

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE



Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas
Carrera de Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico

**“ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA LOS
ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN TULCÁN, UTILIZANDO LA
METODOLOGÍA APLICADA EN LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE S.A.
(EMELNORTE)”.**

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

Autor:

Jimmy Martín González Játiva

Director:

MSc. Segundo Hernán Pérez Cruz

Asesores:

MSc. Olger Gilberto Arellano Bastidas

PhD. Gerardo Isaías Collaguazo Galeano

Ibarra – Ecuador

2019



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:	100350617-5		
APELLIDOS Y NOMBRES:	González Játiva Jimmy Martín		
DIRECCIÓN:	Urcuquí, Flavio Noboa (NS 11-11), Antonio Ante		
EMAIL:	jmgonzalezj@utn.edu.ec		
TELÉFONO FIJO:	062939154	TELÉFONO MÓVIL:	0999388676

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN TULCÁN, UTILIZANDO LA METODOLOGÍA APLICADA EN LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE S.A. (EMELNORTE).
AUTOR:	González Játiva Jimmy Martín
FECHA: DD/MM/AAAA	28/10/2019
SOLO PARA TRABAJOS DE GRADO	
PROGRAMA:	<input checked="" type="checkbox"/> PREGADO <input type="checkbox"/> POSGRADO
TÍTULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico
ASESOR/ DIRECTOR:	MSc. Hernán Pérez

2. CONSTANCIA

El autor manifiesta que la obra objeto de la presente autorización es original y se la desarrollo sin violar derechos de autor de terceros, por lo tanto, declaro que la obra es original y que el titular de los derechos patrimoniales, por lo que asumo la responsabilidad sobre el contenido de la misma y saldré en defensa de la Universidad en caso de reclamo por parte de terceros.

Ibarra, a los 28 días del mes de octubre de 2019

EL AUTOR:

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Jimmy Martin González Játiva', written over a horizontal dotted line.

Jimmy Martin González Játiva

100350617-5



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

DECLARACIÓN

Yo, Jimmy Martín González Játiva, con cedula de identidad No. 100350617-5, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría, y que este no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo a la Universidad Técnica del Norte, según lo establecido por las leyes de Propiedad Intelectual y Normatividad vigente de las mismas.

EL AUTOR:

Jimmy Martín González Játiva

100350617-5



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

ACEPTACIÓN DEL DIRECTOR

MSc. Hernán Pérez

CERTIFICA

Que después de haber examinado el presente trabajo de investigación elaborado por el señor estudiante; González Játiva Jimmy Martín, certifico que ha cumplido con las normas establecidas en la elaboración del trabajo de investigación titulado: **“ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN TULCÁN, UTILIZANDO LA METODOLOGÍA APLICADA EN LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE S.A. (EMELNORTE)”**. Para la obtención de título de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico; aprobando la defensa, impresión y empastado.

.....
MSc. Hernán Pérez

DIRECTOR DE TESIS

Dedicatoria

Dedico mi trabajo de grado principalmente a Dios y a mis padres, Jaime Ramiro González Almeida y Daicy Alexandra Játiva Ramírez por el apoyo, la confianza y ser el pilar fundamental para haya logrado una meta más en el transcurso de mi vida, agradecerles infinitamente por su sacrificio día a día que hacen para que siga adelante con mis estudios y mi formación.

A mi hermana Andrea Lizeth González Játiva que a pesar de las diferencias siempre ha estado a mi lado en los buenos y malos momentos, confiando y apoyándome siempre y dándome fuerzas para seguir adelante.

A mis tíos, tías, primos y abuelos que los aprecio y quiero mucho y siempre estuvieron dispuestos ayudarme de una u otra manera pero siempre me han brindado su apoyo incondicional.

Agradecimiento

Primero a Dios por darme la fuerzas y su guía en los momentos difíciles de mi vida y a Carito que desde el cielo siempre serás mi ángel de la guarda.

A mis padres y familiares por todo el apoyo brindado.

A la Universidad Técnica del Norte y a sus docentes por ser guías en mi formación profesional.

Agradezco al Magister Hernán Pérez que como mi tutor me brindo su asesoría y conocimientos para llevar a cabo este trabajo de grado.

Al Departamento de Estudios Eléctricos y al personal que me brindo la ayuda necesaria de la Empresa Eléctrica EMELNORTE S.A. por su colaboración para realizar este estudio.

Tabla de Contenido

AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN.....	II
1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA.....	II
2. CONSTANCIA.....	III
DECLARACIÓN.....	IV
ACEPTACIÓN DEL DIRECTOR.....	V
Dedicatoria.....	VI
Agradecimiento.....	VII
Tabla de Contenido.....	VIII
Índice de Figuras.....	XI
Índice de Tablas.....	XIII
Resumen.....	XV
Abstract.....	XV
A.1 INTRODUCCIÓN.....	XVI
A.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	XVII
A.3 JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO.....	XVIII
A.4 ALCANCE DEL TRABAJO.....	XVIII
A.5 VIABILIDAD DEL TRABAJO.....	XVIII
A.6 OBJETIVO GENERAL.....	XIX
A.7 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	XIX
CAPÍTULO I.....	1
1. Marco Teórico.....	1
1.1. Sistema eléctrico.....	1
1.1.1. Elementos de un sistema de distribución.....	2
1.1.2. Clasificación de las redes eléctricas de distribución.....	2
1.2. Protecciones eléctricas.....	5
1.2.1. Objetivos de las protecciones eléctricas.....	6
1.2.2. Zonas de protección.....	6

1.2.3.	Protección principal y de respaldo.	7
1.2.4.	Características para los sistemas de protección	7
1.3.	Protección de sistemas de distribución.....	9
1.3.1.	Condiciones normales de operación.....	9
1.3.2.	Condiciones anormales de operación.....	11
1.3.3.	Coordinación de protecciones.	15
1.3.4	Dispositivos de protección para alimentadores primarios.....	15
1.4.	Coordinación de equipos de protección.	22
1.5.	Coordinación entre fusibles SF y el Transformador.	22
1.6.	Coordinación de fusible a fusible.	23
1.7.	Coordinación entre fusibles en derivaciones tipo “T” y conductores.....	25
1.8.	Coordinación entre relé y fusible.....	26
1.9	Software para coordinación de protecciones.	27
CAPÍTULO II.....		32
2.	Desarrollo.....	32
2.1.	Introducción.....	32
2.2.	Sistema eléctrico de la subestación Tulcán	33
2.3.	Cálculo de corrientes de cortocircuito en software CYMDIST.	35
2.4.	Modelación de equipos de protección en software CYMTCC.....	40
2.5.	Metodología para la implementación de la coordinación de protecciones	47
2.6.	Creación de la base ArcGIS.....	50
2.7.	Protección de los circuitos alimentadores	55
CAPÍTULO III.....		61
3.	Resultados.....	61
3.1.	Estudio del alimentador Tulcán 1.....	61
3.1.1.	Coordinación de protecciones	61
3.2.	Estudio del alimentador Tulcán 2.....	63

3.3. Estudio del alimentador Tulcán 3.....	65
3.4. Estudio del alimentador Tulcán 4.....	69
CONCLUSIONES.....	72
RECOMENDACIONES.....	74
REFERENCIAS.....	75
ANEXOS	77
Anexo A: Fusibles propuestos para el alimentador L1	77
Anexo B: Fusibles propuestos para el alimentador L2	78
Anexo C: Fusibles propuestos para el alimentador L3	79
Anexo D: Fusibles propuestos para el alimentador L4	83

Índice de Figuras

Fig. 1. Sistema eléctrico de distribución.....	1
Fig. 2. Diagrama unifilar de la topología radial.	3
Fig. 3. Diagrama unifilar de la topología en malla.....	4
Fig. 4. Diagrama unifilar de la topología en anillo.....	5
Fig. 5. Zonas de protección y solapamiento.....	7
Fig. 6. Ilustra esquemáticamente la relación entre la corriente nominal (I_n) del transformador y la corriente Inrush (I_r) durante la energización del mismo.	10
Fig. 7. Corriente de pico de carga fría.	11
Fig. 8. Cortocircuito monofásico.	13
Fig. 9. Cortocircuito de dos fases.	13
Fig. 10. Cortocircuito de dos fases a tierra.....	14
Fig. 11. Cortocircuito trifásico.	14
Fig. 12. Características de operación de un fusible 50T.....	16
Fig. 13. Curvas características de fusibles.	18
Fig. 14. Reconectador automático.	19
Fig. 15. Seccionadores.....	20
Fig. 16. Curvas características tiempo – corriente.	21
Fig. 17. Indicador de fallas.....	21
Fig. 18. Simulación de la curva de daño de un transformador y los fusibles tipo SF y T.....	23
Fig. 19. Coordinación entre el relé principal y fusible.....	27
Fig. 20. Ventana principal de CYME – CYMDIST.....	28
Fig. 21. Ventana principal de CYMTCC.	29
Fig. 22. Ventana principal de ArcGIS – ArcMap.....	30
Fig. 23. Diagrama unifilar S/E Tulcán.....	33
Fig. 24. Selección de redes de distribución en CYMDIST.	36
Fig. 25. Selección de redes de distribución en CYMDIST.	37
Fig. 26. Propiedades de la red modificadas.....	37
Fig. 27. Ventana de simulación de cortocircuito de CYMDIST.	38
Fig. 28. Reporte de análisis.....	38
Fig. 29. Selección de datos a exportar.....	39
Fig. 30. Libro de Excel de datos del estudio de cortocircuito.....	40

Fig. 31. Datos del transformador de potencia.	41
Fig. 32. Configuración del relé general de fase y neutro.	42
Fig. 33. Corriente de cortocircuito máxima del relé.....	42
Fig. 34. Datos de la barra.....	43
Fig. 35. Datos del fusible.	43
Fig. 36. Diagrama en CYMTCC de los equipos de protección de la subestación Tulcán.	44
Fig. 37. Configuración de fusibles Tipo T.....	45
Fig. 38. Curvas características de los equipos de protección modelados de la subestación Tulcán.....	45
Fig. 39. Configuración general para del reconectador.....	46
Fig. 40. Ajuste de tiempo del reconectador.....	46
Fig. 41. Configuración de curvas del reconectador.....	47
Fig. 42. Curva de coordinación del reconectador.	47
Fig. 43. Análisis de corrientes máximas de coordinación entre fusibles SF y T.	49
Fig. 44. Análisis de corrientes de cortocircuito en derivaciones aguas abajo y derivaciones aguas arriba.	49
Fig. 45. Ventana de selección por atributos.....	51
Fig. 46. Ventana de selección por localización.....	51
Fig. 47. Almacenamiento de la capa “Tramo MT Aéreo”.....	52
Fig. 48. Ventana de selección de Tramos MT aéreos por colores.....	53
Fig. 49. Adición de archivo de corrientes de cortocircuito máximas.	54
Fig. 50. Ventana de adición de coordenadas XY.	54
Fig. 51. Esquema unifilar del alimentador L1.....	56
Fig. 52. Esquema de equipos de protección coordinados del alimentador L1.	56
Fig. 53. Esquema unifilar del alimentador L2.....	57
Fig. 54. Esquema de equipos de protección coordinados del alimentador L2.	58
Fig. 55. Esquema unifilar del alimentador L3.....	59
Fig. 56. Esquema de equipos de protección coordinados del alimentador L3.	59
Fig. 57. Esquema unifilar del alimentador L4.....	60
Fig. 58. Esquema de equipos de protección coordinados del alimentador L4.	60

Índice de Tablas

TABLA 1.1. Fusibles para protección de transformadores de 13,8 kV.	22
TABLA 1.2. Corrientes de falla máximas de coordinación entre fusibles SF y fusibles tipo T.	24
TABLA 1.3. Corrientes de falla máximas de coordinación entre fusibles T y T.	25
TABLA 1.4. Corrientes de fusión de fusibles tipo T y conductores.	26
TABLA 2.1. Interrupciones del sistema eléctrico de la subestación Tulcán.	34
TABLA 2.2. Índices de desconexión, S/E Tulcán.	35
TABLA 2.3. Ajuste de relés implementados en la subestación Tulcán.	35
TABLA 2.4. Impedancias equivalentes S/E Tulcán.	35
TABLA 2.5. Código identificador de los alimentadores de la subestación Tulcán.	36
TABLA 2.6. Información del transformador de potencia de la subestación Tulcán.	40
TABLA 2.7. Selección de corrientes máximas de coordinación.	50
TABLA 2.8. Rangos establecidos para derivaciones en los alimentadores con sus colores asignados.	50
TABLA 2.9. Formato para tramos del alimentador primario.	53
TABLA 2.10. Fórmulas para selección de corrientes de cortocircuito.	55
TABLA 3.1. Transformadores del alimentador L1 según su potencia.	61
TABLA 3.2. Protecciones alimentador L1.	61
TABLA 3.3. Límite de transformadores para mantener la coordinación de protecciones.	62
TABLA 3.4. Rangos de corrientes de cortocircuito establecidos para derivaciones en el alimentador L1.	62
TABLA 3.5. Número de fusibles por tipo.	62
TABLA 3.6. Relación de corrientes de fusión entre los fusibles selectos y los conductores.	62
TABLA 3.7. Sensibilidad de los fusibles selectos ante corrientes de cargas frías.	63
TABLA 3.8. Transformadores del alimentador L2 según su potencia.	63
TABLA 3.9. Protecciones alimentador L2.	64
TABLA 3.10. Límite de transformadores para mantener la coordinación de protecciones.	64
TABLA 3.11. Rangos de corrientes de cortocircuito establecidos para derivaciones en el alimentador L2.	64
TABLA 3.12. Número de fusibles por tipo.	64
TABLA 3.13. Relación de corrientes de fusión entre los fusibles selectos y los conductores.	65
TABLA 3.14. Sensibilidad de los fusibles selectos ante corrientes de cargas frías.	65
TABLA 3.15. Transformadores del alimentador L3 según su potencia.	65

TABLA 3.16. Protecciones alimentador L3.	66
TABLA 3.17. Límite de transformadores para mantener la coordinación de protecciones.....	67
TABLA 3.18. Rangos de corrientes de cortocircuito establecidos para derivaciones en el alimentador L3.	67
TABLA 3.19. Número de fusibles por tipo.	67
TABLA 3.20. Relación de corrientes de fusión entre los fusibles selectos y los conductores.	68
TABLA 3.21. Sensibilidad de los fusibles selectos ante corrientes de cargas frías.....	68
TABLA 3.22. Transformadores del alimentador L4 según su potencia.	69
TABLA 3.23. Protecciones alimentador L4.	70
TABLA 3.24. Límite de transformadores para mantener la coordinación de protecciones.....	70
TABLA 3.25. Rangos de corrientes de cortocircuito establecidos para derivaciones en el alimentador L4.	70
TABLA 3.26. Número de fusibles por tipo.	70
TABLA 3.27. Relación de corrientes de fusión entre los fusibles selectos y los conductores.	71
TABLA 3.28. Sensibilidad de los fusibles selectos ante corrientes de cargas frías.....	71

Resumen

El presente trabajo de grado tiene el propósito de realizar un estudio de coordinación de protecciones para los alimentadores de la subestación Tulcán, utilizando la metodología aplicada en la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A., con la información técnica brindada por el Departamento de Calidad de la Energía y Estudios Eléctricos respecto a los alimentadores en Medio Voltaje y dispositivos de protección. Para el presente estudio es necesario el manejo de los software computacionales como: CYMDIST, CYMTCC Y ArcGIS para la modelación y cálculo de corrientes de cortocircuito, coordinación de dispositivos de protección y ubicación georreferenciada de los alimentadores de la subestación Tulcán y mediante el desarrollo de los análisis y criterios de coordinación para la ubicación y ajuste de las protecciones eléctricas en los alimentadores para que el sistema eléctrico alcance un sistema de distribución confiable y seguro para brindar un servicio eléctrico de calidad y continuo al usuario y así reducir los índices de interrupción dentro de los límites que exige la regulación 005/18.

Palabras clave: Subestación, fusibles, alimentador, transformador, cortocircuito, derivaciones.

Abstract

This degree work has the purpose of carrying out a protection coordination study for the feeders of the "Tulcán" substation, using the methodology applied in "Empresa Eléctrica Regional Norte SA", with the technical information provided by the Department of Energy Quality and Electrical Studies regarding the medium voltage feeders and protection devices. For this study it is necessary to manage software such as: CYMDIST, CYMTCC and ArcGIS for the modeling and calculation of short-circuit currents, coordination of protection devices and georeferenced location of the feeders of the substation and through the development of analysis and coordination criteria for the location and adjustment of the electrical protections in the feeders so that the electrical system reaches a reliable and safe distribution system to provide a quality and continuous electrical service to the user reducing the interruption rates within the limits required by the regulation 005/18.

Keywords: Substation, fuses, feeder, transformer, short circuit, leads.

Victor Rodriguez
P22



A.1 INTRODUCCIÓN

Debido a la importancia que representa la energía eléctrica en nuestra vida cotidiana, la cual es usada en la operación de diversos equipos eléctricos, electrodomésticos que se usan en el hogar, aire acondicionado, sistemas computacionales y video vigilancia así como en la operación de motores dentro de procesos industriales en manufacturación de productos, iluminación y semaforización, es importante contar con una buena calidad de servicio de energía eléctrica. La energía eléctrica además se ha empleado en la fabricación de la mayoría de los bienes y productos que utilizamos. Por consiguiente, las interrupciones que se producen por fallas en el sistema eléctrico afectan directamente a los usuarios. (Madrigal, 2003)

Aún los sistemas eléctricos bien diseñados ocasionalmente experimentan cortocircuitos dando como resultado altas corrientes de falla. Los dispositivos de protección de sobrecorriente deben aislar tales fallas en un punto adecuado y con seguridad para minimizar el daño en circuitos y equipos, además de dejar sin servicio al menor número de usuarios. La corriente que fluye durante un cortocircuito en cualquier punto de un sistema está limitada por la impedancia de los circuitos y equipos desde la fuente o fuentes hasta el punto de falla. (Castaño, 2003).

Para evitar la desconexión de todo el sistema, a los equipos eléctricos se debe instalar una protección adecuada y confiable en lugares estratégicos a lo largo del sistema eléctrico. Los relés de sobrecorriente a la salida de una subestación, protegen a la troncal del alimentador en caso de una falla de cortocircuito. Los reconectores se ubican aguas abajo de la troncal, su función es la de restaurar el servicio en caso de fallos transitorios en coordinación con fusibles y seccionadores para mantener los suministros en otro lugar del sistema, esto lleva a un servicio de electricidad óptimo con una mejor calidad y continuidad de suministro.

En el caso de una falla o condición anormal, el sistema de protección debe ser capaz de detectarla inmediatamente para aislar la sección afectada, permitiendo que el resto del sistema permanezca con servicio eléctrico. La protección debe ser lo suficientemente sensible como para operar cuando ocurre una falla de cortocircuito mínimo, pero debe ser lo suficientemente estable como para no operar cuando su equipo asociado transporta la corriente nominal máxima.

La presente investigación se desarrolla con la intención de realizar un estudio del sistema de coordinación de protecciones en la subestación Tulcán, ubicada en la provincia del Carchi, en el cantón Tulcán, la cual tiene una capacidad de 10MVA a 12.5MVA, la misma que es reductora de voltaje de 69kV a 13.8kV; esta subestación cuenta con relés de corriente electromecánicos que deben coordinarse con los fusibles que se determinen en las derivaciones de los alimentadores y los fusibles de los transformadores.

Mediante la aplicación de esta metodología en la Empresa Eléctrica Regional del Norte EMELNORTE, en el desarrollo de este estudio se podrá establecer los dispositivos de protección adicionales que se deben ubicar a lo largo del alimentador; esto es reconectores y/o seccionadores.

Entre las principales causas de fallas, se encuentran las descargas atmosféricas, el deterioro del aislamiento, el vandalismo, las ramas de árboles y los animales que entran en contacto con los circuitos eléctricos. La mayoría de las fallas son de naturaleza transitoria y, a menudo, se pueden eliminar sin pérdida de suministro, o solo con la interrupción más corta, mientras que las fallas permanentes pueden provocar interrupciones más prolongadas. (Holmes, 2011).

A.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El servicio eléctrico que brinda una empresa distribuidora en el país es controlado y regulado por ARCONEL que, dentro de sus regulaciones cuenta con los aspectos de calidad que la empresa debe ofrecer a la ciudadanía beneficiaria, como calidad del producto, que se refiere a los niveles del voltaje, perturbaciones de voltaje, y factor de potencia; también se encuentra la calidad de servicio técnico que considera las frecuencias de interrupciones del servicio eléctrico, y la duración de las interrupciones; otro aspecto es la calidad de servicio comercial que detalla la atención de solicitudes de sus clientes, atención de reclamos, y errores de medición y/o facturación.

La adecuada coordinación de protecciones en una subestación es fundamental para mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico ante condiciones de falla, independientemente de su causa una corriente de falla o cortocircuito debe ser aislada y corregida en el menor tiempo posible evitando desconexiones y malestar a los usuarios del servicio.

El servicio eléctrico puede ser interrumpido por diversas causas de régimen normal y/o anormal, que pueden provocar paralizaciones o fallas como: descargas atmosféricas, deterioro del aislamiento, ramas de árboles caídos sobre las líneas, fuertes vientos que provocan rupturas en las líneas, contactos por animales, y terremotos. Pueden incluirse también los accidentes de tránsito, colisiones con postes o equipos energizados.

EMELNORTE requiere establecer lineamientos en el momento de implementar nuevos proyectos de electrificación, en donde, por medio de factibilidad de servicio eléctrico se establece el tipo de conductores que deben utilizarse en sus proyectos eléctricos, si debe o no debe instalarse portafusibles y si las coordinaciones del alimentador permitirán la posibilidad de instalarse reconectores o seccionadores, en base a sus estudios previos de coordinación de protecciones.

Problema

¿Cómo realizar un estudio de coordinación de protecciones en los alimentadores de la subestación Tulcán, que permita disminuir los índices de interrupciones por causa de mala operación del sistema de protección?

A.3 JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO

La Regulación ARCONEL 005/18.- establece los niveles de la calidad de la presentación del servicio eléctrico de distribución y los procedimientos de evaluación a ser observaciones por parte de la empresa distribuidora.

Actualmente las empresas de distribución realizan análisis para mejorar la confiabilidad de sus sistemas eléctricos, esto se logra con los estudios de coordinación de protecciones el mismo que permitirá disminuir el índice de desconexiones debido a la correcta operación de los equipos de protección de la subestación Tulcán y a la vez reducir los efectos de fallas por descoordinación de protecciones en sus alimentadores, para lo cual se realizará un estudio que contenga un análisis y propuestas de mejoramiento de equipos de protección, y además su comprobación en base al diagrama de las curvas características de cada dispositivo ubicado en el sistema.

Los consumidores que utilizan el servicio eléctrico de la subestación Tulcán, exigen un servicio eléctrico de calidad, para poder realizar sus actividades cotidianas con normalidad, sin interrupciones del servicio y que los aparatos o equipos eléctricos residenciales como industriales, no resulten afectados por causa de fallas en el sistema eléctrico de distribución de EMELNORTE.

A.4 ALCANCE DEL TRABAJO

El estudio de coordinación de protecciones se lo realizo en los alimentadores primarios de la subestación Tulcán, mediante la elección de troncales, derivaciones primarias, secundarias y terciarias para la ubicación de fusibles, reconectores y seccionadores de ser el caso, utilizando para tal propósito herramientas computacionales como: CYMDIST, CYMTCC, ArcGIS y la nueva metodología adoptada por EMELNORTE para la coordinación de protecciones.

A.5 VIABILIDAD DEL TRABAJO

EMELNORTE brindo, con base al convenio firmado con la Universidad Técnica del Norte, la información técnica y registros de fallas en los alimentadores de la subestación, la misma que fue analizada y utilizada en los sistemas computacionales (softwares), CYMDIST, CYMTCC y ArcGIS, para realizar el estudio de coordinación de protecciones de los alimentadores primarios con sus correspondientes ajustes y especificaciones.

Las distintas herramientas computacionales fueron de ayuda para realizar simulaciones de corto circuito en el sistema, generando situaciones de análisis pertinentes para realizar el estudio de coordinación de protecciones en el sector. Además, que se utilizará el conocimiento adquirido en clase, la asistencia por parte de funcionarios de EMELNORTE y fuentes bibliográficas, que ayudan en la determinación de criterios para realizar este estudio.

A.6 OBJETIVO GENERAL

Realizar un estudio de coordinación de protecciones para los alimentadores de la subestación Tulcán, aplicando la metodología de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. (EMELNORTE).

A.7 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir los criterios técnicos y teóricos de la metodología de coordinación de protecciones implementada por EMELNORTE.
- Levantar información del sistema eléctrico de los alimentadores de la subestación, registros de fallas, tipos de interrupción, tiempo de duración de las interrupciones, tipos de protecciones utilizadas.
- Elaborar un estudio de coordinación de protecciones que permita la adecuada operación de los dispositivos de protección ante la ocurrencia de fallas.

CAPÍTULO I

Marco Teórico

1.1. Sistema eléctrico.

Un sistema eléctrico es el conjunto de elementos encargados de conducir la energía desde una subestación de potencia hasta el usuario. La distribución de energía comprende las líneas primarias de distribución, transformadores de distribución, líneas secundarias de distribución y las acometidas y medidores. (Yebra, 2009).

Las subestaciones de distribución reducen el voltaje de alto voltajes (AT) a nivel de medio voltaje (MV). La energía se transmite a través de las líneas de distribución a los transformadores de distribución en las que la tensión se reduce a nivel del consumidor y las líneas de energía de la empresa de servicios públicos o de distribución local transportan electricidad a los hogares o establecimientos comerciales. (Sallam & Malik, 2011).

En la figura 1.2 se aprecia el diagrama de un sistema eléctrico de distribución que comprende: generación, transmisión, subtransmisión, distribución y finaliza en los clientes o consumidores.

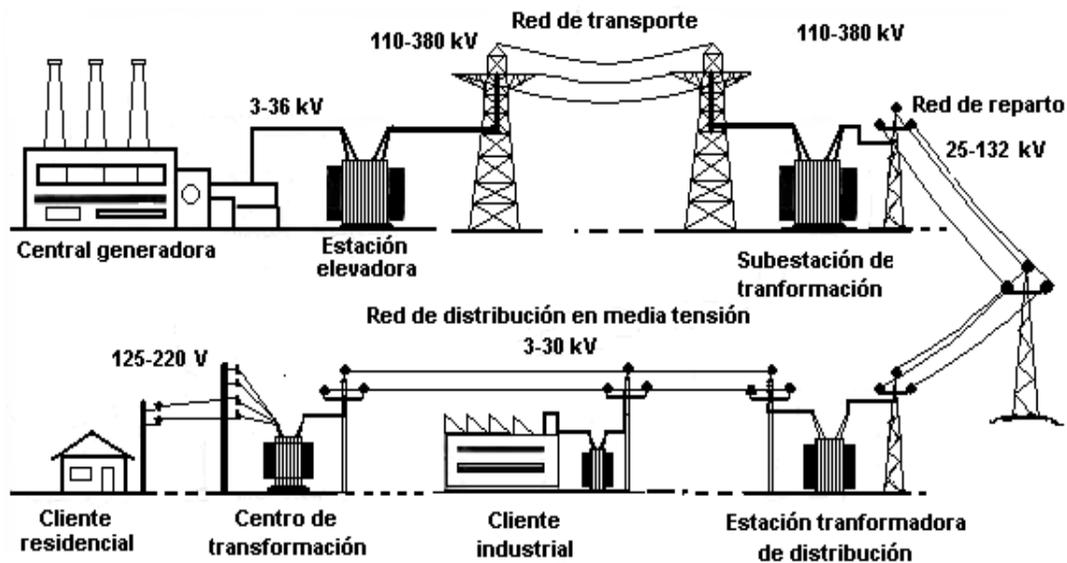


Fig. 1. Sistema eléctrico de distribución
Fuente: Construcciones eléctricas y civiles, Pontón (CELCIP, 2010).

