150,631	10037020,768

Anexo B: Interruptores automáticos aguas abajo de la red principal de baja voltaje.

S (kVA)	Corriente a plena carga (A)	Fusible NH (In)	IA (In)	Coordenadas	
				X	Y
5	20,83	20	4	820135,318	10036901,976
10	41,67	35	10	819993,73	10037318,722
15	62,50	50	13	820127,583	10036873,175
25	104,17	100	32	820011,333	10037541,503
37,5	156,25	125	50	819632,237	10037502,632
50	208,33	160	63	820049,886	10037678,265
IA: Interruptor automático.					

S (kVA)	Corriente a plena carga (A)	Fusible NH (In)	IA (In)	Coordenadas	
				X	Y
30	78,73	63	16	820011,816	10037843,99
45	118,09	80	25	820066,537	10037064,777
75	196,82	160	63	820063,206	10037046,324
IA: Interruptor automático.					

Anexo C: Fusibles para las derivaciones.

Fusible NH	Transformador	Fusible NH (Derivación)	Coordenadas	
			X	Y
125	37,5	80	819570,728	10037435,202
160	50	100	819693,893	10037563,072
125	37,5	80	819829,953	10037709,223
125	37,5	80	819908,426	10037767,354
160	50	100	819968,318	10037645,787
125	37,5	80	820177,881	10037945,39
50	15	32	820128,159	10037461,807
125	37,5	80	819387,997	10036936,884
160	50	100	819243,108	10036973,955
160	50	100	819388,267	10037131,32
125	37,5	80	819625,714	10036828,205
125	37,5	80	819830,012	10037141,45

Anexo D: Interruptores automáticos aguas abajo de la derivación.

S (kVA)	Corriente a plena carga (A)	Fusible NH Troncal (In)	Fusible NH derivación (In)	IA (In)	Coordenadas	
					X	Y
5	20,83	20	10	2	-	-
10	41,67	35	20	4	-	-
15	62,50	50	32	6	818672,269	10036895,602
25	104,17	100	63	16	818886,547	10037078,866
37,5	156,25	125	80	25	819607,603	10037406,151
50	208,33	160	100	35	819732,434	10037551,23

Nota:
IA: **Interruptor Automático.**

Anexo E: Curvas características de los fusibles de bajo voltaje.

