

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE



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

**“COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LOS ALIMENTADORES DE LA
SUBESTACIÓN AJAVÍ APLICANDO LA METODOLOGÍA DE LA EMPRESA
ELÉCTRICA REGIONAL NORTE S.A. (EMELNORTE) “.**

Trabajo de grado previo a la obtención del título de Ingeniero en Mantenimiento
Eléctrico.

Autor:

Ricardo David Andrade Puma

Director:

MSc. Segundo Hernán Pérez Cruz

Asesores:

MSc. Alfonso Mauricio Vásquez Brito

MSc. Carlos Eduardo Martínez Rosas

Ibarra - Ecuador
Julio 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:	100491298-4		
APELLIDOS Y NOMBRES:	Ricardo David Andrade Puma		
DIRECCIÓN:	Ibarra, Luis Felipe Borja y Leonardo da Vinci		
EMAIL:	rdandradep@utn.edu.ec		
TELÉFONO FIJO:	062950227	TELÉFONO MÓVIL:	0994187870

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN AJAVÍ APLICANDO LA METODOLOGÍA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE S.A. (EMELNORTE).
AUTOR (ES):	Ricardo David Andrade Puma
FECHA:	24 de Julio del 2019
SOLO PARA TRABAJOS DE GRADO	
PROGRAMA:	PREGRADO
TITULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico
ASESOR /DIRECTOR:	MSc. Hernán Pérez

2. CONSTANCIAS

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

Ibarra, a los 24 días del mes de julio del 2019

EL AUTOR:



.....
Ricardo David Andrade Puma
100491298-4



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 le señor estudiante; Ricardo David Andrade Puma certifico que ha cumplido con las normas establecidas en la elaboración del trabajo de investigación titulado: **“COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN AJAVÍ APLICANDO LA METODOLOGIA DE 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 este trabajo principalmente a Dios, por haberme dado la vida y permitirme el haber llegado hasta este momento tan importante de mi formación profesional. A mis padres, María teresa Puma Padilla y José Salomón Andrade Ruiz por ser el pilar más importante y por demostrarme siempre su cariño y apoyo incondicional sin importar nuestras diferencias de opiniones, los admiro, respeto y quiero mucho.

A mis hermanos Belén, Roció, Juan, Diego, Alexandra y Paul por su cariño y apoyo incondicional, durante todo este proceso, por estar conmigo en todo momento, por sus consejos y palabras de aliento hicieron de mí una mejor persona y de una u otra forma me acompañan en todos mis sueños y metas.

A mis sobrinos Michael, Emily, Christopher, Cristal, Alejandro por los grandes lotes de felicidad y de diversas emociones que siempre me han causado. Espero ser un incentivo para que logren sus metas y objetivos en su formación académica.

Finalmente quiero dedicar esta tesis a todos mis amigos, por apoyarme cuando más las necesito, por extender su mano en momentos difíciles y por el amor brindado cada día, de verdad mil gracias, siempre las llevo en mi corazón

Agradecimientos

Primero a Dios por ser mi guía y acompañarme en el transcurso de mi vida en los momentos difíciles.

A mis padres por brindándome paciencia y sabiduría para culminar con éxito mis metas propuestas.

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 brinda la oportunidad y a la confianza depositada en mí.

Al Departamento de Calidad de Energía y Estudios Eléctricos de la Empresa Regional Norte EMELNORTE S.A. por su colaboración en el proceso de realizar este estudio.

Tabla de Contenido

AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN	I
Dedicatoria	IV
Agradecimientos	V
Tabla de Contenido	VI
Índice de Figuras	IX
Índice de Cuadros.....	XI
Resumen	XIII
Abstract	XIV
A1. CONTEXTUALIZACIÓN.....	XV
A2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	XVI
A3. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	XVI
A4. JUSTIFICACIÓN.	XVI
A5. ALCANCE.	XVII
A6. VIABILIDAD DEL TRABAJO.	XVIII
A7. OBJETIVO GENERAL.....	XVIII
A8. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.	XVIII
CAPÍTULO 1.....	1
Estado del arte sobre las protecciones en el sistema eléctrico de distribución.....	1
1.1 Sistemas eléctricos de distribución	1
1.1.1 Elementos de un sistema de distribución.....	2
1.2 Condiciones de funcionamiento en las redes de distribución	3
1.2.1 Condiciones normales de operación.....	3
1.2.2 Condiciones anormales de operación.....	4
1.3 Sistema de protecciones eléctricas.....	6
1.3.1 Objetivos de las protecciones.....	6
1.3.2 Características de los sistemas de protección.....	7
1.3.3 Zona de protección.....	8
1.3.4 Protecciones principales y de respaldo.....	9
1.4 Dispositivos de protección para los alimentadores.....	10
1.4.1 Fusible.....	10
1.4.2 Interruptor.....	13
1.4.3 Reconectador.....	14
1.4.4 Seccionalizador.....	15
1.4.5 Relé de protección de sobrecorriente.....	16
1.4.6 Indicadores de fallas.....	19

1.5	Coordinación de protecciones en alimentadores primarios	19
1.6	Criterios de coordinación de protecciones.	20
1.7	Coordinación de equipos de protección.	21
1.7.1	Selección de fusibles SF en transformador.....	21
1.7.2	Coordinación entre fusibles SF y T.	23
1.7.3	Coordinación de fusible a fusible.	23
1.7.4	Coordinación entre fusibles T y conductores.....	24
1.7.5	Coordinación entre relé y fusible.....	25
1.8	Herramientas computaciones.	26
1.8.1	CYME – CYMDIST.	26
1.8.2	CYMTCC.	27
1.8.3	ArcGIS- ArcMap.....	28
1.9	Conclusión del capítulo.....	29
CAPÍTULO 2.....		30
Desarrollo de la coordinación de protecciones en el sistema eléctrico de distribución.		30
2.1	Sistema eléctrico de la Subestación Ajaví.....	31
2.1.1	Registros de desconexiones.	31
2.2	Cálculo de corrientes de cortocircuito	33
2.3	Modelación de equipos de protección	35
2.3.1	Ajustes de los relés de la Subestación Ajaví.....	35
2.4	Criterios para la coordinación de protecciones.....	38
2.4.1	Determinación de fusibles.....	39
2.4.2	Delimitación de rangos entre fusibles y transformadores (SF).	39
2.4.3	Corrientes de coordinación entre los fusibles T y T.....	40
2.4.4	Rangos de corrientes en las derivaciones.....	40
2.4.5	Ubicación de los equipos de protección.	41
2.5	Crear plantillas con base de ArcGIS	43
2.5.1	Reparación de las capas.....	43
2.5.2	Ingreso de corrientes de cortocircuito.	44
2.5.3	Ingreso de fusibles en ArcGIS.	45
2.6	Protecciones de los alimentadores	45
2.6.1	Alimentador Ajaví 1.....	46
2.6.2	Alimentador Ajaví 2.....	47
2.6.3	Alimentador Ajaví 3.....	49
2.6.4	Alimentador Ajaví 4.....	50
2.6.5	Alimentador Ajaví 5.....	51
CAPÍTULO 3.....		52

Resultados del estudio de coordinación de protecciones.....	52
3.1 Estudio del alimentador Ajaví 1.....	52
3.1.1 Coordinación de protecciones.....	52
3.1.2 Sensibilidad de los fusibles.....	53
3.1.3 Equipos de protección adicionales.....	53
3.2 Estudio del alimentador Ajaví 2.....	54
3.2.1 Coordinación de protecciones.....	54
3.2.2 Sensibilidad de los fusibles.....	55
3.2.3 Equipos de protección adicionales.....	55
3.3 Estudio del alimentador Ajaví 3.....	56
3.3.1 Coordinación de protecciones.....	56
3.3.2 Sensibilidad de los fusibles.....	57
3.3.3 Equipos de protección adicionales.....	57
3.4 Estudio del alimentador Ajaví 4.....	57
3.4.1 Coordinación de protecciones.....	58
3.4.2 Sensibilidad de los fusibles.....	58
3.4.3 Equipos de protección adicionales.....	59
3.5 Estudio del alimentador Ajaví 5.....	59
3.5.1 Coordinación de protecciones.....	60
3.5.2 Sensibilidad de los fusibles.....	60
3.5.3 Equipos de protección adicionales.....	61
CONCLUSIONES.....	62
RECOMENDACIONES.....	64
REFERENCIAS.....	65
ANEXOS.....	68
Anexo A: Fusibles propuestos para el alimentador J1	68
Anexo B: Fusibles propuestos para el alimentador J2	71
Anexo C: Fusibles propuestos para el alimentador J3	72
Anexo D: Fusibles propuestos para el alimentador J4	73
Anexo E: Fusibles propuestos para el alimentador J5	74

Índice de Figuras

Fig. 1: Esquema de un sistema eléctrico de distribución.	1
Fig. 2: Picos de corrientes de carga fría con respecto al tiempo de la desconexión del sistema.	4
Fig. 3: Tipos de cortocircuitos.....	6
Fig. 4: Diagrama unifilar de un sistema eléctrico, con sus zonas de protección.	8
Fig. 5: Características de temporización del fusible.....	11
Fig. 6: Características tiempo-corriente de los fusibles.....	12
Fig. 7: Curvas de operación de un reconectador.	14
Fig. 8: Operación de un reconectador.	15
Fig. 9: Seccionalizadores monofásicos y trifásicos.	15
Fig. 10: Clasificación de los relés de sobrecorriente.....	17
Fig. 11: Curvas características de tiempo-corriente del relé de sobrecorriente.....	18
Fig. 12: Indicadores de falla.	19
Fig. 13: Simulación del fusible tipo Slofast y tipo T de un transformador de 75kVA.....	22
Fig. 14: Coordinación entre el relé de sobrecorriente y el fusible tipo T.....	25
Fig. 15: Ventana principal del programa computacional CYMDIST.	26
Fig. 16: Ventana principal del Programa CYMTCC.	27
Fig. 17: Ventana principal del programa computacional ArcGIS.....	28
Fig. 18: Procedimiento para la estructuración del estudio de coordinación de protecciones	30
Fig. 19: Diagrama unifilar de la Subestación Ajaví.	31
Fig. 20: Propiedades de la red programa CYMDIST.	34
Fig. 21: Resultados de valores de corrientes.....	34
Fig. 22: Selección de datos a exportar.	35
Fig. 23: Ventana de inicio del software CYMTCC.....	36
Fig. 24: Configuración del relé general.....	37
Fig. 25: Diagrama unifilar en el software CYMTCC de los equipos de protección de la Subestación Ajaví.	38
Fig. 26: Coordinación de los equipos protección mediante las curvas características.	42
Fig. 27: Ventana principal de programa computacional ArcGIS.....	44
Fig. 28: Diagrama unifilar del alimentador J1.	46
Fig. 29: Topología de los equipos de protección coordinados del alimentador J1.	47
Fig. 30: Diagrama unifilar del alimentador J2.	48
Fig. 31: Topología de los equipos de protección coordinados del alimentador J2.	48
Fig. 32: Diagrama unifilar del alimentador J3.	49

Fig. 33: Topología de los equipos de protección coordinados del alimentador J3.	49
Fig. 34: Diagrama unifilar del alimentador J4.	50
Fig. 35: Topología de los equipos de protección coordinados del alimentador J4.	50
Fig. 36: Diagrama unifilar del alimentador J5.	51
Fig. 37: Topología de los equipos de protección coordinados del alimentador J5.	51

Índice de Cuadros

Tabla 1.1. Clasificación de los transformadores.	3
Tabla 1.2. Corrientes de fusión de los fusibles SF y tipo T.	13
Tabla 1.3. Ecuaciones y características de los relés de sobrecorriente.	18
Tabla 1.4. Fusibles SF del transformador.	22
Tabla 1.5. Corrientes de falla máximas de coordinación entre los fusibles SF y tipo T ubicados aguas arriba.	23
Tabla 1.6. Corrientes de falla máximas de coordinación entre fusibles T y T.	24
Tabla 1.7. Corrientes de fusión de los conductores ASCR.	25
Tabla 2.1: Interrupciones del sistema eléctrico de la subestación durante el año 2018.	32
Tabla 2.2: Índices de desconexión.	32
Tabla 2.3. Impedancia equivalente de la S/E Ajaví.	33
Tabla 2.4. Código de identificación en base de datos CYMDIST.	33
Tabla 2.5. Hoja de datos del estudio.	35
Tabla 2.6: Ajustes de relés de los alimentadores.	36
Tabla 2.7. Datos de placa del transformador de potencia de la subestación Ajaví.	37
Tabla 2.8. Análisis de corrientes máximas de coordinación entre fusibles SF y T.	39
Tabla 2.9. Análisis de corrientes de cortocircuito en las derivaciones aguas abajo y derivaciones aguas arriba.	40
Tabla 2.10. Comparación de corrientes máximas de coordinación.	41
Tabla 2.11. Rangos de corrientes en derivaciones.	41
Tabla 2.12 Formato de colores en los tramos del alimentador.	44
Tabla 2.13. Rangos de las derivaciones.	45
Tabla 3.1. Equipos de protección del alimentador J1.	52
Tabla 3.2. Límites de transformadores en la coordinación de protecciones.	52
Tabla 3.3. Rangos de corrientes de cortocircuito establecidos en el alimentador J1.	52
Tabla 3.4. Número de fusibles por cada derivación.	53
Tabla 3.5. Relación de corrientes de fusión entre los fusibles seleccionados y conductores.	53
Tabla 3.6. Sensibilidad de los fusibles seleccionados ante corrientes de cargas frías.	53
Tabla 3.7. Equipos de protección del alimentador J2.	54
Tabla 3.8. Límites de transformadores en la coordinación de protecciones.	54
Tabla 3.9. Rangos de corrientes de cortocircuito establecidos en el alimentador J2.	54
Tabla 3.10. Número de fusibles por cada derivación.	55
Tabla 3.11. Relación de corrientes de fusión entre los fusibles seleccionados y los conductores.	55

Tabla 3.12. Sensibilidad de los fusibles seleccionados ante corrientes de cargas frías.....	55
Tabla 3.13. Equipos de protección del alimentador J3.	56
Tabla 3.14. Límites de transformadores en la coordinación de protecciones.....	56
Tabla 3.15. Rangos de corrientes de cortocircuito establecidos en el alimentador J3.	56
Tabla 3.16. Número de fusibles por cada derivación.....	56
Tabla 3.17. Relación de corrientes de fusión entre los fusibles seleccionados y los conductores.	57
Tabla 3.18. Sensibilidad de los fusibles seleccionados ante corrientes de cargas frías.....	57
Tabla 3.19. Equipos de protección del alimentador J4.	58
Tabla 3.20. Límites de transformadores en la coordinación de protecciones.....	58
Tabla 3.21. Rangos de corrientes de cortocircuito establecidos en el alimentador J4.	58
Tabla 3.22. Número de Fusibles por cada derivación.....	58
Tabla 3.23. Relación de corrientes de fusión entre los fusibles seleccionados y los conductores.	59
Tabla 3.24. Sensibilidad de los fusibles seleccionados ante corrientes de cargas frías.....	59
Tabla 3.25. Equipos de protección del alimentador J5.	60
Tabla 3.26. Límites de transformadores en la coordinación de protecciones.....	60
Tabla 3.27. Rangos de corrientes de cortocircuito establecidos en el alimentador J5.	60
Tabla 3.28. Número de Fusibles por cada derivación.....	60
Tabla 3.29. Relación de corrientes de fusión entre los fusibles seleccionados y los conductores.	61
Tabla 3.30. Sensibilidad de los fusibles seleccionados ante corrientes de cargas frías.....	61

Resumen

El presente trabajo de titulación tuvo como alcance, realizar un estudio de coordinación de protecciones de sobrecorriente en los cinco alimentadores de la subestación Ajaví, para reducir los índices de interrupciones en el sistema eléctrico de distribución a nivel de medio voltaje, mediante la metodología y técnicas de coordinación de protecciones del Departamento de Calidad de Energía y Estudios Eléctricos de la Empresa Regional Norte EMELNORTE. Para este propósito fue necesario el manejo de los programas computacionales CYMDIST, CYMTCC y conocimientos de ArcGIS con los cuales se obtuvo resultados gráficos de la disposición de elementos de protección y corrientes de cortocircuito, georeferenciados a lo largo del sistema de distribución partiendo desde la subestación. Mediante el análisis y criterios de coordinación de protecciones se determinó la ubicación y ajuste de los equipos de protección. De acuerdo con los resultados obtenidos, se propuso realizar cambios en los equipos de protección instalados e incluir nuevos elementos para una adecuada y confiable operación del sistema eléctrico ante condiciones de cortocircuito que se podrían presentar en los alimentadores de la subestación Ajaví.

Palabras clave:

Corrientes, Cortocircuitos, Criterios, Protecciones eléctricas, Coordinación, Curvas Características.

Abstract

This research work had the purpose to realize a study of overcurrent coordination for protections in the five electrical feeders of the Ajaví substation, to reduce the interruption rates in the electrical distribution system at medium voltage level, through the methodology and techniques of coordination of protections of the Department of Energy Quality and Electrical Study in the 'Empresa Electrica Regional Norte EMELNORTE'. For this was necessary to use the CYMDIST, CYMTCC and ArcGIS knowledge programs to obtain graphical results of the protection elements disposition and short circuit currents, georeferenced along the distribution system taking as a starting point the substation. Through the analysis and coordination criteria of necessary protections, the location and adjustment of the protection equipment were determined. According to the results, it was proposed to make changes in the protection equipment and include new elements for an adequate and reliable operation of the electrical system in the event of short-circuit faults that could occur in the electrical feeders of the Ajaví substation.

Keywords:

Currents, Short circuits, Criteria, Electric protections, Coordination, characteristic curves.

A1. CONTEXTUALIZACIÓN.

Rudnick H.y Villaroel (1989) citado por Flores un sistema de distribución eléctrica tiene una importancia fundamental dentro del contexto de un sistema eléctrico, tanto por su responsabilidad en la calidad de servicio entregada a los consumidores, como por el nivel de inversiones requerido para ello. Se estima que entre un 30% y 40% de las inversiones del sector eléctrico está orientado a los sistemas de distribución.

El primer sistema eléctrico de potencia fue construido por la Compañía Norte Americana General Electric en 1878 y desde esa época se reportan los primeros dispositivos de protección (Brefe, 2009) .

En el Ecuador en base a los datos del Instituto Nacional de Estadística y Censos, la cobertura anual del servicio eléctrico en el 2017 fue del 97,33% (INEC, 2017). En Imbabura con un índice de crecimiento de la cobertura anual de servicio eléctrico del 97,36% en el año 2010 al 98,31% en el año 2017 (INEC, 2017).

Aún los sistemas eléctricos mejor diseñados ocasionalmente experimentan cortocircuitos dando como resultado altas corrientes anormales. Los dispositivos de protección de sobrecorriente deben aislar tales fallas en el punto adecuado y con seguridad para minimizar el daño en circuitos y equipos, además de minimizar las molestias a los usuarios (Castaño, 2011).

Una subestación de distribución típica tiene de 1 a más de 10 circuitos alimentadores por lo que un cliente industrial ligero a mediano puede tomar el servicio del circuito primario del alimentador de distribución, mientras que un complejo de carga industrial grande puede recibir servicio directamente del sistema de transmisión masivo. Todos los demás clientes, incluidos los residenciales y comerciales, normalmente se sirven desde el secundario de los transformadores de distribución que a su vez están conectados a un circuito alimentador de distribución (Grigsby, 2012).

Con la creciente dependencia de los suministros de electricidad, la necesidad de alcanzar un nivel aceptable de confiabilidad, calidad y seguridad a un precio económico se vuelve aún más importante para los clientes (Gers & Holmes, 2011). En el Ecuador el sector Eléctrico está regulada por el ARCONEL; en base a la regulación ARCONEL N° 005/18: calidad de servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica, que establece la evaluación, y índice de interrupciones, las cuales las empresas distribuidoras son responsables de controlar, identificar, registrar y clasificar su origen, para mantener en índices adecuados y no provocar molestias a los abonados que utilizan este servicio (ARCONEL, 2018)

En muchas ocasiones los fusibles son instalados bajo criterios de control de carga, sin apoyarse en estudios de coordinación. En algunas empresas distribuidoras de energía eléctrica, quien define el fusible a instalarse no es un ingeniero de protecciones, sino un tecnólogo o el operador del sistema de distribución (Mira, 2017).

Las decisiones y criterios técnicos respecto a la coordinación de protecciones implementados por el Departamento de Estudios Eléctricos han contribuido para disminuir la frecuencia y tiempos de interrupción ocasionados eventualmente por fallas en el sistema eléctrico afectando al menor número de abonados dentro del área de servicio asociada a la avería (Herrera, 2014).

A2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

El servicio eléctrico puede tener interferencias por diversas causas que pueden provocar interrupciones o fallas, estas causas pueden ser: descargas atmosféricas, deterioro del aislamiento, árboles caídos sobre las líneas, contacto de ramas originado por fuertes vientos, contacto físico de animales, contaminación y terremotos, pueden ser causa también los accidentes provenientes de colisiones de vehículos con los postes o equipos energizados, así como daños ocasionados por las personas a las instalaciones y equipos del sistema eléctrico de distribución.

“EMELNORTE” realiza un esfuerzo considerable para reducir los indicadores de desconexiones considerando que en las redes eléctricas se encuentran conectados negocios, industrias, empresas, residencias, quienes son afectadas por las interrupciones en el sistema eléctrico, las cuales presentan insatisfacción, molestias y pérdidas económicas.

En la actualidad existe información parcial de los equipos de protección que son utilizados en alimentadores, así como también índices de fallas mensuales.

A3. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.

¿Cómo realizar el estudio de la coordinación de protecciones de los alimentadores de la subestación Ajaví aplicando la metodología de la empresa eléctrica regional norte S.A. (EMELNORTE)?

A4. JUSTIFICACIÓN.

Los sistemas eléctricos permanecen casi todo el tiempo en condiciones operativas normales o de estado estable y gran énfasis se despliega actualmente en el desarrollo de técnicas analíticas, aplicación de técnicas de supervisión y de control para minimizar las inspecciones de campo para despejar una falla eléctrica para evitar colapsos parciales o totales (Lechón, 2017).

La planificación integral es el proceso que se mantiene constantemente en la Empresa Eléctrica Regional Norte, esta planificación se la realiza en base a lineamientos emitidos por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (EMELNORTE, 2018).

En EMELNORTE, se encuentra en vigencia el Plan estratégico Institucional 2014 - 2017 el nuevo marco legal y administrativo obliga a formular el Plan estratégico 2018 – 2021, tomando como referencia la guía metodológica de planificación institucional emitida por la SENPLADES de conformidad a lo establecido en el artículo 17 del código orgánico de Planificación y Finanzas Públicas la misma que deberá estar alineada a la Agenda Estratégica del Sector Eléctrico (EMELNORTE, 2018).

El plan estratégico de la Empresa EMELNORTE dirigidos para los años 2014 al 2017 son los objetivos expuestos en el plan se encuentran alineados a los objetivos estratégicos del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) y los objetivos del plan nacional del Buen Vivir, entre los que se incluyen :Incrementar la eficiencia operacional, Incrementar la eficiencia de las empresas de distribución, Incrementar la calidad del servicio de energía eléctrica.

Paralelamente la implementación de la coordinación de protecciones se ha generado confiabilidad en los sistemas de distribución de la Empresa Eléctrica Regional Norte, mejorando la calidad del servicio, que se ve reflejado en la disminución del tiempo total de interrupción (TTIk) de 5.97 a 5.42 y la frecuencia media de interrupción (FMIk) de 4.48 a 4.40 con relación al año 2016.

Los consumidores que se sirven de la subestación Ajaví, exigen un servicio eléctrico de calidad, para poder realizar sus actividades diarias con normalidad, sin interrupciones y que los aparatos eléctricos del hogar, industrias, no resulten averiados a causa de estas fallas en el sistema eléctrico de distribución de EMELNORTE.

A5. ALCANCE.

El estudio de coordinación de protecciones se lo realiza en los alimentadores de la subestación Ajaví, la cual se encuentra ubicada en la zona urbana de la ciudad de Ibarra, en la parroquia El Sagrario en la intersección entre la Av. 13 de abril y la calle Víctor Manuel Guzmán. Tiene instalado un transformador de potencia reductor de voltaje de 69/13,8 kV, grupo de conexión Dy1, potencia de 10/12,5 MVA, en su salida del lado de bajo voltaje tiene asociado cinco alimentadores primarios (denominados de J1 a J5) a nivel de 13,8 kV.

Los distintos softwares computacionales (CYMDIST y ArcGIS) cuentan con su respectiva licencia las mismas que serán de ayuda para realizar simulaciones de corto circuito y análisis

pertinentes en el sistema de distribución. Se pretende calibrar adecuadamente los equipos de protección con el fin de evitar interrupciones en el servicio eléctrico.

A6. VIABILIDAD DEL TRABAJO.

La Empresa Eléctrica Regional Norte S.A.(EMELNORTE), con base al convenio firmado con la Universidad Técnica del Norte, proporcionará la información necesaria acerca de los registros de fallas en los alimentadores de la subestación que se los analizará con los sistemas computacionales (softwares), CYMDIST, CYMTCC y ArcGIS, para determinar la coordinación de los alimentadores primarios con sus correspondientes ajustes y especificaciones.

El tema desarrollado es de beneficio directo en los sistemas de distribución, existen varias metodologías que se pueden realizar, pero al momento en EMELNORTE se basa en la utilización de relés de sobrecorriente, relés direccionales, con lo cual se recopila información necesaria que sirva como punto de partida del proyecto.

Los distintos softwares computacionales ayudan a realizar simulaciones de corto circuito en el sistema, generando situaciones de análisis pertinentes para realizar el estudio de coordinación de protecciones en el sector.

A7. OBJETIVO GENERAL.

Realizar el estudio de la coordinación de protecciones de los alimentadores de la subestación Ajaví aplicando la metodología de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. (EMELNORTE).

A8. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

- Describir los criterios teóricos y técnicos sobre la coordinación de protecciones en el sistema de distribución.
- Determinar los parámetros eléctricos de los alimentadores de la subestación, registros de fallas, tipos de interrupción, tiempo de duración de las interrupciones, tipos de protecciones utilizadas en la red.
- Elaborar el estudio de coordinación de protección en cada alimentador de la subestación Ajaví.

CAPÍTULO 1

Estado del arte sobre las protecciones en el sistema eléctrico de distribución.

El presente capítulo busca recopilar información que sustente los temas de sistema de distribución, perturbaciones en la red y dispositivos de protección, lo cual permitirá el correcto análisis y coherente desarrollo de la coordinación de protecciones, en las redes de distribución de la Empresa Eléctrica Regional Norte (EMELNORTE).

1.1 Sistemas eléctricos de distribución

Es un conjunto de elementos los cuales tienen la función principal de llevar el suministro eléctrico continuo desde la subestación hasta los usuarios, con niveles de voltaje adecuado que permiten operación de equipos eléctricos con eficiencia (Cueva & Hernandez, 2013).

En la investigación realizada por Paredes (2014) menciona que, los sistemas de distribución reducen los niveles de voltaje de transmisión y subtransmisión a niveles de medio voltaje (alimentadores primarios) y bajo voltaje (alimentadores secundarios), los cuales se distribuye hacia los clientes finales como se muestra en la Figura 1. Además, estos sistemas deben ser construidos de manera que puedan ser ampliados progresivamente, con el fin de asegurar un servicio adecuado y continuo para cargas presentes y futuras al mínimo costo de operación.

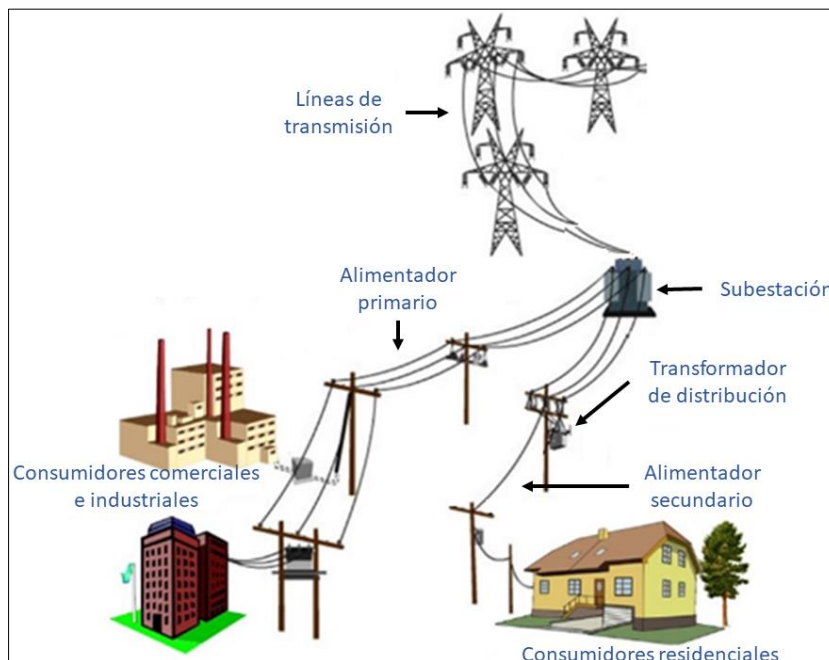


Fig. 1: Esquema de un sistema eléctrico de distribución.
Fuente:(Cueva & Hernandez, 2013).