1.1.1. Elementos de un sistema de distribución

Un sistema de distribución de energía eléctrica es la parte del sistema de suministro eléctrico, cuya función es el abastecimiento de energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales, está conformada por conjunto de equipos que permiten energizar de forma segura y confiable un número determinado de cargas, en distintos niveles de tensión. (Ordoñez & Nieto, 2010).

a. Subestación de distribución.- Son los equipos encargados de realizar la reducción de voltaje mediante un transformador de potencia a medio voltaje y suministrar energía eléctrica a los alimentadores primarios. (Freire & Hurtado, 2015).

b. Alimentadores primarios.- En el Ecuador estos circuitos tienen niveles de voltaje de 13.8 kV / 7.9kV, 6.3kV, 22kV, 22.86 kV / 13.2 kV, 34.5 kV / 19.92 kV y sirven para unir la subestación de distribución y los centros de transformación de distribución. En donde el tramo trifásico de mayor capacidad toma el nombre de troncal principal y las divisiones de red desde este punto se consideran derivaciones primarias, secundarias y terciarias. (Freire & Hurtado, 2015).

c. Transformadores de distribución.- Estos equipos eléctricos reducen el medio voltaje 22kV o 13,8kV (MV) a bajo voltaje 13,8kV (BV), estos circuitos tienen niveles de voltaje de 208/120V, 220/127V, 210/121V en circuitos trifásicos; en circuitos monofásicos dos hilos 120V, en circuitos monofásicos tres hilos 240/120V y sirven para unir los centros de transformación de distribución con los consumidores o usuarios finales. (Freire & Hurtado, 2015).

d. Alimentadores secundarios.- Esta etapa se localiza desde el secundario del transformador de distribución, en donde el nivel de voltaje se redujo a niveles de voltaje adecuados para el consumo de usuarios mediante redes de bajo voltaje, acometidas y medidores para el registro del consumo de energía eléctrica.

1.1.2. Clasificación de las redes eléctricas de distribución

- **Red radial**

El arreglo para un sistema de subtransmisión y distribución radial se muestra en la siguiente figura, las líneas de distribución se extienden desde la subestación como rayos de una rueda de bicicleta, de donde viene su nombre. (Viakon, 2011).

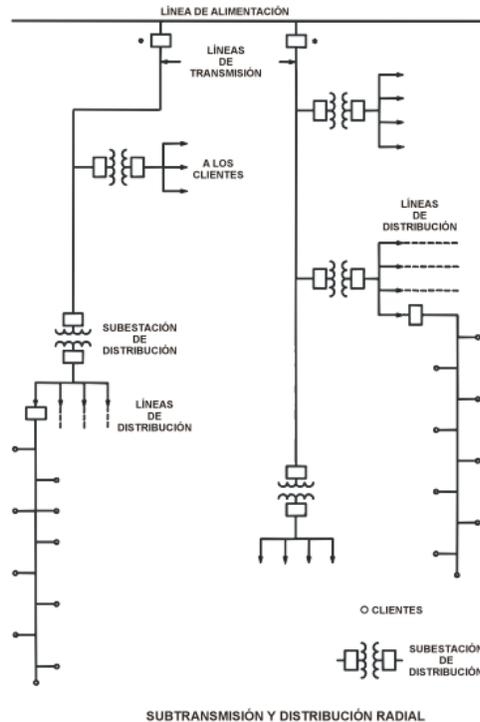


Fig. 2. Diagrama unifilar de la topología radial.
Fuente: Manual Eléctrico – Viakon (2011)

La principal ventaja de un arreglo radial es que son simples y económicos, y su principal desventaja es que cualquier problema generalmente deja a un número de usuarios fuera de servicio hasta que el problema se resuelva; de hecho, los sistemas de subtransmisión radiales no son muy usados. (Viakon, 2011)

Una modificación a un sistema de subtransmisión radial se usa cuando dos líneas de subtransmisión radiales en paralelo están aprovisionadas para transferir la carga a una línea no fallada en el evento de una falla en una de las líneas. (Viakon, 2011)

- **Red en malla.**

Esta conexión es más costosa que la de arreglo radial, debido a que requiere más equipamiento, pero cualquier punto sobre la línea tiene servicio desde dos direcciones. Si alguna está fuera, el cliente se puede alimentar desde otra dirección, los switches se deben colocar periódicamente alrededor de la malla, para que la sección que no funcione correctamente se pueda reparar sin retirar una gran parte de la línea de servicio. El arreglo en malla es bastante confiable pero también costoso. (Viakon, 2011)

Para proporcionar el servicio a los llamados clientes críticos, se puede adoptar una combinación de los llamados sistemas en malla y radial. La parte radial del sistema alimenta a unos pocos clientes residenciales, que pueden quedar fuera de servicio para cualquier condición de falla. (Viakon, 2011)

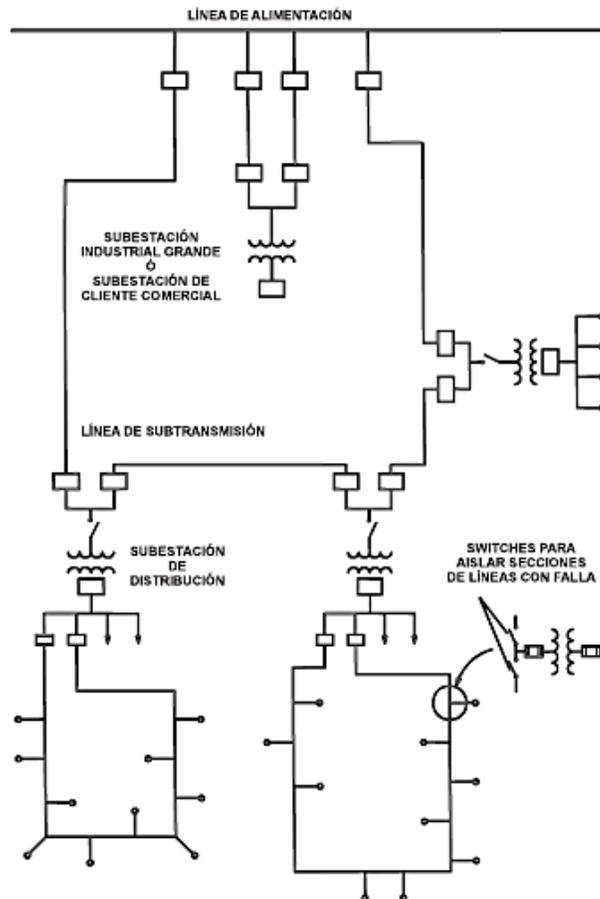


Fig. 3. Diagrama unifilar de la topología en malla.
Fuente: Manual Eléctrico – Viakon (2011).

- **Red en anillo.**

Con un sistema en anillo se tiene una doble alimentación, de forma que los clientes pueden ser alimentados por cualquiera de ellos, presentando una alternativa en la continuidad del servicio eléctrico en caso de que ocurra una interrupción o falla en alguno de los extremos del alimentador.

Según, (Ptolomeo, 2008), este sistema comienza en la estación central o subestación y hace un recorrido completo por el área a abastecer y regresa al punto de donde inició. Lo cual provoca que el área sea abastecida de ambos extremos, permitiendo aislar ciertas secciones en caso de alguna falla; este tipo de redes en anillo tienen el inconveniente de que, la aparición de una avería en un centro de transformación provoca el corte de suministro en toda la red.

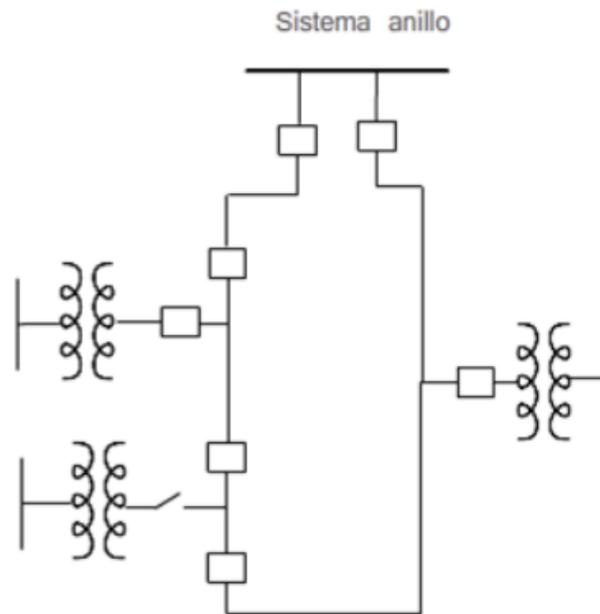


Fig. 4. Diagrama unifilar de la topología en anillo
Fuente: Sistemas de Distribución, Ptolomeo, (2008)

1.2. Protecciones eléctricas.

La función principal de un sistema de protección es la de causar la pronta remoción del servicio cuando algún elemento del sistema de potencia sufre un cortocircuito, o cuando opera de manera anormal. (Ramírez, 2003).

Las protecciones eléctricas son los dispositivos que tienen como principal finalidad la de detectar condiciones anormales en la operación de un Sistema Eléctrico de Potencia y tomar en forma automática las medidas que se requieran para restablecer la operación normal. (Villarrol, 2008).

En el caso de fallas en equipos eléctricos, la medida será retirarlos del servicio y, en el caso de fallas en un sistema eléctrico, será necesario aislar el sector que produce la anomalía, en cambio, las protecciones no son requeridas en condiciones normales pero deben estar disponibles

inmediatamente para manejar condiciones insoportables para el sistema y evitar daños mayores o paralizaciones no deseadas. (Villarroel, 2008).

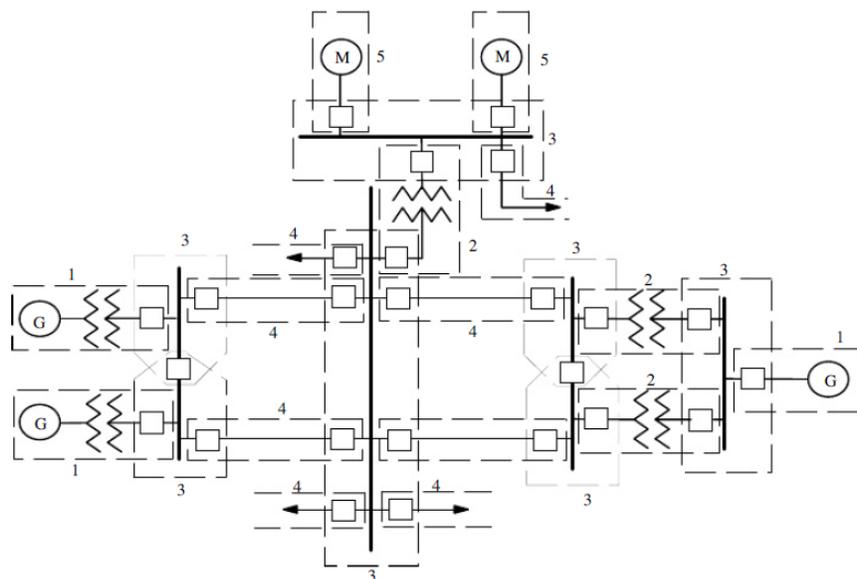
1.2.1. Objetivos de las protecciones eléctricas.

Según (Ramírez, 2003), los objetivos generales de un sistema de protección se resumen:

- Proteger efectivamente a las personas y los equipos.
- Reducir la influencia de las fallas sobre las líneas y los equipos.
- Cubrir de manera ininterrumpida el Sistema de Potencia (SP), estableciendo vigilancia el 100% del tiempo.
- Detectar condiciones de falla monitoreando continuamente las variables del SP (I, V, P, f, Z).

1.2.2. Zonas de protección.

El sistema eléctrico comprende ciertas zonas de operación según su tipo. Debido a la distancia que existe entre generación y consumo, es necesario organizar las protecciones por zonas y sobreponer unas con otras para conseguir que ninguna parte del sistema eléctrico se quede sin protección. Razón por la cual, se instalan disyuntores entre dos zonas de protección para que operen dependiendo el sector que ocurran las fallas. (Chacón, 2014).



1. *Generador o unidad generador-
transformador*
2. *Transformadores*

3. *Barra de subestaciones*
4. *Líneas de transmisión o distribución*
5. *Motores*

1.2.3. Protección principal y de respaldo.

Las zonas a proteger dentro de un sistema eléctrico deben tener dos sistemas de protecciones independientes, la protección principal y de respaldo:

- **Protección principal**

Un sistema de protección primaria debe operar cada vez que uno de sus elementos detecte una falla. Debe cubrir una zona de protección conformada por uno o más elementos del sistema de potencia, tales como máquinas eléctricas, líneas y barras. (Ramírez, 2003)

Es posible que para un elemento del sistema de potencia se tengan varios dispositivos de protección primaria. Sin embargo, esto no implica que estos no operarán todos para la misma falla. (Ramírez, 2003).

Debe notarse que la protección primaria de un componente de un equipo del sistema puede no necesariamente estar instalado en el mismo punto de ubicación del equipo del sistema; en algunos casos puede estar ubicado en una subestación adyacente. (Ramírez, 2003).

- **Protección de respaldo**

La protección de respaldo es instalada para operar cuando, por cualquier razón, la protección primaria no opera. Para obtener esto, el relevador de protección de respaldo tiene un elemento de detección que puede ser o no similar al usado por el sistema de protección primaria, pero que también incluye un circuito de tiempo diferido que hace lenta la operación del relevador y permite el tiempo necesario para que la protección primaria opere primero. (Ramírez, 2003).

Un relevador puede proporcionar protección de respaldo simultáneamente a diferentes componentes del equipo del sistema, e igualmente el mismo equipo puede tener varios relevadores de protección de respaldo diferentes. En efecto, es muy común que un relevador actúe como protección primaria para un componente de equipo y como respaldo para otro. (Ramírez, 2003).

1.2.4. Características para los sistemas de protección

Un sistema de coordinación de protección debe cumplir con ciertas características para su funcionamiento, las cuales son:

- **Selectividad**

Es la cualidad de las protecciones que les permite discriminar una falla eléctrica, con el objeto de aislar exclusivamente el equipo fallado, manteniendo en servicio lo que no sea imprescindible

desconectar. De este modo se obtiene la máxima continuidad del servicio con un mínimo de desconexiones. (Villarroel, 2008)

- **Rapidez**

Es conveniente que las protecciones operen en el mínimo tiempo posible, disminuyendo con ello la duración de la falla, las perturbaciones al resto del sistema y evitar consecuentes daños a los equipos. (Villarroel, 2008).

La rapidez redundante también en una mayor efectividad de las reconexiones automáticas y mejora la estabilidad del sistema. Aunque es deseable la operación instantánea de las protecciones, muchas veces esta cualidad debe sacrificarse con el objeto de mejorar otros aspectos, tales como la selectividad. (Villarroel, 2008).

- **Exactitud**

Las protecciones deben operar con la mínima desviación respecto de la magnitud teórica de ajuste. La exactitud, se expresa como un error de medida, es decir, como la razón entre el valor de operación y el valor teórico de ajuste. Las desviaciones máximas aceptadas varían entre un 5 y un 10%, según el caso. (Villarroel, 2008).

- **Sensibilidad**

El sistema de protecciones y sus elementos asociados debe ser capaz de operar detectando la falla de mínimo nivel que ocurra dentro de su zona de operación o la menor variación de la magnitud que controla respecto de la magnitud de referencia o ajuste. Esto no siempre es posible en la práctica. (Villarroel, 2008).

- **Confiabilidad**

Uno de los aspectos fundamentales en los sistemas de distribución es la confiabilidad, término cualitativo, que indica el grado de seguridad que se tiene de que el servicio estará disponible cuando se requiera. (Valderrama, 2002).

La percepción del cliente sobre la confiabilidad del servicio es afectada por: la frecuencia y duración de las interrupciones, por lo tanto, el esfuerzo para mejorar la confiabilidad debe estar dirigido a estos dos aspectos. (Valderrama, 2002).

- **Seguridad**

Para que no cause desenergización del circuito debido a desbalanceo de carga, corrientes Inrush, puesta en marcha de carga en frío, armónicos y otras condiciones de estado estable y transitorias. (Ramírez, 2003).

- **Sensitividad**

El sistema de protección debe detectar fallas temporales y permanentes y diferenciarlas así estén en puntos muy alejados del interruptor principal del circuito. (Ramírez, 2003).

1.3. Protección de sistemas de distribución

La función principal de un sistema de protección es fundamentalmente la de causar la pronta remoción del servicio cuando algún elemento del sistema de potencia sufre un cortocircuito, o cuando opera de manera anormal. (Castaño, 2003).

Los dispositivos de protección de un sistema de distribución deben tener la capacidad de diferenciar entre condiciones normales y condiciones anormales de operación para su correcta actuación. (Castaño, 2003).

1.3.1. Condiciones normales de operación.

- **Corriente de magnetización (Inrush).**

Las corrientes de Inrush son un fenómeno eléctrico transitorio que se originan luego de la energización de transformadores.

Según: (Torres, 2012), el transformador puede hacer un Inrush no solo cuando se energiza que es la causa más común o la más evidente en la práctica, sino que pueden existir varias causas, las cuales pueden ser:

- Energización del transformador.
- Conexión de otro transformador en paralelo (Inrush por simpatía).
- Recuperación de la tensión luego de un cortocircuito en el primario (Inrush por recuperación).
- Cuando se conecta un generador fuera de paso o fuera de sincronismo en un bloque de generador – transformador.

Las corrientes alcanzan valores extremadamente elevadas en los primeros ciclos y rápidamente comienzan a disminuir hasta alcanzar los valores de corrientes de vacío o de trabajo según como esté operando el transformador de potencia. (Torres, 2012).

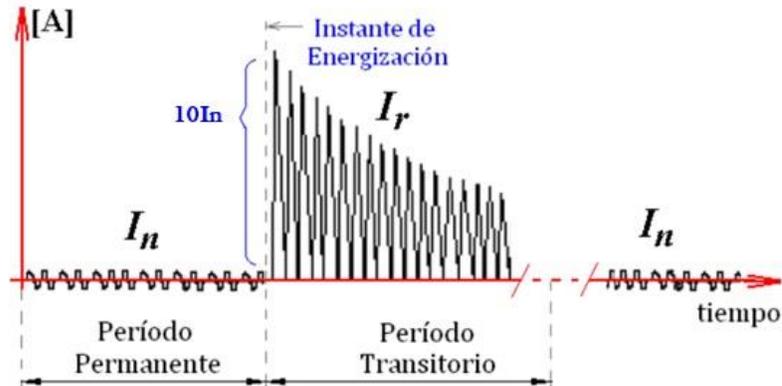


Fig. 6. Ilustra esquemáticamente la relación entre la corriente nominal (I_n) del transformador y la corriente Inrush (I_r) durante la energización del mismo.

Fuente: "Principales Características de la Corriente Inrush en Transformadores", (Oliveira, y otros, 2012).

Cuando se conecta un alimentador en una subestación, todos los transformadores conectados en esa línea pueden generar un Inrush y, por tanto, provocar un incremento elevado de las corrientes a niveles del alimentador. (Torres, 2012).

Algunos problemas son comúnmente provocados por las corrientes de Inrush en las protecciones en las redes de distribución se describirán a continuación:

- Fundición de los fusibles de los transformadores de distribución.
- Disparo de los interruptores de los alimentadores de las subestaciones.

• **Corrientes de carga fría.**

De acuerdo a (Torres, 2012), es conocida como "Pico de Carga Fría" a grandes corrientes que se presentan cuando se debe energizar un alimentador o una línea eléctrica a nivel de la subestación o un ramal, que alimenta a muchos abonados y tenía mucho tiempo de estar desconectado.

Cuando se desconecta un alimentador por mucho tiempo, las neveras y refrigeradores pueden perder el nivel de temperatura óptimo. Cuando se energiza nuevamente el alimentador, todas las neveras y refrigeradores arrancan y como son moto-compresores, en el arranque suelen incrementar la corriente entre 3 y 6 veces el valor nominal del motor, entonces provocan a nivel de línea, una corriente que puede ser bastante elevada con respecto al nivel máximo esperado. A este fenómeno se le conoce como "Pico de Carga Fría". (Torres, 2012).

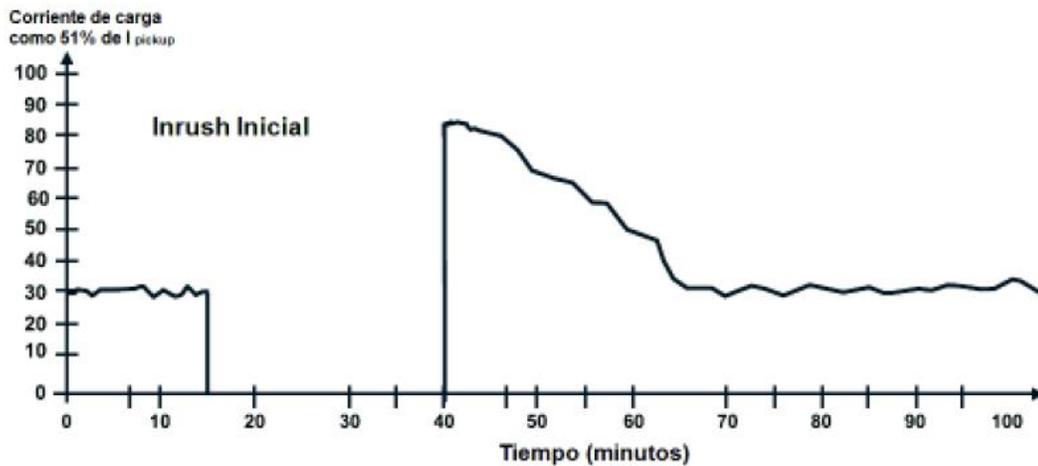


Fig. 7. Corriente de pico de carga fría.
Fuente: Protecciones de los Sistemas Eléctricos de Distribución, Orly Torres, (2012).

En la figura 7 se muestra un gráfico con los valores eficaces de la corriente en una fase de un alimentador, antes y después de una desconexión prolongada. Se observa que antes de la desconexión prologada de unos 25 minutos, la corriente que está circulando por el alimentador solo alcanzaba un 30% de la corriente de ajuste de las protecciones temporizada del alimentador, pero, una vez que se volvió a energizar, la corriente alcanzó el 90% del ajuste. Es decir, creció 3 veces más que el valor que tenía antes de la desconexión. (Torres, 2012).

No son los refrigeradores y congeladores son los únicos equipos responsables del crecimiento excesivo de las corrientes durante una carga fría, otras cargas pueden causar este fenómeno como:

- Iluminación
- Motores
- Calentadores por medio de resistencia
- Capacitores
- Cargas magnéticas (transformadores y reguladores de voltajes)

1.3.2. Condiciones anormales de operación

- **Sobrecargas**

Las sobrecargas producen sobrecorrientes que conllevan al calentamiento de conductores y pueden llegar averiar el aislamiento en el equipo asociado de la subestación. Si el deterioro del aislamiento es severo y progresivo puede producir un arco eléctrico provocando incendio, destruyendo total o parcialmente el equipo involucrado. (Ramírez, 2003).

Las sobrecargas son producidas por altas transferencias de energía que proporcionan aumentos considerables de corriente y que producen a su vez efectos mecánicos destructivos. (Ramírez, 2003).

Es necesario que cuando una de las fallas mencionadas anteriormente suceda, sea despejada, aclarada o aislada lo más rápido posible, por los interruptores involucrados en las fallas. Para ello, se debe proveer la línea con un adecuado sistema de protección. (Ramírez, 2003).

- **Descargas atmosféricas**

Cuando un rayo impacta sobre una línea de transporte de energía o en sus cercanías genera sobretensiones de naturaleza impulsiva que se propagan por la red, que pueden dañar al propio equipamiento (transformadores de potencia y medición aparataje de maniobra y protección, etc.) y producir interrupciones del servicio. Dentro de las fallas que puede generar una descarga atmosférica, se encuentra la debida al contacto de los aisladores que sostienen a los conductores de la línea. Los contactos pueden dar lugar a fallas transitorias o permanentes, lo que atenta contra la “calidad del servicio eléctrico” prestado por las empresas transportistas o distribuidoras. (Avila, 2015).

- **Cortocircuitos**

Un cortocircuito es la unión de dos conductores de tensión diferente, alimentados de la misma fuente, sin la presencia de una impedancia conveniente. El cortocircuito puede ser realizado por contacto directo, como es el caso de dos conductores que se tocan o el toque de un conductor lanzado a una línea aérea. También puede ser causado por ruptura del aislante, como es el caso de arcos o fugas que se transforman en cortocircuitos. (Villarreal, 2008).

En líneas aéreas, los cortocircuitos son mucho más frecuentes y en la mayoría de los casos se deben a ruptura o contaminación de las cadenas de aisladores, cortadura de conductores, balanceo de los conductores por la acción del viento, contacto accidental de la línea con cuerpos extraños (ramas de árboles), etc. (Villarreal, 2008).

Otros tipos de cortocircuitos pueden ser causadas por el: envejecimiento del aislamiento, daño de bobinados, falsas maniobras tales como apertura en carga de desconectores y puesta a tierra de líneas por trabajos, etc., estos tipos de cortocircuito son los siguientes:

- a. **Cortocircuito monofásico.**

Este tipo de falla afecta una sola fase del sistema, presentándose un aumento de corriente y caída de voltaje en la fase que presenta el problema. La falla puede ser de baja impedancia con

valores cercanos a 0 ohmios, ó de alta impedancia con valores mayores entre 30 y 60 ohmios. Las fallas de alta impedancia no presentan gran variación en la variable corriente de la fase fallada, por lo que a veces no se detecta fácilmente ya que pueden ser vistas como un aumento en la demanda energía del sistema. (Crespo, 2010).

Este tipo de fallas son producidas normalmente por ramas de árboles, cometas, fuego bajo la línea, flámeos de aisladores, entre otros (aproximadamente del 70% al 80% de ocurrencia de fallas).

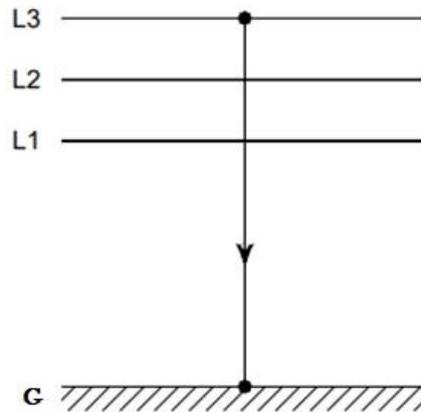


Fig. 8. Cortocircuito monofásico.
Fuente: "Calculo de las corrientes de cortocircuito", (2010).

b. Cortocircuito de dos fases.

Esta falla presenta características similares a la falla línea-línea a tierra, sin embargo, esta se presenta entre dos fases de forma aislada de la tierra. Este tipo de falla es frecuente que se presente cuando se realizan quemas debajo de la línea, lo que ocasiona cambios en la rigidez dieléctrica del aire y en sus propiedades de conducción, (aproximadamente del 20% al 25% de ocurrencia de fallas). (Crespo, 2010).

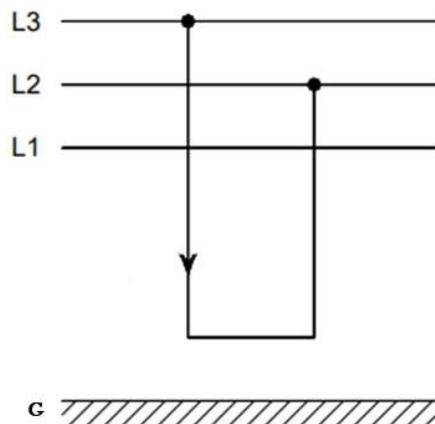


Fig. 9. Cortocircuito de dos fases.
Fuente: "Calculo de las corrientes de cortocircuito", (2010).

c. Cortocircuito de dos fases a tierra.

Esta falla afecta dos fases del sistema, generalmente por la caída de una de las fases, haciendo contacto con otro cable y con elemento que conduce a tierra. Cuando se presenta esta falla aumenta la corriente en ambas fases y disminuye el voltaje, (aproximadamente del 20% al 25% de ocurrencia de fallas). (Crespo, 2010)

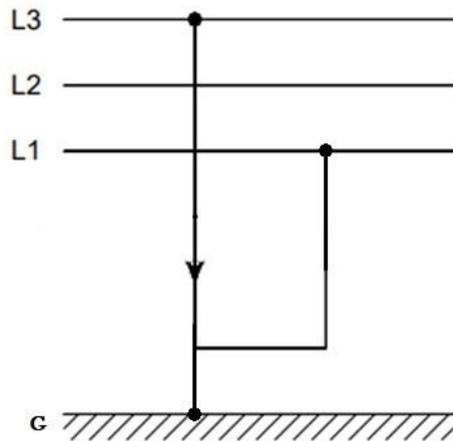


Fig. 10. Cortocircuito de dos fases a tierra.
Fuente: "Calculo de las corrientes de cortocircuito", (2010).

d. Cortocircuito trifásico.

Se presenta cuando las tres fases entran en contacto, con caídas de voltaje y aumento de corriente similar para las tres fases. No obstante, esta falla tiene poca frecuencia de ocurrencia en los sistemas, (aproximadamente el 5% de ocurrencia de fallas). (Crespo, 2010).

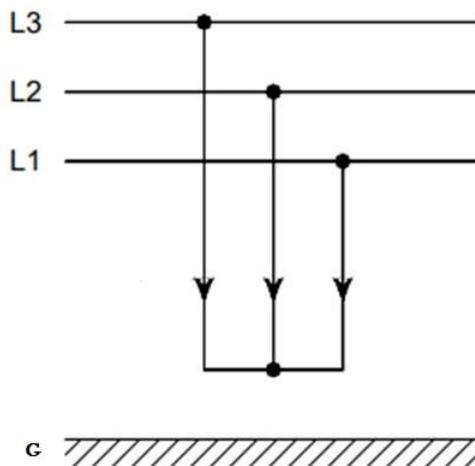


Fig. 11. Cortocircuito trifásico.
Fuente: "Calculo de las corrientes de cortocircuito", (2010).