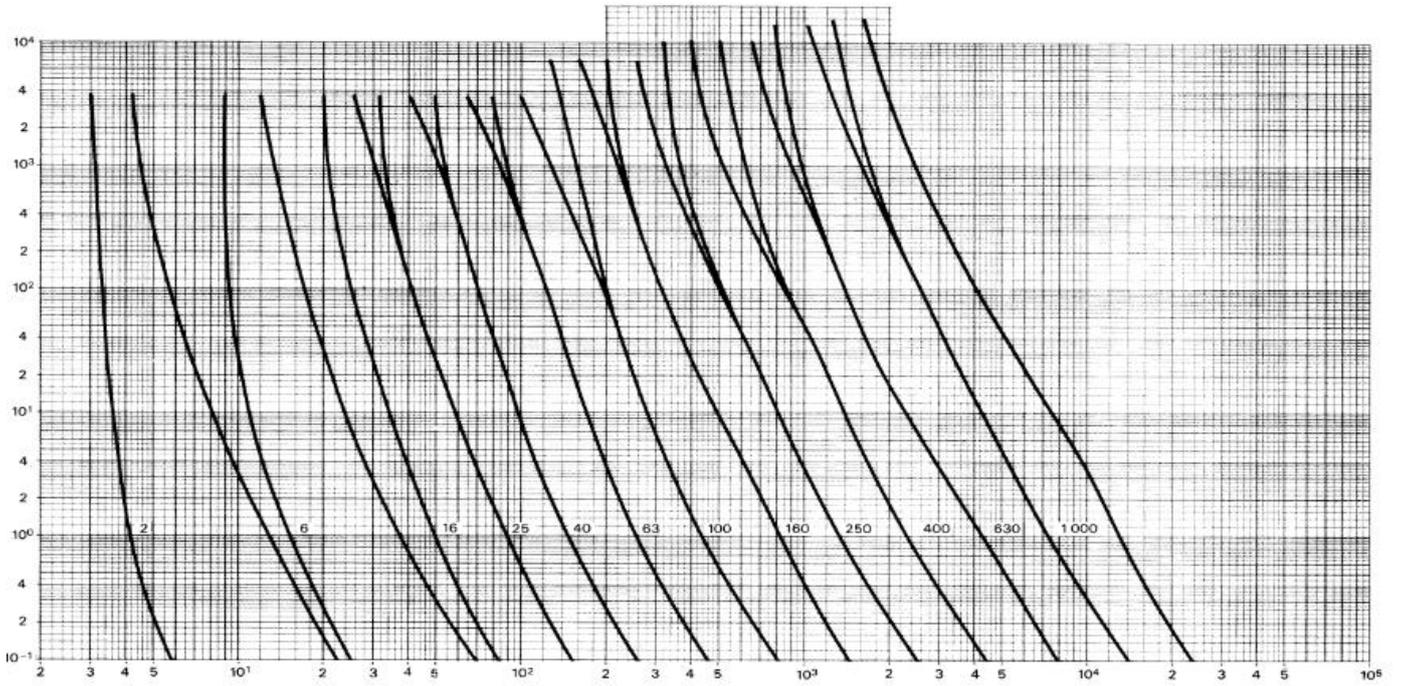
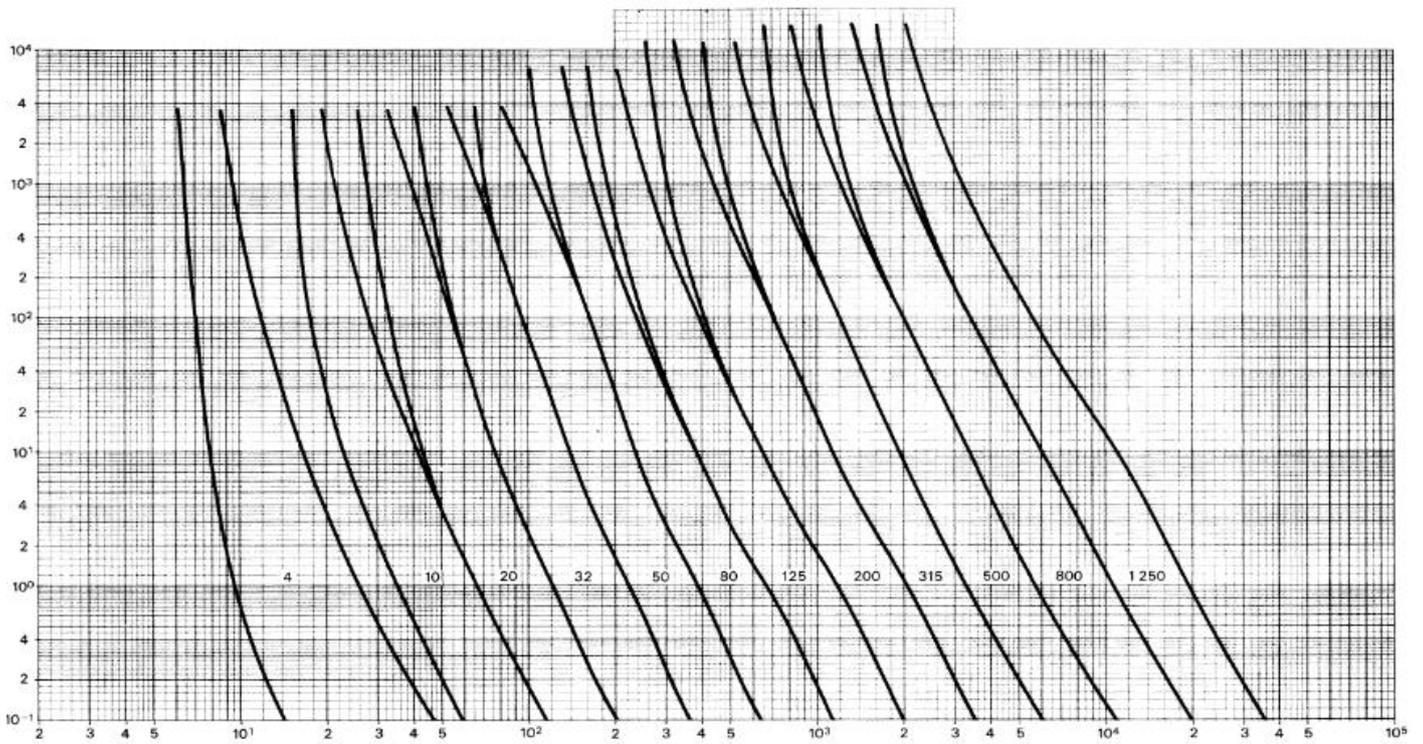


Figure 104 – Time-current zones for "gG" fuse-links

IEC 408/98



Anexo F: Cálculo de las corrientes de fusión de los fusibles.

Tabla 4.7. Corrientes de fusión y no fusión de los fusibles NH. Fuente: Autor.

