

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



TEMA:

ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN DE EMELNORTE S.A. CON RELÉS DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL PARA CIERRE DE LAZO TULCÁN TRANSELECTRIC, SAN GABRIEL, EL ÁNGEL Y PIMAMPIRO.

Trabajo de Grado previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico

AUTOR:

Alexis Daniel Lara Yépez

DIRECTOR:

Ing. Segundo Hernán Pérez Cruz MSc.

Ibarra, 2024



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

DIRECCIÓN DE BIBLIOTECA

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:	DE	1003963921	
APELLIDOS Y NOMBRES:	Y	Lara Yépez Alexis Daniel	
DIRECCIÓN:		José Peralta 2-17 y 5 de junio	
EMAIL:		adlaray@utn.edu.ec	
TELÉFONO FIJO:		TELÉFONO MÓVIL:	0981384889
	062632534		

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	“ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN DE EMELNORTE S.A. CON RELÉS DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL PARA CIERRE DE LAZO TULCÁN TRANSELECTRIC, SAN GABRIEL, EL ÁNGEL Y PIMAMPIRO.”
AUTOR (ES):	Lara Yépez Alexis Daniel
FECHA: DD/MM/AAAA	27/06/2024
SOLO PARA TRABAJOS DE GRADO	
PROGRAMA:	<input checked="" type="checkbox"/> GRADO <input type="checkbox"/> POSGRADO
TÍTULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniero Eléctrico
ASESOR /DIRECTOR:	Ing. Segundo Hernán Pérez Cruz MSc.

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 de los derechos patrimoniales, por lo que asume la responsabilidad sobre el contenido de la misma y saldrá en defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

Ibarra, a los 27 días del mes de junio de 2024

EL AUTOR:

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Alexis Lara', enclosed within a circular scribble.

Lara Yépez Alexis Daniel

CI: 1003963921



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

**CERTIFICADO DEL DIRECTOR DE TRABAJO DE INTEGRACIÓN
CURRICULAR**

Yo, Ing. Segundo Hernán Pérez Cruz MSc. en calidad de director del señor estudiante Lara Yépez Alexis Daniel, certifico que ha culminado con las normas establecidas en la elaboración del Trabajo de Integración Curricular con el tema: "ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN DE EMELNORTE S.A. CON RELÉS DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL PARA CIERRE DE LAZO TULCÁN TRANSELECTRIC, SAN GABRIEL, EL ÁNGEL Y PIMAMPIRO".

Para la obtención del título de Ingeniero Eléctrico, aprobando la defensa, impresión y empastado.

Ing. Segundo Hernán Pérez Cruz MSc.

DIRECTOR DE TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis padres Wilson y Sandra, por su sacrificio y esfuerzo durante toda mi vida estudiantil, siempre han estado ahí brindándome su apoyo y amor sin importar las circunstancias. Muchos de mis logros se los debo a ustedes, me formaron con reglas y algunas libertades, pero al final de todo me motivaron para alcanzar cada una de mis metas.

También se lo dedico mis hermanos Fernando y Katherin, por su apoyo, cariño y que en el día a día con su presencia me motivan a salir adelante, este logro igualmente es gracias a ustedes.

AGRADECIMIENTO

A mis familiares, quienes siempre me brindaron su ayuda y apoyo cuando lo necesitaba, ayudándome de igual manera a alcanzar este logro.

A la Universidad Técnica del Norte, por abrirme las puertas y ser parte de ella, a la carrera de Electricidad y a cada uno de los docentes que me otorgaron conocimientos, valores y virtudes necesarios para mi vida profesional y personal.

A la Empresa Regional Norte S.A. y a quienes conforman el Departamento de Estudios Eléctricos, especialmente al Ing. Omar Chacón que, con sus conocimientos, su incondicional ayuda y tiempo me permitió finalizar este trabajo de grado.

A mi tutor, Ing. Hernán Pérez por su apoyo, consejos y guía para el desarrollo y culminación de mi trabajo de grado sin inconvenientes.

A mis amigos, Javier, Esteban, Evelyn, Alejandra y Jonatan con quienes compartí buenos y malos momentos y a pesar de todo me brindaron su apoyo e hicieron de esta etapa universitaria una bonita experiencia.

Finalmente, a las personas que conocí en la carrera de electricidad y formaron parte de este largo camino, muchas gracias.

INDICE DE CONTENIDOS

RESUMEN	1
ABSTRACT.....	2
CAPÍTULO I	3
1.1 Planteamiento del problema.....	3
1.1.1 Pregunta de investigación	3
1.2 Objetivos.....	4
1.2.1 Objetivo General.....	4
1.2.2 Objetivos Específicos.....	4
1.3 Alcance	4
1.4 Justificación	5
CAPÍTULO II.....	7
2.1 Antecedentes	7
2.2 Base teórica.....	8
2.2.1 Sistemas eléctricos de potencia.....	8
2.2.2 Sistemas de subtransmisión	9
2.2.3 Topología de las redes eléctricas	12
2.2.4 Fallas en los sistemas eléctricos de potencia.....	15
2.2.5 Sistemas de protección.....	18
2.2.6 Protección de sobrecorriente	23
2.2.7 Relé de sobrecorriente direccional	23
CAPITULO III.....	26
3.1 Descripción del lugar de estudio	26
3.1.1 Punto de interconexión en la subestación Pimampiro.....	26
3.1.2 Ubicación	27
3.1.3 Características Técnicas.....	27
3.2 Metodología	31
3.2.1 Procedimiento	32

3.3 Materiales.....	33
3.3.1 DIgSILENT PowerFactory	33
3.3.2 Criterios para coordinación de protecciones	34
3.3.3 Estudio de cortocircuitos.....	36
3.4 Cálculo de parámetros para ajuste de relés de fase y neutro en el lazo de estudio	37
3.5 Ingreso de los valores para ajuste de los relés de sobrecorriente direccional en DIgSILENT PowerFactory.....	41
CAPÍTULO IV.....	48
4.1 Coordinación de relés direccionales de fase: Dirección Tulcán – Pimampiro.....	48
4.2 Coordinación de relés direccionales de fase: Dirección Pimampiro - Tulcán	52
4.3 Coordinación de relés direccionales de neutro: Dirección Tulcán – Pimampiro.....	56
4.4 Coordinación de relés direccionales de neutro: Dirección Pimampiro - Tulcán.....	60
4.5 Coordinación de protecciones para transformadores de las subestaciones	64
CONCLUSIONES	72
RECOMENDACIONES.....	73
BIBLIOGRAFÍA	74

INDICE DE FIGURAS

Figura 1: Niveles de voltaje	8
Figura 2: Falla monofásica en conexión estrella - estrella	10
Figura 3: Falla bifásica en conexión estrella - estrella	10
Figura 4: Falla monofásica en conexión delta - estrella	11
Figura 5: Falla bifásica en conexión delta - estrella.....	12
Figura 6: Sistema radial	13
Figura 7: Sistema en lazo.....	14
Figura 8: Sistema en anillo	15
Figura 9: Falla monofásica	16
Figura 10: Falla bifásica.....	17
Figura 11: Falla bifásica a tierra	17
Figura 12: Falla trifásica.....	18
Figura 13: Componentes del sistema de protección.....	20
Figura 14: Localización geográfica de las subestaciones de CELEC E.P. Transelectric y EmelNorte S.A.	27
Figura 15: Diagrama unifilar del lazo en estudio representado en DigSILENT PowerFactory	30
Figura 16: Diagrama de las actividades realizadas para el desarrollo del presente estudio.....	32
Figura 17: Creación de equipos de protección en línea de subtransmisión.....	42
Figura 18: Ventana para selección y configuración del relé.....	43
Figura 19: Selección del relé direccional de fase de la librería de EmelNorte	44
Figura 20: Ingreso de ajustes de la función instantánea del relé direccional de fase	44
Figura 21: Ingreso de ajustes de la función temporizada del relé direccional de fase	45
Figura 22: Creación de la gráfica de curva de protección del relé direccional de fase	46
Figura 23: Gráfica de la curva de protección del relé direccional de fase	46
Figura 24: Falla trifásica al 20% de la línea El Ángel - San Gabriel	49
Figura 25: Coordinación entre curvas de los relés de fase: San Gabriel y Tulcán Transelectric	50
Figura 26: Falla trifásica al 20% de la línea Pimampiro Transelectric - El Ángel	51
Figura 27: Coordinación entre curvas de los relés de fase: El Ángel, San Gabriel y Tulcán Transelectric	52
Figura 28: Falla trifásica al 80% de la línea El Ángel - San Gabriel	53
Figura 29: Coordinación entre curvas de los relés de fase: El Ángel y Pimampiro Transelectric	54
Figura 30: Falla trifásica al 20% de la línea Tulcán Transelectric - San Gabriel.....	55
Figura 31: Coordinación entre curvas de los relés de fase: San Gabriel, El Ángel y Pimampiro Transelectric	56
Figura 32: Falla monofásica a tierra al 20% de la línea El Ángel - San Gabriel.....	57

Figura 33: Coordinación entre curvas de los relés de neutro: San Gabriel y Tulcán Transelectric....	58
Figura 34: Falla monofásica a tierra al 20% de la línea Pimampiro Transelectric - El Ángel.....	59
Figura 35: Coordinación entre curvas de los relés de neutro: El Ángel, San Gabriel y Tulcán Transelectric	60
Figura 36: Falla monofásica a tierra al 80% de la línea El Ángel - San Gabriel.....	61
Figura 37: Coordinación entre curvas de los relés de neutro: El Ángel y Pimampiro Transelectric ..	62
Figura 38: Falla monofásica a tierra al 20% de la línea Tulcán Transelectric - San Gabriel	63
Figura 39: Coordinación entre curvas de los relés de neutro San Gabriel, El Ángel y Pimampiro Transelectric	64
Figura 40: Falla trifásica en la barra de 13,8 kV de la subestación El Ángel.....	65
Figura 41: Coordinación entre curvas de los relés temporizados de fase y neutro con relé direccional de fase: Pimampiro Transelectric.....	66
Figura 42: Coordinación entre curvas de los relés temporizados de fase y neutro con relé direccional de fase: San Gabriel	67
Figura 43: Falla trifásica en la barra de 13,8 kV de la subestación San Gabriel	68
Figura 44: Coordinación entre curvas de los relés temporizados de fase y neutro con relé direccional de fase: Tulcán Transelectric.....	68
Figura 45: Coordinación entre curvas de los relés temporizados de fase y neutro con relé direccional de fase: El Ángel	69

INDICE DE TABLAS

Tabla 1: Características transformadores de las subestaciones de EmelNorte S.A.	28
Tabla 2: Características de los transformadores de las subestaciones de Transelectric.....	28
Tabla 3: Características líneas de subtransmisión.....	29
Tabla 4. Estudio de corrientes de cortocircuito en el lazo de estudio	36
Tabla 5. Valores para ajuste del relé Tulcán Transelectric - San Gabriel.....	38
Tabla 6. Valores para ajuste del relé San Gabriel – El Ángel.....	39
Tabla 7. Valores para ajuste del relé El Ángel - Pimampiro Transelectric	40
Tabla 8. Valores para ajuste de relés de protección en el lazo de estudio.....	40
Tabla 9. Ajustes definitivos de los relés de sobrecorriente direccional para la coordinación de protecciones	70

RESUMEN

Uno de los elementos clave de todo un SEP es el sistema de subtransmisión, dado que permite a las empresas eléctricas suministrar energía eléctrica a sus subestaciones de distribución repartidas por la zona de concesión, por lo que es necesario disponer de un sistema de protección para garantizar la confiabilidad y la prestación ininterrumpida del servicio eléctrico. Con la nueva configuración en lazo que se desea implementar a futuro entre las subestaciones Tulcán Transelectric, San Gabriel, El Ángel y Pimampiro, es de suma importancia realizar el estudio de coordinación de protecciones para este nuevo lazo usando relés de sobrecorriente direccional con el fin de proteger los equipos ante fallas y aumentar la confiabilidad de este sistema de subtransmisión perteneciente a EmelNorte. Se analizaron las características de las subestaciones y líneas de subtransmisión que forman parte del lazo en estudio, seguidamente se emplearon los criterios de coordinación de protecciones, entre los cuales sobresalen: fórmulas para ajuste de relés, estudio de cortocircuitos, margen de coordinación, protección primaria y de respaldo. A continuación, se crearon los equipos de medición y protección en el software DIgSILENT PowerFactory para luego ingresar los resultados de los cálculos para el ajuste de los relés de sobrecorriente direccional. Finalmente, se realizaron simulaciones de fallas trifásicas y monofásicas en distintos puntos del sistema de subtransmisión en lazo, esto con el afán de conocer el tiempo de actuación, tanto de las protecciones primarias como de respaldo. Una vez realizadas las simulaciones, se ajustó el dial para mejorar el tiempo de actuación de los relés y se obtuvo un adecuado tiempo de actuación de los relés cumpliendo con el margen de coordinación entre curvas de protección y validando la coordinación de protecciones realizada utilizando relés de sobrecorriente direccional.

Palabras clave: coordinación de protecciones, subtransmisión, relé de sobrecorriente direccional, DIgSILENT PowerFactory

ABSTRACT

One of the most important elements of a whole SEP is the sub transmission system, since it allows electric companies to supply electric power to their distribution substations spread throughout the concession area, so it is necessary to have a protection system to ensure reliability and uninterrupted provision of electric service. With the new loop configuration to be implemented in the future between Tulcán Transelectric, San Gabriel, El Ángel and Pimampiro substations, it is of utmost importance to carry out a protection coordination study for this new loop using directional overcurrent relays to protect the equipment against failures and increase the reliability of this sub transmission system belonging to EmelNorte. The characteristics of the substations and sub transmission lines that are part of the loop under study were analyzed, then the protection coordination criteria were used, among which stand out: formulas for relay adjustment, short-circuit study, coordination margin, primary and backup protection. Next, the measurement and protection equipment were created in the DIgSILENT PowerFactory software and then the results of the calculations for the adjustment of the directional overcurrent relays were entered. Finally, simulations of three-phase and single-phase faults were performed at different points of the sub transmission loop system, to know the tripping time of both primary and backup protections. Once the simulations were carried out, the dial was adjusted to improve the trip time of the relays and an adequate trip time of the relays was obtained, complying with the coordination margin between protection curves and validating the coordination of protections carried out using directional overcurrent relays.

Keywords: coordination of protections, sub-transmission, directional overcurrent relay, DIgSILENT PowerFactory

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

Tema: Estudio de Coordinación de protecciones en líneas de subtransmisión de EMELNORTE con relés de sobrecorriente direccional para cierre de lazo Tulcán Transelectric, San Gabriel, El Ángel y Pimampiro.

1.1 Planteamiento del problema

Los componentes de los sistemas eléctricos de potencia, como generación, transmisión y distribución, son parte esencial de las empresas eléctricas del país, pero estos tienden a fallar, sobre todo las líneas de transmisión y subtransmisión a causa de averías internas en las líneas, equipos defectuosos, maniobras, operación, mantenimiento y condiciones atmosféricas. Por esta razón, existen dispositivos capaces de proteger estos componentes según la topología del sistema, para brindar en lo posible el servicio eléctrico sin interrupción.

En la actualidad, la topología en las redes de las subestaciones Tulcán Transelectric, San Gabriel, El Ángel es radial, al ser un sistema simple y económico no posee un alto nivel de confiabilidad ante la aparición de fallas, ya que, en caso de ocurrir una de estas, el sistema tiende a aislarla, provocando que los abonados queden sin suministro de energía.

Ante esta situación, la empresa eléctrica EmelNorte pretende reducir la frecuencia de las interrupciones y aumentar la confiabilidad del sistema, ya que, además de las pérdidas que sufre el usuario, la empresa también asume el costo de la energía eléctrica no suministrada, es decir, la que no se ha vendido durante un periodo de tiempo predeterminado. [1].

1.1.1 Pregunta de investigación

¿Cómo realizar el estudio de coordinación de protecciones en líneas de subtransmisión de EMELNORTE con relés de sobrecorriente direccional para cierre del lazo de las subestaciones Tulcán Transelectric, San Gabriel, El Ángel y Pimampiro?

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General

- Realizar el estudio de coordinación de protecciones en las líneas de subtransmisión de EMELNORTE con relés de sobrecorriente direccional para la protección de líneas y equipos del lazo Tulcán Transelectric, San Gabriel, El Ángel y Pimampiro mediante el uso de software especializado.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Describir la estructura de los sistemas de subtransmisión y protección con relés de sobrecorriente direccional.
- Realizar un diagnóstico del funcionamiento de las líneas de subtransmisión para el lazo entre las subestaciones Tulcán Transelectric, San Gabriel, El Ángel y Pimampiro.
- Validar el estudio de la coordinación de protecciones en líneas de subtransmisión con relés de sobrecorriente direccional.

1.3 Alcance

En lo que respecta al estudio de coordinación de protecciones, se analizará a detalle la información y características del sistema de subtransmisión de EmelNorte, con el fin de determinar los parámetros para la implementación del sistema de protecciones en el lazo de estudio. Dicha información será proporcionada por el Departamento de Estudios Eléctricos de EmelNorte.

El estudio de coordinación de protecciones en líneas de subtransmisión se realizará en la configuración en lazo que a futuro se desea implementar entre las subestaciones Tulcán Transelectric, San Gabriel, El Ángel y Pimampiro, las cuales como se había descrito, poseen topología radial. En este sistema, se implementarán relés de sobrecorriente direccional, estos dispositivos de protección permiten la rápida identificación y aislamiento de la falla, ya que

detectan la dirección del flujo de corriente y su activación se da cuando la corriente fluye en una dirección determinada.

Mediante la investigación, se determinarán los criterios para realizar el ajuste y la adecuada coordinación de los relés de sobrecorriente direccional, que serán los encargados de proteger los equipos del sistema de subtransmisión en lazo ante fallas de cortocircuito monofásicas, bifásicas a tierra y trifásicas.

Para validar la coordinación de protecciones, se realizará la simulación del lazo de estudio mediante el software especializado DlgSilent Power Factory, en el cual se podrá analizar, visualizar y ajustar los parámetros para que las protecciones con relés de sobrecorriente direccional actúen coordinadamente ante una falla en el lazo que a futuro se implementará entre las subestaciones Tulcán Transelectric, San Gabriel, El Ángel y Pimampiro, demostrando así una alta confiabilidad del sistema y garantía del suministro continuo de energía eléctrica a los consumidores.

1.4 Justificación

Las empresas eléctricas en su afán de suministrar energía de calidad a sus clientes y evitar inesperadas desconexiones del sistema debido a fallas, buscan constantemente soluciones para tratar estos inconvenientes. En el caso de la empresa EmelNorte, a futuro se planea crear una nueva configuración en lazo entre las subestaciones Tulcán Transelectric, San Gabriel, El Ángel y Pimampiro, esto con el fin de aumentar la confiabilidad de su sistema eléctrico, ya que actualmente, las líneas de subtransmisión de dichas subestaciones poseen una conexión de tipo radial.

Ante el futuro cambio de topología del sistema eléctrico de subtransmisión, es de suma importancia realizar estudios de coordinación de protecciones para este nuevo lazo usando relés de sobrecorriente direccional, los cuales deben ser implementados y configurados de tal manera

que, en caso de ocurrir alguna falla, los relés la aíslen en el menor tiempo posible y eviten una gran cantidad de usuarios desconectados de la red eléctrica.

Con el nuevo lazo entre las subestaciones Tulcán Transelectric, San Gabriel, El Ángel y Pimampiro, y la correcta coordinación de protecciones, se estima una cantidad casi nula de interrupciones del sistema eléctrico de subtransmisión ante fallas, permitiendo así que los abonados cumplan con total normalidad sus actividades diarias y disfruten de un servicio de calidad.

El presente trabajo de investigación requiere determinar los criterios para la coordinación y ajuste de los relés de protección en las líneas de subtransmisión, por lo que se contará con el apoyo del Departamento de Estudio Eléctricos de EmelNorte, aquí se obtendrá total acceso a información para continuar con el proceso de investigación y se facilitará las licencias de software especializados en el estudio de coordinación de protecciones.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes

Dado que la mayoría de las actividades humanas implican actualmente el suministro de energía eléctrica, el crecimiento de todo el mundo se ve influido significativamente por la prestación de servicios eléctricos. Para que la energía llegue a los hogares o industrias es necesario un sistema eléctrico confiable que suministre energía eléctrica de alta calidad sin interrupciones imprevistas. Por ello, el sistema debe ser fiable, rápido, selectivo y seguro [2].

Una de las partes operativas fundamentales de un sistema eléctrico de potencia es la subtransmisión, esta forma parte de las líneas de alto voltaje y subestaciones. El sistema de subtransmisión en el Ecuador se encuentra compuesto de forma radial y en anillo debido a que las condiciones de su utilización dependen del tipo y tamaño de la carga, su importancia, necesidad de aumentar la continuidad y confiabilidad de servicio, además de los recursos que se disponen para su mejoramiento [3].

Las protecciones son necesarias para que los equipos del sistema eléctrico garanticen su fiabilidad y continuidad. Por ello, los sistemas de protección deben funcionar correctamente, ya que pueden producirse averías que interfieran en el flujo regular de energía y provoquen, por ejemplo, que la red se vuelva inestable o que los equipos de las subestaciones se sobrecarguen y pierdan vida útil. [4].

Con respecto a estudios enfocados a la coordinación de protecciones, las empresas propietarias de las instalaciones eléctricas de generación, transmisión y distribución cuentan con procedimientos propios para el ajuste de las protecciones eléctricas, procedimientos que, a más de criterios utilizados para coordinación, generalmente contemplan la ejecución de estudios de cortocircuito (fallas) realizados en programas computacionales con licencia y que proporcionan la información base para el ajuste [5].

Ante tal contexto, la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A ha implementado varios proyectos para reducir los índices de interrupción entre los más importantes se tiene: coordinación de protecciones a nivel de subtransmisión y distribución, ubicación óptima de reconectores y su comunicación con el Centro de Control Local [6].

2.2 Base teórica

2.2.1 Sistemas eléctricos de potencia

También conocidos por sus siglas S.E.P, se encargan de transportar la energía eléctrica, este proceso se da a través de una serie de etapas, tales como generación, transmisión, subtransmisión y distribución hasta llegar al consumidor final. El sistema parte desde la generación que mayormente se da en centrales hidroeléctricas hasta el consumidor final, el cual puede ser un usuario residencial, comercial, industrial o para alumbrado público.

Dentro del sistema eléctrico de potencia se utilizan diferentes niveles de voltaje, siendo la etapa de transmisión la de alto nivel de voltaje y la etapa de distribución la de medio y bajo voltaje. De acuerdo con [7], los niveles de voltaje en el Ecuador se establecen en la Figura 1.