1.1.1 Elementos de un sistema de distribución.

Según Cueva & Hernández (2013) mencionan que, los sistemas eléctricos de distribución están compuestos por:

- **Subestación de distribución.**

Está conformada por (transformador de potencia, sistemas de potencia sistemas de control y sistemas de protección), cuya función es reducir los niveles de alto voltaje de las líneas de transmisión o subtransmisión hasta niveles de medio voltaje para su ramificación en múltiples salidas (Navas & González, 2011).

- **Alimentadores de media tensión o redes primarias.**

Los alimentadores primarios son los encargados de llevar la energía eléctrica desde las subestaciones hasta los transformadores de distribución por medio de conductores que van soportados en poste cuando se trata de instalaciones aéreas y ductos cuando se trata de instalaciones subterráneas (Paredes, 2014).

Los componentes de un alimentador primario son:

- a. *Troncal*: Es el tramo de mayor longitud del alimentador que transmite la energía eléctrica desde la ubicación de potencia a los ramales.
- b. *Derivaciones*: Son secciones de menor longitud del alimentador las cuales se pueden dividir en:
 - b.1. *Derivación primaria*: Es una sección de menor longitud del alimentador que se energiza a través de la troncal.
 - b.2. *Derivación secundaria*: Es la sección del alimentador que se energiza a través de la derivación primaria.
 - b.3. *Derivación terciaria*: Es una sección del alimentador que se energiza a través de la derivación secundaria.

- **Transformadores de distribución.**

Son equipos encargados de cambiar la tensión primaria a un valor menor de tal manera pueden instalarse en troncales o derivaciones para dar servicio eléctrico a los abonados (Granda, 2013). Adicionalmente, los transformadores se clasifican en cuatro categorías considerando su potencia como se muestra en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1. Clasificación de los transformadores.

Categoría	Monofásico (kVA)	trifásico (kVA)
I	5-500	15-500
II	501-1667	501-5000
III	1668-10 000	5001-30 000
IV	> 10 000	>30 000

Fuente:(Lechón, 2017).

- **Alimentadores de baja tensión o redes secundarias.**

Según (Paredes, 2014) menciona que, los alimentadores secundarios distribuyen la energía desde los transformadores de distribución hasta las acometidas a los usuarios. Además, estas redes secundarias trabajan con niveles de voltaje como: 208/120V, 220/127V en circuitos trifásicos y en circuitos monofásicos 127/220V, en circuitos monofásicos tres hilos 240/120V(Vargas & Ramírez, 2015) .

1.2 Condiciones de funcionamiento en las redes de distribución

Durante el funcionamiento del sistema eléctrico de distribución, existen variaciones transitorias que alejan al sistema de sus valores normales (Cruz, Carrión, & Riofrío, 2017). Los procesos transitorios pueden ocurrir durante el funcionamiento normal de los sistemas eléctricos como en regímenes normales o regímenes anormales. A continuación se expondrán los ejemplos más conocidos en ambas condiciones de operación (Brefe, 2012b).

1.2.1 Condiciones normales de operación.

Según (Brefe, 2012a), Son condiciones transitoria de magnitudes eléctricas que pueden alejar al sistema eléctrico de sus condiciones nominales, cuyos valores de corriente pueden incrementar bruscamente y las tensiones pueden reducir lentamente, por lo que, las protecciones eléctricas pueden confundir estas condiciones como fallas y hacer que operen de manera errónea, desconectando los circuitos sin que exista algún tipo de falla concreta.

Además, (Domin, 2014) menciona que, los incrementos momentáneos de la corriente son principalmente accionados por corrientes de inrush y corrientes de carga fría en los sistemas de distribución aéreos.

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

Es un fenómeno que se presenta cuando un transformador en vacío es energizado, en la bobina primaria se genera una corriente transitoria, la cual presenta varios picos de corta duración cuya amplitud puede alcanzar valores de 8 a 10 veces la corriente nominal a plena carga (Oliveria, Perrone, Reversat, Muñoz, & R.S.Orellana, 2012) .

Además la corriente de inrush se produce cuando el voltaje del sistema y la magnetización del núcleo del transformador no están sincronizados, creando una gran cantidad de corriente en la bobina primaria del transformador (Short, 2014).

Adicionalmente, cuando el alimentador y sus derivaciones son energizados, provocan un fenómeno llamado “inrush por recuperación” el cual debido a la suma de todas las corrientes de inrush de cada transformador que se encuentra instalado en este alimentador, inducen un incremento brusco de corriente a nivel de subestación la cual podría generar la operación de las protecciones (Limaico, 2015).

De lo antes mencionado, se puede argumentar que, es importante definir las protecciones del sistema de distribución, las cuales deben ser configuradas en condiciones normales de en el sistema eléctrico, ya que los elementos de protección como: el relé diferencial no puede distinguir las condiciones normales de operación, de una falla en el sistema.

- **Corrientes de cargas frías.**

Según (Brefe, 2012a), es un fenómeno transitorio que ocurre cuando los alimentadores y sus derivaciones son energizados, luego de que ha pasado una interrupción prolongada, lo que puede producir una gran corriente transitoria que pueden alcanzar de 3 a 6 veces la corriente nominal, según su duración puede ser mayor si la desconexión es prolongada y si la desconexión es de corto tiempo la corriente pico de carga fría será menor.

Además, las cargas de refrigeración son las que aportan con la mayoría de corrientes de carga fría debido a la alta demanda de corriente que requieren para establecer su temperatura normal de operación medida (Short, 2014). En la Figura 3. Se observa los picos de corrientes de cargas frías con respecto al tiempo de la desconexión del sistema.

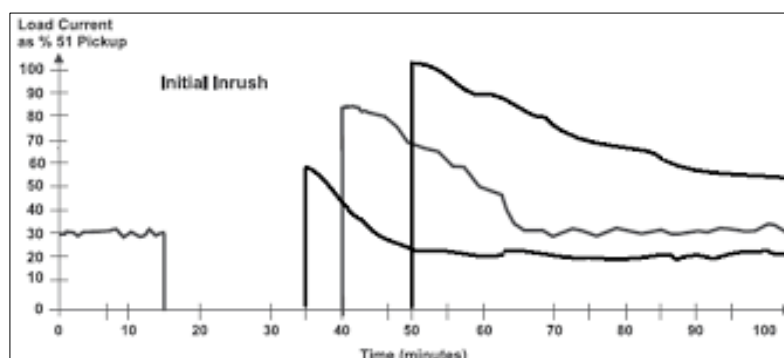


Fig. 2: Picos de corrientes de carga fría con respecto al tiempo de la desconexión del sistema. Fuente:(Brefe, 2012a).

1.2.2 Condiciones anormales de operación.

Esta condición se produce cuando ocurre distorsiones en las magnitudes eléctricas, que sobrepasan o disminuyen con respecto al valor nominal de funcionamiento, comprometiendo

la estabilidad del sistema y a su vez afecta a la calidad del servicio eléctrico. En los sistemas de distribución suelen ocurrir numerosas condiciones anormales, las más frecuentes son: sobrecargas, cortocircuitos y descargas atmosféricas (Brefe, 2012b).

- **Sobrecargas.**

Citando a Martínez & Saca (2015), una sobrecarga se puede definir como una corriente la cual tiene una magnitud mayor a su valor nominal ($I >> I_{nominal}$), pero con valores de tensión muy cercanos a sus valores nominales. El principal efecto de las sobrecargas es el calentamiento de los conductores y si la sobrecarga es en un tiempo prolongado puede llegar al deterioro del aislamiento de los equipos conectados a la red.

Adicionalmente, (Brefe, 2012b) menciona que, dependiendo del tiempo de duración de una sobrecarga se puede clasificar en transitorias o permanentes. Una sobrecarga transitoria puede ser tolerada de acuerdo con las características del circuito, al contrario, si este es permanente, pueden ocasionar que el sistema reduzca su vida útil de funcionamiento.

- **Cortocircuitos.**

Los cortocircuitos son aumento repentino de la intensidad de un circuito eléctrico generado por la interacción de dos conductores que se encuentran normalmente en tensiones diferentes. Por lo general no son frecuentes y cuando se producen, apenas duran una décima de segundo (Colmenar, 2014). Los cortocircuitos pueden ser causados por la pérdida de las propiedades de aislamiento en conductores y en los equipos por sobrecalentamiento, condiciones climáticas, o por diversos efectos mecánicos como: roturas, deformaciones y cristalización (Rosas, 2014).

Además, Mora (2012) expresa que, las corrientes de cortocircuito son indeseables ya que las magnitudes de estas suelen ser mayores que las corrientes nominales del sistema, al ser de magnitudes grandes estas corrientes pueden dañar los equipos eléctricos en: subestaciones, industrias, y hogares por lo que es necesario ubicar protecciones en las redes de distribución, para despejar estas corrientes.

En los sistemas eléctricos pueden ocurrir diferentes tipos de fallas por cortocircuito como se muestra en la Figura 3, los cuales se clasifican según el número de fases afectadas (Rosas, 2014):

- a. *Cortocircuito monofásico:* Este es el cortocircuito más frecuente y violento en redes rígidamente puestas a tierra, o mediante impedancias de bajo valor. Al ponerse en contacto una fase con la tierra del sistema son los cortocircuitos más frecuentes en torno al 70% de los casos.

- b. *Cortocircuito bifásico*: Tiene lugar cuando dos fases distintas hacen contacto entre sí, se producen de 25 a 30% de los casos.
- c. *Cortocircuito trifásico*: Se origina cuando tres fases entran en contacto entre sí, se producen de 3 a 5% de los casos.

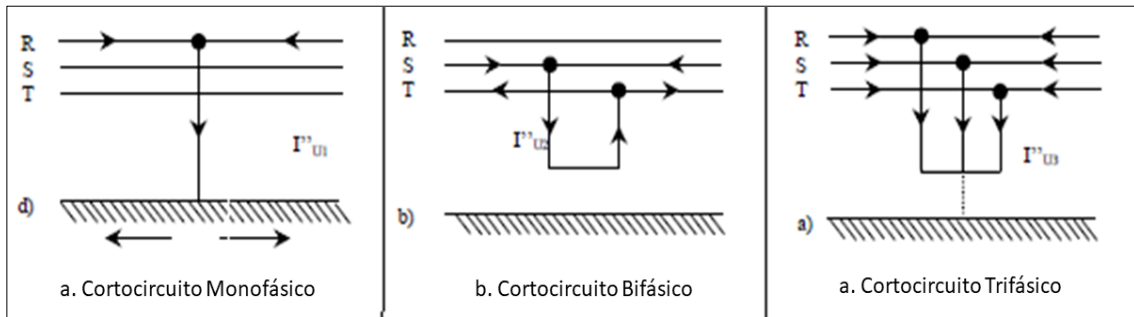


Fig. 3: Tipos de cortocircuitos.
Fuente:(Rosas, 2014).

- **Descargas atmosféricas.**

Citando las palabras de (Cardenas & Temaza, 2016), las descargas atmosféricas son distorsiones eléctricas de origen natural que provocan sobretensiones y se propagan en las redes aéreas de transmisión y distribución de energía eléctrica generando perturbaciones. Además, (Manchado, 2013) menciona que, el valor de las sobretensiones puede producir distorsiones en la tensión nominal de la red. Por lo que la selección y coordinación de estos elementos de protecciones se realiza teniendo en cuenta el efecto de las sobretensiones.

1.3 Sistema de protecciones eléctricas

Es un conjunto de elementos que permiten detectar condiciones anormales del sistema de distribución, e inician la acción correctiva devolviendo al sistema a su estado normal de operación (Gutierrez, 2015).

Según (Gers & Holmes, 2011), las características principales del sistema de protecciones son; tener la suficiente sensibilidad para operar en condiciones de falla. Y, ser lo suficientemente rápido para eliminar las fallas presentes en el sistema.

1.3.1 Objetivos de las protecciones.

los dispositivos de protección deben cumplir los siguientes objetivos dentro de un sistema eléctrico (Domin, 2014):

- Reducir el tiempo de interrupción del sistema.
- Reducir la influencia de las fallas sobre las líneas y los equipos.
- Cubrir de manera ininterrumpida el Sistema de Potencia, estableciendo vigilancia el 100% del tiempo.

- Detectar condiciones de falla, monitoreando continuamente las variables del sistema eléctrico de potencia (I, V, P, F, Z).

1.3.2 Características de los sistemas de protección.

Bustos, Llerena, & Salazar (2015) menciona que, los sistemas de protección poseen diversas características, que ayudan a los dispositivos a detectar fallas eléctricas y desconectar los elementos de protección involucrados. Además (Navas & González, 2011) manifiesta que, para realizar diversas funciones de forma satisfactoria se debe cumplir con las siguientes parámetros:

- **Sensibilidad.**

Los dispositivos de protecciones deben identificar todas las fallas que se produzcan en el sistema eléctrico de distribución por más pequeñas que sean. Además las protecciones deben distinguir correctamente entre condiciones de falla y regímenes normales de operación (Martinez & Saca, 2015).

- **Selectividad.**

El sistema debe estar selectivamente coordinado, de manera que el dispositivo de protección más cercano a una falla permanente debe ser el que la despeja. Si dos o más dispositivo de protección se encuentran en serie, solo el dispositivo que se encuentre más cercano a la falla debe operar en una falla permanente (Castaño, 2011).

- **Confiabilidad.**

Según Navas & González (2011) menciona que, el sistema de protección debe ser inherentemente confiable con su adecuada aplicación e implementación el cual responder de manera correcta ante cualquier falla producida en el sistema.

- **Seguridad.**

El sistema debe ser seguro contra operaciones falsas, de tal forma que el sistema es energizado cuando se encuentre cargas desbalanceada, corrientes de arranque de carga en frío, armónicos, o condiciones normales de operación que no sean peligrosos para las maquinas o causen daño a técnicos de mantenimiento (Castaño, 2011).

- **Rapidez.**

Al operar con rapidez y aislar de forma inmediata el equipo involucrado en la falla, con lo que se logra proteger los equipos, y atenuar las perturbaciones al resto del sistema dando paso a posibles reconexiones automáticas{Gilberto, 2012, Manual para coordinación de fusibles en la red de media tensión}. Precautelando la integridad del personal y daños al sistema.

- **Economía.**

Todo sistema de protecciones tiene que alcanzar una protección total del sistema, con un costo mínimo, sin embargo, esto puede ocasionar que el sistemas sea poco confiables por lo cual se realiza un estudio técnico que nos permita ubicar las protecciones indispensables para un funcionamiento adecuado del sistema de protección (Domin, 2014).

- **Simplicidad.**

El diseño del sistema de protecciones tiene que ser lo más simple posible, para evitar que la complejidad de este pueda convertirse en una potencial fuente de errores. Además, tiene que cumplir con todos los criterios de protección para el que está diseñado (Navas & González, 2011).

1.3.3 Zona de protección.

Es el área de cobertura de un dispositivo de protección, el cual tiene la finalidad de proteger uno o más equipos eléctricos (Gutiérrez, 2015). Además, las zonas de protección se puede dividir en: generador, transformador, barras, línea de transmisión, línea de distribución (Gers & Holmes, 2011).

Como expresa (Makwana & Bhalja, 2016), los dispositivos principales del sistema eléctrico están situados de manera que hace posible aislar la zona protegida durante una condición defectuosa mientras que el sistema eléctrico restante continúa suministrando energía a los clientes. La Figura 4 muestra un sistema con diferentes zonas de protección.

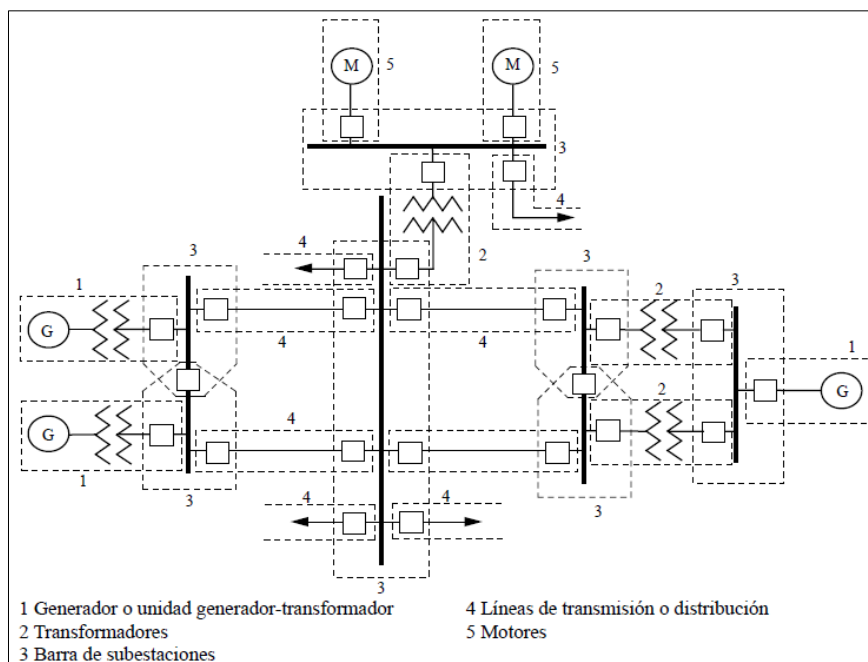


Fig. 4: Diagrama unifilar de un sistema eléctrico, con sus zonas de protección.
 Fuente: (Manuel Villarroel Moreno, 2003).

Para una adecuada aplicación de dispositivos de protección, se necesita considerar los siguientes factores (Gutiérrez, 2015):

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

1.3.4 Protecciones principales y de respaldo.

Según Juan M. Gers & Holmes, (2011) y Gutiérrez (2015), Todos los elementos de un sistema de distribución deben estar correctamente protegidos de tal forma que los relés solo operen por fallas dentro de su zona de protección. Otros relés son capaces de detectar fallas tanto dentro de una zona particular como fuera de ella, generalmente en zonas adyacentes, y pueden usarse para respaldar la protección primaria como una segunda línea de defensa. Es esencial que cualquier falla esté aislada, incluso si la protección principal asociada no funciona. Por lo tanto, siempre que sea posible, cada elemento del sistema de energía debe estar protegido por relés de respaldo y principal.

- ***Protección principal.***

Según Castaño (2011), es la primera línea de defensa la cual operará cada vez que un elemento detecte una falla en el sistema de distribución. El elemento de protección cubre uno o más componentes del sistema de energía, como máquinas eléctricas, líneas y barras de la subestación.

Los sistemas de distribución tienen varios dispositivos de protección primaria. Sin embargo, esto no implica que todos tengan que operar por la misma falla, ya que se debe tener en cuenta que la protección primaria no se encuentran instalados necesariamente en la misma ubicación que el equipo a proteger; en algunos casos, se puede ubicar en una subestación adyacente (Navas & González, 2011).

- ***Protección de respaldo.***

Juan M. Gers & Holmes (2011) expresa que, la protección de respaldo en la segunda línea de defensa las cuales operan cuando, la protección primaria no opera por cualquier motivo

de desperfecto. Esta protección actúa con un retardo de tiempo o tiempos mayores de operación con respecto a la protección principal. También puede ser necesario tener varios criterios de protección diferentes. Además, según la ubicación de la protección que proporciona respaldo, esta puede ser local o remoto (Manuel Villarroel Moreno, 2003).

a. Protección de respaldo local.

Es una protección que opera cuando existe una falla y la protección principal no ha operado por un desperfecto, por lo que después de un tiempo suficiente se efectúa la operación para despejar la falla (Castaño, 2011). Los elementos más comunes que se ubican entre la protección principal y de respaldo local son los interruptores.

b. Protección de respaldo remoto.

Según Gómez, Conejo, & Cañizares (2018) menciona que, a diferencia de la protección de respaldo local, esta se instala en un nodo adyacente al cual está instalado la protección principal. Además, (Castaño, 2011) enfatiza que, este tipo de protecciones tienen el inconveniente principal el cual es la desconexión de una mayor área del sistema eléctrico a la necesaria.

1.4 Dispositivos de protección para los alimentadores

Para cumplir los requerimientos de protección con la rapidez en condiciones normales o anormales de operación, los equipos de protección deben ser diseñados de manera que respondan a variables del sistema de distribución tales como: corriente, voltaje, frecuencia, potencia, impedancia, entre otros (Amador, 2007).

Los dispositivos de protección contra sobrecorriente aplicadas a los sistemas de distribución incluye disyuntores controlados por relés, reconectores automáticos de circuito, fusible, reconectores de línea entre otros (Gönen, 2019).

1.4.1 Fusible.

Trasancos (2014) menciona que, el fusible es un dispositivo de protección cuya función es la desconexión o apertura del circuito en el que se encuentra instalado, por medio de fusión térmica. Además, protegen a los sistemas de distribución de sobrecorriente (Paredes, 2014). Es decir, protege la integridad del sistema de distribución de cualquier posible riesgo.

En la actualidad existen una diversidad de fusibles, los cuales no tienen exactamente el mismo principio de funcionamiento, las características de operación se presentan mediante la curva de tiempo-corriente en los fusibles (Vargas & Ramírez, 2015).

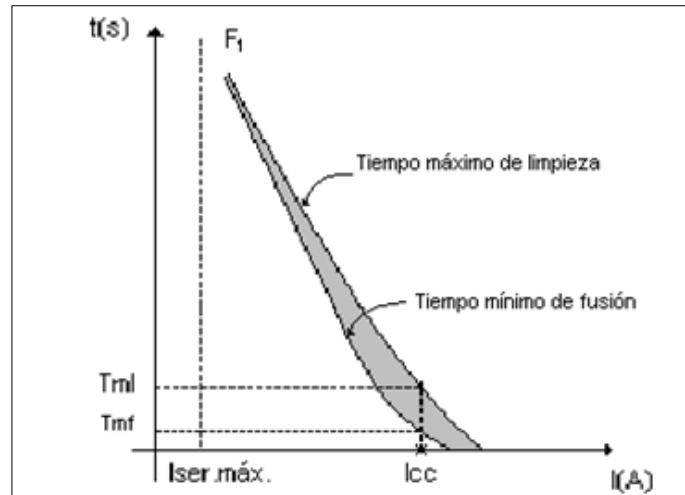


Fig. 5: Características de temporización del fusible.
Fuente: (Navas & González, 2011).

El tiempo de operación de los fusibles es inversamente proporcional a la corriente de cortocircuito tal como se representa en la Figura 5, donde se puede apreciar que, para corrientes mayores la curva característica del fusible es más rápida y todo lo contrario ocurre para corrientes menores (Navas & González, 2011).

• **Clasificación de los fusibles.**

Los sistemas de distribución generalmente poseen una gran cantidad de fusibles los cuales son catalogados en base a las siguientes características (Cueva & Hernandez, 2013):

- Tipo de sistema para el cual son seleccionados, es decir, para líneas de transmisión o distribución aéreas, subterráneas, o sistemas delta o estrella.
- Nivel de tensión para el cual son seleccionados.
- Nivel máximo de diseño.
- Frecuencia.
- Capacidad interruptiva.
- Corriente nominal.

Según Arias (2019) menciona que, existen una gran variedad de fusibles que se utilizan para la protección de redes de distribución, los cuales son fabricados comercialmente de acuerdo con las normativas: AYEE, ANSI C.37,40, 41, 42, 46, 47 y 48, IRAM 2400, NIME y NEMA, cuyas características se presentan a continuación:

Fusibles tipo K: Conducen hasta 150% de su corriente nominal (I_n) sin daños, con relación de velocidad de 6 a 8s. Los fusibles tipo k son considerados entre los rápidos.

Fusibles tipo T: Más lentos que los fusibles tipo K, su relación de velocidad varía de 10 a 13s. Los fusibles tipo T se los considera entre los lentos o retardados.

Fusibles tipo H: Conducen hasta el 100% de su corriente nominal (In), sin daño, tienen característica de fusión muy rápida, poseen una relación de velocidad de 7 a 11s. Construidos con láminas fusibles tipo h, que presentan una relación de tiempo - corriente más rápida que el tipo k en el corte y en perturbaciones bruscas.

Fusibles tipo N: Conducen hasta el 100% de su corriente nominal (In), sin daños, en relación con los fusibles tipo H, estos son aún más rápidos.

Fusibles tipo MS o KS: Son de respuesta ultra lenta y en comparación con los fusibles tipo T poseen mayor permisividad de corriente, su relación de velocidad es de 20s.

Fusibles Slofast o SF: Están provistos de elemento dual, no actúan ante condiciones transitorias por lo que son usados para la protección de transformadores de distribución.

En la Figura 6, se puede observar las curvas características de tiempo-corriente y los tiempos de operación de los fusibles para su correcta aplicación ("Fuse Links," 2015; Gönen, 2019).

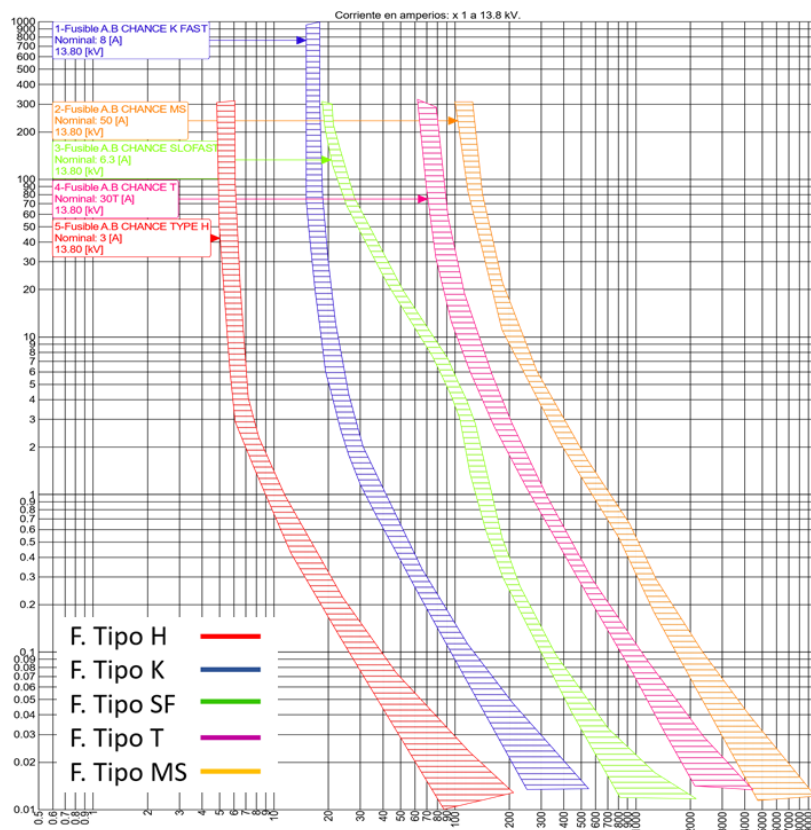


Fig. 6: Características tiempo-corriente de los fusibles.
Fuente: Autor.

Además, Gönen (2019) menciona que, la relación de velocidad de los fusibles tipo K (rápido) y tipo T (lento) nos permite cuantificar el tiempo de fusión del fusible ante una falla la cual es expresada por la siguiente ecuación:

$$\text{Relación de velocidad} = \frac{\text{corriente de fusión a 0,1s}}{\text{corriente de fusión a 300 o 600s}}$$

Adicionalmente, el cálculo varía dependiendo del tiempo y la corriente de operación del fusible (A), según las siguientes condiciones:

- 0,1 a 300s son para fusibles de 6A a 100A.
- 0,1 a 600s son para fusibles de 140A a 200A.

En la Tabla 1.2, describen los valores de corrientes de fusión de los fusibles tipo T, y fusibles tipo Slofast de acuerdo con la norma ANSI C37.42.

Tabla 1.2. Corrientes de fusión de los fusibles SF y tipo T.

Fusible T	Corriente fusión	Fusible SF	Corriente fusión
1	1,92	0,2	0,62
2	4,17	0,3	1,1
3	6,09	0,4	1,3
6	11,94	0,6	1,9
8	15,31	0,7	2,1
10	19,63	1,0	3,1
12	24,68	1,3	4,0
15	30,48	1,4	4,2
20	39,9	1,6	4,8
25	49,7	2,1	6,3
30	61,94	3,1	9,8
40	78,2	3,5	10,9
50	98,9	4,2	13,2
65	125,4	5,2	15,6
80	158,2	6,3	18,5
100	196,91	7,0	20,3
140	301,7	7,8	23,9
200	473,2	10,4	29,0
		14,0	43,5
		21,0	68,3
		32,0	89,5
		46,0	108,7

Fuente: ("EMELNORTE S.A.,").

1.4.2 Interruptor.

Es un elemento electromecánicos diseñados para la conexión y desconexión de circuitos eléctricos bajo condiciones normales de operación o condiciones de falla (Cueva & Hernandez, 2013).

