

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



TEMA:
**COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE
SUBTRANSMISIÓN RADIAL MEDIANTE RELÉS DE SOBRECORRIENTE
DE CURVAS DEFINIDAS DE LA POSICIÓN OTAVALO DE EMELNORTE.**

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

AUTOR (A):

Kevin Paúl Cabascango Panamá

DIRECTOR (A):

Ing. Omar Darío Chacón Herrera MSc

Ibarra – Ecuador
2025



AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD

TÉCNICA DEL NORTE

1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

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

DATOS DE CONTACTO			
CÉDULA DE IDENTIDAD:		1005007362	
APELLIDOS Y NOMBRES:		Kevin Paúl Cabascango Panamá	
DIRECCIÓN:		Cotacachi – El Sagrario	
EMAIL:		kpcabascangop@utn.edu.ec	
TELÉFONO FIJO:		TELÉFONO MÓVIL:	0985564515

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	“COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN RADIAL MEDIANTE RELÉS DE SOBRECORRIENTE DE CURVAS DEFINIDAS DE LA POSICIÓN OTAVALO DE EMELNORTE”
AUTOR (ES):	Kevin Paúl Cabascango Panamá
FECHA DE APROBACIÓN: DD/MM/AAAA	02/09/2025
PROGRAMA:	<input checked="" type="checkbox"/> PREGRADO <input type="checkbox"/> POSGRADO
TÍTULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniero Eléctrico
ASESOR /DIRECTOR:	Ing. Segundo Hernán Pérez Cruz MSc Ing. Omar Darío Chacón Herrera 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 02 días del mes de Septiembre de 2025

EL AUTOR:

Kevin Paúl Cabascango Panamá

CI: 100500736-2



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

Yo, Omar Darío Chacón Herrera MSc, en calidad de director del señor estudiante Kevin Paúl Cabascango Panamá certifico que ha culminado con las normas establecidas en la elaboración del Trabajo de Integración Curricular con el tema: "Coordinación de protecciones en sistemas de subtransmisión radial mediante relés de sobrecorriente de curvas definidas de la posición Otavalo de EMELNORTE"

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

Ing. Omar Darío Chacón Herrera MSc
DIRECTOR DE TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR



DEDICATORIAS

El trabajo de grado lo dedico a Dios por darme salud, fortaleza, conocimiento y paciencia en el transcurso de mi formación profesional y personal, para finalizar con éxito esta etapa de mi vida.

Dedico este trabajo de grado a mis padres Manuel Cabascango y Ermelinda Panamá, a mis hermanos Joseline y Tupak, quienes me brindaron apoyo incondicional durante toda mi trayectoria académica, sus consejos y ánimos que me sirvieron para no caer en ningún momento, y me impulsaron a seguir adelante.



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS
APLICADAS**
CARRERA DE ELECTRICIDAD



AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por darme salud durante la trayectoria de mi vida universitaria, a mis padres que sin su apoyo no hubiese sido posible todo esto.

Agradezco a la “Universidad Técnica del Norte” por abrirme las puertas para ser parte de esta institución y permitirme formarme profesionalmente en sus instalaciones, a los docentes de la carrera quienes han impartido su conocimiento a lo largo de mi proceso de formación.

Agradezco de manera especial a mi director, el Ing. Omar Chacón MSc, y asesor el Ing. Hernán Pérez MSc, cuya orientación y valiosas observaciones hicieron posible la culminación exitosa de este trabajo de grado.



INDICE DE CONTENIDOS

RESUMEN	13
ABSTRACT.....	14
CAPITULO I.....	15
1.1 Problema de investigación.	15
1.2 Objetivos	16
1.2.1 Objetivo general.....	16
1.2.2 Objetivos específicos.....	16
1.3 Alcance y delimitación.....	16
1.4 Justificación	17
CAPÍTULO II	18
2.1 Antecedentes	18
2.2 Sistema eléctrico de potencia.....	21
2.2.1 Sistema de transmisión	22
2.2.2 Sistema de subtransmisión.....	22
2.2.3 Líneas de subtransmisión.....	22
2.3 Configuración de redes eléctricas	23
2.3.1 Sistemas radiales	23
2.3.2 Sistema en lazo.....	24
2.4 Subestaciones.....	24
2.5 Perturbaciones en la red	25
2.5.1 Régimen Normal	25
2.5.2. Régimen anormal	26
2.5.2.1 Sobrecargas	26
2.5.2.2 Cortocircuitos	27



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS
APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



2.5.2.2.1 Tasa de ocurrencia de fallas.....	28
2.5.2.3 Descargas atmosféricas	28
2.6 Propiedades de los sistemas de protección.....	28
2.6.1 Sensibilidad.....	29
2.6.2 Selectividad.....	29
2.6.3 Rapidez	29
2.6.4 Confiabilidad.....	29
2.6.5 Seguridad	29
2.7 Zonas de protección	30
2.7.1 Protección primaria y de respaldo	30
2.7.1.1 Protección primaria o principal	31
2.7.1.2 Protección de respaldo	31
2.8 Elementos de un sistema de protección.....	31
2.8.1 Transformadores de corriente	31
2.8.1.1 Caracterización de los TC	32
2.8.2 Relés de sobrecorriente.....	33
2.8.3 Tiempos de operación de los relés de sobrecorriente	33
2.8.3.1 Relés de tiempo instantáneo	34
2.8.3.2 Relés de tiempo definido.....	34
2.8.3.3 Relés de tiempo inverso	35
2.8.4 Disyuntores	36
CAPÍTULO III.....	37
3.1 Introducción.....	37
3.2 Descripción del área de estudio	37
3.2.1 Ubicación.....	37
3.3 Características Técnicas	38



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS
APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



3.3.1 Líneas de subtransmisión.....	38
3.3.2 Transformadores de las subestaciones de distribución de Emelnorte.....	38
3.3.3 Diagrama unifilar	39
3.4 Metodología.....	40
3.4.1 Procedimiento	41
3.5 Materiales	42
3.5.1 Software de simulación Power Factory	42
3.5.2 Criterios para la coordinación de protecciones	43
3.5.2.1 Ajustes de protecciones de fase.....	43
3.5.2.2 Ajustes de protecciones de neutro	45
3.5.3 Estudio de cortocircuitos	46
3.6.1 Parámetros para el ajuste de los relés de fase y neutro de la línea Ibarra Transelectric – Atuntaqui.	48
3.6.2 Parámetros para el ajuste de los relés de fase y neutro de la línea Atuntaqui – San Vicente.	48
3.6.3 Parámetros para el ajuste de los relés de fase y neutro de la línea San Vicente – Otavalo.	52
3.6.4 Parámetros para el ajuste de los relés de fase y neutro de la línea Otavalo – Cayambe.	55
3.6.5 Parámetros para el ajuste de los relés de fase y neutro de la línea Cayambe – Cananvalle.	56
3.6.6 Parámetros para el ajuste de los relés de fase y neutro de la línea Cananvalle – La Esperanza.....	59
CAPITULO IV	66
4.1 Coordinación de protecciones del sistema de subtransmisión de EMELNORTE de la posición Otavalo de la S/E Ibarra Transelectric.	66
4.1.1 Coordinación de protecciones propuesta.	66
4.1.2 Coordinación de protecciones actual.....	68



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS
APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



.....	70
4.2 Evaluación de la Coordinación de Protecciones	71
4.2.1 Análisis Comparativo: Línea Atuntaqui – San Vicente	72
4.2.2 Análisis Comparativo: Línea San Vicente – Otavalo	73
4.2.3 Análisis Comparativo: Línea Otavalo – Cayambe.	74
4.2.4 Análisis Comparativo: Línea Cayambe – Cananvalle	75
4.2.5 Análisis Comparativo: Línea Cananvalle – La Esperanza	77
CONCLUSIONES	80
RECOMENDACIÓN	82



INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Sistema eléctrico de Potencia [14].	21
Figura 2. Sistema radial [2].	23
Figura 3. Sistema en lazo [17].	24
Figura 4. Subestación eléctrica[19].	25
Figura 5. Tipos de cortocircuitos [23].	27
Figura 6. Zonas de protección [2].	30
Figura 7. Conexión de un transformador de corriente [31].	32
Figura 8. Ejemplo de nomenclatura de un TC.	32
Figura 9. Tiempos de operación.	33
Figura 10. Curva de tiempo instantáneo [2].	34
Figura 11. Relé de tiempo definido [34].	35
Figura 12. Tipos de curvas de tiempo inverso [34].	35
Figura 13. Disyuntor de potencia [38].	36
Figura 14. Diagrama unifilar del sistema radial en estudio representado en DigSILENT.	40
.....	
Figura 15. El Procedimiento representada en diagrama de bloques.	42
Figura 16. Coordinación de protecciones de la propuesta para los relés de fase.	67
Figura 17. Coordinación de protecciones de la propuesta para los relés de neutros. ...	68
Figura 18. Coordinación de protecciones actual de los relés de fase.	69
Figura 19. Coordinación de protecciones actual de los relés de neutro.	70



INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Niveles de voltaje [16].	22
Tabla 2. Tasa de ocurrencia de fallas en un SEP [26].	28
Tabla 3. Líneas de subtransmisión.	38
Tabla 4. Transformadores de distribución EMELNORTE S.A.	39
Tabla 5. Estudio de cortocircuitos y flujo de carga.	47
Tabla 6. Ajustes del relé Ibarra Transelectric - Atuntaqui.	48
Tabla 7. Ajustes del relé Atuntaqui - San Vicente.	52
Tabla 8. Ajustes del relé San Vicente - Otavalo.	54
Tabla 9. Ajustes del relé Otavalo – Cayambe.	56
Tabla 10. Ajustes del relé Cayambe - Cananvalle.	59
Tabla 11. Ajustes del relé Cananvalle - La Esperanza.	62
Tabla 12. Valores de ajuste de los relés de protección	63
Tabla 13. Identificativo de las curvas de protección	71
Tabla 14. Comparación de los tiempos de operación de los relés de la línea Atuntaqui – San Vicente	72
Tabla 15. Comparación de los tiempos de operación de los relés de la línea San Vicente - Otavalo	73
Tabla 16. Comparación de los tiempos de operación de los relés de la línea Otavalo – Cayambe.	74
Tabla 17. Comparación de los tiempos de operación de los relés de la línea Cayambe - Cananvalle	75
Tabla 18. Comparación de los tiempos de operación de los relés de la línea Cananvalle – La Esperanza	77
Tabla 19. Recopilación de las reducciones de tiempo en la operación de los relés de protección.	78



RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo realizar la coordinación de protecciones en las líneas de subtransmisión de la posición Otavalo de EMELNORTE mediante relés de sobrecorriente de curvas definidas en la cual se realiza un esquema de etapas que se detalla a continuación: una instantánea, dos de tiempo definido y una inversa para el relé fase y para el relé de neutro el mismo esquema solo que menos una etapa de tiempo definido, se establecieron los criterios y parámetros que se aplicaron en el estudio de coordinación de protecciones, con las cuales se define en que líneas de subtransmisión se utilizan todas las etapas mencionadas o solo ciertas etapas. En el software Power Factory se importó el archivo donde se encuentra modelado el sistema de subtransmisión y mediante este software se realizó el estudio de cortocircuitos, con la finalidad de obtener de los valores de cortocircuito en las barras del sistema lo que permitieron obtener los valores del TAP (corrientes de operación), luego en la simulación se incorporaron los elementos necesarios que conforman el sistema de protecciones. A continuación, se determinó los ajustes de los relés, aplicando criterios propuestos, que posteriormente se ingresaron aquellos ajustes al software “Power Factory”. Una vez ingresado todos los valores y los ajustes en los relés de protección al software se procedió a realizar la simulación de la coordinación de protecciones, al verificar la propuesta de coordinación de protecciones, se obtuvo los tiempos de operación de los relés ante fallas a distintos porcentajes de longitud de línea, de forma similar se realizó con la configuración actual de EMELNORTE S.A para luego elaborar una análisis comparativo en la cual se comprueba que el esquema propuesto presenta mejoras en los tiempos de operación.

Palabras clave: coordinación de protecciones, relé de sobrecorriente, Power Factory, subtransmisión.



ABSTRACT

This study aims to carry out the protection coordination of the subtransmission lines associated with the Otavalo position of EMELNORTE, using defined curve overcurrent relays. The protection scheme for phase faults includes one instantaneous stage, two definite-time stages, and one inverse-time stage. For ground fault protection, the same scheme is applied, except that one of the definite-time stages is omitted. The criteria and parameters used in the protection coordination study were established, determining for each subtransmission line whether all stages or only certain stages are applied. The subtransmission system model was imported into the PowerFactory software, where short-circuit studies were conducted to obtain fault current values at the system buses. These values were used to calculate the TAP settings (operating currents). Subsequently, the necessary elements for the protection system were incorporated into the simulation. The relay settings were then determined by applying the proposed criteria and entered into PowerFactory. Once all the parameters and relay settings were configured in the software, the protection coordination simulation was carried out. From this, the relay operating times were obtained under fault conditions at various percentages of line length. The same procedure was performed using the current EMELNORTE S.A. configuration, allowing for a comparative analysis. The results confirm that the proposed coordination scheme achieves improvements in relay operating times.

Keywords: protection coordination, overcurrent relay, PowerFactory, subtransmission.



CAPITULO I

Tema: Coordinación de protecciones en sistemas de subtransmisión radial mediante relés de sobrecorriente de curvas definidas de la posición Otavalo de EMELNORTE.

1.1 Problema de investigación.

Las fallas pueden presentarse en cualquier parte del sistema eléctrico, a nivel de sistemas de subtransmisión puede ocurrir por: descargas atmosféricas, desgaste en los aisladores, el contacto directo de animales, por la alta demanda de energía (sobrecargas), cortocircuitos debido al contacto entre las líneas o línea-tierra y errores humanos.

En el sistema de subtransmisión radial de la posición Otavalo de EMELNORTE, cuando ocurre una falla de alta impedancia como para condiciones de sobrecargas, el tiempo requerido para la operación de los relés de sobrecorriente contra este tipo de fallas es alta. Cuando en el sistema se presenta una falla, actúan las protecciones, pero con ello también se da la necesidad de desconectar circuitos (interrupciones al servicio eléctrico) dentro del área donde se produjo la falla. Dado que toda actividad económica dentro del área de concesión de las empresas eléctricas, esta tan ligado con el uso de la energía eléctrica, actividades de negocios, industrias y vivienda que simplemente no se permite que se den interrupciones en el servicio, aunque se dé por tiempos cortos, representan pérdidas económicas además de causar insatisfacción y molestias en los consumidores.

Por lo que la respuesta del Sistema de Protecciones ante fallas debe actuar inmediatamente para aislar el sector que esta con la falla en el menor tiempo posible con ello evitar daños a equipos y salidas de cargas que no tengan esta afectación.

¿Qué parámetros de ajuste serán necesarios determinar para que se realice la coordinación de protecciones en sistemas de subtransmisión radial mediante relés de sobrecorriente de curvas definidas de la posición Otavalo de EMELNORTE?



1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

- Realizar la coordinación de protecciones en sistemas de subtransmisión radial mediante relés de sobrecorriente de curvas definidas de la posición Otavalo de EMELNORTE.

1.2.2 Objetivos específicos

- Describir los componentes de los sistemas de subtransmisión y también los sistemas de protección con relés de sobrecorriente.
- Determinar los parámetros de coordinación de protecciones con relés de sobrecorriente haciendo uso de los datos proporcionados por parte de EMELNORTE.
- Evaluar la coordinación de protecciones con relés de sobrecorriente de curvas definidas mediante el uso de un software especializado

1.3 Alcance y delimitación

Se realizará la literatura técnica correspondiente a los sistemas de subtransmisión sus componentes, así como también los componentes y las propiedades que debe de tener un sistema de protección en la que intervienen, funcionamiento de relés de sobrecorriente, los parámetros de ajuste de los relés de sobrecorriente, para lo anterior se recurrirá a fuentes académicas como libros, artículos científicos, otras tesis.

Se realizará la coordinación de protecciones en sistemas de subtransmisión radial mediante relés de sobrecorriente, de curvas definidas de la posición Otavalo de EMELNORTE, en el que se usará 3 curvas de protección: un instantáneo, y 2 curvas de tiempo definido, para ello se realizará un análisis de los parámetros de ajuste de relés, la operación de relés de sobrecorriente, cálculos necesarios para la determinación de esos ajustes de curvas de protección por lo que el enfoque de este trabajo de grado es cuantitativo.



Se evaluará la coordinación de protecciones de curvas de tiempo definidas, se obtendrá 6 graficas de curvas de protección y se la simulará usando el software DigSILENT de Power Factory, este software permitirá realizar y visualizar los ajustes de las curvas de protección y el tiempo en la que entra en operación las protecciones ante una falla en el sistema de subtransmisión procurando que se cumpla con su función que es la de aislar la falla permitiendo que el sistema continúe operando normalmente y que la desconexión de circuito sea solamente donde se presentó la falla. Además, se va a contrastar con el sistema de protección actual de la red de subtransmisión de EMELNORTE. La información necesaria para realizar este Trabajo de grado se solicitará el acceso a la base de datos de EMELNORTE.

1.4 Justificación

Para garantizar la confiabilidad en un sistema eléctrico de potencia, sin duda es fundamental la coordinación de protecciones, debido a que ayuda, ante una eventual falla en el sistema, se despeje de manera rápida y segura, evitando la desconexión de cargas que no presenta falla. Con ello también se da protección a las líneas y a los equipos a nivel de subtransmisión.

