



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD

**EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES EN LAS
LÍNEAS COMPRENDIDAS ENTRE LA SUBESTACIÓN SAN
RAFAEL, LA COCHA, EL CALVARIO, ILLUCHI 1 E ILLUCHI
2 DE LA EMPRESA ELÉCTRICA COTOPAXI.**

PLAN DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO

AUTOR(ES):

Anahí Michelle Altamirano Solís
Micaela Alexandra Chilibingua Ulloa

TUTOR:

Ing. MSc. Xavier Alfonso Proaño Maldonado

LATACUNGA, AGOSTO 2024

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

ANAHI MICHELLE ALTAMIRANO SOLIS, con cédula de ciudadanía No. **1804370714**
MICAELA ALEXANDRA CHILIQUEINGA ULLOA con cédula de ciudadanía No.
1805480777, declaramos ser autores del presente proyecto de investigación: **“EVALUACIÓN
DEL SISTEMA DE PROTECCIONES EN LAS LÍNEAS COMPRENDIDAS ENTRE LA
SUBESTACIÓN SAN RAFAEL, LA COCHA, EL CALVARIO, ILLUCHI 1 E ILLUCHI
2 DE LA EMPRESA ELÉCTRICA COTOPAXI”** siendo el Ingeniero **XAVIER PROAÑO**
M.Sc. tutor del presente trabajo; y, eximo expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y
a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

Además, certifico que las ideas, conceptos, procedimientos y resultados vertidos en el presente
trabajo investigativo, son de mi exclusiva responsabilidad.

Latacunga, agosto 19 del 2024

Anahi Michelle Altamirano Solis

C.C: 1804370714

Micaela Alexandra Chilibuquina Ulloa


C.C: 1805480777

AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN

En calidad de Tutor del Trabajo de Investigación sobre el título:

“EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES EN LAS LÍNEAS COMPRENDIDAS ENTRE LA SUBESTACIÓN SAN RAFAEL, LA COCHA, EL CALVARIO, ILLUCHI 1 E ILLUCHI 2 DE LA EMPRESA ELÉCTRICA COTOPAXI”, de Anahí Michelle Altamirano Solís y Micaela Alexandra Chiliquinga Ulloa de la carrera de Electricidad considero que dicho Informe Investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científico-técnicos suficientes para ser sometidos a la evaluación del Tribunal de Validación de Proyecto que el Consejo Directivo de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, 19 agosto, 2024

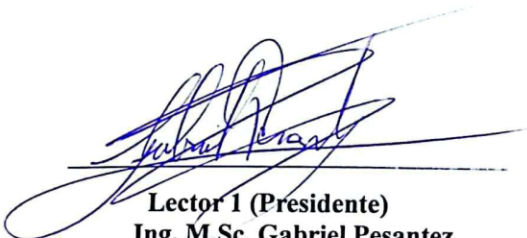

.....
Ing. M.Sc. Xavier Proaño
C.C: 0502656424
TUTOR

AVAL DE APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN

En calidad de Tribunal de Lectores, aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi, y, por la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas; por cuanto, los postulantes: **Anahí Michelle Altamirano Solís** y **Micaela Alexandra Chilibingua Ulloa**, con el título del Proyecto de Investigación: **“EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES EN LAS LÍNEAS COMPRENDIDAS ENTRE LA SUBESTACIÓN SAN RAFAEL, LA COCHA, EL CALVARIO, ILLUCHI 1 E ILLUCHI 2 DE LA EMPRESA ELÉCTRICA COTOPAXI”**, ha considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de sustentación del trabajo de titulación.

Por lo antes expuesto, se autoriza grabar los archivos correspondientes en un CD, según la normativa institucional.

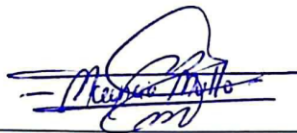
Latacunga, agosto 19 del 2024



Lector 1 (Presidente)
Ing. M.Sc. Gabriel Pesantez
CC: 0301893889



Lector 2
Ing. M.Sc. Walter Rueda
CC: 053689895



Lector 3
Ing. M.Sc. Mullo Mauricio
CC: 0503755183



ELEPCOSA
EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI S.A.

Latacunga, 8 de agosto de 2024

Yo, Henry Vinicio Calle Cuenca, en calidad de Jefe de Operación de la Dirección de Distribución de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A.

CERTIFICO

Que, ANAHI MICHELLE ALTAMIRANO SOLÍS, portadora de la cédula de ciudadanía No. 1804370714 y, MICAELA ALEXANDRA CHILQUINGA ULLOA, portadora de la cédula de ciudadanía No. 1805480777, estudiantes de la Universidad Técnica de Cotopaxi realizaron la tesis de grado titulada “EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES EN LAS LINEAS COMPRENDIDAS ENTRE LA SUBESTACIÓN SAN RAFAEL, LA COCHA, EL CALVARIO, ILLUHCI 1 E ILLUCHI 2 DE LA EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI”, bajo la supervisión de la Jefatura de Operación, y expreso la conformidad con el desarrollo y los resultados obtenidos del estudio.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad facultando a las estudiantes Anahí Altamirano y Micaela Chilquinga hacer uso del presente documento en la forma que estimen conveniente.