1.3.3. Coordinación de protecciones.

La coordinación de la protección está determinada por la necesaria graduación de tiempos y magnitudes medidas para la correcta y oportuna actuación de todas las protecciones, como pueden ser: fusibles, reconectores, seccionadores, y relés de sobrecorrientes. (COES, 2014).

El sistema de protección de los equipos y/o instalaciones del sistema eléctrico tiene como objetivos:

- Detectar las fallas para aislar los equipos o instalaciones falladas tan pronto como sea posible.
- Detectar y alertar sobre las condiciones de falla en el sistema y así poder reducir al mínimo el número de usuarios o clientes afectados.
- Detectar y alertar sobre las condiciones anormales de operación del sistema; y de ser el caso, aislar a los equipos que puedan resultar perjudicados por tales situaciones.

1.3.4 Dispositivos de protección para alimentadores primarios.

- **Fusibles**

El fusible es el medio más sencillo de interrupción automática de corriente en caso de cortocircuitos o sobrecargas. La exigencia es que soporten continuamente la corriente nominal y que se fundan en un tiempo máximo de 5 minutos con un 15% de sobrecarga. (Villarroel, 2008).

En general, un fusible está constituido por un elemento sensible a la corriente (elemento fusible) y un mecanismo de soporte de éste. El elemento fusible se funde cuando circula por él, una sobrecorriente durante un tiempo determinado. El mecanismo de soporte establece rápidamente una distancia eléctrica prudente a fin de minimizar el tiempo que dura el arco. (Villarroel, 2008).

Las características de un fusible varían de acuerdo al material usado en el elemento fusible y a su disposición. El tiempo y la intensidad mínima de fusión del elemento dependen del ambiente en que se encuentre y de la intensidad de la corriente en el instante anterior a la sobrecarga. (Villarroel, 2008).

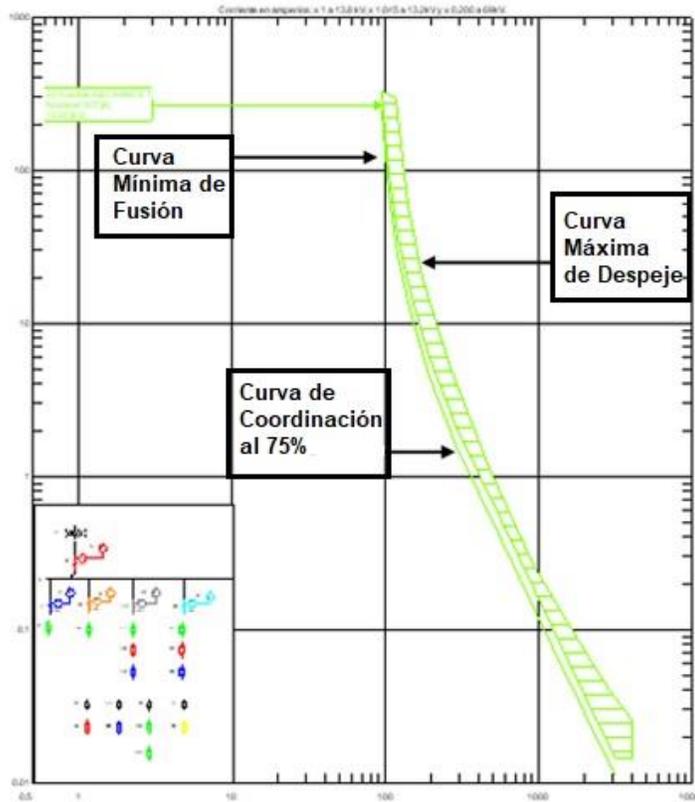


Fig. 12. Características de operación de un fusible 50T.
Fuente: Autor.

- a. **Curva de tiempo mínimo de fusión:** Relaciona la corriente con el tiempo mínimo al cual el fusible se funde.
- b. **Curva de tiempo máxima de despeje:** Representa el tiempo total en el cual el elemento fusible se funde completamente.
- c. **Curva de tiempo de coordinación de fusión:** Se obtiene adicionando un margen de tolerancia (en corriente) a la curva del literal "a".

Según (Ecuared, 2012) los tipos de fusibles que existen hoy en día según normas AYEE, ANSI C.37.40, 41, 42, 46,47 y 48, IRAM 2400, NIME y NEMA son:

- **Fusible tipo K:** Conducen hasta 150% de su I_n sin daños (relación de velocidades 6 a 8).
- **Fusibles Tipo T:** Más lentos que los K (relación de velocidad 10 a 13).
- **Fusible Tipo H:** Conducen hasta el 100% de su I_n sin daño; tienen característica de fusión muy rápida (relación de velocidad 7 a 11).
- **Fusible Tipo N:** Conducen hasta el 100% de su I_n sin daños. Son más rápidos que los H.

- **Fusible Tipo X:** Provistos de un elemento dual; son permisivos a las fluctuaciones de la corriente (relación de velocidad 32).
- **Fusible Tipo SloFast:** Provisto de elemento dual. Constructivamente tienen dos secciones distintas sensibles a la corriente, la primera actúa de manera rápida y la otra es de acción lenta, son usados para la protección de transformadores de distribución.
- **Fusibles Tipo MS o KS:** Respuesta ultralenta y mayor permisividad de corriente que los T; bueno como protección de línea (relación de velocidad 20).
- **Fusibles Tipo MN241 AYEE:** Conducen hasta el 130% de su In sin daños; poseen un resorte extractor necesario en los seccionadores MN241 AYEE.

Los estándares clasifican a los fusibles de acuerdo a sus características, rápidas tipo “K” o lentas tipo “T”. La diferencia entre estos dos fusibles está en el tiempo de fusión relativo con la que actuará al detectar una falla y que se define mediante la ecuación de relación de velocidad. (Gönen, 2014).

La relación de velocidad es la relación entre la corriente de fusión a 0,1 segundos y la de 300 segundos. (Para fusibles de capacidad mayor a 100 amperios, se toma el valor de 600 segundos.)

- Para fusibles menores de 100 A:

$$Relación\ de\ Velocidad = \frac{I\ fusión\ (0,1s)}{I\ fusión\ (300s)}$$

Ecuación (1.1)

Fuente: (EcuRed, 2012).

- Para fusibles mayores de 100 A:

$$Relación\ de\ Velocidad = \frac{I\ fusión\ (0,1s)}{I\ fusión\ (600s)}$$

Ecuación (1.2)

Fuente: (EcuRed, 2012).

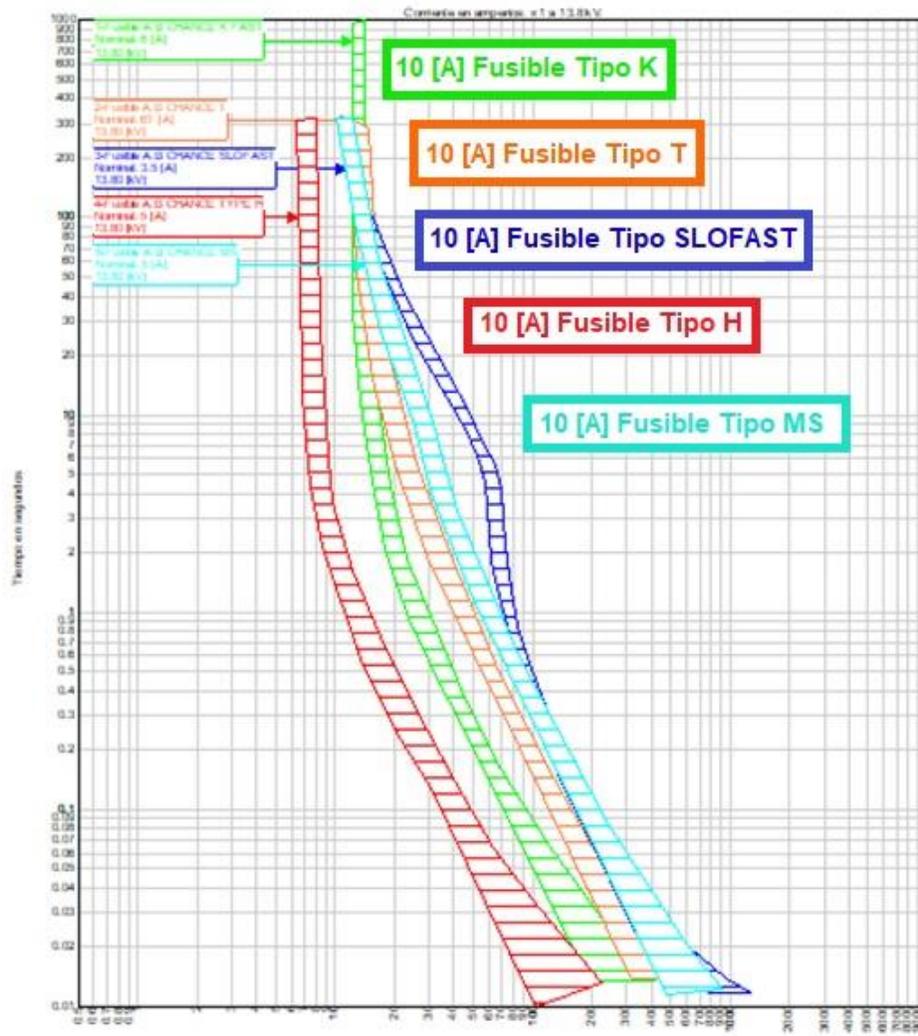


Fig. 13. Curvas características de fusibles.
Fuente: Autor.

- **Reconectador automático.**

El Reconectador Automático, es un interruptor instalado en las líneas eléctricas con la función de reconectar el suministro de energía a la red cuando se produce un fallo temporal o anomalía en la instalación, desconectando el equipo automáticamente toda la red de energía y luego de unos segundos el equipo es capaz de volverlo a conectar automáticamente. (RESEAD, 2016).

Este dispositivo es capaz de detectar una corriente de falla e interrumpirla y reconectar automáticamente para volver a energizar la línea, cabe decir que protege ante una falla (desenergiza) y vuelve a poner en servicio la línea (energiza) manteniendo las condiciones normales del suministro eléctrico. (RESEAD, 2016).



Fig. 14. Reconectador automático.

Fuente: "Equipos de protección reconectores y seccionadores", RESEAD (2016).

El reconectador es un interruptor con reconexión automática, instalado en líneas de distribución. Es un dispositivo de protección capaz de detectar una sobrecorriente, interrumpirla y reconectar automáticamente para reenergizar la línea. Está dotado de un control que le permite realizar varias reconexiones sucesivas, pudiendo además, variar el intervalo y la secuencia de estas reconexiones. De esta manera, si la falla es de carácter permanente el reconectador abre en forma definitiva después de cierto número programado de operaciones (generalmente tres o cuatro), de modo que aísla la sección fallada de la parte principal del sistema. (Villarroel, 2008).

- **Seccionador de repetición.**

El seccionador es un dispositivo de protección que aísla automáticamente las fallas en las líneas de distribución. Se instala necesariamente aguas abajo de un equipo con reconexión automática. Para fallas ocurridas dentro de su zona de protección, el seccionador cuenta las aperturas y cierres efectuadas por el equipo dotado de reconexión automática instalado aguas arriba y de acuerdo a un ajuste previo, abre en el momento en que el reconectador está abierto; es decir, el seccionador cuenta los impulsos de corriente de falla que fluyen en el sistema, ajustándose para que abra después de un determinado número de pulsos (tres como máximo), (Villarroel, 2008).

Se debe ajustar para un pulso menos que el número de operaciones del reconectador asociado. Se usan a menudo en lugar de desconectores fusibles en arranques donde es necesario reponer el servicio rápidamente y donde no se justifica el uso de otro reconectador en serie. No tienen curvas características de operación tiempo-corriente y se coordinan con los reconectores, simplemente por sus corrientes nominales y sus secuencias de operación. (Villarroel, 2008).



Fig. 15. Seccionizadores.
Fuente: (MYEEL, 2018).

Los requisitos básicos que deben considerarse para su adecuada aplicación son los siguientes:

- El dispositivo de protección con reconexión automática, ubicado aguas arriba del seccionizador, debe tener la sensibilidad suficiente para detectar la corriente mínima de falla en toda la zona asignada para ser protegida por él.
- La corriente mínima de falla del sector de la línea que debe ser aislada por el seccionizador, debe exceder a su corriente mínima de operación.
- El seccionizador debe ajustarse como máximo para que abra en una operación menos que el dispositivo con reconexión automática ubicado aguas arriba.
- No debe excederse los valores de corrientes máximas de corta duración del seccionizador.
- Puede ser usado en serie con otros dispositivos de protección, pero no entre dos reconectores.

- **Relé de sobrecorriente.**

Un relé de protección es un dispositivo cuya función es la comparación de una o varias señales de entrada con respecto a una referencia. Si los valores de entrada se desvían de la referencia por encima de un valor de ajuste, entonces se realiza una acción como disparo (apertura), cierre o alarma. (Zapata & Mejía, 2003).

La corriente es la variable más utilizada en la detección de anomalías en los elementos del sistema eléctrico, dado el elevado incremento que se registra en su valor cuando se presentan fallas. Se define como sobrecorriente a cualquier valor que excede la corriente normal de operación de un dispositivo. (Zapata & Mejía, 2003).

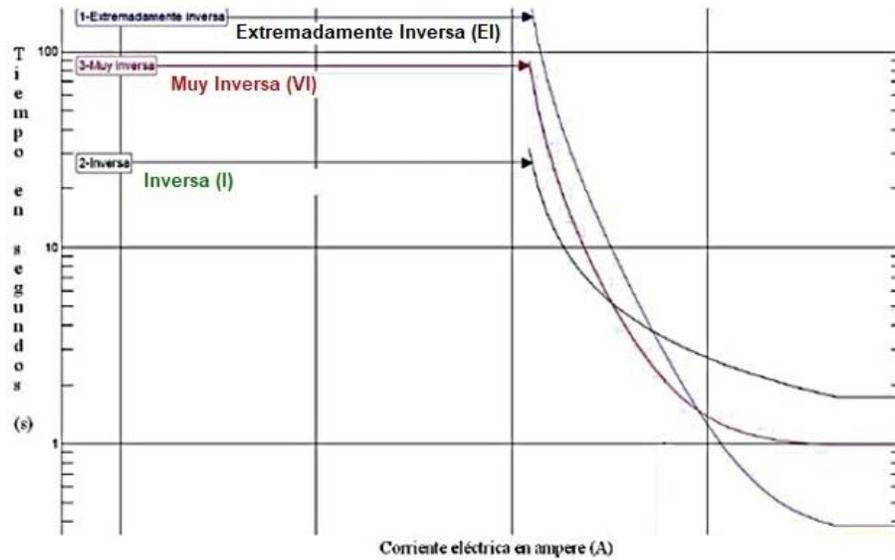


Fig. 16. Curvas características tiempo – corriente.
 Fuente: Manual para coordinación de fusibles en la red de media tensión, Gilberto A. Guzmán Mora, (2012).

- **Indicadores de falla.**

Los indicadores de fallas son alimentados por el aumento o disminución de la magnitud de potencial del campo eléctrico inducido por una línea de alta tensión energizada. El indicador de falla muestra una condición de línea fallada mostrando un gran objetivo rojo reflectante. El objetivo rojo permanece visible hasta que la línea se vuelva a energizar. (RELSAMEX, 2016).



Fig. 17. Indicador de fallas.
 Fuente: (EDALTEC, 2018).

Los indicadores de falla se usan para ubicar fallas en sistemas de distribución de energía aérea. Los indicadores de falla se reinician automáticamente al restaurar la corriente de carga que cumple con el requisito de carga mínima y el tiempo de respuesta es de 1(ms). (RELSAMEX, 2016).

1.4. Coordinación de equipos de protección.

Todo sistema eléctrico de potencia debe contar con dispositivos que sean capaces de detectar las condiciones intolerables que se puedan presentar e iniciar acciones correctivas, el conjunto de estos elementos se denomina sistema de protección. (Valderrama, 2002).

Es importante notar que el tiempo disponible para que el sistema de protección tome decisiones es muy pequeño, por lo tanto es vital que primero, el dispositivo de protección tome la decisión correcta, tan rápido como sea posible, entre condiciones intolerables o condiciones transitorias que el sistema pueda absorber y segundo, que si debe operar para aislar el área de falla, lo haga rápido y con el mínimo de distribución para el resto de sistema. (Valderrama, 2002).

1.5. Coordinación entre fusibles SF y el Transformador.

La coordinación para estos fusibles se realiza con las curvas de daño que presentan los transformadores y en conjunto con las curvas de tiempo-corriente de los fusibles tipo SF, que de acuerdo a la figura 18, la curva del fusible tipo Slowfast es la que mejor se adapta a las curvas de daño de los transformadores por sus características tipo dual.

En la tabla 1.1 se especifica la capacidad del fusible SF que protege al transformador en función de su potencia nominal.

TABLA 1.1. Fusibles para protección de transformadores de 13,8 kV.

Transformadores Monofásicos				Transformadores Trifásicos			
S (kVA)	Vpn (kV)	In (A)	Fusibles SF	S (kVA)	Vpn (kV)	In (A)	Fusibles SF
3	7.97	0.39	0.2	15	13.8	0.63	0.4
5	7.97	0.66	0.4	30	13.8	1.31	0.7
7.5	7.97	0.98	0.6	45	13.8	1.97	1.0
10	7.97	1.31	0.7	50	13.8	2.19	1.3
15	7.97	1.97	1.0	60	13.8	2.51	1.6
25	7.97	3.28	2.1	75	13.8	3.28	2.1
37.5	7.97	4.92	3.1	90	13.8	3.77	2.1
50	7.97	6.56	3.5	100	13.8	4.37	3.1
75	7.97	9.84	6.3	112.5	13.8	4.92	3.1
				125	13.8	5.47	3.1
				150	13.8	6.56	3.5
				200	13.8	8.75	5.2
				225	13.8	9.84	6.3
				300	13.8	13.12	7.8

Fuente: EMELNORTE.

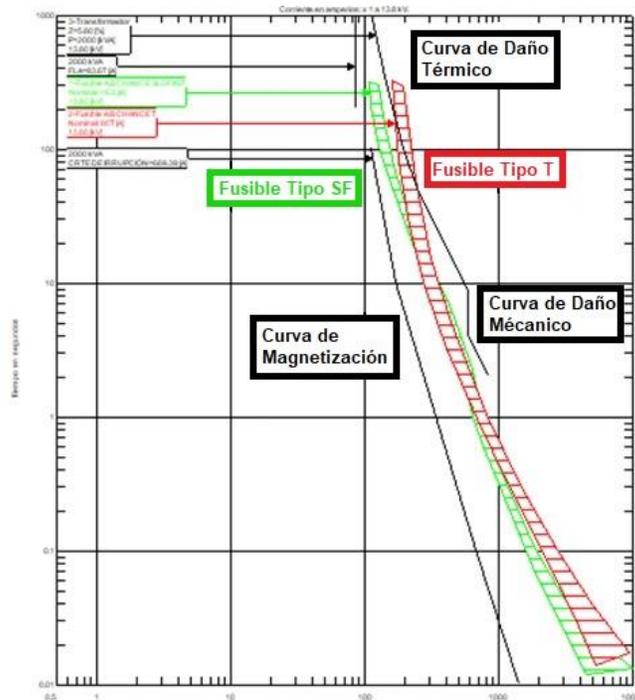


Fig. 18. Simulación de la curva de daño de un transformador y los fusibles tipo SF y T.
Fuente: Autor.

1.6. Coordinación de fusible a fusible.

El criterio esencial al usar fusibles es que el tiempo máximo de separación para un fusible principal no debe exceder el 75% del tiempo mínimo de fusión del fusible de respaldo. Esto asegura que el fusible principal interrumpa y elimine la falla antes de que el fusible de respaldo se vea afectado de alguna manera. El factor del 75% compensa los efectos como la corriente de carga y la temperatura ambiente, o la fatiga en el elemento fusible causada por el efecto de calentamiento de las corrientes de falla que han pasado por el fusible hasta una falla aguas abajo pero que no eran lo suficientemente grandes como para fundir el fusible. (Juan M. Gers & Holmes, 2011)

1.6.1. Coordinación entre fusibles SF en transformadores y fusibles tipo T en derivaciones.

Esta coordinación se logra realizar mediante la operación entre fusible tipo SF adecuada para la protección de los transformadores de distribución, y los fusibles tipo T apropiado para la protección de las derivaciones primarias, secundarias y terciarias.

En la tabla 1.2 se presenta las corrientes de falla máximas de coordinación entre los fusibles (SF de protección para los transformadores) y los fusible tipo T.

De acuerdo a la tabla de corrientes máximas de coordinación generadas en el software CYMTCC, se identifican como:

- El color rojo indica que los fusibles SF y T coordinan para todas las corrientes de cortocircuito máximas registradas en la tabla 1.2.
- El color naranja indica que las curvas características de los fusibles se intersecan, en este caso la corriente de falla máxima de coordinación es aquella que es calculada en el punto de intersección.
- El color blanco indica que no existe coordinación entre los fusibles.

TABLA 1.2. Corrientes de falla máximas de coordinación entre fusibles SF y fusibles tipo T.

T \ SF	1	2	3	6	8	10	12	15	20	25	30	40	50	65	80	100	140	200
0.2	2	4	88	315	430	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
0.3	1	4	7	315	430	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
0.4	1	4	6	296	430	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
0.6	-	4	6	291	430	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
0.7	-	4	6	289	430	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
1.0	-	4	6	15	388	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
1.3	-	-	6	14	24	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
1.4	-	-	6	14	22	546	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
1.6	-	-	6	13	19	32	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
2.1	-	-	-	12	17	25	38	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
3.1	-	-	-	12	15	21	33	50	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
3.5	-	-	-	-	15	20	31	46	1182	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
4.2	-	-	-	-	15	20	30	43	65	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
5.2	-	-	-	-	-	19	27	39	56	1436	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
6.3	-	-	-	-	-	-	26	36	51	79	1939	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
7.0	-	-	-	-	-	-	25	34	48	75	1876	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
7.8	-	-	-	-	-	-	-	32	44	63	94	2491	3325	4440	5335	6965	9525	9725
10.4	-	-	-	-	-	-	-	-	42	58	80	149	2980	4440	5335	6965	9525	9725
14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69	104	165	4440	5335	6965	9525	9725
21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	113	183	4324	6328	9525	9725
32	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	152	229	5436	9525	9725
46	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	184	301	8898	9725

Fuente: EMELNORTE.

1.6.2. Coordinación entre fusibles tipo “T” en derivaciones aguas arriba con fusibles tipo “T” en derivaciones aguas abajo.

Después de determinar el primer fusible de protecciones que se encuentre por debajo de la curva de tiempo-corriente del relé de cabecera, este será el fusible que protegerá a las derivaciones primarias y para las derivaciones secundarias se determinará la mitad del valor del primer fusible, y de igual forma se realiza para derivaciones terciarias.

El color de las celdas de esta coordinación se basa en los mismos criterios para la coordinación entre fusibles SF y T, detallado en el numeral 1.6.1.

TABLA 1.3. Corrientes de falla máximas de coordinación entre fusibles T y T.

T \ T	6	8	10	12	15	20	25	30	40	50	65	80	100	140	200
1	-	265	500	710	930	1200	1530	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
2	-	265	500	710	930	1200	1530	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
3	-	265	500	710	930	1200	1530	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
5	-	265	500	710	930	1200	1530	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
6	-	-	350	680	930	1200	1530	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
8	-	-	-	430	840	1200	1530	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
10	-	-	-	-	530	1010	1530	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
12	-	-	-	-	-	620	1280	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
15	-	-	-	-	-	-	720	1550	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
20	-	-	-	-	-	-	-	880	2000	3200	4000	5000	6400	9700	15200
25	-	-	-	-	-	-	-	-	1200	2500	4000	5000	6400	9700	15200
30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1300	3100	5000	6400	9700	15200
40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1400	3700	6200	9700	15200
50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1800	4700	9700	15200
65	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2200	9000	15200
80	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6800	15200
100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2900	13800
140	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5000

Fuente: EMELNORTE.

1.7. Coordinación entre fusibles en derivaciones tipo “T” y conductores.

En esta coordinación se debe realizar el análisis de las corrientes de fusión de los fusibles tipo T en comparación con la corriente de fusión del calibre de los conductores que se ajusten al sistema eléctrico, debido a que el fusible seleccionado debe proteger al conductor en toda la extensión de sus derivaciones, y debe cumplir con estas dos condiciones:

- La corriente de fusión del fusible tipo T debe ser menor a la corriente máxima que soporta el conductor.
- La corriente de fusión del fusible tipo T debe ser mayor a la corriente de carga fría.

En la tabla 1.4 se describe el calibre de conductores de aluminio, conductores de aluminio con alma de acero (ACSR), la capacidad de corriente que soportan y en los espacio en blanco los fusibles que no protegen ese tipo de conductor.

TABLA 1.4. Corrientes de fusión de fusibles tipo T y conductores.

Calibre AWG	Sección nominal mm^2	Aluminio [A]	ACSR [A]	If 50T [A]	If 25T [A]	If 15T [A]
4/0	107,22	375	357	98,9	49,7	30,48
3/0	85,01	325	315	98,9	49,7	30,48
2/0	67,43	275	276	98,9	49,7	30,48
1/0	53,49	235	242	98,9	49,7	30,48
2	33,62	180	184	98,9	49,7	30,48
4	21,15	130	140	98,9	49,7	30,48
6	13,30	98	105	-	49,7	30,48

*If: es la corriente de fusión del fusible

Fuente: EMELNORTE.

1.8. Coordinación entre relé y fusible.

Para la protección del alimentador primario la operación coordinada entre el relé de sobrecorriente ubicado en el troncal y los fusibles localizados en las derivaciones, consiste en que la operación del fusible se dé únicamente para fallas permanentes. En condición de falla permanente en una derivación, el fusible debe operar antes que el relé del alimentador. (NAVAS, 2017).

La figura 19 se muestra la coordinación de los relés de la subestación previamente realizada por el departamento de estudios eléctricos de EMELNORTE en el software CYMTCC, de la coordinación de las curvas de tiempo-corriente entre el relé de cabecera, el relé del alimentador y un fusible tipo T, con su respectivo margen de coordinación al 0,75%.

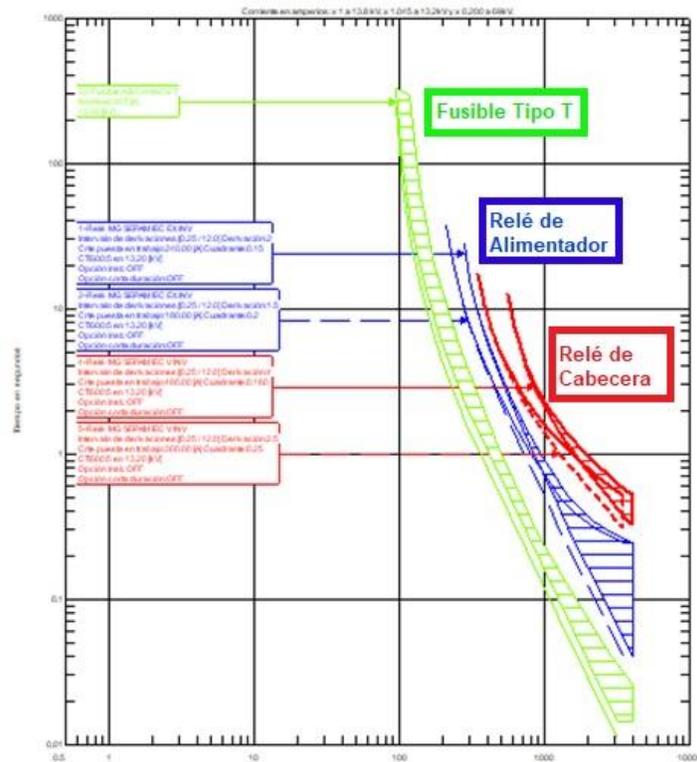


Fig. 19. Coordinación entre el relé principal y fusible.
Fuente: Autor

1.9 Software para coordinación de protecciones.

1.9.1 CYME – CYMDIST

CYMDIST es el paquete base para el análisis del sistema de distribución del software CYME. Agrupa todas las herramientas de modelado y análisis necesarias para realizar los diversos tipos de simulaciones involucradas en la planificación del sistema de distribución eléctrica. (EATON, 2018).

El paquete CYMDIST comprende los siguientes análisis:

- Flujo de carga desbalanceado
- Distribución y estimación de carga
- Análisis de fallas:
- Flujo de falla/cortocircuito
- Localizador de fallas
- Falla serie y falla simultánea
- Caídas de tensión
- Balance de carga
- Dimensionamiento y ubicación óptima del condensador
- Arranque de motor
- Análisis por lotes.