Para la coordinación de protecciones realizará con relés de sobrecorriente de tiempo definido dado que cuando se da una falla, la variable que tiende a elevarse se manera abrupta es la corriente. El presente trabajo de grado la coordinación de protecciones tiene como propósito de determinar los parámetros de ajuste de los relés de sobrecorriente con curvas de tiempo definidas, haciendo que la respuesta de los sistemas de protección sea más rápida a corrientes bajas ante una falla, manteniendo los márgenes de selectividad, confiabilidad, seguridad, velocidad, sensibilidad. Se contará con el apoyo de EMELNORTE, donde se podrá tener acceso a la información necesaria para realizar el presente trabajo.

El continuo suministro de la energía eléctrica implica un aporte a la calidad de vida de los consumidores, también garantiza la continuidad de las actividades críticas para la sociedad como en el área de salud, educación y producción industrial.



CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes

La energía eléctrica es fundamental en el desarrollo de los países a nivel mundial, dado que es indispensable en todas las actividades del ser humano, el uso va desde los electrodomésticos hasta maquinaria pesada de las grandes industrias con ello se logra evidenciar la importancia de acceder a este servicio, por lo que es imprescindible contar con sistemas de potencia que permita el transporte de la energía eléctrica desde la generación a los consumidores. Y en este sistema la subtransmisión cumple un papel importante, compuesta principalmente de líneas de alto voltaje y subestaciones[1].

Los sistemas de subtransmisión forman parte del SNI, lo que permite a las empresas distribuidoras de la energía eléctrica proveer a las ciudades que están dentro de su área de concesión. En el Ecuador el sistema de subtransmisión se encuentra compuesto de forma radial y anillo debido a que las condiciones de uso dependen del tipo y tamaño de carga, su importancia y las necesidades de aumentar la continuidad y confiabilidad del suministro eléctrico[2].

La confiabilidad del suministro eléctrico a los consumidores hace referencia que el sistema eléctrico de potencia debe de satisfacer de forma continua, la demanda de energía requerida por el consumidor y mantener sus índices de explotación. La importancia de la confiabilidad se da por los efectos de las pérdidas cuando acontece una falla en el suministro de energía, las cuales en ocasiones va más allá de lo que se deja de producir. La enorme importancia de la energía eléctrica en aspectos como la economía se trata de maximizar la calidad de la energía y la disminución del número de interrupciones y la duración de estos[3].

La intervención del sistema de protección es principalmente para mantener la calidad como la continuidad del suministro eléctrico por ello es necesario que la red sea planificada para que se permita otras alternativas de operación, que posibiliten la continua



alimentación a todos los puntos de consumo ante fallas que pueden darse en las diferentes componentes del sistema eléctrico de potencia. Una falla puede suceder en cualquier parte de los componentes del sistema eléctrico según estudios manifiestan que el 90% de las fallas se dan en líneas aéreas y las fallas más comunes la de tipo fase-tierra[4].

La falla que más consecuencias graves puede causar en un sistema de potencia es el cortocircuito[5], los cortocircuitos son perturbaciones que se originan al entrar en contacto con una impedancia relativamente baja entre dos puntos de diferente potencial del mismo circuito[6].

En el sistema de potencia puede suceder: oscilaciones, variaciones de voltajes, caídas de voltaje, desequilibrio de voltajes, sobrecorriente, sobrevoltajes y esfuerzos mecánicos en equipos y estructuras, esto produce cambios en las condiciones de red. Todo lo anterior depende de qué tipo de cortocircuito se presentó en el sistema de potencia sea: monofásico, bifásico, bifásico a tierra, trifásico y trifásico a tierra[7].

Los sistemas de protección se implementan en todos los componentes de un SEP tienen como objetivo la de mitigar o reducir el daño debido a una perturbación eléctrica, protege a las personas, los equipos y a todo el sistema eléctrico. Para la coordinación se consideran los tipos de protecciones que se implementan en los componentes del SEP y en la manera que opera conforme a las características de funcionamiento que tengan[8].

Como menciona Pérez[9], con el estudio de la coordinación de protecciones se busca que tras una contingencia o condición de sobrecarga solo una mínima parte del sistema sea interrumpida. Por los constantes cambios en el sistema eléctrico de topología y de condiciones de operación se debe de realizar nuevos estudios de coordinación de protecciones, debido a que los cambios en el sistema producen variaciones en las corrientes de cortocircuito.

Las protecciones eléctricas tienen un rol fundamental, particularmente para los sistemas de subtransmisión que por ser el sistema que suministro energía a las empresas distribuidoras desde los puntos de interconexión hasta los centros de carga, para las



empresas viene a convertirse en un sistema de vital importancia ya que se requiere un sistema de protecciones eficiente, para asegurar la integridad del personal, de los elementos eléctricos protegidos y la continuidad del servicio eléctrico[10].

Las protecciones de sobrecorriente responde cuando la corriente que circula por el conductor supera el valor establecido[11]. La coordinación de sobrecorriente para sistemas radiales, se selecciona los ajustes de relés temporizados para que operen rápidamente, para fallas que acontecen en su zona y también dan respaldo a aquellos relés de las zonas que están aguas abajo [12].

En la actualidad las empresas que son propietarias de las instalaciones de generación, transmisión y distribución tienen procedimientos propios para realizar los ajustes de sus protecciones eléctricas, además de usar criterios de coordinación generalmente realiza la ejecución de estudios de fallas mediante el uso de programas computacionales que proporcionan información base para el ajuste de las protecciones[6].

Actualmente EMELNORTE cuenta con 22 líneas de subtransmisión, y comprende la operación de 17 Subestaciones de Distribución con una capacidad instalada OA de 207.5 MVA AV/MV, a finales del año 2021, interconectadas por 276,85 km de líneas de subtransmisión a 69 kV y 17,59 km de líneas de subtransmisión a 34,5 kV, estas últimas sirven para evacuar la generación de las centrales hidráulicas Ambi y San Miguel de Car [13].



2.2 Sistema eléctrico de potencia

Un sistema eléctrico de potencia está conformado por un conjunto de dispositivos y equipos que se encargan de la generación, transmisión, subtransmisión y distribución de la energía eléctrica hasta llegar a los consumidores finales[13]. En la figura 1 se pueden observar las diferentes etapas del sistema de potencia.

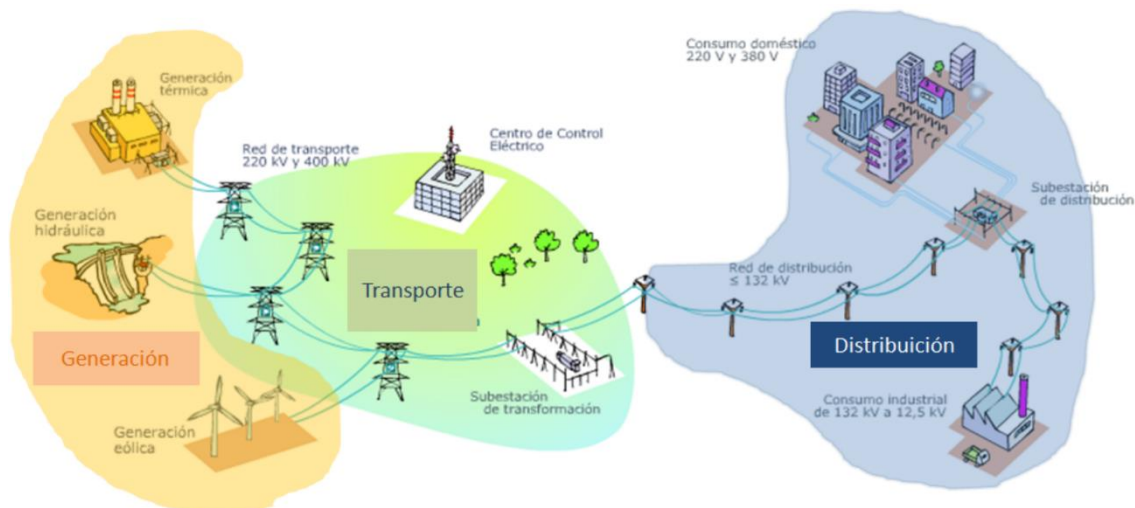


Figura 1. Sistema eléctrico de Potencia [14].

La función que cumple el sistema eléctrico de potencia es suministrar energía eléctrica a los consumidores al menor costo posible, con niveles aceptables de calidad, seguridad y confiabilidad. La confiabilidad del servicio eléctrico está relacionada con el continuo suministro de energía eléctrica sin interrupciones, cumpliendo los requerimientos de calidad y seguridad[15].

En el sistema eléctrico de potencia, para cada etapa de transmisión, subtransmisión y distribución se manejan diferentes niveles de voltaje, de acuerdo con la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) en la regulación Nro. 009/24 denominada “Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica”, los niveles de voltaje en el Ecuador se establecen en la Tabla 1.



Tabla 1. Niveles de voltaje [16].

Bajo voltaje	Voltaje menor o igual a 0,6 kV.
Medio voltaje	Voltaje mayor a 0,6 y menor o igual a 40 kV.
Alto voltaje grupo 1	Voltaje mayor a 40 y menor o igual a 138 kV.
Alto voltaje grupo 2	Voltaje mayor a 138 kV.

2.2.1 Sistema de transmisión

El sistema de transmisión está compuesto por equipos e instalaciones con la finalidad de transportar la energía eléctrica desde las plantas de generación hasta los principales nodos de consumo (subestaciones de distribución)[15].

2.2.2 Sistema de subtransmisión

El sistema de subtransmisión está conformado por equipos y elementos eléctricos que se encuentran interconectados al sistema de transmisión, y abastece a los consumidores que estén en la zona de concesión de las empresas distribuidoras[2].

2.2.3 Líneas de subtransmisión

Las líneas de subtransmisión son el medio físico por donde se transporta la energía eléctrica desde una subestación del SNT (Sistema Nacional de Transmisión) a una subestación de distribución, operan a un voltaje de 69 kV.

Las líneas de subtransmisión son menos complejas comparadas con las de distribución, debido a la alta potencia que suministran y a la gran cantidad de consumidores que dependen de ellas; es fundamental asegurar una correcta operación y realizar los mantenimientos respectivos a dichas redes [2].



2.3 Configuración de redes eléctricas

La configuración de una red eléctrica está determinada por el nivel de confiabilidad necesario para suministrar energía eléctrica a todos los puntos de carga. Una configuración de red sencilla es más económica y fácil de operar, pero carece de confiabilidad. A medida que aumenta la necesidad de que el suministro de energía sea continuo, las configuraciones de las redes deben ser más complejas [17]. En cuanto a las configuraciones de las redes eléctricas en subtransmisión, se pueden mencionar a las siguientes:

- Sistemas radiales
- Sistemas en lazo

2.3.1 Sistemas radiales

Un sistema radial tiene la característica de que el flujo de potencia es unidireccional, es decir, desde la fuente hacia la carga. Una de las principales ventajas de este tipo de sistema es el costo de inversión bajos en la etapa de construcción, ya que se requieren menos equipos de protección; como de igual manera, la principal desventaja de este sistema es que, al ejecutar un corte de energía ante fallas, en cualquier parte de la red implica la interrupción del suministro eléctrico aguas abajo del elemento con falla que obliga la operación de los disyuntores respectivos lo que implica la pérdida de carga [4, 17]. En la figura 2 se puede observar el diagrama unifilar de un sistema radial.

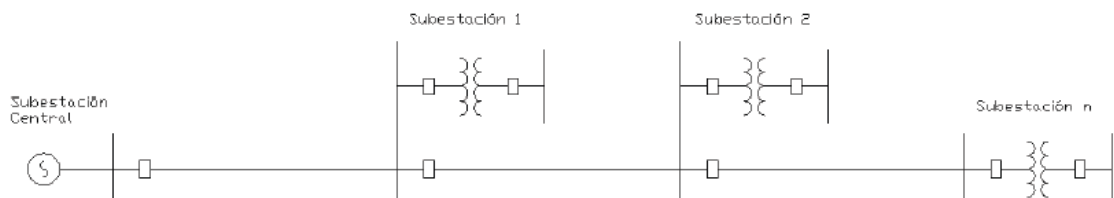


Figura 2. Sistema radial [2].



2.3.2 Sistema en lazo

Un sistema en lazo se caracteriza por formar una red cerrada mediante dos fuentes de alimentación: por lo tanto, existen dos caminos para alimentar a las subestaciones de distribución como se muestra en la Figura 3. El sistema en lazo es más costoso que el sistema radial, debido a que se requieren instalaciones adicionales y protecciones necesarias para formar dicho sistema.

Cuando se presenta falla en el sistema en lazo la corriente de falla proviene desde las dos fuentes, por lo que la coordinación de protecciones aumenta en complejidad [13].

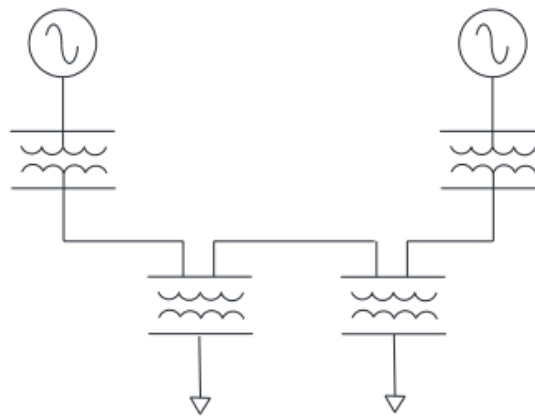


Figura 3. Sistema en lazo [17].

2.4 Subestaciones

Una subestación eléctrica es el lugar que alberga las instalaciones necesarias para conectar un conjunto de equipos que permitan transformar los niveles de voltaje a apropiados para el transporte, distribución o consumo de la energía eléctrica. Una subestación está conformada por equipos eléctricos como: barras, transformadores, interruptores, fusibles, seccionadores, entre otros, para controlar el flujo de energía y garantizar la seguridad del sistema mediante dispositivos automáticos de protección [13, 18].



Figura 4. Subestación eléctrica[19].

2.5 Perturbaciones en la red

Las perturbaciones eléctricas son fenómenos o eventos que alteran el comportamiento del sistema eléctrico, estas condiciones representan desviaciones respecto al comportamiento normal de la red eléctrica, causando variaciones en el voltaje, corriente, o frecuencia [20].

A continuación, se presentan los diferentes regímenes operativos en el sistema eléctrico.

- Régimen normal
- Régimen anormal

2.5.1 Régimen Normal

En el régimen normal, se encuentran fenómenos eléctricos que son inherentes al funcionamiento de la red eléctrica, quienes aparecen luego de acciones de operación y maniobra como: el restablecimiento del servicio eléctrico, la energización de transformadores, la apertura de interruptores, entre otros.

Uno de los fenómenos dentro del régimen normal son las corrientes transitorias de magnetización (inrush), las cuales aparecen al energizar los transformadores debido a que estos están en vacío en el lado secundario. La corriente de magnetización no es



simétrica debido al comportamiento no lineal del circuito ferromagnético del transformador, lo cual lo convierte en una fuente de armónicos.

La corriente inrush depende de factores como la potencia del transformador, las características magnéticas del núcleo y las condiciones operativas de desconexión, así como el nivel de voltaje en la energización. [2].

2.5.2. Régimen anormal

En el régimen anormal es una condición no deseada que pueden afectar la correcta operación del sistema eléctrico por lo tanto es importante la operación inmediata del sistema de protecciones para despejar la falla. Dentro del régimen anormal se encuentran fenómenos eléctricos que se presentan con frecuencia en el SEP, lo que provoca cambios repentinos en las variables físicas del SEP [21]. Las perturbaciones en régimen anormal son las siguientes:

- Sobrecarga
- Cortocircuitos
- Descargas atmosféricas

2.5.2.1 Sobrecargas

Las sobrecargas es la condición en la cual los elementos de un sistema superan sus capacidades nominales de operación lo que repercute en daños de tipo térmico o por sobrecalentamiento. En un sistema eléctrico, esta condición ocurre cuando la demanda supera la capacidad para la cual está diseñada la línea, generando un aumento tanto en la temperatura como la corriente en los conductores o transformadores. El daño térmico se agrava cuando dichas sobrecargas persisten durante periodos prolongados[22].

En subtransmisión no es común que suceda ya que el sistema es monitoreado y diseñado para grandes capacidades[2].



2.5.2.2 Cortocircuitos

Los cortocircuitos son perturbaciones que se originan al entrar en contacto dos puntos de diferente potencial entre sí o con la tierra del mismo circuito, ya sea de forma directa o indirecta[6].

Los cortocircuitos se pueden clasificar como:

- **Cortocircuito trifásico:** También conocido como falla trifásica, ocurre cuando hay contacto entre las tres fases del sistema eléctrico. [23].
- **Cortocircuito línea-tierra:** Es una falla que ocurre cuando hay un contacto directo entre una fase del sistema eléctrico con la tierra [24]. En algunos casos este tipo de falla puede causar una corriente de cortocircuito mayor que una falla trifásica, especialmente cuando la falla ocurre en un lugar cercano a las grandes generadoras[25].
- **Cortocircuito bifásico:** Sucede cuando hay un contacto entre dos conductores de diferente fase.
- **Cortocircuito bifásico - tierra:** Es un falla que ocurre cuando hay un contacto directo entre dos fases con la referencia a tierra[24].