Bajo voltaje	Menor igual a 0,6 kV;
Medio voltaje	Mayor a 0,6 y menor igual a 40 kV;
Alto voltaje grupo 1	Mayor a 40 y menor igual a 138 kV;
Alto voltaje grupo 2	Mayor a 138 kV.

Figura 1: Niveles de voltaje

Fuente: (REGULACIÓN ARCONEL, 2020)

Como se había mencionado, los sistemas eléctricos de potencia poseen varias etapas, siendo la etapa de subtransmisión una ellas y en la cual se centrará el desarrollo del estudio de coordinación de protecciones.

2.2.2 Sistemas de subtransmisión

Este sistema parte de las bahías que salen de las subestaciones encargadas de reducir el voltaje proveniente de las líneas de transmisión, estas subestaciones alimentan a las subestaciones de distribución, además mediante este sistema se realiza la interconexión entre subestaciones dentro del área de concesión de las empresas eléctricas del país.

2.2.2.1 Elementos del sistema de subtransmisión

El sistema de subtransmisión posee varios componentes eléctricos, equipos e instalaciones que permiten suministrar energía eléctrica a las empresas distribuidoras. A continuación, se detalla información de los principales componentes en los sistemas de subtransmisión.

- **Subestaciones de distribución**

Son estructuras constituidas por varios equipos eléctricos, tales como barras, transformadores de potencia, interruptores, fusibles, etc., se encuentran ubicadas estratégicamente y están destinadas a modificar los niveles de voltaje con el fin de facilitar el transporte y distribución de la energía eléctrica hacia el usuario final.

- **Transformador de potencia**

Es una máquina de gran importancia en las subestaciones y cuyo funcionamiento se basa en la inducción electromagnética, permiten aumentar o disminuir el nivel de voltaje según las necesidades del sistema, esta variación de voltaje se da gracias a los devanados (primario y secundario) y al núcleo de hierro, estos componentes constituyen la parte básica de los transformadores. El transformador al ser uno de los componentes primordiales en los SEP, requiere de un determinado sistema de protección, ya que, en caso de avería representaría un alto costo para las empresas eléctricas distribuidoras.

- **Conexiones de los devanados de los transformadores trifásicos**

Los devanados de los transformadores pueden ser conectados en “delta o en “estrella”, por lo que es necesario conocer su tipo de conexión para realizar la coordinación de protecciones. Además, según la configuración de los devanados del transformador se determina si existe relación entre las protecciones ubicadas aguas arriba y bajo del transformador.

- **Conexión Estrella – Estrella:** Si ocurre una falla en este tipo de conexión, específicamente en el lado secundario del transformador, la corriente de falla circulará desde dicho punto hacia el lado primario debido a la misma configuración de los devanados en ambos lados en el transformador [3].

Además, cabe destacar el hecho que las protecciones tanto para el lado de alta como el lado de baja del transformador deben ser ajustadas para que actúen coordinadamente.

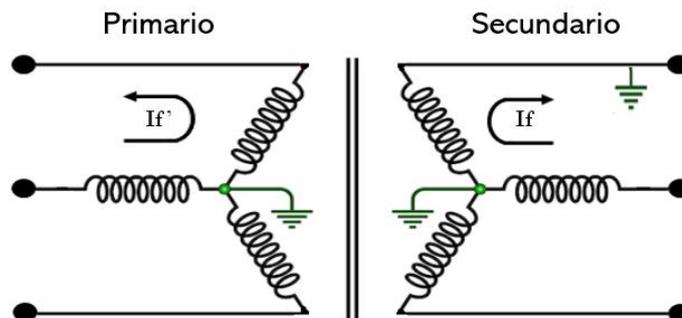


Figura 2: Falla monofásica en conexión estrella - estrella

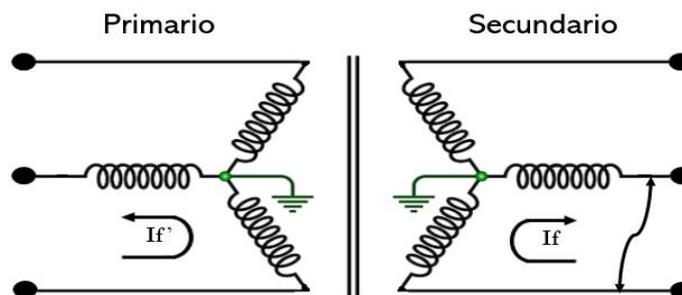


Figura 3: Falla bifásica en conexión estrella - estrella

- **Conexión Delta – Estrella:** Una falla en el lado secundario del transformador da origen a corrientes de secuencia cero, sin embargo, estas corrientes desaparecen en el lado de alta ya que la conexión en delta al no poseer retorno encierra las corrientes de secuencia cero e impide su circulación por el sistema eléctrico [3].

El tipo de falla determina la existencia de coordinación de protecciones entre el lado de alta y lado de baja del transformador, en caso de una falla monofásica en el lado secundario, las protecciones en el lado primario detectarán una falla bifásica debido a la inexistencia de retorno en esta conexión tal y como se observa en la Figura 4, por lo que las protecciones actuarán únicamente en el lado de alta del transformador y no en el de baja.

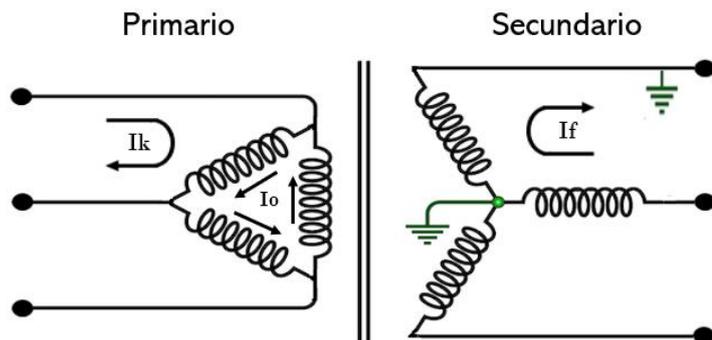


Figura 4: Falla monofásica en conexión delta - estrella

Para el caso de otro tipo de falla, como por ejemplo una falla bifásica en el lado secundario del transformador, provocaría que la magnitud de la corriente en una de estas fases sea el doble de la corriente en las dos fases restantes del lado primario del transformador. Por esta razón, las protecciones tanto en el lado de alta como en el lado de baja del transformador deben actuar coordinadamente, evitando así averías en los equipos [3].

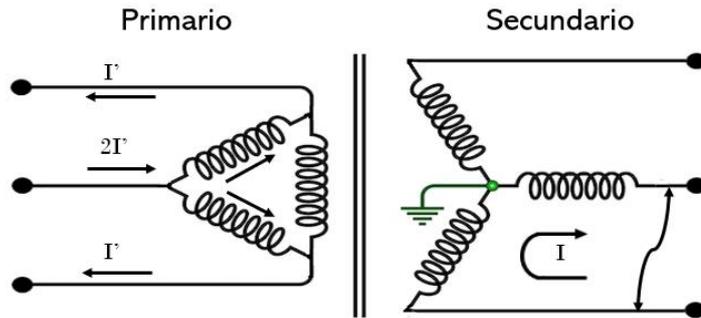


Figura 5: Falla bifásica en conexión delta - estrella

- **Líneas de subtransmisión**

Son uno de los elementos primordiales de los sistemas eléctricos de potencia ya que estas líneas son el medio por el que la energía eléctrica circula de una subestación a otra. Estas líneas pertenecen a las empresas eléctricas de distribución, poseen niveles de voltaje de 69 kV o de 34.5 kV, a diferencia de las líneas de transmisión que llegan a alcanzar altos niveles de voltaje de 138 kV, 230 kV o 500 kV. Para las líneas de subtransmisión, se usan generalmente conductores metálicos desnudos de alma de acero (ACSR) o de alguna aleación que los ayude a soportar el esfuerzo mecánico [8].

2.2.3 Topología de las redes eléctricas

El grado de confiabilidad necesario para suministrar electricidad a cada cliente de la empresa eléctrica es un factor determinante de la topología de una red de subtransmisión eléctrica. Las redes más simples son más rentables y sencillas de gestionar, pero producen menos confiabilidad; cuanta más continuidad de suministro eléctrico se necesite, más compleja debe ser la red. [9].

- **Sistema radial**

Es un sistema que alimenta la red desde un único punto. Tiene ventajas como una instalación y unos gastos de funcionamiento relativamente bajos, pero su baja confiabilidad significa que, si una de sus partes falla, la red en su conjunto queda inoperativa. [10].

Una falla en el punto “P” de la Figura 6, ocasionaría la apertura de los interruptores de la línea fallada, dejando sin suministro de energía eléctrica a las subestaciones que se encuentran aguas abajo.

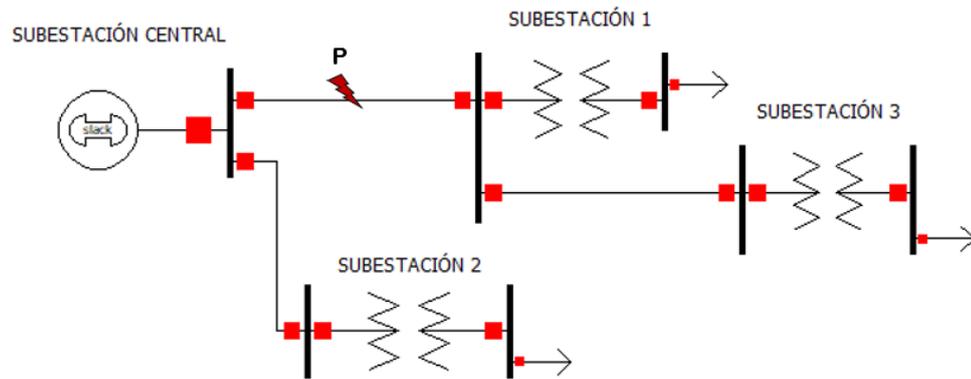


Figura 6: Sistema radial

- **Sistema en lazo**

Como este sistema imita dos sistemas radiales, se construyen dos vías para alimentar las cargas, lo que garantiza que éstas se alimenten incluso en caso de fallo en cualquiera de las ramas de la red. Como el sistema radial es menos fiable que éste, aumentan la complejidad de la coordinación de las protecciones y el coste de la inversión. Es importante destacar que mediante la implementación de esta topología es posible aumentar la confiabilidad que ofrecen los sistemas radiales.

En el caso de ocurrir una falla en la línea que conecta la Subestación 1 y Subestación 3 de la Figura 7, la Subestación 3 sigue siendo alimentada a través de otra fuente del sistema. Las protecciones para este sistema en lazo deben encargarse de detectar tanto la magnitud como dirección de la falla con respecto al punto de alimentación.

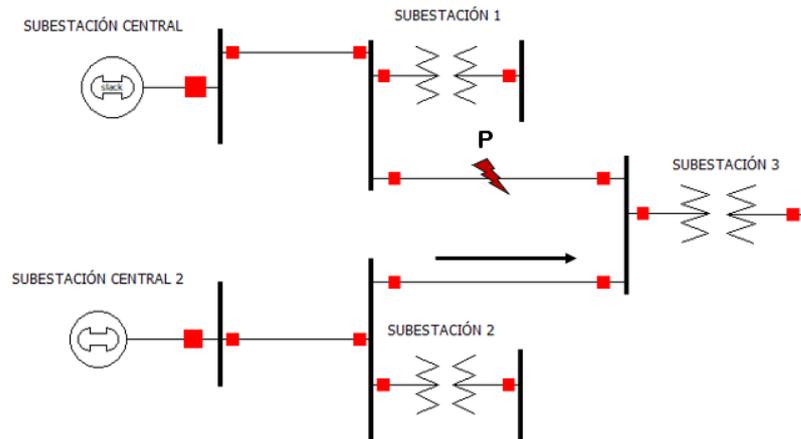


Figura 7: Sistema en lazo

- **Sistema en anillo**

Para este sistema, los puntos de carga se encuentran alimentados por dos o tres fuentes en paralelo formando un anillo. Generalmente esta topología es utilizada para el abastecimiento en cargas superiores o grandes, como lo es en los sectores industriales, el sector de la construcción o centros comerciales [11].

El nivel de confiabilidad es sumamente alto comparado a las topologías anteriormente vistas, ante la aparición de una falla en la red, esta sigue abasteciendo de energía eléctrica a los distintos puntos de carga del sistema con total normalidad mediante las fuentes que no fueron afectadas por la falla. Las principales desventajas del sistema son su alto costo de implementación y complejidad al coordinar adecuadamente las protecciones.

Si debido a una falla, un circuito queda fuera de servicio, se abren los interruptores adyacentes para aislarla y seguidamente se da paso al cierre de los interruptores de enlace para restablecer el servicio eléctrico inmediatamente. Al realizar esta maniobra, la red en anillo presenta una nueva configuración radial. A través de la Figura 8 se muestra un ejemplo del diagrama unifilar del sistema en anillo.

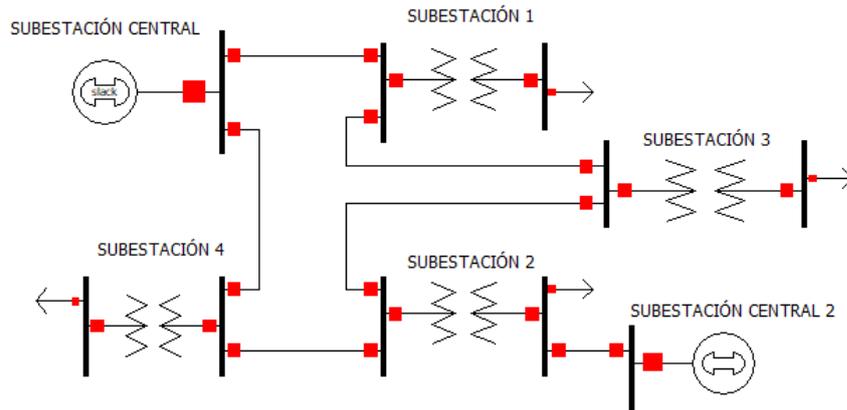


Figura 8: Sistema en anillo

2.2.4 Fallas en los sistemas eléctricos de potencia

En cualquier configuración o topología no se puede asegurar que todo el tiempo la operación sea segura, ya que, debido a distintos fenómenos o perturbaciones existe la posibilidad de fallas en los sistemas eléctricos, es aquí donde se resalta la importancia de un sistema de protección confiable [12].

Las fallas además de ser la causa de las interrupciones del suministro de energía eléctrica también son las responsables de generar pérdidas a las empresas eléctricas distribuidoras debido al costo relacionado a la energía eléctrica no suministrada en un determinado periodo de tiempo.

2.2.4.1 Fallas permanentes

Como se había mencionado, los sistemas eléctricos de potencia se encuentran expuestos a distintas condiciones que terminan provocando fallas, estas pueden incluir una o las tres fases, por lo que la corriente de cortocircuito y la caída de voltaje es diferente para cada caso. Las fallas permanentes que suelen darse en los sistemas eléctricos de potencia son: monofásica a tierra, bifásica, bifásica a tierra y trifásica.

A pesar de que la duración de una falla es mínima, las consecuencias de este pueden ser fatales para el SEP obligando de esta forma a realizar un estudio adecuado de las

protecciones del sistema de subtransmisión y así minimizar los efectos provocados por una falla [13].

- **Falla monofásica a tierra:** Es la más frecuente y como su nombre lo indica este tipo de falla involucra una fase a tierra, al suceder esto la corriente adquiere valores muy altos de intensidad provocando que las demás fases queden desbalanceadas [3]. El diagrama para este tipo de falla se muestra a través de la Figura 9.

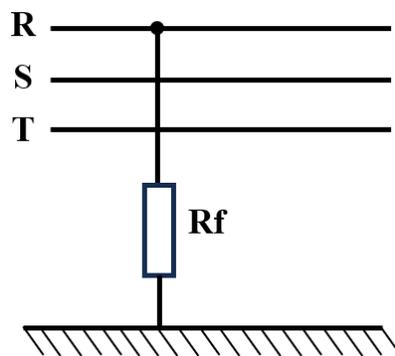


Figura 9: Falla monofásica

- **Falla bifásica:** Para este tipo de falla, la conexión entre dos fases del sistema provoca que la corriente en estas fases afectadas aumente a niveles por encima de su valor nominal y con la característica peculiar de que estas fases poseen el mismo valor en magnitud. El voltaje para esta falla es dependiente de la impedancia de falla y por consiguiente la fase restante tendrá un desbalance [3]. A través de la Figura 10 se muestra la representación de esta falla, donde dos fases se unen en un punto determinado.

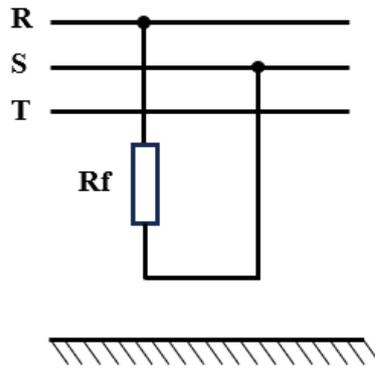


Figura 10: Falla bifásica

- **Falla bifásica tierra:** Al igual que la falla bifásica, se da el contacto entre dos fases, pero con la diferencia del contacto a tierra, por lo tanto, el voltaje en ambas fases será cero y la corriente aumentará considerablemente [3]. En la Figura 11 se observa el diagrama para esta falla.

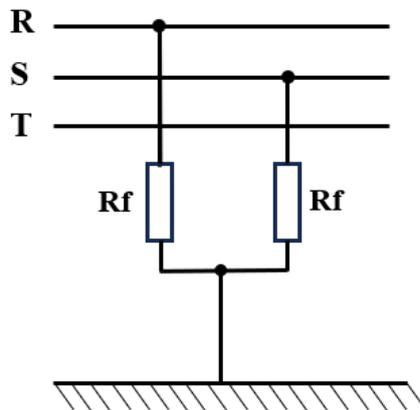


Figura 11: Falla bifásica a tierra

- **Falla trifásica:** A través de la Figura 12 se observa que esta falla involucra la conexión en un único punto entre las tres fases del sistema, debido a la conexión a tierra, la magnitud de las corrientes de falla será la misma y balanceadas. Es considerada una de las más violentas, sin embargo, la ocurrencia de esta falla es muy baja.

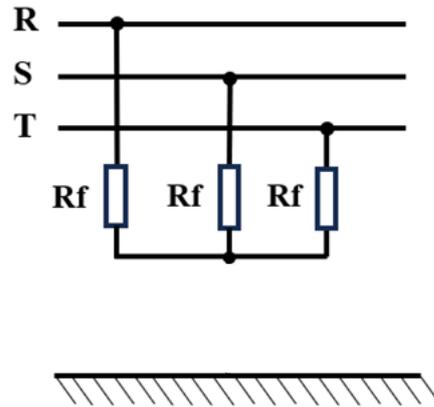


Figura 12: Falla trifásica

2.2.5 Sistemas de protección

El sistema eléctrico de potencia representa un alto costo de inversión y de construcción debido a la gran cantidad de equipos y etapas que lo conforman. Por esta razón es necesario un sistema de protección, el cual se encargue de detectar y aislar un cortocircuito de un equipo fallado y proteger los equipos eléctricos ante condiciones anormales o variables eléctricas por fuera de los rangos normales de operación que puedan afectar la integridad del equipo y del sistema al cual está conectado [14].

Debido a que: las corrientes de cortocircuito de las líneas de transmisión son extremadamente altas; los fallos deben eliminarse lo antes posible para evitar la inestabilidad del sistema y lesiones al personal o daño a los equipos; y el acceso a estas líneas a veces no está disponible. [15].

2.2.5.1 Propiedades de los sistemas de protección

El sistema de protección tiene la obligación de cumplir con ciertos requerimientos para ser considerado apto para proteger los equipos del SEP, según [16] para que la coordinación de las protecciones funcione correctamente en caso de avería, debe estar configurada para actuar con rapidez y eficacia, permitir el mayor aislamiento posible de la zona perturbada y causar el menor número posible de perturbaciones potenciales a lo largo del sistema.

Entonces, todo sistema de protección debe cumplir con las siguientes propiedades fundamentales: sensibilidad, confiabilidad, velocidad y selectividad.

- **Sensibilidad:** Se refiere a la capacidad del sistema de protección para detectar la aparición de una condición anormal en el sistema que provoque una avería de los equipos. Por lo tanto, la protección debe poseer un alto nivel de sensibilidad, permitiendo así la detección de la falla y acción correspondiente con el fin de proteger al sistema.
- **Confiabilidad:** Es la capacidad el sistema de protección de realizar su función correctamente cuando se le requiera y evitar su operación innecesaria o incorrecta durante las fallas [17].
- **Velocidad:** Esta propiedad está relacionada con el tiempo en que la protección aísla la región o zona del sistema que se encuentra bajo falla, idealmente este tiempo debería ser tan rápido como sea posible, de tal modo de reducir los efectos en el sistema [18].
- **Selectividad:** Se refiere a la capacidad de un sistema de protección para identificar un problema dentro de su zona de protección designada y, a continuación, disparar los disyuntores necesarios para eliminar el fallo, salvaguardando así el sistema, se conoce como selectividad. [19].

En consecuencia, se activará la protección más cercana a la falla, sin afectar la continuidad del servicio en áreas bajo régimen normal y desconectando la menor carga posible.

2.2.5.2 Componentes del sistema de protección

En ocasiones se cree que los sistemas de protección están conformados únicamente por los relés de protección, este es un concepto erróneo ya que se necesitan también de otros equipos para poder detectar, analizar y despejar la falla [19].

Mediante la Figura 13, se observa los equipos que también forman parte de un sistema de protección, además del relé de protección son: transformadores de medida, batería e interruptores de potencia.