JEFE DE OPERACIÓN

AGRADECIMIENTO

Agradezco profundamente a mi Padre Celestial, quien ha sido mi refugio y fortaleza en cada momento, tanto en los buenos como en los difíciles. Antes de la fundación del mundo, en su infinita sabiduría y amor, me eligió y entregó a Su único Hijo para que, a través de Su sacrificio, pudiéramos recibir la salvación y el perdón de los pecados. "Porque de tal manera amó Dios al mundo, que dio a su Hijo unigénito, para que todo aquel que en Él cree, no se pierda, sino que tenga vida eterna" (Juan 3:16). A mis padres, les doy gracias por su apoyo incondicional desde mis primeros años de estudio hasta este momento crucial en mi vida; su amor y comprensión, junto con la compañía de mi querida hermana, han sido mi mayor motivación.

También quiero expresar mi más sincero agradecimiento a mis tutores de tesis, Mgs. Ing. Xavier Proaño e Ing. Henry Calle, por su guía y paciencia, fundamentales para la realización de este trabajo. También expreso mi gratitud a la Universidad Técnica de Cotopaxi, a la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas, y a los docentes de la carrera de Ingeniería Eléctrica por proporcionarnos el conocimiento y los medios que permitieron alcanzar esta meta con dedicación y esfuerzo. Finalmente, agradezco a la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi por el apoyo brindado para llevar a cabo esta investigación.

Anahí Altamirano

AGRADECIMIENTO

Expreso mi más profundo agradecimiento a Dios, fuente de guía y fortaleza a lo largo de este viaje académico. "Para los hombres esto es imposible; más para Dios todo es posible,"(Mateo 19:26) ha sido esencial para superar los desafíos y alcanzar mis metas. Agradezco sinceramente a mi pareja Cristian, por su apoyo incondicional, amor y comprensión.

Mi gratitud se extiende también a la Universidad Técnica de Cotopaxi por ofrecerme una formación académica de calidad y su firme compromiso con la excelencia educativa. Los recursos y la formación proporcionados han sido cruciales para mi desarrollo profesional y personal. Agradezco especialmente a mis tutores, Ing. Xavier Proaño e Ing. Henry Calle, por su orientación académica, asesoramiento técnico y valiosas contribuciones a esta investigación; su experiencia ha sido fundamental para el éxito de este proyecto.

Micaela Chiliquina

DEDICATORIA

Dedico esta tesis a Dios, quien me ha fortalecido en cada paso (Filipenses 4:13) y ha guiado mi camino con Su luz (Salmos 119:105). A Él, que me ha dado la sabiduría necesaria para alcanzar esta meta (Santiago 1:5) y ha estado conmigo en todo momento, le ofrezco toda la gloria y gratitud (1 Corintios 10:31). A mis padres, Isabel Solís y Boroshilov Altamirano, por enseñarme la importancia de la perseverancia y el esfuerzo, y por confiar en mis capacidades incluso cuando los desafíos parecían insuperables. A mi querida hermana Hadassa Altamirano, por estar siempre presente en los momentos difíciles y felices de la vida, siendo mi mejor amiga y compañera incondicional. A mi amada familia, que ha sido parte fundamental en mi vida, brindándome su apoyo y ánimo en cada etapa de mi formación académica. A mis amigos, en especial a los Ratitas, por su sincera amistad y apoyo durante mi etapa universitaria. A mi perrita Somí, cuya sonrisa y compañía me llena de alegría.

Dedico también esta tesis de manera especial a mi tío Danilo Altamirano y a mi abuelita Zoila Punina, quienes ya no están con nosotros, pero a quienes siempre atesoraré en mi corazón y agradeceré por haber formado parte de mi vida y de tantos momentos significativos, aunque lamentablemente no llegaron a verme culminar esta etapa.

Anahí Altamirano

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mi hijo Itiel, fuente inagotable de motivación y alegría, como testimonio de que los sueños se alcanzan con dedicación y fe en Dios. A mi pareja Cristian, por su apoyo constante en cada etapa del proceso. A mi madre y hermanos, por ser el pilar sobre el cual he construido mi vida y carrera. A mis amigas Diana, Anahí y Grace, por su amistad sincera y apoyo constante. Su lealtad y consejos han sido invaluable a lo largo de esta experiencia.

Micaela Chiliquina

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS

TITULO: “EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES EN LAS LÍNEAS COMPRENDIDAS ENTRE LA SUBESTACIÓN SAN RAFAEL, LA COCHA, EL CALVARIO, ILLUCHI 1 E ILLUCHI 2 DE LA EMPRESA ELÉCTRICA COTOPAXI.”