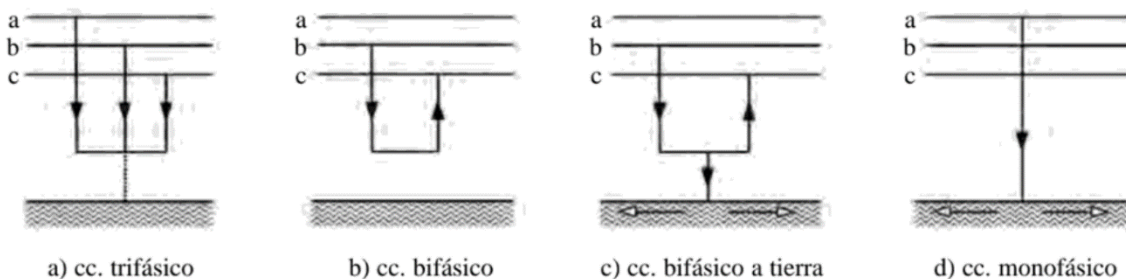


Figura 5. Tipos de cortocircuitos [23].



2.5.2.2.1 Tasa de ocurrencia de fallas

Los cortocircuitos tienen una tasa de ocurrencia diferenciada dependiendo del tipo de falla, en la siguiente Tabla se muestra los porcentajes respectivos.

Tabla 2. Tasa de ocurrencia de fallas en un SEP [26].

Cortocircuito	% de ocurrencia
Monofásico a tierra	80%
Bifásico a tierra	15%
Bifásico	15%
Trifásico	5%

2.5.2.3 Descargas atmosféricas

Las descargas atmosféricas son transferencias de cargas repentinas que ocurren cuando existe una diferencia de potencial lo suficientemente grande para superar la rigidez dieléctrica del aire, estas descargas pueden producirse entre nubes o entre una nube y la superficie terrestre. Comúnmente las descargas atmosféricas son conocidas como rayos, que al momento del impacto directo en uno de los conductores de fase se inducen sobrevoltajes que pueden ocasionar descargas superficiales o contorneos en los aisladores, lo que puede ser percibido por las protecciones como falla a tierra [2, 18].

2.6 Propiedades de los sistemas de protección

Los sistemas de protecciones son el conjunto de elementos dedicados a detectar, despejar y realizar las maniobras pertinentes para eliminar una falla, los sistemas de protección deben cumplir con ciertas características o propiedades para que el sistema eléctrico sea protegido adecuadamente.

A continuación, se mencionan las principales características a considerar:

- Sensibilidad
- Selectividad



- Rapidez
- Confiabilidad
- Seguridad

2.6.1 Sensibilidad

Indica la capacidad que tiene el relé o los sistemas de protecciones de operar a niveles mínimos de corriente, voltaje, potencia, entre otros, ante fallas que se presenten en su zona de protección [2, 23].

2.6.2 Selectividad

Se refiere a que el sistema de protecciones ejecuta la acción de desconexión únicamente al elemento con la perturbación anormal dentro del SEP, minimizando la desconexión elementos innecesarios[27].

2.6.3 Rapidez

Una vez que se detecta la falla, lo primordial es limitar su duración mediante la acción rápida de apertura de los disyuntores[28].

2.6.4 Confiabilidad

La confiabilidad se relaciona a que las protecciones deben cumplir su propósito sin errores y con la efectividad necesaria ante cualquier evento que ocurra en el red eléctrica[29].

2.6.5 Seguridad

Hace referencia a la capacidad del sistema de protecciones a que no sufra alteraciones que provoquen la operación de las protecciones ante eventos ajenos su zona de protección [2].



2.7 Zonas de protección

Las zonas de protección son las áreas en las cuales los dispositivos de protección deben tener cobertura, ya sea protegiendo uno o varios componentes del sistema eléctrico de potencia en caso de presentarse una falla. Para lograr una adecuada protección a todas las partes del sistema eléctrico, es necesario organizar las protecciones por zonas y traslapar con los demás dispositivos de protección para cubrir con todas las partes del sistema[13].

En la siguiente figura 7, se muestra las diferentes zonas de protección.

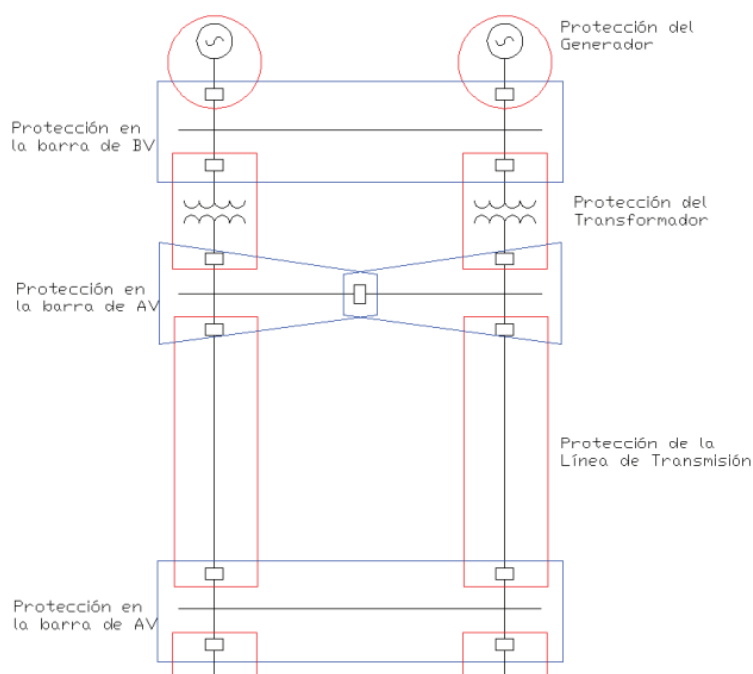


Figura 6. Zonas de protección [2].

2.7.1 Protección primaria y de respaldo

Un esquema de protecciones generalmente debe tener una protección principal, en caso de que esta no opere o no detecte la falla adecuadamente se requiere otro dispositivo que cumpla la función de respaldo, esta configuración mejora la confiabilidad del sistema de protecciones[13].



2.7.1.1 Protección primaria o principal

Son aquellas protecciones que actúan como primera línea de defensa, por lo tanto, debe despejar al elemento que tiene la falla en el menor tiempo posible [4].

2.7.1.2 Protección de respaldo

Las protecciones de respaldo actúan como segunda línea de defensa y, solamente operan cuando las protecciones principales hayan fallado, esta protección de respaldo tiene un retardo de tiempo con respecto a las protecciones principales[4].

2.8 Elementos de un sistema de protección

Un sistema de protección es un conjunto de elementos que permiten la detección, y el envío de la señal de disparo al elemento de maniobra (disyuntor) para el despeje de fallas[4]. Los dispositivos de protección en subtransmisión están acoplados mediante los siguientes componentes que se detallan a continuación:

- Transformadores de corriente
- Relé de protección
- Disyuntores

2.8.1 Transformadores de corriente

Un transformador de corriente es un elemento que permite medir la corriente o proporcionar un valor de corriente adecuado para el acoplamiento de elementos de protección, lo que permite la conexión de estos elementos al sistema de potencia. El transformador de corriente está conformado por un lado primario como por un lado secundario y por ende se dispone de una relación de transformación[30].

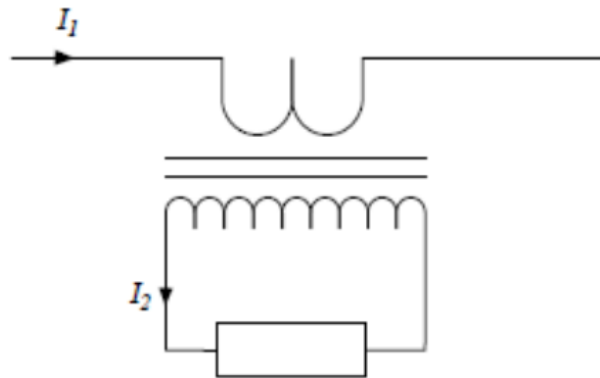


Figura 7. Conexión de un transformador de corriente [31].

2.8.1.1 Caracterización de los TC

Los transformadores de corriente pueden ser caracterizados por medio de una nomenclatura en donde se muestra sus características como: la precisión, función y capacidad de corriente[2].

La nomenclatura del TC consta de tres partes en el cual el primer número indica el porcentaje de error que tiene el TC. La letra intermedia indica la funcionalidad teniendo dos funciones identificadas con las siguientes letras:

- “**M**” cuando el uso que tiene el TC es para medición
- “**P**” cuando el uso que tiene el TC es para protección

Y el último número indica el número de veces que soporta la corriente nominal sin llegar a saturarse.

A continuación, un ejemplo:

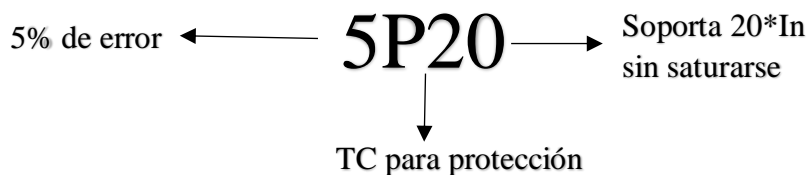


Figura 8. Ejemplo de nomenclatura de un TC.



2.8.2 Relés de sobrecorriente

Los relés de sobrecorriente son dispositivos de protección cuyo fin detectar la falla e inmediatamente enviar la señal al disyuntor para su apertura. Estos relés actúan cuando circula una corriente excesiva por el elemento eléctrico que está protegiendo ya sea línea, barra o transformador y operan junto con los disyuntores [32].

Su funcionamiento es sencillo, su operación depende de los siguientes parámetros de ajuste:

- **Corriente mínima de operación:** Se conoce también como “corriente pick-up”, al momento que se presenten fallas que exceden la corriente mínima de ajuste, el relé entra a operar.
- **Tiempo de operación:** Se refiere al retardo de tiempo que tiene el equipo antes de emitir la señal de disparo, este retardo puede clasificarse como temporizado, de tiempo definido o instantáneo.
- **Margen de coordinación:** Es la diferencia de tiempo que existe entre las curvas de protección lo que permite una operación adecuada del equipo de protección cercano a la falla.

2.8.3 Tiempos de operación de los relés de sobrecorriente

Es la característica de tiempo con la cual se emite la señal de operación, se puede tener las siguientes opciones:

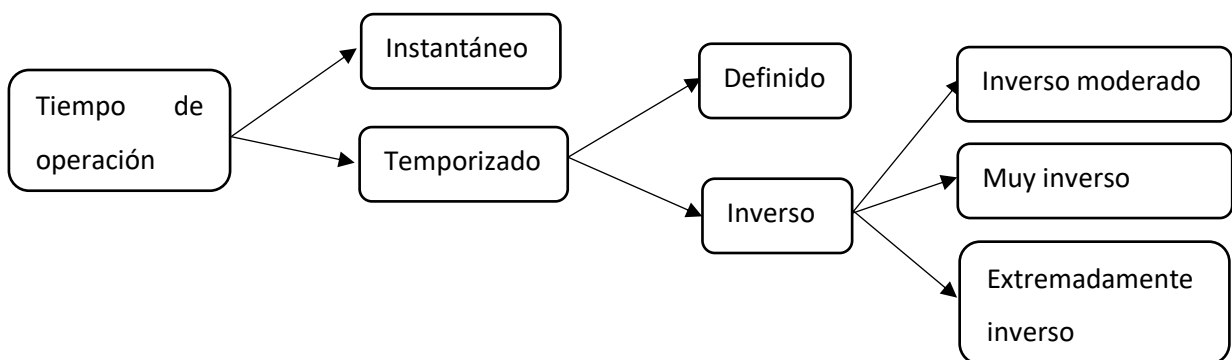


Figura 9. Tiempos de operación.



2.8.3.1 Relés de tiempo instantáneo

Es un tipo de relé identificado según la norma ANSI con el número 50, opera de acuerdo con una curva instantánea como se muestra en la Figura 10. Debido a esta característica se emplea para disminuir el tiempo de operación ante fallas severas en el sistema y es la razón por la cual se utiliza como protección principal en los elementos del sistema eléctrico[33, 34].

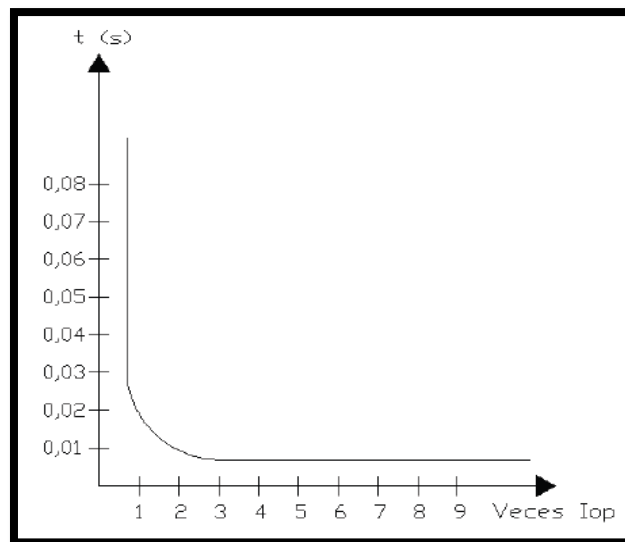


Figura 10. Curva de tiempo instantáneo [2].

2.8.3.2 Relés de tiempo definido

El relé de tiempo definido es identificado según la norma ANSI con el número 51 opera siguiendo una curva característica que permite ajustar el tiempo de operación ante fallas en función a distintos niveles de corriente, como se muestra en la Figura 11. Esta capacidad de ajuste hace que estos relés sean muy selectivos y utilizados en los sistemas de protección [35].

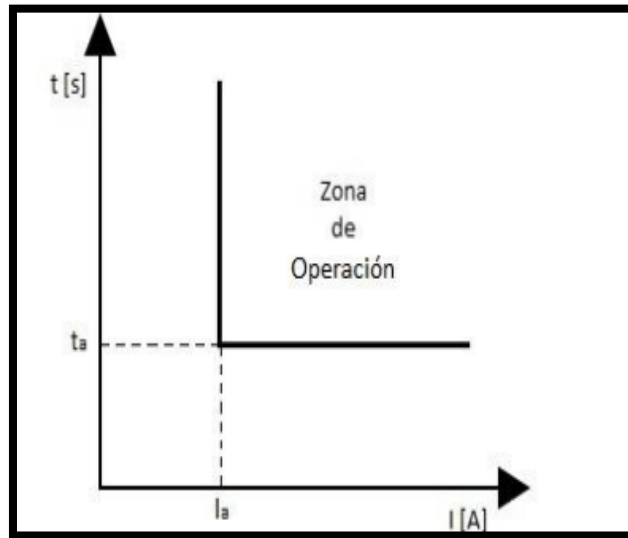


Figura 11. Relé de tiempo definido [34].

2.8.3.3 Relés de tiempo inverso

Este relé tiene una curva característica que es inversamente proporcional a la corriente de falla, es decir que a corrientes de falla muy altas el tiempo de disparo empleado es muy corto y en cambio a menores magnitudes de corriente el tiempo de disparo tiene un retardo de tiempo mayor. Esto último permite que sean más permisivos ante fallas leves que se presenten en el sistema [36, 32]. Los relés de tiempo inverso se clasifican de acuerdo con la curva característica que determina la velocidad de operación en: inverso moderado, muy inverso y extremadamente inverso.

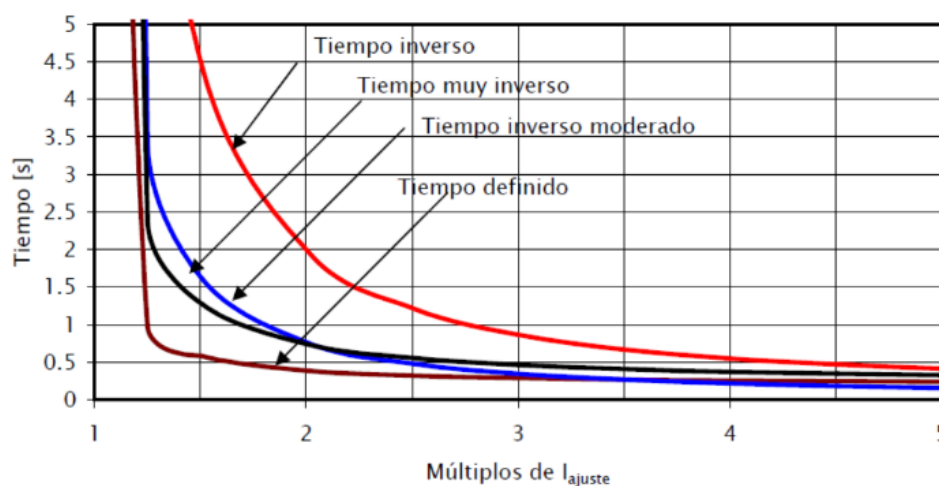


Figura 12. Tipos de curvas de tiempo inverso [34].



2.8.4 Disyuntores

El disyuntor es un dispositivo que se encarga de abrir o cerrar un circuito eléctrico en condición bajo carga, por lo que debe ser capaz de interrumpir a niveles elevados de corriente tanto por operación normal como en caso de falla. Este elemento en un sistema de protecciones opera bajo el control del relé de protección, por lo tanto realiza la acción de apertura y es un elemento importante para lograr aislar la falla[4, 37].



Figura 13. Disyuntor de potencia [38].



CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1 Introducción

En este capítulo se presenta la información proporcionada por la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. en el que se detallan las características de las subestaciones y líneas de subtransmisión que conforman el sistema radial de la posición Otavalo. Seguido, se describe la metodología que se aplicó en el presente trabajo de integración curricular.