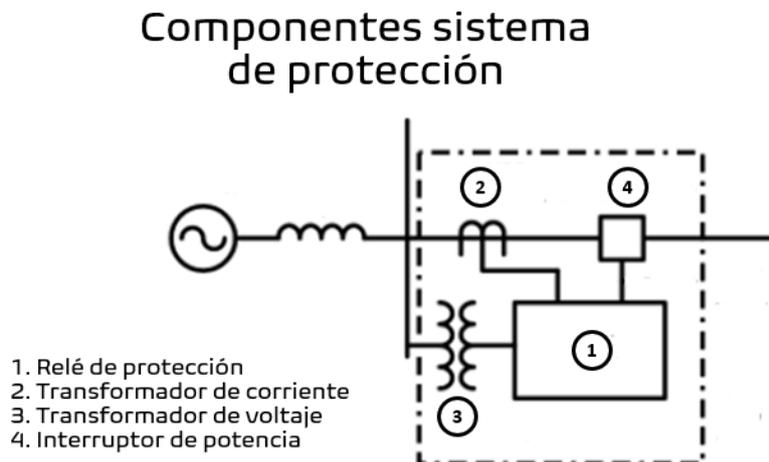


Figura 13: Componentes del sistema de protección

a. Transformadores de medida: Son de gran importancia ya que se encargan de medir magnitudes, ya sean de corriente o voltaje. Estas señales presentes en los sistemas de alto y medio voltaje son transformadas en señales de baja magnitud aptas para el funcionamiento de estos equipos [12]. Dentro de estos equipos se encuentran los transformadores de corriente (TCs) y transformadores de voltaje (TPs).

- **Transformador de corriente:** Su función es reducir niveles de corriente que fluyen por las líneas de subtransmisión del sistema de potencia a valores suficientemente bajos y seguros para medición, protección y control [12].

Para este tipo de instrumento de medida, el devanado del primario se conecta en serie al sistema de alto voltaje y; en el devanado del secundario se conecta en serie las bobinas del relé de protección.

- **Transformador de voltaje:** Estos equipos, que se conectan a la red en paralelo y a través del devanado primario, están fabricados para tolerar sobretensiones del sistema durante largos periodos de tiempo. [18].

Como su nombre lo dice, transforma los altos niveles de voltaje del sistema de potencia en bajos niveles de voltaje adecuados para evitar daños en los equipos de protección.

- b. Relé de protección:** Es un dispositivo eléctrico capaz de responder a condiciones de entrada establecidas, y, después de cumplir con dichas condiciones, provocar el funcionamiento por contacto o un cambio similar abrupto en los circuitos de control eléctricos asociados [20].

Dado que se encarga de recibir información, procesarla y responder en milisegundos, se le denomina el "cerebro" del sistema de protección por su inmensa importancia.

- c. Interruptor de potencia:** La función principal de este elemento es abrir o cerrar el circuito. Se distingue por el hecho de que está controlado por el relé de protección, lo que significa que sólo el relé determinará si la corriente fluye a través de él o no.
- d. Baterías:** Este elemento, que actúa como fuente de corriente continua para mantener activado el relé de protección, no puede conectarse directamente a la red eléctrica porque, en caso de interrupción, la capacidad de funcionamiento del relé se vería comprometida.

2.2.5.3 Zonas de actuación de las protecciones eléctricas

El sistema de protecciones está separado en zonas conocidas como Protección Primaria y Protección de Respaldo para asegurar la protección del SEP, aislar rápidamente el área impactada por un problema y mantener la continuidad del servicio eléctrico.

Estas contienen un equipo primario de protección con sus respectivos interruptores asociados, de esta manera cuando se presente una falla, dicho equipo de protección actuará

desconectando solo los interruptores asociados a este, inhabilitando solo su área delimitada, permitiendo así la continuidad del servicio en el resto del sistema [19].

- **Protección primaria:** Definir zonas de protección alrededor de los equipos para que sólo el equipo o elemento conectado a la avería se desconecte instantáneamente del sistema. Esto se considera como la primera línea de defensa en caso de averías o interrupciones en el SEP.

Cabe destacar que estas zonas pueden incluir áreas de solapamiento, una de las ventajas es que la probabilidad de que ocurra una falla es muy baja. No obstante, también pueden existir zonas donde la falla no sea detectada, es decir, donde no haya actuación de ninguna protección, a esta zona se la denomina punto muerto [20].

- **Protección de respaldo:** Las protecciones de respaldo sólo deben activarse en caso de que falle la protección primaria asociada, ya que son las responsables de erradicar el defecto por segunda vez. Para garantizar que nada de lo que pueda causar un fallo de la protección primaria pueda causar también un fallo de la protección de respaldo, es crucial aislar entre sí las causas de los fallos de la protección primaria y de la protección de respaldo. [21]

Además, este tipo de protección se caracteriza por activarse con un retraso de tiempo en comparación de la protección primaria, luego de la activación, la protección de respaldo se restablece evitando así aperturas innecesarias de los interruptores de potencia. Para este sistema existen dos tipos de protección de respaldo: local y remota.

- **Protección de respaldo local:** Esta protección es aquella que se encuentra instalada en la misma subestación donde también se es ubicada la protección primaria para una determinada zona.

- **Protección de respaldo remota:** Esta zona de protección, a veces denominada segundo respaldo, está situada en una subestación separada de la protección primaria, lo que le confiere una mayor extensión. Dado que la protección primaria y la de respaldo local deben activarse antes de que pueda activarse la protección de respaldo remota, su funcionamiento está temporizado.

2.2.6 Protección de sobrecorriente

Este tipo de protección se utiliza para resguardar equipos contra incrementos de corrientes excesivamente grandes. El algoritmo básico de protección contra sobrecorriente compara las mediciones de corriente con los valores seteados.

El algoritmo de protección reconoce una sobrecorriente y envía una señal de disparo al disyuntor cuando la corriente supera el valor predeterminado, esto para desconectar el equipo a proteger e impedir su daño. Dado que este tipo de seguridad puede implementarse de estas dos formas, su tiempo de funcionamiento puede ser instantáneo o temporizado.

De acuerdo con la norma ANSI, los códigos para los relés con características instantánea y temporizada son 50 y 51 respectivamente, también conocidos como protección convencional. Siguiendo la codificación ANSI, se encuentra el relé 67, el cual es denominado como protección de sobrecorriente direccional.

Para este estudio se toma en cuenta la protección de sobrecorriente direccional, debido a que EmelNorte utiliza este sistema para la protección de sus equipos y líneas de subtransmisión cuando se encuentren en lazo.

2.2.7 Relé de sobrecorriente direccional

Este relé de protección es constituido por una protección convencional, más una unidad direccional, siendo esta última la responsable de permitir la operación del relé, verificando que

el sentido en que circula la corriente en su zona de protección corresponda al asignado. La direccionalidad se logra mediante una señal adicional, generalmente de voltaje [22].

Para establecer los ajustes de cualquier tipo de relé de sobrecorriente (convencional o direccional) se debe encontrar los valores de los parámetros requeridos de la función instantánea y de la función temporizada, los mismos que delimitan la característica tiempo-corriente, tanto para fase como para neutro [18].

Mediante la simulación de cortocircuitos a través de software especializado, se determinan las corrientes de cortocircuito y otros parámetros, que determinarán el ajuste del relé. Por lo tanto, la corriente de tap, el dial y la dirección de la corriente son los tres factores necesarios para ajustar los relés de sobreintensidad direccionales.

- **Corriente de tap:** Es la configuración de arranque del relé para que pueda operar con todos los eventos de falla en la sección de la línea a la cual se está proporcionando protección [20]. También se denomina corriente de arranque del relé (pick-up), dentro de este parámetro, debe tenerse en cuenta el valor mínimo de corriente de falla para que un sistema de protección tenga el nivel de sensibilidad adecuado. Dicho en otras palabras, la corriente de tap es el valor que activa el relé de sobrecorriente para enviar la señal a los interruptores de potencia, provocando que estos se cierren; el tap es la corriente de operación reflejada al lado secundario del transformador de corriente.
- **Dial:** Permite el control de la curva característica del relé, esto mediante el ajuste de los tiempos de operación con un valor de corriente predeterminado. Mediante el dial se obtienen diferentes ajustes de tiempo de operación para una misma curva de operación del relé, por lo que, al simular estas curvas en el software se las puede desplazar verticalmente [23].
- **Dirección de corriente:** El sentido de la corriente se asigna de barra a la línea para el ajuste de este parámetro ya que, como se ha explicado anteriormente, este relé incorpora

una unidad direccional. Las subestaciones que actúan como fuentes son las que proporcionan a las líneas de subtransmisión las corrientes de cortocircuito en caso de falla para que el relé funcione.

La protección direccional, actúa únicamente cuando ocurre una sobrecarga o una falla que se origine en una determinada dirección de las corrientes. La protección sólo se activa cuando la corriente fluye en una dirección específica, ya que el dispositivo direccional sólo funciona cuando hay un desplazamiento de fase angular creado por el fasor de corriente que trabaja con el fasor de tensión o con una corriente de referencia, también conocida como corriente de polarización. [24].

En estos relés la dirección de la corriente es determinada por el ángulo formado entre corriente y voltaje, además se debe resaltar que la capacidad para distinguir entre el flujo de corriente en una dirección o la otra depende de la selección de la magnitud de polarización y del ángulo de máxima sensibilidad [19].

CAPITULO III

“MATERIALES Y MÉTODOS”

En este capítulo se presenta la información acerca del lugar de estudio, las características técnicas de las subestaciones y líneas de subtransmisión que forman parte del sistema en lazo a proteger utilizando relés de sobrecorriente direccional. Además, se describe la metodología desarrollada en el presente trabajo de integración curricular, donde constan los tipos de investigación y técnicas utilizados. Seguidamente, se detalla el procedimiento que se siguió para el desarrollo del estudio de coordinación de protecciones y finalmente, se da a conocer los materiales utilizados, aquí constan el software DIGSILENT PowerFactory y los criterios para la coordinación de protecciones, ambos proporcionados por EmelNorte S.A.

3.1 Descripción del lugar de estudio

La Empresa Eléctrica Regional del Norte a mayo del 2023, posee un total de 273.048 abonados con una extensión de 11.979 km², dicho territorio abarca principalmente las provincias de Imbabura y el Carchi ubicadas al norte del país, además, abarca los cantones Cayambe y Pedro Moncayo ubicados en la provincia de Pichincha, finalmente el cantón Sucumbíos y sectores de Alto Tambo y Durango pertenecientes a las provincias de Sucumbíos y Esmeraldas respectivamente.

3.1.1 Punto de interconexión en la subestación Pimampiro

En el futuro se desea implementar un nuevo punto de interconexión con el SNI en la nueva subestación Pimampiro perteneciente a la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC E.P. Transelectric, esto garantizará el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica actual y futura de las provincias de Imbabura y Carchi, además, la creación de una nueva configuración en lazo entre las subestaciones Tulcán Transelectric, San Gabriel, El Ángel y Pimampiro mejorando así la confiabilidad del sistema de subtransmisión de EmelNorte.

3.1.2 Ubicación

Como se había mencionado, el presente estudio se enfoca en las subestaciones Tulcán, San Gabriel, El Ángel y Pimampiro, tres de estas subestaciones se encuentran ubicadas en la provincia de Carchi y la restante en la provincia de Imbabura. En la Figura 14 se muestra la localización geográfica de las subestaciones que forman parte del presente estudio.

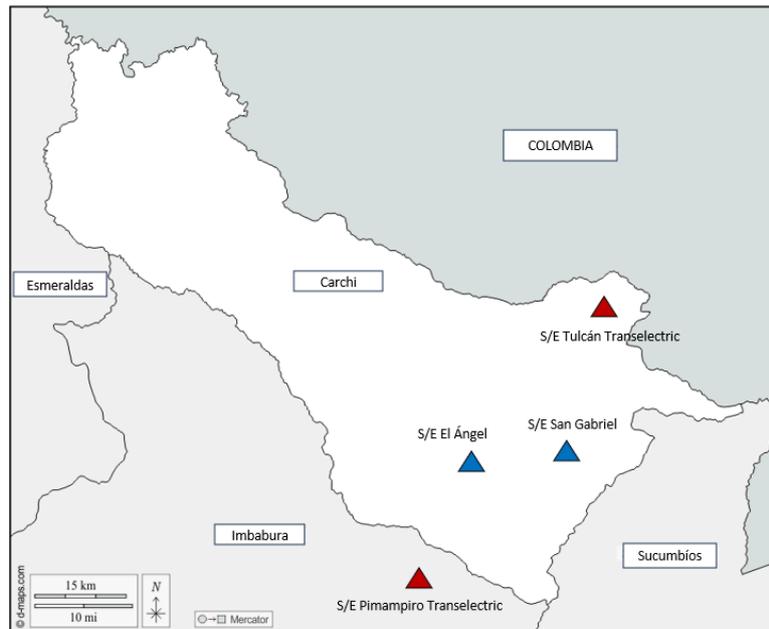


Figura 14: Localización geográfica de las subestaciones de CELEC E.P. Transelectric y EmelNorte S.A.

Las subestaciones San Gabriel y El Ángel se ubican en los cantones de Montúfar y Espejo respectivamente, por otro lado, la subestación Tulcán se encuentra al norte del cantón Tulcán y la subestación Pimampiro en el cantón Pimampiro, perteneciente a la provincia de Imbabura.

3.1.3 Características Técnicas

A continuación, se detalla la información técnica proporcionada por el Departamento de Estudios Eléctricos de EMELNORTE S.A. que servirá para el posterior estudio de coordinación de protecciones con relés de sobrecorriente direccional.

3.1.3.1 Transformadores subestaciones de EmelNorte

En la Tabla 1 se muestran las características de los transformadores de las subestaciones San Gabriel y El Ángel, pertenecientes a EMELNORTE S.A., aquí se detalla la marca, tipo de conexión, voltaje, potencia e impedancia equivalente del transformador.

Tabla 1: Características transformadores de las subestaciones de EmelNorte S.A.

Subestación	Marca	Conexión	Vprim/Vsec (kV/kV)	Potencia OA (MVA)	Potencia FA (MVA)	Zcc1
San Gabriel	Mitsubishi	$\Delta Yn1$	69 / 13,8	10	12,5	0,0761
El Ángel	Mitsubishi	$\Delta Yn1$	69 / 13,8	2,5	-	0,0668

Nota. [Fuente: Departamento de Estudios Eléctricos de EmelNorte S.A.]

El tipo de conexión de los devanados de los transformadores es un dato muy importante para tomar en cuenta, debido a que en la conexión Delta-Estrella aterrizado, ante una falla a tierra las protecciones de neutro en el lado de alto voltaje no están obligadas a coordinar con las de bajo voltaje del transformador.

3.1.3.2 Transformadores subestaciones de Transelectric

Las subestaciones de transmisión pertenecientes a CELEC E.P. Transelectric son las encargadas de proveer de energía a las subestaciones de distribución de EMELNORTE S.A. mediante transformadores que modifican el valor de la tensión y líneas de subtransmisión que son el medio de transporte de energía. A continuación, se muestran las especificaciones de los transformadores de las subestaciones Tulcán y Pimampiro a través de la Tabla 2.

Tabla 2: Características de los transformadores de las subestaciones de Transelectric

Subestación	Marca	Conexión	Vprim/Vsec (kV / kV)	Potencia OA (MVA)	Potencia FA (MVA)	Zcc1
-------------	-------	----------	-------------------------	----------------------	----------------------	------

Tulcán	Mitsubishi	YnYn0Δ1	138 / 69	33,3	37,3	0,0744
Pimampiro	Xd Jinan	YnΔ0Δ1	230 / 138	225	230	0,1183
Pimampiro	-	YnYn0Δ1	138 / 69	66,6	74,6	0,1765

Nota. [Fuente: Departamento de Estudios Eléctricos de EMELNORTE S.A.]

La subestación Pimampiro Transelectric actualmente aún no cuenta con el patio de operación de 138 kV/69 kV, sin embargo, a través del software DigSILENT se implementó este patio de 69 kV para cerrar el lazo con la subestación El Ángel.

3.1.3.3 Líneas de subtransmisión

En este medio se colocarán los relés de sobrecorriente direccional para protección de equipos y líneas, por lo que es necesario conocer la información de las líneas de subtransmisión entre las subestaciones Tulcán Transelectric – San Gabriel, San Gabriel – El Ángel y El Ángel – Pimampiro Transelectric.

A través de la Tabla 3 se muestran las principales características de las líneas de subtransmisión, tales como longitud, tipo de conductor, voltaje, capacidad del conductor y corriente de cortocircuito.

Tabla 3: Características líneas de subtransmisión

Tramo	Longitud (km)	Tipo	Mcm	Voltaje (kV)	Capacidad	
					conductor (A)	CC (kA)
Tulcán Transelectric – San Gabriel	28,059	Linnet	336,4	69	530	25,6
San Gabriel – El Ángel	13,48	Linnet	336,4	69	530	25,6

Nota. [Fuente: Departamento de Estudios Eléctricos de EMELNORTE S.A.]

Es importante destacar que la longitud de la línea de subtransmisión que conecta a las subestaciones El Ángel y Pimampiro Transelectric es un valor estimado, ya que actualmente no están conectadas físicamente. Además, el valor de la corriente de cortocircuito de los cables está determinado para un (1.0) segundo, a una temperatura inicial de 75°C y temperatura final de 645°C.

3.1.3.4 Diagrama unifilar del lazo de estudio

En la Figura 15 se muestra el diagrama unifilar del lazo que comprende las cuatro subestaciones en estudio.

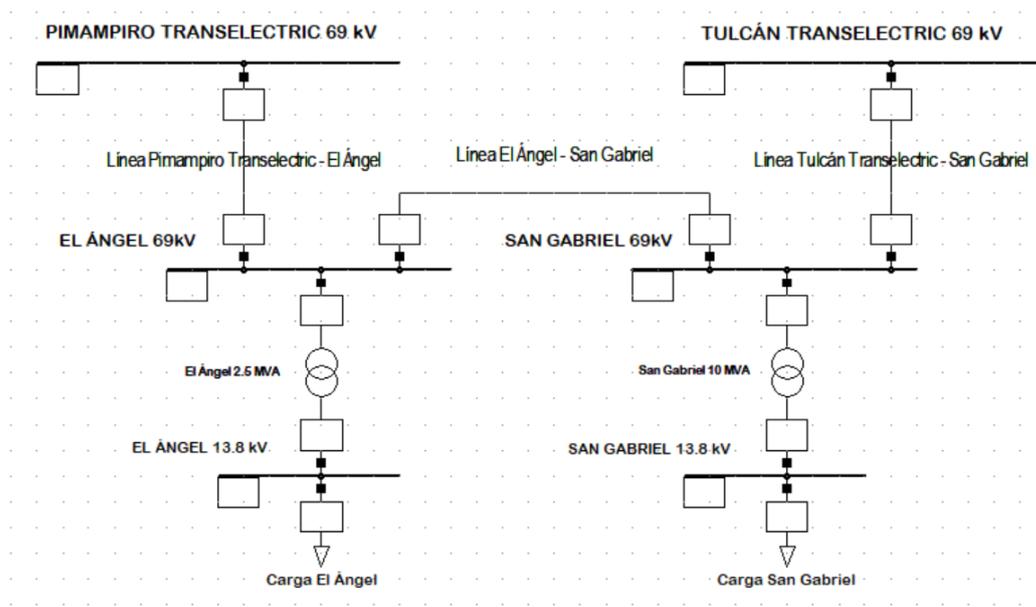


Figura 15: Diagrama unifilar del lazo en estudio representado en DigSILENT PowerFactory

Cabe recordar que el valor de voltaje nominal que maneja EMELNORTE S.A. a nivel de subtransmisión es de 69 kV. Además, las subestaciones Pimampiro y Tulcán son las dos fuentes que proveen de energía a las subestaciones de San Gabriel y El Ángel.

3.2 Metodología

Como primer paso, se utilizó la investigación documental con el fin de conocer y explorar información acerca de la coordinación de protecciones en sistemas de subtransmisión, se realizó la revisión de distintos trabajos de grado enfocados a la protección de las líneas de subtransmisión utilizando relés de sobrecorriente direccional, obteniendo así una base sólida para el desarrollo del actual trabajo de grado. Seguidamente se hizo un análisis de contenido con la información proporcionada por el Departamento de Estudios Eléctricos de EMELNORTE, este procedimiento consistió en identificar las subestaciones que forman parte del lazo en estudio para la coordinación de protecciones, seguidamente, de todas las características técnicas de las subestaciones, se reconoció las características y parámetros necesarios de las subestaciones para finalmente tabular dicha información.

Los criterios por utilizar en la coordinación de protecciones varían según la estructura del sistema de subtransmisión, en este caso, para un sistema en lazo, la descripción del estado y comportamiento de este tipo de sistema fueron fundamentales para determinar los criterios de coordinación a tomar en cuenta, tales como: elementos de protección, corrientes de cortocircuitos y fórmulas de ajuste de relés.

Luego, mediante el método deductivo se obtuvo conclusiones sobre que protecciones deben actuar y coordinar ante la aparición de fallas dentro del sistema de subtransmisión en lazo. Finalmente, a través de simulaciones en el software DigSILENT PowerFactory se logró ajustar y validar los resultados obtenidos.

3.2.1 Procedimiento

A través del siguiente diagrama se describe el proceso realizado para el estudio de coordinación de protecciones.

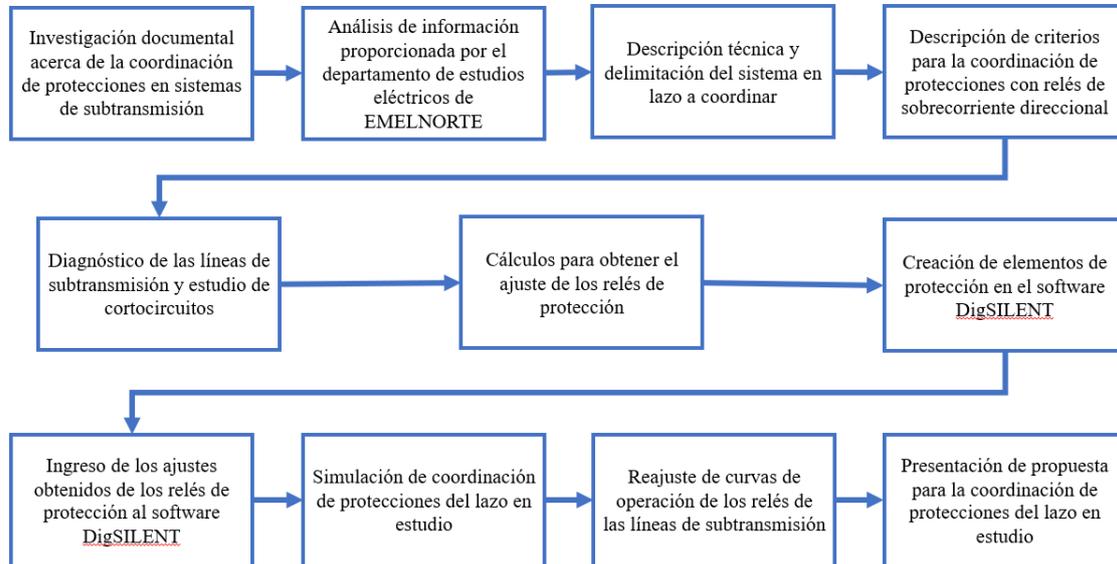


Figura 16: Diagrama de las actividades realizadas para el desarrollo del presente estudio

En la Figura 16 se detalla la metodología que se siguió, empezando por la búsqueda y revisión de información acerca del tema en estudio, gracias a la información proporcionada por el Departamento de Estudios Eléctricos de EMELNORTE S.A. se determinó las líneas de subtransmisión y subestaciones que forman parte del lazo, así como sus principales características técnicas. A continuación, se procedió a analizar dicha información para determinar los criterios y parámetros con los cuales se realizará la coordinación de protecciones, dentro de los criterios constan: condiciones de operación, fórmulas, elementos de protección y margen de coordinación; por otra parte, dentro de los parámetros constan: niveles de voltaje, valor y clase del TC, valor del TP, clase de relé a utilizar dependiendo de la dirección del flujo de corriente, entre otros.