El software CYME es una herramienta enfocada y poderosa que se utiliza para modelar todo el sistema de distribución y abordar las necesidades de la simulación en cuanto a los análisis de capacidad, contingencia, calidad de energía y optimización. (EATON, 2018).

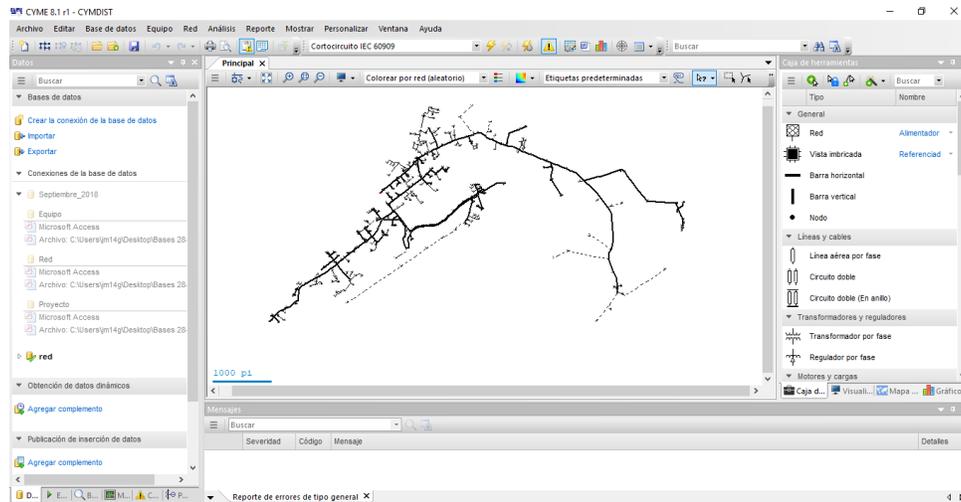


Fig. 20. Ventana principal de CYME – CYMDIST.
Fuente: Tomado del software propio de EMELNORTE.

1.9.2 CYMTCC

El programa CYMTCC permite coordinar los dispositivos de protección contra sobrecorrientes en sistemas industriales, comerciales y de distribución de energía. Los usuarios de CYMTCC pueden así:

- Generar las gráficas de curvas tiempo-corriente y los reportes de ajustes de cualquiera de los 5000 dispositivos contenidos en su extensa biblioteca.
- Agregar nuevos dispositivos a la biblioteca o modificar las curvas o intervalos de los ajustes de los dispositivos existentes.
- Graficar curvas en formularios logarítmicos.
- Exportar el diagrama unifilar o la gráfica de curvas.
- Examinar y cambiar los ajustes de cualquier dispositivo.
- Medir los márgenes de coordinación entre dispositivos de protección.
- Verificar automáticamente la coordinación de protecciones, en base a los criterios utilizados en el estudio.

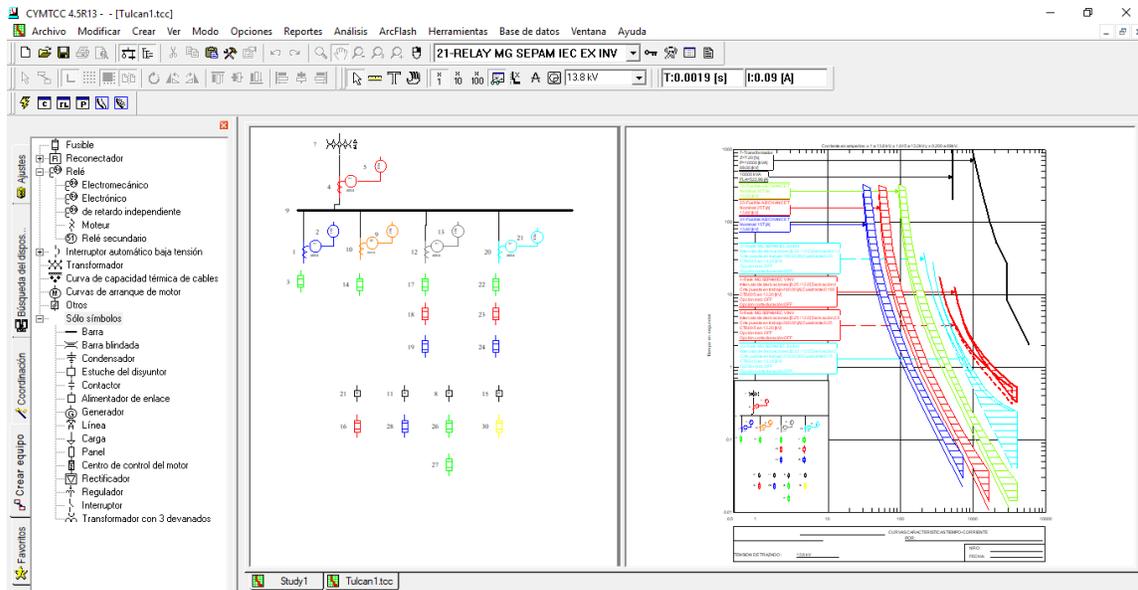


Fig. 21. Ventana principal de CYMTCC.
Fuente: Tomado del software propio de EMELNORTE.

CYMTCC le ofrece un control total sobre detalles como la escala de corrientes, la tensión de trazado, el color de las curvas, el ancho de las líneas y las etiquetas de identificación de los dispositivos. (CYME, 2006).

CYMTCC le ofrece un control total sobre detalles como la escala de corrientes, la tensión de trazado, el color de las curvas, el ancho de las líneas y las etiquetas de identificación de los dispositivos. (CYME, 2006).

1.9.3 ArcGIS.

ArcGIS usa modelos de datos inteligentes SIG para representar la geografía y proporcionar todas las herramientas necesarias para crear y trabajar con datos geográficos. Incluye herramientas para todas las actividades SIG: edición y automatización de datos, mapeo y actividades basadas en mapas, administración de datos, análisis geográfico y organización de datos. (ESRI, 2002).

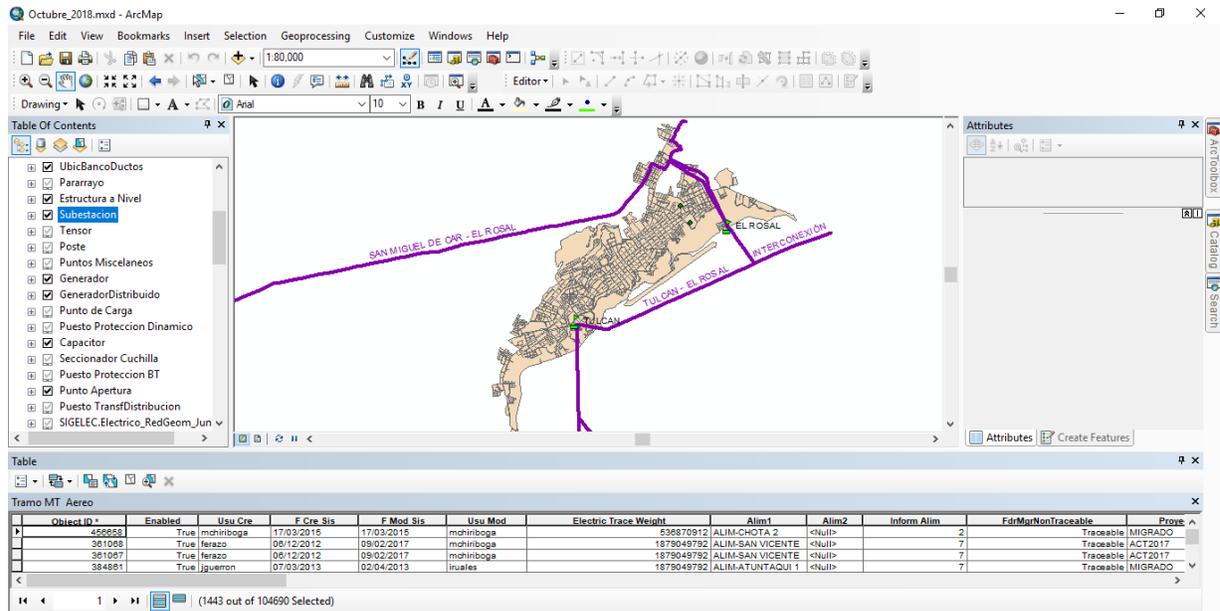


Fig. 22. Ventana principal de ArcGIS – ArcMap.
Fuente: Tomado del software propio de EMELNORTE.

ArcGIS es un completo sistema que permite recopilar, organizar, administrar, analizar, compartir y distribuir información geográfica para extraer información de la base de datos de los alimentadores de cada subestación del EMELNORTE de manera individual.

La base de datos de ArcGIS es utilizada para la modelación de los alimentadores de manera que se pueda visualizar y delimitar los diferentes colores para las corrientes de cortocircuito como: corrientes mayor a 1645A de color rojo, las corrientes entre 720A y 1645A de color azul y las corrientes menor a 720A de color verde; además de construir y definir colores para identificar: la troncal principal de color verde “Quetzal Green”, las derivaciones primarias de color amarillo “Solar Yellow”, las derivaciones secundarias de color azul “Lapis Lazuli” y las derivaciones terciarias de color naranja “Electron Gold”.

El ArcGIS Desktop es un conjunto de aplicaciones integradas: ArcMap, ArcCatalog y ArcToolbox. Usando estas tres aplicaciones juntas, se puede realizar cualquier tarea SIG, desde una tarea simple hasta una muy avanzada:

- **ArcMap**

ArcMap es la aplicación central del ArcGIS Desktop. Es la aplicación SIG usada para todas las actividades basadas en mapeo, incluyendo cartografía, análisis de mapas y edición. (ESRI, 2002).

ArcMap ofrece diferentes formas de ver un mapa, una vista de datos geográficos y una vista de diseño en la cual se puede desempeñar un gran rango de tareas avanzadas SIG. (ESRI, 2002).

- **ArcCatalog**

La aplicación ArcCatalog ayuda a organizar y administrar todos los datos SIG. Incluye herramientas para explorar y encontrar información geográfica, para grabar y ver metadatos, para una rápida visión de cualquier conjunto de datos y para definir la estructura del esquema de sus capas de datos geográficos. (ESRI, 2002).

- **ArcToolbox**

ArcToolbox es una aplicación sencilla que contiene muchas herramientas SIG usadas para el geoprocésamiento. En este módulo de ArcGIS permite ejecutar varias tareas de análisis espacial de datos, como: introducción de sistemas de referencia, conversión de datos espaciales a otros tipos de formatos (CAD, raster, shape), cambiar proyecciones de los datos, entre otras. (ESRI, 2002).

EMELNORTE utiliza el programa de ArcGIS para visualizar e identificar de acuerdo a la asignación de colores si un ramal corresponde a la troncal, derivación primaria, secundaria o terciaria, aguas arriba o aguas debajo de un reconectador; adicionalmente establecer si se puede o no implementar portafusibles como parte de la derivación secundarias o terciarias; todo esto gracias a la migración de los cálculos de las corrientes de cortocircuito en el programa CYMTCC al programa ArcGIS; en el que una vez establecidos los rangos de cortocircuitos se imprimen estos datos georreferenciados a lo largo del alimentador en un color que identifica si se puede o no hacer derivaciones.

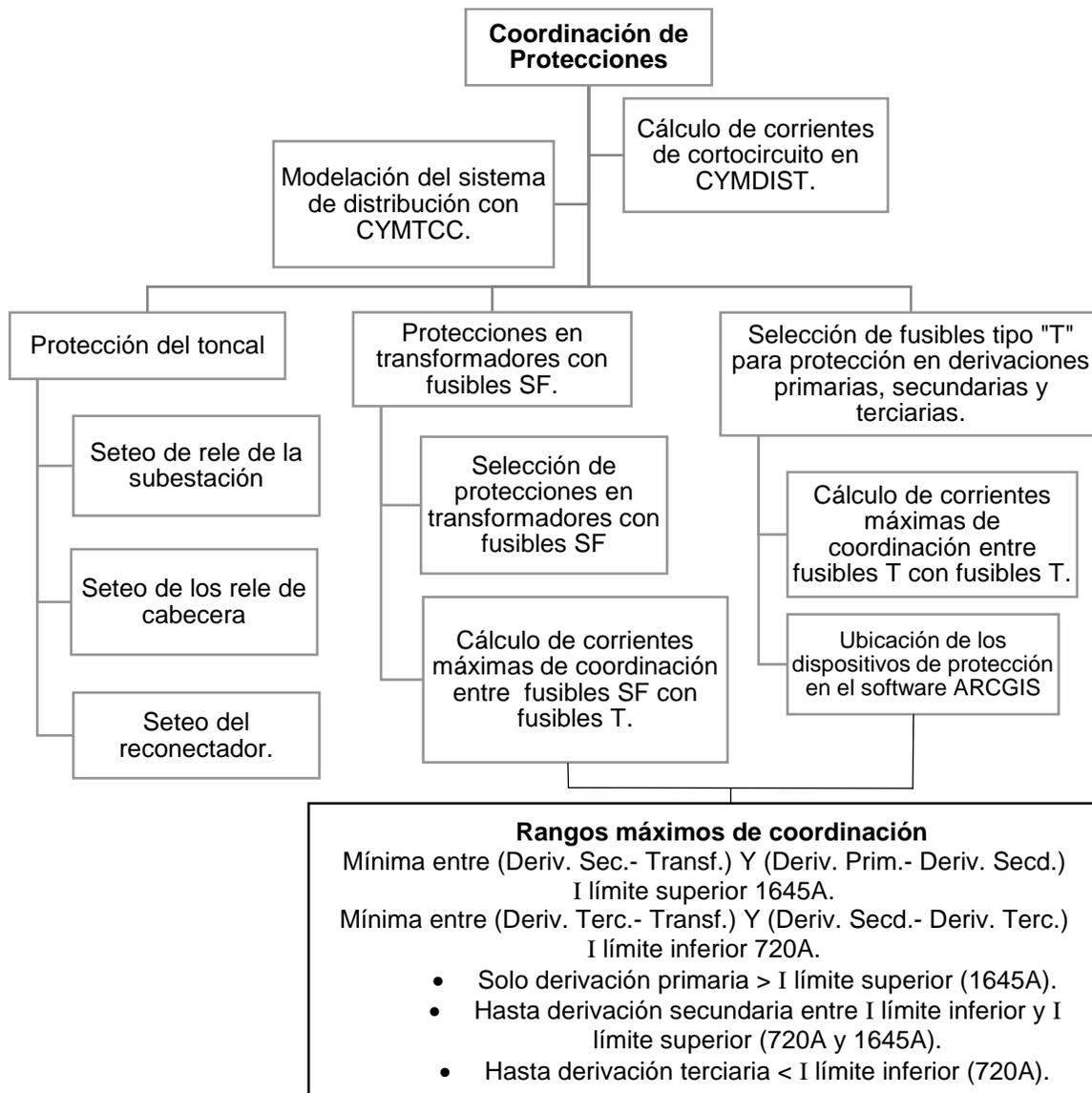
CAPÍTULO II

Desarrollo

2.1. Introducción

En este capítulo se describe el estado actual del sistema de distribución de la subestación Tulcán y de los dispositivos de protección instalados en los alimentadores, el estudio de coordinación de protecciones realiza un análisis a nivel de alimentadores utilizando la metodología de EMELNORTE con la ayuda de los softwares CYMDIST, CYMTCC y ArcGIS para modelar el sistema de distribución eléctrica, ajustar y ubicar los dispositivos de protección de forma adecuada para mejorar la confiabilidad en el sistema eléctrico.

Esquema 2.1. Flujoograma del desarrollo.
Fuente: Basado en la metodología de EMELNORTE.



2.2. Sistema eléctrico de la subestación Tulcán

El estudio de coordinación de protecciones se lo realizará en los cuatro alimentadores de la subestación Tulcán, la cual se encuentra ubicada en la Provincia del Carchi, en el Cantón Tulcán, a una distancia de cuatro (4) km al noreste, desde del redondel de entrada sur a la ciudad, hacia Rumichaca, por la carretera panamericana.

Su estructura se compone principalmente de un transformador de potencia de 10/12.5 MVA, a un nivel de voltaje de 69/13.8 kV. grupo de conexión DYn1, y el cual distribuye la energía eléctrica a los cuatro alimentadores primarios (denominados L1, L2, L3 y L4).

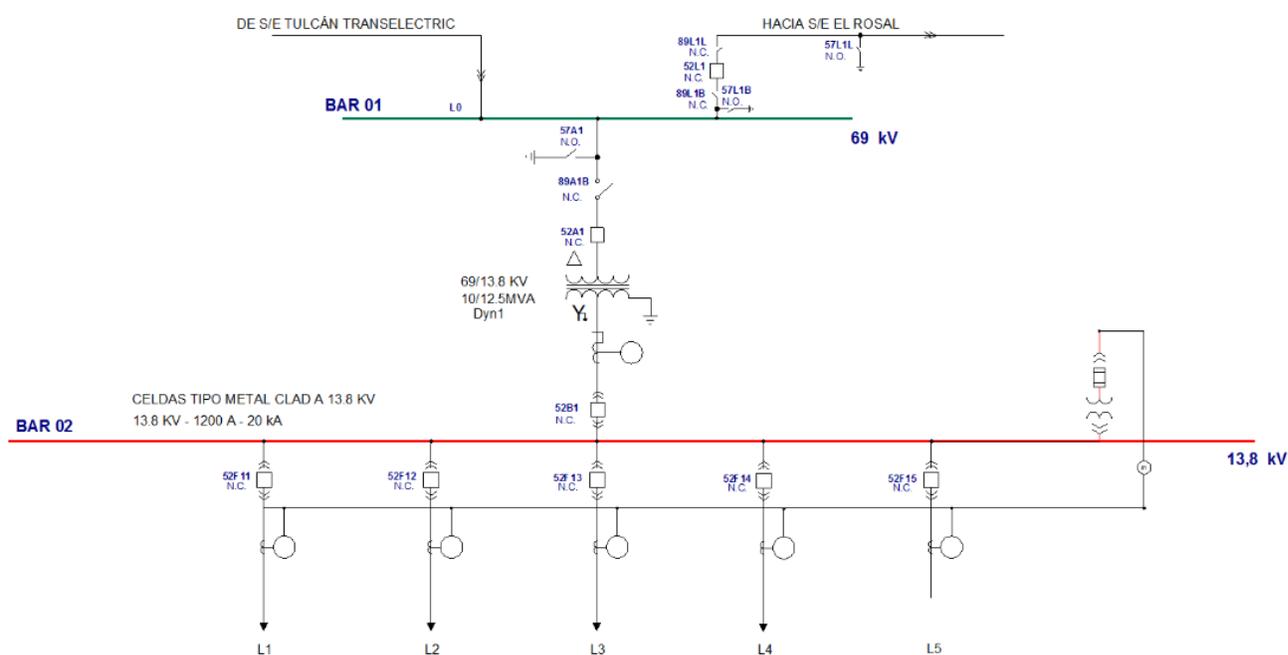


Fig. 23. Diagrama unifilar S/E Tulcán.
Fuente: EMELNORTE.

2.2.1. Registro de desconexiones

En los alimentadores de la subestación Tulcán se presentan diversas causas que provocan la interrupción del servicio eléctrico, en la tabla 2.1 se presenta los tipos de interrupciones que afectan a los alimentadores durante el año 2018.

TABLA 2.1. Interrupciones del sistema eléctrico de la subestación Tulcán.

Nivel de afectación de la interrupción de la red	Origen de la interrupción	Causa de la interrupción	Catálogo de interrupciones
Cabecera	INTERNA NO PROGRAMADA	Climáticas	Lluvia
			Viento Fuerte
			Descargas Atmosféricas (Rayos)
	INTERNA PROGRAMADA	Mantenimiento	Programadas para mantenimiento Preventivo
INTERNA NO PROGRAMADA	Red de AV/Red MV/Red BV	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	
EXTERNA NO PROGRAMADA	Transmisión/ Generación	Estabilidad al sistema propio de la distribuidora, que incluyen alteraciones técnicas en voltaje, corriente o frecuencia.	
Monofásico	INTERNA PROGRAMADA	Ampliaciones y mejoras	Programadas por mejoras o remodelaciones de las redes
			Cambio de elementos de red
			Extensión de red
	INTERNA NO PROGRAMADA	Terceros	Fallas, errores de operación en equipamientos, instalaciones de consumidores o de otros concesionarios
	INTERNA PROGRAMADA	Mantenimiento	Programadas para mantenimiento correctivo
INTERNA NO PROGRAMADA	Red de AV/Red MV/Red BV	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	
Trifásico	INTERNA PROGRAMADA	Ampliaciones y mejoras	Programadas por mejoras o remodelaciones de las redes
	INTERNA NO PROGRAMADA	Climáticas	Descargas Atmosféricas (Rayos)
	INTERNA PROGRAMADA	Mantenimiento	Programadas para mantenimiento correctivo.
	INTERNA NO PROGRAMADA	Red de AV/Red MV/Red BV	Falla de equipamiento, materiales y accesorios

Fuente: EMELNORTE.

EMELNORTE tiene registros de los índices de frecuencia media de interrupciones (FMIK) y tiempo transcurso de las interrupciones (TTIK) en la tabla 2.2., que muestra el resultado anual de las interrupciones en los alimentadores de la subestación Tulcán.

TABLA 2.2. Índices de desconexión, S/E Tulcán.

Subestación Tulcán	Resultado Anual	
	FMIK	TTIK
1501 (Tulcán Alimentador 1)	6.865331747	5.115273885
1502 (Tulcán Alimentador 2)	9.728176957	7.300380768
1503 (Tulcán Alimentador 3)	8.527121219	7.050925705
1504 (Tulcán Alimentador 4)	4.704190539	5.411447405

Fuente: EMELNORTE.

2.2.2. Ajustes de los relés de protección.

En la tabla 2.3 se detalla la configuración del relé general y de los relés de cabecera de cada alimentador de la subestación obtenidos en el Estudio de coordinación de protecciones de subtransmisión realizado por el Departamento de Estudios Eléctricos de EMELNORTE.

TABLA 2.3. Ajuste de relés implementados en la subestación Tulcán.

Relé	Voltaje (kV)	Tipo	Marca	Tecnología	Norma	RTC Protección	Línea	Tipo curva	Tap	Tap (A)	Dial
General	13.8	MG SEPAM	MERLIN GERIN	Electrónico	IEC	600/5	fase	Very Inv.	4	480	0.18
							neutro	Very Inv.	2.5	300	0.25
L01	13.8	MG SEPAM	MERLIN GERIN	Electrónico	IEC	600/5	fase	Ex Inv.	2	240	0.15
							neutro	Ex Inv.	1.5	180	0.20
L02	13.8	MG SEPAM	MERLIN GERIN	Electrónico	IEC	600/5	fase	Ex Inv.	2	240	0.15
							neutro	Ex Inv.	1.5	180	0.20
L03	13.8	MG SEPAM	MERLIN GERIN	Electrónico	IEC	600/5	fase	Ex Inv.	2	240	0.15
							neutro	Ex Inv.	1.5	180	0.20
L04	13.8	MG SEPAM	MERLIN GERIN	Electrónico	IEC	600/5	fase	Ex Inv.	2	240	0.15
							neutro	Ex Inv.	1.5	180	0.20

Fuente: EMELNORTE

2.3. Cálculo de corrientes de cortocircuito en software CYMDIST.

EMELNORTE proporciona la base de datos para la modelación digital de sus redes de distribución mediante el software computacional CYMDIST, y ejecutar la simulación de cortocircuitos ingresando las impedancias equivalentes en la cabecera de cada alimentador de la subestación Tulcán, obteniendo la hoja de cálculo de las corrientes máximas de cortocircuito.

TABLA 2.4. Impedancias equivalentes S/E Tulcán

IMPEDANCIAS EQUIVALENTES DE CORTOCIRCUITO					
R0[Ω]	X0[Ω]	R1[Ω]	X1[Ω]	R2[Ω]	X2[Ω]
0.071	1.212	0.517	2.188	0.516	2.189

Fuente: EMELNORTE.

A continuación se detalla los pasos como ejecutar la simulación de cortocircuitos en CYMDIST y la exportación de las corrientes máximas obtenidas de este estudio.

- Se inicia el software CYMDIST y se selecciona en el icono [ seleccionar redes] que abre una ventana para buscar y seleccionar el alimentador a ser graficado, de acuerdo al código de identificación de la subestación, ejemplo:

TABLA 2.5. Código identificador de los alimentadores de la subestación Tulcán

ALIM-1300150T01	
13	EMELNORTE
00150	Código de subestación Tulcán
T	Nivel de voltaje a 13,8 kV
01, 02, 03 o 04	Número de alimentador

Fuente: EMELNORTE

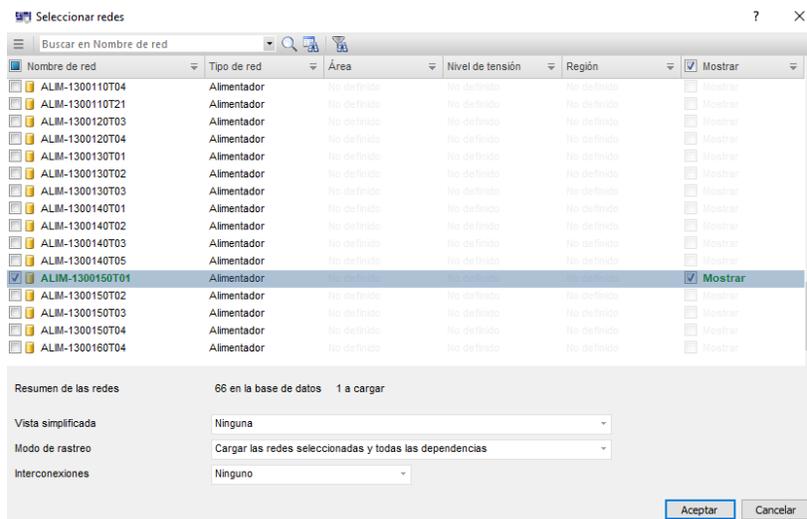


Fig. 24. Selección de redes de distribución en CYMDIST.

Fuente: EMELNORTE

- Se busca y se hace clic en la red  , y en la pestaña “Fuente” se selecciona en **tipo de fuente**: Equivalente definido por el usuario.

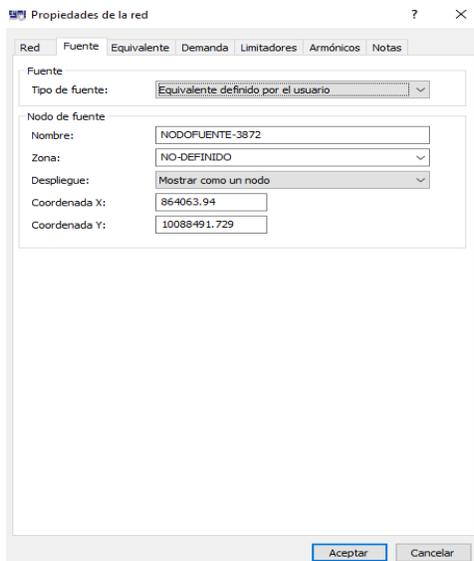


Fig. 25. Selección de redes de distribución en CYMDIST.
Fuente: EMELNORTE.

- En la pestaña “Equivalente” se ingresa; la tensión equivalente de fuente a 13.8 kVLL, el cálculo a realizar a nivel alto de fallas en modo de impedancias equivalentes (Ω) e ingresar los valores de la tabla 2.4, proporcionada por el departamento de Estudios Eléctricos de EMELNORTE.

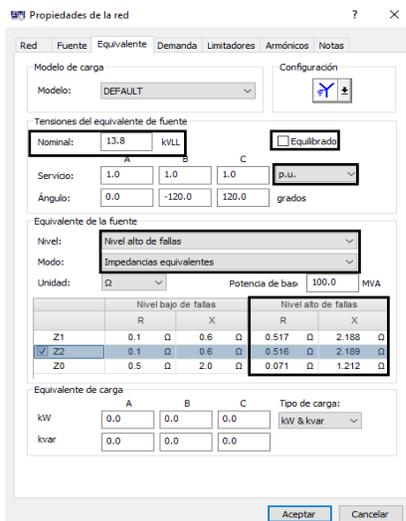


Fig. 26. Propiedades de la red modificadas.
Fuente: EMELNORTE.

- En la barra de simulación, se verifica el tipo de estudio, según la metodología de EMELNORTE se utiliza “Cortocircuito IEC 60909”, luego se emplea el icono [ ejecutar la simulación] en el cual se dispondrá a realizar el cálculo de los niveles de cortocircuito en todos los nodos y se ejecuta.