Las operaciones de conmutación típicas de los interruptores de potencia son las siguientes (Cervantes, 2010):

- Desconexión de sobrecorriente por sobrecarga y corto circuito.
- Conexión en condiciones de corto circuito.
- Desconexión bajo la operación asincrónica de partes del sistema.
- Conexión y desconexión con corrientes normales de carga.
- Desconexión de corrientes capacitivas de líneas largas en vacío y de cable de potencia.
- Desconexión de corrientes inductivas de transformadores en vacío.

1.4.3 Reconectador.

Son equipos de protección utilizados en alimentadores primarios de distribución que actúan como un interruptor con reconexión automática, debido a que el 80% de las fallas en las redes aéreas de distribución son de naturaleza temporal, por lo que es conveniente restablecer el servicio en forma más rápida y evitar interrupciones de largo tiempo (Navas & González, 2011).

J. M. Gers (2013) expresa que, los reconectores presentan tres curvas de características tiempo-corriente:

- Curva A de acción rápida.
- Curva B con mayor retardo.
- Curva C con retado adicional.

Los reconectores pueden ser programados en secuencias que puede llegar hasta 4 aperturas y hasta 3 reconexiones, los tiempos de apertura se pueden determinar con las curvas características del equipo como se muestra en la Figura 7 (Vargas & Ramírez, 2015). Además, estos dispositivos pueden ser electrónicamente programados para operar en una variable de condiciones (Bustos et al., 2015).

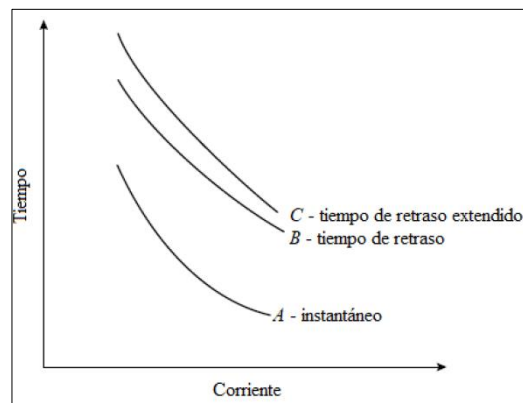


Fig. 7: Curvas de operación de un reconectador.
Fuente: (J. Gers, 2013).

La función principal de un reconectador es diferenciar si la falla en el sistema de distribución es de tipo temporal o permanente donde, la secuencia típica de estos dispositivos se puede observar en la Figura 8, donde se genera el primer disparo es de modo instantáneo para eliminar fallas temporales antes de que causen daños a las líneas de acuerdo con las configuraciones de tiempo predeterminadas, los tres últimos disparos operan de forma sincronizada. Si la falla es permanente, el reconectador abre definitivamente del sistema eléctrico después de un número de operaciones programadas (cuatro como máximo), aislando la falla del sistema (J. Gers, 2013).

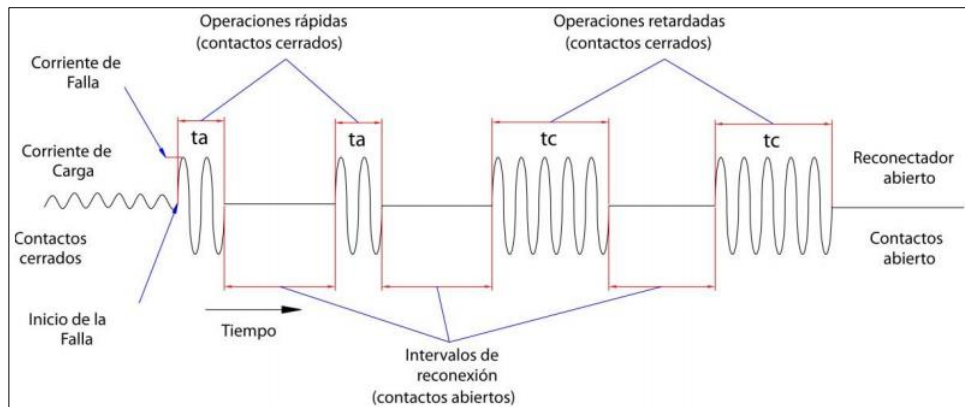


Fig. 8: Operación de un reconectador.
Fuente: (Venegas & Alvarez, 2013).

En los sistemas de distribución, los reconectadores se ubican mediante criterios que se describen a continuación (Bustos et al., 2015) y (Jamali & Shateri, 2005):

- En las subestaciones como dispositivo de protección de los alimentadores primarios.
- En los circuitos a una distancia de la subestación, para seccionar alimentadores largos y así prevenir cortes de energía del alimentador en su totalidad cuando una falla permanente ocurre al final del alimentador.
- En las derivaciones de los alimentadores principales, para proteger el alimentador principal de interrupciones y cortes de energía debido a fallas en las ramificaciones.

1.4.4 Seccionalizador.

Como expresa Castaño (2011), un seccionalizador es un dispositivo de protección el cual tiene la función principal de abrir sus contactos automáticamente mientras el circuito está energizado por la operación de un interruptor o un restaurador. Además, (Myeel, 2018) menciona que, debido a que este equipo no está diseñado para interrumpir corrientes de falla, se utiliza siempre en serie con un dispositivo de interrupción. A continuación, en la Figura 9 se muestra los tipos de seccionalizadores

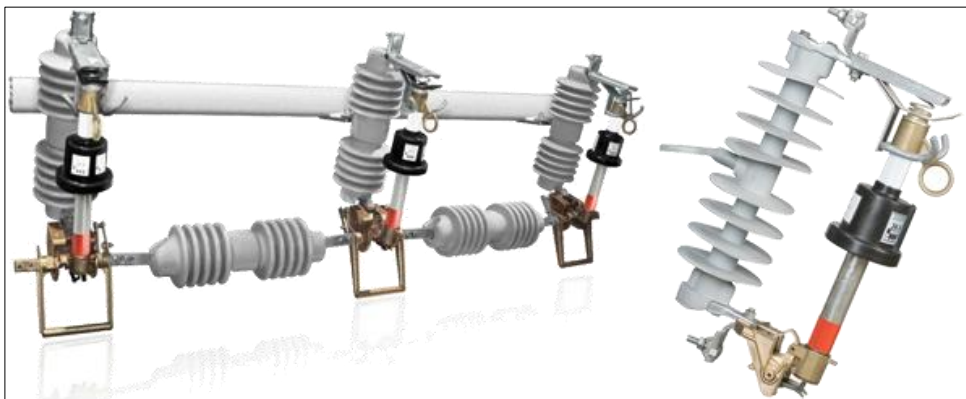


Fig. 9: Seccionalizadores monofásicos y trifásicos.
fuente: (Myeel, 2018).

Según Myeel (2018), la función principal del seccionizador es detectar la corriente que fluye en la línea y cuenta el número de veces que opera el dispositivo de interrupción cuando trata de aislar una falla. Adicionalmente (Gönen, 2019), detalla el funcionamiento de los seccionizadores en condiciones de falla:

- Si la falla es despejada mientras el dispositivo de reconexión está abierto, el contador del seccionizador se reiniciará a su posición normal después de que el circuito es reconectado, y queda preparado para iniciar nuevos conteos en caso de que ocurra otra falla.
- Si la falla persiste cuando el circuito es reconectado, el contador de corrientes de falla en el seccionizador, de nuevo se prepara para contar la próxima apertura del dispositivo de reconexión.
- Si el dispositivo de reconexión es ajustado para ir a la posición lockout en la cuarta operación de disparo el seccionizador se ajustará para disparar durante el tiempo de apertura del circuito después de la tercera operación de disparo del dispositivo de reconexión antes que opere el reconectador.

1.4.5 Relé de protección de sobrecorriente.

De acuerdo con Tutillo (2017), la función principal del relé de protección es retirar de manera oportuna cualquier elemento de un sistema eléctrico de distribución, cuando la corriente del relé es mayor al valor de referencia establecido. Para lograr estas actividades en el relé de protección se debe tener en cuenta las siguientes variables:

- El nivel de corriente mínima de operación (o corriente de pickup), que es aquel valor que produce el cambio de estado del relé.
- La característica de tiempo de operación, es decir la forma en que el relé responde en cuanto al tiempo.

En la investigación realizada por Ríos, Tamayo, & Isaza (2012) expresa que, los relés de protección utilizan varios métodos tradicionales de ajustes, los cuales en algunas ocasiones pueden estar lejos del valor óptimo de calibración, ya que durante el proceso se deben realizar aproximaciones y ajusten a los valores de entrada del relé. Estas aproximaciones pueden ocasionar que: los tiempos de operación del relé ante fallas locales y remotas puedan ser mayores a los deseados, operaciones incorrectas y pérdida de selectividad, confiabilidad y sensibilidad del sistema.

Según Lazo (2010) menciona que, de acuerdo con la característica de tiempo de operación, los relés se pueden clasificarse en instantáneo, retardado y tiempo inverso tal como se muestra en la Figura 10:

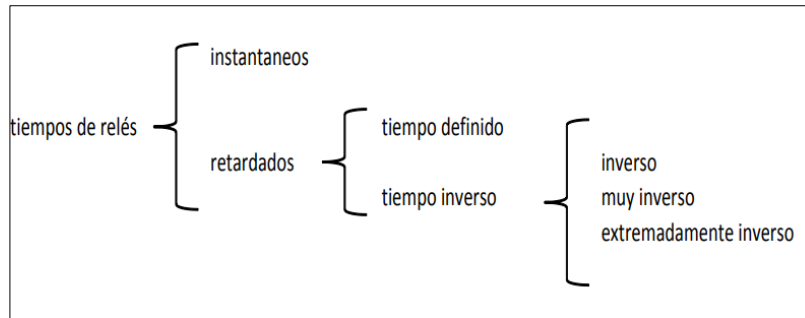


Fig. 10: Clasificación de los relés de sobrecorriente.
Fuente:(Lazo, 2010).

- **Relés de protección de sobrecorriente instantánea.**

Son elementos de protección son poco utilizados en los sistemas eléctricos, debido a que normalmente se utilizan en conjunto con otras protecciones, con el propósito de combinar sus características, ya que no se ingresa ningún tiempo de retardo intencional en su operación desde el instante que la corriente de entrada excede el valor de referencia (corriente de pick-up) emiten una señal de operación para la apertura del disyuntor (Jaramillo & Quinde, 2018). El tiempo de operación de los relés de protección son del orden de los 10 a los 60 milisegundos.

- **Relés de protección de sobrecorriente con tiempo retardado o definida.**

Es un elemento de protección que posee un tiempo de retraso en su operación, es decir que cualquiera sea la corriente de falla, siempre que ésta supere el valor de la corriente de arranque (corriente de pick-up), la operación del relé se producirá en el tiempo ajustado (Martinez & Saca, 2015).

- **Relés de protección de sobrecorriente con tiempo inverso.**

En referencia al trabajo desarrollado por Amador (2007) argumenta, los relés de sobrecorriente temporizada o de tiempo inverso operan lentamente ante valores bajos de sobrecorriente y conforme la corriente se incrementa, el tiempo de operación disminuye, es decir que, a medida que la corriente aumenta menor será el tiempo de ejecución de la protección. Además, (Gómez et al., 2018) menciona que, las características del relé de sobrecorriente permite tener una variedad de curvas de tiempo-corriente las cuales son:

- Moderadamente inversa.
- Inversa.
- Muy inversa.
- Extremadamente inversa.

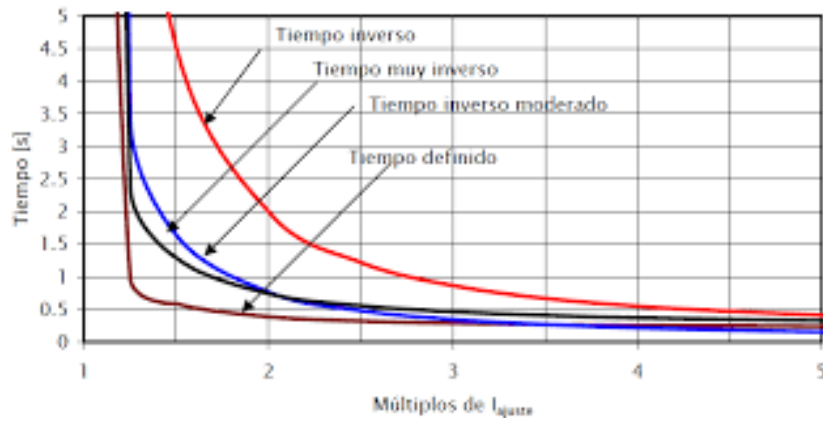


Fig. 11: Curvas características de tiempo-corriente del relé de sobrecorriente.
Fuente: (Lazo, 2010).

Además, menciona que, las características de disparo de los relés cambian según el tiempo de disparo requerido y dispositivos adicionales de protección usados en la red, entonces la norma IEC 60255 define una serie de características estándar con las siguientes ecuaciones expuestas en la Tabla.1.3:

Tabla 1.3. Ecuaciones y características de los relés de sobrecorriente.

Características del Relé	Ecuación (IEC 60255)
Inversa	$t = TD_1 \times \left(\frac{0,14}{I_r^{0,02}-1} \right)$
Muy Inversa	$t = TD_1 \times \left(\frac{13,5}{I_r-1} \right)$
Extremadamente Inversa	$t = TD_1 \times \left(\frac{0,80}{I_r^2-1} \right)$
Falla de tierra estándar de largo tiempo	$t = TD_1 \times \left(\frac{120}{I_r-1} \right)$

Fuente: (Gómez et al., 2018).

Donde:

- t = Tiempo de disparo (s).
- TD_1 = El rango de ajustes del DIAL depende del fabricante y la tecnología del relé, pero los valores normalizados de acuerdo con cada norma son los siguientes: Norma IEC = Dial desde 0,05 hasta 1,00.
- I_r = Corriente de referencia o de arranque (pick-up).

En general, en los sistemas de distribución utilizan las curvas Inversa, Muy Inversa y Extremadamente Inversa, especialmente ésta última cuando se está coordinando con fusibles ubicados en el sistema (Amador, 2007). Esto debido a que estas curvas de coordinación se ajustan a las curvas características de los fusibles.

1.4.6 Indicadores de fallas.

En base al argumento de Codensa (2011), los indicadores de falla son elementos de señalización, el cual detecta el campo magnético y eléctrico generado por la tensión y la corriente de la línea aérea donde está instalado. Cuando ocurre una falla hay un aumento brusco de la corriente y una caída de tensión, el dispositivo entra en operación como se indica en la Figura 12.



Fig. 12: Indicadores de falla.
Fuente:(Codensa, 2011).

su principal funcionamiento es indicar de manera visual cualquier condición anormal o falla que exceda las corrientes de disparo preestablecidas en el indicador instalado en redes de media tensión. Además, se instalan sobre colectores de corriente, cables o líneas aéreas que están expuestos a inspección (Codensa, 2011).

1.5 Coordinación de protecciones en alimentadores primarios

El requerimiento esencial para una apropiada coordinación de protecciones consiste en seleccionar dispositivos de protección los cuales operan en condiciones anormales del sistema eléctrico. Aquellos dispositivos en serie cuya zona de protección se sobrepone debe ser coordinado de modo que el dispositivo más cercano a la falla (dispositivo protector o de respaldo) pueda funcionar. Generalmente la coordinación de protecciones se realiza por los siguientes métodos (Castaño, 2011):

- **Método de curvas tiempo- corriente.**

Las curvas “tiempo-corriente” muestran la relación entre la corriente y el tiempo que requiere el elemento fusible para fundirse y el tiempo que requiere el fusible para aclarar la falla (en el último caso, se incluye el tiempo de duración del arco). Este método es el más práctico en la coordinación de fusibles tipo H, N, T o K debido a que la coordinación entre los fusibles se establece siempre y cuando la curva de limpieza del fusible aguas abajo es menor a la curva de fusión del fusible colocado aguas arriba.

- **Método de tablas de coordinación.**

El uso de tablas de coordinación requiere que los fusibles sean operados dentro de su capacidad continua de corriente por lo que Mediante una lista de los fusibles de protección se puede observar el fusible protegido, fusible protector, corrientes máximas de falla, corrientes de carga, tiempos de despeje máximo del fusible de protección y tiempo de fusión mínimo del fusible protegido a las cuales las protecciones operan ante fallas.

- **Método de reglas prácticas o empíricas.**

Es una regla práctica incorporada a la coordinación de fusibles EEI-NEMA la cual expresa que todos los fusibles selectos para la protección del sistema de distribución deben ser del mismo tipo y categoría. Por ejemplo, si se elige el fusible tipo T el fusible aguas abajo seria de preferencia otro fusible tipo T. Debido a que los fusibles tipo K pueden satisfactoriamente coordinarse entre valores nominales adyacentes de la misma serie por encima de los valores de corriente 13 veces el valor nominal del fusible de protección y los fusibles tipo T pueden satisfactoriamente coordinarse entre valores nominales adyacentes de la misma serie por encima de valores de corriente 24 veces el valor nominal del fusible de protección.

1.6 Criterios de coordinación de protecciones.

En algunas empresas de distribución eléctricas dimensionan los fusibles de acuerdo a la carga que se encuentre instalada. Se afirma este criterio ya que los fusibles instalados en serie varían considerablemente y el tamaño no es en función del nivel de cortocircuito (los fusibles de mayor capacidad cerca a la subestación podrían indicar un intento de coordinación).

Los fusibles usados para las zonas adyacentes deben tener al menos dos veces la carga lateral para permitir el funcionamiento de sistema en condiciones normales de operación. La filosofía de protección con los fusibles se basa en eliminar la falla del sistema y no la de proteger contra sobrecargas (Castaño, 2011).

En la actualidad La Empresa Eléctrica Quito con base en normas como la IEC e IEEE, plantean varias especificaciones a la hora de coordinar los equipos de protección como: relés de sobrecorriente, reconectores y fusibles, por lo que realizan un estudio de coordinación donde se fundamenta los criterios coordinación de protecciones de la EEQ, de modo que se asegure una operación adecuada de las protecciones a través de las curvas características de tiempo-corriente de los reconectores y relés de sobrecorriente. Además, la coordinación de protecciones lo realizan mediante estudios de flujos de potencia y de análisis de cortocircuitos. los cuales han sido acoplados al sistema de distribución para obtener como

resultados un sistema que brinde seguridad y respaldo en el caso de contingencias (Gaibor & Morillo, 2019).

El metodo utilizados en la empresa EQQ al igual que el metodo de la empresa EMELNORTE, tienen un mismo objetivo, la coordinacion adecuada de protecciones en el sistema de distribución cuyo fin es disminuir los indices de interrupciones hasta alcanzar valores adecuados y que cumplan con la regulaci3n ARCONEL 005/18 calidad del servicio de dsitribuci3n y comercializaci3n de energia electrica.

1.7 Coordinaci3n de equipos de protecci3n.

la coordinaci3n es un proceso de selecci3n de dos o m3s equipos de protecci3n que se colocan en el sistema de distribuci3n, el dispositivo m3s cercano a la falla del lado de alimentaci3n es el dispositivo protector, y el siguiente del lado de la alimentaci3n es el dispositivo de respaldo (Castaño, 2011). Generalmente, estos dispositivos se deben colocar en serie o "cascada", debido a que la mayoría de los sistemas operan de forma radial (Gonen, 2015).

Adem3s, para lograr una correcta coordinaci3n de protecciones se debe seleccionar adecuadamente los ajustes de los dispositivos de protecci3n; de tal manera que realicen sus funciones cumpliendo con las característic3s de operaci3n propias de los equipos. Se debe tener en cuenta los siguientes criterios para realizar una correcta coordinaci3n de protecciones en un sistema de distribuci3n (Tenempaguay, 2015):

- Realizar un estudio de cargas del sistema.
- Realizar un estudio de cortocircuito.
- Ubicar y seleccionar adecuadamente los equipos de protecci3n.
- Seleccionar las característic3s de operaci3n y ajustes de los equipos de protecci3n de manera que exista una coordinaci3n efectiva.
- Realizar simulaciones pertinentes de: curvas de TCC de dispositivos de protecci3n.

De lo mencionado el procedimiento inicial para la coordinaci3n de equipos de protecci3n es: estudio de corrientes de cortocircuito, con lo que se determinara los ramales primarios, secundarios o terciarios, el fusible m3ximo del ramal primario es asignado por el transformador de subestaci3n o el cable protegido. Asimismo, el fusible de menor rango se define por los transformadores de distribuci3n de los ramales.

1.7.1 Selecci3n de fusibles SF en transformador.

La coordinaci3n inicia con la selecci3n del fusible que protege a los transformadores del sistema de distribuci3n, mediante un an3lisis previo realizado por la empresa EMELNORTE se determin3 que, los fusibles con mejores característic3s para la protecci3n de estos

transformadores son los fusibles Slofast ya que su operación es, por debajo de la curva de daño del transformador y por encima de la corriente de magnetización (inrush) en condiciones normales. En la figura 13 se puede observar la curva de daño de los fusibles tipo Slofast.

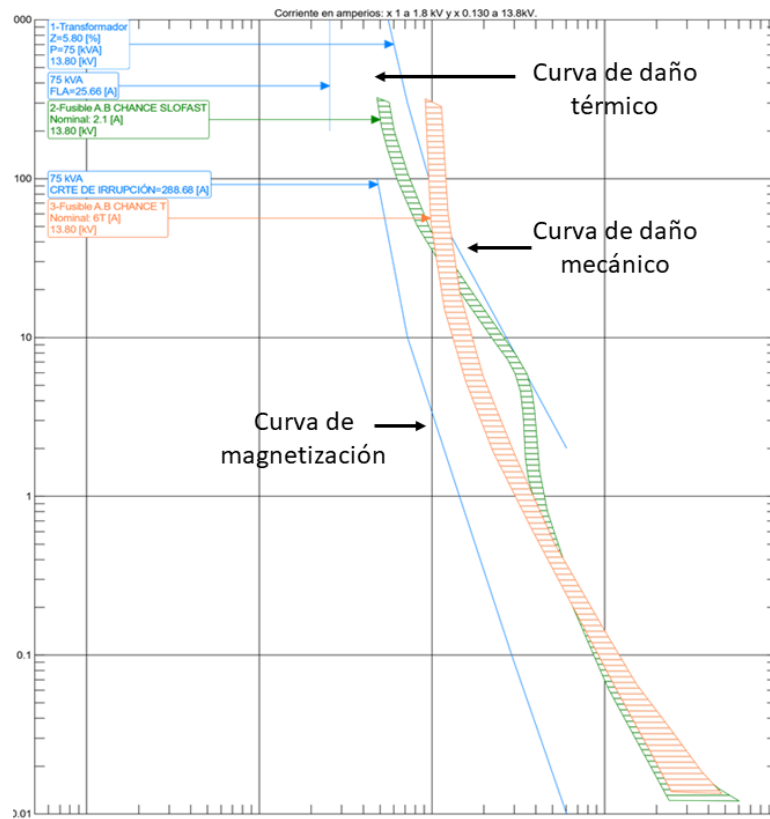


Fig. 13: Simulación del fusible tipo Slofast y tipo T de un transformador de 75kVA. Fuente. Autor.

En la Tabla 1.4 se muestra las dimensiones y tipos de fusibles que se pueden asignar a los transformadores dependiendo su capacidad nominal.

Tabla 1.4. Fusibles SF del transformador.

TRANSFORMADORES MONOFASICOS													
KVA	VPN	IN	F(H)	F(K)	F(T)	F(SF)	KVA	VPN	IN	F(H)	F(K)	F(T)	F(SF)
3	7,62	0,39	1*	1*	1*	0.2	3	3,64	0,82	2*	2*	2*	0.4**
5	7,62	0,66	2*	2*	2*	0.4	5	3,64	1,37	3*	3*	3*	0.7**
7,5	7,62	0,98	3*	2*	2*	0.6	7,5	3,64	2,06	8*	6*	6*	1.3
10	7,62	1,31	3*	2*	2*	0.7	10	3,64	2,75	15*	6*	6*	1.6
15	7,62	1,97	8*	3*	3*	1.0	15	3,64	4,12	20*	8*	6*	3.1
25	7,62	3,28	15*	6*	6*	2.1	25	3,64	6,87	30*	10*	8	4.2
37,5	7,62	4,92	25*	8*	6	3.1	37,5	3,64	10,31	45*	15*	12	6.3
50	7,62	6,56	30*	10*	8	3.5	50	3,64	13,75	50*	20*	15	7.8
75	7,62	9,84	40*	15*	12*	6.3	75	3,64	20,62	75*	30*	25*	14
TRANSFORMADORES TRIFASICOS													
30	13,2	1,31	3*	2*	2*	0.7	30	6,3	2,75	15*	6*	6*	1.6
45	13,2	1,97	8*	3*	3*	1.0	45	6,3	4,12	20*	8*	6*	3.1
50	13,2	2,19	8*	6*	6*	1.3	50	6,3	4,58	20*	8*	6*	3.1
75	13,2	3,28	15*	6*	6*	2.1	75	6,3	6,87	30*	12*	8	4.2
100	13,2	4,37	20*	8*	6*	3.1	100	6,3	9,16	40*	15*	10	6.3
112,5	13,2	4,92	25*	8*	6*	3.1	112,5	6,3	10,31	45*	15*	12	6.3
125	13,2	5,47	25*	10*	6*	3.1	125	6,3	11,46	45*	20*	12	7.8
150	13,2	6,56	30*	10*	8*	3.5	150	6,3	13,75	50*	20*	15	7.8
200	13,2	8,75	40*	15*	10*	5.2	200	6,3	18,33	60*	25*	20	10.4
225	13,2	9,84	45*	15*	10*	6.3	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
300	13,2	13,12	50*	20*	15*	7.8	300	6,3	27,49	85*	40*	30	21

* No protege al transformador para corrientes de sobrecarga.

** Existe el riesgo que se funda con corrientes de carga fría.

Fuente: ("EMELNORTE S.A.,").

1.7.2 Coordinación entre fusibles SF y T.

Una vez seleccionados los fusibles tipo Sfast para la protección de los transformadores ubicados en el sistema de distribución, escogemos el fusible tipo T que siempre debe ubicarse aguas arriba según el criterio de coordinación de EMELNORTE, con ayuda del programa CYMTCC, en la Tabla 1.5 se observa las corrientes de falla máximas de coordinación entre los fusibles antes mencionados.

Además, la tabla está dividida en secciones:

- En las casillas de color blanco no existe coordinación entre fusibles.
- En las casillas de color rosa se observa los valores de corrientes de la curva de coordinación del fusible tipo T y la curva máxima de despeje del fusible tipo SF que se calcula en el punto que se intersecan.
- En las casillas de color rojo se puede observar las corrientes de cortocircuito máximas de coordinación de los fusibles en el punto de su intersección.

Tabla 1.5. Corrientes de falla máximas de coordinación entre los fusibles SF y tipo T ubicados aguas arriba.

SF\T	Corriente de cortocircuito máxima																	
	FUSIBLES TIPO 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	9725
21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	113	183	4324	6328	9525	9725
32	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	152	229	5436	9525	9725
46	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	184	301	8898	9725

Fuente: ("EMELNORTE S.A.,").

1.7.3 Coordinación de fusible a fusible.

La coordinación de fusible a fusible se obtiene mediante la selección adecuada del tipo de fusible y su capacidad de manera que el fusible más cercano a la falla es el que actúa, al mismo tiempo debe ser selectivo con los equipos de protección que se encuentran en serie (Castaño, 2011). Además, la coordinación de fusibles tiene otras condiciones como: el tiempo máximo de despeje de falla de un fusible no debe exceder el 75% del tiempo mínimo de fusión del fusible en serie y usar el mismo tipo de fusible en la coordinación (Limaico, 2015).

- **Coordinación entre fusibles T y T.**

Este tipo de coordinación permite la correcta operación entre la protección de la troncal y sus derivaciones. Una vez definido el primer fusible protector el cual está por debajo de la curva de tiempo-corriente del relé de cabecera, este será el que protegerá a las derivaciones primarias y las derivaciones secundarias será de la mitad del valor del primer fusible, de la misma forma se realiza para las derivaciones primarias.

En la Tabla 1.6 se muestra las corrientes de falla máximas para las cuales se logra la coordinación entre fusibles T y T, considerando la disminución al 75% del tiempo mínimo de fusión del fusible que se ubica aguas arriba.

Tabla 1.6. Corrientes de falla máximas de coordinación entre fusibles T y T.

T/T	Corriente de cortocircuito máxima																	
	FUSIBLES TIPO T																	
T	1	2	3	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 S.A.,").

El color de las celdas en esta coordinación se basa en los mismos criterios que de coordinación entre fusibles ST y T detallados en el numeral 1.7.2.

1.7.4 Coordinación entre fusibles T y conductores.

En este caso se analizará las condiciones de coordinación de los fusibles tipo T en comparación con las corrientes de fusión del calibre de los conductores que se adecúen en sistema de distribución. Debido a que el fusible tipo T seleccionado tiene que proteger al conductor bajo las siguientes 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 1.7 se muestra la capacidad máxima de corriente y calibre AWG de los conductores ACSR que se encuentran comúnmente en sistema de distribución.