Luego, mediante el software DIgSILENT PowerFactory con la norma IEC 60909 se obtuvo los valores de cortocircuito en las barras del sistema. Una vez obtenidos los criterios, parámetros y valores de cortocircuito, se procedió a realizar los cálculos de TAP (corriente de

operación del lado secundario del transformador de corriente), tanto en los relés instantáneos como para los relés temporizados. Los valores obtenidos para los relés se ingresaron al software para posteriormente realizar los ajustes necesarios de margen de coordinación entre las curvas del relé de protección.

Una vez ingresados todos los valores y realizado los ajustes en los relés de protección, se realizó la simulación de la coordinación de protecciones. Finalmente realizó la presentación de la propuesta de la coordinación de protecciones del lazo en estudio.

3.3 Materiales

En este apartado se describe los materiales utilizados en el desarrollo del presente trabajo de grado, ya que desempeñan un rol importante para la obtención de resultados. Estos materiales fueron proporcionados por el Departamento de Estudios Eléctricos de EmelNorte S.A.

3.3.1 DigSILENT PowerFactory

El software DigSILENT PowerFactory es una herramienta usada en ingeniería para el análisis de sistemas de transmisión, distribución y sistemas eléctricos industriales. Ha sido diseñado como un programa avanzado, integrado e interactivo, orientado al análisis de sistemas eléctricos de potencia y control, el cual es indispensable en áreas de planificación y optimización del SEP [25].

El paquete básico de PowerFactory proporciona módulos de análisis junto con una amplia gama de modelos de equipos de potencia, herramientas integradas y características para aplicaciones fundamentales, entre las más importantes están: [25]

- a) Análisis de flujo de carga
- b) Análisis de cortocircuito
- c) Modelos de equipos de potencia

d) Representación y gestión de modelos de red

e) Obtención de resultados e informes con alta exactitud

La razón por la que se eligió este software es porque contiene capacidades suficientes para modelar los elementos del sistema de subtransmisión, incluidas las barras, las líneas, los transformadores y los elementos de los equipos de protección, como los TC's, los TP's y los relés.

Con respecto a las simulaciones, DigSILENT usa modelos matemáticos cuyos cálculos están basados en las normas ANSI, VDE, IEC, entre otras [26].

3.3.2 Criterios para coordinación de protecciones

Para el estudio de coordinación de protecciones en el sistema de subtransmisión se emplean criterios que aseguren la protección de los equipos que conforman el lazo en estudio ante la aparición de fallas en el sistema.

- 1) Los relés instantáneos son la protección principal abarcando el 80% de la línea, mientras que el relé temporizado operará como respaldo cubriendo el 20% restante.
- 2) Los relés de sobrecorriente direccional (67/67N) operan en dirección barra – línea.
- 3) Los relés de fase en las líneas de subtransmisión deben coordinar sus curvas de operación entre sí, se aplica el mismo criterio para los relés de neutro.
- 4) El margen de coordinación a utilizarse es de aproximadamente 200 ms.
- 5) En la conexión delta – estrella aterrizada de los transformadores de distribución, se toma en cuenta lo siguiente:
 - El relé 51 de la línea de subtransmisión debe coordinar con los relés 51/51N del transformador.
 - El relé 51N de la línea de subtransmisión no coordina obligatoriamente con el relé 51N del transformador.

6) El relé instantáneo de fase se ajusta de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$I_{op50} = 1,2 * I_{cc\ max_{final-3F}} \quad (1)$$

Donde:

- I_{op50} : corriente de operación del instantáneo de fase.
- $I_{cc\ max_{final-3F}}$: corriente de cortocircuito trifásica en la barra final para máxima generación.

7) La corriente de operación para el ajuste del relé instantáneo de neutro se determina de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$I_{op50N} = 1,2 * I_{cc\ max_{final-BT}} \quad (2)$$

Donde:

- I_{op50N} : corriente de operación del relé instantáneo de neutro.
- $I_{cc\ max_{final-BT}}$: corriente de cortocircuito bifásica a tierra en la barra final para máxima generación.

8) El valor de TAP para los relés temporizados tanto de fase como neutro, se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$I_{pick-up\ 51/51N} = 0,8 * Valor\ TAP_{51/51N}\ anterior \quad (3)$$

Donde:

- $I_{pick-up\ 51/51N}$: valor de TAP en el primario para ajuste de los relés.
- $Valor\ TAP_{51/51N}\ anterior$: es el valor usado en el ajuste de TAP del relé anterior, reflejado en el lado primario.

9) Para determinar el valor de la corriente en el secundario del transformador de corriente, se toma en cuenta la siguiente ecuación:

$$I_{TAP} = \frac{I_{pick-up}}{RTC} \quad (4)$$

Donde:

- $I_{pick-up}$: corriente de operación del relé.
- I_{TAP} : corriente secundaria del TC.
- RTC : relación de transformación del TC

3.3.3 Estudio de cortocircuitos

Se puede precisar que el estudio de cortocircuito es un análisis cuasi estacionario de los sistemas de potencia, que permite obtener potencia y corriente de cortocircuito en las barras y líneas de un sistema. Además, permite obtener los aportes al cortocircuito de las ramas a una barra de un sistema, al mismo tiempo, permite conocer la potencia de un sistema en una barra determinada [27].

Para el estudio de coordinación de protecciones utilizando relés de sobrecorriente direccional es indispensable conocer las magnitudes que pueden alcanzar las corrientes de cortocircuito ante fallas monofásicas, bifásicas, bifásicas a tierra o trifásicas en el sistema de subtransmisión en estudio. Mediante el software DIGSILENT PowerFactory se obtuvo el valor de las corrientes de cortocircuito trifásica y bifásica a tierra al final de cada una de las barras que conforman el sistema, se toman en cuenta estas corrientes de cortocircuito debido a que son las que alcanzan mayores magnitudes, por lo que los relés de protección deben ser ajustados para que operen en caso de ocurrir el peor de los casos, sin importar la baja probabilidad de ocurrencia del tipo de falla.

Tabla 4. Estudio de corrientes de cortocircuito en el lazo de estudio

Subestación	Línea de subtransmisión	Corrientes de cortocircuito (A)	
		Trifásica	Bifásica a tierra
Tulcán Transelectric	San Gabriel	1067	997
	El Ángel	1747	1598

San Gabriel	Tulcán Trans.	1136	1069
	Pimampiro Trans.	2426	2224
El Ángel	San Gabriel	923	862
Pimampiro Transelectric	El Ángel	632	603

Para el cálculo de la función instantánea de fase del relé de sobrecorriente direccional se toma en cuenta la magnitud de la corriente de cortocircuito trifásica, por otro lado, para la protección instantánea del neutro se utiliza el valor de la corriente ante una falla bifásica a tierra.

3.4 Cálculo de parámetros para ajuste de relés de fase y neutro en el lazo de estudio

Debido a la existencia de dos fuentes en el lazo de estudio (Tulcán y Pimampiro), el flujo de corriente no es unidireccional, por lo tanto, es necesario realizar el cálculo de parámetros en la dirección Tulcán Transelectric, San Gabriel, El Ángel y Pimampiro Transelectric, y en sentido contrario, es decir en la dirección Pimampiro Transelectric, El Ángel, San Gabriel y Tulcán Transelectric. El procedimiento que seguir en el cálculo de parámetros es el mismo sin importar la dirección que se tome, por lo que únicamente se mostrará el procedimiento de cálculo en la dirección Tulcán – Pimampiro.

3.4.1 Parámetros para ajuste de relés de fase y neutro Tulcán Transelectric – San Gabriel

Como punto de partida para el cálculo de los ajustes de los relés de sobrecorriente direccional, se colocaron los ajustes determinados por CELEC EP Transelectric en la Tabla 5.

Tabla 5. Valores para ajuste del relé Tulcán Transelectric - San Gabriel

Subestación	Posición	Relé	RTC	Línea	Tipo de curva	Tap	Tap (A)	Dial	Instantáneo	Instantáneo (A)
Tulcán Transelectric	San Gabriel	67	500/5	Fase	Normal	2.5	250	0.13	15.5	1550
				Neutro	Muy inversa	1	100	0.27	14.5	1450

Fuente: [Departamento de estudio eléctricos de EmelNorte, 2023]

Es importante mencionar que estos ajustes de relés en lo posible no deben ser modificados, un cambio de estos valores provocaría una inadecuada coordinación de protecciones poniendo en riesgo al sistema de potencia ante la aparición de fallas.

3.4.2 Parámetros para ajuste de relés de fase y neutro San Gabriel – El Ángel

Los ajustes para la función instantánea de fase y neutro del relé se obtiene aplicando las Ecuaciones (1) y (2) respectivamente. Debido a la posición de este relé se toma el valor de cortocircuito trifásico de 923 A y cortocircuito bifásico a tierra de 862 A, ambos obtenidos del estudio de cortocircuitos de la Tabla 4.

Por otro lado, para la función temporizada de fase y neutro se utiliza la Ecuación (3), es importante tomar en cuenta que los valores de *TAP anterior* a utilizar son los mostrados en la Tabla 5.

Seguidamente, para hallar el valor de la corriente de los relés instantáneos y temporizados reflejado en el lado secundario del TC se utiliza la Ecuación (4), el RTC para este caso es de 200/5.

Finalmente, los resultados obtenidos al desarrollar las Ecuaciones anteriormente descritas son tabulados de la siguiente manera:

Tabla 6. Valores para ajuste del relé San Gabriel – El Ángel

Subestación	Posición	RTC	Línea	Tap (A)	Tap	Instantáneo (A)	Instantáneo
San Gabriel	El Ángel	500/5	Fase	200.00	5.00	1107.6	27.69
			Neutro	80.00	2.00	1034.4	25.86

En la Tabla 6 se muestran los ajustes de la función instantánea y temporizada del relé para fase y neutro, los valores tanto para el lado primario como secundario del TC en la posición San Gabriel – El Ángel.

3.4.3 Parámetros para ajuste de relés de fase y neutro El Ángel – Pimampiro Transelectric

A continuación, se realizan los cálculos para el ajuste del último relé para la dirección Tulcán – Pimampiro. El procedimiento para el ajuste de los relés es el mismo, sin embargo, la diferencia radica en los datos a utilizar debido a la distinta posición en la que se implementará el relé de sobrecorriente direccional.

Para el relé instantáneo de fase y neutro, se utilizan las corrientes de cortocircuito de 632 A (trifásica) y 603 A (bifásica a tierra) respectivamente, estos datos son reemplazados en las Ecuaciones (1) y (2) para obtener el respectivo ajuste del relé.

En el relé temporizado para fase y neutro, se toman los valores de Tap de la Tabla 6, ya que corresponden al ajuste de relé anterior. Al ser reemplazados los datos en la Ecuación (3) se obtienen los ajustes de este relé que posteriormente serán ingresados al software DIgSILENT PowerFactory.

Luego, los resultados de ajuste del relé de sobrecorriente direccional para la posición El Ángel – Pimampiro son tabulados a continuación:

Tabla 7. Valores para ajuste del relé El Ángel - Pimampiro Transelectric

Subestación	Posición	RTC	Línea	Tap (A)	Tap	Instantáneo (A)	Instantáneo
El Ángel	Pimampiro	600/5	Fase	160.00	1.33	758.4	6.32
	Transelectric		Neutro	64.00	0.53	723.6	6.03

En la Tabla 7 se muestran los ajustes para las funciones instantáneas y temporizadas del relé, el RTC para este relé es de 600/5, por esta razón los resultados obtenidos no poseen similitud con los del ajuste del relé anterior (San Gabriel – El Ángel).

Una vez obtenidos los ajustes para los relés instantáneos y temporizados de las líneas de subtransmisión que componen el lazo de estudio mediante los criterios, fórmulas y magnitudes de cortocircuitos, se organizaron todos los datos en una tabla general incluyendo las posiciones de protección, relación de transformación, tipo de curva y sus respectivos valores de TAP y DIAL. Es importante resaltar que los ajustes para la protección de los transformadores de las subestaciones fueron proporcionados por el Departamento de Estudios Eléctricos de EmelNorte.

Tabla 8. Valores para ajuste de relés de protección en el lazo de estudio

Subestación	Protección	Voltaje (kV)	RTC	Línea	Tipo de curva	Tap (A)	Tap	Dial	Inst (A)	Inst
Tulcán Transelectric	Posición San Gabriel	69	500 / 5	Fase	Normal	250	2.50	0.13	1550	15.5
				Neutro	Muy inversa	100	1	0.27	1450	14.5
San Gabriel	Posición El Ángel	69	200 / 5	Fase	Muy inversa	420	0.70	0.16	Disable	Disable
				Neutro	Muy inversa	300	0.50	0.23	Disable	Disable
	Transformador T1	13.8	600 / 5	Fase	Normal	200	5.00	0.09	1107.6	27.69
				Neutro	Muy inversa	80	2.00	0.16	1034.4	25.86

	Posición Tulcán			Fase	Normal inversa	160	2.67	0.05	1280.4	21.34
	Transelectric	69	300 / 5	Neutro	Muy inversa	64	1.06	0.05	1196.4	19.94
	Transformador T1	13.8	250 / 5	Fase	Ext inversa	130	2.60	0.80	Disable	Disable
				Neutro	Ext inversa	130	2.60	0.80	Disable	Disable
	Posición Pimampiro			Fase	Normal inversa	160	1.33	0.05	758.4	6.32
El Ángel	Transelectric	69	600 / 5	Neutro	Muy inversa	64	0.53	0.05	723.6	6.03
				Fase	Normal inversa	200	1.67	0.10	2096.4	17.47
	Posición San Gabriel	69	600 / 5	Neutro	Muy inversa	80	0.67	0.20	1917.6	15.98
				Fase	Normal inversa	250	2.08	0.16	2911.2	24.26
Pimampiro Transelectric	Posición El Ángel	69	600 / 5	Neutro	Muy inversa	100	0.83	0.33	2668.8	22.24

En la Tabla 8 se muestran los ajustes tentativos para los relés de sobrecorriente del sistema de subtransmisión en estudio, estos no son los ajustes definitivos ya que es necesario realizar simulaciones y verificar la correcta respuesta de cada uno de los relés ante fallas. Además, cabe mencionar que la función instantánea del relé en los transformadores no se activa, esto con el fin de realizar la coordinación de protecciones con los fusibles que se encuentran en los alimentadores de las subestaciones.

3.5 Ingreso de los valores para ajuste de los relés de sobrecorriente direccional en DIgSILENT PowerFactory.

Para realizar el estudio de coordinación de protecciones, se implementaron los componentes eléctricos necesarios, estos son: transformadores de corriente (TC's), transformadores de voltaje (TP's), relés direccionales (67/67N) y relés temporizados (51/51N) de sobrecorriente.

Primero, se presiona click derecho sobre la línea de subtransmisión, en la pestaña emergente se selecciona ► New Devices, luego aparecerá una ventana donde se puede visualizar todos los componentes que se pueden agregar en la línea seleccionada.

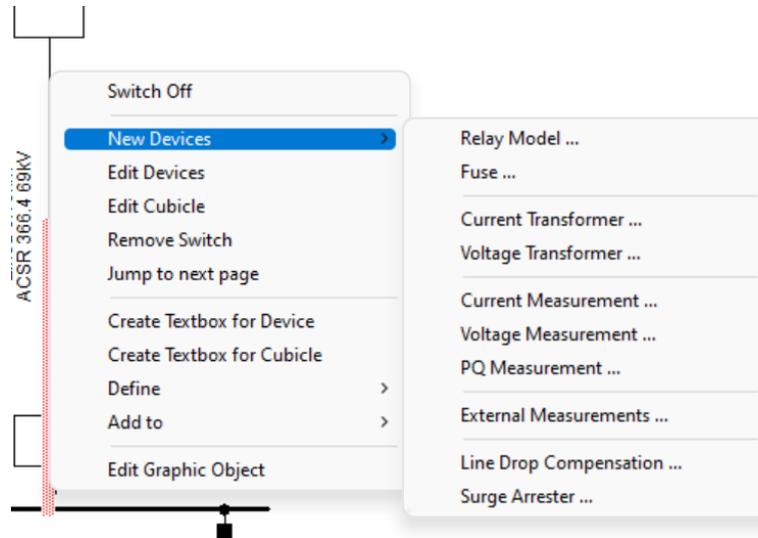


Figura 17: Creación de equipos de protección en línea de subtransmisión

En la Figura 17 se observan los distintos componentes que el software permite agregar a una línea de subtransmisión, para el caso de estudio simplemente se implementarán relés, transformadores de corriente y transformadores de potencial.

Como ejemplo se implementa el relé de sobrecorriente direccional de fase de la subestación Tulcán Transelectric en la posición San Gabriel. Entonces al seleccionar un relé como nuevo componente se desplegará una nueva ventana.

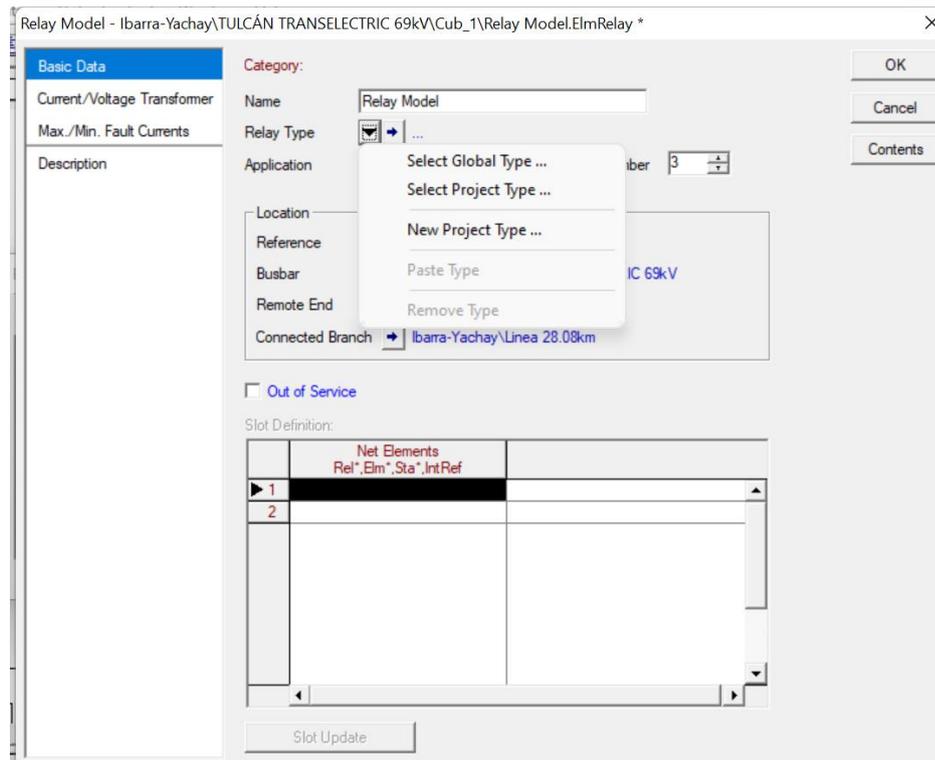


Figura 18: Ventana para selección y configuración del relé

La ventana que se despliega al seleccionar un relé como nuevo componente se muestra en la Figura 18, a través de las opciones ►Relay Type ►Select Project Type se elegirá el relé de sobrecorriente direccional de fase.

La base de datos de los equipos de EmelNorte para simulaciones en DIgSILENT PowerFactory también fue proporcionada por el Departamento de Estudios Eléctricos. En esta base de datos se busca el relé de sobrecorriente direccional de fase eligiendo las opciones ►Relés ►Direccional ►3Phase ►Rel-Ioc-Toc-Dir, tal y como se muestra en la Figura 19.

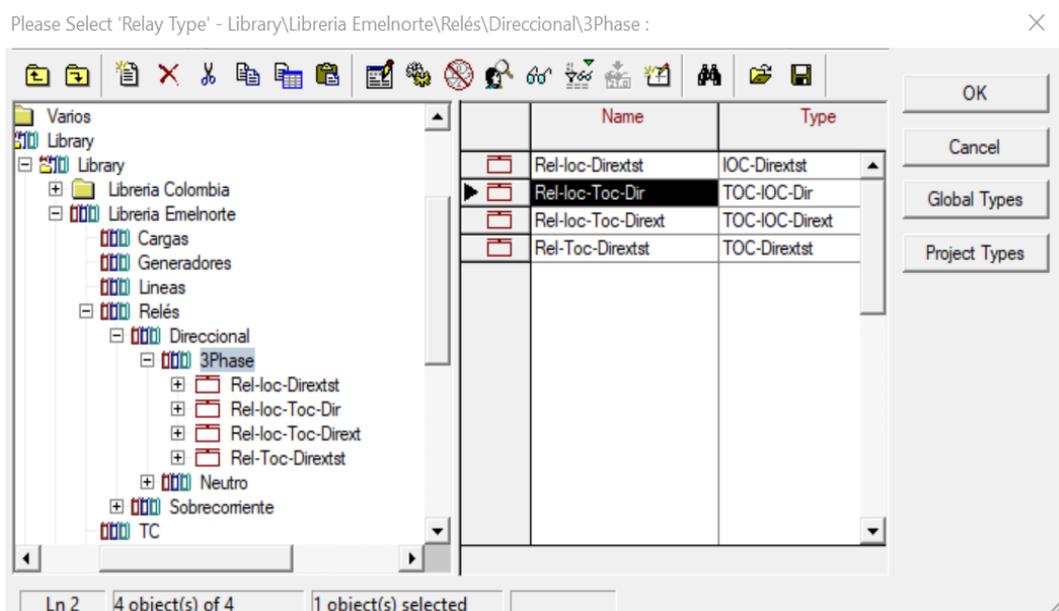


Figura 19: Selección del relé direccional de fase de la librería de EmelNorte

Tal y como se muestra el relé seleccionado posee como parámetros las funciones instantánea, temporizada y dirección ya que la principal característica de este relé es actuar en una determinada dirección de corriente ante una falla.