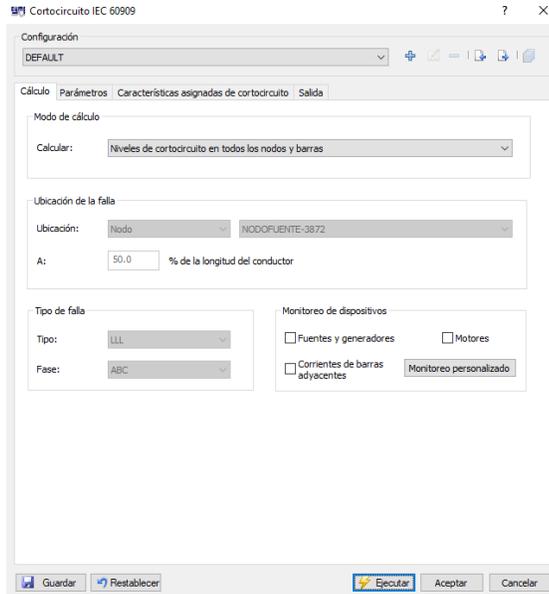


Fig. 27. Ventana de simulación de cortocircuito de CYMDIST.
Fuente: EMELNORTE.

- Con los valores simulados de cortocircuito obtenidos en los nodo de los alimentadores es necesario exportarlos en hojas de datos de Excel, para lo cual se selecciona el icono [ Reporte de análisis] ubicado en la barra de simulación.

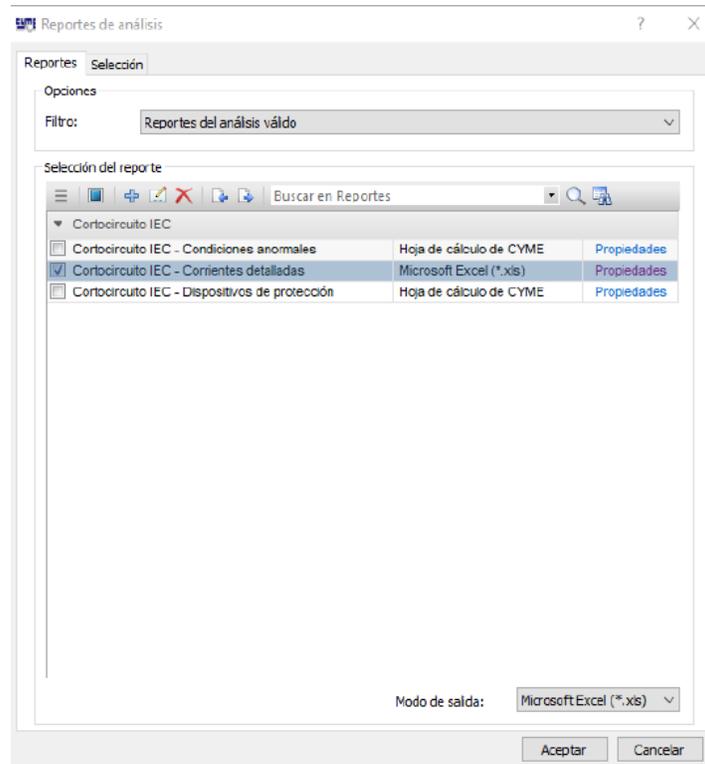


Fig. 28. Reporte de análisis.
Fuente: EMELNORTE

- En la ventana de reporte de análisis se selecciona la opción “Cortocircuito IEC – Corrientes detalladas” y se modifica las propiedades del reporte para obtener una tabla de Excel con información acerca de: nodos, voltaje, y corrientes de corto circuito trifásicas (LLL), bifásicas (LL), bifásicas a tierra (LLG), monofásicas a tierra (LG) y sus coordenadas en “X” y “Y”.

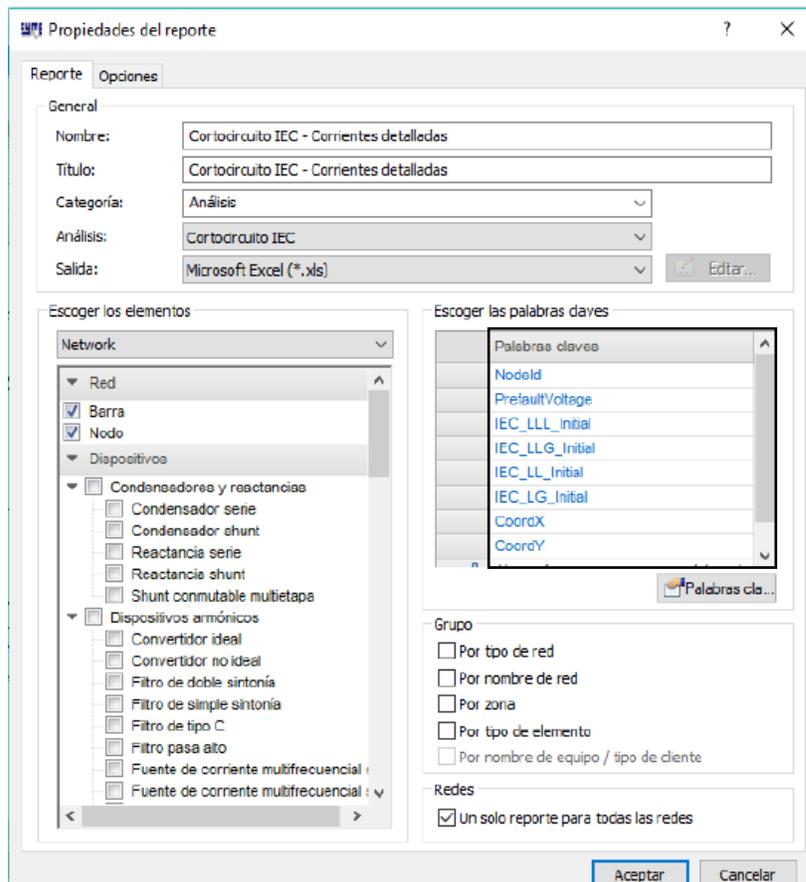


Fig. 29. Selección de datos a exportar.
Fuente: EMELNORTE.

- Después de exportar el libro de Excel, se selecciona la función [ filtro] en la columna de voltajes de las tablas obtenidas se discriminan los valores distintos a 13,8 kV y se eliminan esos datos, puesto que solo se necesitan las corrientes de cortocircuito a nivel de 13,8 kV.
- En el documento de Excel se incluye una columna adicional con los valores de corriente de cortocircuito máximos (Icc_max [A]) entre los valores: cortocircuitos LLL, LLT, LL y LT de cada nodo de los alimentadores.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	Nombre nodo	kV antes de falla (kV)	Fact C	Γ_k LLL (kA)	Γ_k LLT (kA)	Γ_k LL (kA)	Γ_k LT (kA)	Coord. X	Coord. Y	lccmax (A)
2	NODOFUENTE-38	13.800	1.10	3.543980	4.035938	3.068669	4.185794	864182.100	10088495.960	4185.79406
3	MTA_S_406337	13.800	1.10	3.527682	3.991032	3.054535	4.148015	864176.720	10088514.990	4148.01465
4	MTA_S_456321	13.800	1.10	3.526860	3.988798	3.053822	4.146118	864176.010	10088515.690	4146.11829
5	MTA_S_456322	13.800	1.10	3.520392	3.971321	3.048212	4.131221	864170.260	10088521.080	4131.22064
6	MTA_S_294056	13.800	1.10	3.519572	3.969119	3.047502	4.129337	864169.550	10088521.790	4129.33673

Fig. 30. Libro de Excel de datos del estudio de cortocircuito.
Fuente: EMELNORTE.

2.4. Modelación de equipos de protección en software CYMTCC.

Mediante la utilización del software CYMTCC se modelará los componentes del sistema eléctrico de la subestación Tulcán tales como: transformador, relé general, relés de cabecera para cada alimentador con sus respectivos fusibles.

Los componentes se incluyen en el diagrama mediante la pestaña [ crear equipo] de la ventana explorador múltiple.

- La modelación empieza arrastrando el icono de transformador [ Transformador] hasta el área de modelación del diagrama. Al añadirlo se desplegará una ventana en la cual se debe ingresar datos del transformador de la subestación Tulcán resumidos en la tabla 2.6 obtenida de la información brindada por EMELNORTE.

TABLA 2.6. Información del transformador de potencia de la subestación Tulcán.

Tensión Primaria	69 kV
Impedancia	7.2%
Servicio Nominal	10 kVA
Enfriado por ventilador	12,5 VA
Tipo de conexión	Delta-Y, conexión directa a tierra (Dyn)

Fuente: EMELNORTE.

TRANSFORMADOR

Dispositivo
 Número Id

CC & CPC...
 Coordinación ...
 Localización ...
 Color ...
 Símbolo ...
 Símbolo D.U...
 Eti. daños
 Eti. Cor. irrup.
 Eti. CPC

General

Tensión primaria	69.000	[kV]
Impedancia	7.2	[%]
Servicio nominal	10000.0	[kVA]
Enfriada ventilador	12500.0	[kVA]

Opciones

Corriente plena carga

Conexión Delta-Y, trazar curva desviada

para la falla secundaria L-L
 para la falla secundaria L-T

Dispositivo de protección primaria
 No selection. Examinar ...

Tipo
 Inmerso en líquido Seco

Conexión

Delta-Delta
 Delta-Y, sin conexión a tierra
 Delta-Y, conexión directa a tierra
 Delta-Y, puesto a tierra con resist.
 Y-Delta
 Y-Y, sin conexión a tierra
 Y-Y, conexión directa a tierra
 Y-Y, puesto a tierra con resistencia
 Y-Y, puesto a tierra
 Monofásico L-L
 Monofásico L-T

Corriente magnetizante de irrupción

Dibujar
 Círculo (0.1 [s])
 Multiplicador x FLA
 Curva CTC

Curva de corriente de falla circulante

Frecuente
 Infrecuente
 Punto de daño

Curva desplazada

Daño mecánico (Cat 1 <500 kVA)

Mostrar

Predeterminar
 Dibujar
 Cancelar

Fig. 31. Datos del transformador de potencia.
 Fuente: EMELNORTE.

- Después se ingresa el relé general de protección de fase (51) y tierra (51N), arrastrando desde la pestaña “crear equipo” el icono [E relé, (electrónico)] hacia la ventana del diagrama unifilar, desplegando una ventana en donde se debe ingresar los parámetros: tensión de operación, protección de fase o neutro, la compañía fabricante, el tipo de curva del relé y el ajuste en tiempo (dial), el tap, información registrada en la tabla 2.3.
- En la opción “dispositivo auxiliar” se ingresa el tiempo de 200ms que ocurre entre la operación del relé y apertura del disyuntor.

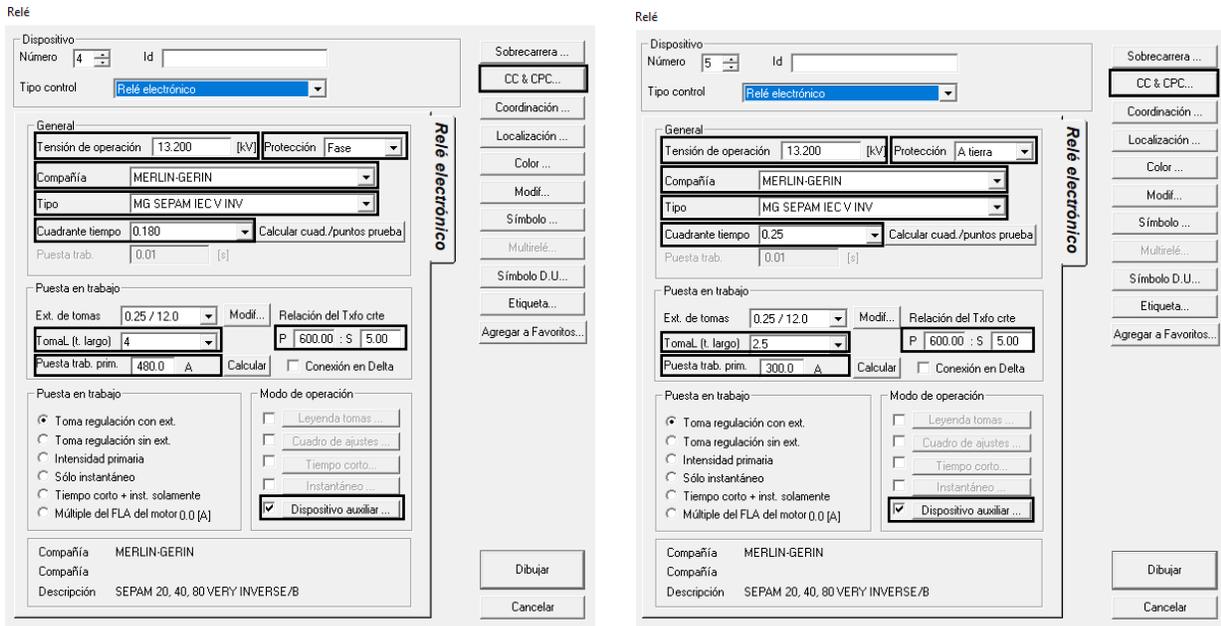


Fig. 32. Configuración del relé general de fase y neutro.
Fuente: EMELNORTE.

- Para definir la corriente máxima de cortocircuito que observa el relé, se toma en cuenta la corriente a la salida de la subestación obtenida en el estudio de cortocircuito realizado en el software CYMDIST, cuyo valor para la subestación Tulcán es de 4185 A, el cual se ingresa en el botón “CC & CPC”.

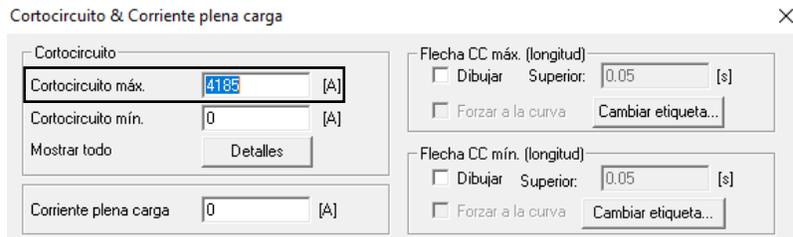


Fig. 33. Corriente de cortocircuito máxima del relé.
Fuente: EMELNORTE.

- Después se ingresa la barra a nivel de voltaje 13,8kV para la salida de los alimentadores de la subestación Tulcán la cual debe estar ubicada por debajo del relé general de protección de fase y tierra.
- Luego de la barra se añade los relés de cabecera de cada alimentador ingresando los datos de la misma manera que el relé general, pero con los datos de ajuste de relé según la tabla 2.3.

Barra con parámetros de destello por arco

Dispositivo
 Número 6 Id

Localización ...
 Símbolo D.U...

Tensión de barra
 Tensión: 13.8 {kV}

Fig. 34. Datos de la barra.
 Fuente: EMELNORTE.

- Una vez ingresados el transformador y los relés de protección, se procede a ingresar los fusibles desde “crear equipo” arrastrando el icono [Fusible] definiendo; la tensión de operación a 13,8kV, el tipo de fusible a utilizar y el valor de servicio nominal, que se puede manipular con el icono [ajuste rápido] para generar un cambio visual de las curvas características según se aumente o disminuya el valor.

FUSIBLE

Dispositivo
 Número 8 Id

CC & CPC...
 Coordinación ...
 Localización ...
 Color ...
 Modif...
 Símbolo ...
 Símbolo D.U...
 Etiqueta...
 Control Vista ...
 VFI Ajustar...
 Agregar a Favoritos...

General
 Tensión de operación 13.800 [kV]
 Compañía A.B. CHANCE
 Tipo A.B CHANCE T
 Servicio nominal 50T

Opciones
 Fusible en paralelo

Compañía A.B. CHANCE
 Curva Nro. 30005 30006
 Descripción CHANCE T, SLOW FUSE LINKS IN

Dibujar
 Cancelar

Fig. 35. Datos del fusible.
 Fuente: EMELNORTE.

- El diagrama unifilar resultante se observa en la figura 36, que marca los equipos de protección general y en los alimentadores de la subestación Tulcán.

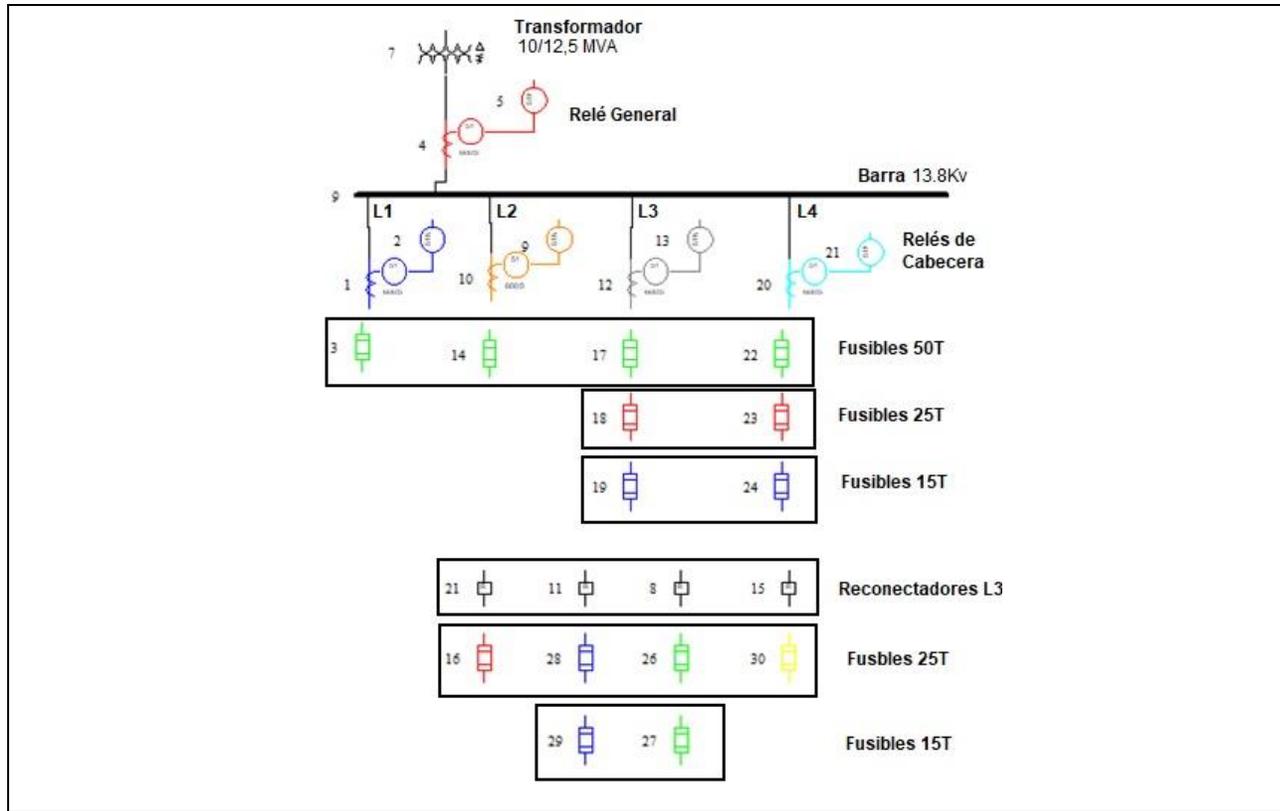


Fig. 36. Diagrama en CYMTCC de los equipos de protección de la subestación Tulcán.
Fuente: EMELNORTE.

2.4.1. Determinación de fusibles

- Para determinar el fusible tipo T que se ubicará en las derivaciones primarias, las curvas características del fusible deben estar por debajo de las curvas características del relé de la cabecera del alimentador.
- Para la selección de los fusibles en derivación secundaria y terciaria se aplica el mismo criterio descrito para el fusible tipo T seleccionado en la derivación primaria.

FUSIBLE

Dispositivo
Número: 22 Id: []

General
Tensión de operación: 13.800 [kV]
Compañía: A.B. CHANCE
Tipo: A.B. CHANCE T
Servicio nominal: 50T

Opciones
 Fusible en paralelo

Compañía: A.B. CHANCE
Curva Nro.: 30005 30006
Descripción: CHANCE T, SLOW FUSE LINKS IN

CC & CPC...
Coordinación...
Localización...
Color...
Modif...
Símbolo...
Símbolo D.U...
Etiqueta...
Control Vista...
VFI Ajustar...
Agregar a Favoritos...
Dibujar
Cancelar

Fig. 37. Configuración de fusibles Tipo T.
Fuente: EMELNORTE.

- Los equipos de protección ingresados generan sus curvas características propias y se puede observar en la figura 2.16 que coordinan de forma adecuada.

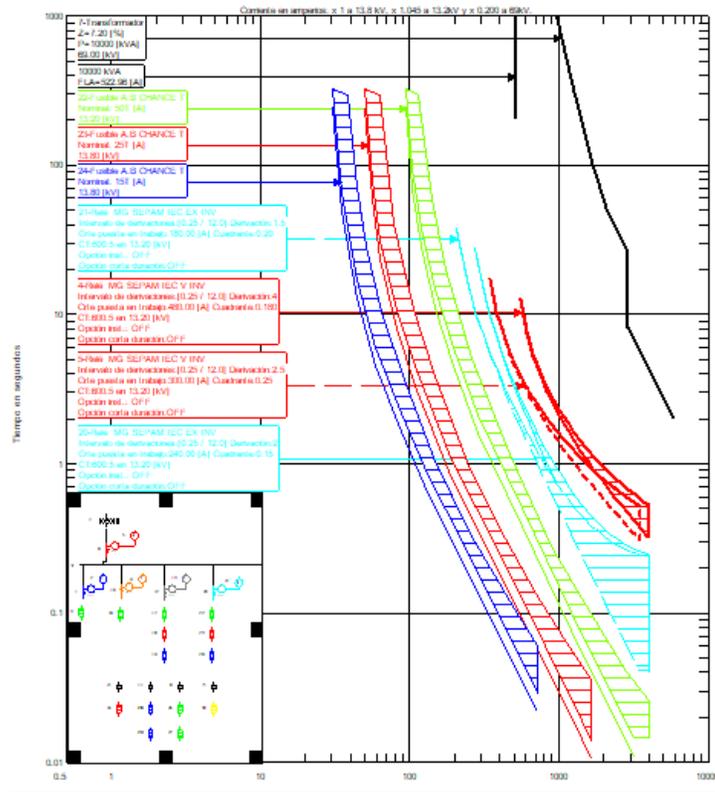


Fig. 38. Curvas características de los equipos de protección modelados de la subestación Tulcán.
Fuente: EMELNORTE.

2.4.2 Ingreso de ajustes de reconectores

En el caso de que se considere el uso de reconector para seccionar al troncal principal los ajustes de este dispositivo se los realiza de la siguiente manera:

- En la pestaña “crear equipo” se ingresa el reconector con el tipo de control: Electrónico Cooper Form 4C.
- Los parámetros a ajustar inicialmente son el voltaje nominal en 13,8 kV; en tipo de reconector se elige “NU-LEC U27-12”, solo se grafican las curvas lentas (CTC #2) del reconector seleccionándolas para fase y neutro las cuales son extremadamente inversas (EI) de acuerdo a la norma IEC 255. Las corrientes de operación para el reconector de fase y neutro se definen en Nominal (01p) y Nominal (01n) respectivamente, considerando que su valor será el 80% de las corrientes de pick up de los relés ubicados en la cabecera del alimentado primario.

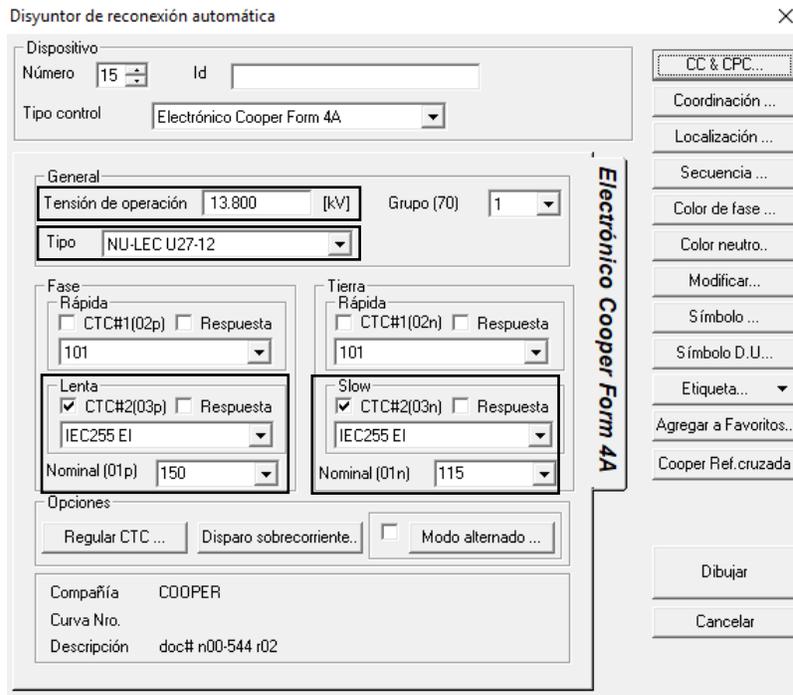


Fig. 39. Configuración general para del reconectador.
Fuente: EMELNORTE.

- Los ajustes de tiempo para el reconectador se los realiza con el botón “Regular CTC”, se selecciona la modificación de las curvas lentas de fase y neutro (CTC#2).

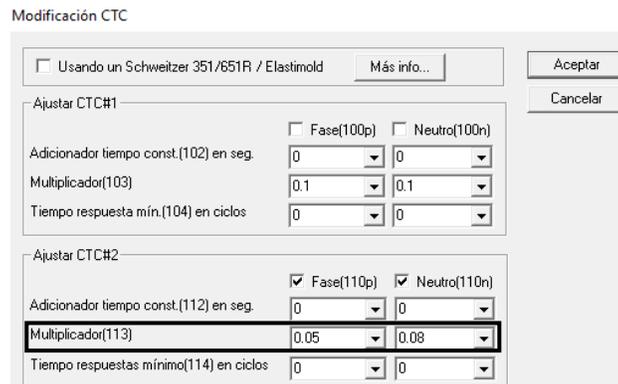


Fig. 40. Ajuste de tiempo del reconectador.
Fuente: EMELNORTE.

- En el botón de “Coordinación” se escoge el modo de operación de las curvas lentas de coordinación para el reconectador como “Definido/usuario” para fase y neutro aumentando un tiempo constante de 0,15 segundos.

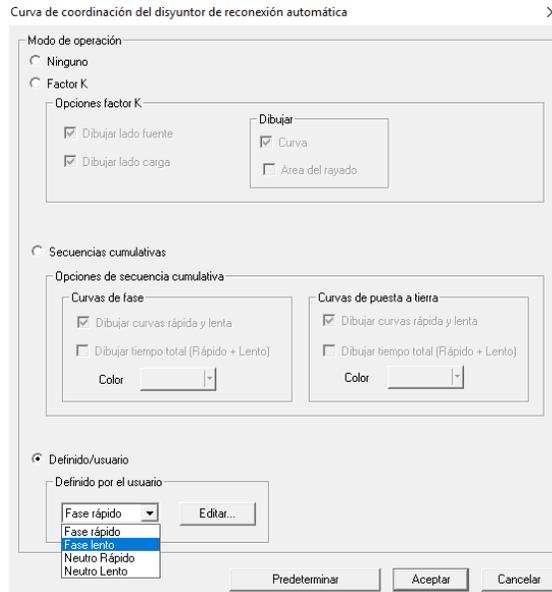


Fig. 41. Configuración de curvas del reconector.
Fuente: EMELNORTE.

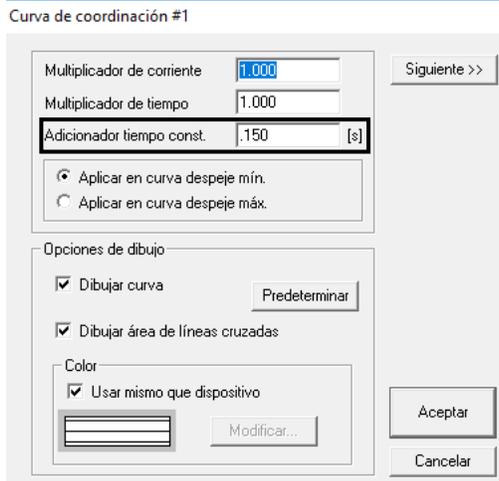


Fig. 42. Curva de coordinación del reconector.
Fuente: EMELNORTE.

2.5. Metodología para la implementación de la coordinación de protecciones

2.5.1. Determinación de zonas de protección

- Subestación: Esta protegida por el relé general contra sobrecorriente de fase y tierra (51, 51N). Desactivando la operación instantánea del relé.
- Troncal principal: Esta protegida por los relés de cabecera (51 y 51N) con las funciones de operación instantánea desactivada. La troncal principal comprende la mayor distancia posible de red trifásica según la topología del alimentador a partir del cual se ramifica el

circuito eléctrico (derivaciones). No se instalan fusibles en el troncal principal y se define en el diagrama de color verde (Quetzal Green) para su identificación.

