



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

TEMA:

**“COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DE LOS RELÉS DE
SOBRECORRIENTE RESTRINGIDO POR VOLTAJE PARA
LOS GENERADORES DE LA CENTRAL LA PLAYA.”**

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Ingeniera Eléctrica

Línea de investigación: Biotecnología, energía y recursos naturales renovables

AUTORA:

Angamarca Angamarca Alisson Daniela

DIRECTOR:

Ing. Omar Dario Chacón Herrera MSc.

Ibarra – Ecuador (2026)

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:	1754342739		
APELLIDOS Y NOMBRES:	Angamarca Angamarca Alisson Daniela		
DIRECCIÓN:	Santa Rosa del Tejar		
EMAIL:	adangamarca@utn.edu.ec		
TELÉFONO FIJO:		TELÉFONO MÓVIL:	0990355834

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DE LOS RELÉS DE SOBRECORRIENTE RESTRINGIDO POR VOLTAJE PARA LOS GENERADORES DE LA CENTRAL LA PLAYA.
AUTOR (ES):	Angamarca Angamarca Alisson Daniela
FECHA DE APROBACIÓN: DD/MM/AAAA	19/03/2026
PROGRAMA:	☒ PREGRADO ☐ POSGRADO
TÍTULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniero(a) Eléctrico(a)
ASESOR /DIRECTOR:	Ing. Segundo Hernán Pérez Cruz Msc. Ing. Omar Darío Chacón Herrera Msc.

2. CONSTANCIAS

El autor (es) manifiesta (n) 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 (son) el (los) titular (es) de los derechos patrimoniales, por lo que asume (n) la responsabilidad sobre el contenido de la misma y saldrá (n) en defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

Ibarra, a los 20 días del mes de marzo de 2026

Angamarca Angamarca Alisson Daniela



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

Yo, Chacón Herrera Omar Darío, en calidad de director de la Srta. estudiante Angamarca Angamarca Alisson Daniela, certifico que ha culminado con las normas establecidas en la elaboración del Trabajo de Integración Curricular con el tema: “COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DE LOS RELÉS DE SOBRECORRIENTE RESTRINGIDO POR VOLTAJE PARA LOS GENERADORES DE LA CENTRAL LA PLAYA.”

Para la obtención del título de Ingeniera Eléctrica, aprobado la defensa, impresión y empastado.

.....

Ing. Chacón Herrera Omar Darío Msc.

DIRECTOR DE TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

**DEDICATORIAS**

A Dios, que me ha dado salud y vida para finalizar con éxito esta etapa de mi vida.

A mi madre, Esperanza Angamarca, quien con su amor y fortaleza ha sido mi guía en cada etapa de la vida. Gracias a su apoyo incondicional y su fe en mí, encontré siempre la fuerza para superar los obstáculos y seguir adelante. Nada de esto habría sido posible sin ella. Eres mi inspiración y la luz en mi camino.

A mi tía, Rosa Angamarca, que ha sido uno de los pilares de mi vida. Sus consejos y valiosas enseñanzas han inspirado mi crecimiento personal y académico. Su apoyo a sido esencial en este camino.

A mis hermanas, Samantha y Tiffany, que son la razón de querer mejorar cada día y mi inspiración para alcanzar mis metas.

A mi pareja, Johan Salazar, por su fe en mí en los momentos en que dudaba de mí misma, por su amor, que hizo más ligeros los días difíciles, y por su incondicional apoyo a lo largo de esta etapa. Gracias por caminar a mi lado, por creer en mis sueños y por estar siempre dispuesto a ayudarme. Esta meta también es por ti.



AGRADECIMIENTOS

Agradezco profundamente a mi familia, tías y primas, por su apoyo infinito y por siempre creer en mí. Gracias por su paciencia, su sabiduría y, sobre todo, por el amor incondicional que me han brindado en cada etapa de mi vida. Este logro no es solo mío, pues no habría sido posible sin ustedes, quienes con su ejemplo y su constante presencia me han enseñado la importancia de la perseverancia.

Quiero expresar mis más grandes agradecimientos a mi tutor de tesis, Ing. Omar Chacón Msc., y a mi asesor Ing. Hernán Pérez Msc. Por su orientación y su paciencia en el desarrollo del presente trabajo. Su experiencia y conocimientos han sido fundamentales a lo largo de este proceso. Ha sido un honor trabajar bajo su orientación.

A mis amigos, Ian Naranjo, Anthony Quezada, Josué Tates y Kevin Morales, quienes hicieron más divertida la vida universitaria. Gracias por su amistad y por el apoyo brindado en esta etapa. Espero que, así como este logro, podamos compartir muchos momentos más en el futuro.



INDICE DE CONTENIDOS

RESUMEN	10
ABSTRACT.....	11
CAPITULO I	12
1.1. Problema de investigación	12
1.2. Objetivos.....	12
1.2.1. Objetivo general	12
1.2.2. Objetivos específicos.....	12
1.3. Alcance y delimitación.....	13
1.4. Justificación	14
CAPÍTULO II	15
2.1 Antecedentes.....	15
1.5. Sistema eléctrico de distribución.....	17
1.6. Generación Distribuida	17
1.6.1. Tecnologías de la generación distribuida.....	17
1.6.2. Regulación para generación distribuida.....	18
1.6.3. Regulación Nro. ARCONEL-006/24.....	18
1.6.4. Regulación Nro. ARCONEL-005/24.....	18
1.6.5. Regulación Nro. ARCONEL-001/24.....	19
1.7. Fallas en el sistema de distribución	19
1.7.1. Fallas simétricas	19
1.7.2. Fallas asimétricas	20
1.8. Efectos de la corriente de cortocircuito	21
1.9. Protecciones eléctricas	21
1.9.1. Características de las protecciones	22
1.10. Zonas de protección	23
1.10.1. Protecciones primarias.....	23
1.10.2. Protecciones secundarias	23
1.11. Dispositivos de protección	23
1.11.1. Transformadores de medida	24
1.11.2. Configuración de los devanados de transformadores.....	24
1.12.1. Relés de sobrecorriente.....	25
1.12.1.1. Relés de sobrecorriente de tiempo definido	26



1.12.1.2.	Relés de sobrecorriente de tiempo inverso	27
1.12.1.3.	Relés de sobrecorriente instantáneo	27
1.12.2.	Relé de sobrecorriente restringido por voltaje	28
1.13.	Margen de coordinación para protecciones de sobrecorrientes	29
1.14.	Metodologías para la coordinación de relés de sobrecorriente restringidos por voltaje.	30
CAPÍTULO III		32
3.1.	Introducción	32
3.2.	Metodología	32
3.3.	Descripción del lugar de estudio	33
3.4.	Características técnicas	34
3.5.	Diagrama Unifilar	34
3.6.	Materiales	35
3.6.1.	Programa de simulación PowerFactory	35
3.6.2.	Criterios para la coordinación de protecciones	36
3.6.3.	Parámetros de la protección de sobrecorriente instantánea	38
3.6.4.	Cálculo de parámetros para el ajuste de la protección temporizada en el transformador de la central La Playa	38
3.6.5.	Cálculo de parámetros para el ajuste de relés temporizados en los generadores de la central La Playa	39
3.6.6.	Cálculo de la restricción de voltaje en la protección 50V/51V	40
CAPÍTULO IV		41
4.1	Coordinación de protecciones de sobrecorriente actuales de EMELNORTE SA	41
4.2	Coordinación de relés de sobrecorriente restringidos por voltaje	44
4.3	Evaluación de coordinación de protecciones ante fallas cercanas a la central La Playa	46
4.3.1.	Coordinación de la protección 50V/51V en el Generador 1.	46
4.3.2.	Coordinación de la protección 50V/51V en el Generador 2.	47
4.3.3.	Coordinación de la protección 50V/51V en el Generador 3.	48
4.3.4.	Coordinación de la protección 50V/51V en el transformador	48
4.3.5.	Coordinación de la protección 50V/51V ante fallas en alimentadores aledaños	49
4.4	Coordinación de protecciones ante fallas dentro de la central La Playa	50
CONCLUSIONES		53
RECOMENDACIONES		55



INDICE DE FIGURAS

Fig. 1. Tipos de fallas simétricas. [13]	20
Fig. 2. Tipos de fallas asimétricas [13].....	21
Fig. 3. Sistema de protecciones principales [17].	23
Fig. 4. Tiempos de operación de relés de sobrecorriente [12].	26
Fig. 5. Curva de operación del Relé de corriente definida [22].	26
Fig. 6. Curva de operación del Relé de tiempo inverso [22].	27
Fig. 7. Curva de operación del Relé Instantáneo [22].....	28
Fig. 8. Curva de operación del relé 50V/51V [23].	28
Fig. 9 Curva característica de restricción por voltaje en relé de sobrecorriente de fase	29
Fig. 10. Procedimiento representado en diagrama de bloques.....	33
Fig. 11. Conexión de la central La Playa a la subestación El Rosal	35
Fig. 12. Curvas de operación de la coordinación actual de EMELNORTE S.A.	43
Fig. 13. Curvas de operación de la coordinación propuesta.	45



INDICE DE TABLAS

TABLA I	17
TABLA II	19
TABLA III	34
TABLA IV	38
TABLA V	41
TABLA VI	42
TABLA VII	44
TABLA VIII	47
TABLA IX	48
TABLA X	49
TABLA XI	50
TABLA XII	50
TABLA XIII	52



RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo realizar la coordinación de protecciones en la Central Hidroeléctrica La Playa de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A., mediante la aplicación de relés de sobrecorriente restringidos por voltaje, los cuales incorporan funciones de actuación en etapa instantánea y etapa temporizada. Durante el desarrollo de la coordinación, se definieron criterios técnicos y se determinaron los parámetros de ajuste correspondientes, tales como corrientes nominales, niveles de cortocircuito y umbrales de restricción por voltaje, mismos que fueron considerados en el estudio integral de protecciones. El sistema eléctrico de la central fue modelado en el software PowerFactory, herramienta en la cual se incorporaron los principales componentes del sistema y los dispositivos asociados al esquema de protección. Posteriormente, se ingresaron en los dispositivos electrónicos inteligentes los ajustes previamente calculados, aplicando los criterios establecidos, y se ejecutaron múltiples simulaciones de coordinación. Estas simulaciones contemplaron fallas trifásicas, bifásicas, monofásicas y bifásicas a tierra, evaluadas en diferentes porcentajes de longitud de línea, con el propósito de obtener los tiempos de operación y de disparo correspondientes. Finalmente, los resultados obtenidos fueron comparados con la configuración actualmente implementada por la empresa distribuidora, evidenciando que la propuesta planteada permite reducir los tiempos de actuación y mejorar la selectividad del sistema eléctrico.

Palabras clave: coordinación de protecciones, relés, PowerFactory, generación distribuida.



ABSTRACT

The objective of this study is to create a coordinated protection relay at La Playa Hydroelectric Power Plant of Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. through the implementation of voltage-restrained overcurrent relays, incorporating both, instantaneous and time-delayed operating functions. During the coordination process, technical criteria were established and the corresponding setting parameters were determined, including rated currents, short-circuit levels, and voltage restraint thresholds. These parameters were considered as part of a comprehensive protection analysis. The plant's electrical system was modeled using PowerFactory software, where the main system components and the devices associated with the protection scheme were implemented. Subsequently, the previously calculated settings were entered into the intelligent electronic devices (IEDs), applying the defined criteria, and multiple coordination simulations were performed. These simulations included three-phase, phase-to-phase, single-phase, and double-phase-to-ground faults, evaluated at different percentages along the line length in order to obtain the corresponding operating and tripping times. Finally, the results were compared with the configuration currently implemented by the distribution company, demonstrating that the proposed scheme reduces operating times and improves the selectivity of the electrical system.

Keywords: coordination of protection, relay, voltage-restrained overcurrent, PowerFactory.



CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

Tema

Coordinación de protección de los relés de sobre corriente restringido por voltaje para los generadores de la central la playa.