Luego de haber seleccionado el tipo de relé, se realiza el ingreso de los ajustes obtenidos para las funciones instantánea y temporizada de fase mediante las opciones ►Ioc y ►Toc respectivamente.

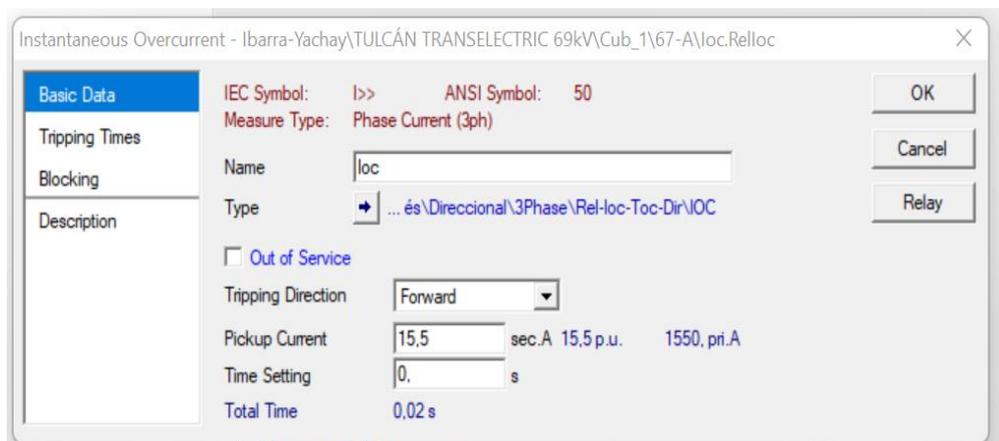


Figura 20: Ingreso de ajustes de la función instantánea del relé direccional de fase

A través de la Figura 20 se muestra el ajuste del relé instantáneo de fase en la subestación Tulcán Transelectric posición San Gabriel. El valor de 15.5 A corresponde a la corriente pickup en el secundario del transformador de corriente y 15550 A por su parte, es la corriente reflejada en el primario.

Al seleccionar la opción ►Toc se despliega la ventana para ingresar los ajustes del relé temporizado de fase. En la Figura 21 se observa que; el tipo de curva, corriente pickup en el secundario y dial son los parámetros que se deben ingresar para la configuración de este relé.

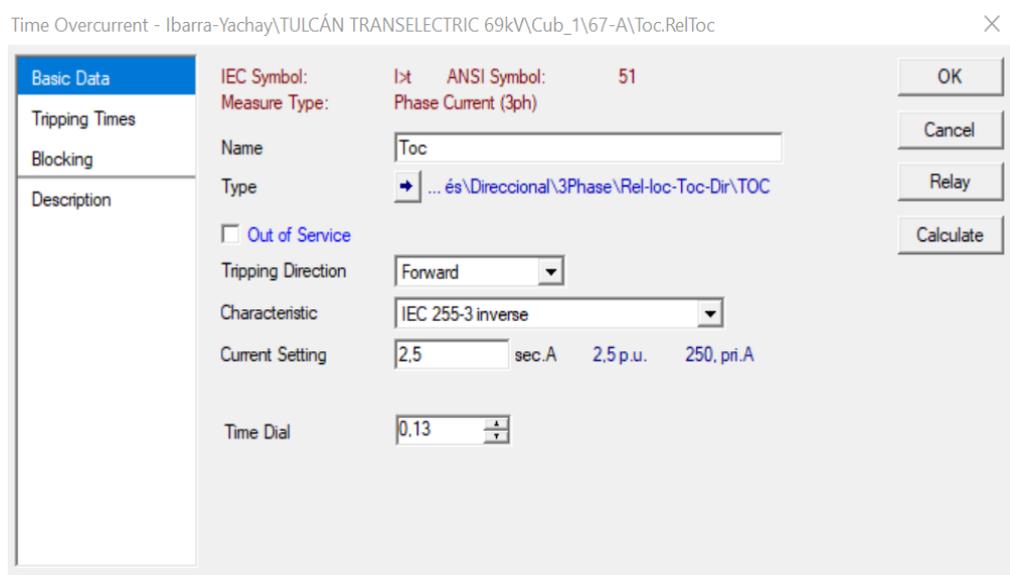


Figura 21: Ingreso de ajustes de la función temporizada del relé direccional de fase

Este procedimiento se lo realizó en cada uno de los relés de sobrecorriente direccional de fase y neutro implementados en el lazo en estudio, así como en los relés temporizados ubicados en el lado de 13,8 kV de los transformadores de las subestaciones de San Gabriel y El Ángel.

Finalmente, se grafica la curva de operación del relé para realizar su respectiva coordinación, para ello se selecciona el relé que anteriormente se ajustó, luego se eligen las opciones Show ►Time-Overcurrent Plot como se muestra en la Figura 22.

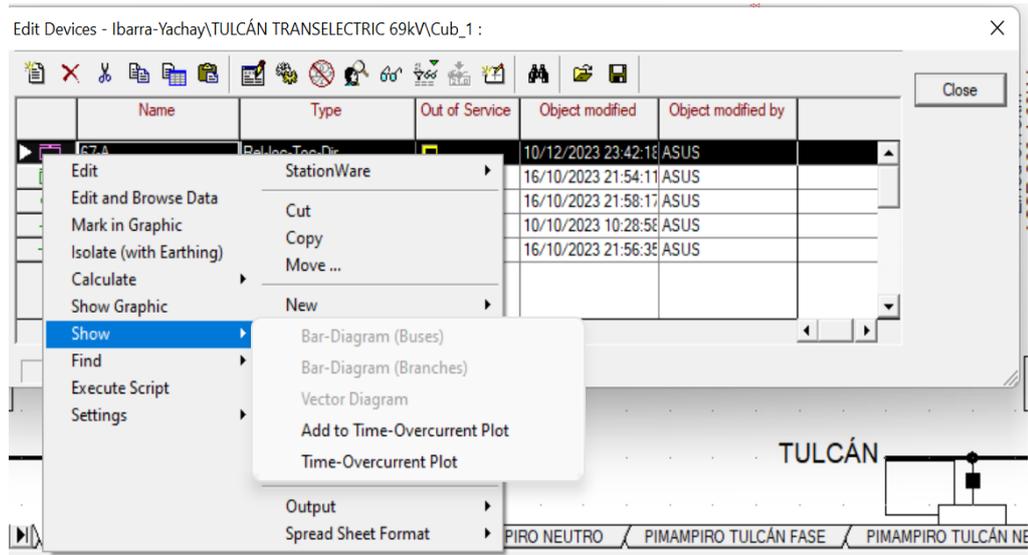


Figura 22: Creación de la gráfica de curva de protección del relé direccional de fase

Una vez realizado este procedimiento, el software muestra la gráfica de la curva del relé de fase ubicado en la subestación Tulcán Transelectric, tal y como se observa en la Figura 23 esta gráfica posee las funciones instantánea y temporizada integradas en el relé de sobrecorriente direccional.

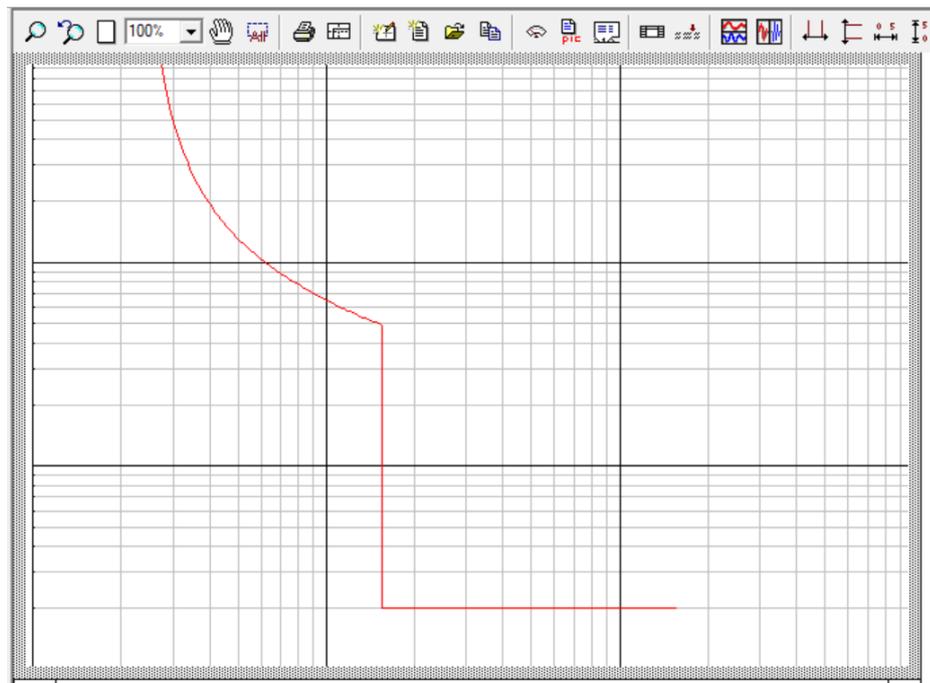


Figura 23: Gráfica de la curva de protección del relé direccional de fase

El software DIgSILENT se encarga de graficar esta curva de acuerdo con los ajustes de Tap y Dial ingresados anteriormente. Como siguiente paso se agregan las curvas correspondientes de los relés que deben coordinar con la curva de protección del relé de la subestación Tulcán Transelectric, así como las curvas de los relés en la dirección Pimampiro Tulcán.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y ANÁLISIS

A continuación, se validan los ajustes obtenidos de los relés de sobrecorriente direccional y de los transformadores de potencia que forman parte del lazo en estudio a través de la simulación de cortocircuitos trifásico, y monofásico a tierra al 20% y 80% de las líneas protegidas, con el fin de verificar el tiempo de actuación de los relés y cumplimiento del margen de coordinación establecido.

4.1 Coordinación de relés direccionales de fase: Dirección Tulcán – Pimampiro

En esta sección se simularon fallas trifásicas en las líneas de subtransmisión para la coordinación de relés de protección en la dirección Tulcán Transelectric, San Gabriel, El Ángel y Pimampiro Transelectric.

4.1.1 Coordinación de relés direccionales de fase de Tulcán Transelectric – San Gabriel y San Gabriel – El Ángel

Con el fin de verificar la coordinación y tiempo de actuación entre las curvas de los relés de Tulcán – San Gabriel y San Gabriel – El Ángel se simuló una falla trifásica al 20% de la línea que conecta las subestaciones de El Ángel y San Gabriel, tal y como se observa en la Figura 24.

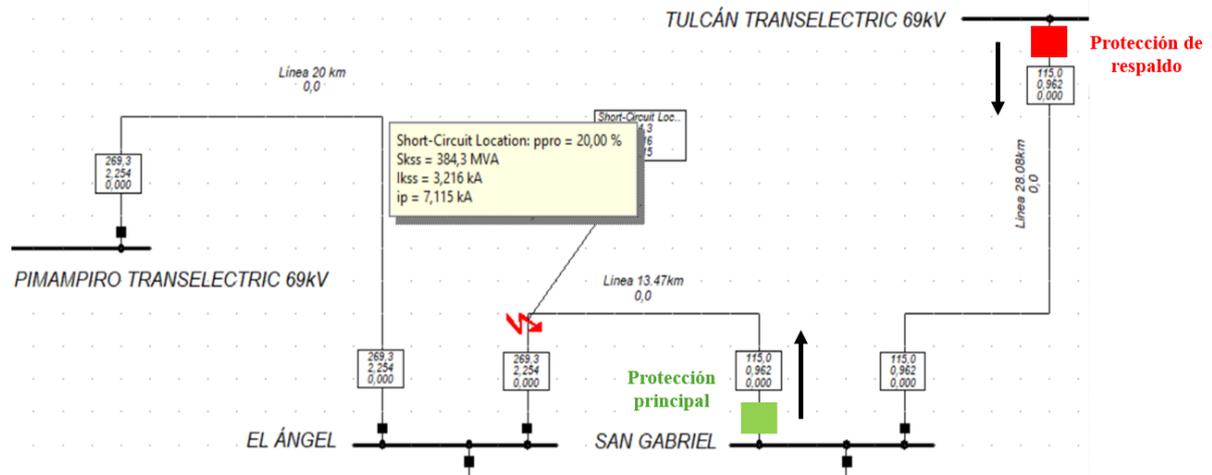


Figura 24: Falla trifásica al 20% de la línea El Ángel - San Gabriel

Al simular la falla trifásica aplicando la norma IEC 60909 en la línea se obtuvo una corriente de 3216 A, cuyo valor es el resultado de la suma de los aportes de corriente de falla de las subestaciones que proveen de energía (Tulcán y Pimampiro) a este sistema de subtransmisión de EmelNorte. Para esta dirección, el relé ubicado en la barra San Gabriel posición El Ángel se considera como protección principal y el relé de la barra Tulcán posición San Gabriel es designado como protección secundaria o de respaldo.

Es importante mencionar que debido a la corta distancia de la línea El Ángel – San Gabriel, los ajustes obtenidos para la función instantánea de fase y neutro del relé ubicado en la barra San Gabriel posición El Ángel no son los adecuados. Por esta razón, las corrientes de operación de los relés fueron reducidas de tal manera que la función instantánea cubra hasta el 80% de la línea y la función temporizada el 20% restante. Este comportamiento del relé se visualiza de mejor manera en la siguiente gráfica.

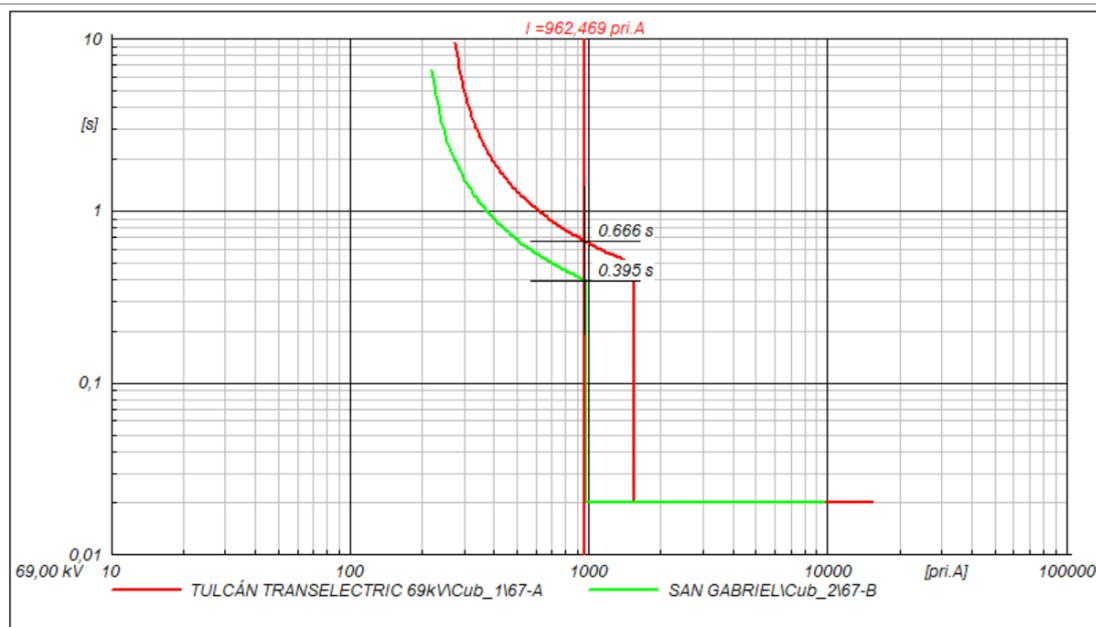


Figura 25: Coordinación entre curvas de los relés de fase: San Gabriel y Tulcán Transelectric

En la Figura 25 se observa que el primer relé en actuar es el ubicado en la barra San Gabriel posición El Ángel en un tiempo de 395 ms siendo esta la protección principal. En caso de no activarse este sistema de protección, el relé ubicado en la barra Tulcán actuará luego de 666 ms cumpliendo con la función de protección secundaria. Además, en la gráfica se muestra una adecuada coordinación entre las curvas de protección y cumplimiento del margen de coordinación que para este caso es de 271 ms.

4.1.2 Coordinación de relés direccionales de fase de San Gabriel - El Ángel y El Ángel - Pimampiro

Para verificar la operación del relé de la línea El Ángel – Pimampiro y obtener la gráfica de las curvas de protección se simuló una falla trifásica al 20% de esta línea.

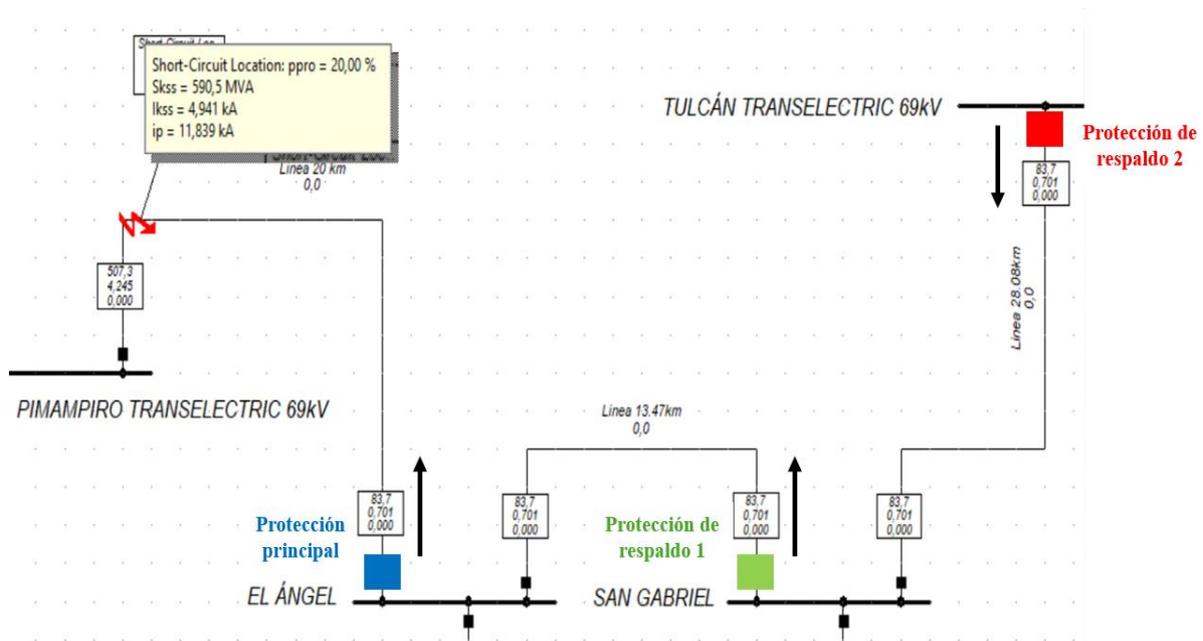


Figura 26: Falla trifásica al 20% de la línea Pimampiro Transelectric - El Ángel

En la Figura 26 se observa que la primera protección en activarse ante esta falla debe ser la que está ubicada en la barra El Ángel posición Pimampiro, y las protecciones de respaldo son las que se encuentran en las barras de San Gabriel y Tulcán. Por lo tanto, las curvas de operación de estos relés de protección deben coordinar y cumplir con el margen de coordinación establecido. Además, una falla trifásica en ese punto de la línea provoca una corriente de falla de 4941 A, donde la subestación Pimampiro aporta con 4245 A debido a la cercanía de la falla, y la subestación Tulcán aporta un valor de corriente de falla de 701 A.

Mediante la Figura 27 se visualizan las curvas de operación resultantes y los tiempos de actuación de los relés que protegen las líneas de subtransmisión en la dirección Tulcán – Pimampiro.

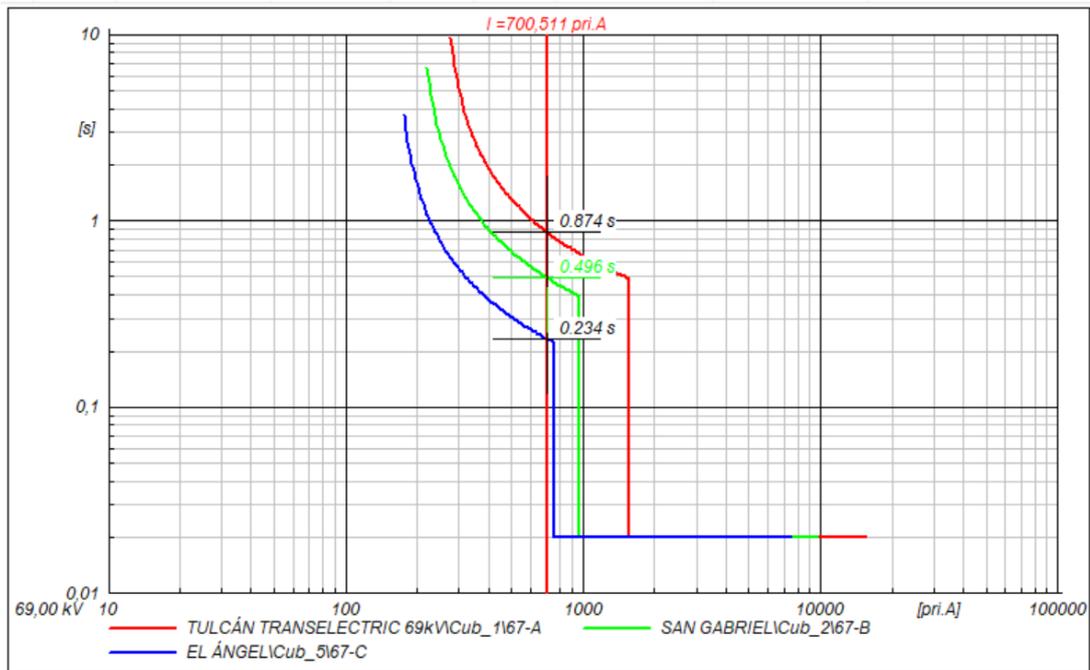


Figura 27: Coordinación entre curvas de los relés de fase: El Ángel, San Gabriel y Tulcán Transelectric

Como se había mencionado, ante la aparición de una falla trifásica en la línea que conecta las subestaciones de El Ángel y Pimampiro, el primer relé en actuar es el que se encuentra en esta posición con un retardo de 234 ms, a su vez los relés de respaldo en las barras de San Gabriel y Tulcán Transelectric actúan luego de 496 ms y 874 ms respectivamente. Mediante esta simulación se comprueba que los ajustes obtenidos para los relés son los adecuados, ya que se verifica el cumplimiento del margen de coordinación entre curvas de mínimo 200 ms.