Tabla 1.7. Corrientes de fusión de los conductores ASCR.

codigo mundial	calibre AWG	sección nominal mm2	Amperios (A)	If 50 T	If 25 T	If 15 T
Turkey	6	13,3	100	98,9	49,7	30,48
Swan	4	21,15	140	98,9	49,7	30,48
Sparrow	2	33,62	180	98,9	49,7	30,48
Raven	1/0	53,48	230	98,9	49,7	30,48
Quail	2/0	67,43	270	98,9	49,7 </td <td>30,48</td>	30,48
Pigeon	3/0	85,01	300	98,9	49,7	30,48
Penguin	4/0	107,2	340	98,9	49,7	30,48

If: es la corriente de fusión del fusible

Fuente: (Norte, 2019).

1.7.5 Coordinación entre relé y fusible.

La coordinación entre el relé de sobrecorriente instalado en la cabecera del alimentador y los fusibles ubicados en las derivaciones, consiste en la operación del fusible ante fallas permanentes en las derivaciones del sistema de distribución.

La Figura 14 muestra la coordinación entre el relé de cabecera y un fusible tipo T en serie con un margen de coordinación de 0,75 en el software CYMTCC.

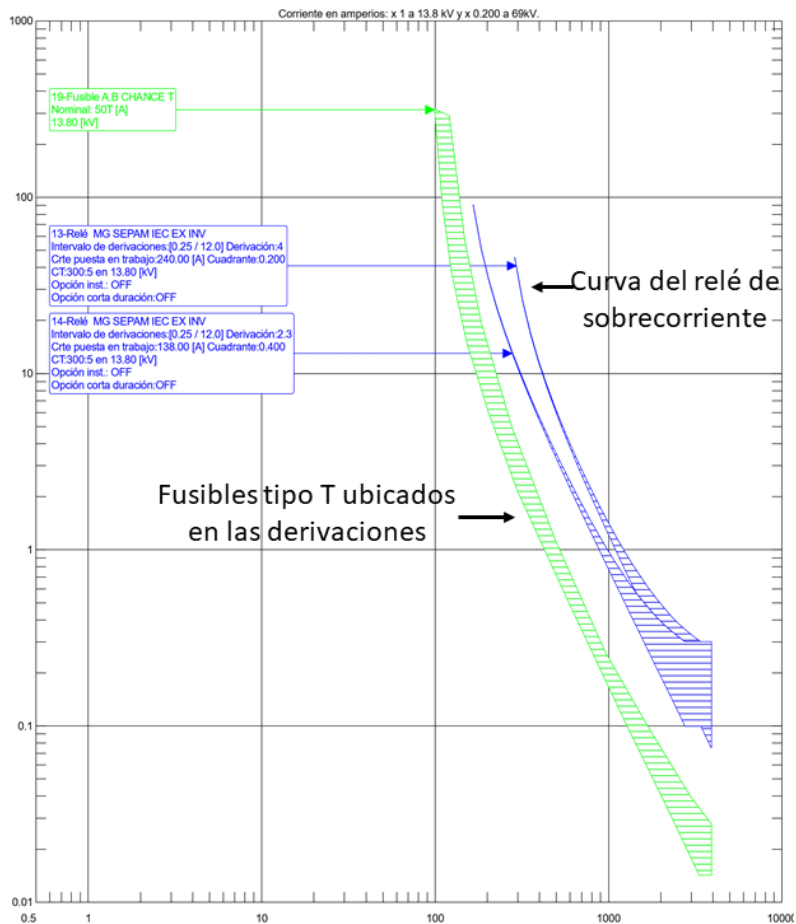


Fig. 14: Coordinación entre el relé de sobrecorriente y el fusible tipo T.

Fuente: Autor

1.8 Herramientas computaciones.

Para el estudio de coordinación de protecciones existen varios softwares que permiten realizar análisis y modelación del sistema eléctrico de distribución, cada uno utiliza diversos métodos de cálculo que facilitan el estudio de coordinación. A continuación, se detalla los programas requeridos para el estudio de coordinación de protecciones.

1.8.1 CYME – CYMDIST.

El programa CYMDIST permite crear redes eléctricas equilibradas o desequilibradas de: subestaciones, alimentadores, primarios y redes secundarias de distribución que pueden ser representados en forma esquemática o geográfica a través de un sistema de coordenadas. Además, contiene un editor de redes, módulos para análisis y simulaciones con una extensa base de datos de quipos y modelos. En la Figura 15 se muestra la ventana principal de programa(CYME, 2019).

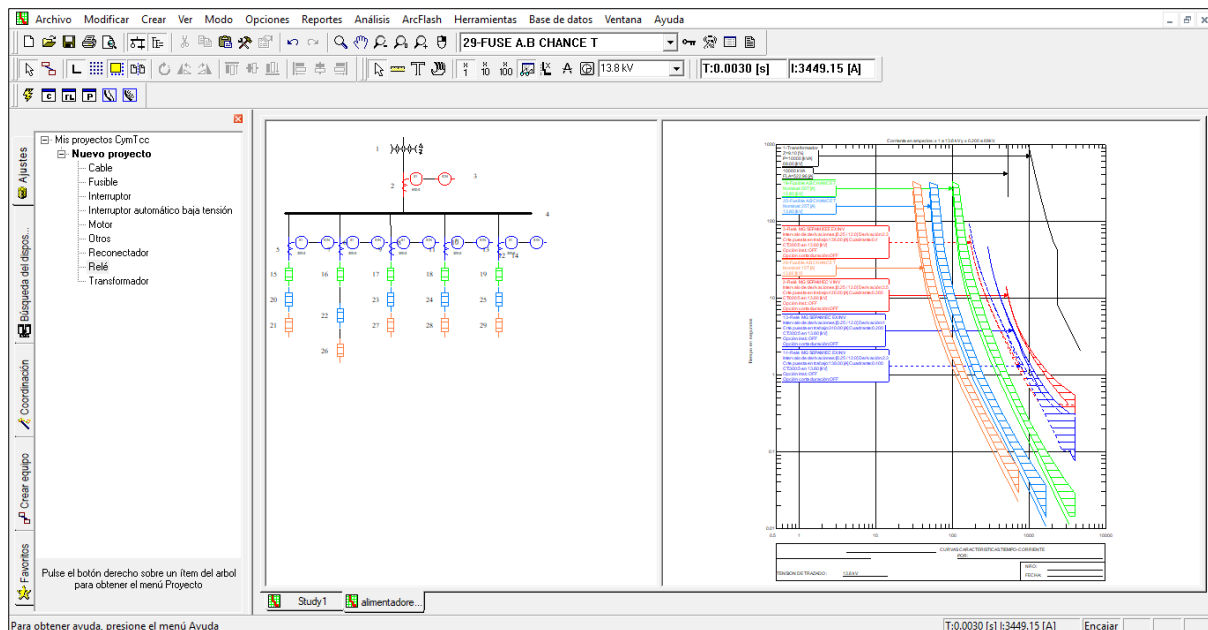


Fig. 15: Ventana principal del programa computacional CYMDIST.

Fuente: Autor.

Las principales capacidades analíticas y módulos de programación del programa computacional son (CYME, 2019):

- Análisis de caída de voltaje en redes eléctricas balanceadas o desbalanceadas.
- Cálculo de corrientes de falla (valores: RMS, asimétricos y pico).
- Cálculo de corrientes de cortocircuito.
- Análisis de flujos de carga.
- Análisis de flujo de falla y de voltaje de falla en la red tomando en cuenta condiciones de pre-falla.

El programa CYMDIST permite la simulación de corrientes de cortocircuito, en este caso se utilizó para determinar las corrientes en cada uno de los nodos eléctricos de las redes de distribución de la subestación Ajaví.

1.8.2 CYMTCC.

Es un módulo de CYMDIST que permite realizar estudios de coordinación de protecciones de sobrecorriente en redes de industriales, comerciales y de distribución mediante graficas de tiempo-intensidad y ajustes de dispositivos. En la figura 16 se muestra la ventana principal del programa(CYME International, 2019).

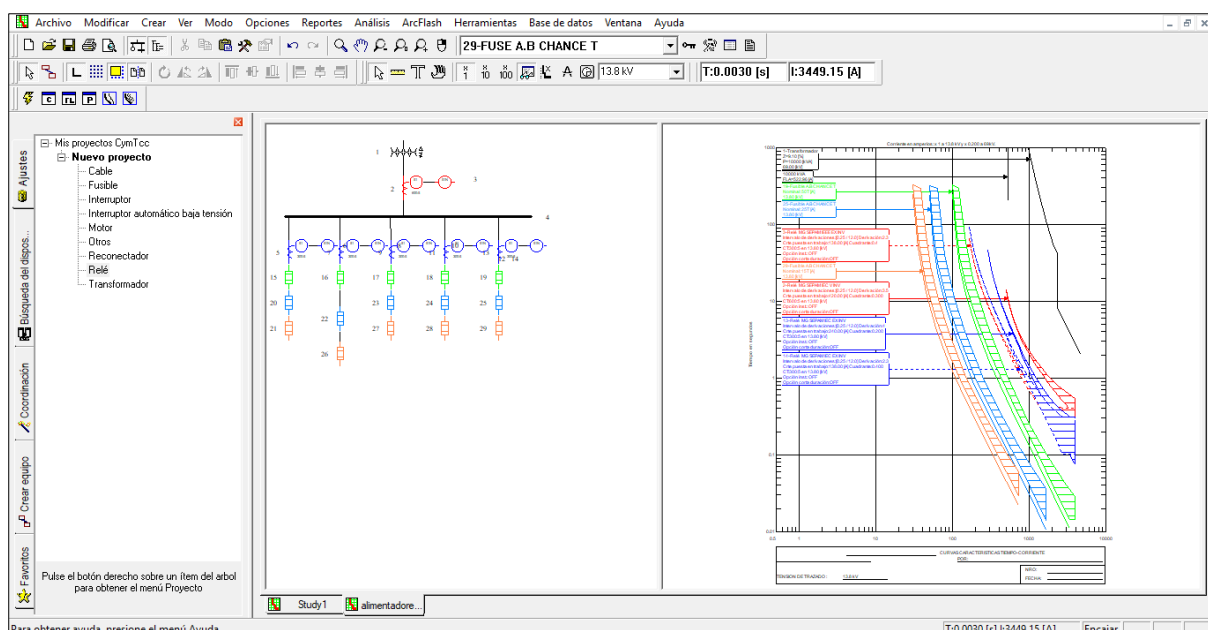


Fig. 16: Ventana principal del Programa CYMTCC.
Fuente: Autor.

Además, el programa permite al usuario:

- Generar gráficas de curvas tiempo- corriente.
- Examinar y cambiar ajustes de cualquier dispositivo de protección contenido en biblioteca.
- Insertar nuevos dispositivos a la biblioteca modificar las curvas e intervalos de los ajustes de los dispositivos existentes.
- Graficar curvas características en formulación logarítmica.
- Exportar diagramas unifilares.
- Medir los márgenes de coordinación entre dispositivos de protección.
- Verificar automáticamente la coordinación de protecciones en base a los criterios utilizados en el estudio.

Las opciones mencionadas anteriormente, permiten verificar gráficamente las curvas características de los elementos de protección que se requieren para la verificación de la coordinación de protecciones

1.8.3 ArcGIS- ArcMap.

El programa contiene un conjunto de aplicaciones que permiten la crear, recopilar, captura, diseño, edición, organización, análisis y representación de información geográfica. La figura 17 se observa la ventana principal del programa ArcGIS (Tuesta, Trigozo, & Morales, 2011).

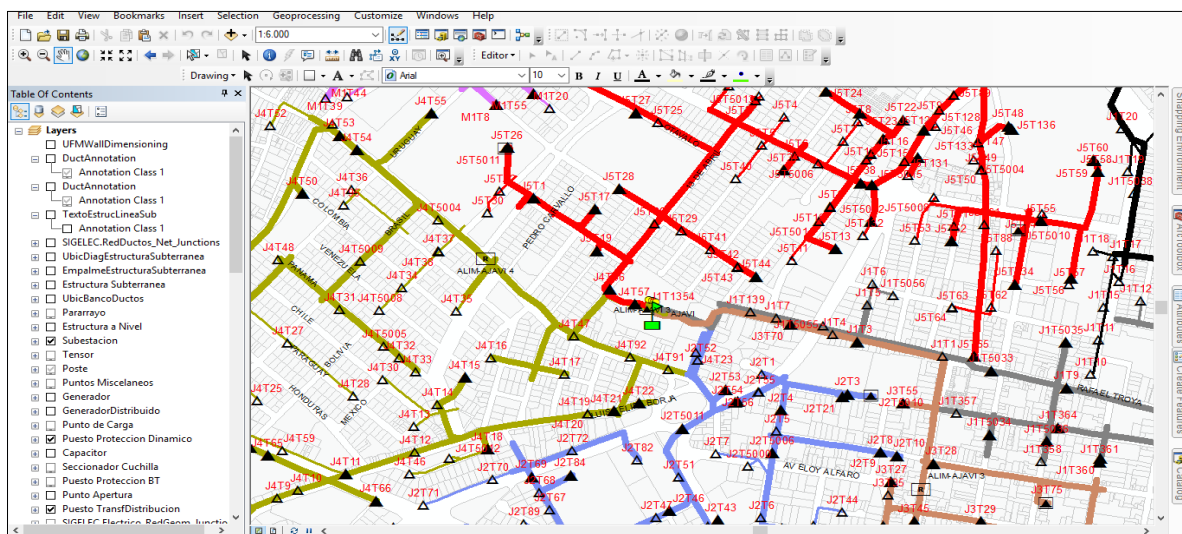


Fig. 17: Ventana principal del programa computacional ArcGIS.

Fuente: Autor.

La arquitectura de ArcGIS se divide en (Lechón, 2017):

- ArcMap: Es el módulo de ArcGIS que proporciona las herramientas para la visualización de datos espaciales permitiendo realizar mapas a partir de capas o datos espaciales, importar simbología y colores, importar bases de datos, editar datos geográficos.
- ArcCatalog: Permite la exploración, administración y acceso a la información geográfica del sistema de forma fácil. Además, el módulo permite crear y añadir carpetas con bases de datos requeridas e incluso disponibles dentro de una red de trabajo.
- ArcToolbox: Es un módulo que permite ejecutar varias tareas de análisis espacial como: introducción de sistemas de referencia, conversión de datos espaciales a otros formatos (CAD, ráster, shape), cambiar proyecciones de datos entre otros.

El programa computacional ArcGIS permite realizar una coordinación de protecciones en las redes de distribución mediante la determinación y ubicación geográfica de todos los equipos de protección.

1.9 Conclusión del capítulo

La empresa eléctrica EMELNORTE ya tiene realizado un estudio de coordinación de protecciones del sistema de subtransmisión por lo que se emplean sus resultados para establecer la coordinación en los dispositivos de protección en los alimentadores primarios. En el marco teórico se realizó la recopilación de información que sustenta la importancia del conocimiento de los diferentes dispositivos de protección tales como: curvas características de los fusibles, uso apropiada de cada elemento del sistema de distribución, criterios de coordinación y condiciones normales e anormales de operación las cuales permitirá utilizar la metodología de coordinación de protecciones que utiliza la Empresa Eléctrica Regional Norte lo cual permite tener un sistema de coordinación de protección adecuado el mismo que se lo describe en el siguiente capítulo.

CAPÍTULO 2

Desarrollo de la coordinación de protecciones en el sistema eléctrico de distribución.

En el siguiente capítulo se presenta información técnica acerca de la situación actual del sistema de distribución de la subestación Ajaví y los dispositivos de protección instalados en sus alimentadores primarios. Además, el estudio de coordinación realiza un análisis de los alimentadores utilizando la metodología del EMELNORTE en la cual se utilizó los programas computacionales CYMDIST, CYMTCC y ArcGIS los cuales ayudan en la modelación, ajustes y ubicación de los dispositivos de protección mejorando la confiabilidad el sistema de distribución.

A continuación, en la Figura 18 se detalla mediante un diagrama los diferentes pasos a utilizar en el estudio de coordinación de protecciones.

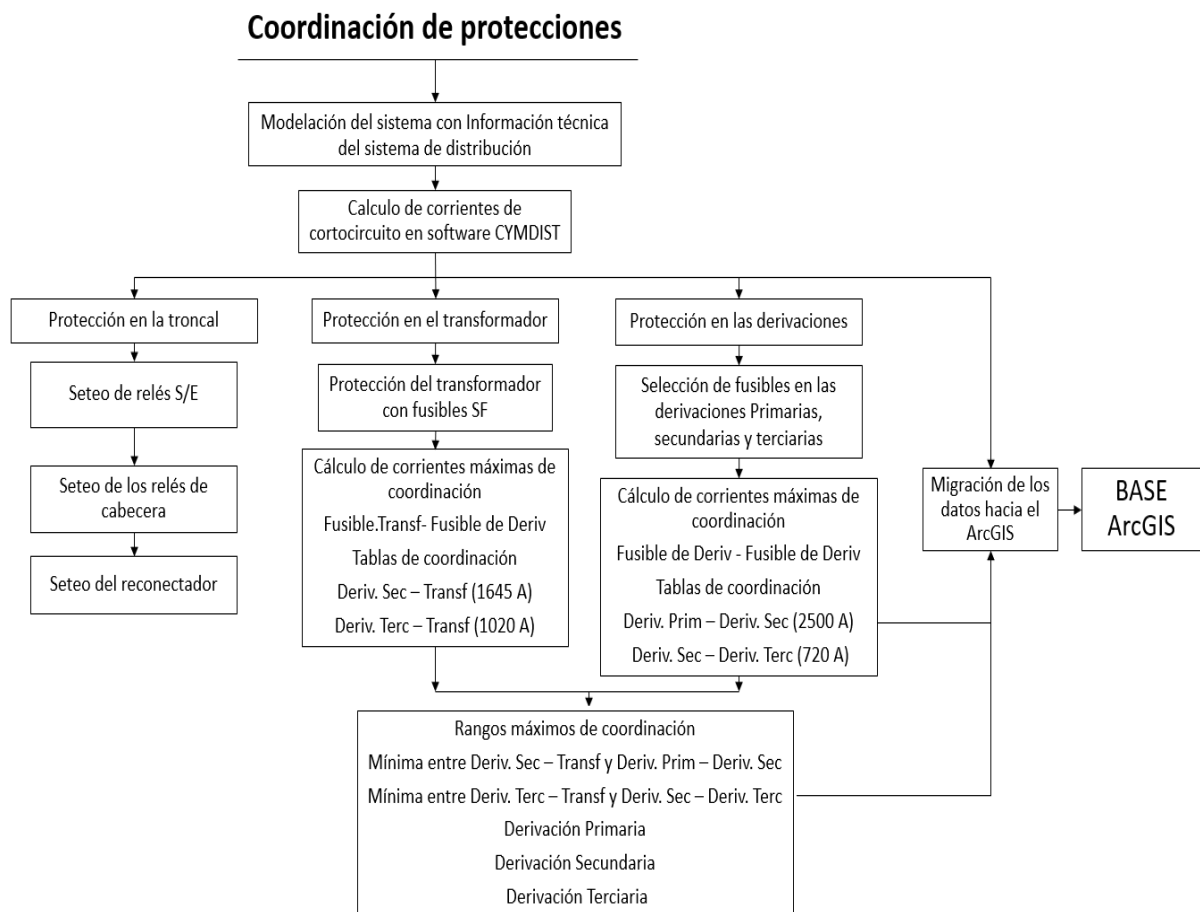


Fig. 18: Procedimiento para la estructuración del estudio de coordinación de protecciones .

2.1 Sistema eléctrico de la Subestación Ajaví

El estudio de coordinación de protecciones se lo realizara en los alimentadores de la subestación Ajaví, la cual se encuentra ubicada en la zona urbana de la ciudad de Ibarra, en la parroquia El Sagrario en la intersección entre la Av.13 de Abril y la calle Víctor Manuel Guzmán.

Su estructura se compone principalmente de un transformador de potencia reductor de voltaje de 69/13,8 kV, grupo de conexión Dyn1, potencia de 10/12,5 MVA, en su salida del lado de bajo voltaje tiene asociado cinco alimentadores primarios (denominados de J1 a J5) a nivel de 13,8 kV. En la figura 19 se muestra el diagrama unifilar de la subestación.

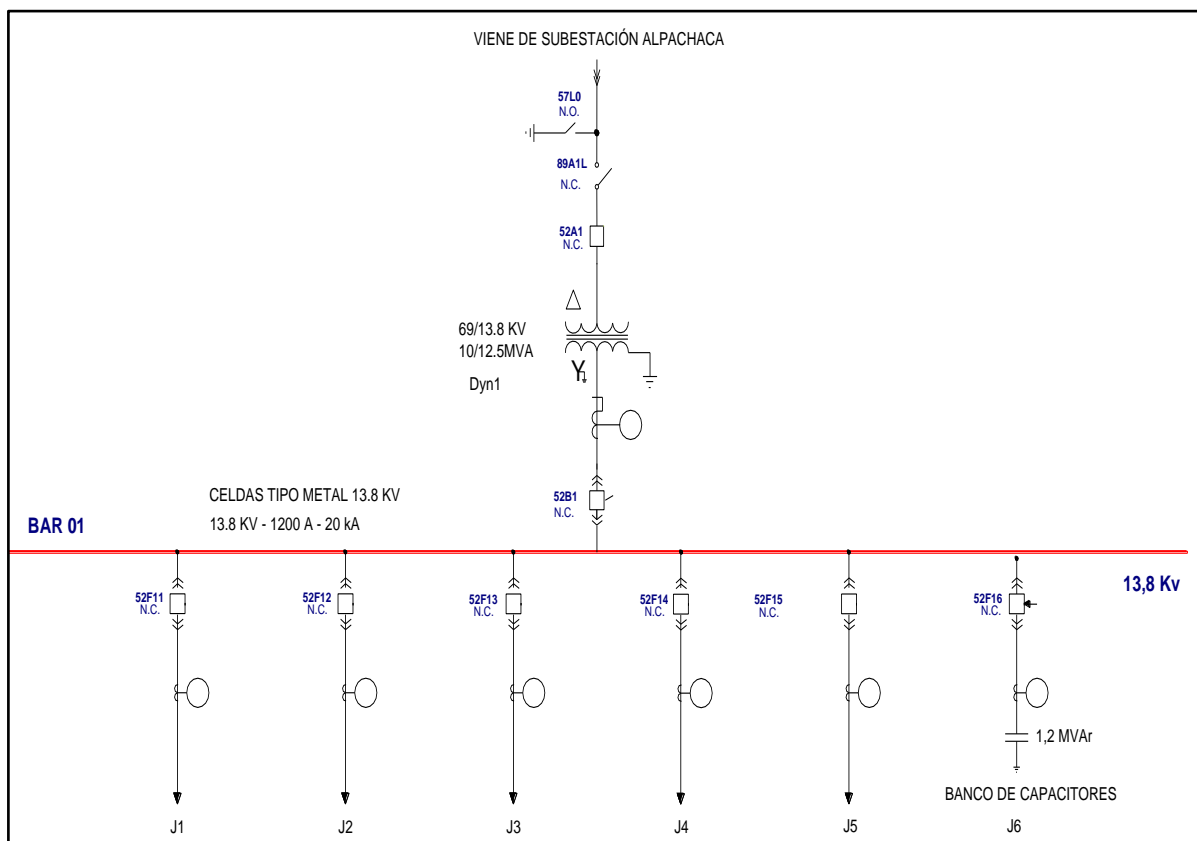


Fig. 19: Diagrama unifilar de la Subestación Ajaví.
Fuente: ("EMELNORTE S.A.,")

2.1.1 Registros de desconexiones.

El área de influencia de la subestación Ajaví presenta un alto índice de desconexión los cuales afectan al continuo servicio eléctrico. En la tabla 2.1 se resume los orígenes y causas de interrupción en los alimentadores durante el año 2018.

Tabla 2.1: Interrupciones del sistema eléctrico de la subestación durante el año 2018.

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	Viento Fuerte, o materiales llevados por el viento Neblina / Lluvia / Granizo
		Perturbaciones en la Red de AT/MT/BT	Falla de equipamiento, materiales y accesorios
	INTERNA PROGRAMADA	Mantenimiento	Programadas para mantenimiento Preventivo / Predictivo
	EXTERNA NO PROGRAMADA	Transmisión/ Generación	Alteraciones técnicas en voltaje, corriente o frecuencia, actuación de la protección sistémica del SIN debido a problemas en la línea de transmisión San Antonio.
monofásico	INTERNA NO PROGRAMADA	Climáticas	Ramas de árboles en la red
		Terceros	choques de vehículos
		Perturbaciones en la Red de AT/MT/BT	Cambio de elementos en la red
	INTERNA PROGRAMADA	Mantenimiento	Programadas para mantenimiento Preventivo / Predictivo
		Ampliaciones y mejoras	Programadas por ampliaciones o mejoras en las redes
Trifásico	INTERNA NO PROGRAMADA	Climáticas	Ramas de árboles en la red
		Perturbaciones en la Red de AT/MT/BT	Cambio de elementos en la red en mal estado
	INTERNA PROGRAMADA	Mantenimiento	Programadas para mantenimiento Preventivo / Predictivo
		Ampliaciones y mejoras	Extensión en red de MT

Fuente: ("EMELNORTE S.A.,")

Paralelamente en la Tabla 2.2 se muestra los registros de tiempo total de interrupción (TTIK) y frecuencia media de interrupción (FMIK) anuales en los alimentadores de la subestación Ajaví.

Tabla 2.2: Índices de desconexión.

Subestación Ajaví	Resultado Anual	
	FMIK	TTIK
1901 (Ajaví Alimentador 1)	7,820330273	7,173469823
1902 (Ajaví Alimentador 2)	7,523607634	9,051797595
1903 (Ajaví Alimentador 3)	7,565782495	5,750854348
1904 (Ajaví Alimentador 4)	7,331331483	7,29778149
1905 (Ajaví Alimentador 5)	10,71829142	10,32603176

Fuente: ("EMELNORTE S.A.,").

2.2 Cálculo de corrientes de cortocircuito

Previo al proceso de coordinación se realizó el cálculo de corrientes en las redes de distribución mediante el programa computacional CYMDIST proporcionado por EMELNORTE. En donde se obtuvo las corrientes de corto circuito en cada uno de los nodos eléctricos.

Además, para realizar el cálculo de corrientes de cortocircuito monofásicas, bifásicas y trifásicas de cada uno de los alimentadores de la subestación Ajaví se requiere ingresar las impedancias equivalentes en el software CYMDIST.

La Tabla 2.3 indica las impedancias equivalentes referidas a la barra de 13,8 kV de la Subestación Ajaví datos que proporcionados por el departamento de planificación de EMELNORTE.

Tabla 2.3. Impedancia equivalente de la S/E Ajaví.

Impedancias	R[Ω]	X[Ω]
Z1	0,174	2,185
Z2	0,173	2,178
Z0	0	1,731

Fuente: ("EMELNORTE S.A.,")

A continuación, mediante el desarrollo los siguientes pasos se indica como ejecutar la simulación y obtención de las corrientes de corto circuito de cada uno de los alimentadores de la subestación Ajaví.


- a) Al Abrir el programa CYMDIST elegir el icono [seleccionar redes; ] donde seleccionamos el alimentador de acuerdo con el código de identificación detallado en la Tabla 2.4.

Tabla 2.4. Código de identificación en base de datos CYMDIST.

13000100T01	Código de identificación
13000	EMELNORTE
100	código de la subestación
T01-T02-T03-T04-T05	Nro. de alimentador

- b) Con el alimentador a simular, seleccionamos el nodo fuente ubicado al inicio del alimentador donde se despliega las propiedades de la red, en la pestaña fuente seleccionar tipo de fuente y elegimos Equivalente definido por el usuario, en la pestaña Equivalente; ingresamos la tensión equivalente en la fuente en valor nominal de 13.8 kVLL, equivalentes de la fuente; en nivel alto en fallas y valores de impedancias equivalentes R y X, los valores se encuentran definidos en la Tabla 2.3.

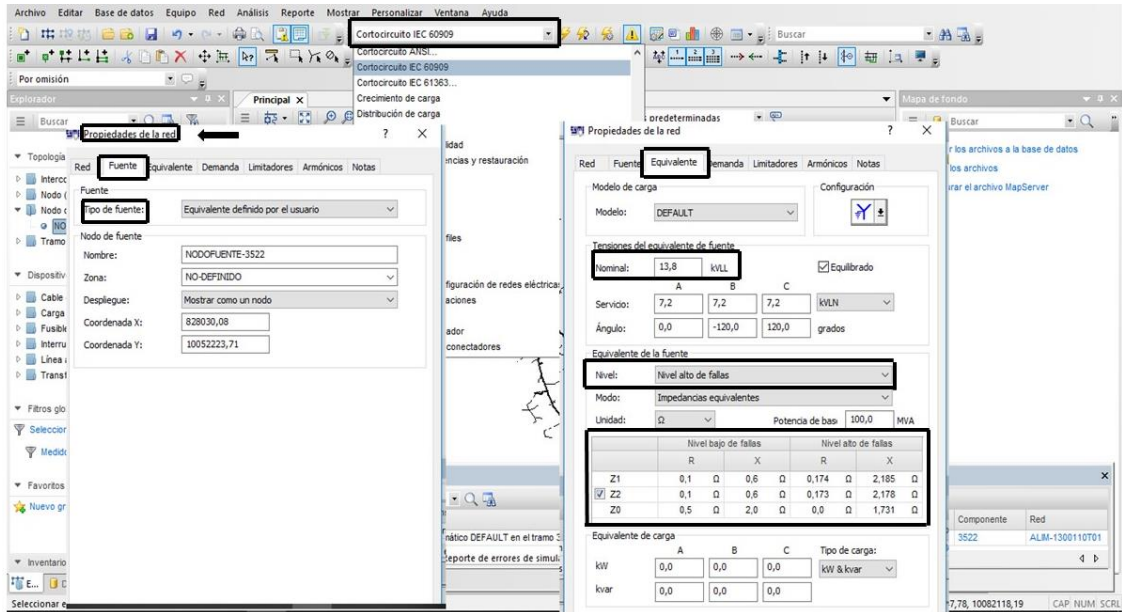


Fig. 20: Propiedades de la red programa CYMDIST.