- Derivación primaria: Se protege con el fusible tipo 50T, en toda derivación que se origine desde la troncal principal sin importar si es monofásica, bifásica o trifásica y recorre una gran extensión de red. Se define en el diagrama de color amarillo (Solar Yellow) para su identificación.
- Derivación secundaria: Se protege con el fusible tipo 25T, en toda derivación que se origine desde la derivación primaria sin importar si es monofásica o trifásica. Se define en el diagrama de color azul (Lapis Lazuli) para su identificación.
- Derivación terciaria: Se protege con el fusible tipo 15T, en toda derivación que se origine desde la derivación secundaria. Se define en el diagrama de color naranja (Electron Gold) para su identificación.

2.5.2. Delimitación de rangos de fusibles para transformadores

Este análisis se realiza mediante la tabla 1.2 de la siguiente manera:

- Se determinan los fusibles que se utilizará para las derivaciones primarias, secundarias y terciarias, de los alimentadores de la subestación Tulcán. (50T, 25T, 15T).
- El límite de corriente de cortocircuito máximo de color rojo determina los fusibles slow-fast que se pueden utilizar en cada derivación. Extrapolando esta corriente hacia los fusibles que se encuentran en el eje vertical izquierdo, (SF).

En la figura 2.21 se observa los fusibles seleccionados tipo T que coordinan hasta un rango de fusible tipo SF. Estos fusibles limitan la capacidad de los transformadores a instalar en cada derivación.

Fusibles Seleccionados

T	1	2	3	6	8	10	12	15	20	25	30	40	50	65	80	100	140	200
0.2	4	88	315	430	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725	
0.3	4	7	315	430	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725	
0.4	4	6	296	430	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725	
0.6	-	4	6	291	430	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
0.7	-	4	6	289	430	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
1.0	-	4	6	15	388	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
1.3	-	-	6	14	24	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
1.4	-	-	6	14	22	546	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
1.6	-	-	6	13	19	32	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
2.1	-	-	-	12	17	25	38	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
3.1	-	-	-	12	15	21	33	50	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
3.5	-	-	-	-	15	20	31	46	1182	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
4.2	-	-	-	-	15	20	30	43	65	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
5.2	-	-	-	-	-	19	27	39	56	1436	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
6.3	-	-	-	-	-	-	26	36	51	79	1939	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
7.0	-	-	-	-	-	-	25	34	48	75	1876	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
7.8	-	-	-	-	-	-	-	32	44	63	94	2491	3325	4440	5335	6965	9525	9725
10.4	-	-	-	-	-	-	-	-	42	58	80	149	2980	4440	5335	6965	9525	9725
14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69	104	165	4440	5335	6965	9525	9725
21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	113	183	4324	6328	9525	9725	
32	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	152	229	5436	9525	9725
46	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	184	301	8898	9725

Corrientes máximas de coordinación

Fig. 43. Análisis de corrientes máximas de coordinación entre fusibles SF y T.
Fuente: EMELNORTE.

2.5.3. Corrientes máximas de cortocircuito entre fusibles T

Mediante la tabla 1.3 se analiza las corrientes de la siguiente manera:

- Se localiza la intersección entre la derivación secundaria (25T) ubicada aguas abajo de la derivación primaria (50T) ubicada aguas arriba.
- Se localiza la corriente de coordinación en la intersección entre la derivación terciaria (15T) ubicada aguas abajo de la derivación secundaria (25T) ubicada aguas arriba.

		Fusibles para derivación secundaria aguas arriba							Fusibles para derivación primaria aguas arriba							
T	T	6	8	10	12	15	20	25	30	40	50	65	80	100	140	200
1	-	265	500	710	930	1200	1530	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200	
2	-	265	500	710	930	1200	1530	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200	
3	-	265	500	710	930	1200	1530	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200	
5	-	265	500	710	930	1200	1530	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200	
6	-	-	350	680	930	1200	1530	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200	
8	-	-	-	430	840	1200	1530	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200	
10	-	-	-	-	530	1010	1530	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200	
12	-	-	-	-	-	620	1280	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200	
15	-	-	-	-	-	-	720	1550	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200	
20	-	-	-	-	-	-	-	880	2000	3200	4000	5000	6400	9700	15200	
25	-	-	-	-	-	-	-	-	1200	2500	4000	5000	6400	9700	15200	
30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1300	3100	5000	6400	9700	15200	
40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1400	3700	6200	9700	15200	
50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1800	4700	9700	15200	
65	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2200	9000	15200	
80	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6800	15200	
100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2900	13800	
140	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5000

Fig. 44. Análisis de corrientes de cortocircuito en derivaciones aguas abajo y derivaciones aguas arriba.
Fuente: EMELNORTE.

2.5.4. Determinación de rangos de corrientes

Según las tres derivaciones posibles a realizar se puede tener dos zonas de coordinación, de acuerdo a esto se analiza las corrientes máximas de coordinación entre los fusibles que protegen una misma zona de coordinación, es decir, la corriente de los fusibles de las derivaciones secundarias con los de las derivaciones primarias delimitan un área de funcionamiento y las corrientes de los fusibles SF con las derivaciones secundarias que determinan la capacidad de los transformadores que protegen en la zona de coordinación n°1, siendo esta corriente la selecta para definirse como rango. Para la zona de coordinación n°2 se analiza el mismo criterio y se observa "I Selecta (A)" en la tabla 2.7.

TABLA 2.7. Selección de corrientes máximas de coordinación.

Comparación	Derivaciones	Fusibles	Icc Max. (A)	I selecta (A)
Zona de coordinación N°1	Sec. – Prim.	25T - 50T	2500	1645
	Trafos – Sec.	SF - 25T	1645	
Zona de coordinación N°2	Terc. – Sec.	15T - 25T	720	720
	Trafos – Terc.	SF - 15T	1020	

Fuente EMELNORTE.

Se determinan rangos para poder discriminar las zonas de protección en los alimentadores por lo que se dividirá en tres rangos; en el primer rango se podrán realizar solo derivaciones primarias, en el segundo rango se podrán realizar derivación primarias y secundarias, y en el tercero rango se podrán realizar derivaciones primarias, secundarias y terciarias, con el objetivo de hacer más selectivo al sistema de protecciones eléctricas. Resultado que se muestra en las tablas 2.8.

TABLA 2.8. Rangos establecidos para derivaciones en los alimentadores con sus colores asignados.

Rango	Color	Derivación	I rango (A)
1	Rojo	Primaria	Icc S/E – 1645
2	Azul	Secundaria	1645 – 720
3	Verde	Terciaria	< 720

Fuente EMELNORTE.

2.6. Creación de la base ArcGIS

Este proceso se realiza para extraer información de cada alimentador de la subestación Tulcán de forma individual mediante la base de datos de ARCGIS de EMELNORTE, en el siguiente procedimiento se indica como seleccionar y exportar las capas de la línea de medio voltaje denominada en el ARCGIS como “Tramo MT Aéreo”.

- En el icono [ capas] de la ventana “tabla de contenido” de ArcGIS se selecciona y se aplica clic derecho sobre la capa “Tramo MT Aéreo” para abrir el comando adicional [ Open Attribute Table].
- Se abre la tabla de atributos se ejecuta [ Select By Attributes] en el cual mediante el identificador “ALIMENTADORID” añadido el signo “=”, se da clic en “*Get Unique Values*”, para ubicar el código del alimentador Tulcán 01 el cual es: 1300150T01 y se da clic en “*apply*”.

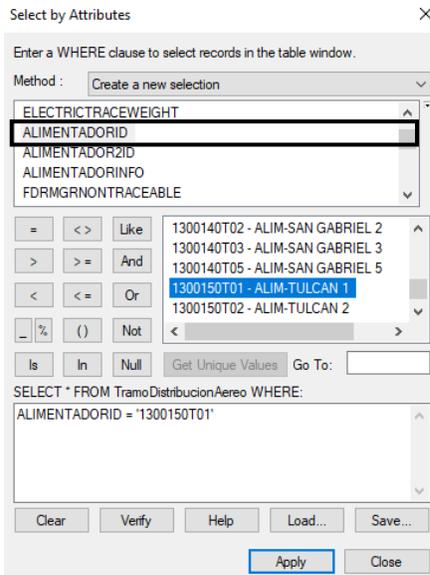


Fig. 45. Ventana de selección por atributos.
Fuente: EMELNORTE.

- Se ejecuta de la barra menú “Selection” y escoger “Select by Location”, en la ventana que se despliega seleccionar en “Tarjet layer(s)” las capas: *Subestación, Poste, Puesto Protección Dinámico, Puesto TransfDistribución y Seccionador Fusible*; luego escoger en “Source Layer” la capa **Tramo MT Aéreo** y dar clic en “OK”.

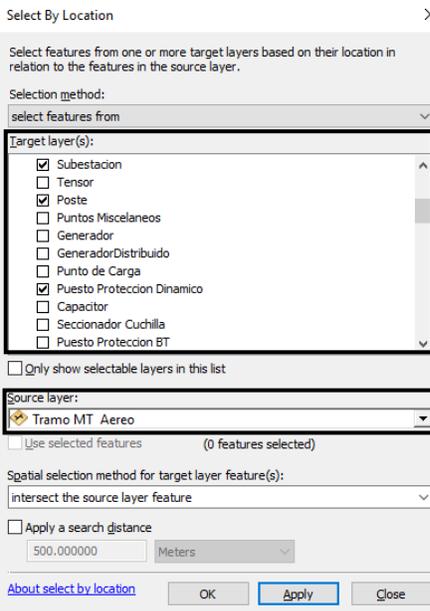


Fig. 46. Ventana de selección por localización.
Fuente: EMELNORTE.

- En la ventana “tabla de contenidos” se selecciona el “*Tramo MT Aéreo*” se da clic derecho y se selecciona la opción “DATA”, se selecciona [ Export Data] para exportar el archivo y proceder a guardar el archivo en formato “shapefile” con el nombre: “Tramo_MT_Aereo.shp”, en la carpeta [ Capas] ordenando por alimentador que se extrae.

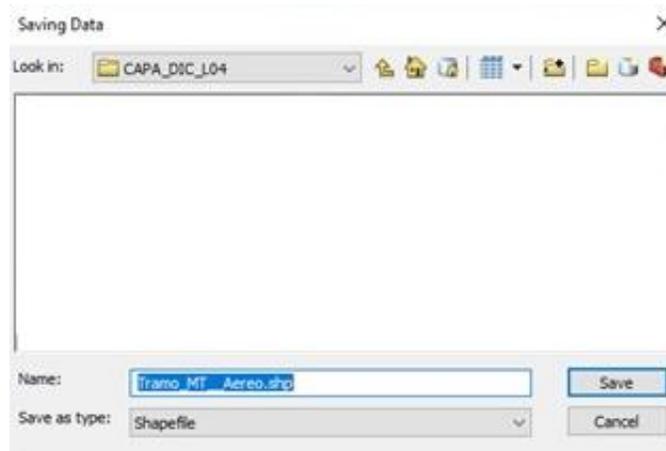


Fig. 47. Almacenamiento de la capa “Tramo MT Aéreo”.
Fuente: EMELNORTE.

- Se deben repetir los pasos detallados en el literal anterior con las capas citadas anteriormente, (*Subestación, Poste, Puesto Protección Dinámico, Puesto TransfDistribucion y Seccionador Fusible*), guardando los archivos shapefile en la carpeta capas del alimentador.
- En la carpeta de “capas” del alimentador se añade un archivo tipo shapefile “fuse plantilla.shp” que tiene las características para ingresar los tipos de fusibles necesarios en los tramos de medio voltaje.
- En la carpeta “Capas” copiar el archivo de Excel “lccmax_1300150T01” con las corrientes de cortocircuito máximas, extraído del programa CYMDIST.
- Los archivos shapefile extraídos se importan en una plantilla visor de ArcGis nueva [ 1300150T01], en la ventana “tabla de contenidos” se selecciona con clic derecho sobre la capa “Tramo MT Aéreo” que se encuentra sin datos, se selecciona [ Data-Repair Data Source], luego se ubica la carpeta en donde están guardados los archivos shapefile y se agrega seleccionando el archivo del mismo nombre de la capa. Este paso debe realizarse en todas las capas extraídas para la nueva plantilla.
- En las propiedades de la capa “Tramo MT Aéreo” y “Tramo MT Subterráneo” se registran las redes trifásicas, bifásicas y monofásicas del alimentador, con diferentes colores para

diferenciarlas. Estos colores se registran en la pestaña “Symbology” seleccionando la categoría “unique values, many fiels” como: “SUBTIPO”, “OBSERVACIO”, ahí se agrega los valores 1, 2, y 3, y se define los colores.

TABLA 2.9. Formato para tramos del alimentador primario.

Tramo MT	Valor	Color	Tamaño
Monofásico	1	Café	2,00
Bifásico	2	Rojo	2,00
Trifásico	3	Morado	3,00

Fuente: EMELNORTE.

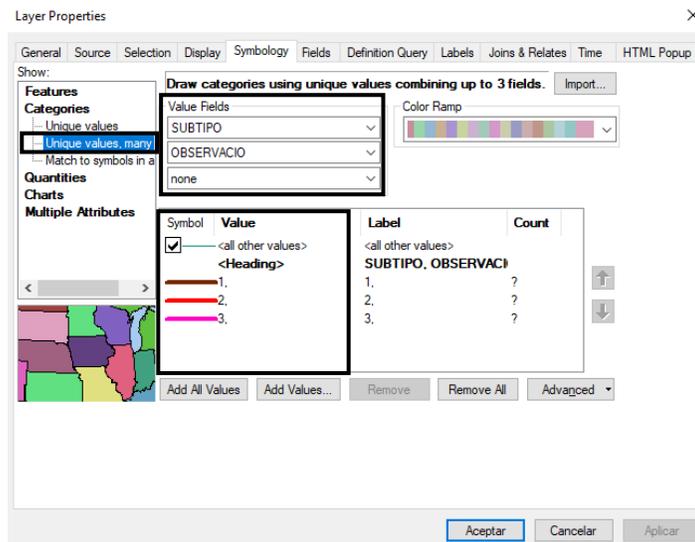


Fig. 48. Ventana de selección de Tramos MT aéreos por colores.
Fuente: EMELNORTE.

2.6.1. Ingreso de corrientes de cortocircuito

- Para importar en ArcGIS las hojas de datos de Excel de las corrientes de cortocircuito máximas, en la barra de menú se da clic en “File” y se selecciona “Add Data” y se ejecuta [Add XY Data], elegir la hoja de datos a ingresar que activará los campos de especificación de coordenadas y se selecciona Coord#X y Coord#Y en los campos que corresponden.
- Abrir el icono [Folder] y buscar en la carpeta “Capas” el archivo que contiene las corrientes máximas de cortocircuito [Iccmax nivel alto de fallas.xlsx], escoger la tabla de Excel [Table] ‘Cortocircuito IEC – Corrientes \$’ y pulsar Add.

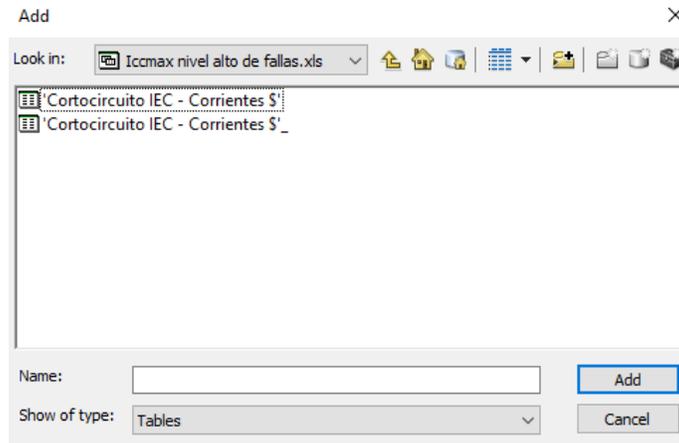


Fig. 49. Adición de archivo de corrientes de cortocircuito máximas.
Fuente: EMELNORTE.

- Para obtener las coordenadas de las corrientes del estudio de cortocircuito se debe especificar en los campos:

X field: la coordenada X

Y field: la coordenada Y

Finalmente dar clic en OK.

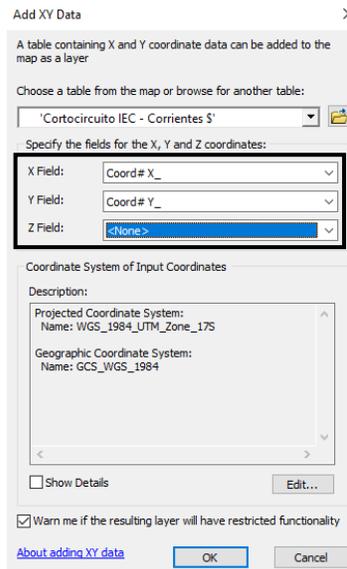


Fig. 50. Ventana de adición de coordenadas XY.
Fuente: EMELNORTE.

- Se selecciona todas las corrientes de cortocircuito del diagrama, se da clic derecho en la capa "IccMax_1300150T01" y se selecciona [Open Attribute Table], ejecutando [Select By Attributes], luego aparecerá una ventana en la que se elige el dato de corrientes máximas y se formula según la tabla 2.10. haciendo esto de manera individual para cada rango.

TABLA 2.10. Fórmulas para selección de corrientes de cortocircuito.

Rango 1	Derivación Primaria	"Iccmax" >= 1645
Rango 2	Derivación Secundaria	"Iccmax" > 720 AND "Iccmax" < 1645
Rango 3	Derivación Terciaria	"Iccmax" <= 720

Fuente: EMELNORTE.

2.6.2. Ingreso de fusibles en ArcGIS

- Para ingresar un fusible en el diagrama, en la barra de edición de ArcGIS se selecciona “Editor” y se aplica [ Start Editing].
- Luego en “Editor” se selecciona la opción “Snapping Window” y se activan las casillas de capas “poste” y “tramo MT aéreo”, sobre las cuales van a ir incluidos los fusibles.
- Luego se activa el icono [ Create Features] que abre una ventana que muestra los distintos fusibles que se pueden añadir al diagrama ya sea monofásico, bifásico o trifásico, y se puede seleccionar arrastrando hacia el punto que se quiere incorporar el fusible.
- Una vez finalizado la edición es necesario guardar los cambios y se selecciona en “Editor” [ Save Edits] y luego detener con la opción [ Stop Editing].

2.7. Protección de los circuitos alimentadores

Una vez reparada la base nueva de ArcGIS se procede a determinar las troncales principales de cada alimentador y registrar los rangos de corrientes de cortocircuito para realizar el análisis de ubicación de fusibles tipo T de protección según las derivaciones.

La ubicación de los fusibles seleccionados se realiza mediante el análisis de los criterios de la metodología de coordinación de protecciones; verificando capacidades de los transformadores, corriente de conducción de los conductores, rangos de corrientes máximas de coordinación, respuesta ante corrientes de carga fría y coordinación con equipos de protección adicionales como reconectores.

2.7.1. Circuito Tulcán 1

En la figura 2.29. se puede observar el esquema unifilar del alimentador L1, mismo que muestra definida la troncal principal y los rangos de corrientes de cortocircuito (Icc).

En la figura 2.30 se muestra el esquema del alimentador L1 con su derivación primaria ya identificadas en el software ArcGIS, las corrientes de cortocircuito en el alimentador van desde 4185 [A] en la salida de la subestación hasta el punto más alejado del alimentador donde se tiene 1892 [A], considerando el rango de corrientes dado en la tabla 2.10 para el alimentador L1, hay la posibilidad de realizar derivaciones primarias.

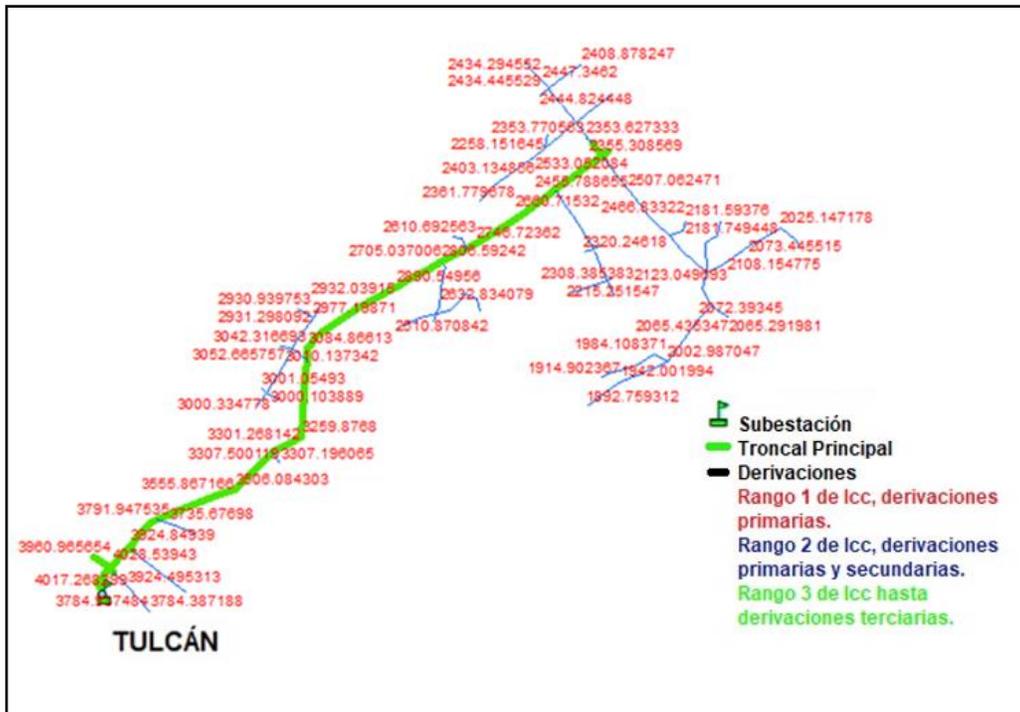


Fig. 51. Esquema unifilar del alimentador L1.
Fuente: Autor.

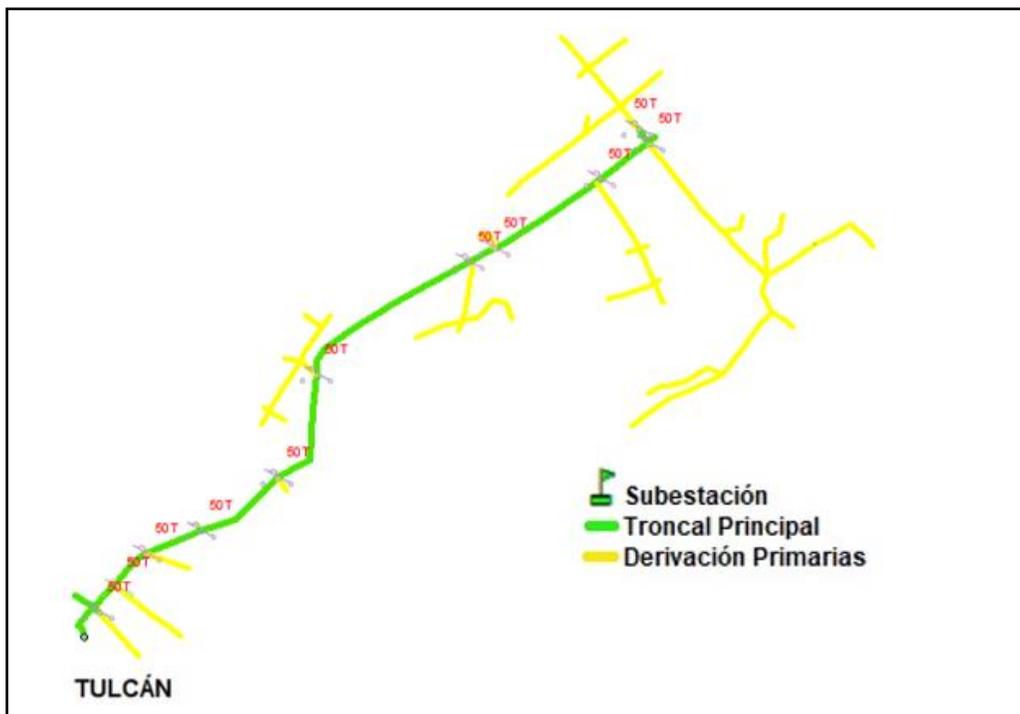


Fig. 52. Esquema de equipos de protección coordinados del alimentador L1.
Fuente: Autor.

2.7.2. Circuito Tulcán 2

En la figura 2.31. se puede observar el esquema unifilar del alimentador L2, mismo que muestra definida la troncal principal y los rangos de corrientes de cortocircuito (Icc).

En la figura 2.32 se muestra el esquema del alimentador L2 con su derivación primaria ya identificadas en el software ArcGIS, las corrientes de cortocircuito en el alimentador van desde 4185 [A] en la salida de la subestación hasta el punto más alejado del alimentador donde se tiene 1683 [A], considerando el rango de corrientes dado en la tabla 2.10 para el alimentador L2, hay la posibilidad de realizar derivaciones primarias.

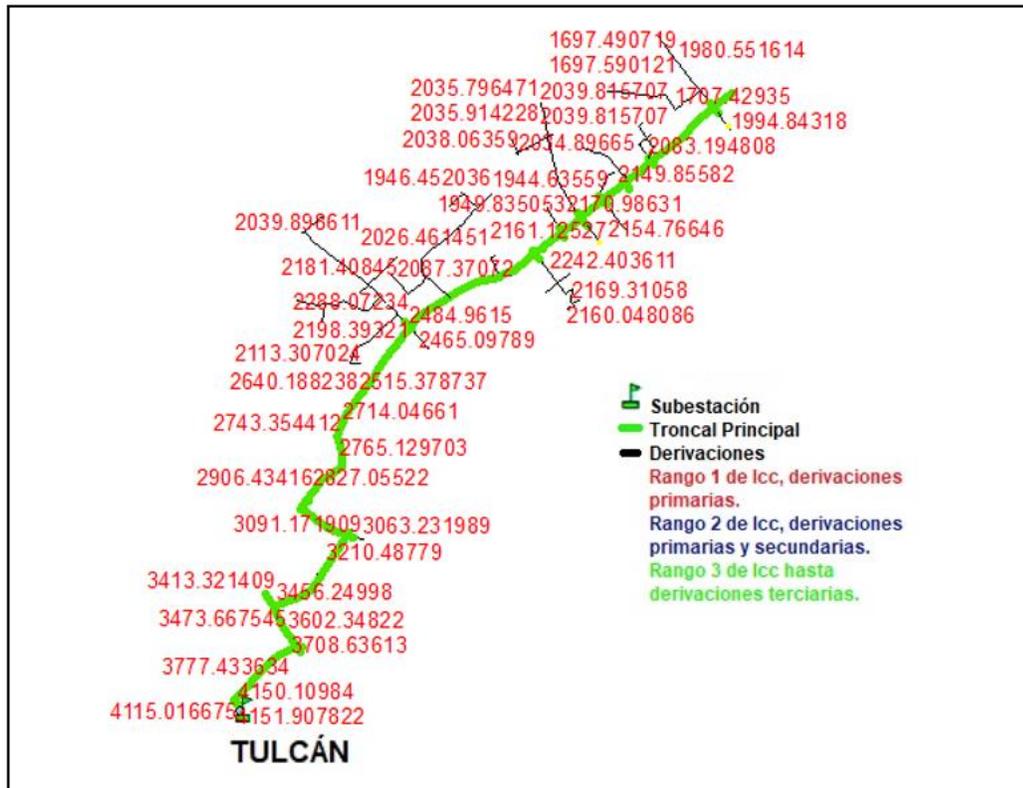


Fig. 53. Esquema unifilar del alimentador L2.

Fuente: Autor.