4.2 Coordinación de relés direccionales de fase: Dirección Pimampiro - Tulcán

Para esta sección, de igual manera se simularon fallas trifásicas al 80% y 20% de las líneas de subtransmisión que forman el lazo, pero en la dirección Pimampiro Transelectric, El Ángel, San Gabriel y Tulcán Transelectric.

4.2.1 Relés direccionales de fase Pimampiro – El Ángel y El Ángel – San Gabriel

Con el fin de conocer el tiempo de actuación de los relés de protección para estas posiciones, se realizó la simulación de una falla del tipo trifásica al 80% de la línea El Ángel – San Gabriel que se visualiza en la Figura 28.

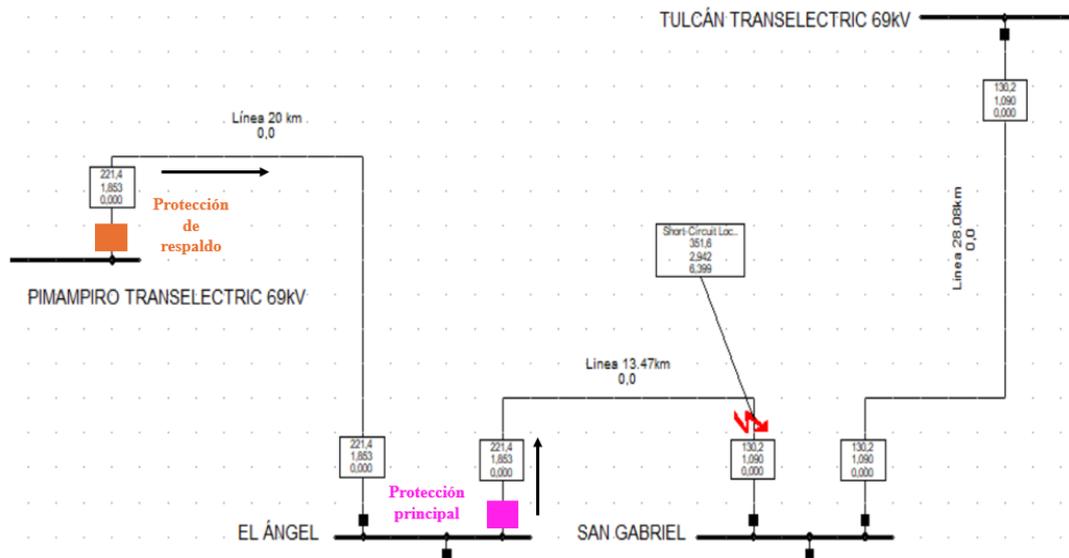


Figura 28: Falla trifásica al 80% de la línea El Ángel - San Gabriel

En la Figura 28 se muestra que la magnitud de la corriente ante la falla trifásica en ese punto del sistema alcanza un valor de 2942 A. Esta magnitud de corriente de falla se obtiene de la suma de los aportes de la subestación Pimampiro con 1853 A y de la subestación Tulcán con 1090 A. Además, para esta dirección la primera protección en operar es la ubicada en la barra El Ángel posición San Gabriel debido a la cercanía de la falla, y como protección secundaria la ubicada en la barra de Pimampiro.

Cuando una falla trifásica se produce al 80% de la línea El Ángel – San Gabriel, las protecciones designadas en esta dirección de corriente, actuarán en un determinado tiempo tal y como se observa en la Figura 29.

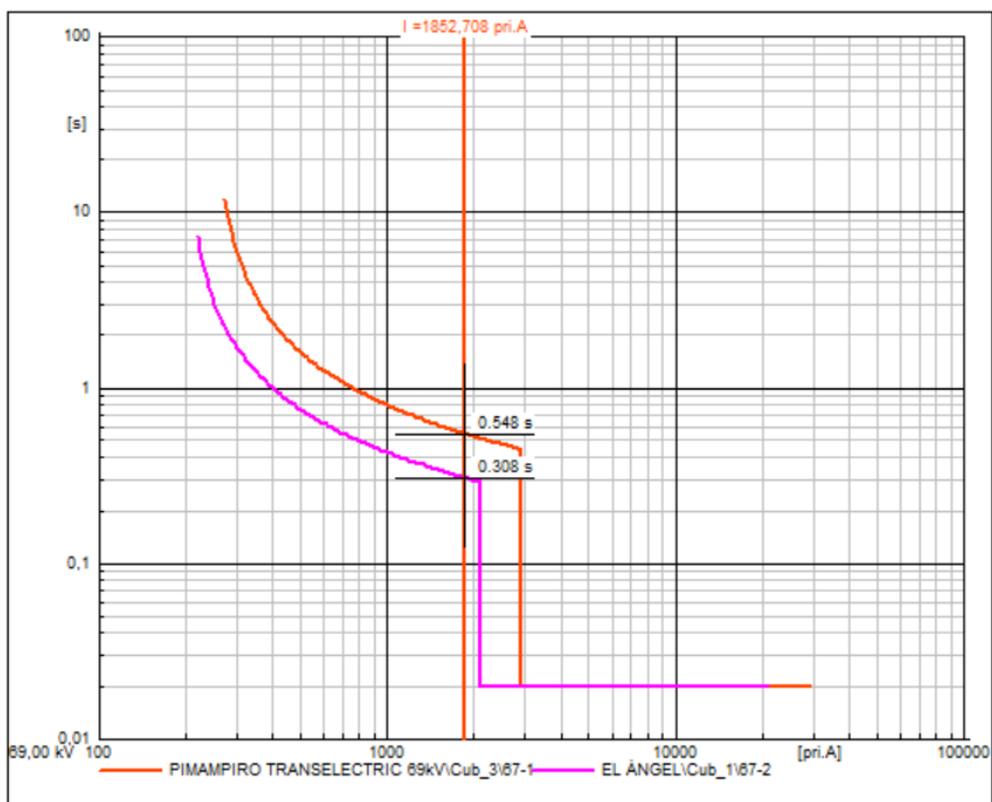


Figura 29: Coordinación entre curvas de los relés de fase: El Ángel y Pimampiro Transelectric

En la Figura 29 se visualizan las curvas de protección y los tiempos de actuación de los relés de fase para las posiciones de El Ángel - San Gabriel con 308 ms y Pimampiro – El Ángel que actúa luego de 548 ms en caso de no activarse la protección principal, y las curvas de estos relés cumplen con el margen de coordinación teniendo una diferencia de 240 ms.

4.2.2 Relés direccionales de fase El Ángel – San Gabriel y San Gabriel – Tulcán Transelectric

Para visualizar la coordinación de protecciones de los relés de fase en la dirección Pimampiro – Tulcán se simuló una falla trifásica al 20% línea Tulcán Transelectric – San Gabriel, obteniendo una determinada magnitud de corriente de cortocircuito que se muestra en la Figura 30.

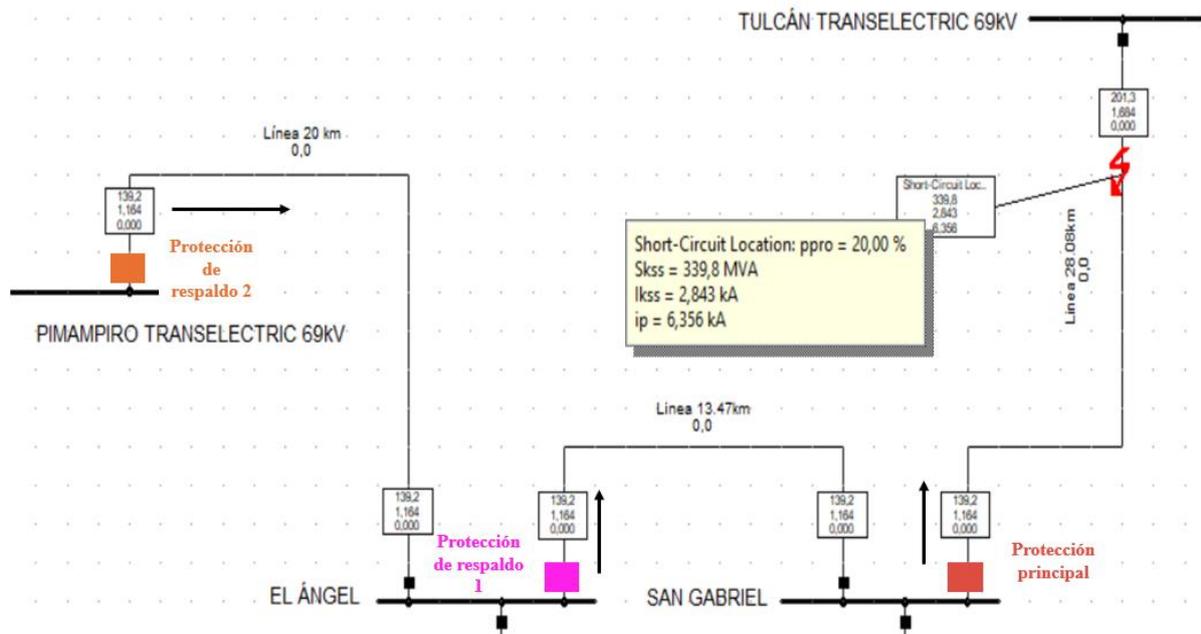


Figura 30: Falla trifásica al 20% de la línea Tulcán Transeletric - San Gabriel

Mediante la Figura 30 se observa la ubicación de la protección principal y las de respaldo y a su vez, la magnitud de la corriente de cortocircuito de 2843 A, en la que la subestación Tulcán Transeletric es la de mayor aporte de corriente con 1684 A. Es importante recordar que, la magnitud de la corriente de cortocircuito depende de la cercanía de la falla con respecto a la fuente, es decir, si una falla ocurre cerca de la subestación que abastece de energía, la magnitud de la corriente es alta.

En la Figura 31 se visualizan las curvas resultantes y los tiempos de actuación de los relés instalados para protección de líneas de subtransmisión y equipos en la dirección Pimampiro – Tulcán.

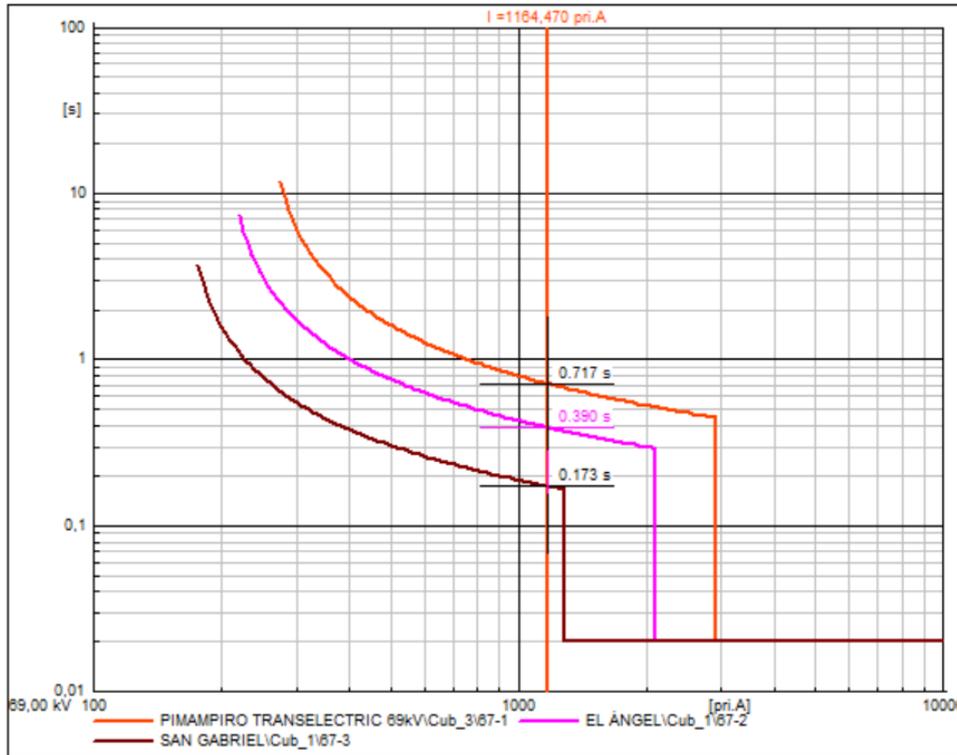


Figura 31: Coordinación entre curvas de los relés de fase: San Gabriel, El Ángel y Pimampiro Transelectric

En la Figura 31 se observa que la protección principal actúa en 173 ms, la cual corresponde a la posición San Gabriel – Tulcán Transelectric y ésta posee una adecuada coordinación con las protecciones de respaldo pertenecientes a El Ángel posición San Gabriel y Pimampiro Transelectric posición El Ángel. Además, es fácil visualizar el cumplimiento del margen de coordinación entre curvas, ya que los relés actúan con diferencias de 217 ms y 327 ms.

4.3 Coordinación de relés direccionales de neutro: Dirección Tulcán – Pimampiro

Para validar los ajustes obtenidos de los relés direccionales de neutro se realizaron simulaciones de fallas monofásicas a tierra al 20% de las líneas de subtransmisión en la dirección Tulcán Transelectric, San Gabriel, El Ángel y Pimampiro Transelectric.

4.3.1 Coordinación de relés direccionales de neutro de Tulcán Transelectric – San Gabriel y San Gabriel – El Ángel

Al igual que en la coordinación de relés de fase, se realiza la simulación de una falla al 20% de la línea El Ángel – San Gabriel, sin embargo, el tipo de falla a simular es una monofásica a tierra como se indica en la Figura 32.

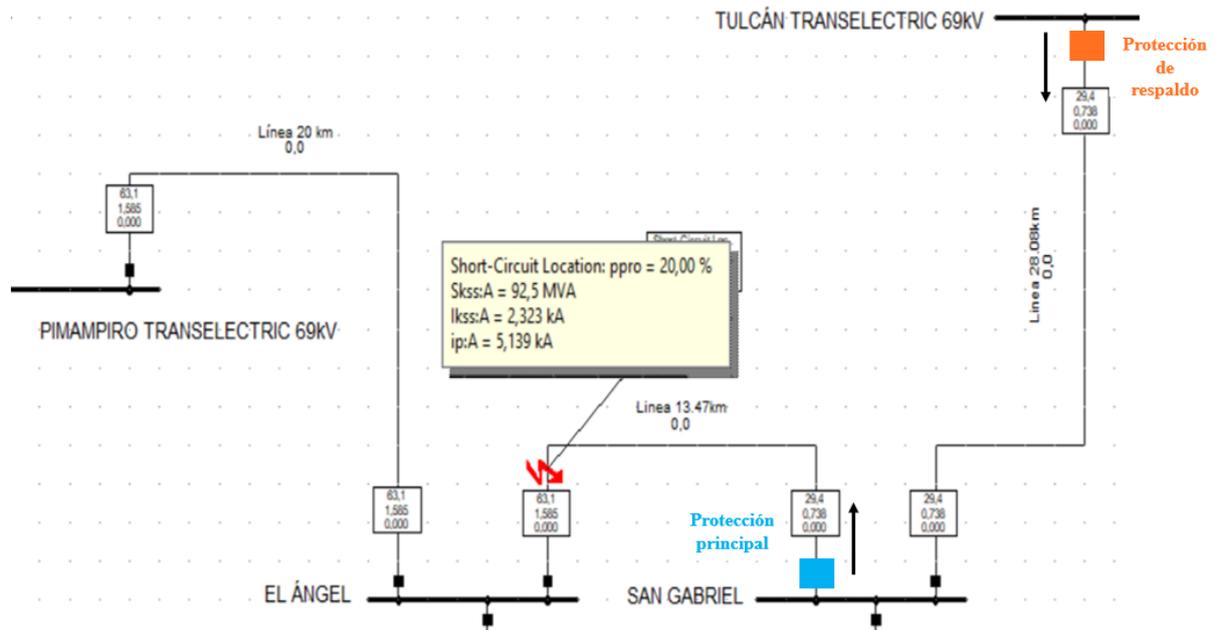


Figura 32: Falla monofásica a tierra al 20% de la línea El Ángel - San Gabriel

La magnitud que alcanza la corriente ante una falla monofásica a tierra en este punto de la línea es de 2323 A, donde el aporte de la subestación Tulcán Transelectic es de 738 A y el restante corresponde al aporte de la subestación Pimampiro Transelectic con 1585 A.

Una vez realizada la simulación de esta falla, se procedió a verificar los tiempos de operación de los relés mediante la gráfica de curvas de protecciones, la cual se muestra en la Figura 33.

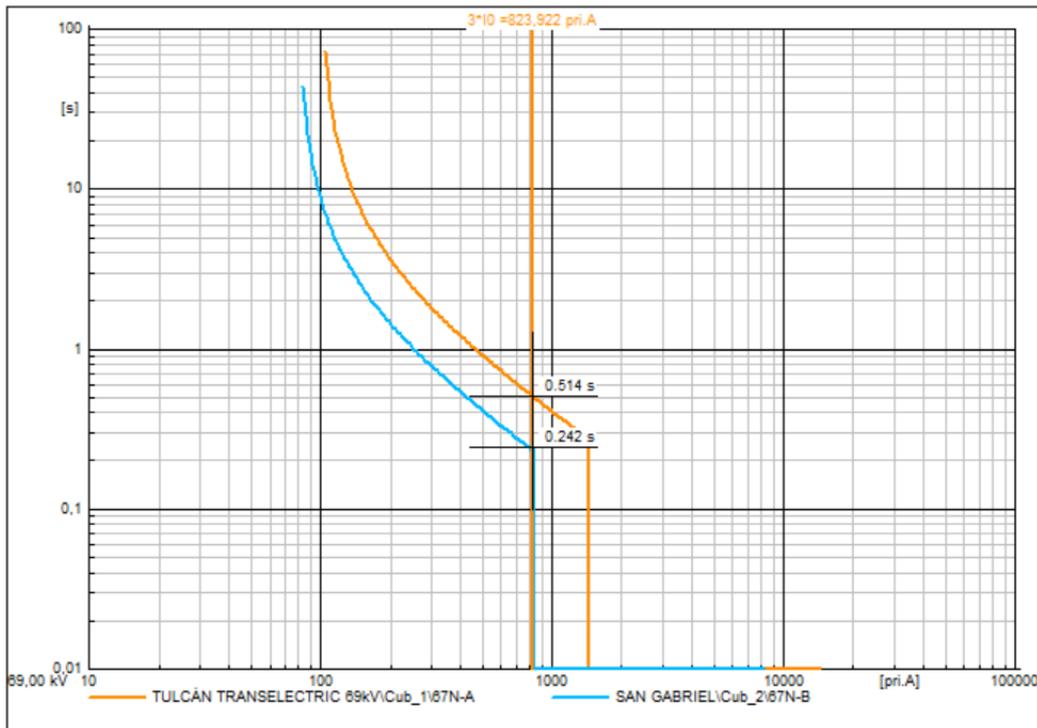


Figura 33: Coordinación entre curvas de los relés de neutro: San Gabriel y Tulcán Transelectric

En la Figura 33 se visualiza el tiempo de actuación del relé que se encuentra en la línea San Gabriel – El Ángel, siendo esta la protección principal y operando en 242 ms. El relé de la posición Tulcán Transelectric – San Gabriel es el designado como protección de respaldo por lo que actúa luego de 514 ms. Además, en la gráfica se muestra el cumplimiento del margen de coordinación entre curvas, que para este caso es de 272 ms.

4.3.2 Coordinación de relés direccionales de neutro El Ángel - Pimampiro y San Gabriel - El Ángel

Para verificar la operación del relé de neutro en la línea Pimampiro Transelectric – El Ángel y obtener la gráfica de las curvas de protección se simuló una falla monofásica a tierra al 20% de esta línea.

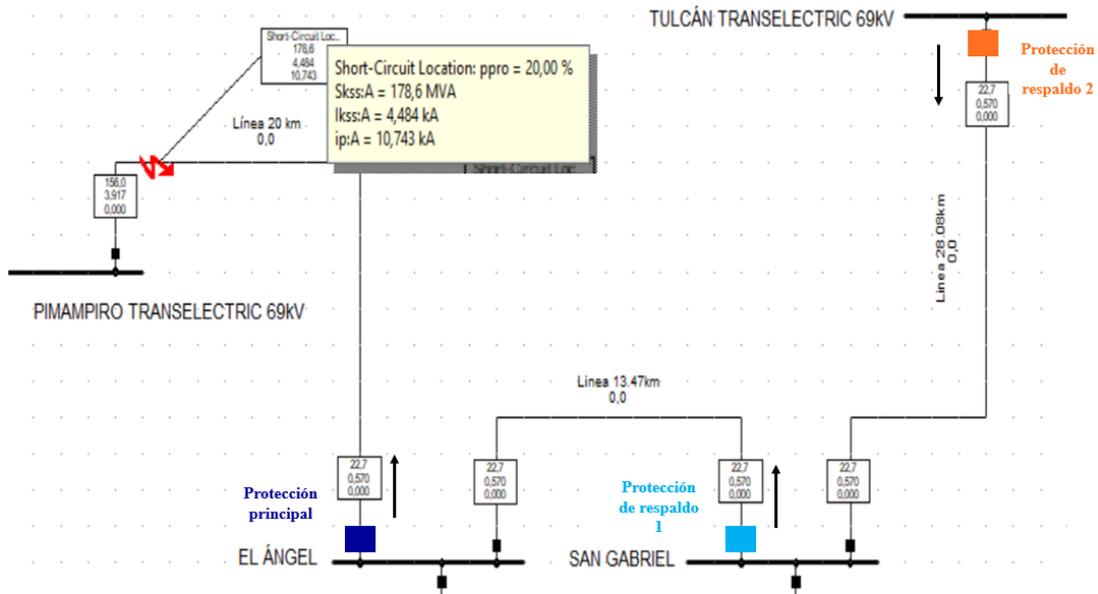


Figura 34: Falla monofásica a tierra al 20% de la línea Pimampiro Transelectric - El Ángel

En la Figura 34 se muestra que el valor de la corriente ante la falla monofásica a tierra en este punto cercano a la fuente alcanza un valor de 4484 A. Esta magnitud de corriente de cortocircuito se obtiene de la suma de los aportes de la subestación Pimampiro (3917 A) y de la subestación Tulcán (570 A). Para una falla monofásica en este punto del sistema, el relé de neutro ubicado en la barra El Ángel posición Pimampiro es el encargado de actuar en primera instancia.