Además, en el presente capítulo se describe del procedimiento que se desarrolló para la realización del estudio de coordinación de protecciones y finalmente, los materiales utilizados en los que consta el software Power Factory de DigSILENT, como también los criterios para la coordinación de protecciones.

3.2 Descripción del área de estudio

La Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. (EMELNORTE), es una empresa de distribución que brinda el servicio público de energía eléctrica a la población del norte del país dentro de su área de concesión, que comprenden: los cantones de Pedro Moncayo y Cayambe en la provincia de Pichincha, las provincias de Imbabura y Carchi, parte del cantón Sucumbíos en la provincia del mismo nombre y los sectores de Alto Tambo y Durango en la provincia de Esmeraldas.

3.2.1 Ubicación

El estudio se enfoca en el sistema de subtransmisión de la posición Otavalo, este sistema abarca las subestaciones de Ibarra, Atuntaqui, San Vicente, Otavalo, estas cuatro subestaciones están ubicadas en la provincia de Imbabura y también de las subestaciones de Cayambe, Cananvalle, La Esperanza que se encuentran ubicadas en la provincia de Pichincha.



3.3 Características Técnicas

La información de las características técnicas de las líneas de subtransmisión y los transformadores de las subestaciones de distribución fue proporcionada por el Departamento de Calidad de Energía y Estudios Eléctricos de EMELNORTE S.A. que posteriormente servirá para la realización del estudio de coordinación de protecciones.

3.3.1 Líneas de subtransmisión

Para el presente estudio, se ha considerado las líneas de subtransmisión correspondientes a la posición Otavalo de EMELNORTE S.A. En la tabla 3, se detallan las características principales de dichas líneas. Es importante señalar que estas líneas operan a un voltaje nominal de 69 kV.

Tabla 3. Líneas de subtransmisión.

Líneas de Subtransmisión	Tipo C	Tipo	Calibre	Cap Cond (A)	Icc (kA)	Distancia (km)
Ibarra - Atuntaqui	ACSR	Hawk	477	661 (670)	36,3	10,892
Atuntaqui - San Vicente	ACSR	Hawk	477	661 (670)	36,3	16,334
San Vicente – Otavalo	ACSR	Hawk	477	661 (670)	36,3	3,318
Otavalo – Cayambe	ACSR	Partridge	266,8	458 (460)	20,3	26,51
Cayambe – Cananvalle	ACSR	Hawk	477	661 (670)	36,3	5,642
Cayambe – Ecuajugos	ACSR	Pigeon	3/0	315 (348)	12,8	1,21
Cananvalle - La Esperanza	ACSR	Hawk	477	661 (670)	36,3	6,572

3.3.2 Transformadores de las subestaciones de distribución de Emelnorte

El sistema de subtransmisión analizado inicia desde la subestación Ibarra que pertenece a CELEC E.P. Transelectric, en la cual se encuentran conectadas seis subestaciones de distribución y una subestación de la empresa Ecuajugos – Nestlé de



manera radial. Por lo tanto, es necesario caracterizar los transformadores de potencia para una correcta coordinación de protecciones, detalle que se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 4. Transformadores de distribución EMELNORTE S.A

Subestación	Marca	Conexión	MVA (OA)	MVA (FA)	Zcc1
Atuntaqui	ABB	DYn1	20	25	0,1306
San Vicente	Shaanxi Hanzhong	DYn1	10	12,5	0,0773
Otavalo	Mitsubishi	DYn1	10	12,5	0,0761
Cayambe	Mitsubishi	DYn1	10	12,5	0,0759
Cayambe	Shaanxi Hanzhong	DYn1	10	12,5	0,0718
Ecuajugos	Suntec	DYn1	3,5		0,0652
Cananvalle	ABB	DYn1	20	25	0,1306
La Esperanza	Mitsubishi	DYn1	10	12,5	0,0739

3.3.3 Diagrama unifilar

En la Figura 14, se representa por medio de un diagrama unifilar el sistema de subtransmisión a ser analizado, mismo que cuenta con siete subestaciones conectadas entre sí mediante una configuración de red de tipo radial. Es importante destacar que la subestación Ecuajugos se encuentra conectada mediante una derivación en la línea Cayambe - Cananvalle por lo que no tiene una posición de salida, y por ende no dispone de un relé y un disyuntor exclusivo para ese tramo de línea (Cayambe - Ecuajugos), debido a ese detalle, es que el relé de la posición Cayambe abarca tanto el tramo que va a Cananvalle y el tramo hacia Ecuajugos. Es importante mencionar que no existe un disyuntor en la posición de llegada de la subestación Cayambe.

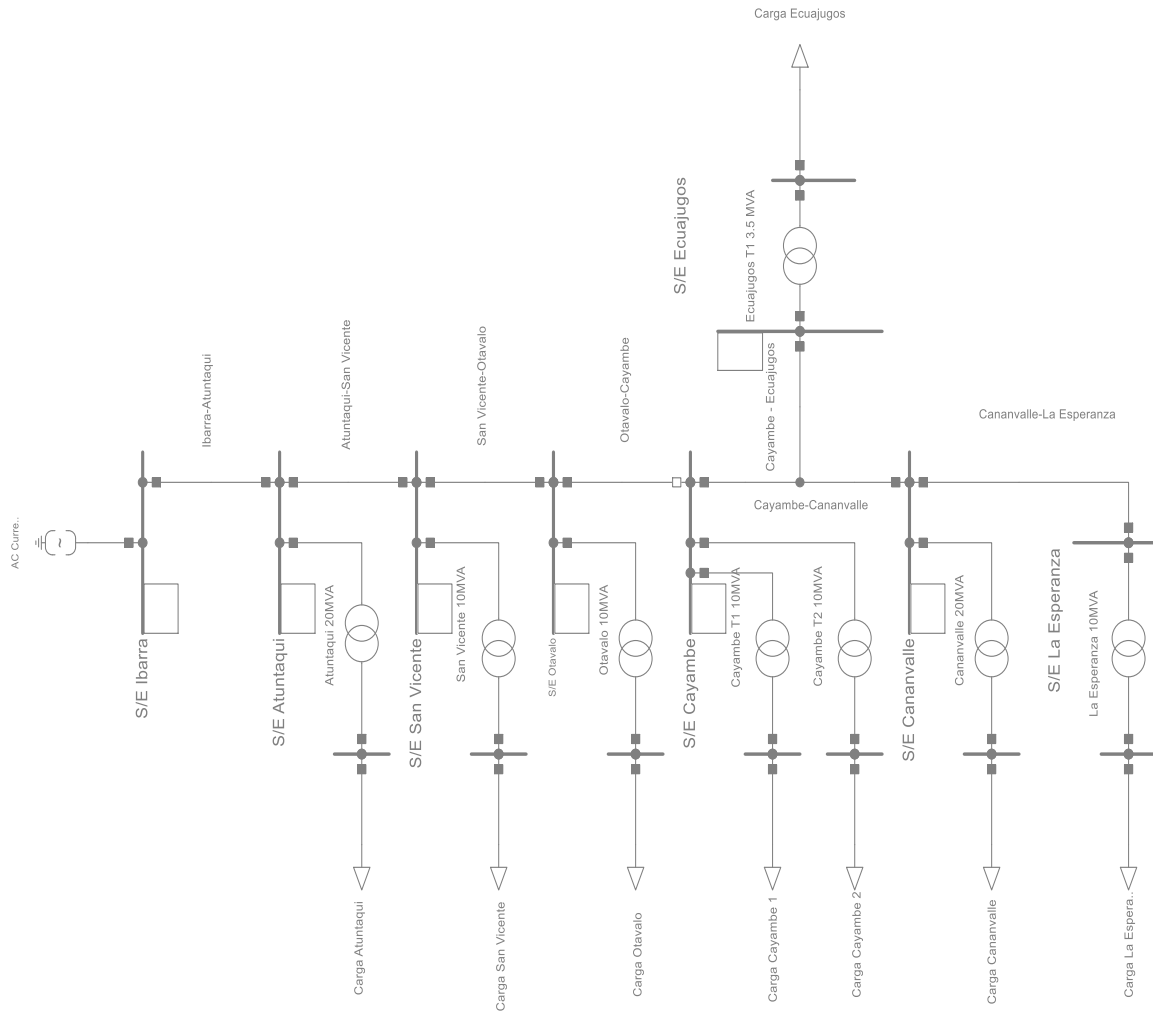


Figura 14. Diagrama unifilar del sistema radial en estudio representado en DigSILENT.

3.4 Metodología

Se hizo uso de la investigación documental, recurriendo a fuentes académicas con la finalidad de explorar y comprender la información acerca de la coordinación de protecciones en sistemas de subtransmisión con relés de sobrecorriente, con la revisión de libros y de distintos trabajos de grado se logró tener una base sólida de los conceptos necesarios para realizar el trabajo de grado.



A continuación, se realizó un análisis de la información proporcionada por el Departamento de Estudios Eléctricos de EMELNORTE S.A, como resultado de ese análisis, se identificó las subestaciones y líneas de subtransmisión que forman parte del área de estudio para realizar la coordinación de protecciones; además, de todas las características técnicas de los mismos, para finalmente realizar una tabulación de dicha información.

Debido a que el sistema de subtransmisión tiene una configuración radial, fue necesario seleccionar los criterios adecuados para la coordinación de protecciones, criterios que garantizan una protección idónea que cumpla con el objetivo de aislar la falla y proteger el sistema.

Mediante el método deductivo se determinó que protecciones deben de operar y coordinar ante las fallas que se presentan en el sistema de subtransmisión de la posición Otavalo, y finalmente con la ayuda de un software de simulación en este caso del Power Factory de DIgSILENT, se ajustó y se evaluó los resultados. Además, se realiza un análisis comparativo entre la coordinación de protecciones propuesta y la configuración actual de EMELNORTE S.A comparando los tiempos de operación de los relés de sobrecorriente.

3.4.1 Procedimiento

A continuación, mediante un diagrama se describe los procesos a seguir para el estudio de coordinación de protecciones.

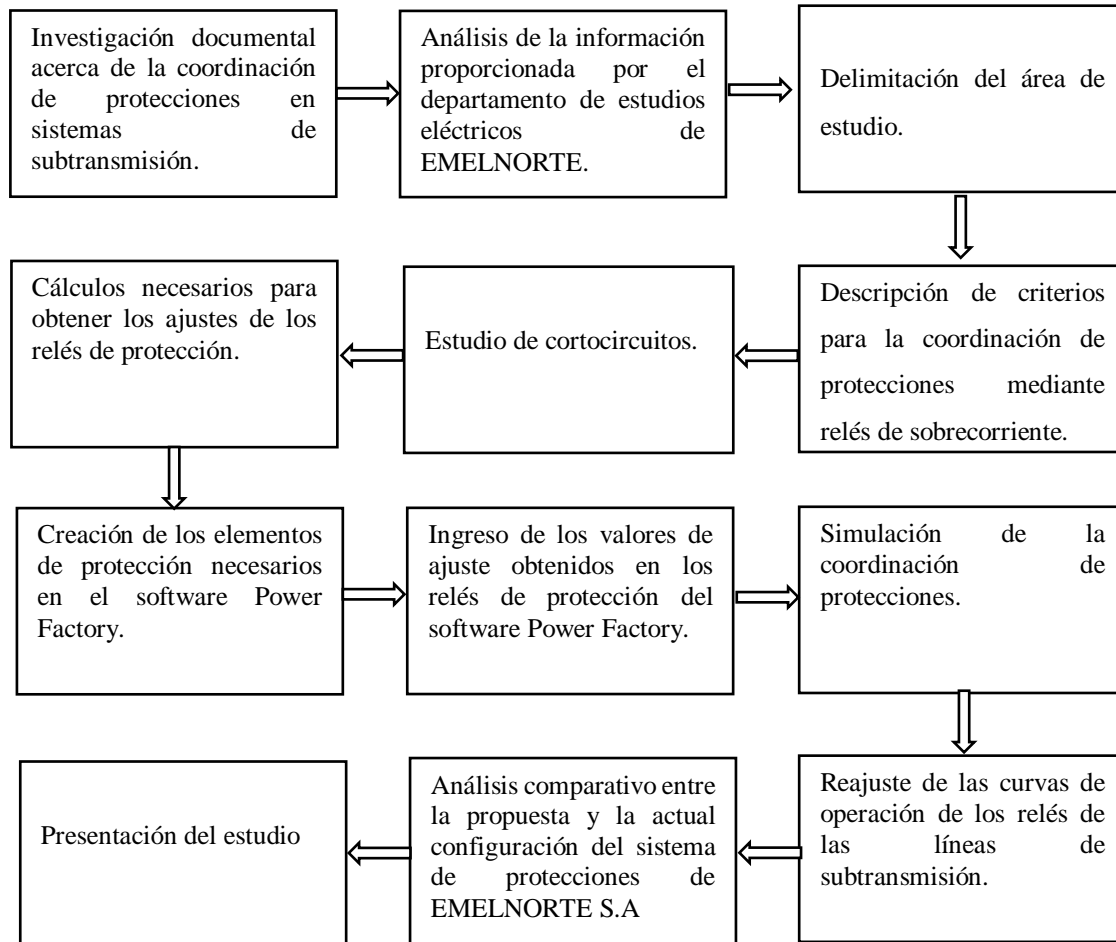


Figura 15. El Procedimiento representada en diagrama de bloques.

3.5 Materiales

Se describe el material utilizado en la realización del presente de trabajo de grado, esto tiene un rol importante en la obtención de resultados deseados.

3.5.1 Software de simulación Power Factory

El software Power Factory permite la simulación y análisis de los sistemas eléctricos de potencia desarrollado por la empresa DIGSILENT GmbH. Debido a que tiene una amplia variedad de funciones para la evaluación de los sistemas eléctricos es utilizado en sistemas industriales de generación, transmisión, distribución de la energía



eléctrica [39]. El software proporciona características y funcionalidades en la ejecución de estudio de cortocircuitos y coordinación de protecciones.

3.5.2 Criterios para la coordinación de protecciones

Para el estudio de coordinación de protecciones en el sistema de subtransmisión se emplean criterios que garanticen una adecuada protección de los componentes del sistema eléctrico que forman parte del estudio tales como: líneas de subtransmisión y transformadores de potencia.

El valor de corriente de operación reflejado en el lado secundario del transformador de corriente se determina como:

$$I_{TAP} = \frac{I_{pick-up}}{RTC} \quad (1)$$

Donde:

$I_{pick-up}$: Corriente de operación del relé.

I_{TAP} = Corriente secundaria del transformador de corriente.

RTC = Relación de transformación del TC.

3.5.2.1 Ajustes de protecciones de fase

Los ajustes para las protecciones de fase tienen cuatro etapas definidas por un relé instantáneo, dos relés de tiempo definido y un relé de tiempo inverso. A continuación, se muestran los criterios empleados.

La primera etapa es un relé instantáneo y su ajuste será de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$I'_{op\ 50} = 1,2 * I_{cc\ max\ final-3F} \quad (2)$$

Donde:

$I'_{op\ 50}$: Corriente de operación del relé instantáneo de fase



$I_{cc\ max\ final-3F} = \text{Corriente de cortocircuito trifásica}$
en la barra final para máxima generación.

La segunda etapa es un relé de tiempo definido, esta etapa se utiliza cuando la línea posee una longitud que permita su implementación, el tiempo de operación es de 10 ms y su ajuste está determinado por la ecuación.

$$I''_{op\ 51} = 1,05 * I_{cc\ max\ final-3F} \quad (3)$$

Donde:

$I''_{op\ 51}$: *Corriente de operación del relé de tiempo definido de fase*

$I_{cc\ max\ final-3F} = \text{Corriente de cortocircuito trifásica}$
en la barra para máxima generación.

La tercera etapa también es un relé de tiempo definido, donde su tiempo de operación puede variar entre 80 ms y 100 ms, por ello el ajuste está determinado por la siguiente ecuación:

$$I'''_{op\ 51} = 3 * I_{flujo} \quad (4)$$

Donde:

$I'''_{op\ 51}$: *Corriente de operación del relé de tiempo definido de fase.*

I_{flujo}

= *Corriente que circula por la línea en condiciones de operación normales.*

La cuarta etapa el ajuste del TAP correspondiente al relé temporizado de tiempo inverso se ingresa los ajustes definidos por EMELNORTE S.A.

Las curvas de protección de fase de las líneas de subtransmisión tienen que coordinar entre sí, el mismo criterio se aplica para las curvas de protección de neutro.

El margen de coordinación es de 200ms.



En la conexión delta-estrella aterrizada de los transformadores de distribución, hay que tomar en cuenta los siguiente.

- El relé 51 de la línea de subtransmisión debe coordinar con el relé 51 del transformador.
- El relé 51N de la línea de subtransmisión no tienen que coordinar obligatoriamente con relé 51N del transformador.

3.5.2.2 Ajustes de protecciones de neutro

Los ajustes de las protecciones de neutro constan de tres etapas definidas por un relé instantáneo, un relé de tiempo definido y uno temporizado de tiempo inverso. Las respectivas ecuaciones para los ajustes de protecciones se definen a continuación.

La corriente de operación para el ajuste del relé instantáneo de neutro 50N de la primera etapa se determina de acuerdo con la ecuación:

$$I_{op\ 50N} = 1,05 * I_{cc\ max_{final-BF}} \quad (5)$$

Donde:

$I_{op\ 50N}$: Corriente de operación del relé instantáneo de neutro.

$I_{cc\ max_{final-BF}}$ = Corriente de cortocircuito bifásica a tierra en la barra final para máxima generación.