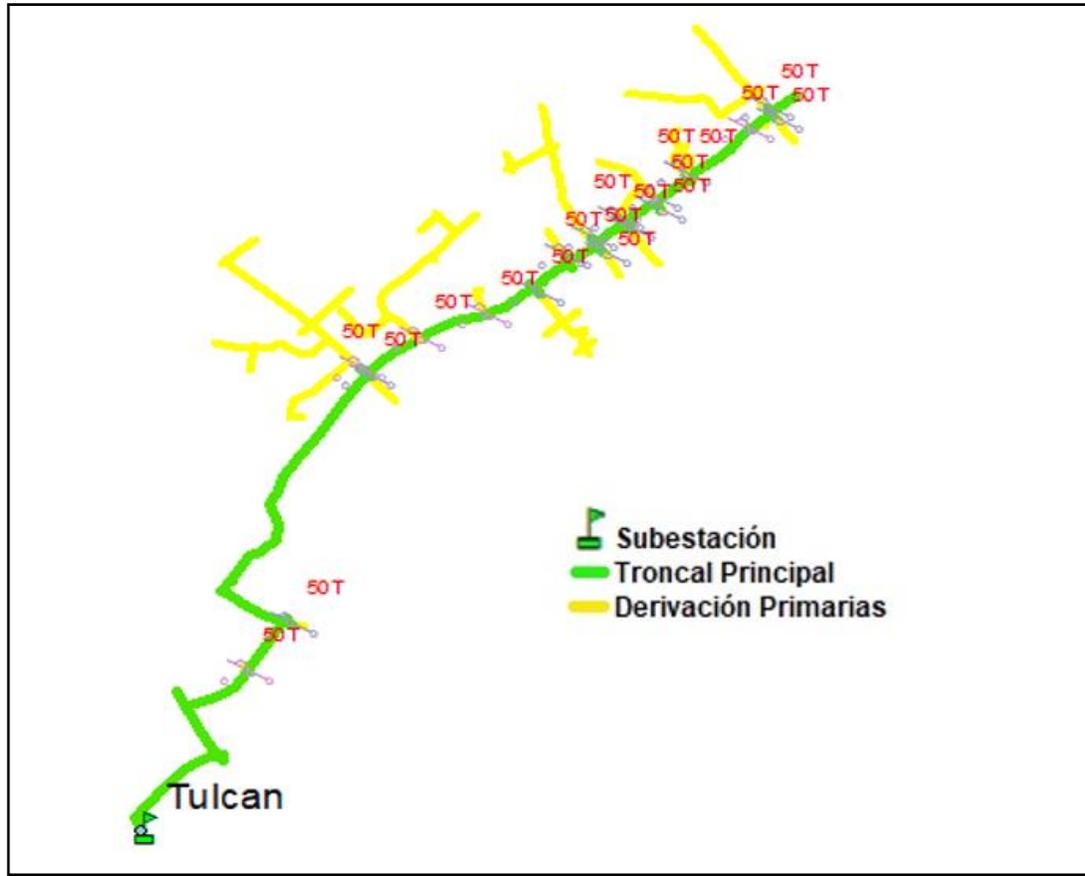


Fig. 54. Esquema de equipos de protección coordinados del alimentador L2.
Fuente: Autor.

2.7.3. Circuito Tulcán 3

En la figura 2.33. se puede observar el esquema unifilar del alimentador L3, mismo que muestra definida la troncal principal y los rangos de corrientes de cortocircuito (I_{cc}).

En la figura 2.34 se muestra el esquema del alimentador L3 con sus derivaciones primarias, secundarias y terciarias ya identificadas en el software ArcGIS, las corrientes de cortocircuito en el alimentador van desde 4185 [A] en la salida de la subestación hasta el punto más alejado del alimentador donde se tiene 242 [A], considerando el rango de corrientes dado en la tabla 2.10 para el alimentador L3, hay la posibilidad de realizar derivaciones primarias, secundarias y terciarias.

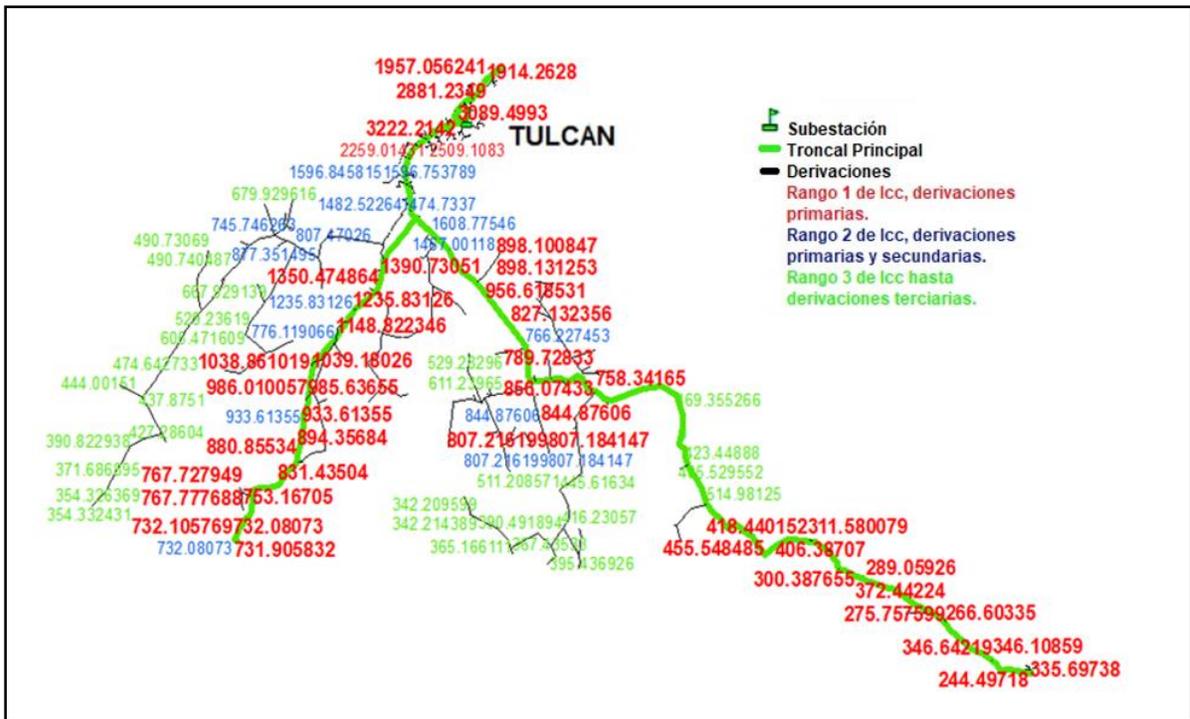


Fig. 55. Esquema unifilar del alimentador L3.
Fuente: Autor.

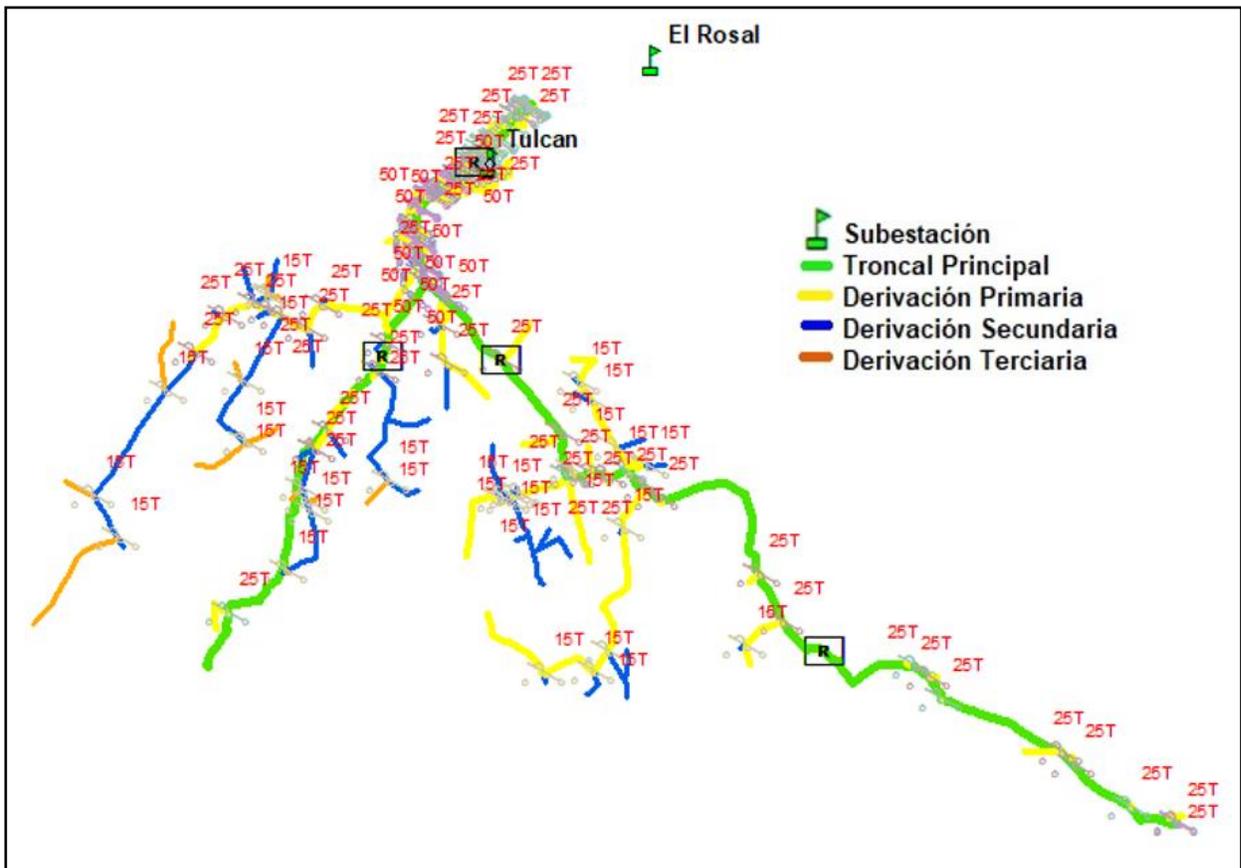


Fig. 56. Esquema de equipos de protección coordinados del alimentador L3.
Fuente: Autor.

2.7.4. Circuito Tulcán 4

En la figura 2.35. se puede observar el esquema unifilar del alimentador L4, mismo que muestra definida la troncal principal y los rangos de corrientes de cortocircuito (Icc).

En la figura 2.36 se muestra el esquema del alimentador L4 con sus derivaciones primarias, secundarias y terciarias ya identificadas en el software ArcGIS, las corrientes de cortocircuito en el alimentador van desde 4185 [A] en la salida de la subestación hasta el punto más alejado del alimentador donde se tiene 203 [A], considerando el rango de corrientes dado en la tabla 2.10 para el alimentador L4, hay la posibilidad de realizar derivaciones primarias, secundarias y terciarias.

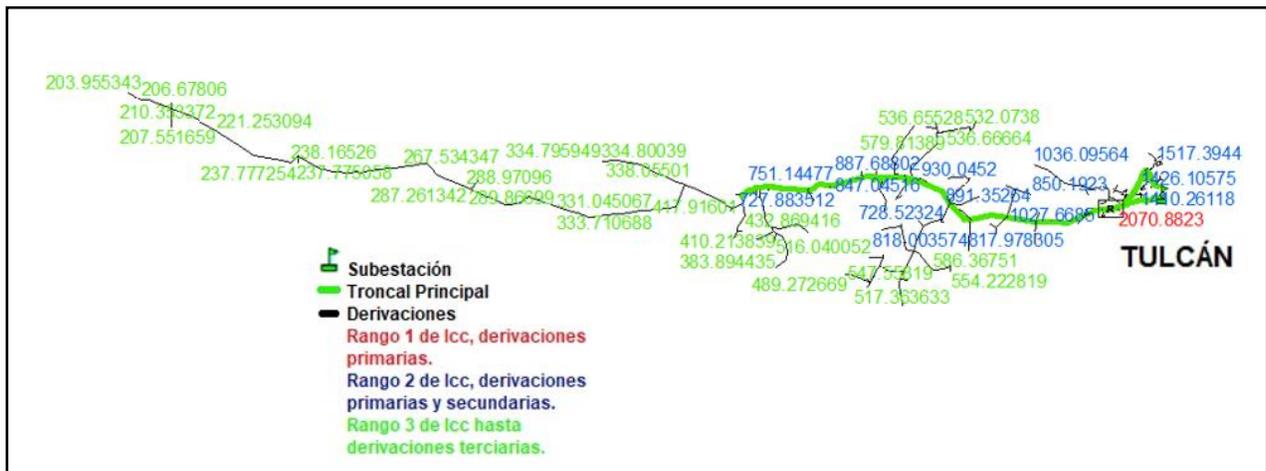


Fig. 57. Esquema unifilar del alimentador L4.
Fuente: Autor.



Fig. 58. Esquema de equipos de protección coordinados del alimentador L4.
Fuente: Autor.

CAPÍTULO III

Resultados

3.1. Estudio del alimentador Tulcán 1

El alimentador L1 tiene una extensión total de 5.53Km de longitud; los cuales comprenden tramos monofásicos de 2.16Km, tramos bifásicos 0.16Km, tramos trifásicos 2.60Km y tramos monofásicos subterráneos 0,045Km. Posee también un total de 37 transformadores:

TABLA 3.1. Transformadores del alimentador L1 según su potencia.

Fases	Potencia [kVA]	Número	Capacidad Instalada [kVA]
1	10	3	30
	15	9	135
	25	11	275
	37.5	4	150
3	30	2	60
	45	3	135
	50	2	100
	75	2	150
	125	1	125
	TOTAL	37	1160

Fuente: EMELNORTE.

3.1.1. Coordinación de protecciones

Luego de realizar el estudio de coordinación de protecciones se determina la implementación de los siguientes equipos de protección:

TABLA 3.2. Protecciones alimentador L1.

Fusibles después de los relés de cabecera	
Derivación Primaria	50T
Derivación Secundaria	No Aplica
Derivación Terciaria	No Aplica

Fuente: EMELNORTE.

Para la expansión del sistema de distribución se debe considerar que los fusibles de las derivaciones pueden mantener la coordinación de protecciones hasta la capacidad nominal de los transformadores dentro de su zona de protección, según la tabla 3.3.

TABLA 3.3. Límite de transformadores para mantener la coordinación de protecciones.

Fusible T vs SF	Monofásico (kVA)	Trifásico (kVA)
50T	Hasta 75	Hasta 300
25T	Hasta 50	Hasta 150
15T	Hasta 25	Hasta 75

Fuente: EMELNORTE.

Para la definición de derivaciones en el alimentador se utilizan los rangos de corrientes de cortocircuito máximo de la tabla 3.4. que determinan el tipo de derivación que se puede realizarse geográficamente en el alimentador.

TABLA 3.4. Rangos de corrientes de cortocircuito establecidos para derivaciones en el alimentador L1.

Rango de corrientes (A)	Color	Derivaciones
Mayores a 1645A	Rojo	Solo se pueden hacer derivaciones primarias
Entre 720A y 1645A	Azul	No Aplica
Menores a 720A	Verde	No Aplica

Fuente: EMELNORTE.

Del estudio realizado se define la utilización de la siguiente cantidad de fusibles, determinados en la tabla 3.5 según el tipo de fusible:

TABLA 3.5. Número de fusibles por tipo.

Fusible	Cantidad
50T	11
25T	–
15T	–

*Ver Anexo A

Fuente: EMELNORTE.

3.1.2. Sensibilidad de los fusibles.

En este caso se analiza si los fusibles selectos protegen al conductor eléctrico en las derivaciones y si operan correctamente ante la conexión de cargas frías, determinando las tablas 3.6 y 3.7 de la siguiente manera:

TABLA 3.6. Relación de corrientes de fusión entre los fusibles selectos y los conductores.

Derivación	Fusible	Corriente de fusión	Corrientes de fusión de conductores de Aluminio							
			2/0		1/0		2AWG		4AWG	
Primaria	50T	98,9[A]	276(A)	Protege	242(A)	Protege	184(A)	Protege	140(A)	Protege

Fuente: EMELNORTE.

TABLA 3.7. Sensibilidad de los fusibles selectos ante corrientes de cargas frías.

Derivaciones	Fusible	Corriente de fusión	Corrientes de Cargas frías			
			IMCD	R Icf	Icf	
Primaria	50T	98,9[A]	19.03(A)	3	57.09(A)	Protege

*IMCD: Es la mayor corriente que soporta la derivación.

*R ICF: Es la relación de corrientes de entrada y salida, definida por EMELNORTE.

*ICF: Es la corriente de carga fría resultante del producto de IMCD * R ICF.

Fuente: EMELNORTE.

3.2. Estudio del alimentador Tulcán 2

El alimentador L2 tiene una extensión total de 8.25Km de longitud; los cuales comprenden tramos monofásicos de 2.68Km, tramos bifásicos 0Km, tramos trifásicos 5.57Km y tramos monofásicos subterráneos 0Km. Posee también un total de 61 transformadores:

TABLA 3.8. Transformadores del alimentador L2 según su potencia.

Fases	Potencia [kVA]	Número	Capacidad Instalada [kVA]
1	10	1	10
	15	8	120
	25	10	250
	37.5	6	225
3	30	9	270
	45	6	270
	50	8	400
	60	4	240
	75	5	375
	100	1	100
	112.5	1	112.5
	150	1	150
	192.5	1	192.5
TOTAL		61	2715

Fuente: EMELNORTE.

3.2.1. Coordinación de protecciones

Luego de realizar el estudio de coordinación de protecciones se determina la implementación de los siguientes equipos de protección:

TABLA 3.9. Protecciones alimentador L2.

Fusibles después de los relés de cabecera	
Derivación Primaria	50T
Derivación Secundaria	No Aplica
Derivación Terciaria	No Aplica

Fuente: EMELNORTE.

Para la expansión del sistema de distribución se debe considerar que los fusibles de las derivaciones pueden mantener la coordinación de protecciones hasta la capacidad nominal de los transformadores dentro de su zona de protección, según la tabla 3.10.

TABLA 3.10. Límite de transformadores para mantener la coordinación de protecciones.

Fusible T vs SF	Monofásico (kVA)	Trifásico (kVA)
50T	Hasta 75	Hasta 300
25T	Hasta 50	Hasta 150
15T	Hasta 25	Hasta 75

Fuente: EMELNORTE.

Para la definición de derivaciones en el alimentador se utilizan los rangos de corrientes de cortocircuito máximo de la tabla 3.11. que determinan el tipo de derivación que se puede realizarse geográficamente en el alimentador.

TABLA 3.11. Rangos de corrientes de cortocircuito establecidos para derivaciones en el alimentador L2.

Rango de corrientes	Color	Derivaciones
Mayores a 1645A	Rojo	Solo se pueden hacer derivaciones primarias
Entre 720A y 1645A	Azul	No Aplica
Menores a 720A	Verde	No Aplica

Fuente: EMELNORTE.

Del estudio realizado se define la utilización de la siguiente cantidad de fusibles, determinados en la tabla 3.12 según el tipo de fusible:

TABLA 3.12. Número de fusibles por tipo.

Fusible	Cantidad
50T	19
25T	-
15T	-

*Ver Anexo B

Fuente: EMELNORTE.

3.2.2. Sensibilidad de los fusibles.

En este caso se analiza si los fusibles selectos protegen al conductor eléctrico en las derivaciones y si operan correctamente ante la conexión de cargas frías, determinando las tablas 3.13 y 3.14 de la siguiente manera:

TABLA 3.13. Relación de corrientes de fusión entre los fusibles selectos y los conductores.

Derivaciones	Fusible	Corriente de fusión	Corrientes de fusión de conductores de Aluminio					
			1/0		2 AWG		6 Des. CU	
Primaria	50T	98,9[A]	242(A)	Protege	184(A)	Protege	132(A)	Protege

Fuente: EMELNORTE.

TABLA 3.14. Sensibilidad de los fusibles selectos ante corrientes de cargas frías.

Derivaciones	Fusible	Corriente de fusión	Corrientes de Cargas frías			
			IMCD	R ICF	ICF	
Primaria	50T	98,9[A]	25.91(A)	3	77.73(A)	Protege

*IMCD: Es la mayor corriente que soporta la derivación.

*R ICF: Es la relación de corrientes de entrada y salida, definida por EMELNORTE.

*ICF: Es la corriente de carga fría resultante del producto de IMCD * R ICF.

Fuente: EMELNORTE.

3.3. Estudio del alimentador Tulcán 3

El alimentador L3 tiene una extensión total de 143.96Km de longitud; los cuales comprenden tramos monofásicos de 93.39Km, tramos bifásicos 0.64Km, tramos trifásicos 49.87Km y tramos trifásicos subterráneos 0.062Km. Posee también un total de 365 transformadores:

TABLA 3.15. Transformadores del alimentador L3 según su potencia.

Fases	Potencia [kVA]	Número	Capacidad Instalada [kVA]
1	5	23	115
	7.5	5	37.5
	10	104	114
	15	61	915
	25	59	1475
	37.5	36	1350
	50	11	550
3	30	28	840
	45	8	360
	50	7	350
	60	1	60
	75	14	1050
	100	3	300
	112.5	4	450
	150	1	150
TOTAL		365	8116.5

Fuente: EMELNORTE.

3.3.1. Coordinación de protecciones

Luego de realizar el estudio de coordinación de protecciones se determina la implementación de los siguientes equipos de protección:

TABLA 3.16. Protecciones alimentador L3.

Fusibles después de los relés de cabecera			
Derivación Primaria		50T	
Derivación Secundaria		25T	
Derivación Terciaria		15T	
Reconector 1 (L3P130) [Interruptor]			
Coord. X	863820.575375		
Coord. Y	10088500.6291		
Curva Rápida			
	Curva	Tap	Dial
Neutro	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Curva Lenta			
	Curva	Tap	Dial
Fase	IEC 255 EI	No Aplica	0.06
Neutro	IEC 255 EI	No Aplica	0.09
Fusibles después del Reconector 1			
Derivación Primaria		25T	
Derivación Secundaria		No Aplica	
Derivación Terciaria		No Aplica	
Reconector 2 (L3P2421) [Interruptor]			
Coord. X	861774.31775		
Coord. Y	10084325.7338		
Curva Rápida			
	Curva	Tap	Dial
Neutro	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Curva Lenta			
	Curva	Tap	Dial
Fase	IEC 255 EI	No Aplica	0.05
Neutro	IEC 255 EI	No Aplica	0.08
Fusibles después del Reconector 2			
Derivación Primaria		25T	
Derivación Secundaria		No Aplica	
Derivación Terciaria		No Aplica	
Reconector 3 (L3P1973) [Interruptor]			
Coord. X	864407.49275		
Coord. Y	10084244.9778		
Curva Rápida			
	Curva	Tap	Dial
Neutro	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Curva Lenta			
	Curva	Tap	Dial
Fase	IEC 255 EI	No Aplica	0.05
Neutro	IEC 255 EI	No Aplica	0.08
Fusibles después del Reconector 3			
Derivación Primaria		25T	
Derivación Secundaria		15T	
Derivación Terciaria		No Aplica	

Reconector 4 (L3P5705) [Reconector]			
Coord. X	871681.59975		
Coord. Y	10077916.9802		
Curva Rápida			
	Curva	Tap	Dial
Neutro	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Curva Lenta			
	Curva	Tap	Dial
Fase	IEC 255 EI	No Aplica	0.05
Neutro	IEC 255 EI	No Aplica	0.08
Fusibles después del Reconector 4			
Derivación Primaria	25T		
Derivación Secundaria	No Aplica		
Derivación Terciaria	No Aplica		

Fuente: EMELNORTE.

Para la expansión del sistema de distribución se debe considerar que los fusibles de las derivaciones pueden mantener la coordinación de protecciones hasta la capacidad nominal de los transformadores dentro de su zona de protección, según la tabla 3.17.

TABLA 3.17. Límite de transformadores para mantener la coordinación de protecciones.

Fusible T vs SF	Monofásico (kVA)	Trifásico (kVA)
50T	Hasta 75	Hasta 300
25T	Hasta 50	Hasta 150
15T	Hasta 25	Hasta 75

Fuente: EMELNORTE.

Para la definición de derivaciones en el alimentador se utilizan los rangos de corrientes de cortocircuito máximo de la tabla 3.18. que determinan el tipo de derivación que se puede realizarse geográficamente en el alimentador.

TABLA 3.18. Rangos de corrientes de cortocircuito establecidos para derivaciones en el alimentador L3.

Rango de corrientes	Color	Derivaciones
Mayores a 1645A	Rojo	Solo se pueden hacer derivaciones primarias
Entre 720A y 1645A	Azul	Se pueden hacer derivaciones primarias y secundarias
Menores a 720A	Verde	Se pueden hacer hasta derivaciones terciarias

Fuente: EMELNORTE.

Del estudio realizado se define la utilización de la siguiente cantidad de fusibles, determinados en la tabla 3.19 según el tipo de fusible:

TABLA 3.19. Número de fusibles por tipo.

Fusible	Cantidad
50T	38
25T	60
15T	31

*Ver Anexo C

Fuente: EMELNORTE.

3.3.2. Sensibilidad de los fusibles.

En este caso se analiza si los fusibles selectos protegen al conductor eléctrico en las derivaciones y si operan correctamente ante la conexión de cargas frías, determinando las tablas 3.20 y 3.21 de la siguiente manera:

TABLA 3.20. Relación de corrientes de fusión entre los fusibles selectos y los conductores.

Derivaciones	Fusible	Corriente de fusión	Corrientes de fusión de conductores de Aluminio									
			3/0		1/0		2AWG		4AWG		Des. CU 6	
Primaria	50T	98,9[A]	315 (A)	Protege	242 (A)	Protege	184 (A)	Protege	140 (A)	Protege	132 (A)	Protege
Secundaria	25T	49,7 [A]	315 (A)	Protege	242 (A)	Protege	184 (A)	Protege	140 (A)	Protege	132 (A)	Protege
Terciaria	15T	30,48[A]	315 (A)	Protege	242 (A)	Protege	184 (A)	Protege	140 (A)	Protege	132 (A)	Protege

Fuente: EMELNORTE.

Comportamiento real de los los fusibles selectos ante corrientes de cargas frías mediante flujo de carga utilizando el software CYMDIST.

TABLA 3.21. Sensibilidad de los fusibles selectos ante corrientes de cargas frías.

Derivaciones	Fusible	Corriente de fusión	Corrientes de Cargas frías			
			IMCD	R ICF	ICF	
Primaria	50T	98,9[A]	20.51(A)	3	61.53(A)	Protege
Secundaria	25T	49,7 [A]	3.40(A)	3	10.20(A)	Protege
Terciaria	15T	30,48[A]	1.20(A)	3	3.60(A)	Protege

*IMCD: Es la mayor corriente que soporta la derivación.

*R ICF: Es la relación de corrientes de entrada y salida, definida por EMELNORTE.

*ICF: Es la corriente de carga fría resultante del producto de IMCD * R ICF.

Fuente: EMELNORTE.

3.3.3. Equipos de protección adicionales.

El reconectador 1 ubicado en el poste L3P130 no se toma en cuenta para la coordinación con los demás equipos de protección debido a que este dispositivo funciona como interruptor de apertura o cierre para un pequeño tramo del alimentador.

El reconectador 2 ubicado en el poste L3P2421 no se toma en cuenta para la coordinación con los demás equipos de protección debido a que este dispositivo funciona como interruptor de apertura o cierre para un pequeño tramo del alimentador.

El reconectador 3 ubicado en el poste L3P1933 se lo reubica al poste L3P1973, y este dispositivo funcionará como interruptor de apertura o cierre para un pequeño tramo del alimentador.

El reconectador 4 ubicado en el poste L3P5705 se toma en cuenta para la coordinación con los demás equipos de protección debido a que este dispositivo funcionará como relé.

Se incluyó 12 indicadores de falla en la troncal principal, estos dispositivos deben ser configurados con la corriente de pick-up (270 A) con la que se setea a los relés de cabecera y se utilizan para identificar la dirección de la corriente de falla en la división de las redes eléctricas de la troncal. La ubicación seleccionada para instalar estos componentes es:

- Desde el poste L3P50 hacia L3P124 tres indicadores de falla.
- Desde el poste L3P50 hacia L3P5358 tres indicadores de falla.
- Desde el poste L3P3527 hacia L3P1917 tres indicadores de falla.
- Desde el poste L3P3527 hacia L3P2365 tres indicadores de falla.

3.4. Estudio del alimentador Tulcán 4

El alimentador L4 tiene una extensión total de 104.24Km de longitud; los cuales comprenden tramos monofásicos de 80.03Km, tramos bifásicos 0.47Km, tramos trifásicos 23.35Km y tramos trifásicos subterráneos 0,39Km. Posee también un total de 225 transformadores:

TABLA 3.22. Transformadores del alimentador L4 según su potencia.

Fases	Potencia [kVA]	Número	Capacidad Instalada [kVA]
1	5	29	145
	7.5	3	22.5
	10	65	650
	15	40	600
	25	43	1075
	37.5	21	787.5
	50	4	200
3	30	9	270
	45	2	90
	50	1	50
	60	1	60
	75	4	300
	112.5	1	112.5
	125	1	125
	192.5	1	192.5
TOTAL		225	4680

Fuente: EMELNORTE.

3.4.1. Coordinación de protecciones

Luego de realizar el estudio de coordinación de protecciones se determina la implementación de los siguientes equipos de protección:

TABLA 3.23. Protecciones alimentador L4.

Fusibles después de los relés de cabecera	
Derivación Primaria	50T
Derivación Secundaria	25T
Derivación Terciaria	15T

Fuente: EMELNORTE.

Para la expansión del sistema de distribución se debe considerar que los fusibles de las derivaciones pueden mantener la coordinación de protecciones hasta la capacidad nominal de los transformadores dentro de su zona de protección, según la tabla 3.24.

TABLA 3.24. Límite de transformadores para mantener la coordinación de protecciones.