1.1.Problema de investigación

La central hidroeléctrica La Playa enfrenta ciertas alteraciones constantemente en la operación y generación de energía ocasionadas por fallas externas ubicadas en alimentadores aledaños de la subestación El Rosal. Este problema se origina principalmente por la dificultad de diferenciar la respuesta de la central entre fallas externas causadas por un aporte excedente de corriente de cortocircuito y fallas internas, lo que puede llevar a una desconexión no deseada de los generadores debido a que se cuenta solo con protecciones convencionales.

Las consecuencias de esta desconexión incluyen la pérdida de estabilidad de la red debido a fluctuaciones de voltaje comprometiendo la seguridad operativa de otras instalaciones conectadas a la red. A demás, reducen la capacidad de generación total de energía que pueden generar pérdidas económicas significativas para la empresa de distribución. Estas condiciones, afectan a la confiabilidad de la empresa ante los usuarios y la agencia encargada de la regulación del servicio.

¿Cuáles son los parámetros de ajuste para la coordinación de protección de los relés de sobrecorriente restringido por voltaje para los generadores de la central la playa?

1.2.Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Realizar la coordinación de protecciones de relés de sobre corriente restringido por voltaje en los generadores de la central para la continua operación ante fallas externas mediante el ajuste de parámetros de corriente de falla.

1.2.2. Objetivos específicos



- Analizar la metodología aplicada a los sistemas de protecciones de relés de sobrecorriente restringido por voltaje.
- Determinar los parámetros de ajuste para la coordinación de relés de sobrecorriente restringidos por voltaje.
- Evaluar la coordinación de protecciones con relés restringidos por voltaje en los generadores de la central La Playa.

1.3. Alcance y delimitación

El presente trabajo de titulación tiene como objeto de estudio la central hidroeléctrica La Playa, ubicada en Tulcán, ciudad perteneciente a la provincia del Carchi. Esta central, propiedad de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A, cuenta con una potencia instalada de 1320 kW, distribuida en tres generadores de 420 kW cada uno. En dichos generadores, se simulará la coordinación de relés restringidos por voltaje, los cuales actúan en un tiempo de disparo que pueden verse acelerado o retrasado en función de valores de voltajes, para que no hay una interrupción en la operación de los generadores cuando las fluctuaciones de voltaje son mínimos.

Mediante la investigación, se determinará los parámetros de ajuste para la coordinación adecuada de los relés restringidos por voltaje teniendo en cuenta los criterios de las protecciones de sobrecorriente ya instalados. Los datos para emplear consisten en resultados de estudios previos, que incluyen información detallada sobre el esquema eléctrico y protecciones del generador, así como parámetros actuales de corrientes de falla. Dicha información será proporcionada por el Departamento de Estudios Eléctricos de EMELNORTE.

Para validar la coordinación de protecciones, se modelará el esquema de protecciones de la central La playa con ayuda del software PowerFactory a través de un análisis de la topología de la central, el cual facilitará la visualización de los ajustes de parámetros de las protecciones, permitiendo asegurar el correcto funcionamiento ante diversos escenarios de fallas en el sistema, de modo que la central siga operando sin interrupciones.



1.4. Justificación

La coordinación de los relés de sobrecorriente restringidos por voltaje busca mejorar la selectividad en la respuesta ante fallas externas a los generadores. Esto permite que el sistema de protección actúe adecuadamente ante sobrecorrientes cercanas al generador, mientras reduce desconexiones innecesarias en caso de fallas en alimentadores externos manteniendo la producción energética, siendo beneficioso tanto para la empresa como para los usuarios.

El propósito del uso del relé restringido por voltaje en el sistema es obtener una respuesta que se ajuste en función del voltaje instantáneo para que el generador soporte sobrecargas temporales y evite disparos por pequeñas fluctuaciones. Para asegurar el funcionamiento y rendimiento, es esencial que la coordinación de estas protecciones sea precisa y adecuada.

El presente trabajo de investigación busca favorecer la entrega continua de energía generada por la empresa EMELNORTE, puesto que, al evitar interrupciones innecesarias en la operación de la central, se garantiza que la generación local continúe inyectando potencia, previniendo así pérdidas económicas significativas para la empresa de distribución y permitiendo a los usuarios de la red disponer de un servicio de calidad.



CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes

Las protecciones son esenciales para garantizar la fiabilidad y la continuidad de los equipos del sistema eléctrico. Por esta razón, los sistemas de protección deben funcionar de manera adecuada, ya que pueden surgir fallos que afecten el flujo normal de energía y provoquen, por ejemplo, inestabilidad en la red o sobrecargas en los equipos de las subestaciones, reduciendo así su vida útil.[1]

Un estudio realizado por Reiz y Boas [2] sobre la coordinación de dispositivos de protección en redes de distribución, examina el uso de relés de sobrecorriente direccionales y relés de sobrecorriente restringidos por voltaje (51V). Estos dispositivos se implementan en dicho estudio para mejorar la gestión de corrientes de cortocircuito y el flujo de potencia bidireccional en sistemas complejos. Las conclusiones destacan que, mediante la metodología adecuada se logra una coordinación de relés eficaz, lo cual reduce interrupciones y garantiza la continuidad del suministro energético.

Para el caso de estudio, Mauricio Soria llevó a cabo un estudio detallado de las corrientes de falla en las centrales de la Empresa Eléctrica Regional Norte EMELNORTE, ubicada en la zona norte de Ecuador. En su análisis incluyó proyectos hidroeléctricos como Mira, Chorrillos, La Playa y Buenos Aires, donde se evaluaron las protecciones de los sistemas de distribución. Los resultados mostraron un aumento en la corriente de cortocircuito en todo el sistema, debido a la contribución del generador a la corriente de falla. Como conclusión, el estudio recomienda reajustar las protecciones y agregar nuevos tipos de relés que permitan desempeño adecuado del sistema y una mayor confiabilidad en la protección de las instalaciones.[3]

Las empresas eléctricas cuentan con metodologías propias para ajustar los dispositivos de protección. Estas metodologías, además de considerar criterios técnicos de coordinación, generalmente contemplan la realización de estudios de cortocircuito empleando diferentes tipos de software. Estos estudios proporcionan la información



esencial para determinar los ajustes de las protecciones de sobrecorriente, garantizando una respuesta adecuada ante fallas en el sistema eléctrico. [4]

En el caso de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ), se empleó una metodología basada en el análisis de corrientes de fallas para la coordinación de protecciones. Esto se realizó mediante la modelación del sistema eléctrico en el software especializado PowerFactory, que permitió simular diferentes escenarios de cortocircuito y analizar las corrientes resultantes. A partir de estas simulaciones, se ajustaron los parámetros de las protecciones para asegurar la continuidad operativa y proteger los equipos del sistema. [5]

En este sentido, la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A tiene proyectos destinados a reducir los índices de interrupción como son: coordinación de protecciones a nivel de subtransmisión y distribución ubicación de reconectores y su comunicación con el Centro de Control Local. [6]



1.5. Sistema eléctrico de distribución.

Un sistema de distribución eléctrica consta de diversos elementos que permiten la distribución de energía eléctrica desde una subestación de potencia encargada de reducir o elevar el voltaje, hasta los consumidores por medio de cables conductores, de forma continua y con un valor de voltaje adecuado para la operación de aparatos eléctricos pertenecientes a los usuarios. [6]

1.6. Generación Distribuida

La mayor parte de la energía eléctrica es producida por centrales de generación a gran escala conectadas al sistema eléctrico de transmisión. No obstante, existen instalaciones de menor capacidad que operan dentro de niveles de distribución, conocidas como generación distribuida (GD)[7]. En Ecuador, la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL)[8] encargada de emitir normativas para empresas participantes en este sector, dispone las siguientes consideraciones para definir una central de generación distribuida:

- Potencia Nominal igual o mayor a cien (100) kW y de hasta diez (10) MW.
- La generación distribuida emplea recursos renovables no convencionales como fuentes principales para la producción de electricidad.
- Instaladas cerca del consumidor y conectadas a la red distribuidora.

1.6.1. Tecnologías de la generación distribuida

Dentro de los sistemas de generación distribuida se emplean diversas tecnologías cuyos títulos habilitantes están determinados en función a sus aportes técnicos, económicos y sociales tanto para el estado, como a la empresa inversionista. [8]

TABLA I
Tecnologías de la Generación Distribuida.[8]

Tecnologías	Periodo de evaluación (años)
Fotovoltaica	25
Eólica	25
Hidroeléctrica	30
Biomasa	20
Geotermia	25



Biogás

20

1.6.2. Regulación para generación distribuida

Los criterios de conexión, operación y comercialización de generación distribuida en el Ecuador se rigen por ARCONEL.[8] Dicha agencia, establece marcos normativos para empresas interesadas en participar de la generación de electricidad, el autoabastecimiento de consumidores regulados y de grupos electrógenos dispuestos a participar en el abastecimiento de energía eléctrica en períodos de alerta por déficit de generación.

1.6.3. Regulación Nro. ARCONEL-006/24

Bajo el nombre de «Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas interesadas en realizar la actividad de generación» la regulación está orientada a empresas del sector privado y entidades extranjeras que requieran disposiciones técnicas y comerciales para establecer, operar, y gestionar nuevas centrales en redes de distribución destinadas a la venta de electricidad. El Ministerio de Energía y Minas verifica la viabilidad técnica, económica y financiera de nuevas centrales que buscan integrarse al sistema de distribución. Una vez revisado dichos parámetros, se emite un título habilitante en generación distribuida. [8]

1.6.4. Regulación Nro. ARCONEL-005/24

Dicha regulación denominada «Marco normativo de la generación distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica» aborda aspectos técnicos para la habilitación, instalación, conexión, operación y mantenimiento de sistemas de generación distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica en Ecuador. La regulación también aborda aspectos relacionados con la medición y facturación de la energía eléctrica para los consumidores que implementen estos sistemas, asegurando una integración adecuada con la red eléctrica existente y promoviendo prácticas sostenibles en el consumo energético.[9]



1.6.5. Regulación Nro. ARCONEL-001/24

Este documento establece el código de conexión del servicio eléctrico ecuatoriano, es decir, define los requisitos técnicos y operativos para las centrales de generación de mayor tamaño o entidades productoras de energía eléctrica destinado a consumo propio. [10]

Dentro de la regulación, se definen categorías para las centrales de generación en función de la potencia nominal y la conexión al voltaje de referencia según su categoría dependerá de la ubicación geográfica, la topología de la red de transmisión y los resultados de un análisis de factibilidad de conexión. [10]

TABLA II
Categoría de las centrales de generación distribuida.[10]

Categoría	Potencia Nominal [MW]	Voltaje referencial de conexión [kW]
A	$0.1 \leq P_n < 1$	$V_n < 69$
B	$1 \leq P_n < 15$	$V_n \leq 69$
C	$15 \leq P_n < 50$	$V_n \leq 138$
D	$P_n \geq 50$	$V_n \leq 138$

1.7. Fallas en el sistema de distribución

Los sistemas eléctricos, debido a su configuración y estructura, están sujetos a una variedad de fenómenos y perturbaciones; estas alteraciones pueden ser provocadas por factores climáticos, como tormentas o descargas atmosféricas, o por factores externos que generan fallos en la operación de la red.[11] El nivel de susceptibilidad del sistema frente a estas perturbaciones incrementa debido a su extensión, por lo que resulta esencial contar con un sistema de protección adecuado que resguarde los equipos y líneas del sistema. [12]

1.7.1. Fallas simétricas

Las fallas simétricas, también denominadas fallas equilibradas, se pueden definir como los cortocircuitos más severos en un sistema eléctrico. Estos cortocircuitos ocurren cuando los tres conductores de la red trifásica entran en contacto directo con tierra. Al



establecer dicho contacto se generan corrientes de gran magnitud que pueden provocar daños significativos en los componentes del sistema eléctrico si el tiempo de falla es prolongado. [12]

Debe desatacarse que la amplitud del cortocircuito puede variar en diferentes puntos de la red según la ubicación de la falla y la magnitud de generación cuando la falla sucede. Las fallas simétricas se clasifican en cortocircuitos en serie, en los cuales no existe contacto entre conductores ni con tierra, y en cortocircuitos en paralelo, que se originan por el contacto entre fases o entre una fase y tierra; de estos, el segundo grupo tiene mayor incidencia. [13]