El ajuste del relé de tiempo definido de neutro que corresponde a la segunda etapa y será determinado será de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$I''_{op\ 51N} = 1,2 * I_{flujo} \quad (6)$$



Donde:

$I''_{op\ 51N}$: Corriente de operación del relé de tiempo definido de neutro.

I_{flujo}

= Corriente que circula por la línea en condiciones de operación normales.

- 1) El ajuste del relé de tiempo inverso de la tercera etapa se ingresa el ajuste definido por EMELNORTE S.A.

3.5.3 Estudio de cortocircuitos

El estudio de cortocircuito constituye un análisis cuasi estacionario aplicado a los sistemas eléctricos de potencia, cuyo objetivo principal es obtener los valores de potencia y corriente de cortocircuito en las barras y líneas del sistema eléctrico. Este tipo de análisis resulta fundamental para la coordinación de protecciones, ya que permite determinar los niveles de corriente a los cuales deben ser ajustados los relés de protección [40].

En la elaboración de un estudio de coordinación de protecciones es indispensable determinar los niveles de corriente de cortocircuitos, que pueden presentarse ante diferentes escenarios de falla en el sistema eléctrico de subtransmisión; entre los principales tipos de fallas se incluyen: Fallas Trifásicas, Bifásicas, Bifásicas a tierra y Monofásicas[40].

Mediante el software Power Factory de DIgSILENT se obtuvo los valores de cortocircuitos en las barras del sistema de subtransmisión (Ver Tabla 5), considerando cada tipo de falla. Para el ajuste de los relés de protección de fase se selecciona el mayor valor obtenido entre la falla trifásica y bifásica. De manera similar para los relés de protección de neutro, se configuran con el valor más alto entre la falla monofásica y bifásica a tierra. Esta metodología se fundamenta en el principio de seleccionar el escenario más severo o peor condición, garantizando de esta manera que el sistema de protecciones opere de manera efectiva incluso ante fallas que tengan una probabilidad baja de ocurrencia.



Tabla 5. Estudio de cortocircuitos y flujo de carga.

Barras del sistema de subtransmisión	Corrientes de cortocircuito (A)				Corriente de flujo de carga (A)
	Trifásica	Bifásica	Monofásica	Bifásica a tierra	
Barra Atuntaqui	3795	3293	2841	3487	472
Barra San Vicente	2310	2003	1470	2091	406
Barra Otavalo	2140	1855	1339	1935	349
Barra Cayambe	1300	1126	767	1183	279
Barra Cananvalle	1208	1046	706	1098	145
Barra Ecuajugos	1245	1079	731	1133	11
Barra Esperanza	1116	967	645	1013	70

Tal como se observa en la tabla anterior, la corriente de cortocircuito trifásico presenta una magnitud superior a la del cortocircuito bifásico; por consiguiente, se adopta el valor correspondiente a la falla trifásica para el ajuste de los relés de protección de fase. En el caso de los relés de protección de neutro se utiliza la corriente de cortocircuito bifásico a tierra, debido a que esta supera en magnitud a la falla monofásica. Adicionalmente, la corriente de carga es considerada como referencia en los criterios de ajuste tanto para las protecciones de fase como para las de neutro.

3.6 Cálculo de parámetros para el ajuste de los relés de fase y neutro

El sistema de subtransmisión analizado presenta una configuración radial, cuyo punto de partida es la subestación Ibarra Transelectric; por lo tanto, debido a esta configuración el flujo de corriente es unidireccional hacia la carga desde la S/E Ibarra Transelectric hacia las subestaciones Atuntaqui, San Vicente, Otavalo, Cayambe, Cananvalle, La Esperanza. Los cálculos para los ajustes de los relés de protección tanto de fase como de neutro se obtienen aplicando los criterios de la sección 3.5.2.



Es importante mencionar que los ajustes de los transformadores son fijos y no pueden ser alterados porque estos valores están definidos por la coordinación de protecciones en el sistema de distribución.

3.6.1 Parámetros para el ajuste de los relés de fase y neutro de la línea Ibarra Transelectric – Atuntaqui.

Los ajustes de los relés de sobrecorriente tanto para fase y neutro en este tramo de línea se mantienen los parámetros determinados por CELEC EP Transelectric, debido a que dependen de la coordinación de protecciones en el sistema de transmisión y por ende no pueden ser modificados por EMELNORTE S.A. Por lo tanto, estos ajustes de protecciones son el límite máximo de coordinación de las protecciones analizadas. En la siguiente tabla se resumen los ajustes antes mencionados.

Tabla 6. Ajustes del relé Ibarra Transelectric - Atuntaqui.

Subestación	Posición	RTC	Línea	Tipo de curva	Tap	Tap (A)	Dial
Ibarra Transelectric	Atuntaqui	600/5	Fase	Muy inverso	4,5	540	0,23
				Instantáneo	33	3960	0,01
			Neutro	Muy inverso	2	240	0,40
				Instantáneo	27	3240	0,01

3.6.2 Parámetros para el ajuste de los relés de fase y neutro de la línea Atuntaqui – San Vicente.

Esta línea de subtransmisión posee una longitud que le permite emplear las cuatro etapas de coordinación de protecciones establecidas en los criterios de ajuste de los relés de fase, así como también las tres etapas en los ajustes del relé de neutro. A continuación, se presentan los cálculos de los ajustes para esta línea.



3.6.2.1 Determinación de los ajustes del relé de fase.

En los criterios de coordinación se había establecido que la primera etapa de la protección de fase corresponde a una protección de sobrecorriente instantánea; por consiguiente, se aplica la ecuación (2), en la cual la corriente de cortocircuito trifásico tiene una magnitud de 2310 A.

$$I'_{op\ 50} = 1,2 * I_{cc\ max_{final-3F}}$$

$$I'_{op\ 50} = 1,2 * 2310\ A$$

$$I'_{op\ 50} = 2772\ A$$

La ecuación que permite obtener el I_{TAP} en el lado secundario del TC es la ecuación (1), que al emplearla se obtiene:

$$I_{TAP} = \frac{I_{pick-up}}{RTC}$$

$$RTC = \frac{600}{5} = 120$$

$$I_{TAP} = \frac{2772\ A}{120}$$

$$I'_{TAP} = 23,10\ A\ secundarios$$

La segunda etapa de protección es un relé tiempo definido, donde se emplea la misma corriente de cortocircuito de la etapa anterior, como se establece en la ecuación (3):

$$I''_{op\ 51} = 1,05 * I_{cc\ max_{final-3F}}$$

$$I''_{op\ 51} = 1,05 * 2310\ A$$

$$I''_{op\ 51} = 2425,5\ A$$

El valor de la corriente de pick up definido en el relé se establece por medio de la ecuación (1).



$$I''_{TAP} = \frac{2425,5 A}{120}$$

$$I''_{TAP} = 20,21 A \text{ secundarios}$$

La tercera etapa de protección corresponde a un relé de tiempo definido, donde la corriente de operación se establece a partir de la corriente de operación en demanda máxima con su factor de seguridad, como se establece en la ecuación (4).

$$I'''_{op\ 51} = 3 * I_{flujo}$$

$$I'''_{op\ 51} = 3 * 406 A$$

$$I'''_{op\ 51} = 1218 A$$

Por lo tanto, el ajuste que se configura en el relé es:

$$I'''_{TAP} = \frac{1218 A}{120}$$

$$I'''_{TAP} = 10,15 A \text{ secundarios}$$

3.6.2.2 Determinación de los ajustes del relé de neutro.

Como se había establecido en los criterios de coordinación, la primera etapa de protección del relé de neutro corresponde a una protección de sobrecorriente instantánea; por ende, se emplea la ecuación (5), donde la corriente de cortocircuito bifásica a tierra tiene una magnitud de 2091 A.

$$I_{op\ 50N} = 1,05 * I_{cc\ max\ final-BF}$$

$$I_{op\ 50N} = 1,05 * 2091 A$$

$$I_{op\ 50N} = 2195,55 A$$

El valor de la corriente de pick up definido en el relé se establece por medio de la ecuación (1).



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS
 APLICADAS**
CARRERA DE ELECTRICIDAD



$$I_{TAP} = \frac{I_{pick-up}}{RTC}$$

$$I_{TAP} = \frac{2195,55 A}{120}$$

$$I'_{TAP} = 18,29 A \text{ secundarios}$$

La segunda etapa de protección corresponde a un relé de tiempo definido, donde la corriente de operación se establece a partir de la corriente de operación en demanda máxima con su factor de seguridad, como se establece en la ecuación (6):

$$I''_{op\ 51N} = 1,2 * I_{flujo}$$

$$I''_{op\ 51N} = 1,2 * 406 A$$

$$I''_{op\ 51N} = 487,2 A$$

El valor de corriente reflejado en el lado secundario del TC y que se configura en el relé es:

$$I_{TAP} = \frac{I_{pick-up}}{RTC}$$

$$I_{TAP} = \frac{487,2 A}{120}$$

$$I'_{TAP} = 4,06 A \text{ secundarios}$$

Al finalizar todos los cálculos, los ajustes obtenidos se muestran en la siguiente tabla:



Tabla 7. Ajustes del relé Atuntaqui - San Vicente.

Subestación	Posición	RTC	Línea	Tipo de curva	Tap	Tap (A)	Dial
Atuntaqui	San Vicente	600/5	Fase	Muy inverso	4,05	486	0,18
				Definido	10,15	1218	0,86
				Definido	20,21	2425	0,09
				Instántaneo	23,10	2772	0,01
			Neutro	Muy inverso	1,67	200	0,35
				Definido	4,06	487	0,85
				Instántaneo	18,29	2195	0,01

3.6.3 Parámetros para el ajuste de los relés de fase y neutro de la línea San Vicente – Otavalo.

Es importante mencionar que en esta línea no se emplea la primera etapa de protección correspondiente a la función instántaneo tanto para fase y como para neutro. Esta decisión es debido a que la línea San Vicente – Otavalo posee una longitud corta, haciendo innecesario el uso de dicha etapa; en consecuencia, los cálculos de ajuste se desarrollan a partir de las etapas subsiguientes.

3.6.3.1 Determinación de los ajustes del relé de fase.

Para el cálculo del ajuste de la segunda etapa de protección de fase del relé de tiempo definido, se emplea la ecuación (3); sin embargo, se realiza una modificación en el factor utilizado de 1,05 a utilizar un factor de 0,8. Esta variación se debe a que, al aplicar criterio original el resultado excede el umbral máximo de corriente que puede ser detectado por el relé de protección, ya que la magnitud de corriente de cortocircuito trifásico es de 2140 A.



$$I''_{op\ 51} = 0,8 * I_{cc\ max_{final-3F}}$$

$$I'_{op\ 51} = 0,8 * 2140\ A$$

$$I'_{op\ 51} = 1712\ A$$

Mediante la ecuación (1), se obtiene el I_{TAP} en el lado secundario del TC.

$$I_{TAP} = \frac{I_{pick-up}}{RTC}$$

$$RTC = \frac{600}{5} = 120$$

$$I_{TAP} = \frac{1712\ A}{120}$$

$$I'_{TAP} = 14,266\ A\ secundarios$$

La tercera etapa de protección corresponde a un relé de tiempo definido, que se establece a partir de la corriente de operación en demanda máxima con su factor de seguridad, se utiliza para ello la ecuación (4).

$$I'''_{op\ 51} = 3 * I_{flujo}$$

$$I'''_{op\ 51} = 3 * 349\ A$$

$$I'''_{op\ 51} = 1047\ A$$

De modo que el ajuste obtenido en el secundario del TC es:

$$I'''_{TAP} = \frac{1047\ A}{120}$$

$$I'''_{TAP} = 8,72\ A\ secundarios$$

3.6.3.1 Determinación de los ajustes del relé de neutro

La segunda etapa de protección corresponde a un relé de tiempo definido, donde se emplea la corriente obtenida al ejecutar un flujo de carga a demanda máxima, para este



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



tramo de línea la corriente de operación tiene una magnitud de 394 A, por ende el ajuste se determina empleando la ecuación (6):

$$I''_{op\ 51N} = 1,2 * I_{flujo}$$

$$I''_{op\ 51N} = 1,2 * 394\ A$$

$$I''_{op\ 51N} = 418,8\ A$$

De manera que el ajuste que se configura en el relé es obtenido al emplear la ecuación (1).

$$I_{TAP} = \frac{I_{pick-up}}{RTC}$$

$$I_{TAP} = \frac{418,8\ A}{120}$$

$$I'_{TAP} = 3,49\ A\ secundarios$$

Al finalizar con los cálculos, los resultados se tabulan en la siguiente tabla:

Tabla 8. Ajustes del relé San Vicente - Otavalo.

Subestación	Posición	RTC	Línea	Tipo de curva	Tap	Tap (A)	Dial
San Vicente	Otavalo	600/5	Fase	Muy inverso	3,65	438	0,13
				Definido	8,72	1046	0,65
				Definido	14,27	1712	0,22
			Neutro	Muy inverso	1,34	161	0,28
				Definido	3,49	419	0,64



3.6.4 Parámetros para el ajuste de los relés de fase y neutro de la línea Otavalo – Cayambe.

Como se había establecido en los criterios de coordinación, esta línea de subtransmisión posee una longitud conveniente que permite emplear las cuatro etapas de protección del relé de fase, de igual manera es posible emplear las tres etapas de protección del relé de neutro. Posteriormente se determinan los ajustes para esta línea.

3.6.4.1 Determinación de los ajustes del relé de fase.

El ajuste de la primera y segunda etapa de protección de fase, corresponden a un relé instantáneo y un relé de tiempo definido; por lo tanto, se utilizan las ecuaciones (2) y (3) respectivamente, en ambas etapas se utiliza la corriente de cortocircuito trifásica cuya magnitud es de 1300 A, que al emplear de la ecuación (1), se obtienen los siguientes valores de ajuste a ser configurados en el relé de protección: la primera etapa de 13 A y la segunda etapa de 11,37 A.

En cuanto a la tercera etapa, correspondiente al relé de tiempo definido, se utiliza la ecuación (4), con un valor de corriente de operación a demanda máxima para esta línea de 279 A, obteniendo como ajuste que se configura en el relé de 6,97 A para esta etapa.

3.6.4.2 Determinación de los ajustes del relé de neutro.

El ajuste de la primera etapa de protección del relé instantáneo y la segunda etapa de protección del relé de tiempo definido se obtienen empleando las ecuaciones (5) y (6) respectivamente. Para definir la primera etapa se utiliza la corriente de cortocircuito bifásica a tierra que tiene una magnitud de 1183 A, y la segunda etapa con la corriente de operación a demanda máxima que es de 279 A. Mediante la aplicación de dichas ecuaciones y junto con la ecuación (1), se obtiene los siguientes valores de ajuste a ser ingresados en el relé: 10,35 A para la primera etapa y 2,79 A para la segunda etapa. Una vez realizado todos los cálculos correspondientes, los resultados se tabulan y se representa en la siguiente tabla.



Tabla 9. Ajustes del relé Otavalo – Cayambe.

Subestación	Posición	RTC	Línea	Tipo de curva	Tap	Tap (A)	Dial
Otavalo	Cayambe	600/5	Fase	Muy inverso	3,20	384	0,10
				Definido	6,97	836	0,44
				Definido	11,37	1364	0,09
			Neutro	Instántaneo	13	1560	0,01
				Muy inverso	1	120	0,26
				Definido	2,79	335	0,43
			Instántaneo	10,35	1242	0,01	

3.6.5 Parámetros para el ajuste de los relés de fase y neutro de la línea Cayambe – Cananvalle.

En este tramo de línea no se implementan la primera y la segunda etapa de los ajustes de protección de fase, debido a la corta longitud del tramo de línea de subtransmisión, lo cual limita su correcta aplicación. Sin embargo, en el caso de las protecciones de neutro si es posible aplicar las tres etapas de ajuste establecidas.

Es importante mencionar que se realizaron modificaciones en los criterios utilizados para el cálculo de los ajustes de fase debido a que, si se emplea el criterio original, se produce una interferencia entre relés de protección, provocando una descoordinación de protecciones. Esta descoordinación ocurre específicamente entre la curva de protección del transformador de distribución de la subestación Cananvalle y la curva de protección establecida para esta línea, lo cual hace necesario modificar el criterio empleado. Adicionalmente se ajustó la relación de transformación del TC, adoptándose un nuevo valor de 300/5.



3.6.5.1 Determinación de los ajustes del relé de fase.

Los ajustes de protección de fase para la línea Cayambe – Cananvalle contemplan únicamente la tercera y cuarta etapa, por lo que el cálculo correspondiente se realiza de la siguiente manera:

Para la tercera etapa de protección se utiliza como referencia el valor de corriente empleado a la misma etapa, pero de la línea de subtransmisión aguas arriba (Otavalo - Cayambe), cuyo valor es de 836 A.

$$I'''_{op\ 51} = 0,9 * I_{3era\ etapa\ linea\ anterior}$$

$$I'''_{op\ 51} = 0,9 * 836\ A$$

$$I'''_{op\ 51} = 752\ A$$

Aplicando la ecuación (1) se determina el valor de ajuste en el lado secundario del TC. Cabe destacar que, en la posición de salida de la subestación Cayambe, se dispone de un TC con una relación de transformación de 300/5.

$$RTC = \frac{300}{5} = 60$$

$$I'''_{TAP} = \frac{752\ A}{60}$$

$$I'''_{TAP} = 12,54\ A\ secundarios$$

3.6.5.2 Determinación de los ajustes del relé de neutro.

Para el cálculo de los ajustes de neutro para la primera y segunda etapa se emplea la ecuación (6). No obstante, en el caso de la primera etapa, se implementa un cambio, pasando de un relé de sobrecorriente instantánea a un relé de tiempo definido. Adicionalmente, se modifica el factor utilizado en el cálculo, reemplazando el valor de 1,2 por 2, con el fin de adecuar el ajuste a las características operativas del sistema eléctrico.