- c) En la barra principal del programa, seleccionar el tipo de estudio para la modelación de las corrientes de cortocircuito con la norma IEC 60909 utilizado por la metodología de EMELNORTE, en el menú elegir la opción simulación, y ejecutar la simulación [⚡] en donde se realizará los cálculos de cortocircuitos en todos los nodos y barras del alimentador seleccionado como se observa en la Figura 20.
- d) Con la simulación ejecutada se registran los resultados mediante una tabla de valores de corrientes de; LLL, LL, LLG, LG como se muestra en la Figura 21.

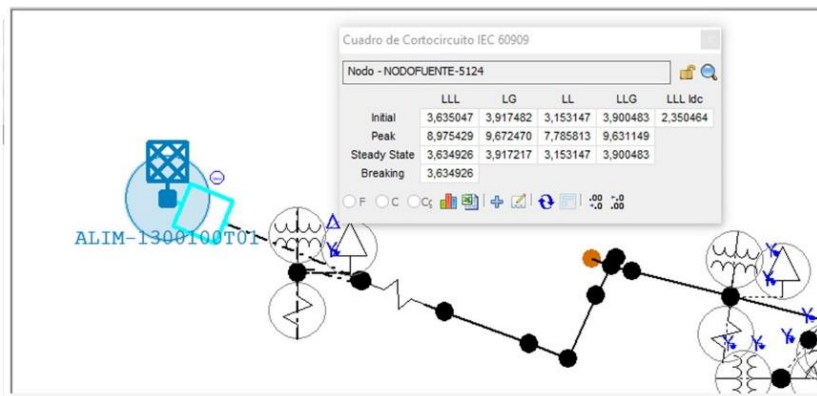


Fig. 21: Resultados de valores de corrientes.

- e) Seleccionar el botón Análisis [📊] ubicado en la barra principal del programa el cual despliega los reportes de análisis, en la ventana elegir; Cortocircuito IEC – Corrientes detalladas y en modo de salida; Microsoft Excel (.xls), en la subventana propiedades modificamos las propiedades del reporte dando clic en el botón palabras claves [.....] y añadir las palabras CoordX y CoordY. Los detalles a ingresar se observan en la Figura 22.

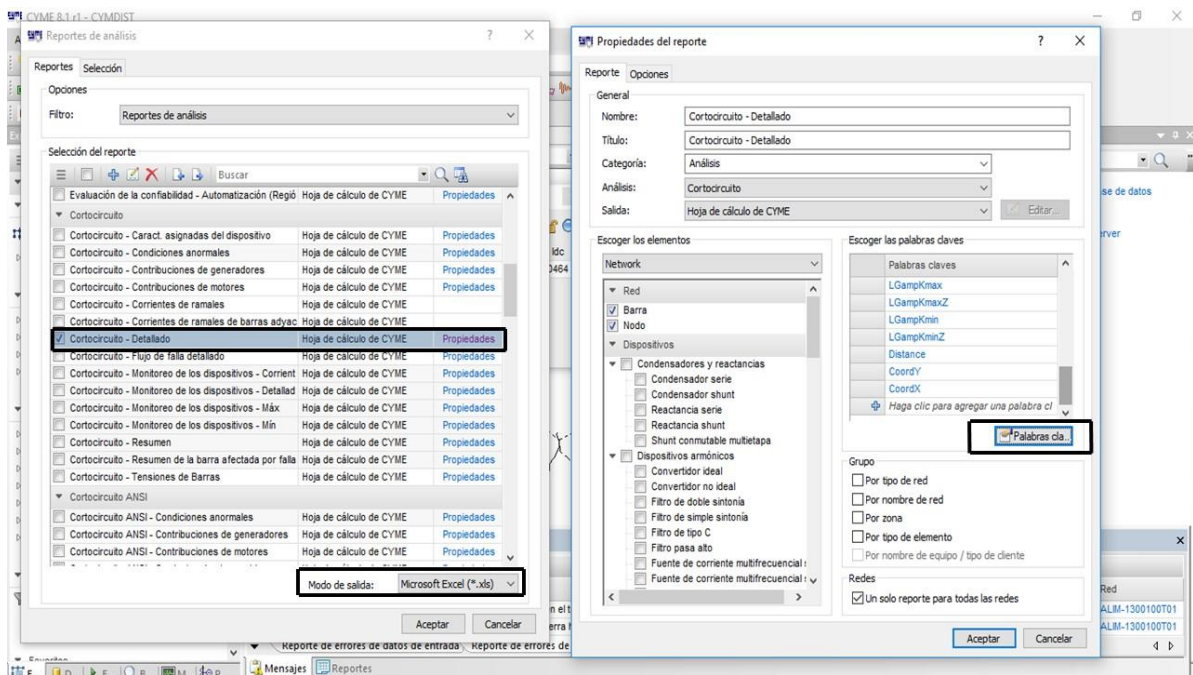


Fig. 22: Selección de datos a exportar.

- f) En el archivo Microsoft Excel se crea una nueva columna; llamada corrientes de cortocircuito máximas ($I_{cc_Max} [A]$), mediante la función filtro $\{ \}$ se excluirá los valores diferentes a 13,8 kV de la columna de voltajes. En la Tabla 2.5 se observan los resultados del procedimiento.

Tabla 2.5. Hoja de datos del estudio.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1	Nombre nodo	kV antes de falla (kV)	I^*k_{LLL} (kA)	I^*k_{LLT} (kA)	I^*k_{LL} (kA)	I^*k_{LT} (kA)	Coord. X	Coord. Y	I _{cc} Max
2	NODOFUENTE-51	13,800	3,635079	3,900483	3,153170	3,917482	820034,230	10039510,300	3917
3	MTA_S_412989	13,800	3,622529	3,863691	3,142265	3,896314	820050,980	10039490,790	3896
4	MTS_S_20186	13,800	3,611205	3,830969	3,132427	3,877069	820023,530	10039494,420	3877
5	MTS_S_20187	13,800	3,611109	3,830694	3,132344	3,876906	820023,530	10039494,170	3877
6	MTA_S_412990	13,800	3,621593	3,861967	3,141458	3,894687	820051,920	10039490,440	3895

2.3 Modelación de equipos de protección

En esta etapa se realiza la modelación de los componentes del sistema eléctrico de la subestación Ajaví mediante configuraciones que se pueden ingresar el programa computacional CYMTCC.

2.3.1 Ajustes de los relés de la Subestación Ajaví.

Los ajustes de los relés de sobrecorriente instalados en la subestación Ajaví fue determinada mediante un estudio previo de coordinación de protecciones de subtransmisión realizado por el departamento de Estudios Eléctricos de EMELNORTE. El relé general utiliza una curva muy inversa, la cual se ajusta de forma adecuada a las curvas de daño y magnetización del transformador.

A continuación, en la Tabla 2.6 se detalla la configuración del relé general y los relés de cabecera de cada uno de los alimentadores de la subestación Ajaví, los cuales permiten adquirir un margen de coordinación de los equipos de protección aguas abajo.

Tabla 2.6: Ajustes de relés de los alimentadores.

Protección	Voltaje (kV)	Rele	Marca	Tecnología	Norma	RTC Protección	Línea	Tipo curva	Tap	Tap (A)	Dial
J1	13,8	50/51	SCHNEIDER	Digital	IEC	300/5	fase	Ext Inv	4	240	0,2
							neutro	Ext Inv	2,3	138	0,4
J2	13,8	50/51	SCHNEIDER	Digital	IEC	300/5	fase	Ext Inv	3	180	0,3
							neutro	Ext Inv	2,3	138	0,4
J3	13,8	50/51	SCHNEIDER	Digital	IEC	300/5	fase	Ext Inv	4,5	270	0,11
							neutro	Ext Inv	4	240	0,14
J4	13,8	50/51	SCHNEIDER	Digital	IEC	300/5	fase	Ext Inv	3	180	0,3
							neutro	Ext Inv	2,3	138	0,4
J5	13,8	50/51	SCHNEIDER	Digital	IEC	300/5	fase	Ext Inv	4	240	0,2
							neutro	Ext Inv	2,3	138	0,4
General	13,8	50/51	SCHNEIDER	Digital	IEC	600/5	fase	Muy Inv	3,5	420	0,3
							neutro	Muy Inv	2,5	300	0,4

Fuente: EMELNORTE.

La coordinación de protecciones incorpora el software CYMTCC el cual nos ayuda a diseñar los componentes del sistema eléctrico de la subestación Ajaví como; transformador, relé general, relés de cabecera y fusibles.

En la Figura 23 se observa las diferentes ventanas, pestañas e iconos que el software ofrece para realizar la modelación.

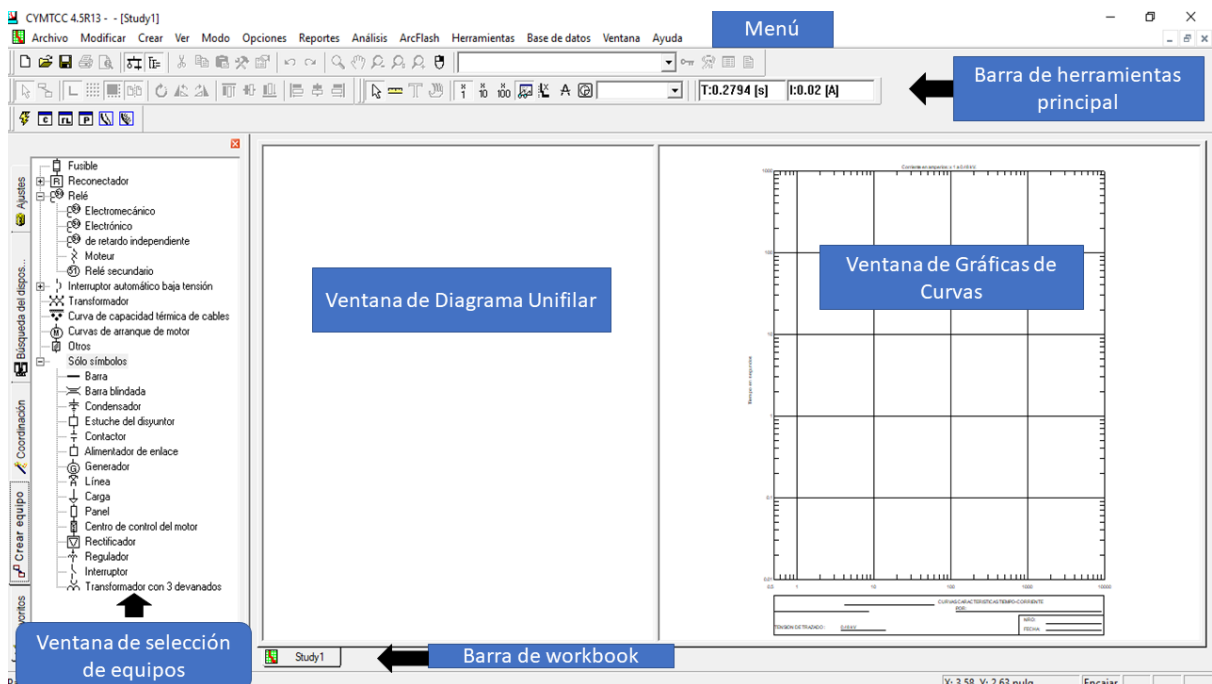


Fig. 23: Ventana de inicio del software CYMTCC.




- a) Al ejecutar el programa se inicia creando una nueva ventana con el icono crear equipo []. Seleccionar los dispositivos requeridos para la modelación y arrástralos hacia la ventana de diseño y modelación.
- b) El primer dispositivo seleccionado en el programa es el transformador []. Una vez elegido el equipo se despliega la ventana de configuraciones. En la Tabla 2.7 se describe los diferentes datos de placa del transformador.

Tabla 2.7. Datos de placa del transformador de potencia de la subestación Ajaví.

Datos del Transformador	
Tensión Primaria	69000 [kV]
Impedancia	9.1 [%]
Servicio Nominal	10000 [kVA]
Enfriada Ventilador	12500 [kVA]
Tipo de Conexión	Delta-Y, conexión directa a tierra

- c) El segundo dispositivo importante de la simulación es el relé general de protección de fase (51) y tierra (51N). Una vez seleccionado el icono relé [] se despliega la ventana de parámetros a configurarse. Los detalles a ingresar se observan en la Figura 24.

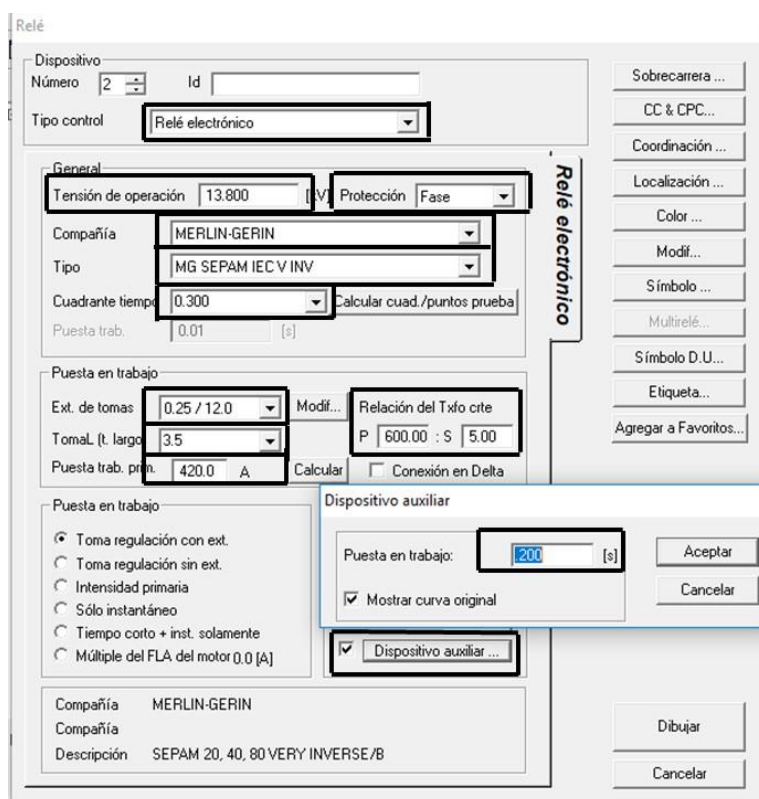



Fig. 24: Configuración del relé general.

- d) En la parte inferior de relé general se ingresa una barra de voltaje a nivel 13,8 kV donde se definen la salida de los alimentadores de la subestación. Se añade los relés de fase (51) y

tierra (51N) de cabecera en cada uno de los alimentadores, se utiliza como referencia la Figura 25, de configuración del relé general e información obtenida en la Tabla 2.3.

- e) Una vez definidos las protecciones de nuestra subestación se procederá a crear las protecciones de los alimentadores. Seleccionar el icono de fusible [-□□-] y arrastrarlo a la ventana de diagrama unifilar donde se configura; la tensión de operación a 13,8 kV, el tipo de fusible a instalar; fusible T, en el botón coordinación; definimos el multiplicador de tiempo a 0.75 en la curva de despeje mínimo de fusión.
- f) Para ingresar la capacidad máxima del fusible que coordine con el relé de cabecera seleccionamos el icono ajustes rápidos [], que permite mover las curvas de los dispositivos de protección en función de los parámetros configurados anteriormente.

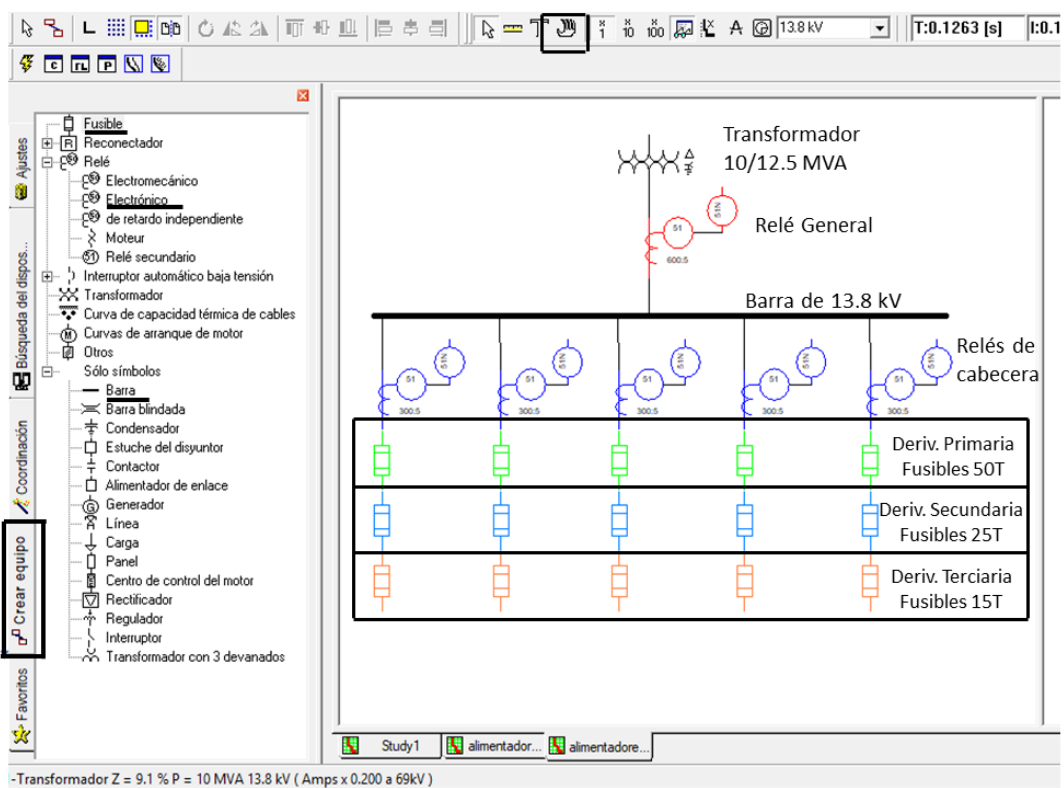


Fig. 25: Diagrama unifilar en el software CYMTCC de los equipos de protección de la Subestación Ajaví.

2.4 Criterios para la coordinación de protecciones

La coordinación de los dispositivos de protección en el sistema de distribución se realiza mediante la ubicación de los dispositivos en serie o “cascada” debido a la topología de los alimentadores de la subestación Ajaví.

Los dispositivos ubicados cerca de una condición anormal de operación se les conoce como dispositivo protector y el siguiente dispositivo instalado aguas arriba es el dispositivo de respaldo. Considerando una adecuada coordinación de protecciones el dispositivo protector debe opera antes que el dispositivo de respaldo efectuó su operación.

2.4.1 Determinación de fusibles.

Una vez realizo los ajustes del relé general y de los relés de cabecera en los alimentadores se continua con el primer criterio de coordinación el cual pretende homologar los fusibles tipo T como protección a lo largo de las derivaciones, cuya curva característica del fusible de la derivación primaria debe estar por debajo de las curvas característica del relé de cabecera de alimentador, mientras que la capacidad de los fusibles a colocarse en las derivaciones secundarias serán de la mitad de la capacidad del fusible elegido en la derivación primaria. El mismo criterio se aplicará en la definición del fusible de la derivación terciaria.

2.4.2 Delimitación de rangos entre fusibles y transformadores (SF).

En función de las corrientes de cortocircuito y el fusible en el transformador definidos en la Tabla 2.8 se realizará el análisis y definición de las corrientes de cortocircuito con los siguientes criterios:

- Seleccionamos los fusibles tipo T de las derivaciones primarias, secundarias y terciarias.
- El límite de corriente de cortocircuito máximo de color rojo determina los fusibles slowfast (SF) que se puede utilizar en cada derivación. Extrapolando esta corriente hacia los fusibles que se encuentran en el eje vertical.
- La corriente de cortocircuito máxima ubicada en el extremo inferior, determina los fusibles slowfast (SF) a emplear en cada derivación. Seleccionamos los fusibles ubicados en el eje vertical.

Tabla 2.8. Análisis de corrientes máximas de coordinación entre fusibles SF y T

SF\T		Fusibles tipo T de las derivaciones																	
		Corriente de cortocircuito máxima																	
		FUSIBLES TIPO T																	
SF	T	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	1 20	1270	1 45	2115	2765	3 25	4440	5335	6965	9525	9725	
0.3	1	4	7	315	430	580	770	1 20	1270	1 45	2115	2765	3 25	4440	5335	6965	9525	9725	
0.4	1	4	6	296	430	580	770	1 20	1270	1 45	2115	2765	3 25	4440	5335	6965	9525	9725	
0.6	-	4	6	291	430	580	770	1 20	1270	1 45	2115	2765	3 25	4440	5335	6965	9525	9725	
0.7	-	4	6	289	430	580	770	1 20	1270	1 45	2115	2765	3 25	4440	5335	6965	9525	9725	
1.0	-	4	6	15	388	580	770	1 20	1270	1 45	2115	2765	3 25	4440	5335	6965	9525	9725	
1.3	-	-	6	14	24	580	770	1 20	1270	1 45	2115	2765	3 25	4440	5335	6965	9525	9725	
1.4	-	-	6	14	22	546	770	1 20	1270	1 45	2115	2765	3 25	4440	5335	6965	9525	9725	
1.6	-	-	6	13	19	32	770	1 20	1270	1 45	2115	2765	3 25	4440	5335	6965	9525	9725	
Fusibles SF para transformadores ubicados en derivación terciaria	2.1	-	-	-	10	17	25	33	1020	1270	1 45	2115	2765	3 25	4440	5335	6965	9525	9725
	3.1	-	-	-	12	15	21	33	50	1270	1 45	2115	2765	3 25	4440	5335	6965	9525	9725
Fusibles SF para transformadores ubicados en derivación secundaria	3.5	-	-	-	-	15	20	31	46	1182	1 45	2115	2765	3 25	4440	5335	6965	9525	9725
	4.2	-	-	-	-	15	20	30	45	1182	1 45	2115	2765	3 25	4440	5335	6965	9525	9725
	5.2	-	-	-	-	-	19	27	39	56	1436	2115	2765	3 25	4440	5335	6965	9525	9725
	6.3	-	-	-	-	-	-	26	36	51	79	1939	2765	3 25	4440	5335	6965	9525	9725
	7.0	-	-	-	-	-	-	25	34	48	75	1876	2765	3 25	4440	5335	6965	9525	9725
Fusibles SF para transformadores ubicados en derivación primaria	7.8	-	-	-	-	-	-	-	30	41	57	84	121	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

2.4.3 Corrientes de coordinación entre los fusibles T y T.

El análisis para la selección de los fusibles tipo T se realizó mediante la Tabla 2.9 tomando en cuenta las corrientes de cortocircuito en las derivaciones y transformadores ubicados en las mismas.

- Se elige la corriente de cortocircuito donde se interseca la derivación terciaria (15T) aguas debajo de la derivación secundaria (25T) ubicadas aguas arriba.
- La corriente de cortocircuito en la intersección de la derivación secundaria (25T) aguas debajo de la derivación primaria (50T) ubicadas aguas arriba.

Tabla 2.9. Análisis de corrientes de cortocircuito en las derivaciones aguas abajo y derivaciones aguas arriba.

T/T	Corriente de cortocircuito máxima																		
	FUSIBLES TIPO T																		
	1	2	3	6	8	10	12	15	20	25	30	40	50	65	80	100	140	200	
1	-	-	-	-	265	500	710	930	1200	1530	1950	2540	3230	4000	5000	6400	9700	15200	
2	-	-	-	-	265	500	710	930	1200	1530	1950	2540	3230	4000	5000	6400	9700	15200	
3	-	-	-	-	265	500	710	930	1200	1530	1950	2540	3230	4000	5000	6400	9700	15200	
5	-	-	-	-	265	500	710	930	1200	1530	1950	2540	3230	4000	5000	6400	9700	15200	
6	-	-	-	-	-	350	680	930	1200	1530	1950	2540	3230	4000	5000	6400	9700	15200	
8	-	-	-	-	-	-	430	840	1200	1530	1950	2540	3230	4000	5000	6400	9700	15200	
10	-	-	-	-	-	-	-	530	1010	1530	1950	2540	3230	4000	5000	6400	9700	15200	
12	-	-	-	-	-	-	-	-	620	1230	1950	2540	3230	4000	5000	6400	9700	15200	
15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	720	1550	2540	3230	4000	5000	6400	9700	15200	
20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	880	2000	3230	4000	5000	6400	9700	15200	
25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1300	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

2.4.4 Rangos de corrientes en las derivaciones.

Para definir los valores de corriente en cada una de las derivaciones a lo largo del alimentador se debe seguir los siguientes criterios de comparación:

- Se realiza la comparación entre las corrientes máximas entre el fusible T y SF de la derivación secundaria con el valor de corriente máxima entre los fusibles T y T de las derivaciones primarias y secundarias. Seleccionamos el valor mínimo de las dos corrientes máximas el cual servirá como referencia para determinar la corriente mínima en las derivaciones primarias y las corrientes máximas en las derivaciones secundarias.
- Con el mismo criterio de comparación antes mencionado se escogerá los valores de corriente máximo entre los fusibles T y SF de las derivaciones terciarias con el valor de corriente máximo entre los fusibles T y T de las derivaciones secundarias y terciarias. El valor con menor capacidad de corriente determinará hasta donde se

podría realizar derivación secundaria y el valor con máxima capacidad de corriente para las derivaciones terciarias.

El rango de las corrientes para las derivaciones primarias se asigna desde las corrientes de cortocircuito en la salida de la subestación hasta el primer valor en la comparación. Las derivaciones secundarias determinan como límite inferior al valor de la segunda comparación y el límite superior al valor de la corriente que se obtuvo de la primera comparación, adicionalmente las derivaciones terciarias tomaran el mínimo valor de la segunda comparación hasta los valores más pequeños de las corrientes de cortocircuito.

En la Tabla 2.10 y 2.11 se muestra los valores obtenidos de cada comparación realizada y los rangos de corriente de cada una de las derivaciones.

Tabla 2.10. Comparación de corrientes máximas de coordinación.

Icc Max [A]		Corriente Selec [A]
D. Sec — Trafos	D. Prim — D. Sec	1645
1645	2500	
D. Terc — Trafos	D. Sec — D. Terc	720
1020	720	

Tabla 2.11. Rangos de corrientes en derivaciones.

Derivación	Color	Tamaño	Corriente [A]
Primaria	Mars Red	12	$I \alpha S/E$ — 1645
Secundaria	Cretan Blue	12	1645 — 720
Terciaria	leaf Green	12	< 720

2.4.5 Ubicación de los equipos de protección.

Mediante los criterios de coordinación las zonas de protección del sistema de distribución se establecen de la siguiente manera:

- **Subestación.**

La primera forma de protección de nuestro sistema es el relé general contra sobrecorriente en fase (51) y tierra (51N), la disposición del ajuste en operación instantánea del relé es desactivado.

- **Troncal principal.**

Está protegido con relés de cabecera en fase (51) y Tierra (51N) con ajustes de operación instantánea desactivado. El requisito fundamental en la selección de la troncal es: elegir el tramo de red trifásica desde la salida de la subestación hasta la ubicación más alejada en la topología del alimentador.

En la troncal no se instala fusibles ya que se encuentra protegido por los relés que se encuentran instalados en la cabecera de la subestación y un reconector en el medio de la troncal. Para su previa identificación de la troncal en el diagrama se le asigna el color verde.

- **Derivación primaria.**

Su protección es definida por el fusible 50T, ubicado en el arranque sin discriminar redes monofásicas, bifásicas o trifásicas. Se asigna el color amarillo en el diagrama para su previa identificación.

- **Derivación secundaria.**

Su protección es definida por el fusible 25T ubicado en el arranque sin discriminar redes monofásicas y trifásicas. Se asigna el color azul en el diagrama para su previa identificación.

- **Derivación terciaria.**

Su protección es definida por el fusible 15T, ubicado en el arranque. Se asigna el color naranja en el diagrama para su previa identificación.

Como se observa en la Figura 26, se indica la ubicación de los dispositivos de protección mediante el criterio de las curvas características individuales los cuales deben coordinar por debajo de la curva del relé de cabecera del alimentador.