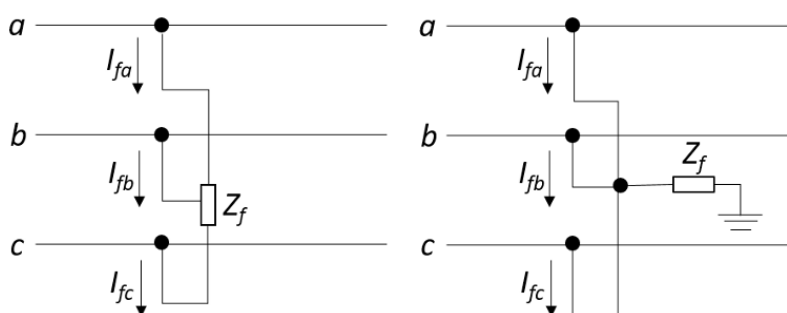


Fig. 1. Tipos de fallas simétricas. [13]

a) Falla simétrica

b) Falla simétrica con tierra

1.7.2. Fallas asimétricas

Las fallas asimétricas constituyen las perturbaciones más frecuentes en las redes de distribución eléctrica, y suelen originarse por cortocircuitos que afectan una o dos fases del sistema. Estas interrupciones provocan alteraciones en el desfase entre el voltaje y la corriente. Para analizar este fenómeno, se recurre a la evaluación de la corriente divididas en diferentes componentes simétricos de secuencia cero, positiva y negativa, lo que permite representar el comportamiento del sistema de manera más ordenada y comprensible. [14]

Las fallas asimétricas se pueden categorizar según el número de fases involucradas y la posible conexión a tierra. Entre las más comunes se encuentran las fallas



monofásicas a tierra, las fallas bifásicas y las bifásicas a tierra, cada una con características específicas que afectan de distinta manera la operación del sistema eléctrico.[13]

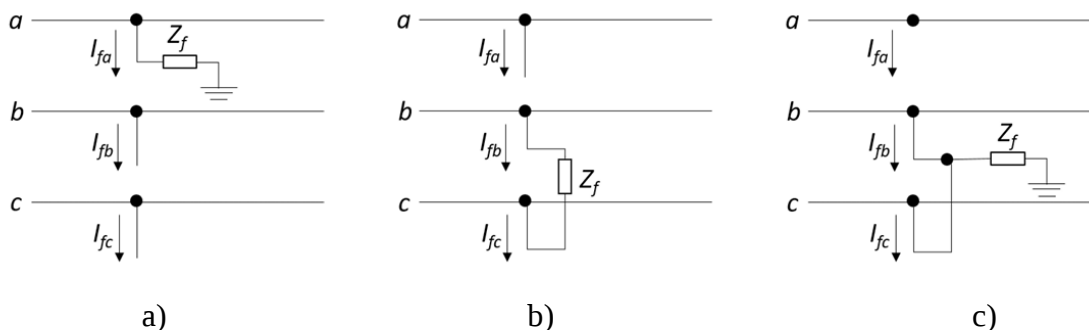


Fig. 2. Tipos de fallas asimétricas [13]

a) Fallas monofásicas, b) Fallas bifásicas, c) Fallas bifásicas a tierra

1.8. Efectos de la corriente de cortocircuito

Las corrientes de cortocircuito, originadas por cualquier tipo de falla en el sistema, se deben a la baja impedancia presente en el punto de falla. Estas corrientes pueden provocar daños significativos en los equipos de la red eléctrica, y sus efectos dependen de la magnitud, la duración y la ubicación de la falla. [15]

Como consecuencia de los cortocircuitos, pueden producirse daños en los aisladores de los conductores y pérdidas asociadas al sobrecalentamiento provocado por el efecto Joule, lo que deriva en inestabilidad del sistema y variaciones en el voltaje; además de la desconexión de carga. [15]

1.9. Protecciones eléctricas

Son equipos diseñados para proteger los componentes del sistema eléctrico y salvar la integridad del factor humano, mediante la detección y el aislamiento de fallas en las redes de transmisión y distribución de energía eléctrica. Esto se logra a través del disparo de interruptores que desconectan el circuito afectado. El sistema de protección está conformado por dispositivos de control y medición, entre los que se incluyen relés, fusibles, seccionadores, transformadores de potencial (TP), transformadores de corriente (TC), baterías, mini interruptores, entre otros. [16]



Con integración de la generación distribuida, el sistema de protección de la red de distribución debe ser confiable para la interconexión entre la red y la central permitiendo que la operación del sistema eléctrico sea segura. Por lo tanto, es fundamental abordar la protección no solo desde el punto de vista de la red eléctrica, sino también considerando la integración de generación distribuida. [3]

1.9.1. Características de las protecciones

Para que las protecciones funcionen de manera adecuada, es importante considerar una serie de criterios que permiten evaluar la correcta operación de estos elementos ante fallas, las características más importantes se mencionan a continuación[12]:

- **Confiabilidad**

Hace referencia al nivel de certeza que existe en que los equipos de protecciones operen de forma correcta ante fallas. Se considera una inadecuada configuración, instalación o el deterioro de los equipos como causa para una operación incorrecta. [12]

- **Seguridad**

Se refiere a la capacidad que tiene el sistema de protecciones para actuar frente a perturbaciones ajenas a su zona de protección o ante condiciones falsas de falla.[16]

- **Selectividad**

Se relaciona con la capacidad de activar los relés y disyuntores de tal manera que se diferencie las condiciones para su operación instantánea o de manera temporizada en caso de ser necesario. [12]

- **Velocidad**

Se enfoca en la rapidez para emitir la orden de disparo de los equipos de protección para reducir al mínimo los daños causados por las fallas. [12]

- **Sensibilidad**

Hace referencia a los parámetros mínimos necesarios para el funcionamiento de los relés antes fallas temporales o permanentes. Si el parámetro operativo es bajo, se considera un sistema de protección sensible. [16]



1.10. Zonas de protección

Las zonas de protección representan el alcance de las protecciones del sistema de tal manera que se resguarden los componentes del sistema eléctrico ante condiciones anormales. Estas zonas deben superponerse para asegurar que ninguna parte del sistema quede desprotegida y en caso de perturbaciones, los equipos de protección operen de manera adecuada. [17]

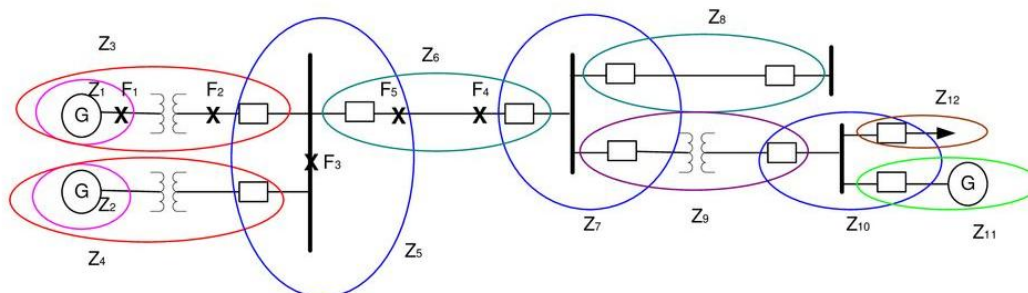


Fig. 3. Sistema de protecciones principales [17].

1.10.1. Protecciones primarias

La protección primaria tiene la responsabilidad de actuar de forma rápida y prioritaria contra las perturbaciones en la red. De manera simultánea una protección de respaldo detecta dicha falla, sin embargo, su funcionamiento solo se activará si la protección primaria no responde. [17]

1.10.2. Protecciones secundarias

La protección de respaldo actúa si la protección primaria falla o está fuera de servicio. Utiliza su propio interruptor para evitar que las mismas causas que afectaron a la primaria influyan en su funcionamiento, además, desconecta una porción más amplia de la red en comparación con el sistema de protección primaria. [17]

1.11. Dispositivos de protección

Los dispositivos de protección son equipos utilizados en sistemas eléctricos para evitar daños en los componentes de la red debido a perturbaciones en las líneas o



condiciones anormales. [12] Algunos de los dispositivos de protección se mencionan a continuación:

1.11.1. Transformadores de medida

Los transformadores de medida son aparatos encargados de medir y transformar magnitudes como voltaje o corriente en señales de baja magnitud para el funcionamiento de otros dispositivos de protección. [11] Dentro de estos dispositivos se encuentran los transformadores de corriente (TCs) y los transformadores de potencial (TPs).

- **Transformadores de corriente:** Son equipos conectados en serie al sistema por el devanado primario de tal forma que reduce la corriente primaria que circula por esté a un valor menor. Para su elección, un TC se selecciona en función de una carga o corriente nominales y la clase de precisión que se desea. [5]
- **Transformadores de Potencial:** Dispositivos diseñados para reducir voltajes proporcionales al voltaje primario del mismo. Se conectan en paralelo a la red y por el devanado primario. [5]

1.11.2. Configuración de los devanados de transformadores

La disposición de los devanados en los transformadores afecta la magnitud y la dirección de las corrientes de falla, lo que tiene un impacto en los niveles de ajuste de los relés de protección y la coordinación entre los demás dispositivos de protección. [18]

- **Configuración Delta primario – Estrella aterrizado secundario:** Los transformadores con este tipo de configuración adquieren otro comportamiento frente a las corrientes de secuencia cero u homopolares que se originan cuando se presentan fallas a tierra. [12] Debido a la conexión en delta del devanado primario, las corrientes de secuencia cero se encierran, bloqueando el flujo de dichas corrientes al exterior. Por lo tanto, las protecciones de secuencia cero en el lado de alto voltaje no se activarán por fallas en el lado secundario del transformador. [19]

**1.12. Configuración Estrella aterrizado primario– Estrella aterrizado secundario:**

Para esta configuración las fallas que se presenten en el lado secundario del transformador pueden afectar al devanado primario, y este a su vez, a la red del sistema debido a que tienen el mismo comportamiento a lo largo del sistema. Las protecciones de secuencia cero actuarán frente a dichas perturbaciones por tal motivo las protecciones de alto voltaje deben mantener una coordinación con las protecciones en bajo voltaje.[18] Dispositivos Electrónicos Inteligentes – IED's (Relés)

Los dispositivos electrónicos utilizados para la protección contra fallas en el sistema eléctrico reciben el nombre de relé numérico, relé digital o IED. Los IED's se basan en la implementación de microprocesadores con el objetivo de detectar condiciones anormales en el sistema eléctrico, como sobrecargas o cortocircuitos, y actúan para aislar la zona afectada, garantizando así la continuidad en la distribución de la energía eléctrica. Su funcionamiento se basa en el monitoreo constante de parámetros eléctricos (como la corriente, el voltaje o la frecuencia) y en la emisión de señales de disparo cuando dichos valores superan los umbrales previamente establecidos. [20]

Existen diferentes tipos de relés de protección, entre los cuales destacan los relés de sobrecorriente, diferenciales, sobrevoltaje y direccionales. Dichos relés están diseñados para detectar y reaccionar ante distintas fallas o condiciones específicas del sistema. Los relés pueden clasificarse también según su tecnología, siendo electromagnéticos, electrónicos o digitales, con características que varían según la precisión, la velocidad de respuesta y la capacidad de ajuste en función de las necesidades del sistema eléctrico.[12]

1.12.1. Relés de sobrecorriente

Durante las fallas en un sistema eléctrico de potencia, especialmente en los cortocircuitos, se presenta un aumento de corriente por encima de los valores normales de operación lo que puede dañar a los equipos del sistema eléctrico o afectar la correcta operación de este. Dicho incremento de corriente se utiliza como parámetro en los relés



de sobrecorriente tipo para identificar las fallas, funcionando como protección principal o de respaldo. [12]

El tiempo de operación de un relé de sobrecorriente varía según su tipo de temporización. En los relés de tiempo definido, el retardo de operación es constante e independiente de la magnitud de la corriente. En cambio, en los relés temporizados o de tiempo inverso, el tiempo de actuación disminuye a medida que la corriente de falla aumenta, permitiendo una respuesta más rápida ante eventos de mayor severidad. [20]

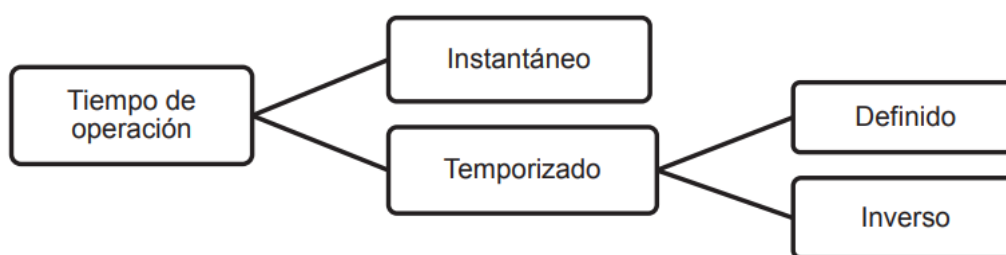


Fig. 4. Tiempos de operación de relés de sobrecorriente [12].