En cuanto al ajuste de la tercera etapa se determina exclusivamente en función de la corriente de flujo de carga.



La primera etapa que corresponde a un relé de tiempo definido, el cálculo de su corriente de operación es el siguiente:

$$I'_{op\ 51N} = 2 * I_{flujo}$$

$$I'_{op\ 51N} = 2 * 145\ A$$

$$I'_{op\ 51N} = 290\ A$$

La segunda etapa del relé instantáneo es el mismo valor de la corriente de operación a demanda máxima:

$$I'_{op\ 51N} = I_{flujo}$$

$$I'_{op\ 51N} = 145\ A$$

Mediante la ecuación (1), se obtiene el ajuste en el lado secundario del TC para el relé de tiempo definido:

$$I'_{TAP} = \frac{290A}{60}$$

$$I'_{TAP} = 4,83\ A\ secundarios$$

Del mismo modo para la segunda etapa el ajuste del relé que se calcula como:

$$I'_{TAP} = \frac{145A}{60}$$

$$I'_{TAP} = 2,41\ A\ secundarios$$

Los resultados obtenidos se muestran en la siguiente Tabla.



Tabla 10. Ajustes del relé Cayambe - Cananvalle.

Subestación	Posición	RTC	Línea	Tipo de curva	Tap	Tap (A)	Dial
Cayambe	Cananvalle	300/5	Fase	Muy inverso	4,15	249	0,09
				Definido	12,54	752	0,23
			Neutro	Muy inverso	1,50	90	0,18
				Definido	2,41	145	0,64
				Instantáneo	4,83	290	0,22

3.6.6 Parámetros para el ajuste de los relés de fase y neutro de la línea Cananvalle – La Esperanza.

En la línea Cananvalle – La Esperanza, para el ajuste de las protecciones de fase no se emplean los criterios establecidos originalmente, se modifica la metodología aplicada; para ello, se toma como referencia el ajuste definido por EMELNORTE S.A específicamente la de etapa del relé temporizado de tiempo inverso. Para lo cual, en esta línea se implementan únicamente tres etapas de protección: una instantánea, una de tiempo definido y una de tiempo inverso. Por lo tanto, del mismo modo se aplica esta metodología a los ajustes de la protección de neutro. es importante mencionar que se considera una relación de transformación del TC es de 300/5 A.

3.6.5.1 Determinación de los ajustes del relé de fase.

Para el cálculo de los ajustes de fase, se toma como punto de partida la corriente de operación correspondiente a la etapa de protección de tiempo inverso, definida previamente por EMELNORTE S.A. para esta línea. A partir de este valor de referencia, se establecen las siguientes etapas de protección.

La segunda etapa corresponde al relé de tiempo definido, el ajuste de protección se determina a continuación:



$$I''_{op\ 51} = 2 * I_{4ta\ etapa}$$

$$I''_{op\ 51} = 2 * 180\ A$$

$$I''_{op\ 51} = 360\ A$$

La primera etapa del relé instantáneo su corriente de operación es el siguiente:

$$I'_{op\ 50} = 4 * I_{4ta\ etapa}$$

$$I'_{op\ 50} = 4 * 180\ A$$

$$I'_{op\ 50} = 720\ A$$

El valor de la relación de transformación es la misma que en la línea de subtransmisión anterior ($RTC = 60$), por lo tanto, el ajuste en el secundario del TC de la tercera etapa es:

$$I'''_{TAP} = \frac{360\ A}{60}$$

$$I'''_{TAP} = 6\ A\ secundarios$$

El ajuste en el secundario del TC de la primera etapa es:

$$I'''_{TAP} = \frac{720\ A}{60}$$

$$I'''_{TAP} = 12\ A\ secundarios$$

3.6.5.2 Determinación de los ajustes del relé de neutro.

Para el cálculo de los ajustes de protección se realiza siguiendo el mismo procedimiento aplicado al relé de fase. Este proceso inicia tomando como referencia la corriente de operación correspondiente a la etapa de protección de tiempo inverso, la cual ha sido definida previamente por EMELNORTE S.A. para esta línea.

La corriente de ajuste correspondiente a la segunda etapa es:



$$I''_{op\ 51} = 2 * I_{4ta\ etapa}$$

$$I''_{op\ 51} = 2 * 60\ A$$

$$I''_{op\ 51} = 120\ A$$

La corriente de ajuste correspondiente a la primera etapa es:

$$I'_{op\ 50} = 4 * I_{4ta\ etapa}$$

$$I'_{op\ 50} = 4 * 60\ A$$

$$I'_{op\ 50} = 240\ A$$

El valor de la corriente de pick up definido en el relé se establece por medio de la ecuación (1).

$$I'''_{TAP} = \frac{120\ A}{60}$$

$$I'''_{TAP} = 2\ A\ secundarios$$

El ajuste en el secundario del TC de la primera etapa es:

$$I'''_{TAP} = \frac{240\ A}{60}$$

$$I'''_{TAP} = 4\ A\ secundarios$$

Los resultados obtenidos se tabulan y se muestran en la siguiente Tabla.



Tabla 11. Ajustes del relé Cananvalle - La Esperanza.

Subestación	Posición	RTC	Línea	Tipo de curva	Tap	Tap (A)	Dial
Cananvalle	La Esperanza	300/5	Fase	Muy inverso	3	180	0,10
				Definido	6	360	1
				Instántaneo	12	720	0,01
			Neutro	Muy inverso	1	60	0,08
				Definido	2	120	0,43
				Instántaneo	4	240	0,01

Una vez definidos todos los ajustes de protecciones del sistema de subtransmisión que conforma el área de estudio, se procede a tabular los parámetros de ajuste, donde se incluyen las protecciones de los transformadores de distribución de EMELNORTE S.A, los cuales fueron proporcionados por el Departamento de Calidad de Energía y Estudios Eléctricos. De esta manera se tiene una referencia estructurada y lista para ingresar al software de simulación Power Factory para verificar si efectivamente los relés de protección tienen una respuesta adecuada cuando en el sistema se presentan fallas.

Como se mencionó anteriormente, para los relés de tiempo inverso tanto para protección de fase como para protección de neutro, se conservan los ajustes definidos por EMELNORTE S.A incluido los valores de dial correspondientes a cada línea de subtransmisión por lo que no fue necesario realizar un nuevo cálculo. En cuanto a los relés de tiempo definido, tanto protecciones de fase como para neutro, los tiempos de operación se ajustaron de forma que se mantenga una selectividad adecuada con respecto a los dispositivos de protección aguas abajo, garantizando una correcta discriminación en la operación de las protecciones ante fallas.

En la siguiente tabla se presentan los ajustes para los relés de sobrecorriente del sistema de subtransmisión radial en estudio.



Tabla 12. Valores de ajuste de los relés de protección

Subestación	Posición	Voltaje (kV)	RTC	Línea	Tipo de curva	Tap	Tap (A)	Dial
Ibarra Transelectric	Atuntaqui	69	600/5	Fase	Muy inverso	4,5	540	0,23
					Instántaneo	33	3960	0,01
				Neutro	Muy inverso	2	240	0,27
					Instántaneo	27	3240	0,01
	Transformador T1	13.8	1200/5	Fase	Muy inverso	3,50	840	0,30
				Neutro	Muy inverso	2,50	600	0,40
Atuntaqui	San Vicente	69	600/5	Fase	Muy inverso	4,05	486	0,18
					Definido	10,15	1218	0,86
					Definido	20,21	2425	0,09
					Instántaneo	23,10	2772	0,01
				Neutro	Muy inverso	1,67	200	0,35
					Definido	4,06	487	0,85
					Instántaneo	18,29	2195	0,01
	Transformador T1	13.8	600/5	Fase	Muy inverso	3,50	420	0,50
				Neutro	Muy inverso	2,50	300	0,70
					Fase	Muy inverso	3,65	438
Definido						8,72	1046	0,65



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



San Vicente	Otavalo	69	600/5		Definido	14,27	1712	0,22
				Neutro	Muy inverso	1,34	161	0,28
					Definido	3,49	419	0,64
	Transformador T1	13.8	600/5	Fase	Muy inverso	3,50	420	0,35
Neutro				Muy inverso	2,5	300	0,50	
Otavalo	Cayambe	69	600/5	Fase	Muy inverso	3,20	384	0,10
					Definido	6,97	836	0,44
					Definido	11,37	1364	0,09
					Instántaneo	13	1560	0,01
				Neutro	Muy inverso	1	120	0,26
					Definido	2,79	335	0,43
					Instántaneo	10,35	1242	0,01
	Transformador T1	13.8	600/5	Fase	Muy inverso	3,50	420	0,24
				Neutro	Muy inverso	2,5	300	0,35
	Transformador T2				Fase	Muy inverso	3,50	420
Neutro					Muy inverso	2,5	300	0,35
				Fase	Muy inverso	4,15	249	0,09
					Definido	12,54	752	0,23



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



Cayambe	Cananvalle	69	300/5	Neutro	Muy inverso	1,50	90	0,18
					Definido	2,41	145	0,64
					Definido	4,83	290	0,22
	Transformador T1	13.8	1200/5	Fase	Muy inverso	3,50	840	0,10
				Neutro	Muy inverso	2,50	600	0,15
Cananvalle	La Esperanza	69	300/5	Fase	Muy inverso	3	180	0,10
					Definido	6	360	1
					Instántaneo	12	720	0,01
				Neutro	Muy inverso	1	60	0,08
					Definido	2	120	0,43
					Instántaneo	4	240	0,01
	Transformador T1	13.8	600/5	Fase	Muy inverso	3,50	420	0,20
			Neutro	Muy inverso	2,50	300	0,25	



CAPITULO IV

RESULTADOS Y ANÁLISIS

En el capítulo IV se procede a la verificación, comprobación y evaluación de la propuesta de coordinación de protecciones desarrollada mediante la metodología establecida en el presente trabajo de integración curricular; a través, de simulaciones de los relés de protección que protegen las diferentes líneas de subtransmisión que integran el sistema eléctrico empleando el software Power Factory. Adicionalmente, se realiza el análisis comparativo entre las curvas de protección tanto de fase como de neutro de la actual configuración del sistema de protecciones de EMELNORTE S.A y la propuesta de coordinación de protecciones desarrollada en el presente documento; así mismo, se compara el desempeño de las protecciones en cuanto a los tiempos de operación de los relés de sobrecorriente ante fallas.

4.1 Coordinación de protecciones del sistema de subtransmisión de EMELNORTE de la posición Otavalo de la S/E Ibarra Transelectric.

En este apartado se importa al software Power Factory el archivo que contiene el modelo del sistema de subtransmisión en estudio. A continuación, se incorpora los elementos del sistema de protecciones, como los transformadores de corriente (TC) con sus respectivas relaciones de transformación y los relés de sobrecorriente. En estos últimos se ingresan los ajustes previamente calculados, con el fin de graficar las curvas de protección correspondientes a cada línea del sistema. Esto permite verificar la correcta coordinación de protecciones de la propuesta. Además, se realiza un duplicado del sistema modelado con el propósito de ingresar en él los ajustes establecidos por EMELNORTE S.A., lo cual permite llevar a cabo un análisis comparativo entre ambos esquemas de protección.

4.1.1 Coordinación de protecciones propuesta.

A continuación, se presentan las gráficas de coordinación de protecciones de fase y neutro en las diferentes líneas de subtransmisión de la posición Otavalo Transelectric.

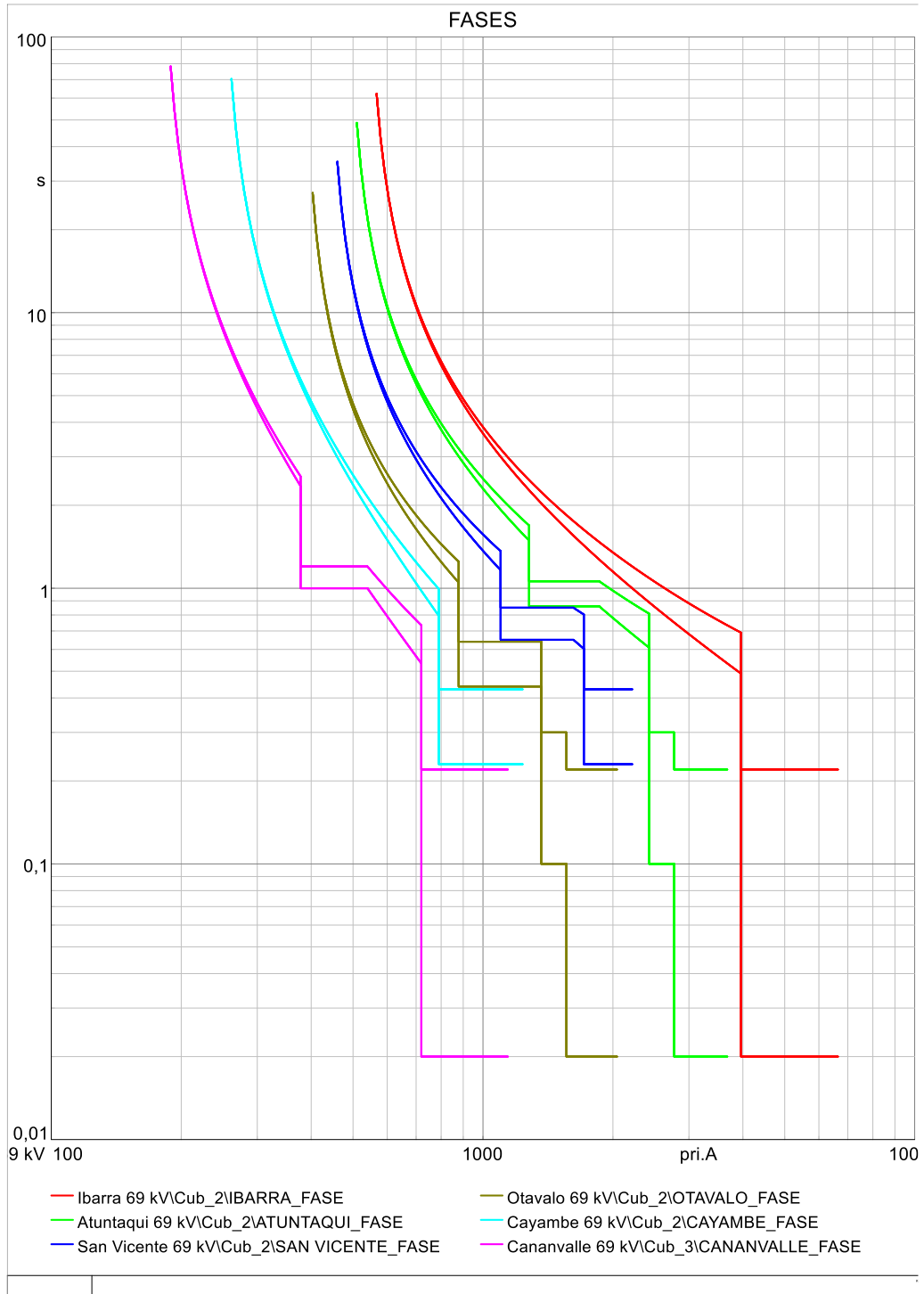


Figura 16. Coordinación de protecciones de la propuesta para los relés de fase.

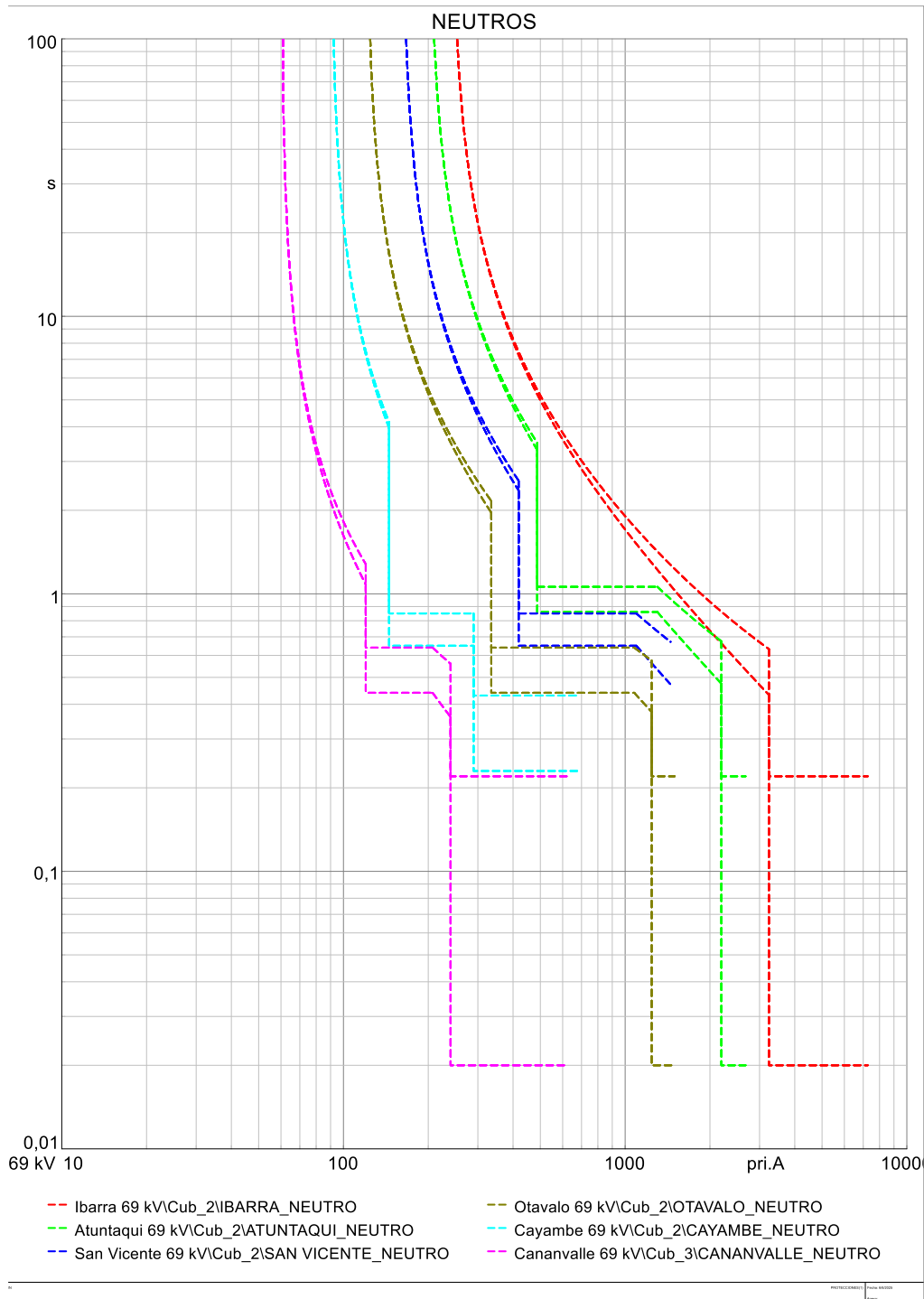


Figura 17. Coordinación de protecciones de la propuesta para los relés de neutros.