Luego de realizar la simulación de esta este tipo de falla, se verificó los tiempos de operación de los relés de neutro mediante la gráfica de curvas de protecciones, la cual se muestra a continuación en la Figura 35.

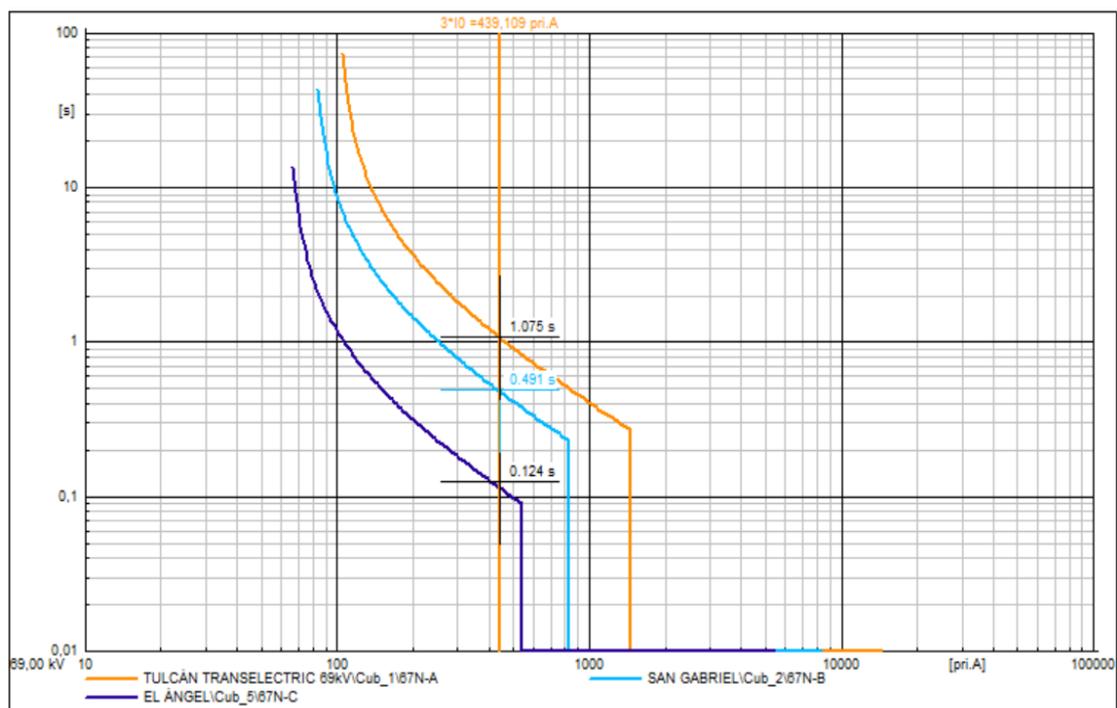


Figura 35: Coordinación entre curvas de los relés de neutro: El Ángel, San Gabriel y Tulcán Transelectric

En la Figura 35 se muestra el tiempo de actuación del relé de neutro ubicado en la posición El Ángel – Pimampiro Transelectric, que actúa en un tiempo de 124 ms siendo la protección primaria ante la falla monofásica. Por otra parte, las protecciones de respaldo son los relés de la posición San Gabriel – El Ángel (491ms) y el de la posición Tulcán Transelectric – San Gabriel (1085 ms). También se verifica el cumplimiento del margen de coordinación con una diferencia de 367 ms y 584 ms entre curvas.

4.4 Coordinación de relés direccionales de neutro: Dirección Pimampiro - Tulcán

Al igual que en la coordinación de protecciones en la dirección Tulcán - Pimampiro, se simularon fallas monofásicas a tierra al 80% y 20% de las líneas de subtransmisión que forman parte del lazo, pero ahora en la dirección Pimampiro Transelectric, El Ángel, San Gabriel y Tulcán Transelectric.

4.4.1 Relés direccionales de neutro Pimampiro – El Ángel y El Ángel – San Gabriel

Para conocer el tiempo de actuación de los relés de protección para estas posiciones, se realizó la simulación de una falla monofásica al 80% de la línea que une las subestaciones de El Ángel y San Gabriel, la cual se visualiza en la siguiente gráfica.

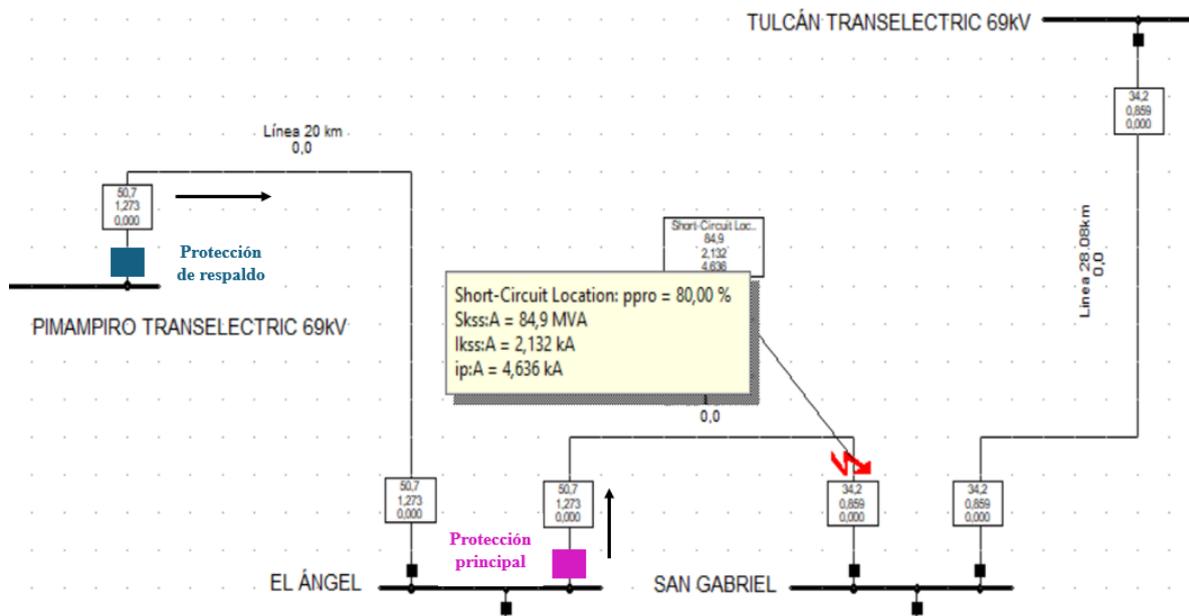


Figura 36: Falla monofásica a tierra al 80% de la línea El Ángel - San Gabriel

En la Figura 36 se muestra la simulación de una falla monofásica en la línea El Ángel – San Gabriel, la cual tiene una magnitud de 2132 A, esta corriente proviene principalmente de la subestación Pimampiro Transelectric que tiene un aporte de 1273 A, y también recibe 859 A provenientes de la subestación Tulcán Transelectric.

Seguidamente, se muestra la gráfica de las curvas y tiempos de actuación de los relés de protección de neutro ante la aparición de esta falla monofásica.

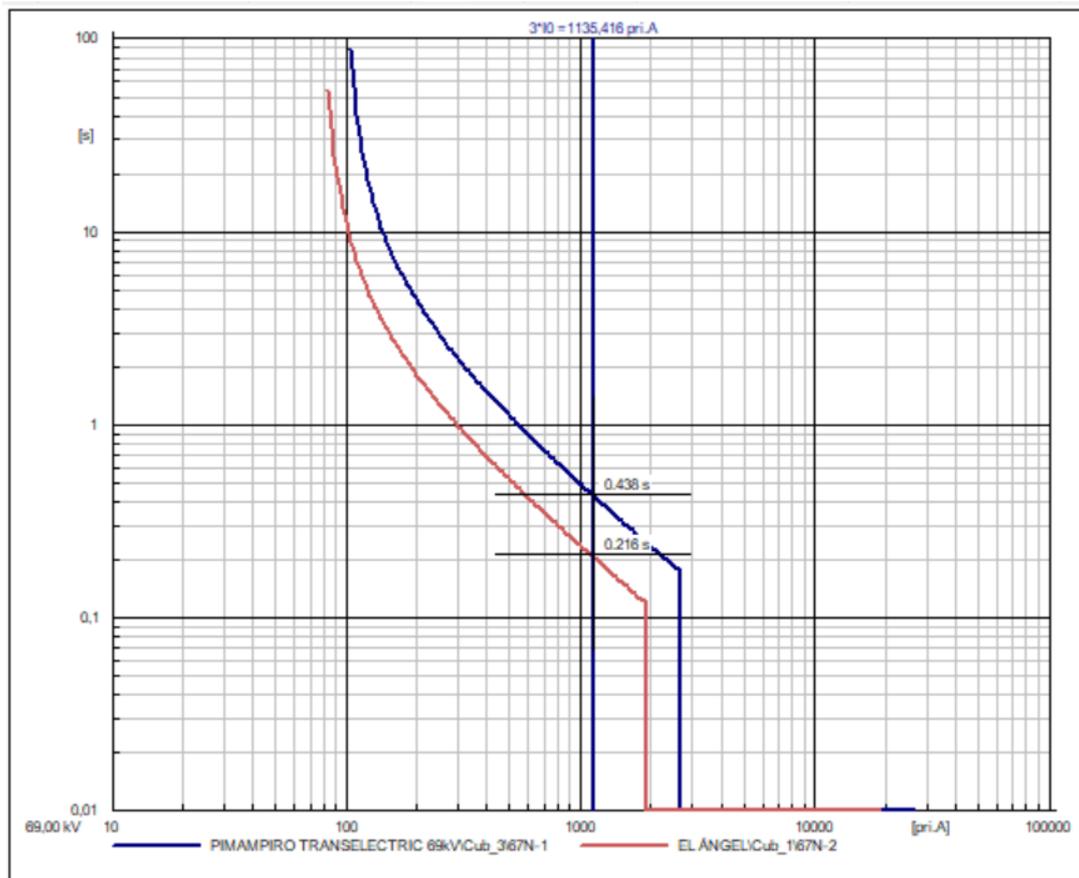


Figura 37: Coordinación entre curvas de los relés de neutro: El Ángel y Pimampiro Transelectric

En la Figura 37 se observa el tiempo de actuación de los relés de neutro para las posiciones Pimampiro Transelectric – El Ángel (438 ms) y El Ángel – San Gabriel (216 ms). Además, en la gráfica se muestra una adecuada coordinación de curvas y cumplimiento del margen de coordinación entre curvas, siendo de 222 ms.

4.4.2 Relés direccionales de neutro El Ángel – San Gabriel y San Gabriel – Tulcán Transelectric

Cuando una falla monofásica se produce al 20% de la línea Tulcán Transelectric – San Gabriel, las protecciones designadas en esta dirección de corriente, actuarán en un determinado tiempo tal y como se observa en la Figura 38.

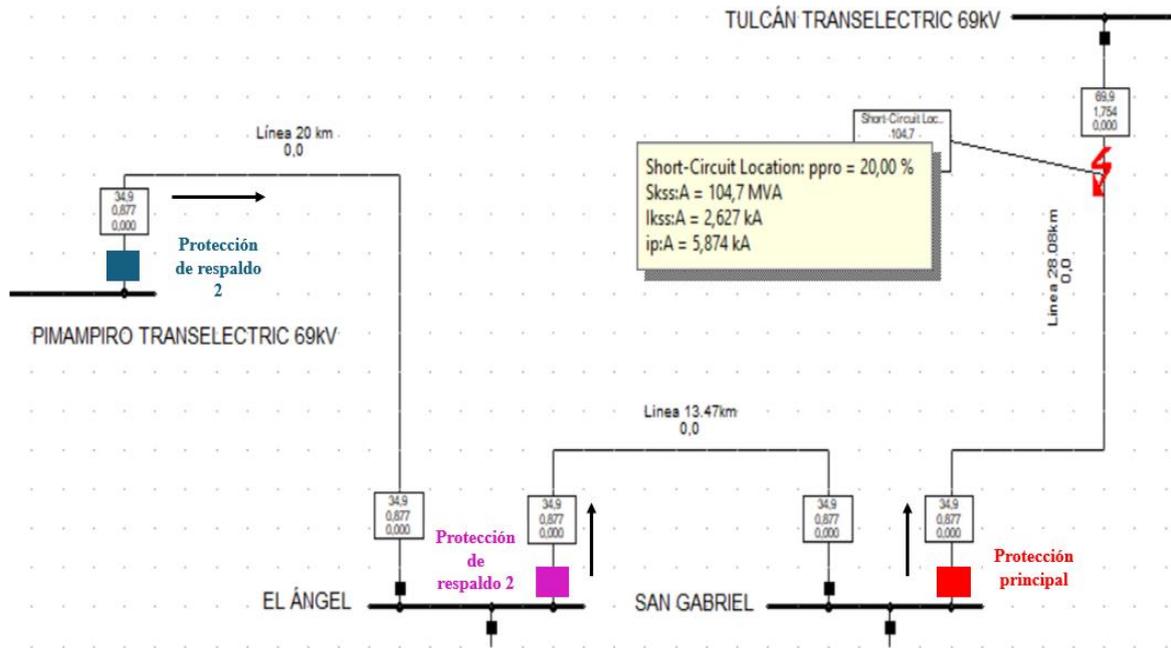


Figura 38: Falla monofásica a tierra al 20% de la línea Tulcán Transelectric - San Gabriel

La Figura 38 muestra que una falla monofásica en este punto de la línea provoca una corriente de cortocircuito de 2627 A, donde la subestación Tulcán aporta con 1754 A debido a la cercanía de la falla, y la subestación Pimampiro aporta con un valor de corriente de falla de 877 A.

En la Figura 39 se visualizan las curvas obtenidas y los tiempos de actuación de los relés de neutro que protegen las líneas de subtransmisión ante la aparición de fallas a tierra en la dirección Pimampiro – Tulcán.

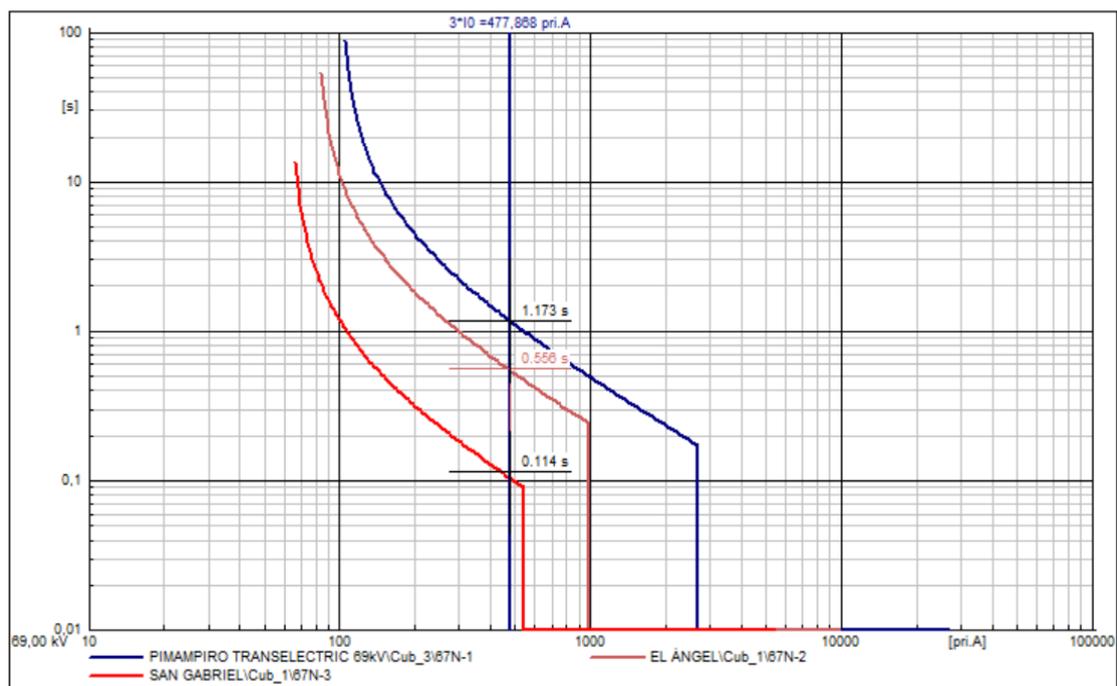


Figura 39: Coordinación entre curvas de los relés de neutro San Gabriel, El Ángel y Pimampiro Transelectric

La Figura 39 indica la actuación del relé de neutro en la posición San Gabriel – Tulcán Transelectric (114 ms) y los tiempos de actuación de los relés El Ángel – San Gabriel y Pimampiro Transelectric – El Ángel de 556 ms y 1183 ms. Estos dos últimos actúan como protección de respaldo ante la falla monofásica. Se observa un margen de coordinación amplio, debido a que los ajustes de las curvas de protección deben ser definidos de tal forma que coordinen también con las demás curvas de los relés.

4.5 Coordinación de protecciones para transformadores de las subestaciones

Para realizar la coordinación de protecciones entre el sistema de subtransmisión en estudio y los transformadores de las subestaciones de San Gabriel y El Ángel, se emplea uno de los criterios de coordinación de protecciones descritos en el Capítulo “Métodos y Materiales”, el cual hace referencia a que dependiendo de la configuración de los devanados del transformador, las protecciones de fase y neutro en las líneas de subtransmisión deberán o no coordinar con las protecciones de fase y neutro del transformador. En EmelNorte todos los transformadores de potencia poseen la configuración delta – estrella aterrizada, por lo que la

protección del relé de fase de la línea de subtransmisión debe coordinar obligatoriamente con las protecciones de fase y neutro del transformador y la protección de neutro no coordina de manera obligatoria con las protecciones de fase y neutro del transformador.

4.5.1 Coordinación de protecciones transformador El Ángel

Los relés temporizados de fase y neutro que se encargan de la protección del transformador de la subestación El Ángel de 2.5 MVA deben coordinar con los relés direccionales de fase de las posiciones San Gabriel – El Ángel y Pimampiro – El Ángel tal y como se indica en la Figura 40, ya que se emplea el criterio de que, ante una falla la corriente de cortocircuito fluye de barra a línea, por lo tanto, estos relés son designados como protecciones de respaldo.

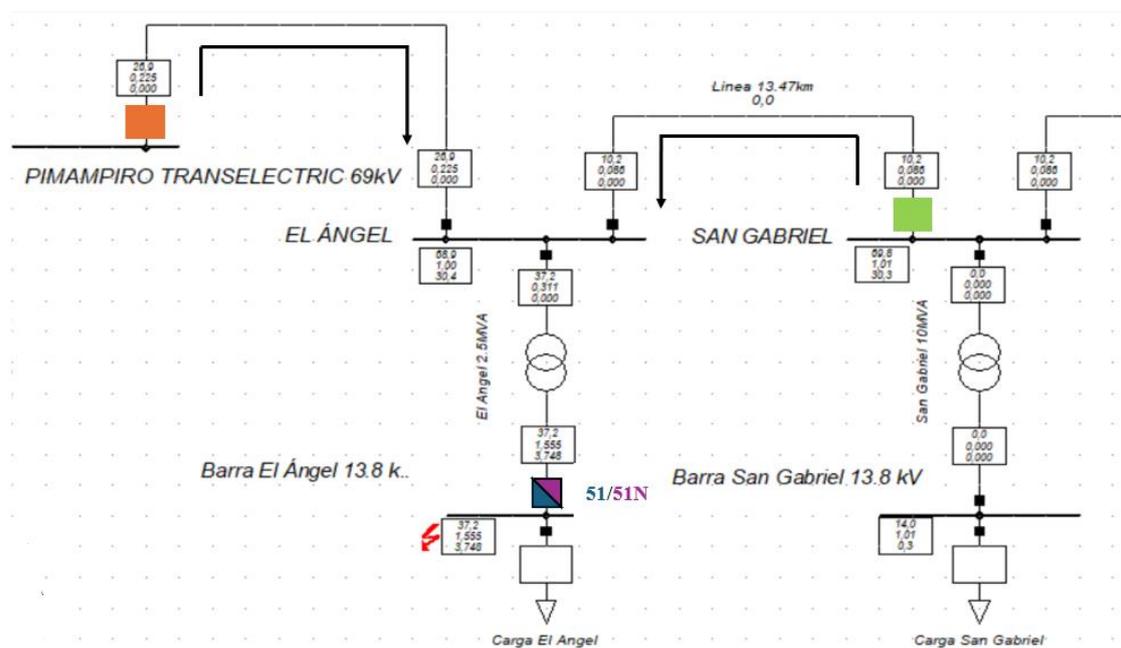


Figura 40: Falla trifásica en la barra de 13,8 kV de la subestación El Ángel

Mediante la Figura 40 se muestra que para comprobar el tiempo de activación y la coordinación entre curvas de los relés del transformador y del sistema de subtransmisión se simula una falla trifásica en la barra de 13.8 kV de la subestación El Ángel.

Luego de realizar la simulación, en la Figura 41 se observa el tiempo que tardan los relés temporizados de fase y neutro del transformador de la subestación El Ángel siendo de 450 ms, estos son designados como protección principal por lo que actúan en el menor tiempo posible.

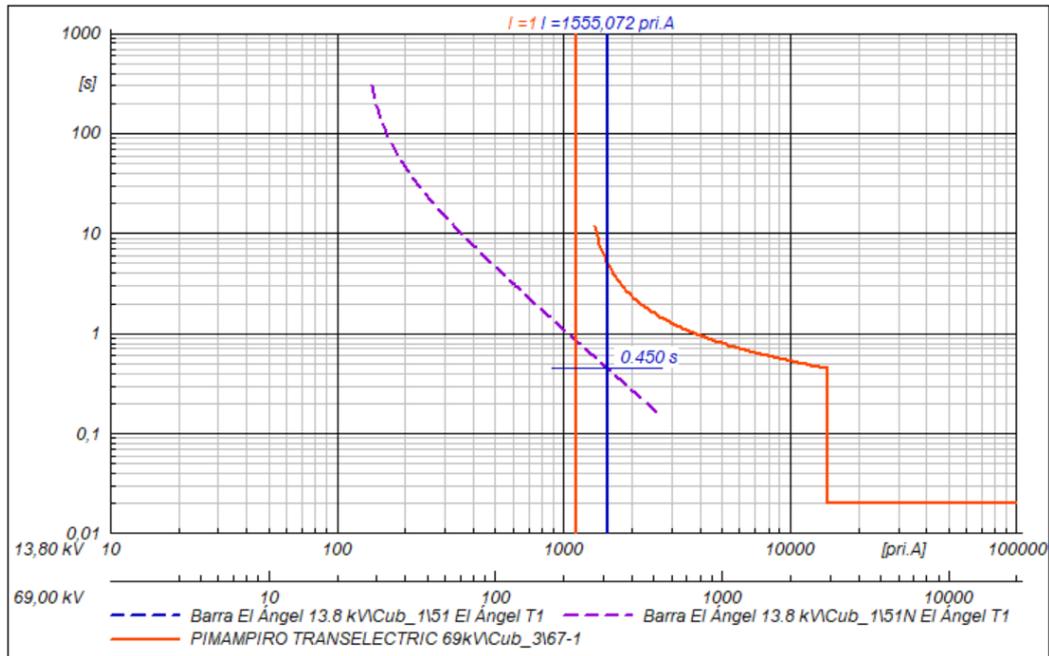


Figura 41: Coordinación entre curvas de los relés temporizados de fase y neutro con relé direccional de fase: Pimampiro Transelectric

Además, tanto en la Figura 41 como Figura 42 se observa que los relés 67 de fase designados como protección de respaldo no operan ya que la corriente de cortocircuito es imperceptible para estos debido a sus parámetros de ajuste, la potencia del transformador y la magnitud de la corriente de falla.