1.12.1.1. Relés de sobrecorriente de tiempo definido

Cuando la corriente excede los niveles establecidos en un régimen normal, el relé actúa desconectando el circuito después de un tiempo fijo. Estos relés son útiles en situaciones donde se requiere una protección sencilla y rápida, aplicándose comúnmente en sistemas con cargas simples o condiciones operativas bien conocidas. [21]

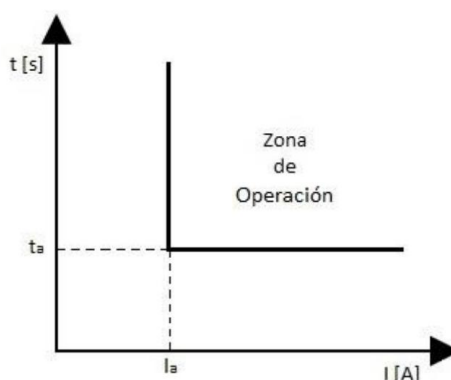


Fig. 5. Curva de operación del Relé de corriente definida [22].



1.12.1.2. Relés de sobrecorriente de tiempo inverso

A diferencia de los relés de tiempo fijo, su tiempo de respuesta disminuye conforme aumenta la magnitud de la corriente de cortocircuito, lo que permite una acción rápida ante perturbaciones graves y una respuesta más lenta en condiciones de sobrecargas. Son ampliamente utilizados en sistemas de distribución eléctrica para proteger equipos y garantizar una coordinación eficiente con otros dispositivos de protección. [21]

Dentro de esta categoría existen curvas inversas, muy inversas y extremadamente inversas que se diferencian principalmente por la pendiente dada entre la magnitud de la corriente y el tiempo de respuesta. Es decir, en las curvas inversas el tiempo de operación disminuye de manera gradual; en la curva muy inversa la reducción del tiempo es más pronunciada; mientras que la curva extremadamente inversa ofrece la respuesta más rápida ante corrientes elevadas, facilitando la coordinación en sistemas con distintos niveles de corriente de falla.[22]

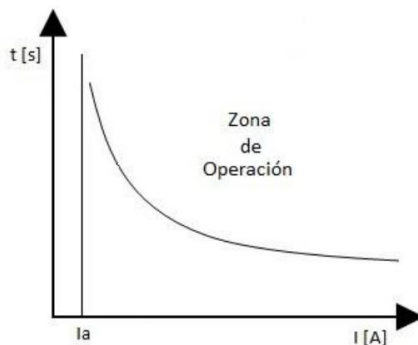


Fig. 6. Curva de operación del Relé de tiempo inverso [22].

1.12.1.3. Relés de sobrecorriente instantáneo

Los relés de sobrecorriente instantáneos son dispositivos de protección que actúan de manera inmediata cuando la corriente excede un valor preestablecido, sin ningún retraso de tiempo. Son especialmente útiles en sistemas donde se requiere una respuesta rápida ante eventos de falla, ya que su acción es prácticamente instantánea, garantizando



así la protección de los componentes del sistema ante corrientes de falla de gran magnitud.[21]



Fig. 7. Curva de operación del Relé Instantáneo [22].

1.12.2. Relé de sobrecorriente restringido por voltaje

El relé de sobrecorriente con restricción por voltaje (50V/51V) es un elemento de protección diseñado para salvaguardar generadores eléctricos ante fallas ocurridas en las proximidades del generador donde las caídas de voltaje son significativas. Este dispositivo, ajusta su punto de operación en función del voltaje y ofrece distintos modos de temporización como tiempo inverso y tiempo definido, lo que permite una respuesta adaptada a las condiciones reales del sistema. [23]

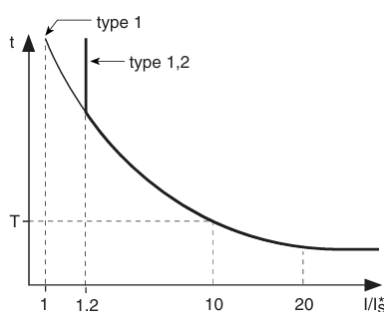


Fig. 8. Curva de operación del relé 50V/51V [23].

El Relé 50V/51V actúa como una protección tripolar, es decir, emite una orden de disparo cuando una, dos o las tres fases superan el umbral de corriente ajustado. Dicho umbral se configura en función del valor más bajo de voltaje de fase medido, lo que permite una respuesta mejor que con los relés convencionales. [23]

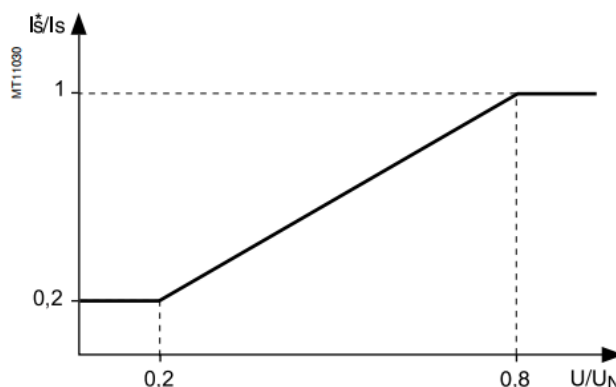


Fig. 9 Curva característica de restricción por voltaje en relé de sobrecorriente de fase

1.13. Margen de coordinación para protecciones de sobrecorrientes

Para el ajuste y coordinación de las protecciones se requiere conocer todas las condiciones de operación del sistema eléctrico ya sean temporales o permanentes. Particularmente, se debe determinar las corrientes mínimas y máximas de falla que pueden alimentar los cortocircuitos y ocasionar sobrecargas a los equipos. En tal sentido, los ajustes de la protección representan los umbrales de estas capacidades con un cierto margen de seguridad entre protecciones para que su actuar sea coordinado.[11]

Este margen incluye el tiempo de detección y procesamiento del relé, el retardo en la emisión de la señal de disparo, el tiempo mecánico de apertura del interruptor o reconector, así como el tiempo necesario para la extinción completa del arco eléctrico. Asimismo, se toma en cuenta el tiempo de sobrepaso del relé y las diferencias en los tiempos de respuesta entre dispositivos de distinta tecnología. La adecuada consideración de estos intervalos garantiza que el dispositivo más cercano a la falla actúe de manera selectiva, evitando disparos innecesarios de las protecciones ubicadas aguas arriba y asegurando la continuidad del servicio en las zonas no afectadas.[24]

Generalmente, este margen se fija en el rango de 0,2 a 0,4 segundos, valor considerado adecuado para asegurar una operación confiable y selectiva del esquema de protecciones. Con este criterio, se garantiza que la secuencia de actuación entre los dispositivos de protección se mantenga debidamente escalonada, reduciendo el riesgo de



disparos simultáneos, minimizando el área afectada por las fallas y mejorando la confiabilidad del sistema de distribución.[24]

1.14. Metodologías para la coordinación de relés de sobrecorriente restringidos por voltaje.

La coordinación de protecciones de sobrecorriente con restricción de voltaje presentan diferentes criterios de ajuste que varían según la tecnología disponible, la complejidad del sistema eléctrico y los escenarios operativos considerados para que dicha protección actúe. [25]

- **Metodología basada en la condición más crítica**

Este enfoque consiste en identificar el escenario más crítico de la red eléctrica en el punto donde se prevé instalar los IED de protección. A partir de dicho escenario, se realizan los ajustes de los dispositivos, garantizando la selectividad bajo esa condición en específico. Es decir, los parámetros se determinan considerando que, si el sistema mantiene la coordinación en la condición más desfavorable, también debería conservarla en escenarios de falla menos exigentes. Sin embargo, al basarse en una única condición extrema, este enfoque no contempla variaciones en la generación eléctrica dentro de sus escenarios de análisis, lo que hace probable que exista la pérdida de sensibilidad del relé ante condiciones de falla intermedias, en las cuales la relación entre corriente y voltaje podría alterar la secuencia de actuación prevista. [25]

- **Metodología basada en el uso de redes neuronales**

Dentro de las metodologías más recientes, se emplean técnicas de inteligencia artificial para la coordinación de protecciones con restricción de voltaje. Este enfoque, está basado en el uso de algoritmos previamente entrenados como las redes neuronales artificiales, con el fin de monitorear continuamente los parámetros de los dispositivos electrónicos inteligentes; la información recopilada es procesada con dichos algoritmos, se identifican un patrón y los IED's actúan de manera adaptativa. [25]



Para su implementación, se requiere tecnología numérica avanzada, alta capacidad de procesamiento y sistemas de comunicación confiables, además de estudios exhaustivos de datos históricos para el entrenamiento y la validación del algoritmo. No obstante, la infraestructura tecnológica necesaria implica mayores costos en comparación con otras metodologías, lo que puede limitar su viabilidad en sistemas de menor tamaño o en redes cuya complejidad no es significativa. En estos casos, los métodos de coordinación basados en criterios tradicionales suelen resultar más adecuados desde el punto de vista técnico y económico. [25]

- **Metodología basada en el uso de multiplicador de voltaje**

En diversos estudios, la coordinación de relés de sobrecorriente restringidos por voltaje se realiza junto con la integración de distintos parámetros, lo que implica la necesidad de establecer criterios diferentes en comparación con otras metodologías. [26]

En esta metodología de coordinación de protecciones se plantea el uso de una nueva característica denominada multiplicador de voltaje, la cual permite modificar de manera dinámica la curva tiempo–corriente del relé en función de la magnitud de la caída de voltaje, logrando que la operación del dispositivo se adapte a las condiciones reales del sistema. Debido a que este parámetro se encuentra disponible únicamente en IED's modernos o de tecnología avanzada, su implementación implica un costo elevado, ya que es necesario integrarlo en distintos puntos de la red para mantener la comunicación entre equipos y permitir la aplicación de ajustes automáticos. En contraste, los relés antiguos no disponen de capacidades de ajuste automático, razón por la cual al intentar coordinarlos bajo esta metodología se pierde la característica de automatización, obligando a que los ajustes se ejecuten de forma manual.[26]



CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1. Introducción

En el presente capítulo se presenta información general y técnica de la central La Playa, considerada como el lugar de estudio, detallando sus características operativas y de configuración que permiten la aplicación de relés de sobrecorriente restringidos por voltaje.

De igual manera, se describe la metodología empleada en el desarrollo del presente trabajo de integración curricular, incluyendo el tipo de investigación, las técnicas aplicadas, los materiales utilizados y las ecuaciones consideradas para la coordinación de protecciones.

3.2. Metodología

La metodología de este trabajo de grado se basó en la recopilación y el análisis de información relacionada con la coordinación del relé de sobrecorriente restringido por voltaje; para ello, se desarrolló una investigación documental sustentada en fuentes bibliográficas y trabajos académicos vinculados con la coordinación de protecciones y el análisis de fallas en sistemas de distribución. El propósito fue reunir información pertinente y conformar una base sólida que permitiera sustentar la validación de los ajustes de parámetros empleados en la simulación.

Asimismo, se llevó a cabo el análisis de la información técnica proporcionada por el Departamento de Estudios Eléctricos de EMELNORTE, con el objetivo de identificar los parámetros asociados a la central hidroeléctrica; como resultado, se identifica los tipos de generadores, las subestaciones asociadas a la central hidroeléctrica, así como todas las especificaciones técnicas requeridas para una adecuada coordinación de protecciones.