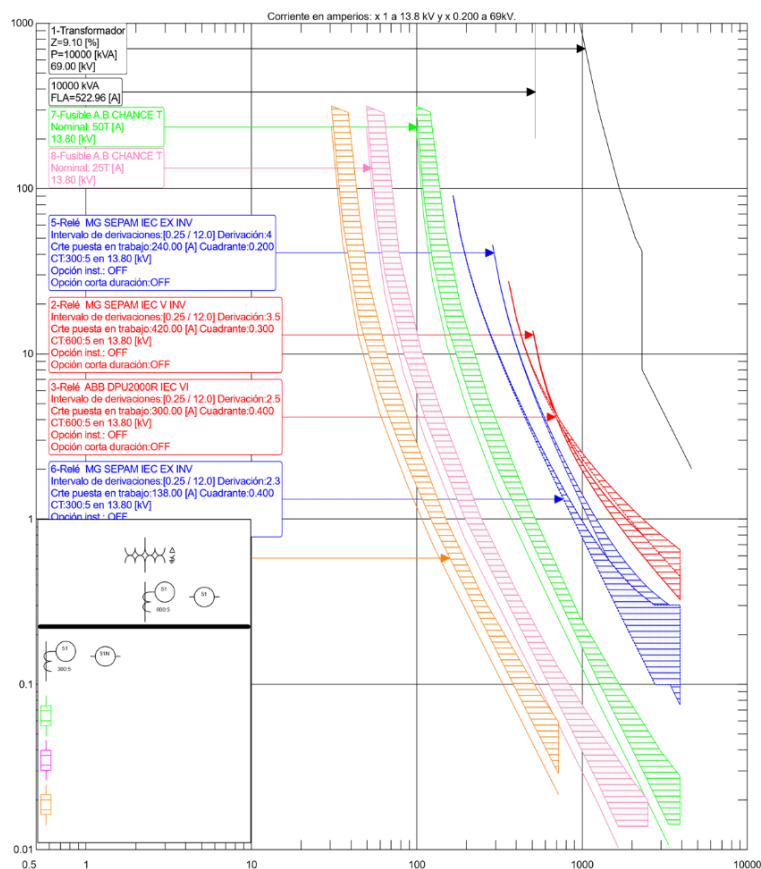







Fig. 26: Coordinación de los equipos protección mediante las curvas características.




2.5 Crear plantillas con base de ArcGIS

Mediante el programa computacional ArcGIS proporcionado por EMELNORTE el cual brinda la información de cada alimentador de la subestación Ajaví, distribuido y ordenado por carpetas con el nombre del alimentador, con sus respectivas plantilla y visores. además, subcarpetas con el nombre “capas” en donde exportamos componentes eléctricos necesarios para el estudio.

A continuación, mediante el desarrollo los siguientes pasos se indica como exportar las capas de las líneas de medio voltaje denominado en el programa como Tramo MT Aéreo:

- Al Abrir el programa ArcGIS elegir de la tabla de contenidos la capa con el nombre Tramo MT Aéreo, dar clic derecho y elegir la opción [open Attribute Table; ].
- Seleccionar el icono [Select By Attributes; ], en el cual mediante el identificador ALIMENTADORID añadir signo =, y dar clic en el icono [Get Unique Values], para ubicar el código único del alimentador a extraer, y seleccionar el [botón Apply].
- Una vez ubicado el Tramo MT Aéreo se abren comandos adicionales, y seleccionamos [Data-Export Data; ], con el cual exportamos y guardamos el archivo en formato shapefile “Nombre_capa_a_exportar.shp” hacia la carpeta [capas; ].
- A continuación, seleccionamos la pestaña [Selection] se despliega la ventana [Select By Location; ], en donde escogemos las capas: Subestación, Poste, Puesto Protección Dinámico, Puesto TransfDistribución, Seccionador Fusible y Tramo MT Subterráneo, y dar clic en el botón Ok.
- Identificadas las capas adicionales para el estudio de coordinación de protecciones del alimentador se procede a exportar como los mismos pasos realizados en el Tramo MT Aéreo con la excepción del nombre de los archivos shapefile.

2.5.1 Reparación de las capas.

- Todos los datos extraídos se importan a una plantilla y visor de ArcGIS nueva [] los cuales se asigna el nombre de cada alimentador, en la tabla de contenidos los Layers aparecen con el símbolo de advertencia []. Dar clic derecho sobre la capa Tramo MT Aéreo, seleccionar [Data-Repair Data Source; ], y ubicar la carpeta en donde están guardados los archivos shapefile, se agrega el archivo con el mismo nombre de la capa. Cabe mencionar que los pasos anteriores se deben repetir para cada capa extraída y ser agregados a una nueva plantilla.
- Para finalizar en las propiedades de las capas Tramo MT Aéreo y Tramo MT Subterráneo se registran las redes trifásicas, bifásicas y monofásicas con diferentes colores para ser identificados en los alimentadores. Estos colores se registran en la pestaña [Symbology], seleccionar la categoría [Unique Values-Many fields]; en el menú [Value fields] elegir las

opciones SUBTIPO y OBSERVACIÓN, donde se agrega los valores y se define los colores para los tramos de medio voltaje de acuerdo con la siguiente Tabla 2.12.

Tabla 2.12 Formato de colores en los tramos del alimentador.

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

Para realizar el cambio de color de los tramos de media tensión se añade en las características del SUBTIPO: OBSERVACIÓN, ajustes; troncal principal, derivaciones primarias, secundarias y terciarias con el color que determine su longitud.

La Figura 27 muestra un ejemplo de un alimentador con la información exportada de la base de datos de EMELNORTE y señala los comandos utilizados en el proceso.

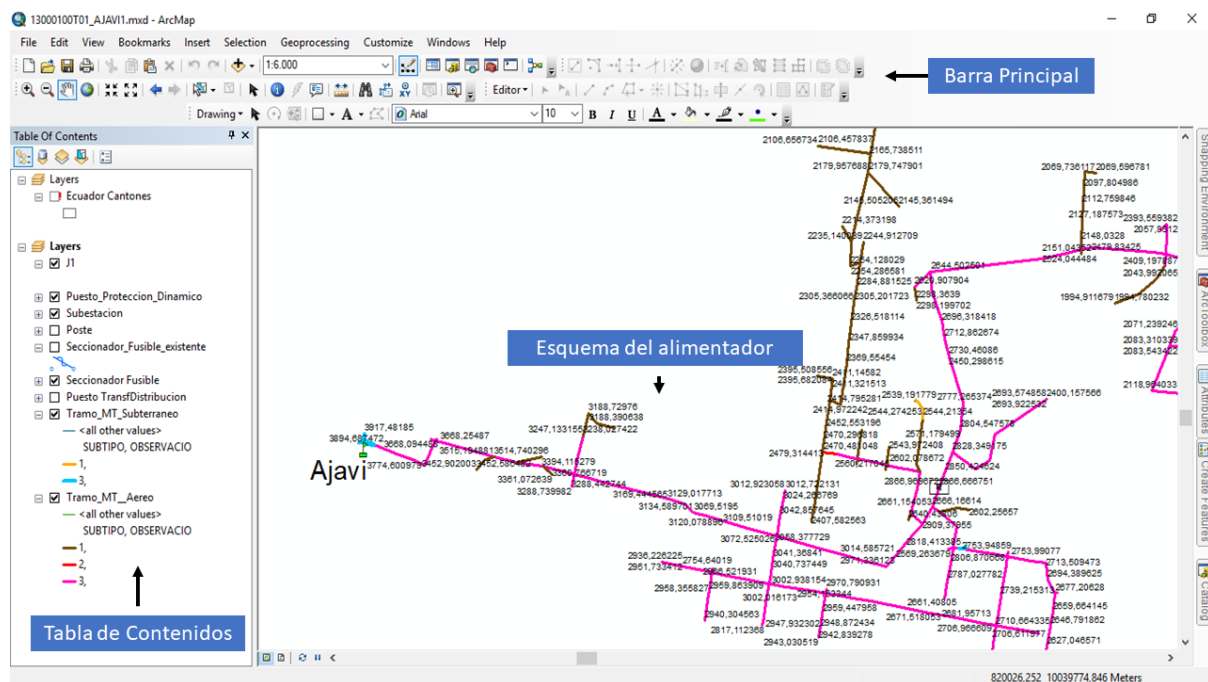



Fig. 27: Ventana principal de programa computacional ArcGIS.

2.5.2 Ingreso de corrientes de cortocircuito.

La importación de las corrientes de cortocircuito máximas que se encuentran en cada nodo de los alimentadores hacia el programa ArcGIS se realiza mediante los siguientes pasos:

- Se desarrolla mediante la selección del menú [file], se despliega la pestaña [Add Data] y seleccionar [Add XY Data; ], donde elegimos la hoja de datos a ingresar en el cual se especifica los campos y coordenadas [Coord#X y Coord#Y].







- Se procede a exportar la capa que se obtiene en la tabla de contenidos para contar con un archivo shapefile con el nombre identificador del alimentador (Ejemplo: 13000100T01), se guarda en la carpeta de cada alimentador y se agrega como nueva capa la cual se configura para que aparezca los valores de cortocircuito en el diagrama.
- Seleccionamos todas las corrientes de cortocircuito que se encuentran en el diagrama y ejecutamos [Select By Attributes; ] donde se despliega una ventana en la cual se elige los datos de corrientes máximas que se encuentran en la Tabla 2.13.

Tabla 2.13. Rangos de las derivaciones.

Derivaciones	Rangos
Primaria	$lcc_Max \geq 1645$
Secundaria	$lcc_Max < 1645$ and $lcc_Max > 720$
Terciaria	$lcc_Max \leq 720$

- La elección de los rangos se debe realizar de forma individual para cada uno de los alimentadores de la subestación debido a que los valores selectos se exportan como capas con su nombre y área de selección ya definidos en el ítem 2.4.

2.5.3 Ingreso de fusibles en ArcGIS.

- Para determinar los fusibles en el diagrama unifilar, seleccionamos en la barra principal de ArcGIS la pestaña [Editor], adicionalmente se aplica el [Start Editing; ]
- En la barra principal identificaremos la ventana [Table of Contents], escogemos la pestaña [List By Selection; ] donde seleccionamos la casilla Seccionador fusible.
- En la ventana principal escogemos la opción [Editor], en la cual seleccionamos la opción [Snapping] y elegimos la pestaña [Snapping Windows].
- Adicionalmente se activará el icono [Create Features; ] el cual despliega una ventana el dónde se indica los distintos fusibles que podemos añadir en los diagramas. Finalmente se arrastra los fusibles hacia los puntos que se requiera.
- Para conservar los cambios en el diagrama seleccionamos en la barra principal [editor] y elegimos la opción [Save Edits; ] antes de detener los cambios con la pestaña [Stop Editing; ].

2.6 Protecciones de los alimentadores

Una vez seleccionados y configurados los equipos de protección se procede a determinar las troncales principales de cada alimentador de acuerdo con el criterio de la coordinación de protecciones definido en el ítem 2.4.4. Adicionalmente se registran los rangos de

corrientes de cortocircuito. con los cuales se realiza el análisis de ubicación de los fusibles tipo T en las derivaciones.

La ubicación de los fusibles seleccionados se realiza mediante el criterio de la coordinación de protecciones donde: verificamos la capacidad del transformador, corriente de conducción de los conductores, rangos de corrientes máximas de coordinación, respuesta de las protecciones ante corrientes de carga fría.

2.6.1 Alimentador Ajaví 1.

En la Figura 28, se observa el esquema unifilar del alimentador J1 donde se define la troncal principal y las corrientes de cortocircuito máxima a la salida de la subestación es de 3917 A y la corriente de cortocircuito mínima en el punto más alejado tiene el valor de 367 A.

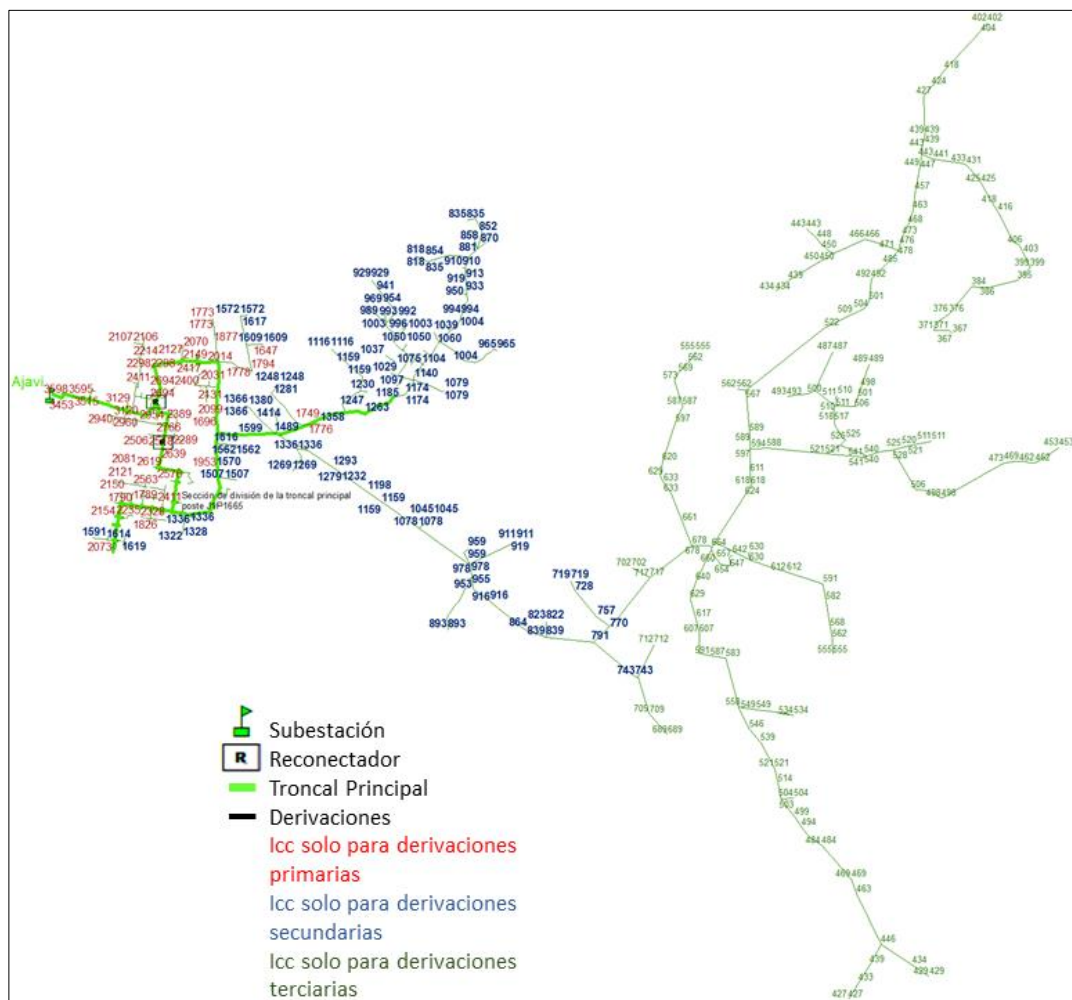


Fig. 28: Diagrama unifilar del alimentador J1.

La topología final del alimentador J1 se muestra en la Figura 29, donde se observa la troncal principal, las derivaciones primarias, secundarias y terciarias seleccionadas en el software ArcGIS con sus respectivos fusibles los cuales serán registrados en la tabla de anexo A con su localización geográfica.

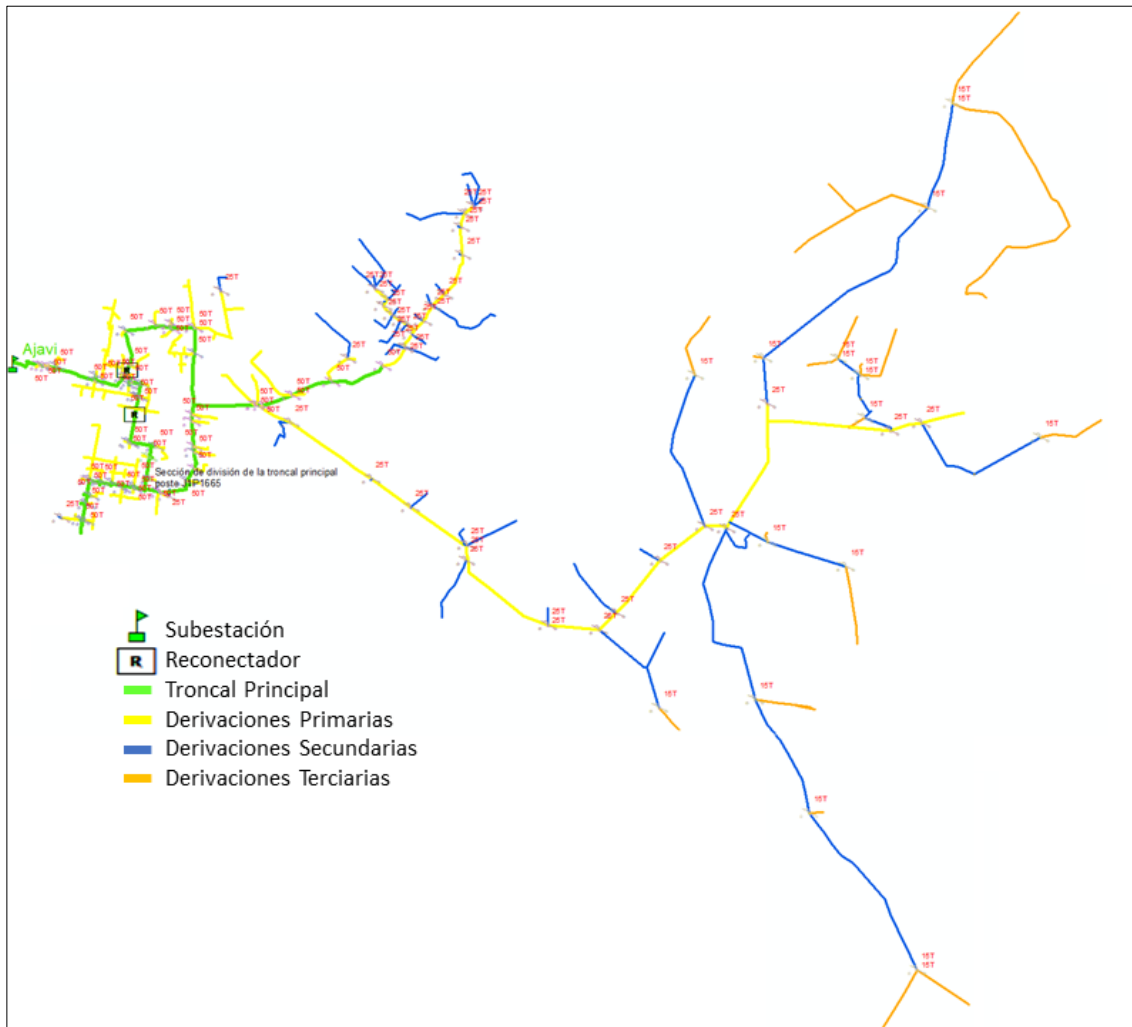


Fig. 29: Topología de los equipos de protección coordinados del alimentador J1.

2.6.2 Alimentador Ajaví 2.

En la Figura 30, se observa el esquema unifilar del alimentador J2 donde definimos la troncal principal y las corrientes de cortocircuito máxima a la salida de la subestación es de 3917 A y la corriente de cortocircuito mínima en el punto más alejado tiene el valor de 2382 A. Al ser un alimentador con topología reducida solo se realizarán derivaciones primarias.

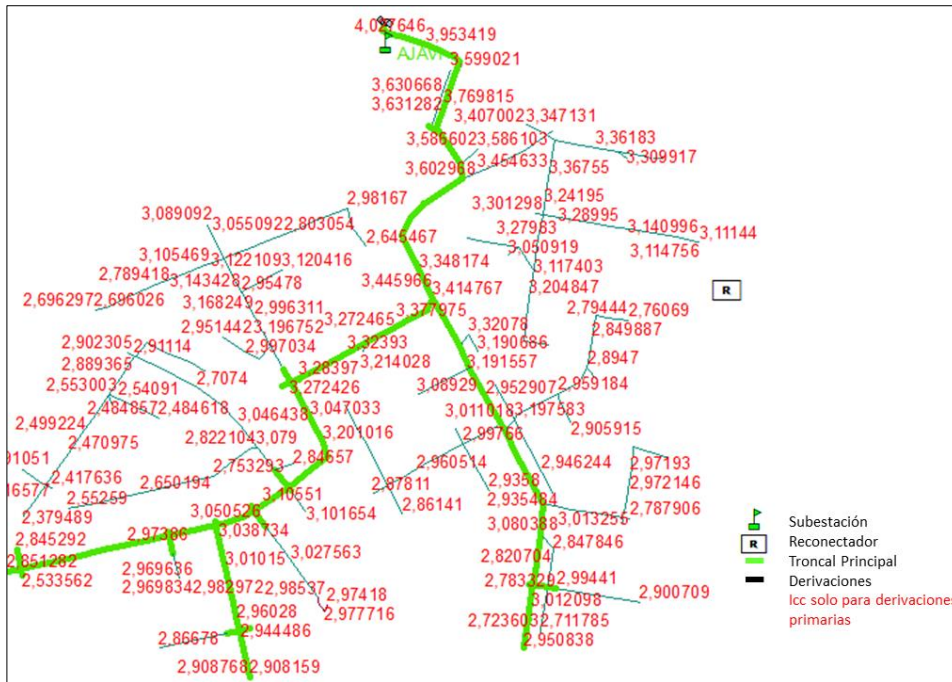


Fig. 30: Diagrama unifilar del alimentador J2.

La topología final del alimentador J2 se muestra en la Figura 31, donde se observa la troncal principal, las derivaciones primarias, seleccionadas en el software ArcGIS con sus respectivos fusibles los cuales serán registrados en la tabla de anexo B con su localización geográfica.

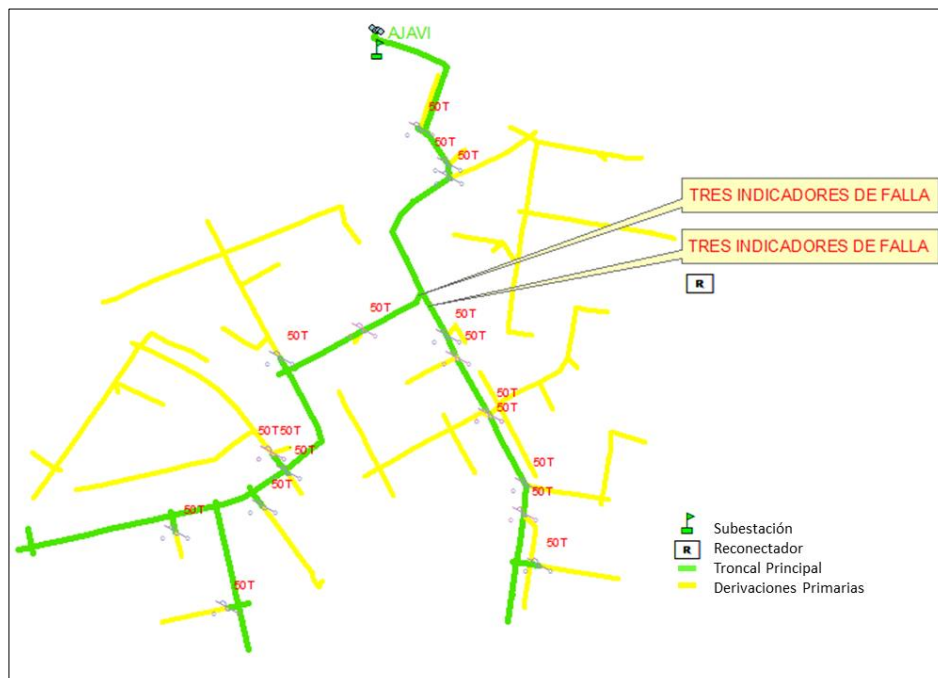


Fig. 31: Topología de los equipos de protección coordinados del alimentador J2.

2.6.3 Alimentador Ajaví 3.

En la Figura 32, se observa el esquema unifilar del alimentador J3 donde definimos la troncal principal y las corrientes de cortocircuito máxima a la salida de la subestación es de 3917 A y la corriente de cortocircuito mínima en el punto más alejado tiene el valor de 2232 A. Al ser un alimentador con topología reducida solo se realizarán derivaciones primarias.

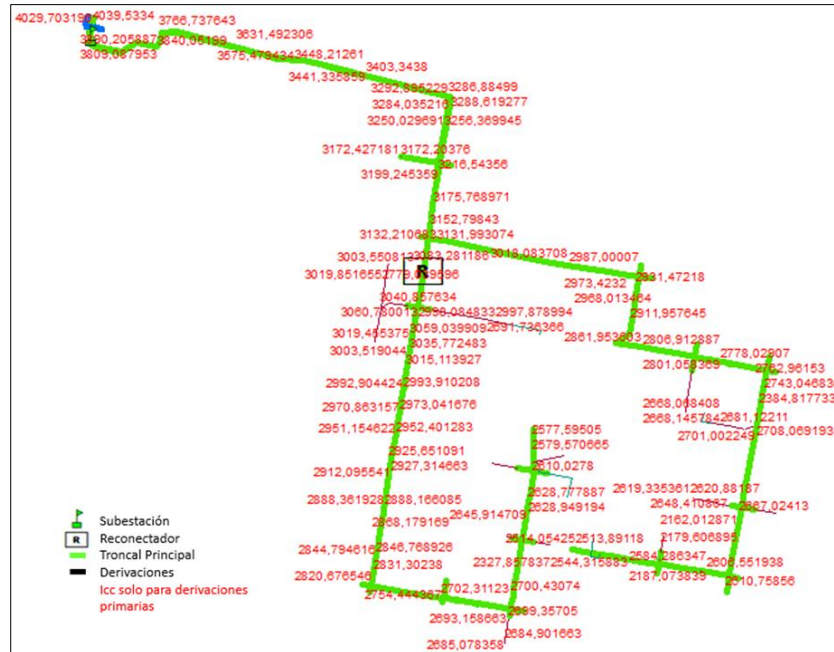


Fig. 32: Diagrama unifilar del alimentador J3.

La topología final del alimentador J3 se muestra en la Figura 33, donde se observa la troncal principal, las derivaciones primarias, seleccionadas en el software ArcGIS con sus respectivos fusibles los cuales serán registrados en la tabla de anexo C con su localización geográfica.

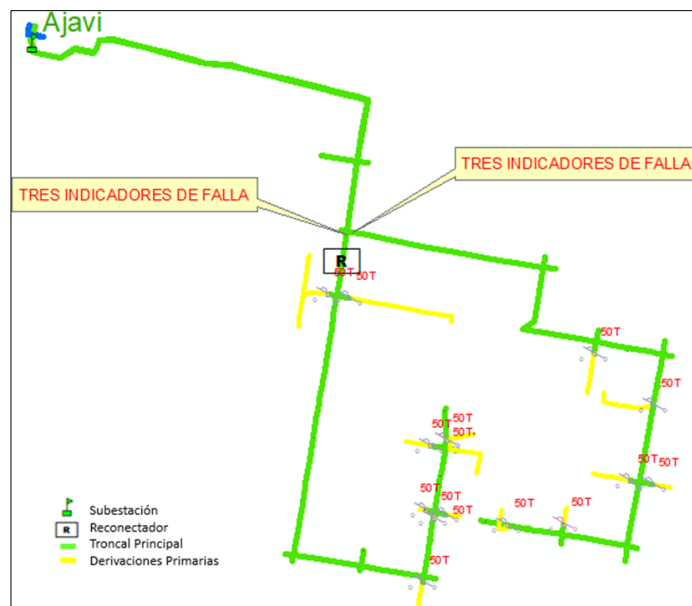


Fig. 33: Topología de los equipos de protección coordinados del alimentador J3.

2.6.4 Alimentador Ajaví 4.

En la Figura 34, se observa el esquema unifilar del alimentador J4 donde definimos la troncal principal y las corrientes de cortocircuito máxima a la salida de la subestación es de 3917 A y la corriente de cortocircuito mínima en el punto más alejado tiene el valor de 1876 A. Al ser un alimentador con topología reducida solo se realizarán derivaciones primarias.

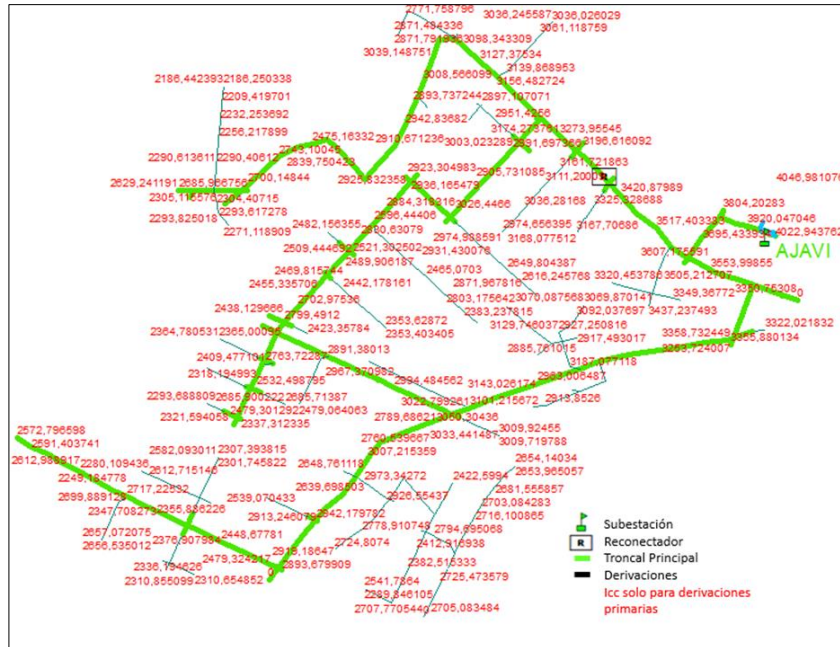


Fig. 34: Diagrama unifilar del alimentador J4.