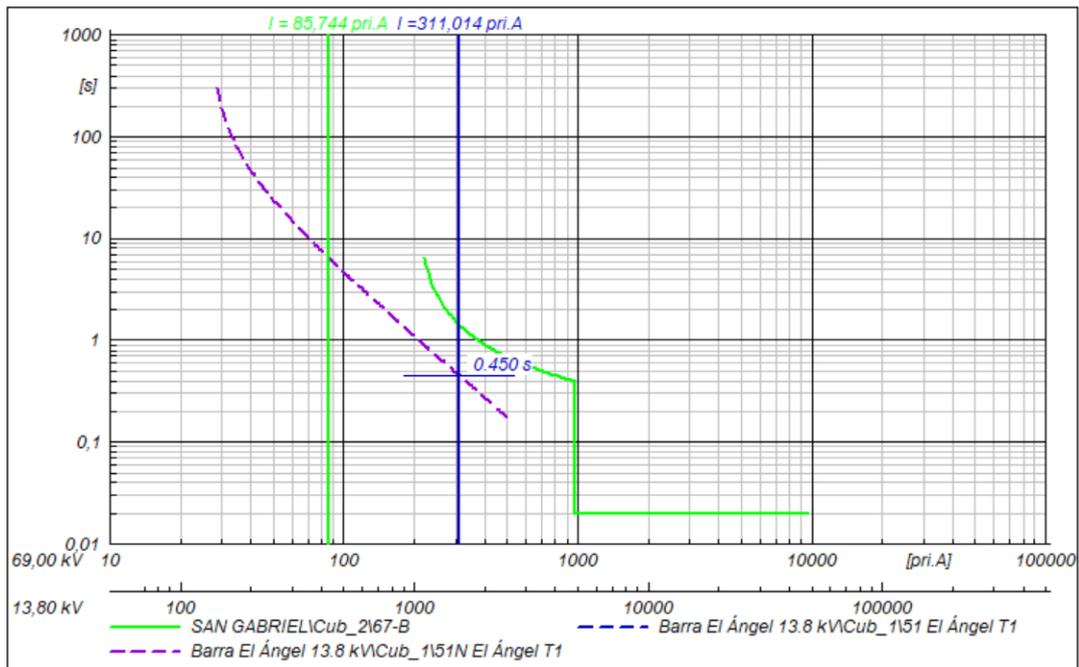


Figura 42: Coordinación entre curvas de los relés temporizados de fase y neutro con relé direccional de fase:

San Gabriel

Por lo tanto, las condiciones actuales del sistema de subtransmisión en estudio dificultan la activación de los relés 67 ubicados en las barras de Pimampiro y San Gabriel para la protección del transformador de 2.5 MVA de la subestación El Ángel.

4.5.2 Coordinación de protecciones transformador San Gabriel

Los relés temporizados de fase y neutro del transformador de la subestación San Gabriel de 10 MVA son las protecciones principales y deben coordinar con las protecciones de respaldo, que para este caso son los relés direccionales de fase: Tulcán Transelectric – San Gabriel y El Ángel – San Gabriel, la ubicación de estos relés 67 se visualizan mediante la Figura 43.

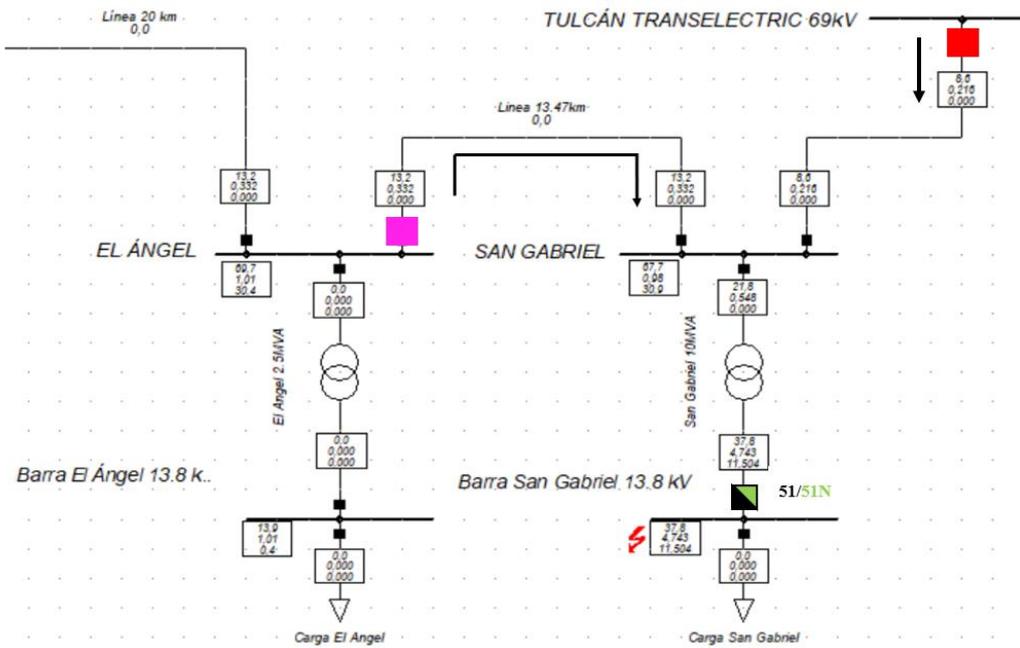


Figura 43: Falla trifásica en la barra de 13,8 kV de la subestación San Gabriel

Una vez realizada la simulación de una falla trifásica en el lado de bajo voltaje del transformador de la subestación San Gabriel, se procedió a comprobar el tiempo de actuación de las protecciones principales y de respaldo, esto se muestra en la siguiente gráfica.

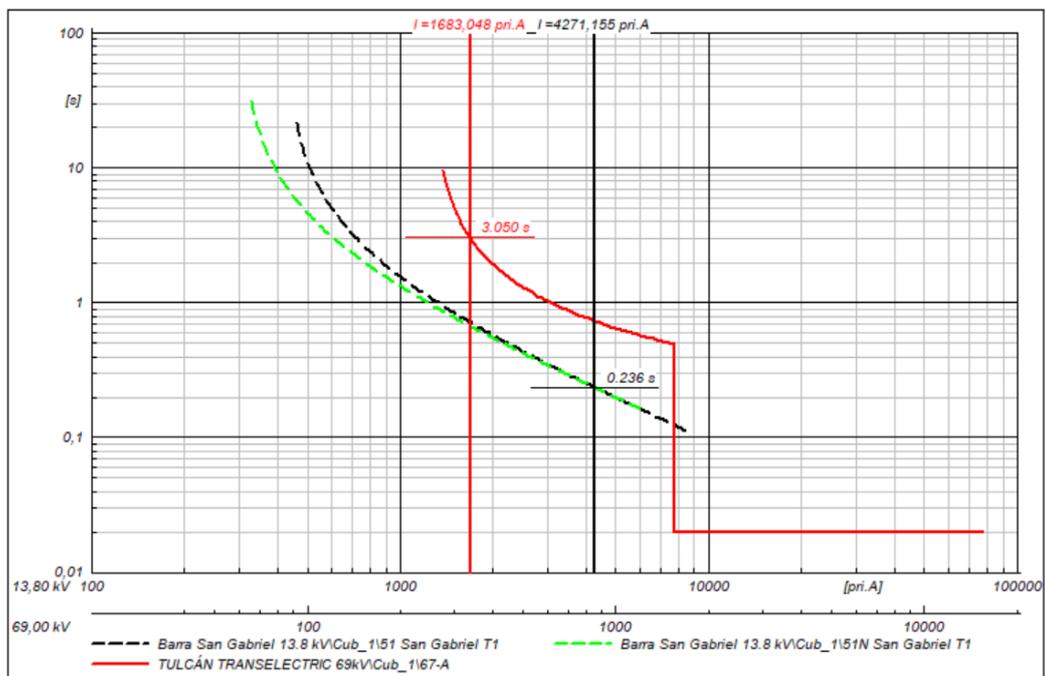


Figura 44: Coordinación entre curvas de los relés temporizados de fase y neutro con relé direccional de fase: Tulcán Transeletric

En la Figura 44 se muestra que la activación de los relés 51/51N se da en 236 ms una vez transcurrida la falla trifásica, cumpliendo la función de operar en el menor tiempo posible para evitar daños en el transformador y demás equipos de la subestación. También se aprecia que el relé de protección ubicado en la barra de Tulcán Transelectric actúa luego de aproximadamente 3 segundos en el particular caso de que la protección principal no opere.

Por otro lado, el relé direccional de fase de la barra El Ángel posición San Gabriel actúa en un tiempo de 729 ms, como se muestra en la Figura 45. A diferencia del relé 67 de la barra Tulcán, este relé opera en menor tiempo debido a su ajuste y cercanía a la ubicación de la falla.

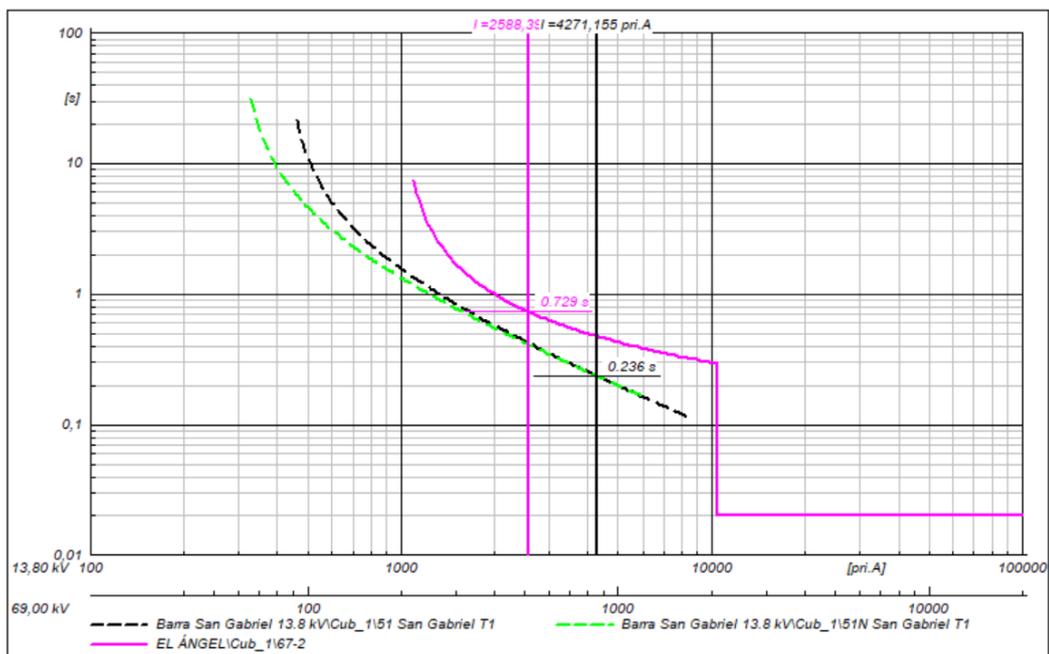


Figura 45: Coordinación entre curvas de los relés temporizados de fase y neutro con relé direccional de fase:

El Ángel

Como se pudo observar en la Figura 44 y Figura 45, los relés direccionales de fase ven la falla provocada en la barra de 13.8 kV, actúan y coordinan sus curvas de operación de manera adecuada con los relés temporizados de fase y neutro. Esto se debe principalmente a la potencia del transformador de 10 MVA que posee la subestación San Gabriel.

Finalmente, los ajustes definitivos de los relés de sobrecorriente direccional para la coordinación de protecciones en el sistema de subtransmisión en estudio se indican de manera organizada en la Tabla 9.

Tabla 9. Ajustes definitivos de los relés de sobrecorriente direccional para la coordinación de protecciones

Subestación	Protección	Voltaje (kV)	RTC	Línea	Tipo de curva	Tap (A)	Tap	Dial	Inst (A)	Inst	
Tulcán Transelectric	Posición San Gabriel	69	500 / 5	Fase	Normal	250	2.50	0.13	1550	15.5	
				Neutro	Muy inversa	100	1	0.27	1450	14.5	
San Gabriel	Transformador T1	13.8	600 / 5	Fase	Muy inversa	420	0.70	0.16	Disable	Disable	
				Neutro	Muy inversa	300	0.50	0.23	Disable	Disable	
	Posición El Ángel	69	200 / 5	Fase	Normal inversa	200	5.00	0.09	964	24.1	
				Neutro	Muy inversa	80	2.00	0.16	828	20.7	
Transelectric	Posición Tulcán	69	300 / 5	Fase	Normal inversa	160	2.67	0.05	1280.4	21.34	
				Neutro	Muy inversa	64	1.06	0.05	1196.4	19.94	
El Ángel	Transformador T1	13.8	250 / 5	Fase	Ext inversa	130	2.60	0.80	Disable	Disable	
				Neutro	Ext inversa	130	2.60	0.80	Disable	Disable	
	Transelectric	Posición Pimampiro	69	600 / 5	Fase	Normal inversa	160	1.33	0.05	758.4	6.32
					Neutro	Muy inversa	64	0.53	0.05	723.6	6.03
Transelectric	Posición San Gabriel	69	600 / 5	Fase	Normal inversa	200	1.67	0.10	2096.4	17.47	
				Neutro	Muy inversa	80	0.67	0.20	1917.6	15.98	
		69	600 / 5	Fase	Normal inversa	250	2.08	0.16	2911.2	24.26	

Pimampiro	Posición El	Neutro	Muy inversa	100	0.83	0.33	2668.8	22.24
Transelectric	Ángel							

CONCLUSIONES

- Las subestaciones, líneas de transporte y transformadores de potencia son los principales componentes de un sistema de subtransmisión; estos se encargan de cumplir un rol determinado para proveer de energía eléctrica a los usuarios. Entonces, para brindar un suministro de energía continuo, el sistema de subtransmisión requiere de un sistema de protección que consta principalmente de: relés de sobrecorriente, TC's, TP's e interruptores automáticos; los cuales brindan la protección necesaria ante la aparición de fallas.
- Mediante el análisis de las características de los componentes del sistema de subtransmisión en lazo, se emplearon criterios de coordinación de protecciones y los parámetros para el ajuste de los relés de sobrecorriente direccional ubicados en las líneas de subtransmisión tanto de fase como de neutro. Dichos criterios garantizan que el sistema de protección actúe en el tiempo adecuado y ante cualquier tipo de falla, sea esta monofásica o multifásica.
- Se elaboró el estudio de coordinación de protecciones en base a los parámetros de ajuste de los relés de protección, los mismos que fueron validados a través de la simulación de cortocircuitos monofásicos y trifásicos en distintos puntos del lazo de estudio, esto mediante la utilización del software DIGSILENT PowerFactory.

RECOMENDACIONES

- Considerar la aplicación de criterios establecidos en este trabajo de grado para la aplicación de coordinación de protecciones en lazos que se podrían presentar en la expansión del sistema de subtransmisión de EmelNorte.
- Establecer nuevos criterios de coordinación con relés instantáneos para disminuir el tiempo de actuación, ya que es factible establecer la operación de los sistemas de distribución con protecciones que utilicen únicamente este tipo de criterio y no el de curvas de tiempo inverso, logrando mejorar la velocidad de respuesta ante fallas en sistemas de subtransmisión en lazos.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] J. Torres Rodríguez, M. Torres Rodríguez, y J. T. Prieto, “Estrategias efectivas para mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica de un sistema de distribución eléctrico”, *Revista Científica YACHANA*, vol. 2, núm. 2, pp. 89–93, 2013.
- [2] O. F. Archila Cruz, “Coordinación óptima de relés de sobrecorriente direccionales utilizando modelos detallados de 4 hilos”, 2019. Consultado: el 9 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <http://hdl.handle.net/1992/45305>
- [3] O. D. Chacón Herrera, “Coordinación de protecciones del sistema de subtransmisión de EmelNorte”, 2014. [En línea]. Disponible en: <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/21568>
- [4] O. B. Moyolema Palate, “Ajuste de relés diferenciales de línea y coordinación de relés direccionales de sobrecorriente en el sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.”, 2017. [En línea]. Disponible en: <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/18914>
- [5] E. E. Añazco Luzón, “Análisis del funcionamiento de la protección de sobrecorriente direccional de líneas de transmisión ante corrientes evolutivas de cortocircuito”, 2021. [En línea]. Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/21504>
- [6] L. A. Rosales Naranjo, “Informe Rendición de Cuentas 2020”, 2020. [En línea]. Disponible en: <https://www.emelnorte.com/emelnorte/index.php/category/117-rendicion-de-cuentas2020#>
- [7] Regulación N° ARCERNNR, “Regulacion-002-20”. 2020.
- [8] V. Nasimba Medina, E. Díaz Ocampo, y J. Nasimba de Janón, *Introducción a las líneas de transmisión*, vol. 1. 2020. [En línea]. Disponible en: <http://142.93.18.15:8080/jspui/bitstream/123456789/718/1/Vi%CC%81ctor%20F.%2030-%2010-2020%20.pdf>
- [9] A. M. Enríquez De La Torre, “Modelación del sistema de subtransmisión e integración con el sistema de distribución en media tensión de EMELNORTE”, 2019. [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.utn.edu.ec/handle/123456789/8984>

- [10] J. Ninantay Torres, “Análisis de las pérdidas de energía eléctrica en las redes de distribución del sistema eléctrico”, 2019. [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.unsa.edu.pe/handle/UNSA/10788>
- [11] J. D. Morocho Morales, “Detección de fallas en redes de distribución radial basado en el método de diagnóstico de fallas en ramales y Ratán Das”, 2022. [En línea]. Disponible en: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/23369>
- [12] J. J. Cela Andagoya, “Coordinación de protecciones del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero a nivel de 69 kV considerando su conexión al Sistema Nacional Interconectado”, 2018. [En línea]. Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/19482>
- [13] C. A. Calderón Bernal y J. D. Nieves Sinche, “Estudio de la coordinación de protecciones para la línea en 69kV de transmisión San Antonio-Alazán”, 2022.
- [14] J. F. Piñeros, L. Y. Agudelo, A. M. Gutierrez, J. F. Llano, y D. Echeverri, “Coordinación de protecciones retos y necesidades para la seguridad del sistema”, 2019.
- [15] L. F. Cordones Herrera, “Análisis de las funciones de protección de sobrecorriente, distancia y diferencial en el software EMTP: análisis de la función de protección de distancia en el software EMTP.”, 2022. [En línea]. Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/23352>
- [16] M. V. Jácome Salgado y C. M. Vásquez Guillén, “Análisis de coordinación de protecciones en redes de subtransmisión con la regulación 04/2015 de arconel.”, 2018. [En línea]. Disponible en: <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/16485>
- [17] V. M. Quispe Mamani, “Estudio de cortocircuito y coordinación de protecciones para conectar la subestación eléctrica ‘Planta de cemento El Puente’ de Soboco al Sistema Interconectado Nacional”, 2019.
- [18] Y. C. Castillo Rivera, “Estudio de coordinación de protecciones en el Sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito considerando la conexión de la Línea Vicentina-Santa Rosa 138 kV”, Quito, 2018. [En línea]. Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/19063>
- [19] J. F. Vaca Carrera, “Estudio de coordinación de protecciones en el sistema de subtransmisión de EMELNORTE S.A. con relés direccionales para cierre del lazo

- Ibarra, Alpachaca, el Chota y Pimampiro”, 2023. [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.utn.edu.ec/handle/123456789/14136>
- [20] J. P. García Benítez, “Estudio de coordinación de protecciones en el sistema de subtransmisión a 46 kV de la Empresa Eléctrica Quito considerando la conexión en paralelo de los transformadores T1 y T2 de la subestación Vicentina y la puesta en servicio de la línea Miraflores – Pérez Guerrero”, 2018. [En línea]. Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/19076>
- [21] K. A. Ortiz Santiana, “Análisis de Protecciones Eléctricas de Microgrids Modo Isla con Elevada Penetración de Energías Renovables No Convencionales.”, *INGENIO*, vol. 5, núm. 2, pp. 69–75, dic. 2022, doi: 10.29166/ingenio.v5i2.4225.
- [22] D. Arbeláez Trejos y Á. D. Paredes Cortés, “Coordinación óptima de elementos de protección en microrredes”. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira, 2019. Consultado: el 9 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://repositorio.utp.edu.co/handle/11059/10403>
- [23] J. S. Pajuelo Valle, “Protecciones de líneas de transmisión”, 2020, Consultado: el 18 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: <http://www.citeenergia.com.pe/wp-content/uploads/2022/05/ARTICULO-5.pdf>
- [24] A. N. Lozada Mayorga y N. Alejandro, “COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO LA INTRODUCCIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA”, 2023.
- [25] DIgSILENT, “DIgSILENT PowerFactory User Manual”, 2017. [En línea]. Disponible en: <http://www.digsilent.de>
- [26] L. L. Chiza Segovia, “Modelación y simulación del sistema de control de los motores de tracción del Metro de Quito y análisis dinámico de su operación en la red eléctrica mediante co-simulación entre Matlab/Simulink y PowerFactory de DigSilent”, 2019. [En línea]. Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/20452>
- [27] E. A. Pozzo Silva, “AJUSTE DE COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN ANTE EL INCREMENTO DE LA DEMANDA Y POR REUBICACIÓN DE SALIDA DEL ALIMENTADOR DE MEDIA TENSIÓN 1052 DE ELECTRONOROESTE S.A.”,

2022. Consultado: el 18 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en:
<https://hdl.handle.net/20.500.12802/9475>