Con la ayuda del programa de simulación PowerFactory de DIGSILENT se modeló la red perteneciente de la central hidroeléctrica La Playa, de tal manera, que permita



analizar el comportamiento del sistema eléctrico y definir los criterios adecuados para la coordinación de protecciones.

Mediante la aplicación de un método deductivo y el ajuste de parámetros dentro de dicho programa de simulación, se determina el tiempo de operación y cuales elementos deberían operar frente a fallas ocurridas dentro de dicha central y en las zonas cercanas. Finalmente se evalúa la coordinación de los relés a través de un análisis entre la configuración actual de EMELNORTE S.A y la propuesta realizada comparando tiempos de respuesta y la selectividad de los relés de sobrecorriente.

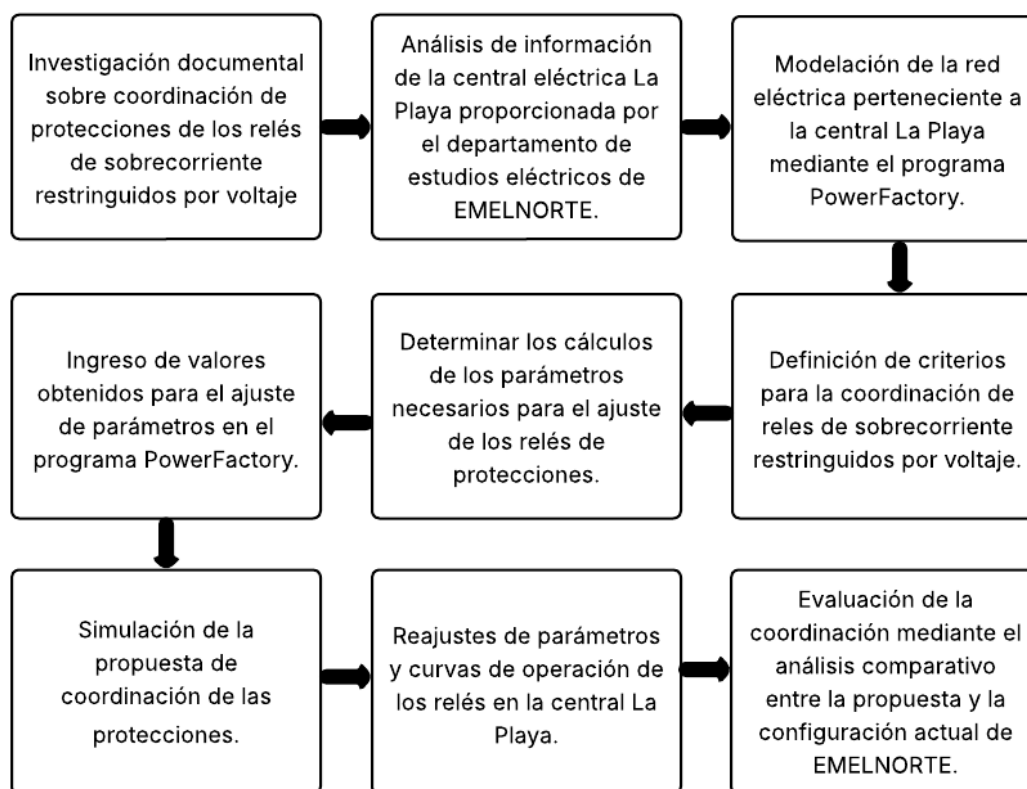


Fig. 10. Procedimiento representado en diagrama de bloques.
Elaboración propia.

3.3. Descripción del lugar de estudio

La Empresa Eléctrica Regional Norte S.A., EMELNORTE, es la empresa distribuidora encargada de la prestación del servicio eléctrico y alumbrado público en las provincias de Imbabura y Carchi, en los cantones Cayambe y Pedro Moncayo



pertenecientes a la provincia de Pichincha, así como en parte del cantón Sucumbíos y sectores de la provincia de Esmeraldas. Con el propósito de cubrir parte de la demanda de su área de concesión, la empresa dispone de cuatro centrales de generación distribuida, con una capacidad nominal total de 13,36 MVA, las cuales se presentan en la Tabla III.

TABLA III
Centrales de generación distribuida de EMELNORTE S.A.

Nº	Central	Ubicación	Pot. Nominal (MVA)
1	Ambi	Imbabura	8,00
2	San Miguel de Car	Imbabura	2,95
3	La playa	Carchi	1,32
4	Buenos Aires	Carchi	0,98

El presente estudio se enfoca en la central hidroeléctrica La Playa, ubicada aproximadamente a 2 km de la ciudad de Tulcán, en la provincia del Carchi y cuenta con una potencia instalada de 1,32 MW, distribuida en tres generadores de 420 kW cada uno, equipados con sus respectivas turbinas. Su operación se basa en el aprovechamiento del caudal del río Bobo, cuyo curso se encuentra a una distancia aproximada de 11 km de la Central Hidroeléctrica San Miguel de Car.

3.4. Características técnicas

La central dispone de un transformador de potencia marca Rymel, con conexión delta–estrella y relación de transformación de 13,8 kV en el lado primario y 6,3 kV en el lado secundario, el cual se encuentra acoplado a una barra de 6,3 kV. A la barra de bajo voltaje se conectan tres generadores síncronos, cada uno con una potencia nominal de 0,55 MVA, conformando el esquema de generación de la central. Posteriormente, estos elementos se enlazan con la subestación El Rosal mediante una línea de conexión de aproximadamente 3 km de longitud, la cual utiliza conductor tipo Raven 1/0 AWG.

3.5. Diagrama Unifilar

La figura presenta como punto de partida la barra de 69 kV de la subestación El Rosal, desde la cual, mediante el uso de transformadores, se derivan dos barras



correspondientes a un nivel de voltaje de 34.5 kV y 13,8 kV situadas en el lado izquierdo y en el lado opuesto de la figura respectivamente. A la barra de 34.5 kV se conecta la central San Miguel de Car; mientras que en la barra de 13.8 kV, se observa la conexión a la central La Playa; además de la disposición de cinco alimentadores (C1–C5), a través de los cuales se distribuye la energía hacia las cargas cercanas.

En lo referente a la central La Playa, se identifica un transformador que reduce el voltaje a 6,3 kV en el lado secundario, al cual se acopla una barra del mismo nivel de voltaje, en la que se enlazan tres generadores síncronos que cuentan con una potencia de 0.55 MVA cada uno.

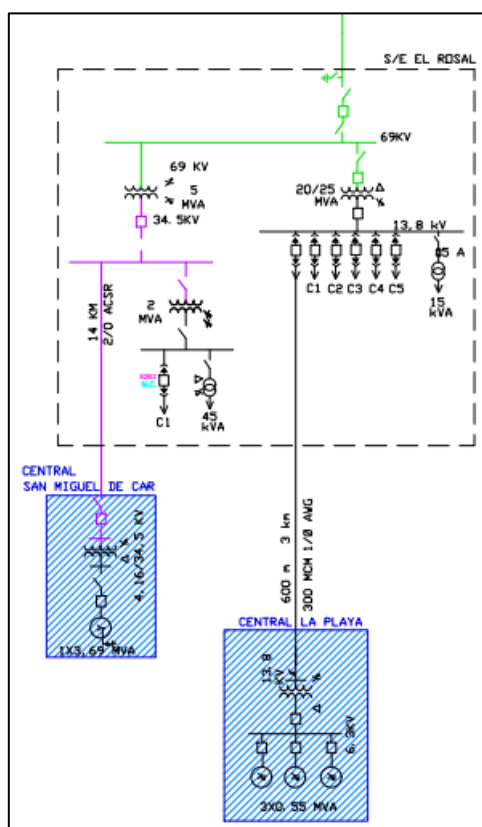


Fig. 11. Conexión de la central La Playa a la subestación El Rosal

3.6. Materiales

3.6.1. Programa de simulación PowerFactory

Para la coordinación de protecciones se emplea el software PowerFactory de la empresa DigSILENT con el propósito de modelar el sistema eléctrico de potencia asociado a la central. Este programa ha sido diseñado como una herramienta de



simulación y modelación de sistemas de potencia eléctricos, permitiendo al usuario estudiar y analizar el comportamiento de la red eléctrica, proporcionando entornos adecuados para realizar estudios de cortocircuitos y flujos de potencia. De tal manera que sea posible simular diversos escenarios de operación y de falla, que permita el análisis de los ajustes necesarios para la coordinación de protecciones. [27]

3.6.2. Criterios para la coordinación de protecciones

La metodología aplicada en el presente estudio se fundamenta principalmente en el ajuste de parámetros de protección, tales como la corriente máxima de falla, los niveles de corriente mínima de actuación y el umbral de voltaje, con el propósito de garantizar la selectividad entre las protecciones ubicadas aguas arriba de la central. Dichos criterios se determinan en función de las características de los equipos involucrados y del diseño de la red, permitiendo establecer ajustes acordes a las condiciones técnicas del sistema.

- a) En los relés de sobrecorriente instantáneos (50V) de los generadores se utilizó los criterios de configuración actuales de EMELNORTE aplicados en los relés de sobrecorriente instantáneos. De esta manera, se asegura que la protección propuesta mantenga la sensibilidad y selectividad durante los disparos instantáneos.
- b) Para el cálculo de parámetros del relé temporizado (51V) se debe tener en cuenta la corriente nominal del transformador de la central La playa que está determinado por la siguiente ecuación:

$$I_N = \frac{S_n}{\sqrt{3} * V_n} \quad (1)$$

Donde:

I_N = Corriente nominal del transformador.

S_n = Potencial nominal del transformador.

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



$$I_{TAP} = \frac{I_{pick-up}}{RTC} \quad (2)$$

Donde:

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

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

RTC = Relación de transformador de corriente.

- d) Para el presente estudio se adoptó como umbral de restricción el 80 % del voltaje nominal, con el propósito de lograr que la curva de operación del relé actúe únicamente ante caídas de voltaje significativas, propias de fallas cercanas al generador o al punto de instalación. Un valor cercano al 90 % resulta poco representativo de una condición real de falla, debido a que variaciones normales del sistema, tales como cambios de carga, arranques de motores o fluctuaciones operativas, pueden ocasionar descensos momentáneos de voltaje, provocando disparos innecesarios. Por otro lado, establecer el umbral en valores de 70 % o 60 % vuelve el esquema excesivamente restrictivo, ya que no todas las fallas generan caídas tan profundas de voltaje, lo cual podría retrasar o incluso impedir la actuación de la protección. En consecuencia, el valor adoptado permite evitar operaciones indebidas durante condiciones normales de operación y asegurar una respuesta adecuada ante eventos que comprometan la estabilidad del sistema.

$$Voltaje_{pick-up} = 0.8 * \left(\frac{V_{pri}}{V_{sec}} * 100 \right) \quad (3)$$

Donde:

$Voltaje_{pick-up}$ = Umbral de voltaje de arranque del relé.

V_n = Voltaje nominal del generador.

V_{pri} = Voltaje en el lado primario del transformador

V_{sec} = Voltaje en el lado secundario del transformador.



3.6.3. Parámetros de la protección de sobrecorriente instantánea.

Se indican los parámetros de los relés de sobrecorriente (50/51) según la configuración actual de EMELNORTE en la Tabla 4, cuyos valores de protección instantánea se mantuvieron en la propuesta de coordinación.

TABLA IV
Configuración actual de protecciones instantáneas de EMELNORTE S.A.

Zona de Protección	Voltaje (kV)	RTC	Línea	Tipo curva	Inst	Inst (A)
Generador G1	6,3	75/5	Fase	Muy inverso	20	300
			Neutro	Inverso	3	30
Generador G2	6,3	75/5	Fase	Muy inverso	20	300
			Neutro	Inverso	3	45
Generador G3	6,3	75/5	Fase	Muy inverso	20	300
			Neutro	Inverso	3	45
Transformador	13,8/6,3	200/5	Fase	Inverso	10	400
			Neutro	Inverso	Disable	Disable

3.6.4. Cálculo de parámetros para el ajuste de la protección temporizada en el transformador de la central La Playa

Para calcular el ajuste del relé del transformador se emplea la ecuación (1), la cual permite determinar la corriente nominal de dicho equipo. Este valor constituye la base para el establecimiento del umbral de operación del relé en el lado secundario del transformador. Los cálculos se obtuvieron mediante la aplicación de los criterios especificados en la sección. 3.6.2.