La topología final del alimentador J4 se muestra en la Figura 35, donde se observa la troncal principal, las derivaciones primarias, seleccionadas en el software ArcGIS con sus respectivos fusibles los cuales serán registrados en la tabla de anexo D con su localización geográfica.

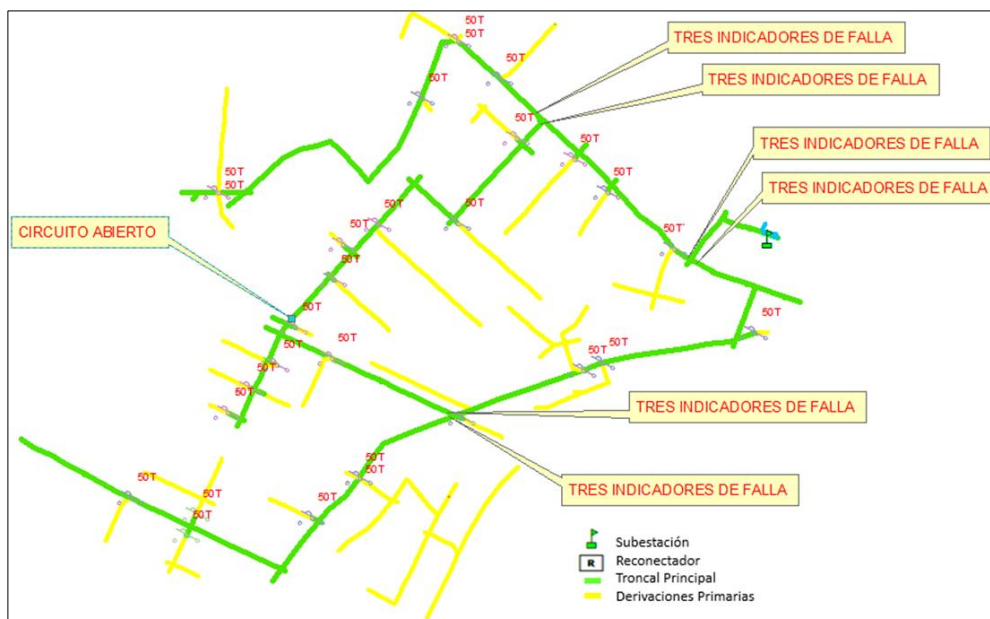


Fig. 35: Topología de los equipos de protección coordinados del alimentador J4.

2.6.5 Alimentador Ajaví 5.

En la Figura 36, se observa el esquema unifilar del alimentador J4 donde definimos la troncal principal y las corrientes de cortocircuito máxima a la salida de la subestación es de 3917 A y la corriente de cortocircuito mínima en el punto más alejado tiene el valor de 2088 A. Al ser un alimentador con topología reducida solo se realizarán derivaciones primarias.

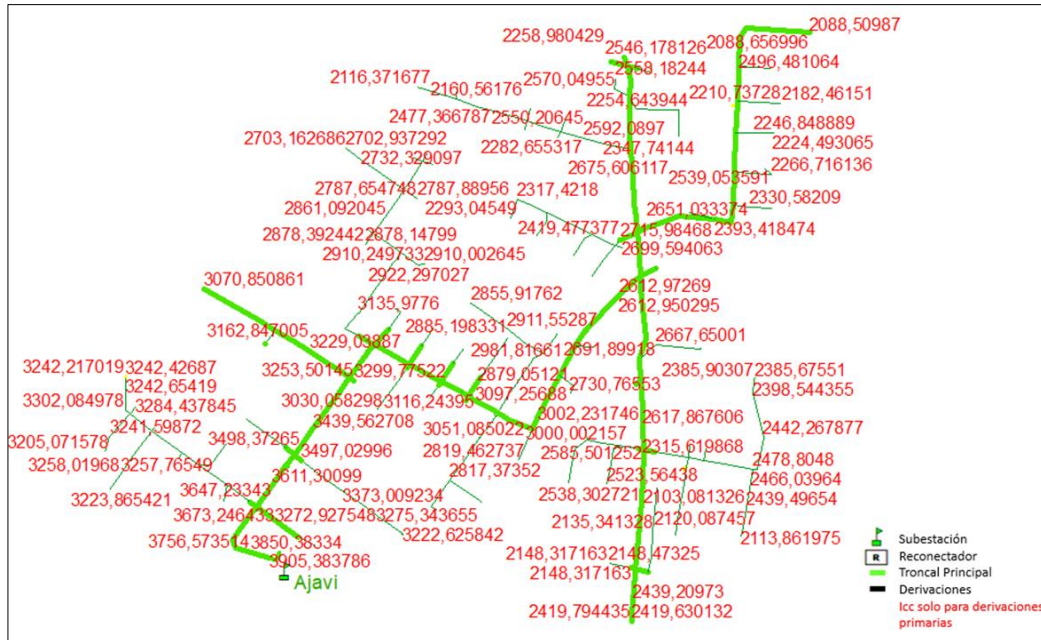


Fig. 36: Diagrama unifilar del alimentador J5.

La topología final del alimentador J5 se muestra en la Figura 37. Además, se observa la troncal principal, las derivaciones primarias, seleccionadas en el software ArcGIS con sus respectivos fusibles los cuales serán registrados en la tabla de anexo E con su localización geográfica.

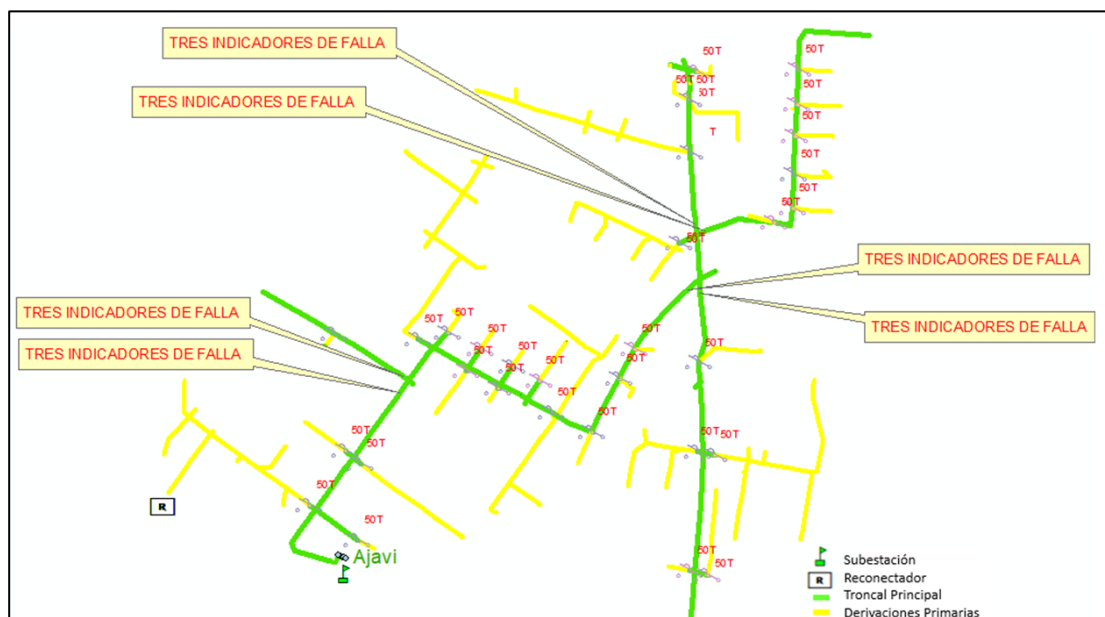


Fig. 37: Topología de los equipos de protección coordinados del alimentador J5.

CAPÍTULO 3

Resultados del estudio de coordinación de protecciones

3.1 Estudio del alimentador Ajaví 1

El alimentador J1 tiene una longitud de 69,1km divididos en; 14,9km tramo trifásico aéreo, 53,9km tramo monofásico aéreo y 0.24km tramo trifásico subterráneo. Posee además en su topología 320 transformadores con una potencia nominal de 10 MVA fraccionado en; 72 trifásicos y 248 monofásicos.

3.1.1 Coordinación de protecciones.

Por medio del estudio de coordinación de protecciones, se determinó la implementación de los siguientes equipos de protección.

Tabla 3.1. Equipos de protección del alimentador J1.

Fusibles posteriores a los relés de cabecera	
Derivación primaria	50T
Derivación secundaria	25T
Derivación terciaria	15T

Formato de tabla utilizado en EMELNORTE.

Además, con el crecimiento exponencial del sistema de distribución, se debe considerar que los fusibles asignados en las derivaciones pueden mantener su coordinación de protecciones hasta la capacidad nominal de los siguientes transformadores dentro de zona de protección los cuales se muestra en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2. Límites de transformadores en la coordinación de protecciones.

Derivación	Fusible T	Fusible SF	Trafos 1 ϕ [kVA]	Trafos 3 ϕ [kVA]
Primaria	50	7,8	todos	300
Secundaria	25	4,2	hasta 50	hasta 150
Terciaria	15	2,1	hasta 25	hasta 75

Para la asignación de las derivaciones que se puede realizar geográficamente en el alimentador se utilizan los rangos de corrientes de cortocircuito máximo que se encuentran definidos en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3. Rangos de corrientes de cortocircuito establecidos en el alimentador J1.

Rangos de Corrientes	Color	Derivaciones
De 3917 hasta 1645	Rojo	Solo se puede realizar derivaciones primarias.
De 1645 hasta 720	Azul	Solo se puede realizar derivaciones secundarias.
720 en adelante	Verde	Solo se puede realizar derivaciones Terciarias.

Mediante el criterio de coordinación se determinó la incorporación a la topología del alimentador la cantidad fusibles según su derivación los cuales se encuentran determinados en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4. Número de fusibles por cada derivación.

Fusibles	cantidad
50 T	111
25 T	39
15 T	18

3.1.2 Sensibilidad de los fusibles.

Se realizó la verificación de la sensibilidad de protección de los fusibles selectos para los conductores eléctricos que se encuentran en las derivaciones como se muestra en la Tabla 3.5. Adicionalmente, deben operar eficazmente contra corrientes de cargas frías como se indica en la tabla 3.6.

Tabla 3.5. Relación de corrientes de fusión entre los fusibles seleccionados y conductores.

Derivación	Fusible	Corriente de Fusión	Corriente de fusión de conductores de Aluminio					
			1/0		2AWG		4AWG	
Primaria	50 T	98,9 (A)	230 (A)	Protege	180 (A)	Protege	140 (A)	Protege
Secundaria	25 T	49,7 (A)	230 (A)	Protege	180 (A)	Protege	140 (A)	Protege
Terciaria	15 T	30,48 (A)	230 (A)	Protege	180 (A)	Protege	140 (A)	Protege

Tabla 3.6. Sensibilidad de los fusibles seleccionados ante corrientes de cargas frías.

Derivación	Fusible	Corriente de Fusión	Corrientes de Cargas Frías			
			Imcd	R Icf	Icf	
Primaria	50 T	98,9 (A)	38,2 (A)	3	114,6 (A)	No Protege
Secundaria	25 T	49,7 (A)	15,8 (A)	3	47,4 (A)	Protege
Terciaria	15 T	30,48 (A)	2,4 (A)	3	7,2 (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 $Imcd \cdot R Icf$.

3.1.3 Equipos de protección adicionales.

Se tiene instalado dos Reconector en el alimentador J1 a la altura de las calles. Pedro Vicente Maldonado y Juan Grijalva; Av. Carchi, cuya ubicación no resulta ser muy adecuada debido a su cercanía a la subestación y a la gran cantidad de carga que saldría de servicio en caso de actuación de este Reconector por fallas permanentes, por lo que este dispositivo de protección debe ser configurado solamente como un interruptor simple.

Además, se requiere la utilización de 12 indicadores de falla en la troncal principal, para identificar la dirección de la corriente de falla en la derivación de la red, estos dispositivos deben estar configurados con la corriente de pick-up (240 A). La implementación de los indicadores se determina en la siguiente ubicación:

- En el poste J1P789 tres indicadores de falla.
- En el poste J1P792 tres indicadores de falla.
- En el poste J1P2558 tres indicadores de falla.
- En el poste J1P2567 tres indicadores de falla.

3.2 Estudio del alimentador Ajaví 2

El alimentador J2 tiene una longitud de 6,99km divididos en; 5,23km tramo trifásico aéreo, 2,68km tramo monofásico aéreo y 0.078km tramo trifásico subterráneo. Posee además en su topología 92 transformadores con una potencia nominal de 4,8 MVA fraccionado en; 34 trifásicos y 58 monofásicos.

3.2.1 Coordinación de protecciones.

Por medio del estudio de coordinación de protecciones, se determinó la implementación de los siguientes equipos de protección.

Tabla 3.7. Equipos de protección del alimentador J2.

Fusible posterior a los relés de cabecera	
Derivación Primaria	50T

Formato de tabla utilizado en EMELNORTE.

Además, con el crecimiento exponencial del sistema de distribución, se debe considerar que los fusibles asignados en las derivaciones pueden mantener su coordinación de protecciones hasta la capacidad nominal de los siguientes transformadores hasta dentro de zona de protección los cuales se muestra en la Tabla 3.8.

Tabla 3.8. Límites de transformadores en la coordinación de protecciones.

Derivación	Fusible T	Fusible SF	Trafos 1 ϕ [kVA]	Trafos 3 ϕ [kVA]
Primaria	50	7,8	todos	300

Para la asignación de las derivaciones que se puede realizar geográficamente en el alimentador se utilizan los rangos de corrientes de cortocircuito máximo que se encuentran definidos en la Tabla 3.9.

Tabla 3.9. Rangos de corrientes de cortocircuito establecidos en el alimentador J2.

Rangos de Corrientes	Color	Derivaciones
De 3917 hasta 1645	Rojo	Solo se puede realizar derivaciones primarias.

Mediante el criterio de coordinación se determinó la incorporación a la topología del alimentador la cantidad fusibles según su derivación los cuales se encuentran determinados en la Tabla 3.10.

Tabla 3.10. Número de fusibles por cada derivación.

Fusibles	cantidad
50 T	44

3.2.2 Sensibilidad de los fusibles.

Se realizó la verificación de la sensibilidad de protección de los fusibles selectos para los conductores eléctricos que se encuentran en las derivaciones como se muestra en la Tabla 3.11. Adicionalmente, deben operar eficazmente contra corrientes de cargas frías como se indica en la tabla 3.12.

Tabla 3.11. Relación de corrientes de fusión entre los fusibles seleccionados y los conductores.

Derivación	Fusible	Corriente de Fusión	Corriente de fusión de conductores de Aluminio					
			1/0		2AWG		4AWG	
Primaria	50 T	98,9 (A)	230 (A)	Protege	180 (A)	Protege	140 (A)	Protege

Tabla 3.12. Sensibilidad de los fusibles seleccionados ante corrientes de cargas frías.

Derivación	Fusible	Corriente de Fusión	Corrientes de Cargas Frías			
			I_{MCD}	$R I_{CF}$	I_{CF}	
Primaria	50 T	98,9 (A)	24,1 (A)	3	72,3 (A)	Protege

I_{MCD} : Es la mayor corriente que soporta la derivación.

$R I_{CF}$: Es la relación de corrientes de entrada y salida, definida por EMELNORTE.

I_{CF} : Es la corriente de carga fría resultante del producto $I_{MCD} * R I_{CF}$.

3.2.3 Equipos de protección adicionales.

La topología del alimentador J2 no ubica ningún Reconectador en el diagrama unifilar. En caso hipotético de existir el dispositivo de protección su configuración será solamente como un interruptor simple.

Además, se requiere la utilización de 6 indicadores de falla en la troncal principal, para identificar la dirección de la corriente de falla en la derivación de la red, estos dispositivos deben estar configurados con la corriente de pick-up (180A). La implementación de los indicadores se determina en la siguiente ubicación:

- En el poste J2P121 tres indicadores de falla.
- En el poste J2P119 tres indicadores de falla.

3.3 Estudio del alimentador Ajaví 3

El alimentador J3 tiene una longitud de 5,29km divididos en; 4,7km tramo trifásico aéreo, 0,067km tramo monofásico aéreo y 0,49km tramo trifásico subterráneo. Posee además en su topología 58 transformadores con una potencia nominal de 3,9 MVA fraccionado en; 47 trifásicos y 11 monofásicos.

3.3.1 Coordinación de protecciones.

El estudio de coordinación de protecciones realizado determina la implementación de los siguientes equipos de protección.

Tabla 3.13. Equipos de protección del alimentador J3.

Fusibles posteriores a los relés de cabecera	
Derivación primaria	50T

Formato de tabla utilizado en EMELNORTE.

Además, con el crecimiento exponencial del sistema de distribución, se debe considerar que los fusibles asignados en las derivaciones pueden mantener su coordinación de protecciones hasta la capacidad nominal de los siguientes transformadores hasta dentro de zona de protección los cuales se muestra en la Tabla 3.14.

Tabla 3.14. Límites de transformadores en la coordinación de protecciones.

Derivación	Fusible T	Fusible SF	Trafos 1 ϕ [kVA]	Trafos 3 ϕ [kVA]
Primaria	50	7,8	todos	300

Para la asignación de las derivaciones que se puede realizar geográficamente en el alimentador se utilizan los rangos de corrientes de cortocircuito máximo que se encuentran definidos en la Tabla 3.15.

Tabla 3.15. Rangos de corrientes de cortocircuito establecidos en el alimentador J3.

Rangos de Corrientes	Color	Derivaciones
De 3917 hasta 1645	Rojo	Solo se puede realizar derivaciones primarias.

Mediante el criterio de coordinación se determinó la incorporación a la topología del alimentador la cantidad fusibles según su derivación los cuales se encuentran determinados en la Tabla 3.16.

Tabla 3.16. Número de fusibles por cada derivación.

Fusibles	cantidad
50 T	43

3.3.2 Sensibilidad de los fusibles.

Se realizó la verificación de la sensibilidad de protección de los fusibles selectos para los conductores eléctricos que se encuentran en las derivaciones como se muestra en la Tabla 3.11. Adicionalmente, deben operar eficazmente contra corrientes de cargas frías como se indica en la tabla 3.12.

Tabla 3.17. Relación de corrientes de fusión entre los fusibles seleccionados y los conductores.

Derivación	Fusible	Corriente de Fusión	Corriente de fusión de conductores de Aluminio					
			1/0		2AWG		4AWG	
Primaria	50 T	98,9 (A)	230 (A)	Protege	180 (A)	Protege	140 (A)	Protege

Tabla 3.18. Sensibilidad de los fusibles seleccionados ante corrientes de cargas frías.

Derivación	Fusible	Corriente de Fusión	Corrientes de Cargas Frías			
			I_{MCD}	$R I_{CF}$	I_{CF}	
Primaria	50 T	98,9 (A)	2,4 (A)	3	7,2 (A)	Protege

I_{MCD} : Es la mayor corriente que soporta la derivación.

$R I_{CF}$: Es la relación de corrientes de entrada y salida, definida por EMELNORTE.

I_{CF} : Es la corriente de carga fría resultante del producto $I_{MCD} * R I_{CF}$.

3.3.3 Equipos de protección adicionales.

Se tiene instalado un Reconectador en el alimentador J3 a la altura de las calles. Manuel de la Chica Narváez y Eusebio Borrero, cuya ubicación no resulta ser muy adecuada debido a su cercanía a la subestación y a la gran cantidad de carga que saldría de servicio en caso de actuación de este Reconectador por fallas permanentes, por lo que este dispositivo de protección debe ser configurado solamente como un interruptor simple.

Además, se requiere la utilización de 6 indicadores de falla en la troncal principal, para identificar la dirección de la corriente de falla en la derivación de la red, estos dispositivos deben estar configurados con la corriente de pick-up (270 A). La implementación de los indicadores se determina en la siguiente ubicación:

- En el poste J3P125 tres indicadores de falla.
- En el poste J3P102 tres indicadores de falla.

3.4 Estudio del alimentador Ajaví 4

El alimentador J4 tiene una longitud de 10,74km divididos en; 6,84km tramo trifásico aéreo, 0,86km tramo bifásico aéreo, 3km tramo monofásico aéreo y 0,036km tramo trifásico subterráneo. Posee además en su topología 102 transformadores con una potencia nominal de 3,7 MVA fraccionado en; 28 trifásicos y 74 monofásicos.

3.4.1 Coordinación de protecciones.

Por medio del estudio de coordinación de protecciones, se determinó la implementación de los siguientes equipos de protección.

Tabla 3.19. Equipos de protección del alimentador J4.

Fusibles posteriores a los relés de cabecera	
Derivación primaria	50T

Formato de tabla utilizado en EMELNORTE.

Además, con el crecimiento exponencial del sistema de distribución, se debe considerar que los fusibles asignados en las derivaciones pueden mantener su coordinación de protecciones hasta la capacidad nominal de los siguientes transformadores hasta dentro de zona de protección los cuales se muestra en la Tabla 3.20.

Tabla 3.20. Límites de transformadores en la coordinación de protecciones.

Derivación	Fusible T	Fusible SF	Trafos 1 ϕ [kVA]	Trafos 3 ϕ [kVA]
Primaria	50	7,8	todos	300

Para la asignación de las derivaciones que se puede realizar geográficamente en el alimentador se utilizan los rangos de corrientes de cortocircuito máximo que se encuentran definidos en la Tabla 3.21.

Tabla 3.21. Rangos de corrientes de cortocircuito establecidos en el alimentador J4.

Rangos de Corrientes	Color	Derivaciones
De 3917 hasta 1645	Rojo	Solo se puede realizar derivaciones primarias.

Mediante el criterio de coordinación se determinó la incorporación a la topología del alimentador la cantidad fusibles según su derivación los cuales se encuentran determinados en la Tabla 3.22.

Tabla 3.22. Número de Fusibles por cada derivación.

Fusibles	cantidad
50 T	59

3.4.2 Sensibilidad de los fusibles.

Se realizó la verificación de la sensibilidad de protección de los fusibles selectos para los conductores eléctricos que se encuentran de las derivaciones como se muestra en la Tabla 3.23. Adicionalmente, deben operar eficazmente contra corrientes de cargas frías como se indica en la tabla 3.24.

Tabla 3.23. Relación de corrientes de fusión entre los fusibles seleccionados y los conductores.

Derivación	Fusible	Corriente de Fusión	Corriente de fusión de conductores de Aluminio					
			1/0		2AWG		4AWG	
Primaria	50 T	98,9 (A)	230 (A)	Protege	180 (A)	Protege	140 (A)	Protege

Tabla 3.24. Sensibilidad de los fusibles seleccionados ante corrientes de cargas frías.

Derivación	Fusible	Corriente de Fusión	Corrientes de Cargas Frías			
			I_{MCD}	$R I_{CF}$	I_{CF}	
Primaria	50 T	98,9 (A)	10,8 (A)	3	32,4 (A)	Protege

I_{MCD} : Es la mayor corriente que soporta la derivación.

$R I_{CF}$: Es la relación de corrientes de entrada y salida, definida por EMELNORTE.

I_{CF} : Es la corriente de carga fría resultante del producto $I_{MCD} * R I_{CF}$.

3.4.3 Equipos de protección adicionales.

Se tiene instalado un Reconectador en el alimentador J4 a la altura de la calle. Víctor Manuel Guzmán y Av. José Miguel Vaca, cuya ubicación no resulta ser muy adecuada debido a su cercanía a la subestación y a la gran cantidad de carga que saldría de servicio en caso de actuación de este Reconectador por fallas permanentes, por lo que este dispositivo de protección debe ser configurado solamente como un interruptor simple.

Además, se requiere la utilización de 18 indicadores de falla en la troncal principal, para identificar la dirección de la corriente de falla en la derivación de la red, estos dispositivos deben estar configurados con la corriente de pick-up (180 A). La implementación de los indicadores se determina en la siguiente ubicación:

- En el poste J4P103 tres indicadores de falla.
- En el poste J4P104 tres indicadores de falla.
- En el poste J4P159 tres indicadores de falla.
- En el poste J4P343 tres indicadores de falla.
- En el poste J4P617 tres indicadores de falla.
- En el poste J4P93 tres indicadores de falla.

3.5 Estudio del alimentador Ajaví 5

El alimentador J5 tiene una longitud de 8,61km divididos en; 5,95km tramo trifásico aéreo, 0,22km tramo bifásico aéreo, 2,40km tramo monofásico aéreo y 0,033km tramo trifásico subterráneo. Además, posee en su topología 116 transformadores con una potencia nominal de 1,2 MVA fraccionado en; 36 trifásicos y 80 monofásicos.

3.5.1 Coordinación de protecciones.

El estudio de coordinación de protecciones realizado determina la implementación de los siguientes equipos de protección.

Tabla 3.25. Equipos de protección del alimentador J5.

Fusibles posteriores a los relés de cabecera	
Derivación primaria	50T

Formato de tabla utilizado en EMELNORTE.

Además, con el crecimiento exponencial del sistema de distribución, se debe considerar que los fusibles asignados en las derivaciones pueden mantener su coordinación de protecciones hasta la capacidad nominal de los siguientes transformadores hasta dentro de zona de protección los cuales se muestra en la Tabla 3.26.

Tabla 3.26. Límites de transformadores en la coordinación de protecciones.

Derivación	Fusible T	Fusible SF	Trafos 1 ϕ [kVA]	Trafos 3 ϕ [kVA]
Primaria	50	7,8	todos	300

Para la asignación de las derivaciones que se puede realizar geográficamente en el alimentador se utilizan los rangos de corrientes de cortocircuito máximo que se encuentran definidos en la Tabla 3.27.

Tabla 3.27. Rangos de corrientes de cortocircuito establecidos en el alimentador J5.

Rangos de Corrientes	Color	Derivaciones
De 3917 hasta 1645	Rojo	Solo se puede realizar derivaciones primarias.

Mediante el criterio de coordinación se determinó la incorporación a la topología del alimentador la cantidad fusibles según su derivación los cuales se encuentran determinados en la Tabla 3.28.

Tabla 3.28. Número de Fusibles por cada derivación.

Fusibles	cantidad
50 T	77

3.5.2 Sensibilidad de los fusibles.

Se realizó la verificación de la sensibilidad de protección de los fusibles selectos para los conductores eléctricos que se encuentran en las derivaciones como se muestra en la Tabla 3.23. Adicionalmente, deben operar eficazmente contra corrientes de cargas frías como se indica en la tabla 3.24.

Tabla 3.29. Relación de corrientes de fusión entre los fusibles seleccionados y los conductores.

Derivación	Fusible	Corriente de Fusión	Corriente de fusión de conductores de Aluminio					
			1/0		2AWG		4AWG	
Primaria	50 T	98,9 (A)	230 (A)	Protege	180 (A)	Protege	140 (A)	Protege

Tabla 3.30. Sensibilidad de los fusibles seleccionados ante corrientes de cargas frías.

Derivación	Fusible	Corriente de Fusión	Corrientes de Cargas Frías			
			I_{MCD}	$R I_{CF}$	I_{CF}	
Primaria	50 T	98,9 (A)	9,9 (A)	3	29,7 (A)	Protege

I_{MCD} : Es la mayor corriente que soporta la derivación.

$R I_{CF}$: Es la relación de corrientes de entrada y salida, definida por EMELNORTE.

I_{CF} : Es la corriente de carga fría resultante del producto $I_{MCD} * R I_{CF}$.

3.5.3 Equipos de protección adicionales.

La topología del alimentador J5 no ubica ningún Reconectador en el diagrama unifilar. En caso hipotético de existir el dispositivo de protección su configuración será solamente como un interruptor simple.

Además, se requiere la utilización de 12 indicadores de falla en la troncal principal, para identificar la dirección de la corriente de falla en la derivación de la red, estos dispositivos deben estar configurados con la corriente de pick-up (240 A). la implementación los indicadores se determina en la siguiente ubicación:

- En el poste J5P80 tres indicadores de falla.
- En el poste J5P268 tres indicadores de falla.
- En el poste J5P533 tres indicadores de falla.
- En el poste J5P489 tres indicadores de falla.