4.1.2 Coordinación de protecciones actual

En la siguiente figura se muestra la configuración actual del esquema de coordinación de protecciones implementado en las líneas de subtransmisión de



EMELNORTE, se incluyen tanto las curvas de protección para fases como para neutros. Esta configuración sirve como base para el análisis comparativo frente a la propuesta desarrolla en el presente trabajo de titulación.

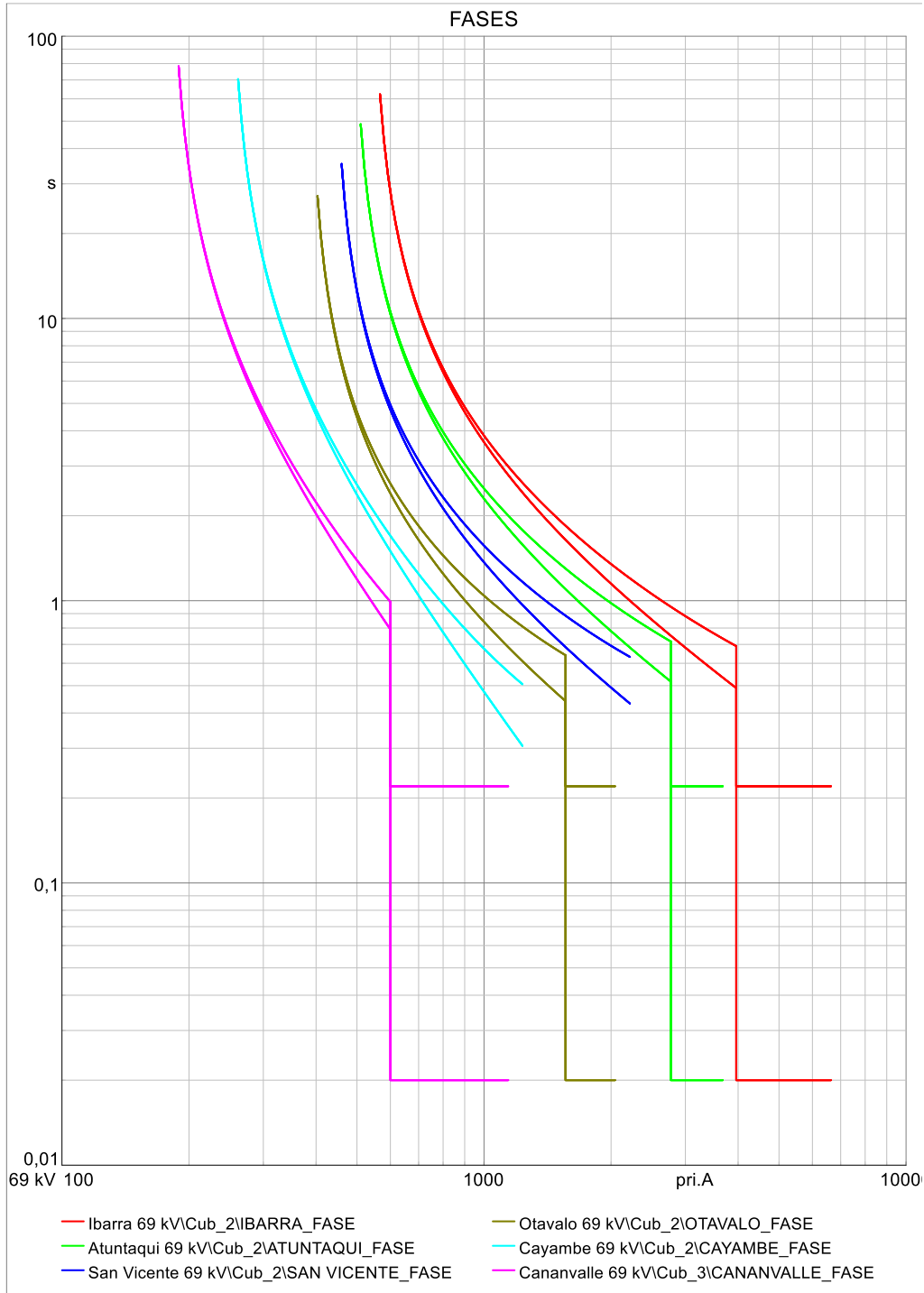


Figura 18. Coordinación de protecciones actual de los relés de fase.

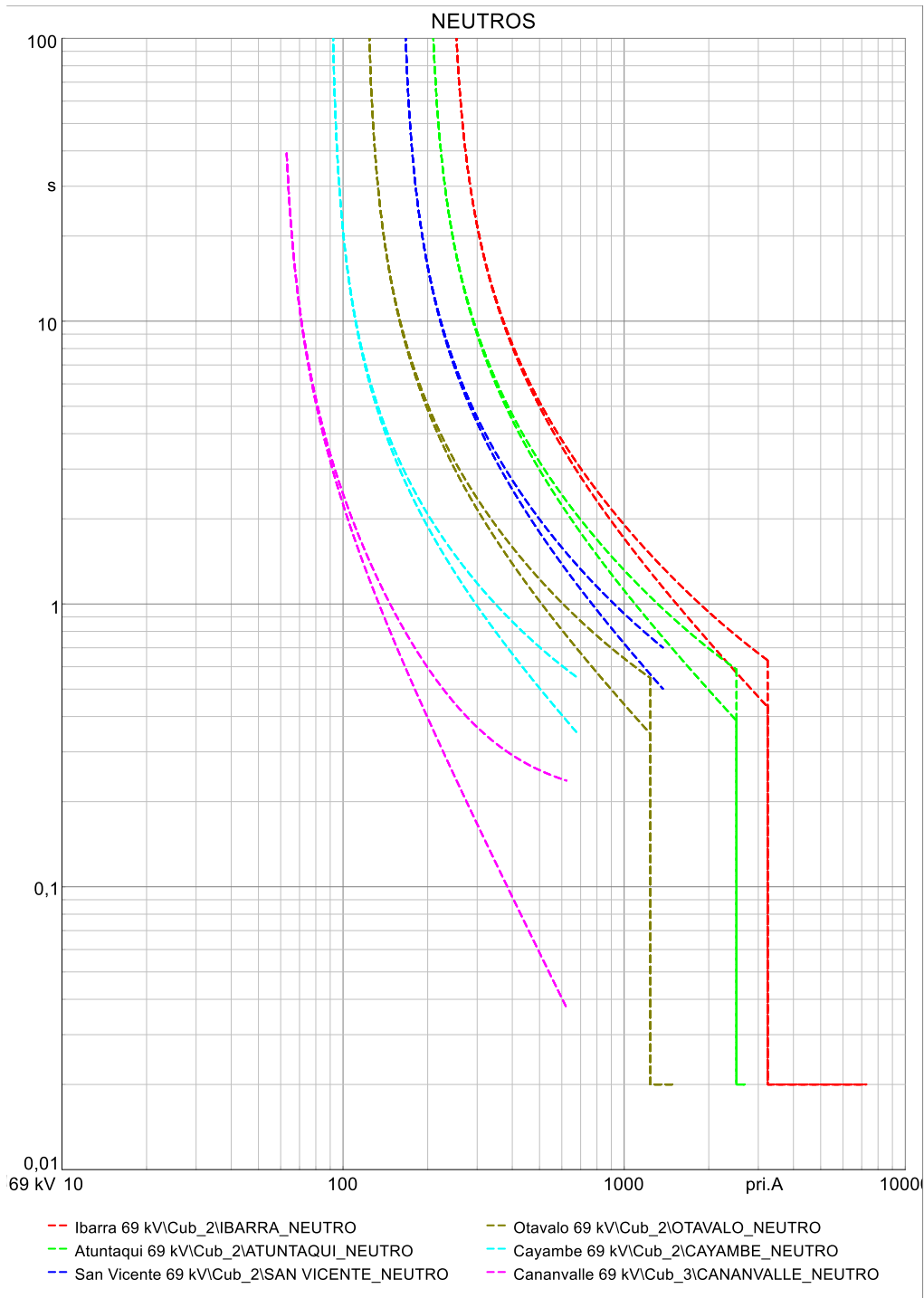


Figura 19. Coordinación de protecciones actual de los relés de neutro.



El relé de protección se encuentra instalado en la posición de salida de cada subestación, es decir, en dirección a la línea que se desea proteger. Tal como se observa en las figuras anteriores correspondientes a las protecciones de fase y neutro, cada curva de protección está configurada específicamente a proteger una determinada línea de subtransmisión. Con el fin de identificar con claridad que curva de protección corresponde a cada línea, se ha elaborado la siguiente tabla informativa.

Tabla 13. Identificativo de las curvas de protección

Ubicación del relé	Color	Línea que protege
S/E Ibarra Transelectric		Ibarra Transelectric- Atuntaqui
S/E Atuntaqui		Atuntaqui - San Vicente
S/E San Vicente		San Vicente – Otavalo
S/E Otavalo		Otavalo – Cayambe
S/E Cayambe		Cayambe – Cananvalle
S/E Cananvalle		Cananvalle - La Esperanza

4.2 Evaluación de la Coordinación de Protecciones

El análisis comparativo se lleva a cabo para cada una de las líneas de subtransmisión asociadas a la posición Otavalo, abarcando desde la línea Atuntaqui – San Vicente hasta Cananvalle – La Esperanza. Este análisis compara entre la configuración actual utilizada por EMELNORTE S.A y la configuración propuesta en el presente trabajo de titulación.

Para ello, se elabora un cuadro recopilatorio con los tiempos de operación de los relés de sobrecorriente, tanto de fase como de neutro. En el caso de los relés de fase, los tiempos de operación se obtienen a partir de simulaciones de cortocircuitos trifásicos y bifásicos. Sin embargo, para el análisis se adoptan los tiempos de operación obtenidos al realizar cortocircuitos trifásicos, ya que generalmente estos presentan una mayor magnitud de corriente de falla.



Para obtener los tiempos de operación de los relés de protección de neutro se realizan simulaciones de cortocircuitos bifásicos a tierra y monofásicos. Para el análisis se considera el cortocircuito bifásico a tierra, ya que, entre ambos representa la condición más severa debido a la mayor magnitud de corriente de falla que genera. Dado que el presente estudio se enfoca en la protección de líneas, las fallas se simulan en diferentes puntos de cada línea de subtransmisión, específicamente en tramos ubicados 20%, 50%, 80% de longitud.

4.2.1 Análisis Comparativo: Línea Atuntaqui – San Vicente.

Tabla 14. Comparación de los tiempos de operación de los relés de la línea Atuntaqui – San Vicente

Protecciones de fase (ms)						
Relé en la Subestación	Cortocircuito trifásico en la coordinación propuesta			Cortocircuito trifásico en la configuración de EMELNORTE S. A		
	20%	50%	80%	20%	50%	80%
Ibarra Transelectric	594	719	853	594	719	853
Atuntaqui	20	20	100	20	20	584
Protecciones de neutro (ms)						
Relé en la Subestación	Cortocircuito bifásico a tierra en la coordinación propuesta			Cortocircuito bifásico a tierra en la configuración de EMELNORTE S. A		
	20%	50%	80%	20%	50%	80%
Ibarra Transelectric	662	810	968	662	810	968
Atuntaqui	20	100	661	20	556	661

Según el cuadro comparativo en las protecciones de fase se evidencia que para fallas superiores al 80% de la longitud de línea, la coordinación propuesta reduce el tiempo de operación de la protección principal, que pasa de 594 ms a 100 ms, mejorando



significativamente el desempeño respecto a la configuración de EMELNORTE S.A. En contraste, para fallas al 20% y 50% de la línea, ambas configuraciones presentan tiempos de operación equivalentes en la protección principal, correspondientes a su función instantánea.

En las protecciones de neutro, la coordinación propuesta mejora la respuesta ante fallas al 50% de longitud de línea, logrando un tiempo de operación de 100 ms (vs. 556 ms) de EMELNORTE, en contraste, para fallas al 20% y 80%, los tiempos de mantienen idénticos en ambas configuraciones.

Los relés de respaldo en la subestación Ibarra Transelectric no muestran variación en sus tiempos de operación entre configuraciones, manteniendo valores consistentes para todas las ubicaciones de falla, tanto en fase como en neutro.

4.2.2 Análisis Comparativo: Línea San Vicente – Otavalo

Tabla 15. Comparación de los tiempos de operación de los relés de la línea San Vicente - Otavalo

Protecciones de fase (ms)						
Relé en la Subestación	Cortocircuito trifásico en la coordinación propuesta			Cortocircuito trifásico en la configuración de EMELNORTE S. A		
	20%	50%	80%	20%	50%	80%
Atuntaqui	661	680	701	661	680	701
San Vicente	230	230	230	419	431	443
Protecciones de neutro (ms)						
Relé en la Subestación	Cortocircuito bifásico a tierra en la coordinación propuesta			Cortocircuito bifásico a tierra en la configuración de EMELNORTE S. A		
	20%	50%	80%	20%	50%	80%
Atuntaqui	751	775	799	751	775	799
San Vicente	230	230	230	475	489	504



Los ajustes del relé de fase de la coordinación de protecciones propuesta reducen significativamente los tiempos de operación del relé principal (San Vicente) en todos los tramos de línea analizados alcanzando un tiempo de 230 ms en fallas al 20%, 50% y 80% de línea. Esto representa una reducción entre 45,1% y 48,1% frente a los tiempos de EMELNORTE S.A (419 - 443) ms.

Mientras tanto, en los ajustes de las protecciones de neutro, el relé principal también opera en 230 ms en todos los porcentajes de tramo línea evaluados, reduciendo entre 51,57% y 54,36% frente a los tiempos de la configuración de EMELNORTE (475 - 504) ms.

Además, los relés de respaldo en la subestación Atuntaqui, mantienen valores similares en ambas configuraciones, tanto en protecciones de fase como de neutro.

4.2.3 Análisis Comparativo: Línea Otavalo – Cayambe.

Tabla 16. Comparación de los tiempos de operación de los relés de la línea Otavalo – Cayambe.

Protecciones de fase (ms)						
Relé en la Subestación	Cortocircuito trifásico en la coordinación propuesta			Cortocircuito trifásico en la configuración de EMELNORTE S. A		
	20%	50%	80%	20%	50%	80%
San Vicente	230	650	650	527	651	790
Otavalo	20	20	100	20	20	505
Protecciones de neutro (ms)						
Relé en la Subestación	Cortocircuito bifásico a tierra en la coordinación propuesta			Cortocircuito bifásico a tierra en la configuración de EMELNORTE S. A		
	20%	50%	80%	20%	50%	80%
San Vicente	230	650	650	601	745	910
Otavalo	20	100	440	20	478	577



De acuerdo con el cuadro comparativo anterior, para las protecciones de fase en fallas que superan el 80% de longitud de la línea, la coordinación de protecciones propuesta reduce el tiempo de operación del relé principal (Otavalo) a 100 ms, mejora que es significativa respecto a la configuración de protecciones de EMELNORTE S.A (505 ms). Esta reducción representa una mejora del 80% frente al esquema de protecciones de EMELNORTE.; por otro lado, para fallas a un 20% y 50% de la línea, ambas configuraciones tienen similares tiempos de operación debido a su función instantánea.

Es importante mencionar que los ajustes de protecciones de neutro se observan reducciones sustanciales en los tiempos de operación en la coordinación propuesta, para fallas al 50% de la línea que opera en un tiempo de 100 ms contra los 478 ms de la configuración de protecciones de la empresa distribuidora, lo que significa una reducción del tiempo de operación del 79%, mientras que para falla al 80% de la línea el relé opera en 440 ms contra los 577 ms actuales, lo que representa una reducción de 23,74% en el tiempo de operación del relé. En ambas configuraciones la respuesta ante fallas cercanos a la subestación Otavalo es de manera instantánea.