Por lo tanto, la corriente nominal se determina:

$$I_{N(trafo)} = \frac{2000 \text{ kVA}}{\sqrt{3} * 6.3 \text{ kV}}$$

$$I_{N(trafo)} = \frac{2000 \text{ kVA}}{10.912 \text{ kV}}$$



$$I_{N(trafo)} = 183.28 \text{ A}$$

Con dichos valores se obtiene los ajustes de I_{TAP} para el relé temporizado 51V.

$$I_{TAP} = \frac{183.28 \text{ A}}{200/5}$$

$$I_{TAP} = \frac{183.28 \text{ A}}{40}$$

$$I_{TAP} = 4.582 \text{ A Secundarios}$$

3.6.5. Cálculo de parámetros para el ajuste de relés temporizados en los generadores de la central La Playa

La corriente *pick-up* del relé de sobrecorriente conectado a los generadores no se establece mediante la aplicación de un factor de ajuste por encima de la corriente nominal, debido a las limitaciones térmicas propias de este tipo de equipos; en consecuencia, incrementos moderados de corriente pueden provocar esfuerzos térmicos significativos en los devanados, afectando su integridad y vida útil. Por tal razón, el ajuste del relé se establece en función de la corriente nominal del generador y de su capacidad térmica permisible. Debido a que los tres generadores poseen las mismas especificaciones técnicas, se aplica el mismo procedimiento de cálculo para cada equipo, obteniéndose los valores correspondientes mediante la aplicación de las ecuaciones (1) y (2):

$$I_{N(generador)} = \frac{0.55 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 6.3 \text{ kV}}$$

$$I_{N(generador)} = \frac{0.55 \text{ MVA}}{10,911.92 \text{ V}}$$

$$I_{N(generador)} = 50.40 \text{ A}$$

Al aplicar la ecuación (3), para determinar la corriente en el lado secundario del TC, se obtiene el siguiente resultado:



$$I_{TAP} = \frac{50.4 A}{75/5}$$

$$I_{TAP} = \frac{50.4 A}{15}$$

$$I_{TAP} = 3.36 A \text{ Secundarios}$$

3.6.6. Cálculo de la restricción de voltaje en la protección 50V/51V

Para establecer un valor de restricción de voltaje se considera una relación de transformación de 6,3 kV / 115 V tanto para los generadores como para el transformador. En consecuencia, se define un voltaje base de 5478,26 V, el cual permite representar de manera adecuada las condiciones operativas y el nivel real de tensión presente en la red.

Sobre este voltaje base se aplica el criterio del 80 %, con el propósito de que los ajustes de protección se sustenten en condiciones reales de operación y no únicamente en valores nominales ideales, manteniendo así mayor confiabilidad y coherencia en la coordinación de protecciones. Finalmente, la restricción de voltaje se determina mediante la aplicación de la ecuación (3):

$$Voltaje_{pick-up} = 0.8 * V_n$$

$$Voltaje_{pick-up} = 0.8 * \left(\frac{6300 V}{115 V} * 100 \right)$$

$$Voltaje_{pick-up} = 0.8 * \left(\frac{6300 V}{115 V} * 100 \right)$$

$$Voltaje_{pick-up} = 0.8 * (5478.26)$$

$$Voltaje_{pick-up} = 4382.60$$



CAPITULO IV

RESULTADOS Y ANÁLISIS

En el capítulo IV se presenta la evaluación de la propuesta de coordinación de protecciones restringidos por voltaje en la Central La Playa, a partir de simulaciones realizadas en el software PowerFactory. El análisis se centra en el comportamiento de los relés de protección asociados al transformador y los generadores, considerando tanto la configuración actual del esquema de coordinación de EMELNORTE como la propuesta de coordinación planteada en el presente estudio. Asimismo, se analiza la respuesta de las protecciones en la línea propia de la central y en alimentadores aledaños, con el propósito de verificar la adecuada coordinación y los tiempos de operación de los relés de sobrecorriente restringidos por voltaje.

4.1 Coordinación de protecciones de sobrecorriente actuales de EMELNORTE SA

Con el fin de disponer de un punto de referencia que permita evaluar el desempeño del esquema de coordinación propuesto, resulta necesario considerar la configuración actual implementada por EMELNORTE para la protección de la central y su enlace hacia la subestación. En este sentido, en la Tabla VII, se presenta la configuración vigente de los relés de sobrecorriente, la cual incluyen las protecciones instaladas a la salida de cada generador y en el lado secundario del transformador, así como la protección ubicada en la línea de conexión hacia la subestación, tomando en cuenta que esta última debe coordinar adecuadamente con el esquema de protecciones propuesto. La información expuesta se utiliza como base de comparación para analizar los criterios de selectividad, los tiempos de respuesta y la coherencia general en la coordinación del sistema de protecciones.

TABLA V
Configuración actual de los relés de sobrecorriente 50/51.

Zona de Protección	Voltaje (kV)	RTC	Línea	Tipo curva	Tap	Tap (A)	Dial	Inst	Inst (A)
Generador G1	6,3 kV	75/5 A	Fase	Muy Inverso	3,60	36	0,20	20	300
			Neutro	Inverso	0,20	2	1,00	3	30
Generador G2	6,3 kV	75/5 A	Fase	Muy	3,60	36	0,50	20	300



			inverso						
			Neutro	Inverso	0,20	3	1,00	3	45
Generador G3	6,3 kV	75/5 A	Fase	Muy Inverso	3,60	36	0,20	20	300
			Neutro	Inverso	0,20	3	1,00	3	45
Transformador	13,8/6,3kV	200/5 A	Fase	Inverso	3,37	134,8	0,15	10	400
			Neutro	Inverso	3,37	134,8	0,15	-	-
Línea La Playa	13,8/6,3kV	300/5 A	Fase	Extremo inverso	4,50	270	0,12	-	-
			Neutro	Extremo inverso	3,50	210	0,17	-	-

A partir de los ajustes de la configuración actual de relés de sobrecorriente se observa que la coordinación se sustenta principalmente en el uso de curvas inversas, muy inversas y extremadamente inversas, así como en la selección de valores de tap y dial, lo cual permite mantener el margen de coordinación y disponer de actuaciones instantáneas y temporizadas en fase y neutro para los generadores. En contraste, en el transformador y en la línea La Playa las unidades instantáneas se encuentran deshabilitadas, por lo que la operación depende únicamente de la característica temporizada.

Para complementar el análisis de la configuración actual y facilitar su interpretación, resulta necesario representar de manera gráfica las curvas de operación de los relés, por lo que se establecen colores predeterminados para cada dispositivo, manteniendo este criterio tanto en la gráfica de la configuración actual de EMELNORTE S.A. como en la gráfica correspondiente a la coordinación propuesta.

TABLA VI
Colores predeterminados para las curvas de protección.

Ubicación del Relé	Color
Alimentador aledaño	
Línea La Playa	
Transformador	
Generador 1	
Generador 2	
Generador 3	

Por ello, los valores descritos en la tabla correspondiente a la coordinación de protecciones actual se presentan en la **Fig. 12**, en la cual se muestran las curvas tiempo—



corriente, que representan la relación entre la magnitud de la corriente de falla y el tiempo de operación de cada dispositivo de protección. En este sentido, la figura permite apreciar el comportamiento de los relés ante distintos niveles de corriente, así como la selectividad entre equipos y el margen de coordinación existente entre las protecciones consideradas.

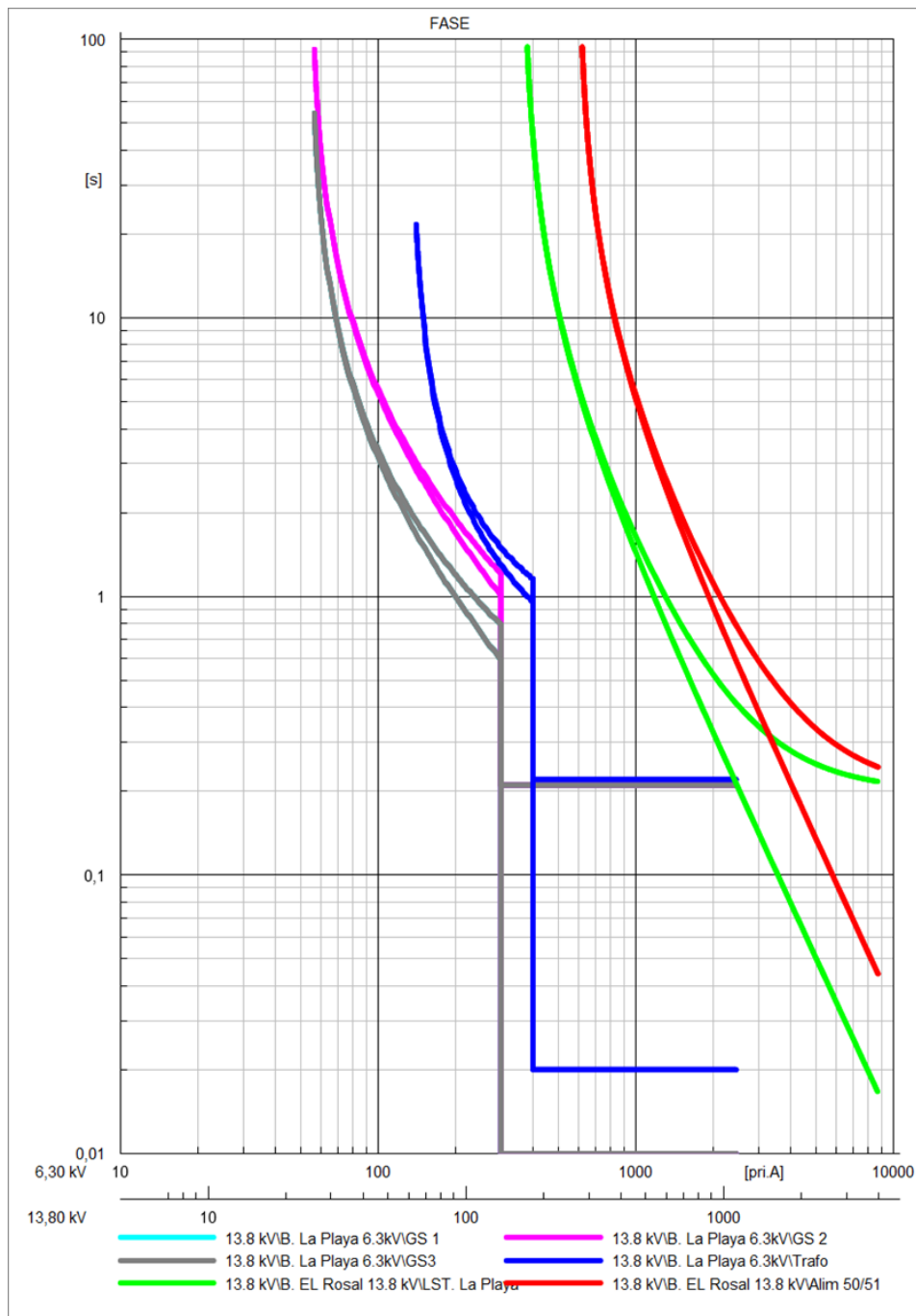


Fig. 12. Curvas de operación de la coordinación actual de EMELNORTE S.A.



4.2 Coordinación de relés de sobrecorriente restringidos por voltaje

En la propuesta de coordinación de protecciones mediante relés de sobrecorriente restringidos por voltaje se realizó con curvas temporizadas e instantáneas para las protecciones ubicadas en los generadores; asimismo, se modificaron los valores de corriente de operación y se redujeron los ajustes de tap y dial, con el fin de adecuar la respuesta de los relés a las condiciones del sistema. En el caso del relé ubicado en el transformador, la coordinación se realizó únicamente con curvas temporizadas, para lo cual se ajustó el dial y se seleccionó una característica de curva más adecuada, buscando ampliar el margen de coordinación respecto a las protecciones aledañas.