CONCLUSIONES

- La aplicación del estudio de coordinación de protecciones realizado en los alimentadores de la subestación Ajaví permitió identificar que en la actualidad los fusibles instalados en los alimentadores no se encuentran debidamente coordinados en función de la topología y la demanda de la carga instada por lo que ha provocado desconexiones innecesarias, incrementando los índices de calidad de servicio por lo cual fue necesario realizar la coordinación de fusibles en base a información actualizada.
- Los criterios de coordinación de protecciones aplicados en EMELNORTE se caracteriza por la selección y configuración de dispositivos de protección ante fallas de corrientes de cortocircuito calculadas a través del programa computacional CYMDIST y empleo de impedancias equivalentes en la cabecera de la subestación, necesarios para la selección de dispositivos de protección de las redes en medio voltaje de la subestación Ajaví.
- Las tablas de coordinación de fusibles calculadas por la empresa EMELNORTE y el programa computacional CYMTCC, permite asignar rangos de corrientes máximas de cortocircuito de coordinación con el fin de establecer la posibilidad de dividir a los alimentadores en derivaciones primarias, secundarias o terciarias, derivaciones en las cuales deben instalarse dispositivos de protección.
- Mediante las tablas y criterios de coordinación de protecciones se determinó hasta que capacidades de los transformadores de distribución se pueden instalar en cada una de las derivaciones de los alimentadores, en caso de que se requiera la instalación de un transformador de capacidad que sobrepase ciertas limitaciones se deberá reconfigurar la red para que su instalación se ajuste al sistema de coordinación de protecciones .
- Los fusibles tipo Slowfast SF presentan una curva de tiempo-corriente apropiada para la protección de los transformadores de distribución, dispositivo de protección que se ajusta por debajo la curva de daño mecánico y sobre la curva de corrientes de magnetización (inrush), la cual garantiza una protección ante corrientes de falla.
- La ubicación de los fusibles tipo T en el arranque de cada una de las derivaciones de los alimentadores la de subestación Ajaví, permite la protección de los conductores, transformadores de distribución debido a su característica de operación "lenta", despejando fallas transitorias y operación de los fusibles en condiciones de fallas permanentes
- Mediante el estudio de coordinación de protecciones en los alimentadores se realizó delimitaciones en el sistema de distribución permitiendo seleccionar derivaciones

primarias, secundarias, y terciarias en el alimentador J1 a excepción de los alimentadores J2, J3, J4, J5 por ser de menor longitud y mediante el resultado de sus corrientes solo permite realizar derivaciones primarias.

- La utilización de reconectores que se encuentran instalados en los alimentadores están dispuestos para otros objetivos como, por ejemplo: en los alimentadores J1, J3 y J4 los reconectores tiene la función de interruptores de maniobra debido a que el dispositivo se encuentra instalado muy cerca de la cabecera de la subestación.
- El estudio de coordinación de protecciones disminuye la apertura de los alimentadores de la subestación ya que la mayoría de las fallas se producen en las derivaciones del alimentador y no en su troncal principal, debido a que las derivaciones se encuentran protegidas por su respectivo fusible.

RECOMENDACIONES

- Utilizar el estudio de coordinación de protecciones, para la implementación de la coordinación de protecciones en los alimentadores de la subestación Ajaví, el que permitirá la operación de las protecciones de manera coordinada con todos los elementos aguas abajo ante posibles fallas y disminuirá los índices de interrupción a valores que exige la Regulación 005/18.
- En caso de instalar transformadores que no estén dentro de la capacidad con las cuales se coordinan los elementos de protección; se debe realizar un análisis para la reconfiguración de las derivaciones y la ubicación de los fusibles permitiendo la instalación estos transformadores.
- Reemplazar los calibres de los conductores principalmente en las derivaciones primarias por conductores con una mayor sección y por ende mayor capacidad de corriente de conducción, ya que esto ayudará a una mejor selección de las protecciones en una posible actualización del estudio realizado.
- Instalar indicadores de falla en las derivaciones del troncal principal, con el objetivo de que este dispositivo señale la ubicación de la falla de cortocircuito en el caso de encontrarse con derivaciones en la troncal del alimentador.
- En el estudio realizado se utilizó un solo tipo y clase de fusible en función de las características de la topología y la carga por lo que se recomienda la implementación en campo de fusibles tipo T por sus bondades frente a fallas temporales, debido a su tiempo de actuación lenta ante fallas permanentes.
- Se recomienda actualizar las diferentes bases de datos de los alimentadores del sistema de distribución en los softwares CYME y ArcGIS de la subestación de estudio, permitiendo realizar una coordinación de protecciones de manera eficiente.

REFERENCIAS

- ARCONEL, A. d. R. y. C. d. E. (2018). Regulación No. ARCONEL 005/18: Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica. Retrieved from <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/regulaciones/>
- Arias, R. (Producer). (2019, mayo 24). EcurRed. Retrieved from https://www.ecured.cu/Fusible_de_alto_voltaje
- Brefe, O. E. T. (2009). *Protecciones de los sistemas eléctricos de distribución*, Ibarra.
- Brefe, O. E. T. (2012a). *Dispositivos de Protección*. Paper presented at the Protecciones Eléctricas, Ecuador.
- Brefe, O. E. T. (2012b). *Protección para Redes de Distribución*. Paper presented at the Protecciones Eléctricas, Ecuador.
- Bustos, M. J. L., Llerena, C. D. P., & Salazar, V. H. S. (2015). *Diseño y construcción de un banco de protecciones de sobrecorriente, para alimentadores de Media Tensión*. Universidad Politécnica Salesiana, Guayaquil. Retrieved from <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/10248/1/UPS-GT001334.pdf>
- Cardenas, J. F. L., & Temaza, N. A. V. (2016). *Estudio para la Implementación de pararrayos en Sistemas de Distribución de Media Tensión*. Universidad Politécnica Salesiana Sede Cuenca, Cuenca. Retrieved from <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/12782/1/UPS-CT006635.pdf>
- Castaño, S. R. (2011). *Protección de Sistemas Eléctricos*. Manizales SE.
- Cervantes, J. D. J. (2010). *Instalaciones eléctricas en alta tensión. tomo ii.* <https://ebookcentral.proquest.com>.
- Codensa. (2011). Detector de fallas para redes aéreas de M.T- tipo Mordaza. Retrieved from http://likinormas.micodensa.com/Norma/lineas_aereas_urbanas_distribucion/equipos_redes_aereas/la505_detector_fallas_redes_aereas_m_t
- Colmenar, H. (2014). *Instalaciones eléctricas de baja tensión*. Bogotá: Ediciones de la U.
- Cruz, L., Carrión, D., & Riofrío, J. (2017). "Localización de Fallas Mediante la Transformada Wavelet en Líneas de Transmisión". *Revista Técnica "energía"*, Pp. 79-89.
- Cueva, A., & Hernandez, J. (2013). *Coordinación de protecciones en un sistema de distribución*. México.
- CYME International, P. d. a. d. r. e. (2019). coordinación de los dispositivos de protección (CYMTCC). Retrieved from <http://www.cyme.com/es/software/cymtcc/>
- CYME, P. d. a. d. r. e. (2019). Análisis de redes de distribución CYMDIST. Retrieved from <http://www.cyme.com/es/software/cymdist/>
- Domin, J. L. B. a. T. J. (2014). *Protective Relaying Principles and Applications*: taylor y Francis Group.
- EMELNORTE, E. e. R. N. S. A. (2018). Plan Estratégico EMELNORTE 2018-2021.
- Fuse Links. (2015). In H. P. Systems (Ed.).
- Gaibor, V. A. M., & Morillo, V. A. R. (2019). *Coordinación de protecciones para el sistema de distribución de la subestación Tababela y la nueva Subestación el Quinche en condiciones de operación normal y transferencia de carga*. Escuela Politécnica Nacional, Quito. Retrieved from <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/19972/1/CD-9423.pdf>
- Gers, J. (2013). *Distribution system analysis and automation*: The Institution of Engineering and Technology.
- Gers, J. M., & Holmes, E. J. (2011). *Protection of Electricity Distribution Networks* (Vol. 3rd Edition). London.
- Gonen, T. (2015). *Electrical power transmission system engineering: analysis and design*: CRC press.

- Granda, P. M. V. (2013). *Parametrización, control, determinación y reducción de pérdidas de energía en base a la optimización en el montaje de estaciones de transformación en la provincia de Morona Santiago Cuenca*
- Grigsby, L. L. (2012). *Electric power generation, transmission, and distribution* (3rd ed. ed.). Boca Raton, FL: CRC Press.
- Gutierrez, C. M. D. (2015). *Selección y Análisis de equipo de protección en los sistemas de distribución (23 kV) para proporcionar la acción correcta a la naturaleza de las fallas*. México. Retrieved from <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/9365/3/TESES.pdf>
- Gómez, A., Conejo, A. J., & Cañizares, C. (2018). *Electric Energy Systems, Second Edition : Analysis and Operation* (2nd ed.).
- Gönen, T. (2019). *Electric Power distribution system Engineering*. SERBIULA (sistema Librum 2.0).
- Herrera, O. D. C. (2014). *Coordinación de Protecciones del sistema de subtransmisión de Emelnorte*. Escuela Politécnica Nacional, Quito. Retrieved from <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/8615>
- INEC, I. N. d. E. y. C. (2017). Retrieved from <http://www.ecuadorencifras.gob.ec/institucional/home/>
- Jamali, S., & Shateri, H. (2005, 6-9 June 2005). *Optimal application of reclosers and sectionalisers to reduce non-distributed energy in distribution networks*. Paper presented at the CIRED 2005 - 18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution.
- Jaramillo, E. A. J., & Quinde, D. R. C. (2018). *Estudio para la implementación y coordinación de protecciones en las líneas de distribución de Ingenio Monterrey de la ciudad de Catamayo*. Universidad de Cuenca, Retrieved from <http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/31221>
- Lazo, E. S. A. (2010). *Estudio de Coordinación de protecciones en alta y media tensión en la subestación "Machala" propiedad de la Corporación Nacional de Electricidad S.A. - Región el Oro* Universidad Politécnica Salesiana Sede Cuenca, Retrieved from <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/309>
- Lechón, R. D. N. (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*. Escuela Politécnica Nacional, Quito. Retrieved from <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/18978>
- Limaico, J. R. A. (2015). *Estudio de coordinación de protecciones para los cuatro alimentadores primarios de la subestación La Esperanza, de la Empresa Eléctrica Regional Norte (EMELNORTE) del cantón Pedro Moncayo provincia de Pichincha*. Universidad Técnica del Norte, Ibarra. Retrieved from <http://repositorio.utm.edu.ec/handle/123456789/4762>
- Makwana, V. H., & Bhalja, B. R. (2016). *Transmission line protection using digital technology*.
- Manchado, M. Á. J. (2013). *Análisis del comportamiento de líneas aéreas de distribución frente al rayo*. Universitat Rovira i Virgili, Retrieved from <http://deeea.urv.cat/public/PROPOSTES/pub/pdf/1669pub.pdf>
- Martinez, G. S. A., & Saca, C. A. C. (2015). *Ingeniería de diseño para la utilización de los relés multifunción de la central Mazar en las unidades de la central Molino pertenecientes a CELEP EP. HIDROPAUTE*. Universidad de Cuenca, Cuenca. Retrieved from <http://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/21657/1/tesis.pdf>
- Martínez, G. S. A., & Saca, C. A. C. (2015). *Ingeniería de diseño para la utilización de los relés multifunción de la central Mazar en las unidades de la central Molino pertenecientes a CELEP EP. HIDROPAUTE*. Universidad de Cuenca, Cuenca. Retrieved from <http://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/21657/1/tesis.pdf>
- Mira, E. O. (2017). *Homologación del uso de fusibles en la Empresa Eléctrica Quito. Interconexiones, 22.*

- Mora, G. A. C. (2012). *Manual para coordinación de fusibles en la red de media tensión*. Universidad de Costa Rica,
- Myeel. (2018). Seccionalizador automático electrónico seteable Autolink. In.
- Navas, S. R. D., & González, J. P. L. (2011). *Selección y coodinación del sistema de protecciones del alimentador trifásico y sus derivaciones monofásicas de la subestación el Calvario 52C8-L1 (Oriental) de la empresa eléctrica provincial Cotopaxi S.A.* Universidad Politécnica Salesiana Sede Cuenca, Latacunga, Cotopaxi, Ecuador. Retrieved from <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/1949/14/UPS-CT001966.pdf>
- Norte, C. d. (2019). Retrieved from <http://www.cnorte.com.mx/>
- Oliveria, M. O., Perrone, O. E., Reversat, J. H., Muñoz, H. E., & R.S.Orellana. (2012). Principales características de las corrientes Inrush en Transformadores.
- Paredes, R. A. M. d. O. (2014). *Introducción a Sistemas Eléctricos de Potencia* Juliaca.
- Rosas, R. M. M. (2014). *Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia* (U. P. d. Cataluña Ed.).
- Ríos, J. T. T., Tamayo, J. S. C., & Isaza, R. A. H. (2012). Coordinación óptima de relés de sobrecorriente usando partículas Swarm.
- Short, T. A. (2014). *Electric power distribution handbook*: CRC press.
- Tenempaguay, C. J. C. (2015). *Diseño de la coordinación del sistema de protecciones eléctricas en los alimentadores interconectados urbanos de la EERSA*. Escuela Politécnica Nacional, Quito. Retrieved from <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/11424/4/CD-6469.pdf>
- Trasancos, J. G. (2014). *Instalaciones Eléctricas en media y baja tensión* Madrid Ediciones Paraninfo, S.A.
- Tuesta, R. P., Trigozo, J. R., & Morales, N. B. (2011). *ArcGIS Básico 10*. Universidad Nacional Agraria de la Selva, Tingo María- Perú.
- Tutillo, H. E. M. (2017). *Estudio De Coordinación de protecciones para la Línea de transmisión de tres terminales Manduriacu-Santo Domingo-Los Bancos a 69 kV*. Escuela Politécnica Nacional, Retrieved from <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/17017/1/CD-7598.pdf>
- Vargas, A. J. F., & Ramírez, Á. L. H. (2015). *Estudio de coordinación de protección de sobrecorriente del alimentador la cena perteneciente a la subestación Guanujo de la CNEL EP Bolivar*. Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga. Retrieved from <http://repositorio.utc.edu.ec/bitstream/27000/2947/1/T-UTC-3416.pdf>
- Venegas, I. O. M., & Alvarez, D. F. N. (2013). *Planificación de expansión, estudio de coordinación y ajuste de protecciones del sistema occidental de ELEPCO S.A.* Universidad técnica de Cotopaxi, Latacunga. Retrieved from <http://repositorio.utc.edu.ec/handle/27000/1660>

ANEXOS

Anexo A: Fusibles propuestos para el alimentador J1

	Fusibles	#Fases	Asignación	Coordenadas	
				X	Y
1	50T	1	Derivación Primaria	820267,0203	10039470,12
2	50T	1	Derivación Primaria	820306,7915	10039459,81
3	50T	1	Derivación Primaria	820354,9353	10039454,76
4	50T	3	Derivación Primaria	820417,2424	10039464,98
5	50T	3	Derivación Primaria	820782,2208	10039369,22
6	50T	3	Derivación Primaria	820774,3833	10039322
7	50T	3	Derivación Primaria	821038,6263	10039356,46
8	50T	1	Derivación Primaria	821069,2553	10039375,61
9	50T	3	Derivación Primaria	821089,3555	10039287,66
10	50T	3	Derivación Primaria	821199,16	10039298,3
11	50T	3	Derivación Primaria	821184,781	10039179,94
12	50T	3	Derivación Primaria	821147,0349	10039186,49
13	50T	3	Derivación Primaria	821092,6784	10039478,05
14	50T	3	Derivación Primaria	821054,1288	10039785,77
15	50T	1	Derivación Primaria	821476,1768	10039796,68
16	50T	3	Derivación Primaria	821683,0323	10039576,22
17	50T	1	Derivación Primaria	821324,2511	10039837,37
18	50T	3	Derivación Primaria	821686,2579	10039814,9
19	50T	1	Derivación Primaria	821686,2579	10039814,9
20	15T	1	Derivación Terciaria	825946,3483	10036330,65
21	50T	1	Derivación Primaria	822309,0584	10039098,13
22	50T	1	Derivación Primaria	822945,3101	10039315,03
23	25T	1	Derivación Secundaria	823088,9933	10039529,01
24	50T	1	Derivación Primaria	823413,1768	10039463,44
25	50T	1	Derivación Primaria	822582,0914	10039195,06
26	50T	1	Derivación Primaria	822582,0914	10039195,06
27	50T	1	Derivación Primaria	822250,324	10039105,94
28	50T	1	Derivación Primaria	822244,7396	10039105,11
29	50T	3	Derivación Primaria	821277,3443	10038424,36
30	25T	1	Derivación Secundaria	821436,7498	10038275,09
31	50T	3	Derivación Primaria	821328,0013	10038724,45
32	50T	2	Derivación Primaria	821265,8553	10038631,19
33	50T	3	Derivación Primaria	821127,8338	10038337,34
34	50T	3	Derivación Primaria	821131,7216	10038364,15
35	50T	3	Derivación Primaria	820928,4058	10038395,95
36	50T	3	Derivación Primaria	821027,0873	10038338,05
37	50T	3	Derivación Primaria	820734,7758	10038274,25
38	50T	3	Derivación Primaria	820701,6943	10038197,17
39	50T	3	Derivación Primaria	820686,2975	10038047,33

40	50T	3	Derivación Primaria	820647,1438	10038052,02
41	50T	3	Derivación Primaria	820725,8518	10038425,49
42	50T	1	Derivación Primaria	820709,5208	10038417,02
43	50T	3	Derivación Primaria	821097,1533	10038754,56
44	50T	3	Derivación Primaria	820823,03	10038412,72
45	25T	1	Derivación Secundaria	823610,9575	10039627,58
46	25T	1	Derivación Secundaria	823621,4041	10039637,35
47	25T	1	Derivación Secundaria	823677,3628	10039753,74
48	25T	1	Derivación Secundaria	823647,5153	10039832,13
49	25T	1	Derivación Secundaria	823580,4078	10039874,91
50	25T	1	Derivación Secundaria	823503,5853	10039931,59
51	25T	1	Derivación Secundaria	823503,5853	10039931,59
52	25T	1	Derivación Secundaria	823418,7858	10040014,93
53	25T	1	Derivación Secundaria	823454,8958	10040074,36
54	25T	1	Derivación Secundaria	823779,6575	10039876,45
55	25T	1	Derivación Secundaria	823868,3366	10040011,72
56	25T	1	Derivación Secundaria	823868,3366	10040011,72
57	25T	1	Derivación Secundaria	823976,5628	10040114,29
58	25T	1	Derivación Secundaria	824142,2931	10040479,97
59	25T	1	Derivación Secundaria	824128,6529	10040737,52
60	25T	1	Derivación Secundaria	824164,0478	10040855,29
61	25T	1	Derivación Secundaria	824244,3241	10040928,56
62	25T	1	Derivación Secundaria	824244,3241	10040928,56
63	25T	1	Derivación Secundaria	824244,3241	10040928,56
64	25T	1	Derivación Secundaria	822566,9875	10038943,96
65	25T	1	Derivación Secundaria	823305,5978	10038427,99
66	25T	1	Derivación Secundaria	823667,6744	10038171,06
67	25T	1	Derivación Secundaria	824173	10037677
68	25T	1	Derivación Secundaria	824178,7464	10037821,97
69	25T	1	Derivación Secundaria	824178,7464	10037821,97
70	25T	1	Derivación Secundaria	824921,9624	10037090,71
71	25T	1	Derivación Secundaria	825392,8254	10037044,04
72	25T	1	Derivación Secundaria	825552,0656	10037200,12
73	25T	1	Derivación Secundaria	826365,4213	10037999,61
74	15T	1	Derivación Terciaria	826275,4454	10039377
75	25T	1	Derivación Secundaria	826563,7374	10037976,17
76	15T	1	Derivación Terciaria	826825,9864	10036404,38
77	15T	1	Derivación Terciaria	827308,1734	10035389,85
78	15T	1	Derivación Terciaria	828293,1184	10033950,88
79	15T	1	Derivación Terciaria	828293,1184	10033950,88
80	15T	1	Derivación Terciaria	826943,8484	10037851,48
81	15T	1	Derivación Terciaria	827658,7494	10037622,83
82	25T	1	Derivación Secundaria	825948,5584	10037680,34
83	25T	1	Derivación Secundaria	826935,378	10039116,56
84	15T	1	Derivación Terciaria	826901,3544	10039535,31

85	15T	1	Derivación Terciaria	828403,2784	10040916,83
86	15T	1	Derivación Terciaria	828632,6854	10041869,75
87	15T	1	Derivación Terciaria	828632,6854	10041869,75
88	25T	1	Derivación Secundaria	828058,6434	10038870,18
89	15T	1	Derivación Terciaria	827830,9323	10038987,41
90	15T	1	Derivación Terciaria	827787,0953	10039378,35
91	15T	1	Derivación Terciaria	827787,0953	10039378,35
92	15T	1	Derivación Terciaria	827577,0764	10039529,57
93	15T	1	Derivación Terciaria	827577,0764	10039529,57
94	25T	1	Derivación Secundaria	828351,9234	10038942,22
95	15T	1	Derivación Terciaria	829438,5804	10038808,59
96	50T	3	Derivación Primaria	821103,6879	10039314,54
97	25T	1	Derivación Secundaria	824921,9624	10037090,71
98	50T	1	Derivación Primaria	821666,1879	10039013,5
99	50T	1	Derivación Primaria	821661,81	10038955,88
100	50T	1	Derivación Primaria	821679,7406	10038724,6
101	50T	3	Derivación Primaria	821684,1253	10038672,32
102	50T	1	Derivación Primaria	821682,2343	10038516,3
103	50T	3	Derivación Primaria	821617,7783	10038407,53
104	50T	1	Derivación Primaria	821371,8595	10038300,64
105	50T	1	Derivación Primaria	821359,1775	10038313,82
106	50T	3	Derivación Primaria	821481,6873	10039891,24
107	50T	1	Derivación Primaria	821478,5201	10039847,21
108	25T	1	Derivación Secundaria	823339,7246	10040171,84
109	25T	1	Derivación Secundaria	823339,7246	10040171,84

Anexo B: Fusibles propuestos para el alimentador J2

	Fusibles	#Fases	Asignación	Coordenadas	
				X	Y
1	50T	3	Derivación Primaria	820098,726	10039361,21
2	50T	3	Derivación Primaria	820141,1766	10039306,2
3	50T	3	Derivación Primaria	820142,7139	10039286,86
4	50T	3	Derivación Primaria	820138,8648	10039045,76
5	50T	3	Derivación Primaria	820202,6961	10038925,73
6	50T	3	Derivación Primaria	820258,4109	10038819,68
7	50T	3	Derivación Primaria	820278,4506	10038697,64
8	50T	3	Derivación Primaria	819884,685	10039013,07
9	50T	3	Derivación Primaria	819872,7469	10038867,08
10	50T	3	Derivación Primaria	819895,7268	10038837,23
11	50T	3	Derivación Primaria	819859,3798	10038785,98
12	50T	3	Derivación Primaria	819726,1785	10038748,03
13	50T	3	Derivación Primaria	819803,1026	10038633,18
14	50T	1	Derivación Primaria	820154,1671	10039012,95
15	50T	1	Derivación Primaria	820010,2509	10039055,54
16	50T	1	Derivación Primaria	820202,6961	10038925,73
17	50T	1	Derivación Primaria	820255,5233	10038775,95
18	50T	1	Derivación Primaria	819872,7469	10038867,08

Anexo C: Fusibles propuestos para el alimentador J3

	Fusibles	#Fases	Asignación	Coordenadas	
				X	Y
1	50T	3	Derivación Primaria	820502,3458	10039082,5
2	50T	3	Derivación Primaria	820535,0728	10039076,77
3	50T	3	Derivación Primaria	820653,2053	10038624,44
4	50T	3	Derivación Primaria	820689,2641	10038733,3
5	50T	3	Derivación Primaria	820657,1943	10038739,39
6	50T	3	Derivación Primaria	820665,0044	10038842,47
7	50T	3	Derivación Primaria	820689,8559	10038851,55
8	50T	3	Derivación Primaria	820689,8559	10038851,55
9	50T	3	Derivación Primaria	820925,4198	10038987,8
10	50T	1	Derivación Primaria	820878,1525	10038718,02
11	50T	3	Derivación Primaria	821020,6961	10038906,02
12	50T	3	Derivación Primaria	820671,0513	10038726,26
13	50T	3	Derivación Primaria	820983,1805	10038786,58
14	50T	3	Derivación Primaria	821017,6241	10038780,4
15	50T	3	Derivación Primaria	820787,078	10038715,2

Anexo D: Fusibles propuestos para el alimentador J4

	Fusibles	#Fases	Asignación	Coordenadas	
				X	Y
1	50T	3	Derivación Primaria	819853,8343	10039464,69
2	50T	3	Derivación Primaria	819725,1588	10039572,82
3	50T	3	Derivación Primaria	819520,6909	10039789,12
4	50T	3	Derivación Primaria	819439,8765	10039862,5
5	50T	3	Derivación Primaria	819370,3813	10039752,69
6	50T	3	Derivación Primaria	819440,1388	10039513,51
7	50T	3	Derivación Primaria	820007,209	10039302,65
8	50T	3	Derivación Primaria	819679,1293	10039231,01
9	50T	3	Derivación Primaria	819715,714	10039246,13
10	50T	3	Derivación Primaria	819448,067	10039139,55
11	50T	3	Derivación Primaria	819251,1891	10039026,81
12	50T	3	Derivación Primaria	819251,1891	10039026,81
13	50T	3	Derivación Primaria	819159,9959	10038949,72
14	50T	3	Derivación Primaria	818815,2134	10038986,78
15	50T	1	Derivación Primaria	819661,6446	10039636,39
16	50T	1	Derivación Primaria	819552,055	10039675,86
17	50T	1	Derivación Primaria	819439,8765	10039862,5
18	50T	1	Derivación Primaria	819286,9368	10039510,19
19	50T	1	Derivación Primaria	819220,739	10039472,91
20	50T	1	Derivación Primaria	819203,6959	10039404
21	50T	1	Derivación Primaria	819128,7513	10039313,3
22	50T	1	Derivación Primaria	819092,8303	10039241,19
23	50T	1	Derivación Primaria	819042,5444	10039198,09
24	50T	1	Derivación Primaria	819198,5128	10039255,43
25	50T	1	Derivación Primaria	819000,1246	10039150,13
26	50T	1	Derivación Primaria	818981,4755	10039571,73
27	50T	1	Derivación Primaria	818981,4755	10039571,73
28	50T	2	Derivación Primaria	818940,208	10038956,03
29	50T	2	Derivación Primaria	818921,135	10038914,88

Anexo E: Fusibles propuestos para el alimentador J5

	Fusibles	#Fases	Asignación	Coordenadas	
				X	Y
1	50T	3	Derivación Primaria	820159,2658	10039880,86
2	50T	3	Derivación Primaria	820056,0149	10039540,84
3	50T	3	Derivación Primaria	819974,235	10039600,12
4	50T	3	Derivación Primaria	820602,8969	10040044,73
5	50T	3	Derivación Primaria	820652,2748	10040066,32
6	50T	3	Derivación Primaria	820034,7494	10039692,65
7	50T	3	Derivación Primaria	820060,6721	10039670,23
8	50T	3	Derivación Primaria	820209,8263	10039892,5
9	50T	3	Derivación Primaria	820295,4045	10039797,49
10	50T	3	Derivación Primaria	820318,2919	10039834,86
11	50T	3	Derivación Primaria	820385,1525	10039757,37
12	50T	1	Derivación Primaria	820241,1049	10039826,84
13	50T	1	Derivación Primaria	820265,29	10039865,44
14	50T	1	Derivación Primaria	820364,5266	10039810,15
15	50T	3	Derivación Primaria	820453,4131	10039724,18
16	50T	3	Derivación Primaria	820501,116	10039815,34
17	50T	1	Derivación Primaria	820526,4964	10039864,5
18	50T	1	Derivación Primaria	820650,4788	10039481,45
19	50T	1	Derivación Primaria	820621,2126	10039487,91
20	50T	3	Derivación Primaria	820634,0413	10039689,78
21	50T	3	Derivación Primaria	820660,7273	10039685,32
22	50T	3	Derivación Primaria	820635,0321	10039842,93
23	50T	3	Derivación Primaria	820017,8588	10039891,29
24	50T	1	Derivación Primaria	820763,3949	10040078,71
25	50T	1	Derivación Primaria	820794,2766	10040102,75
26	50T	3	Derivación Primaria	820796,7614	10040160,18
27	50T	1	Derivación Primaria	820799,6014	10040226,52
28	50T	1	Derivación Primaria	820801,9568	10040280,39
29	50T	1	Derivación Primaria	820804,4433	10040338,36
30	50T	1	Derivación Primaria	820804,4433	10040338,36
31	50T	3	Derivación Primaria	820799,254	10040277,78
32	50T	1	Derivación Primaria	820631,1718	10040335,11
33	50T	1	Derivación Primaria	820629,7883	10040266,85
34	50T	3	Derivación Primaria	820618,7544	10040287,67
35	50T	3	Derivación Primaria	820620,8968	10040198,64