	I_{nf}	I_f
Fusible NH	$1.5 (I_n)$	$2.1(I_n)$
2	3	4,2
4	6	8,4
	$1.5 (I_n)$	$1.9(I_n)$
6	9	11,4
10	15	19
	$1.25 (I_n)$	$1.6(I_n)$
16	20	25,6
20	25	32
25	31,25	40
32	40	51,2
40	50	64
50	62,5	80
63	78,75	100,8
80	100	128
100	125	160
125	156,25	200
160	200	256
200	250	320
250	312,5	400
315	393,75	504
400	500	640
500	625	800
630	787,5	1008
800	1000	1280
1000	1250	1600
1250	1562,5	2000

Anexo G: Corrientes y tiempo convencionales de los fusibles.

TABLA 2.3. Corrientes nominales y tiempos convencionales de los fusibles. Fuente: (IEC-60269-1)

Tiempos convencionales y corrientes			
Corriente nominal (A)	Tiempo convencional (h)	Corriente convencional	
		(I_{nf})	(I_f)
$16 \leq I_n \leq 63$	1	$1.25I_n$	$1.6I_n$
$63 < I_n \leq 160$	2		
$160 < I_n \leq 400$	3		
$400 < I_n$	4		

TABLA 2.4. Corrientes nominales y tiempos convencionales de los fusibles. Fuente: (IEC-60269-2, 2010)

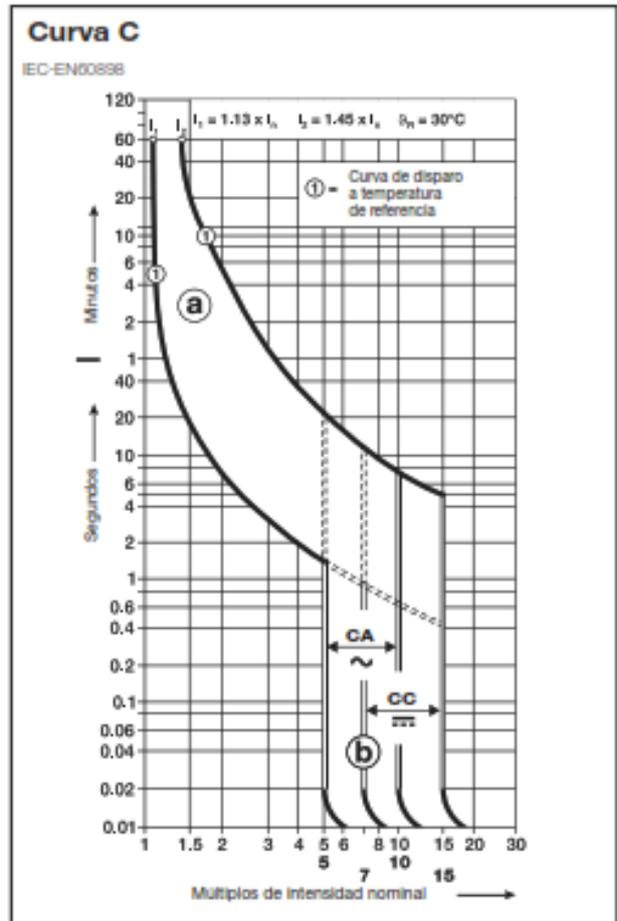
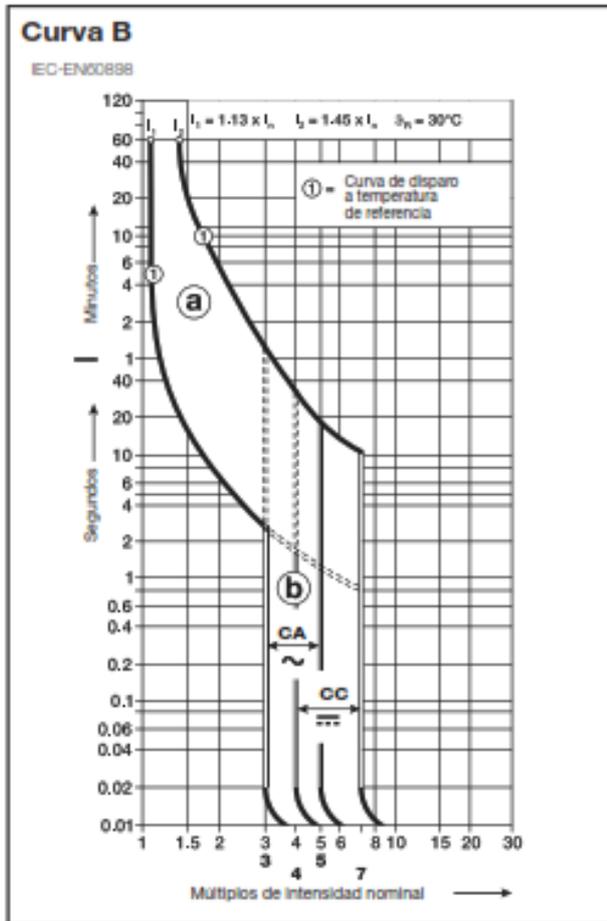
Tiempos convencionales y corrientes			
Corriente nominal (A)	Tiempo convencional (h)	Corriente convencional	
		(I_{nf})	(I_f)
$I_n \leq 4$	1	$1.5I_n$	$2.1I_n$
$4 < I_n < 16$	1	$1.5I_n$	$1.9I_n$