De esta manera, los ajustes establecidos en este estudio, cuyos valores se indican en la Tabla VII, permitieron adaptar el comportamiento de los relés a las condiciones operativas del sistema y evaluar su desempeño y la selectividad ante escenarios de cortocircuito en la línea La Playa–El Rosal, en alimentadores aledaños y en fallas propias de la central.

TABLA VII
Ajuste de parámetros para las protecciones 50V/51V.

Zona de Protección	RTC	Línea	Tipo curva	Tap	Tap (A)	Dial	Inst	Inst (A)
Generador 1	75/5 A	Fase	Muy inverso	3,36	50,4	0,28	20	300
Generador 2	75/5 A	Fase	Muy inverso	3,36	50,4	0,39	20	300
Generador 3	75/5 A	Fase	Muy inverso	3,36	50,4	0,43	20	300
Transformador	200/5 A	Fase	Inverso	4,58	183,2	0,13	10	400

Los ajustes de protección propuestos presentan una adecuada coordinación, debido a que se respetan los márgenes de coordinación establecidos por EMELNORTE y no se evidencian solapamientos entre los equipos de protección. No obstante, se observan diferencias en los valores de tap y dial, cuyos efectos pueden apreciarse en la



Fig. 12, donde se evidencia las curvas de operación de los distintos dispositivos de protección.

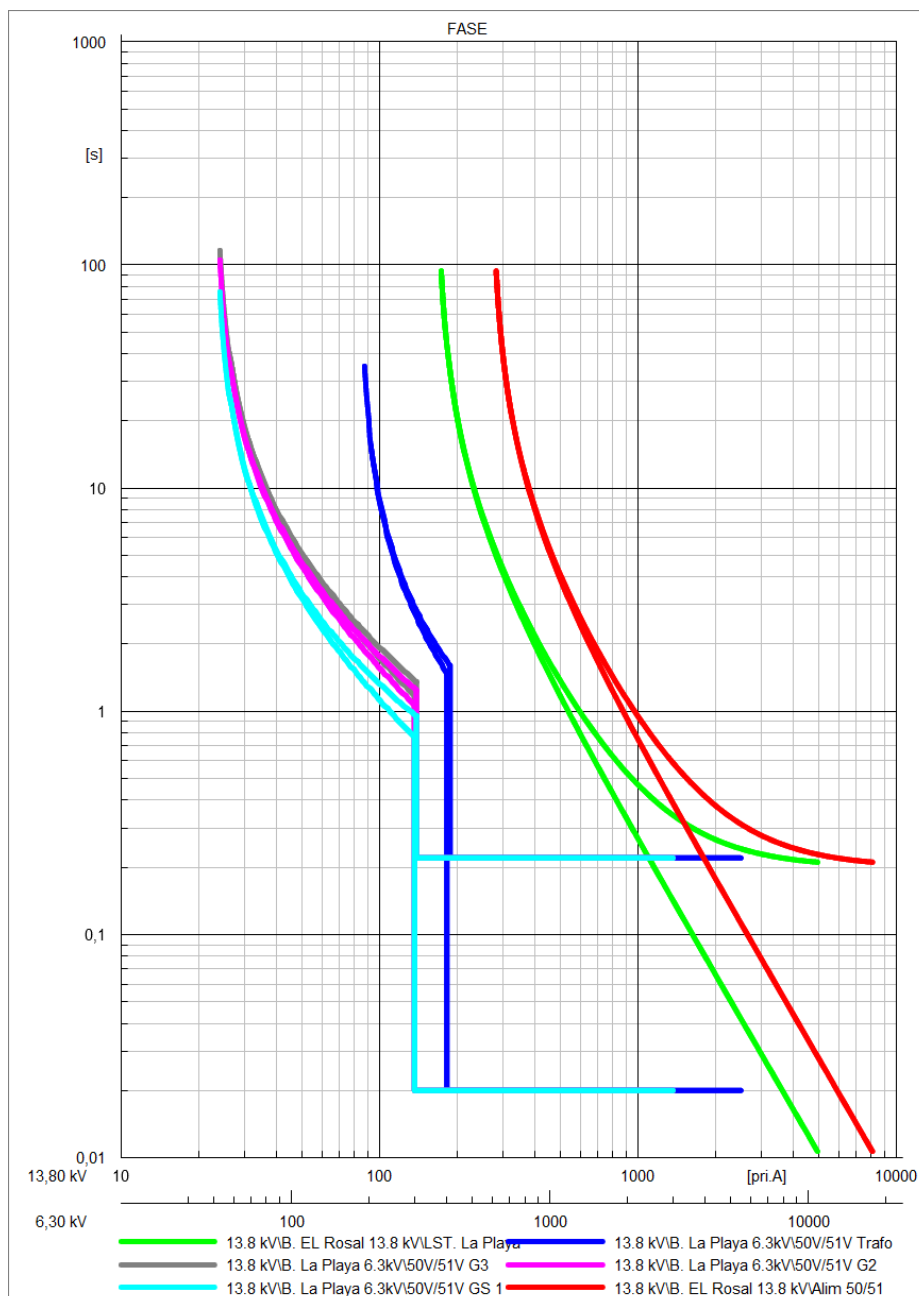


Fig. 13. Curvas de operación de la coordinación propuesta.



4.3 Evaluación de coordinación de protecciones ante fallas cercanas a la central La Playa

En esta sección se evalúan los esquemas de protección ante distintos tipos de falla aplicados a la línea La Playa–El Rosal, considerando ubicaciones representativas del 20%, 50% y 80% de la longitud de la línea. Los resultados obtenidos se analizan mediante un cuadro comparativo, en el cual se presentan los valores correspondientes a la configuración actual de EMELNORTE S.A. y a los ajustes propuestos en el presente estudio, permitiendo contrastar el comportamiento de ambos esquemas de protección.

En los resultados obtenidos frente a escenarios de cortocircuito, se evidenció que los cortocircuitos trifásicos y bifásicos presentan tiempos de operación equivalentes bajo ambas configuraciones. Por tal razón, estos eventos se agruparon en un único resultado representativo, con el fin de simplificar dicho análisis. Este comportamiento se debe a que, en ambos casos, la corriente de falla supera los umbrales de disparo de manera similar, activando la misma lógica de operación tanto en la etapa temporizada inversa como en la etapa instantánea de los IED's de protección.

4.3.1. Coordinación de la protección 50V/51V en el Generador 1.

De acuerdo con el cuadro comparativo correspondiente a la protección ubicada en el generador 1 presentada en la tabla VIII, se observa que, para los escenarios de cortocircuito trifásico, bifásico y bifásico a tierra, se obtiene una reducción en los tiempos de detección y actuación de las fallas respecto al esquema actual aplicado por EMELNORTE, lo cual representa una mejora en la rapidez de respuesta de la protección.

Asimismo, el resultado más representativo se localiza al 50 % de la longitud de la línea frente a un escenario de falla monofásica, donde el tiempo de operación disminuye de 2 049 ms a 926 ms, equivalente a una reducción del 54,81 %, evidenciando el impacto favorable de los ajustes propuestos en el desempeño del sistema de protecciones.



TABLA VIII

Tiempos de respuesta de la coordinación de protecciones para el generador 1.

Protecciones 50V/51V del Generador 1 (ms)				
Tipo de cortocircuito	Configuración	20%	50%	80%
Trifásico y Bifásico	Configuración actual de EMELNORTE	894	879	864
	Coordinación propuesta	587	581	576
Monofásico	Configuración actual de EMELNORTE	1801	2049	1905
	Coordinación propuesta	864	926	890
Bifásico-Tierra	Configuración actual de EMELNORTE	879	879	864
	Coordinación propuesta	587	581	567

4.3.2. Coordinación de la protección 50V/51V en el Generador 2.

En el caso de la implementación del esquema 50V/51V en el generador 2, presentada en la tabla IX, se determina una reducción promedio del 64,44 % en lo referente a cortocircuito trifásico a lo largo de la línea, en los cuales, el tiempo disminuye desde valores superiores a 1 400 ms hasta un rango aproximado de 524–539 ms en todos los puntos evaluados.

En adición a lo anterior, cuando existen escenarios de cortocircuito monofásico se logra una mejora aún más significativa, alcanzando una reducción promedio del 70,36 %, lo cual permite reducir tiempos superiores a 3 s a un intervalo comprendido entre 924 ms y 1 011 ms, evidenciándose un desempeño sustancialmente más rápido en comparación con el esquema análogo considerado en el análisis comparativo.

TABLA IX

Tiempos de respuesta de la coordinación de protecciones para el generador 2.

Protecciones 50V/51V del Generador 2 (ms)				
Tipo de cortocircuito	Configuración	20%	50%	80%
Trifásico y bifásico	Configuración actual de EMELNORTE	1519	1494	1469
	Propuesta de coordinación	539	531	524
Monofásico	Configuración actual de EMELNORTE	3061	3483	3239
	Propuesta de coordinación	924	1011	962



Bifásico a tierra	Configuración actual de EMELNORTE	1494	1494	1469
	Propuesta de coordinación	539	531	524

4.3.3. Coordinación de la protección 50V/51V en el Generador 3.

Ante diversos escenarios de falla, la coordinación del relé 50V/51V presentó diferencias significativas entre la configuración actual y la coordinación propuesta, evidenciándose una reducción en los tiempos de despeje con respecto a fallas a tierra tal como se indica en la tabla X, donde los cortocircuito monofásicos y bifásicos a tierra registran una disminución en los tiempos aproximados de 900 y 290 ms respectivamente, manteniendo la mejora en el desempeño de la protección. Asimismo, se puede evidenciar que, ante un cortocircuito trifásico, la reducción en tiempos de despeje es aún mayor disminuyendo la respuesta desde valores superiores a 1460 ms hasta un rango de 524–539 ms.

TABLA IX

Tiempos de respuesta de la coordinación de la protección en el generador 3.

Protecciones 50V/51V del Generador 3 (ms)				
Tipo de cortocircuito	Configuración	20%	50%	80%
Trifásico y bifásico	Configuración actual de EMELNORTE	894	879	864
	Propuesta de coordinación	594	586	578
Monofásico	Configuración actual de EMELNORTE	1801	2049	1905
	Propuesta de coordinación	1019	1115	1060
Bifásico a tierra	Configuración actual de EMELNORTE	879	879	864
	Propuesta de coordinación	594	586	578

4.3.4. Coordinación de la protección 50V/51V en el transformador.

Durante el proceso de coordinación de protecciones correspondiente a la propuesta planteada, se observa que los tiempos de operación del relé ubicado en el lado



secundario del transformador presentan variaciones significativas únicamente ante escenarios de cortocircuito monofásico. En los demás tipos de falla analizados, los tiempos de respuesta se mantienen iguales a los obtenidos en la configuración actual; por tal razón, el análisis se centra en el escenario de cortocircuito monofásico aplicado a la línea de la central La Playa.

Por lo tanto, en lo referente a dicho escenario de falla, se evidencia una reducción significativa y consistente en los tiempos de operación a lo largo de la línea. En particular, para el escenario correspondiente al 50 % de la longitud de la línea, el tiempo de operación disminuye de 1686 ms a 726 ms, lo cual representa una mejora del 56,94%, evidenciándose una respuesta más rápida del sistema de protección. De igual manera, para los escenarios ubicados al 20 % y 80 % de la longitud de la línea, el tiempo de despeje presenta una reducción del 56,68 %.

TABLA X

Tiempo de respuesta de la coordinación de la protección en el transformador.

Protecciones 50V/51V del transformador (ms)				
Tipo de cortocircuito	Configuración	20%	50%	80%
Monofásico	Configuración actual de EMELNORTE	1504	1686	1578
	Propuesta de coordinación	654	726	685

4.3.5. Coordinación de la protección 50V/51V ante fallas en alimentadores aledaños

La aplicación de relés con nuevas características debe conservar el criterio de selectividad del sistema aguas arriba de la central y en alimentadores aledaños, para evitar actuaciones fuera de su zona de protección. En este sentido, se realizó el análisis del comportamiento de las protecciones ante fallas ocurridas en alimentadores cercanos; los valores de respuesta obtenidos se presentan en la tabla XI, donde se puede verificar que las protecciones asociadas a la central reducen sus tiempos de respuesta sin que se adelanten respecto a las protecciones propias del alimentador afectado, manteniendo así la correcta selectividad con protecciones de alimentadores cercanos.