Los relés de respaldo ubicadas en la posición de salida de la subestación San Vicente, muestran mejoras tanto en protecciones de fase como de neutro.

4.2.4 Análisis Comparativo: Línea Cayambe – Cananvalle

Tabla 17. Comparación de los tiempos de operación de los relés de la línea Cayambe - Cananvalle

Protecciones de fase (ms)						
Relé en la Subestación	Cortocircuito trifásico en la coordinación propuesta			Cortocircuito trifásico en la configuración de EMELNORTE S. A		
	20%	50%	80%	20%	50%	80%
Otavalo	440	440	440	583	606	620
Cayambe	230	230	230	286	303	313
Protecciones de neutro (ms)						



Relé en la Subestación	Cortocircuito bifásico a tierra en la coordinación propuesta			Cortocircuito bifásico a tierra en la configuración de EMELNORTE S. A		
	20%	50%	80%	20%	50%	80%
Otavalo	440	440	440	670	698	715
Cayambe	230	230	230	349	369	382

Las protecciones de fase ubicadas en la subestación Cayambe con los ajustes de coordinación de protecciones propuesta mantiene su operación en valores consistentes de 230 ms, para los diferentes casos de ubicación de fallas en la línea (20%,50%,80%), presentando una reducción importante en los tiempos de operación frente a los empleados por EMELNORTE S.A. que oscilan entre (286 – 313) ms, lo que implica una reducción de tiempo de operación de 19,58%, 24% y 26,51% respectivamente.

En cuanto a las protecciones de neutro dentro de la coordinación propuesta, se observa que los tiempos de operación alcanzan los 230 ms, en comparación a los tiempos de operación obtenidos de la configuración de protecciones de EMELNORTE S.A., los cuales se encuentran en un rango de 349 ms a 382 ms. Esta diferencia refleja una reducción sustancial en el tiempo de actuación del sistema de protección, con disminuciones del 34,1% para fallas cercanos a la subestación Cayambe, 37,67% para fallas al 50% de línea y 39,79% para fallas al 80% de tramo de la línea.

Los relés de respaldo en la subestación Otavalo se mantienen tiempos de operación consistentes para todos los casos de ubicaciones de falla en la línea, tanto en protecciones de fase como en protecciones de neutro de 440 ms en ambas, lo que implica una reducción significativa en los tiempos de operación respecto al esquema original.



4.2.5 Análisis Comparativo: Línea Cananvalle – La Esperanza.

Tabla 18. Comparación de los tiempos de operación de los relés de la línea Cananvalle – La Esperanza

Protecciones de fase (ms)						
Relé en la Subestación	Cortocircuito trifásico en la coordinación propuesta			Cortocircuito trifásico en la configuración de EMELNORTE S. A		
	20%	50%	80%	20%	50%	80%
Cayambe	230	230	230	331	348	366
Cananvalle	20	20	20	20	20	20
Protecciones de neutro (ms)						
Relé en la Subestación	Cortocircuito bifásico a tierra en la coordinación propuesta			Cortocircuito bifásico a tierra en la configuración de EMELNORTE S. A		
	20%	50%	80%	20%	50%	80%
Cayambe	230	230	230	404	426	448
Cananvalle	20	20	20	20	20	20

En el cuadro comparativo se puede observar que, en todos los tramos de línea analizados, tanto las protecciones de fase como las de neutro operan de manera instantánea, este comportamiento se presenta en ambas configuraciones. Por lo tanto, no se observa ninguna mejora en los tiempos de operación del sistema de protecciones.

En lo que claramente se evidencia la existencia de mejoras es en la operación de los relés de respaldo ubicados en la subestación Cayambe que son similares en tiempos de operación tanto en las protecciones de fase y neutros, teniendo 230 ms en la coordinación propuesta, frente a los tiempos operación de la empresa distribuidora que oscilan entre 331 ms – 366 ms para fases, y entre 404 ms – 448 ms para neutros.



4.5.6 Análisis de resultados

A continuación, se realiza un cuadro resumen donde se recopila las reducciones en los tiempos de operación de los relés de sobrecorriente expresado en porcentaje, tanto de fase como de neutro de la propuesta de coordinación de protecciones; además, se especifica el porcentaje de longitud de línea donde se evidenció tales reducciones en los tiempos de operación de los relés.

Tabla 19. Recopilación de las reducciones de tiempo en la operación de los relés de protección.

Línea de subtransmisión	Longitud de línea (%)		Protecciones principales		Longitud de línea (%)		Protecciones de respaldo	
	F	N	Fase	Neutro	F	N	Fase	Neutro
Atuntaqui - San Vicente	80	50	82,87%	82%	-	-	0%	0%
San Vicente – Otavalo	(20,50,80)		45,1% 46,6% 48,1%	51,57% 53% 54,36%	-	-	0%	0%
Otavalo – Cayambe	80	(50, 80)	80,2%	79% 23,74%	(20,50,80)	(20,50,80)	56,35% 0,15% 17,72%	61,73% 12,75% 28,57%
Cayambe – Cananvalle	(20,50,80)		19,58% 24% 26,51%	34,1% 37,67% 39,79%	(20,50,80)	(20,50,80)	24,52% 27,39% 29%	34,32% 36,96% 38,46%
Cananvalle – La Esperanza	-		0%	0%	(20,50,80)	(20,50,80)	30,51% 33,9% 37,15%	43,06% 46% 48,66%

Protecciones principales

Las protecciones principales, tanto de protecciones de fase como de neutro de las líneas de subtransmisión Atuntaqui – San Vicente y Otavalo – Cayambe, presentan reducciones de aproximadamente un 80% en los tiempos de operación en comparación con la configuración actual. Estas mejoras se evidencian en las ubicaciones de falla correspondientes al 50% y 80% de longitud de línea.



Por otro lado, en las líneas de subtransmisión San Vicente – Otavalo y Cayambe – Cananvalle, se evidencia reducciones en los tiempos de operación tanto en las protecciones de fase como de neutro, en todas las ubicaciones de falla analizadas, en la primera línea mencionada, las reducciones superan el 45% en las protecciones de fase y el 51% en las protecciones de neutro. En la línea Cayambe – Cananvalle, las reducciones superan el 19% en protecciones de fase y mientras que en las protecciones de neutro superan el 34%.

En la última línea de subtransmisión, Cananvalle – La Esperanza, no se evidencia una reducción significativa en los tiempos de operación con respecto a la configuración actual.

Protecciones de respaldo

Las protecciones de respaldo de las líneas de subtransmisión Atuntaqui – San Vicente y San Vicente – Otavalo, no se evidencian reducciones significativas en los tiempos de operación en comparación a la configuración actual.

Para las líneas de subtransmisión posteriores hasta la línea Cananvalle – La Esperanza, se evidencian reducciones en todas las ubicaciones de falla en la línea analizadas, en la línea Otavalo – Cayambe, las reducciones en los relés de protección de fase son del 56,35%, 0,15% y 17,72%, mientras que en los relés de protección de neutro son del 61,73%, 12,75% y 28,57%.

En la línea de Cayambe – Cananvalle, las protecciones de fase presentan reducciones superiores al 24% y en las protecciones de neutro superan el 34%. Finalmente, en la última línea, Cananvalle – La Esperanza, las reducciones en las protecciones de fase superan el 30% y en las protecciones de neutro superan el 43%.



CONCLUSIONES

- A partir de la descripción de los componentes de los sistemas de subtransmisión y de los sistemas de protección, se determina que el sistema de subtransmisión de la posición Otavalo Transelectric no cuenta con una configuración convencional, debido a la gran cantidad de subestaciones ubicadas radialmente, específicamente son seis subestaciones y la subestación Ecuajugos que se encuentra conectada en derivación en la línea Cayambe – Cananvalle, lo que presenta desafíos en la coordinación de protecciones que necesita el sistema. Además, el sistema de protecciones tiene a disposición los elementos necesarios, con excepción de la ausencia de un disyuntor en la posición de llegada de la subestación Cayambe. No obstante, esta ausencia no incide en la realización de la coordinación de protecciones debido al tipo de relé de protección que se emplea.
- Del análisis realizado al sistema de subtransmisión, se establece criterios para la coordinación de protecciones y la determinación de los ajustes del relé de protección de sobrecorriente. Sin embargo, durante su aplicación se identificó que dichos criterios requerían la necesidad de modificaciones, e incluso casos en los que no podían ser aplicados, debido a que se comprometía la selectividad del sistema de protecciones. Esto se debió principalmente por la configuración radial del sistema y la cantidad de subestaciones conectadas, dichas dificultades fueron más evidentes en las dos últimas líneas, por lo tanto, se concluye que una configuración de red de tipo radial el número máximo de subestaciones es de cuatro.
- A pesar de los desafíos presentados por la configuración del sistema de subtransmisión, se realizó la propuesta del estudio de coordinación de protecciones, donde no existe descoordinaciones o problemas entre relés de las diferentes líneas, aquello fue corroborado a través de la simulación de cortocircuitos trifásicos, bifásicos, bifásicos a tierra y monofásicos en distintos



porcentajes de tramo de línea, en cada una de las líneas de subtransmisión del sistema en estudio, mediante la utilización del Software “Power Factory”.

- El análisis comparativo entre la propuesta de coordinación de protecciones y la configuración de EMELNORTE S.A, evidencia que la propuesta presenta reducciones en los tiempos de operación de los relés de protección principales de fase y neutro en cuatro de las cinco líneas de subtransmisión, lo que representan mejoras en el 80% de las líneas evaluadas. No obstante, estas mejoras presentan ciertos matices: en las líneas Atuntaqui – San Vicente y Otavalo – Cayambe, las reducciones de tiempo operación se evidencian en fallas ubicadas al 50%, 80% de longitud de la línea o en ambos casos; mientras que en las líneas San Vicente – Otavalo y Cayambe – Cananvalle se obtuvieron mejoras en todos los porcentajes de longitud analizados. En contraste, en la línea Cananvalle – La Esperanza no se evidencia ninguna mejora.
- Dentro del análisis comparativo en los relés de protección de respaldo, también se identificaron reducciones en los tiempos de operación del relé tanto de fase como de neutro en la coordinación de protecciones propuesta, registrándose en tres de las cinco líneas de subtransmisión, lo que representa un 60% de mejora de las líneas evaluadas. En las líneas Otavalo – Cayambe, Cayambe – Cananvalle y Cananvalle – La Esperanza, las reducciones de tiempo se evidencian en todos los porcentajes de longitud analizados. En contraste, en las líneas Atuntaqui – San Vicente y San Vicente – Otavalo no se registró ninguna mejora.



RECOMENDACIÓN

- Se recomienda considerar la implementación del esquema de coordinación de protecciones propuesta en este estudio, dado que presenta mejoras significativas en los tiempos de operación de los relés de protección en la mayoría de las líneas de subtransmisión analizados, manteniendo las principales características técnicas requeridas en un sistema de protección.



Referencias bibliográficas.

- [1] J. F. Vaca Carrera, "Estudio de coordinación de protecciones en el sistema de subtransmisión de EMELNORTE SA con relés direccionales para cierre del lazo Ibarra, Alpachaca, el Chota y Pimampiro," 2023.
- [2] O. D. Chacón Herrera, "Coordinación de protecciones del sistema de subtransmisión de EMELNORTE," 2014.
- [3] J. Carrión, D. Orellana, M. Carrión, A. Vega, J. Cuenca, and R. Carvajal, "Fiabilidad de Redes Eléctricas," *Universidad Nac. Loja*, 2019.
- [4] M. Ramírez, "Protección de sistemas eléctricos de potencia," *Universidad Autónoma de Nuevo León. Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica.*[Documento en línea] Disponible en: https://www.academia.edu/26025049/PROTECCI%C3%93N_DE_SISTEMAS_EL%C3%89CTRICOS_DE_POTENCIA_PROTECCI%C3%93N_DE_SISTEMAS_EL%C3%89CTRICOS_DE_POTENCIA, 2005.
- [5] A. Del Ángel Hernández and A. D. Á. Hernández, "Clasificación de fallas en sistemas eléctricos de potencia."
- [6] E. E. Añazco Luzón, "Análisis del funcionamiento de la protección de sobrecorriente direccional de líneas de transmisión ante corrientes evolutivas de cortocircuito," 2021.
- [7] F. Barrero Gonzalez, *Sistemas de energía eléctrica*. Ediciones Paraninfo, SA, 2004.
- [8] H. E. Mafla Tutillo, "Estudio de Coordinación de Protecciones para la Línea de Transmisión de Tres Terminales Manduriacu-Santo Domingo-Los Bancos a 69 kV," 2017.
- [9] F. J. Pérez San Martín, "Coordinación de protecciones de sistemas eléctricos de potencia mediante formulación de problema de optimización," 2021.
- [10] X. A. Guano Sinchiguano, "Coordinación de las protecciones de sobrecorriente del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi ante el cambio de configuración de red radial a red en anillo," 2017.
- [11] R. T. Amador, "Protecciones eléctricas," *Colombia: Ingeniería de Protecciones. distribución radial*, 2007.
- [12] C. J. Zapata and G. E. Mejía, "Coordinación de relés de sobrecorriente en sistemas radiales utilizando programación lineal," *Scientia et technica*, vol. 2, no. 22, 2003.
- [13] S. N. Neppas Ipiales, "Coordinación de protecciones en las líneas de subtransmisión de Emelnorte con relés direccionales," 2022.
- [14] A. Galí Isus, "Inclusión de las energías renovables en el sistema eléctrico español. Evolución, desafíos y análisis de riesgos," 2010.
- [15] C. Zapata, "Confiabilidad en ingeniería," *Pereira, Colombia: Universidad Tecnológica de Pereira*, 2011.
- [16] *Resolución Nro. ARCERNNR-017/2020*, 2020.
- [17] A. M. Enríquez De La Torre, "Modelación del sistema de subtransmisión e integración con el sistema de distribución en media tensión de EMELNORTE," 2019.
- [18] C. F. Ramírez, "Subestaciones de alta y extra alta tensión," *Colombia: Mejía Villegas SA*, 2003.
- [19] E. R. Castro Paspuel and C. J. Herrera Pozo, "Diseñar un manual Técnico para el manejo y operación de la nueva Subestación Alpachaca 69 kv. de la Empresa Eléctrica Regional Norte SA," 2013.
- [20] F. S. Padilla Mier, "Detección y clasificación de perturbaciones de calidad del producto técnico basado en procesamiento de señales y máquinas de soporte vectorial," 2019.



- [21] J. F. Chapi Lucero, "Simulación de la Función de Oscilación de Potencia en Relés de Distancia," 2012.
- [22] N. Bratu and E. Campero, "Instalaciones Eléctricas, conceptos básicos y diseño 2da Edición, Ed," *Alfaomega, México DF, México*, 1992.
- [23] Á. A. B. Rújula, *Fundamentos de sistemas eléctricos*. Universidad de Zaragoza, 2008.
- [24] Z. S. Santana Intriago, "Ubicación óptima de localizadores de falla en redes eléctricas de distribución o subtransmisión: ubicación óptima de localizadores de falla en redes eléctricas de distribución empleando el método de Colonia de Hormigas," 2024.
- [25] F. Edition, "Modern Power System Analysis."
- [26] F. I. Lozada Jordán, "Detección de fallas en líneas de transmisión utilizando la transformada de Wavelet," 2017.
- [27] J. F. Piñeros, L. Y. Agudelo, A. M. Gutierrez, J. F. Llano, and D. Echeverri, "Coordinación de protecciones retos y necesidades para la seguridad del sistema," *18vo Encuentro Regional Ibero-Americano de Cigre, Brasil*, 2019.
- [28] P. F. Oña Oña, "Modelación de sistemas de protección para líneas de transmisión mediante el uso del algoritmo de Relief," 2015.
- [29] A. Bayas, "Protecciones contra sobrecorriente," ed: San Juan Argentina: Croquis, 2009.
- [30] R. H. Zambrano Quimbiulco, "Sistemas de protecciones eléctricas a nivel de 500 kV aplicación subestación Pifo.(Artículo)," 2009.
- [31] J. I. Chalí Mux, "Guía para la selección y especificación de transformadores de corriente y potencial para subestación del sistema eléctrico nacional," 2018.
- [32] J. Espinoza Guerrero and P. Estupiñán Segura, "Guía de selección de sistema de protección en subestaciones por medio de relés basados en microprocesadores aplicado en subestaciones de transmisión," 2010.
- [33] M. A. Vargas Sampedro, "Estudio de coordinación de protecciones en líneas de transmisión de la zona norte considerando la influencia del ingreso en operación del sistema de 500 kV," 2018.
- [34] M. Y. V. Bedoya Toro and F. Cadavid Giraldo, "Coordinación de relés de sobrecorriente en sistemas de distribución con penetración de generación distribuida," 2015.
- [35] J. B. Loma Umaginga and G. R. Toapanta Chillagana, "DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA."
- [36] C. J. Flores Naranjo and L. R. Marca Fajardo, "Análisis de respuesta de los relés de sobrecorriente en régimen permanente," 2022.
- [37] I. Gondres Torné, S. Lajes Choy, and A. del Castillo Serpa, "Gestión del mantenimiento a interruptores de potencia. Estado del arte," *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, vol. 26, no. 2, pp. 192-202, 2018.
- [38] R. Barajas Arreola, "Modernización de interruptores de potencia de 400 kV en la subestación eléctrica Texcoco."
- [39] D. GmbH. "Descripción general de las características." <https://www.digsilent.de/en/features.html> (accessed).
- [40] 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 SA," 2022.