Fusible T vs SF	Monofásico (kVA)	Trifásico (kVA)
50T	Hasta 75	Hasta 300
25T	Hasta 50	Hasta 150
15T	Hasta 25	Hasta 75

Fuente: EMELNORTE.

Para la definición de derivaciones en el alimentador se utilizan los rangos de corrientes de cortocircuito máximo de la tabla 3.25. que determinan el tipo de derivación que se puede realizarse geográficamente en el alimentador.

TABLA 3.25. Rangos de corrientes de cortocircuito establecidos para derivaciones en el alimentador L4.

Rango de corrientes	Color	Derivaciones
Mayores a 1645A	Rojo	Solo se pueden hacer derivaciones primarias
Entre 720A y 1645A	Azul	Se pueden hacer derivaciones primarias y secundarias
Menores a 720A	Verde	Se pueden hacer hasta derivaciones terciarias

Fuente: EMELNORTE.

Del estudio realizado se define la utilización de la siguiente cantidad de fusibles, determinados en la tabla 3.26 según el tipo de fusible:

TABLA 3.26. Número de fusibles por tipo.

Fusible	Cantidad
50T	54
25T	41
15T	7

*Ver Anexo D

Fuente: EMELNORTE.

3.4.2. Sensibilidad de los fusibles.

En este caso se analiza si los fusibles selectos protegen al conductor eléctrico en las derivaciones y si operan correctamente ante la conexión de cargas frías, determinando las tablas 3.27 y 3.28 de la siguiente manera:

TABLA 3.27. Relación de corrientes de fusión entre los fusibles selectos y los conductores.

Derivaciones	Fusible	Corriente de fusión	Corrientes de fusión de conductores de Aluminio							
			2/0 [AWG]		1/0 [AWG]		2AWG		4 AWG	
Primaria	50T	98,9[A]	276 (A)	Protege	242 (A)	Protege	184 (A)	Protege	140 (A)	Protege
Secundaria	25T	49,7 [A]	276 (A)	Protege	242 (A)	Protege	184 (A)	Protege	140 (A)	Protege
Terciaria	15T	30,48[A]	276 (A)	Protege	242 (A)	Protege	184 (A)	Protege	140 (A)	Protege

Fuente: EMELNORTE.

Comportamiento real de los los fusibles selectos ante corrientes de cargas frías mediante flujo de carga utilizando el software CYMDIST.

TABLA 3.28. Sensibilidad de los fusibles selectos ante corrientes de cargas frías.

Derivaciones	Fusible	Corriente de fusión	Corrientes de Cargas frías			
			IMCD	R ICF	ICF	
Primaria	50T	98,9[A]	15.91(A)	3	47.73(A)	Protege
Secundaria	25T	49,7 [A]	10.80(A)	3	3.24(A)	Protege
Terciaria	15T	30,48[A]	1.20(A)	3	3.60(A)	Protege

*IMCD: Es la mayor corriente que soporta la derivación.

*R ICF: Es la relación de corrientes de entrada y salida, definida por EMELNORTE.

*ICF: Es la corriente de carga fría resultante del producto de IMCD * R ICF.

Fuente: EMELNORTE.

3.4.3. Equipos de protección adicionales.

Se incluyó **6 indicadores de falla** en la troncal principal, estos dispositivos deben ser configurados con la corriente de pick-up (270 A) con la que se setea a los relés de cabecera y se utilizan para identificar la dirección de la corriente de falla en la división de las redes eléctricas de la troncal. La ubicación seleccionada para instalar estos componentes es:

- Desde el poste L4P73 hacia L4P74 tres indicadores de falla.
- Desde el poste L4P73 hacia L4P50 tres indicadores de falla.

CONCLUSIONES

- La metodología para la coordinación de protecciones en alimentadores primarios que aplica EMELNORTE, se basa en estudios de cortocircuitos mediante el software CYMDIST para determinar las corrientes de coordinación máximas de cortocircuito mediante tablas de corrientes de cortocircuitos máximas elaboradas utilizando el software CYMTCC, permite determinar la capacidad de los fusibles adecuados para las derivaciones primarias, secundarias y terciarias.
- Los fusibles tipo SloFast (SF) resultan ser los más idóneos para la protección de transformadores de distribución, debido al comportamiento dual de la curva de tiempo-corriente la cual se sitúa sobre la curva de magnetización Inrush y por debajo de la curva de daño térmico y mecánico que protege de sobrecargar al transformador.
- El uso de fusibles tipo “T” resulta adecuado para la protección de los conductores en derivaciones primarias, secundarias, y terciarias, debido a las características de operación “lenta”, apropiado para el despeje de fallas transitorias y la operación del fusible en condiciones de fallas permanentes.
- Los fusibles seleccionados para las derivaciones primarias, secundarias y terciarias deben tener una corriente de fusión menor a la corriente de conducción que circula por las líneas.
- Cuando en un alimentador se utilice más de un reconectador, se debe activar la curva rápida del último reconectador de la subestación, y los reconectadores ubicados aguas arriba deberán operar como interruptor automático, para cumplir con la coordinación entre estos equipos de protección, pues de lo contrario existirían operaciones indebidas entre estos dos equipos y no se estaría realizando una coordinación adecuada.
- La troncal del alimentador es la línea de medio voltaje trifásico de mayor extensión que va desde la salida de la subestación hasta el punto más alejado del alimentador. Las derivaciones primarias, secundarias y terciarias que se realizan dependen de los rangos de corrientes de coordinación máximas determinados mediante el software CYMDIST.

- En los alimentadores L1 y L2 solo se pueden realizar derivaciones primarias, debido a que la topología de estos alimentadores se tiene una extensión corta.
- La selectividad, la sensibilidad y la velocidad de respuesta de los equipos de protección, son los criterios necesarios de coordinación para tener un excelente sistema eléctrico de distribución protegido ante fallas transitorias o permanentes en los alimentadores.
- Con el presente estudio de coordinación de protecciones se pretende mejorar la calidad de servicio eléctrico y así tener un sistema eléctrico que en caso de falla de cortocircuito sería más selectivo, sensitivo y con un tiempo de respuesta menor, que garantiza una mayor continuidad del servicio desconectando la menor cantidad de carga, aislando únicamente la parte afectada en caso de ocurrir una falla.

RECOMENDACIONES

- Cuando existen modificaciones en las redes eléctricas de distribución se deben realizar actualizaciones al estudio de coordinación de protecciones realizado en los alimentadores de la subestación Tulcán o por el crecimiento de la demanda a mediano plazo.
- Para la implementación de nuevas derivaciones en las factibilidades se debe indicar en base a ese estudio si es necesario la instalación de dispositivos de protección con su respectivo fusible.
- Se recomienda implementar el estudio de coordinación de protecciones de la subestación Tulcán, debido a que la subestación no cuenta con los equipos necesarios para que opere de una manera segura y coordinada con todos los elementos de protección que la componen.
- Se recomienda el cambio de equipos electromecánicos por equipos electrónicos que brindan una mayor precisión y seguridad al momento de censar una falla en el sistema eléctrico se tiene mayor velocidad para despejar una falla.
- Realizar el cambio de calibre de conductores de la fase y neutro de los alimentadores de medio voltaje de las subestación Tulcán de acuerdo a lo indicado en el estudio ya que por estos circularan corrientes de cortocircuito que no soportan los conductores instalados actualmente y son mayores a las corrientes de fusión de los fusibles lo que provocaría en deterioro de sus características estructurales hasta su fusión.

REFERENCIAS

Avila, L. (2015). *Estudio de los Efectos de las Descargas Atmosféricas sobre la Confiabilidad de las Líneas Aéreas de Transporte de Energía*.

Capella, R. (2003). *Protecciones eléctricas en MT*. España, Barcelona.

Castaño, S. R. (2003). *Protección de Sistemas Eléctricos*.

CELCIP. (08 de Septiembre de 2010). *Construcciones Eléctricas y Civiles Pontón*. Obtenido de <https://www.guimun.com/pagina/negociosec/3006/celcip-construcciones-electricas-y-civiles-ponton-/blog>

Chacón, O. D. (2014). *Coordinación de protecciones del sistema de subtransmisión de EMELNORTE*. Quito, Ecuador.

COES. (2014). *Criterios de ajuste y coordinación de los sistemas de protección del SEIN*. Obtenido de <http://contenido.coes.org.pe/alfrescostruts/download.do?nodeId=b957d7f4-8553-40f6-b85a-e019714e41a1>

Crespo, E. Q. (2010). *Desarrollo de un modelo para la localización de fallas en sistemas de transmisión de energía eléctrica utilizando técnicas de inteligencia artificial*.

CYME. (Marzo de 2006). *CYMTCC - Guía del Usuario y Manual de Referencia*. Obtenido de <https://es.scribd.com/doc/246197798/CYMTCC-45-es>

EATON. (Febrero de 2018). *CYME - Soluciones y Software Para Sistemas Eléctricos de Potencia*. Obtenido de <http://www.cyme.com/es/software/cymdist/BR917045ES-Distribucion.pdf>

Ecuared. (2012). *Fusible de alto voltaje*. Obtenido de http://www.ecured.cu/index.php/Fusible_de_alto_voltaje

ESRI. (2002). *Qué es ArcGIS*. Obtenido de http://downloads.esri.com/support/whitepapers/ao_/what-is-arcgis-spanish.pdf

Freire, A., & Hurtado, A. (2015). *ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE*. Latacunga, Ecuador .

Gönen, T. (2014). *Electrical Power Transmission System Engineering*. California State University, Sacramento, USA.

Holmes, J. M. (2011). *Protección de redes de distribución de electricidad*.

Juan M. Gers, & Holmes, E. J. (2011). *Protection of Electricity Distribution Networks*. Chippenham, Inglaterra.

- Madrigal, M. (2003). *Calidad de la energía y análisis armónico en sistemas eléctricos* .
- NAVAS, R. D. (2017). *ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA SUBESTACIÓN SAN AGUSTÍN Y CREACIÓN DE UN MANUAL DE PROCEDIMIENTOS EMPLEANDO LA METODOLOGÍA APLICADA EN EMELNORTE*. Quito.
- Oliveira, M., Bretas, A., Perrone, O., Reversat, J., Muñoz, H., & Orellana., R. (2012). *Principales Características de la Corriente Inrush en Transformadores*.
- Ordoñez, L., & Nieto, L. (2010). *Mantenimiento de sistemas eléctricos de distribución*. Guayaquil, Ecuador .
- Poma, L. S. (2012). *Protección de Sistemas Eléctricos de Distribución* ., (pág. 59). Peru.
- Ptolomeo. (2008). *Sistemas de Distribución*.
- Ramírez, S. (2003). *Protección de Sistemas Eléctricos*. Obtenido de <http://www.bdigital.unal.edu.co/3392/1/samuelramirezcastano.2003.pdf>
- RELSAMEX, E. (2016). Obtenido de <https://www.relsamex.com/?s=indicadores+de+falla>
- RESEAD. (Septiembre de 2016). *EQUIPOS DE PROTECCION RECONECTADORES Y SECCIONALIZADORES*. Obtenido de <http://www.citeenergia.com.pe/wp-content/uploads/2016/09/equipos-de-protector-reconector-seccionador-cite.compressed.pdf>
- Sallam, & Malik. (2011). *Electric Distribution Systems*. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc.
- Torres, O. (2012). *Protecciones de los sistemas eléctricos de distribución* .
- Valderrama, G. (2002). *Protección y Coordinación de Sistemas Eléctricos de Distribución*. Obtenido de <https://es.scribd.com/document/354389772/PhD-German-Valderrama-Proteccion-y-Coordinacion-BookSee-org-pdf>
- Viakon. (2011). *Manual Eléctrico*.
- Villaruel, M. (2008). *PROTECCIONES DE SISTEMAS ELÉCTRICOS*. Chile.
- Yebra, J. A. (2009). *Sistemas Eléctricos de Distribución*. Mexico.
- Zapata, C., & Mejía, G. (2003). *Coordinación de relés de sobrecorriente en sistemas radiales utilizando programación lineal*.

ANEXOS

Anexo A: Fusibles propuestos para el alimentador L1

#	FUSIBLES	DERIVACION	# FASES	COORD. X	COORD. Y
1	50T	Primaria	3	864208.241479	10088546.638
2	50T	Primaria	2	864246.084644	10088594.5258
3	50T	Primaria	1	864301.493507	10088660.1927
4	50T	Primaria	3	864408.348323	10088705.2079
5	50T	Primaria	3	864557.43886	10088809.8272
6	50T	Primaria	3	864633.724032	10089010.1439
7	50T	Primaria	1	864982.225527	10089255.7386
8	50T	Primaria	1	865186.992424	10089391.1048
9	50T	Primaria	3	865260.942776	10089489.6031
10	50T	Primaria	3	865283.338667	10089459.3209
11	50T	Primaria	1	864930.524896	10089230.0098

Anexo B: Fusibles propuestos para el alimentador L2

#	FUSIBLES	DERIVACION	# FASES	COORD. X	COORD. Y
1	50T	Primaria	3	864538.232006	10089050.3949
2	50T	Primaria	1	864702.649341	10089737.5632
3	50T	Primaria	1	864844.716323	10089815.4005
4	50T	Primaria	3	865130.21845	10089941.2727
5	50T	Primaria	3	865194.950975	10090038.0419
6	50T	Primaria	3	865287.814322	10090043.3561
7	50T	Primaria	3	865256.420159	10090086.8335
8	50T	Primaria	3	865322.945256	10090140.3082
9	50T	Primaria	3	865348.288575	10090110.9982
10	50T	Primaria	3	865480.779155	10090263.9466
11	50T	Primaria	3	865480.779155	10090263.9466
12	50T	Primaria	1	865636.498673	10090380.4716
13	50T	Primaria	3	865703.557339	10090404.3003
14	50T	Primaria	3	865679.335899	10090434.8881
15	50T	Primaria	3	865420.706692	10090162.4288
16	50T	Primaria	3	865411.47638	10090193.4354
17	50T	Primaria	1	864432.1844	10088922.292
18	50T	Primaria	3	864723.729005	10089715.6503
19	50T	Primaria	1	865004.231269	10089881.6292

Anexo C: Fusibles propuestos para el alimentador L3

#	FUSIBLES	DERIVACION	# FASES	COORD. X	COORD. Y
1	50T	Primaria	3	864160.364398	10088510.8522
2	50T	Primaria	3	864077.122169	10088390.0144
3	50T	Primaria	3	863901.056439	10088343.7596
4	50T	Primaria	3	863864.799242	10088457.2761
5	50T	Primaria	3	863736.472261	10088313.8169
6	50T	Primaria	1	863610.895875	10088231.6998
7	50T	Primaria	3	863468.116319	10088251.4219
8	50T	Primaria	3	863296.890563	10088131.8534
9	50T	Primaria	1	863222.329883	10088126.5602
10	50T	Primaria	1	863245.420249	10088084.2489
11	50T	Primaria	1	863036.276804	10087954.1041
12	50T	Primaria	3	863036.276804	10087954.1041
13	50T	Primaria	1	862930.644563	10087882.934
14	50T	Primaria	3	862838.099099	10087818.2205
15	50T	Primaria	1	862773.470423	10087769.8824
16	50T	Primaria	3	862597.155673	10087544.3688
17	50T	Primaria	1	862566.794507	10087480.0923
18	50T	Primaria	3	862465.38879	10087172.6806
19	50T	Primaria	1	862456.991879	10087025.9003
20	50T	Primaria	3	862456.991879	10087025.9003
21	50T	Primaria	3	862467.704064	10086946.8324
22	50T	Primaria	1	862481.897048	10086826.3325
23	50T	Primaria	3	862479.393922	10086867.4447
24	50T	Primaria	1	862497.939941	10086768.3169
25	50T	Primaria	1	862562.74321	10086584.7865
26	50T	Primaria	3	862569.197535	10086550.7888
27	25T	Secundaria	1	862483.784308	10086369.3135
28	25T	Secundaria	1	861849.283577	10084588.417
29	25T	Secundaria	1	861643.713734	10084012.6575
30	25T	Secundaria	1	861643.71347	10084012.6581
31	15T	Terciaria	1	861865.11	10081617.1608
32	15T	Terciaria	1	861865.110071	10081617.1607
33	15T	Terciaria	1	859942.925728	10081467.8751
34	15T	Terciaria	1	860067.442369	10081176.7439
35	15T	Terciaria	1	860113.03083	10080946.5679
36	15T	Terciaria	1	859589.016801	10079656.5791
37	25T	Secundaria	1	859476.244376	10085181.4222
38	15T	Terciaria	1	858645.009616	10082438.2317
39	15T	Terciaria	1	858645.009881	10082438.2317
40	25T	Secundaria	1	859203.000693	10085313.9717
41	15T	Terciaria	1	859144.332702	10085634.6587
42	25T	Secundaria	1	858184.985655	10085202.8573
43	25T	Secundaria	1	857499.95297	10084385.7947
44	15T	Terciaria	1	856894.283643	10083551.3427

45	15T	Terciaria	1	855265.554426	10081294.3951
46	15T	Terciaria	1	855802.481844	10080370.6907
47	50T	Primaria	3	862620.522466	10086245.4119
48	50T	Primaria	1	862616.831654	10086221.6014
49	50T	Primaria	3	862611.557836	10086085.0584
50	50T	Primaria	3	862689.175612	10085948.8755
51	50T	Primaria	3	862804.100161	10085858.3097
52	50T	Primaria	1	862836.334142	10085833.6771
53	50T	Primaria	3	863054.783657	10085639.9215
54	50T	Primaria	1	863179.750734	10085524.519
55	25T	Secundaria	1	863205.456877	10084164.323
56	25T	Secundaria	1	860219.185719	10082302.786
57	25T	Secundaria	1	860219.185719	10082302.786
58	50T	Primaria	3	863459.892505	10088249.4915
59	50T	Primaria	3	863001.472908	10087931.2707
60	50T	Primaria	1	862579.262954	10087506.1657
61	25T	Secundaria	1	860059.815648	10084914.985
62	15T	Terciaria	1	858602.714815	10083751.7437
63	25T	Secundaria	1	858874.193689	10085467.4991
64	25T	Secundaria	1	858874.193689	10085467.4991
65	15T	Terciaria	1	859213.882715	10085679.3
66	25T	Secundaria	1	860523.290877	10082701.9858
67	50T	Primaria	3	862611.696768	10086297.8118
68	25T	Secundaria	1	860355.376548	10085438.8081
69	25T	Secundaria	1	863038.726112	10084968.5565

Aguas abajo de Reconector 1

#	FUSIBLES	DERIVACION	# FASES	COORD. X	COORD. Y
1	25T	Primaria	3	863796.622	10088521.9201
2	25T	Primaria	3	863796.622	10088521.9201
3	25T	Primaria	3	863842.953625	10088568.2295
4	25T	Primaria	1	863885.087625	10088635.5544
5	25T	Primaria	3	863924.5095	10088674.0924
6	25T	Primaria	3	863993.1205	10088792.7189
7	25T	Primaria	3	864065.35225	10088877.7424
8	25T	Primaria	3	864115.57925	10088914.3981
9	25T	Primaria	3	864264.333875	10089001.9783
10	25T	Primaria	3	864291.865875	10088966.0945
11	25T	Primaria	3	864335.3515	10089031.5488
12	25T	Primaria	3	864568.00125	10089300.2212
13	25T	Primaria	3	864767.782375	10089511.4661
14	25T	Primaria	1	864753.118375	10089533.0409
15	25T	Primaria	1	864899.0095	10089625.2283
16	25T	Primaria	2	864899.0095	10089625.2283
17	25T	Primaria	3	864899.0095	10089625.2283

18	25T	Primaria	1	864967.141	10089679.787
19	25T	Primaria	3	865002.357375	10089707.5976
20	25T	Primaria	3	865040.943875	10089768.0099
21	25T	Primaria	3	865070.54875	10089725.3682

Aguas abajo de Reconectador 2

#	FUSIBLES	DERIVACION	# FASES	COORD. X	COORD. Y
1	25T	Primaria	3	858264.28775	10078746.6328

Aguas abajo de Reconectador 3

#	FUSIBLES	DERIVACION	# FASES	COORD. X	COORD. Y
1	25T	Primaria	1	864407.49275	10084244.9778
2	25T	Primaria	1	865762.21075	10082626.4138
3	25T	Primaria	1	865897.69775	10081722.4757
4	25T	Primaria	3	865897.69775	10081722.4757
5	15T	Secundaria	1	864827.95775	10081344.4977
6	15T	Secundaria	1	864827.95775	10081344.4977
7	15T	Secundaria	1	864827.95775	10081344.4977
8	15T	Secundaria	1	864647.37875	10081288.3588
9	15T	Secundaria	1	864572.77575	10081160.7558
10	15T	Secundaria	1	864383.70275	10081221.301
11	25T	Primaria	1	866039.210125	10081728.1823
12	15T	Secundaria	1	865997.67525	10081839.9006
13	25T	Primaria	1	866447.76975	10081769.0388
14	25T	Primaria	1	866775.25025	10081747.3118
15	25T	Primaria	1	866775.25025	10081747.3118
16	25T	Primaria	3	867188.77675	10081866.4018
17	15T	Secundaria	1	867014.395	10082334.9138
18	15T	Secundaria	1	866443.17275	10083350.4948
19	15T	Secundaria	1	866162.81875	10083739.1868
20	15T	Secundaria	1	867722.03475	10081937.0168
21	15T	Secundaria	1	867722.03475	10081937.0168
22	25T	Primaria	1	867676.72075	10081449.0683
23	15T	Secundaria	1	867135.567375	10080564.0326
24	15T	Secundaria	1	866779.05875	10077941.6948
25	15T	Secundaria	1	866462.47975	10077502.4718
26	15T	Secundaria	1	865353.10475	10077438.8617
27	25T	Primaria	1	867916.9475	10081262.3849
28	25T	Primaria	1	870197.417	10079571.7723
29	25T	Primaria	1	870730.23075	10078550.1728
30	15T	Secundaria	1	869902.981125	10078035.7866

Aguas abajo de Reconectador 4

#	FUSIBLES	DERIVACION	# FASES	COORD. X	COORD. Y
1	25T	Primaria	3	873687.63575	10077598.7528
2	25T	Primaria	1	874022.40275	10077349.9798
3	25T	Primaria	3	874316.012875	10076904.6366
4	25T	Primaria	1	876978.570875	10075723.5883
5	25T	Primaria	1	877288.977375	10075449.8116
6	25T	Primaria	3	878539.99875	10074549.1668
7	25T	Primaria	2	879579.9695	10074236.1522
8	25T	Primaria	1	879588.43575	10074207.7978

Anexo D: Fusibles propuestos para el alimentador L4

#	FUSIBLES	DERIVACIÓN	# FASES	COORD. X	COORD. Y
1	25T	Secundaria	1	858355.626043	10087346.589300
2	25T	Secundaria	1	859024.889116	10088638.632100
3	25T	Secundaria	1	856732.065865	10088188.447700
4	25T	Secundaria	1	856495.152646	10087631.025900
5	25T	Secundaria	1	855801.594108	10087422.393700
6	25T	Secundaria	1	855485.184859	10086529.643900
7	15T	Terciaria	1	855052.492440	10087407.637400
8	25T	Secundaria	1	855135.503722	10085846.115800
9	15T	Terciaria	1	853973.345746	10085442.903200
10	25T	Secundaria	1	855036.629855	10085581.574500
11	25T	Secundaria	1	856319.862875	10090651.309700
12	15T	Terciaria	1	856283.432753	10090820.649900
13	25T	Secundaria	1	856431.610740	10090662.949700
14	25T	Secundaria	1	857441.820657	10090741.950200
15	25T	Secundaria	1	855485.184404	10086529.643800
16	25T	Secundaria	1	854816.808949	10089229.313600
17	25T	Secundaria	3	854812.884112	10089513.069200
18	50T	Primaria	3	863859.841880	10088358.810600
19	50T	Primaria	1	863519.070618	10088347.478100
20	50T	Primaria	1	863224.367869	10088276.598200
21	50T	Primaria	1	862939.888332	10088197.494500
22	50T	Primaria	3	862884.690504	10088315.029800
23	50T	Primaria	1	862991.739608	10088397.888800
24	50T	Primaria	3	863062.698344	10088471.759100
25	50T	Primaria	1	863447.985281	10089185.480200
26	50T	Primaria	1	863554.693497	10089353.776400
27	50T	Primaria	1	863604.716956	10089312.668300
28	50T	Primaria	1	863664.771430	10089069.822500
29	50T	Primaria	3	863854.742037	10088908.606800
30	50T	Primaria	3	863854.742566	10088908.606800
31	50T	Primaria	1	862848.300628	10088168.695800
32	50T	Primaria	3	862789.593223	10088134.005100
33	50T	Primaria	1	862470.342930	10088040.151600
34	50T	Primaria	3	862391.323306	10088024.231500
35	50T	Primaria	1	862211.815921	10087973.794000
36	50T	Primaria	1	862166.752796	10087985.635200
37	50T	Primaria	1	862034.461067	10087990.117500
38	50T	Primaria	1	861722.108732	10087909.023700
39	50T	Primaria	3	860838.656346	10087536.131900
40	50T	Primaria	1	859760.904471	10087566.193100
41	50T	Primaria	1	858739.948833	10087724.716000
42	50T	Primaria	1	858739.948833	10087724.715700
43	50T	Primaria	1	857464.474898	10087638.158000
44	50T	Primaria	1	857464.474898	10087638.158000

45	50T	Primaria	1	856716.844311	10088181.380900
46	50T	Primaria	1	856716.844311	10088181.380900
47	50T	Primaria	3	855535.066120	10089023.750700
48	50T	Primaria	1	855413.803356	10089066.665200
49	50T	Primaria	3	855270.786783	10088911.200900
50	50T	Primaria	3	854816.496980	10089097.239500
51	50T	Primaria	1	854395.811895	10088971.220700
52	50T	Primaria	1	854227.325619	10089117.982200
53	50T	Primaria	1	853712.772854	10089125.013000
54	50T	Primaria	1	852698.044794	10088846.646800
55	50T	Primaria	1	852575.566895	10088819.466900
56	50T	Primaria	1	851809.439750	10088667.264100
57	50T	Primaria	1	851809.440544	10088667.263500
58	50T	Primaria	1	851441.398769	10088693.467100
59	50T	Primaria	3	850430.971871	10088796.586900
60	25T	Secundaria	1	850437.959508	10088726.357900
61	50T	Primaria	1	850117.998772	10088766.925700
62	25T	Secundaria	1	850125.753461	10088667.845000
63	25T	Secundaria	1	850125.753461	10088667.845000
64	25T	Secundaria	1	850157.045741	10088446.589700
65	25T	Secundaria	1	850528.059635	10087354.649800
66	25T	Secundaria	1	850698.754561	10087184.839800
67	50T	Primaria	1	849993.667826	10088754.505800
68	25T	Secundaria	1	849873.067106	10088569.983900
69	50T	Primaria	1	849522.211706	10088489.595900
70	25T	Secundaria	1	849557.885336	10088216.775100
71	15T	Terciaria	1	849325.390699	10087256.785100
72	25T	Secundaria	1	849151.027651	10087987.222600
73	25T	Secundaria	1	849129.066661	10088024.440600
74	25T	Secundaria	1	840019.417181	10088711.964600
75	25T	Secundaria	1	834052.270030	10089849.570800
76	25T	Secundaria	1	829644.909241	10091489.989200
77	25T	Secundaria	1	829644.909241	10091489.989200
78	25T	Secundaria	1	863931.243263	10089619.578900
79	25T	Secundaria	1	863931.243263	10089619.578900
80	25T	Secundaria	1	863499.431648	10088813.954800
81	25T	Secundaria	1	863499.431842	10088813.955200
82	25T	Secundaria	1	863454.733098	10088747.131500
83	25T	Secundaria	1	863428.954427	10088690.866300
84	25T	Secundaria	1	863965.926494	10088933.647300
85	25T	Secundaria	1	861194.115935	10088820.569600
86	50T	Primaria	1	863664.771454	10089069.822600
87	15T	Terciaria	1	853973.345568	10085442.903200
88	50T	Primaria	1	849522.211844	10088489.596000
89	25T	Secundaria	1	864046.166984	10089659.435300
90	50T	Primaria	3	863726.262829	10089236.141000
91	50T	Primaria	3	863629.817619	10089123.336300

92	25T	Secundaria	1	863863.707734	10089023.034400
93	50T	Primaria	3	863888.512788	10088844.997400
94	50T	Primaria	1	862098.221824	10087984.348000
95	50T	Primaria	1	860451.756708	10087544.492700
96	50T	Primaria	1	859720.696678	10087565.792200
97	15T	Terciaria	1	854290.978740	10086003.160800
98	50T	Primaria	1	855175.969515	10089103.501000
99	25T	Secundaria	1	854814.177727	10089645.511100
100	15T	Terciaria	1	850018.529492	10088656.454600
101	25T	Secundaria	1	850598.539784	10087251.309800
102	25T	Secundaria	1	847515.386765	10088861.800700