TABLA XI

Tiempo de respuesta de protecciones 50V/51V ante fallas en alimentadores aledaños.

Coordinación de protecciones ante fallas en alimentadores aledaños (seg)

Ubicación del relé	Coordinación en la configuración del relé 50/51 en EMELNORTE S.A.	Coordinación propuesta del relé 50V/51V
Alimentador aledaño	0,141	0,141
Línea La Playa-El Rosal	60	60
Transformador	1,025	0,432
Generador 1	2,095	0,937
Generador 2	3,562	1,026
Generador 3	2,095	1,131

4.4 Coordinación de protecciones ante fallas dentro de la central La Playa

En el presente apartado se analizan los escenarios de cortocircuito aplicados en las barras pertenecientes a la Central Hidroeléctrica La Playa, con el propósito de evaluar los tiempos de respuesta y la selectividad de los relés asociados. Debido a que las protecciones deben coordinarse no solo con los elementos de la red externa, sino también con los equipos internos de la central, se requiere garantizar que los relés actúen de manera rápida y selectiva ante fallas internas.

TABLA XII

Tiempos de respuesta de las protecciones ante fallas internas.

Desempeño de los relés 50/51V ante cortocircuitos en la barra de 6,3 kV de La Playa (ms)

Ubicación del relé	Coordinación propuesta del relé 50V/51V	Coordinación en la configuración del relé 50/51 en EMELNORTE S.A.
Transformador	20	20
Generador 1	505	647
Generador 2	424	1146
Generador 3	468	674



Protección de fase para cortocircuitos en la barra de 13,8 kV La Playa (ms)

Ubicación del relé	Coordinación propuesta del relé 50V/51V	Coordinación en la configuración del relé 50/51 en EMELNORTE S.A.
Transformador	20	20
Generador 1	573	854
Generador 2	519	1452
Generador 3	572	854

De acuerdo con los resultados obtenidos en dicho análisis, se observa que la coordinación propuesta mediante relés 50/51V permite reducir de manera significativa los tiempos de despeje, en comparación con la configuración actual implementada por EMELNORTE S.A. En la barra de 6,3 kV, los tiempos de operación correspondientes a los generadores 2 y 3 disminuyen de 1146 ms y 674 ms a 424 ms y 468 ms, respectivamente.

De igual manera, en la barra de 13,8 kV, para los mismos generadores se registra una reducción desde 1 452 ms y 854 ms hasta 519 ms y 572 ms, obteniéndose una disminución promedio superior al 60 %. En consecuencia, los ajustes propuestos evidencian una respuesta más rápida ante fallas internas, contribuyendo a la protección del equipamiento y a una mayor confiabilidad en la operación del sistema eléctrico interno.

4.4. Análisis de resultados

A fin de presentar una visión consolidada, se presenta un cuadro resumen en el cual se recopilan las reducciones obtenidas en los tiempos de operación de los relés de sobrecorriente, expresadas en porcentaje. De igual manera, se indica el porcentaje de la longitud de la línea en el cual se evidencian dichas reducciones en los tiempos de operación de los relés, permitiendo una visualización consolidada de los resultados obtenidos en el presente estudio.



TABLA XIII

Recopilación de las reducciones de tiempo en la operación de los relés de protección en la línea La Playa- El Rosal.

Equipo protegido	Longitud de la línea La Playa-El Rosal (%)	Tipo de falla	Reducción tiempo Fase (%)	Tipo de falla	Reducción tiempo Fase (%)
Generador 1	(20,50,80)	Trifásica / Bifásica	34,34%	Monofásica	52,03%
			33,90%		54,81%
			33,33%		53,28%
64,50%			69,82%		
64,46%			70,96%		
64,33%			70,27%		
Generador 2			33,56%		43,39%
			33,32%		45,59%
			33,10%		44,35%
Generador 3			56,52%		
			-----		56,94%
					56,59%

El análisis de la coordinación de protecciones en la Central Hidroeléctrica La Playa evidencia mejoras significativas con los ajustes propuestos frente a la configuración actual de EMELNORTE S.A. El uso de relés de sobrecorriente restringidos por voltaje permitió reducir considerablemente los tiempos de despeje ante cortocircuitos trifásicos, monofásicos y bifásicos a tierra cercanas a la central, alcanzando reducciones promedio de hasta un 70 % en determinados casos. Esta disminución de los tiempos de actuación implica un desempeño más rápido y confiable de los esquemas de protección, asegurando una respuesta efectiva ante fallas cercanas a la central y mejorando la seguridad y estabilidad del sistema eléctrico.



CONCLUSIONES

- La investigación permitió analizar de manera detallada los dispositivos de protección de sobrecorriente restringidos por voltaje y sus diferentes metodologías, identificando los criterios técnicos que sustentan su aplicación en centrales de generación distribuida. A partir del estudio teórico, se estableció que la incorporación de la restricción por voltaje en las funciones 50V/51V constituye una estrategia eficaz para diferenciar fallas internas de fallas externas, mejorando la selectividad del sistema de protección. Asimismo, el análisis de los parámetros eléctricos, las corrientes de cortocircuito y los márgenes de coordinación evidenció la importancia de considerar tanto las condiciones nominales como los escenarios críticos de operación para definir ajustes adecuados.
- Con el propósito de coordinar adecuadamente las protecciones en la Central La Playa, se establecieron los parámetros de ajuste de los relés de sobrecorriente restringidos por voltaje en los generadores y el transformador, considerando las corrientes nominales, las relaciones de TC y TP y los niveles de cortocircuito obtenidos mediante simulación. Con base en estos valores se definieron el pick-up (TAP), los diales de temporización y el umbral de restricción de voltaje del 80% del voltaje nominal, asegurando la actuación ante caídas significativas asociadas a fallas cercanas y manteniendo márgenes adecuados de coordinación con las protecciones aguas arriba.
- La evaluación de la coordinación de protecciones con relés de sobrecorriente restringidos por voltaje permitió verificar el desempeño del esquema propuesto frente a distintos escenarios de falla en la Central La Playa. Los resultados evidenciaron una reducción considerable en los tiempos de operación, especialmente en fallas monofásicas, donde el sistema presentaba mayores retardos en la configuración actual. Asimismo, se confirmó que la secuencia de actuación entre protecciones ubicadas en los generadores, transformador y protecciones aguas arriba mantiene los márgenes de coordinación establecidos,



evitando descoordinaciones o disparos simultáneos innecesarios. En consecuencia, la evaluación demostró que el esquema propuesto garantiza una operación más rápida, selectiva y confiable.

**RECOMENDACIONES**

- Se recomienda que este esquema sea adoptado como referencia para futuras actualizaciones del sistema de protección, así como para su posible replicación en otras centrales de generación distribuida de la empresa.



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] B. O. Palate Moyolema, "Ajuste de relés diferenciales de línea y coordinación de relés direccionales de sobrecorriente en el sistema de subtransmisión de la empresa eléctrica Ambato regional centro norte SA," 2017.
- [2] C. Reiz and J. B. Leite, "Optimal Coordination of Protection Devices in Distribution Networks With Distributed Energy Resources and Microgrids," *IEEE Access*, vol. 10, pp. 99584-99594, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3203713.
- [3] M. S. Soria Colina, "Coordinación de protecciones en sistemas de distribución considerando el ingreso de generación distribuida," 2015.
- [4] E. E. Añazco Luzón, "Análisis del funcionamiento de la protección de sobrecorriente direccional de líneas de transmisión ante corrientes evolutivas de cortocircuito," 2021.
- [5] Y. C. Rivera and F. P. Yauli, "Estudio de Coordinación de Protecciones en el Sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito considerando la conexión de la Línea Vicentina–Santa Rosa 138 kV," *Journal of Science and Research: Revista Ciencia e Investigación*, vol. 3, no. 2, pp. 17-25, 2018.
- [6] J. A. Y. Morón, *Sistemas eléctricos de distribución*. Reverté, 2021.
- [7] M. B. de las Casas, "Influencia de la generación distribuida en los niveles de cortocircuito y en las protecciones eléctricas en subestaciones de 110/34, 5 kV," *Ingeniería Energética*, vol. 30, no. 1, pp. 3-20, 2009.
- [8] *Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas interesadas en realizar la actividad de generación* ARCONEL, 2024.
- [9] *Marco normativo de la generación distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica*, ARCONEL, 2024.
- [10] *Código de Conexión del Sistema Eléctrico Ecuatoriano* ARCONEL, 2024.



- [11] A. D. LARA YÉPEZ, "Estudio de coordinación de protecciones en líneas de subtransmisión de EMELNORTE SA con relés de sobrecorriente direccional para cierre de lazo Tulcán Transelectric, San Gabriel, El Ángel y Pimampiro,." B.S Thesis, 2024. [Online]. Available: <https://repositorio.utn.edu.ec/handle/123456789/16144>
- [12] O. D. Chacón Herrera, "Coordinación de protecciones del sistema de subtransmisión de EMELNORTE," 2014.
- [13] L. Fiaschetti, "Sistema de gestión y localización de fallas en redes de distribución de energía con aplicación en el ámbito regional," *Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires, Buenos Aires*, 2021.
- [14] J. D. Morocho Morales, "Detección de fallas en redes de distribución radial basado en el método de diagnóstico de fallas en ramales y Ratán Das," 2022.
- [15] N. R. Quinatoa Yugcha and M. R. Mejía Tubón, "Analizar el comportamiento de las corrientes de falla por cortocircuito frente a diferentes conexiones de un transformador trifásico mediante la utilización de un prototipo," 2019.
- [16] A. J. M. Peralta *et al.*, "Protecciones eléctricas en subestaciones eléctricas: análisis documental," *Sapienza: International Journal of Interdisciplinary Studies*, vol. 3, no. 1, pp. 1004-1021, 2022.
- [17] R. T. Amador, "Protecciones eléctricas," *Colombia: Ingenieria de Protecciones. distribución radial*, 2007.
- [18] J. F. Vaca Carrera, "Estudio de coordinación de protecciones en el sistema de subtransmisión de EMELNORTE S.A. con relés direccionales para cierre del lazo Ibarra, Alpachaca, el Chota y Pimampiro," bachelorThesis, 2023. [Online]. Available: <http://repositorio.utn.edu.ec/handle/123456789/14136>
- [19] S. M. Pérez Londoño and J. G. López Quintero, *Transformadores eléctricos*. Editorial UTP, 2022.
- [20] D. Rovira Arazuri, "Plataforma docente de relés de protección," 2020.



- [21] M. Y. V. Bedoya Toro and F. Cadavid Giraldo, "Coordinación de relés de sobrecorriente en sistemas de distribución con penetración de generación distribuida," 2015.
- [22] S. A. Jaimes Puerto, "Sistema de protección de relés de sobrecorriente direccional implementando un sistema de 8 buses utilizando DigSilent PowerFactory," 2025.
- [23] *Sepam series 40*, Schneider Electric, 2021.
- [24] O. d. J. Monsalve Mera, "Coordinación de protección del Alimentador BE-S03– sistema eléctrico Bellavista Rural," 2020.
- [25] Y. G. Mostafa and M. S. Aly, "Neural network based overcurrent voltage controlled protection system in large electrical networks," 2009: IEEE, pp. 1-6.
- [26] N. Haupala, S. Romphochai, and K. Bhumkittipich, "Optimal coordination of non-directional overcurrent relays for active distribution network using new voltage-current relay characteristic," *Energy Reports*, vol. 13, pp. 5931-5951, 2025.
- [27] A. G. Martínez, J. A. C. Garcia, and J. A. C. Juárez, "Simulación Avanzada en Ingeniería Eléctrica: Historia, Desarrollo y Aplicaciones con ETAP Y Digsilent Powerfactory," *Ciencia Latina: Revista Multidisciplinar*, vol. 9, no. 3, pp. 8279-8300, 2025.