Anexo H: Curvas características de los IA's.

System
pro M compact®

Datos técnicos
Curvas de disparo

Interruptores
automáticos



- ⊙ Disparo térmico
- ⊙ Disparo electromagnético

Anexo I: Corrientes nominales y tiempos convencionales de los IA.

- Según la norma IEC 60898

TABLA 2.9. Corrientes nominales y tiempos convencionales de los IA's. Fuente: (IEC-60898)

Tiempos convencionales y corrientes					
Tipo de curva	Disparo térmico			Disparo magnético	
	$(I_n f)$	(I_f)	Tiempo convencional (h)	$n(I_n)$	T(s)
B	$1.13 I_n$	$1.45(I_n)$	1 ($I_n \leq 63$) 2 ($I_n \geq 63$)	3 - 5 I_n	≤ 0.1
C				5 - 10 I_n	
D				10 - 20 I_n	

Según la norma IEC 60947-2

TABLA 2.10. Corrientes nominales y tiempos convencionales de los IA's. Fuente: (IEC-60947-2)

Tiempos convencionales y corrientes			
Tipo de curva	Tiempo convencional (h)	Corriente convencional	
		$(I_n f)$	(I_f)
B	1 ($I_n \leq 63$)	$1.05 I_n$	$1.3 I_n$
C	2 ($I_n \geq 63$)		
D			

Anexo J: Clase de limitación de energía de los IA's.

- Según la norma IEC 60898

Tabla 2.11. Para interruptores automáticos de hasta 16 A. Fuente: (AEA, 2006)

Clase de limitación de energía					
Poder de corte (A)	Clase 1	Clase 2		Clase 3	
	$I^2t \text{ max.}$ (A^2s)	$I^2t \text{ max.}$ (A^2s)		$I^2t \text{ max.}$ (A^2s)	
	Tipos B y C	Tipo B	Tipo C	Tipo B	Tipo C
3000	Sin límite especificado	31000	37000	15000	18000
4500		60000	75000	25000	30000
6000		100000	120000	35000	42000
10000		240000	290000	70000	84000

Tabla 2.12. Para interruptores automáticos de $16 A < I_n \leq 32 A$. Fuente: (AEA, 2006)

Clase de limitación de energía					
Poder de corte (A)	Clase 1	Clase 2		Clase 3	
	$I^2t \text{ max.}$ (A^2s)	$I^2t \text{ max.}$ (A^2s)		$I^2t \text{ max.}$ (A^2s)	
	Tipos B y C	Tipo B	Tipo C	Tipo B	Tipo C
3000	Sin límite especificado	40000	50000	18000	22000
4500		80000	100000	32000	39000
6000		130000	160000	45000	55000
10000		310000	370000	90000	110000

Anexo K: Valores k para conductores eléctricos de aluminio y cobre.

Tabla 2.15. Valores de k para conductores desnudos. Fuente: (AEA, 2006).

		Material conductor					
		Cobre		Aluminio		Acero	
Condiciones	Temperatura inicial (C°)	K	Máxima temperatura (C°)	K	Máxima temperatura (C°)	K	Máxima temperatura (C°)
Visible y en área restringida	40	224	500	122	300	81	500
Condiciones normales	40	153	200	101	200	56	200
Con riesgo de fuego	40	131	150	87	150	48	150

Tabla 2.16. Valores de k para conductores aislados. Fuente: (AEA, 2006).

K							
Aislación de conductores	PVC	PVC	EPR/XLPE	Goma 60 °	Mineral		
	≤300 mm ²	>300 mm ²			PVC	Desnudo	
Temperatura inicial C°	70	70	90	60	70	105	
Temperatura final C°	160	140	250	200	160	250	
Material conductor	Cobre	115	103	143	141	115	135/115
	Aluminio	76	68	94	93	-	93
	Uniones estañadas	115	-	-	-	-	-