Autor/es:

Anahí Michelle Altamirano Solís

Micaela Alexandra Chilibingua Ulloa.

RESUMEN

La investigación evaluó la coordinación de protecciones en el sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Cotopaxi, enfocándose en las líneas entre las subestaciones San Rafael, La Cocha, El Calvario, Illuchi 1 e Illuchi 2. Inicialmente, se delimitó el área de estudio y se analizaron las protecciones existentes. Un análisis de cortocircuito mostró que las protecciones ANSI 50 y ANSI 51, calibradas para el sistema radial, no eran adecuadas para la nueva topología mallada debido a la bidireccionalidad del flujo de corriente, lo que provocaba la desconexión de elementos no afectados por las fallas. Además, se observó que las protecciones solo estaban presentes en un extremo de las líneas, lo que impedía un despeje oportuno. Para solucionar esto, se propuso un nuevo esquema de coordinación, implementando relés direccionales ANSI 67/67N en ambos extremos de las líneas y transformadores, y protecciones de distancia ANSI 21/21N en las líneas críticas Illuchi 1 – El Calvario e Illuchi 2 – El Calvario. Se ajustaron parámetros como el Pickup y el tiempo de actuación para asegurar una operación selectiva. La nueva coordinación respetó un margen mínimo de discriminación de 0.2 segundos entre las curvas de protección, mejorando la selectividad y sensibilidad del sistema.

Palabras clave: sistema de protecciones, relé de sobrecorriente direccional, coordinación, selectividad, fallas eléctricas, sistemas mallados, margen de discriminación.

TECHNICAL UNIVERSITY OF COTOPAXI

FACULTY OF ENGINEERING AND APPLIED SCIENCES

TITLE: ‘EVALUATION OF THE PROTECTION SYSTEM IN THE LINES BETWEEN THE SAN RAFAEL, LA COCHA, EL CALVARIO, ILLUCHI 1 AND ILLUCHI 2 SUBSTATIONS OF THE COTOPAXI ELECTRIC COMPANY’.

Author(s):

Anahí Michelle Altamirano Solís

Micaela Alexandra Chilingua Ulloa.

ABSTRACT

The research evaluated the protection coordination in the Cotopaxi Electric Company's sub-transmission system, focusing on the lines between the substations San Rafael, La Cocha, El Calvario, Illuchi 1, and Illuchi 2. First, the study area was delimited, and the existing protections were analyzed. A short-circuit analysis revealed that the ANSI 50 and ANSI 51 protections, designed for a radial system, were inadequate for the new meshed topology due to the bidirectional nature of the current flow, leading to the disconnection of elements not affected by faults. Additionally, it was observed that protections were only present at one end of the lines, hindering timely fault clearance. To overcome this, a new coordination scheme was presented involving the implementation of directional relays ANSI 67/67N at both ends of the lines and transformers, along with distance protections ANSI 21/21N on the critical Illuchi 1 – El Calvario and Illuchi 2 – El Calvario lines. Parameters such as IPickup and operating time were adjusted to ensure selective operation. The new coordination maintained a minimum discrimination margin of 0.2 seconds between the protection curves, significantly enhancing the system's selectivity and sensitivity.

Keywords: protection system, coordination, electrical faults, bidirectional flow, discrimination margin.

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y
APLICADAS
CARRER DE ELECTRICIDAD

Nombres de los estudiantes:

ANAHI MICHELLE ALTAMIRANO SOLIS

MICAELA ALEXANDRA CHILIQUEINGA ULLOA

AVAL DE TRADUCCIÓN- Profesional Externo

Malena Nataly Tapia Vargas con cédula de identidad número: 0550251185 Licenciada: **En ciencias de la educación mención inglés**, con número de registro de la SENESCYT: 1020-2022-2461526; **CERTIFICO** haber revisado y aprobado la traducción al idioma Inglés del resumen del trabajo de investigación con el título: **“EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES EN LAS LÍNEAS COMPRENDIDAS ENTRE LA SUBESTACIÓN SAN RAFAEL, LA COCHA, EL CALVARIO, ILLUCHI 1 E ILLUCHI 2 DE LA EMPRESA ELÉCTRICA COTOPAXI”** de Anahí Michelle Altamirano Solís Y Micaela Alexandra Chilibuquina Ulloa, egresados de la **Carrer De Electricidad**, perteneciente a la **Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas**.

En virtud de lo expuesto y para constancia de lo mismo se registra la firma respectiva.

Latacunga, 19 agosto, 2024



.....
Lic.: Malena Nataly Tapia Vargas
CI: 0550251185

CERTIFICACIÓN DE INFORME DE SIMILITUD

En mi calidad de Tutor del Proyecto de Investigación con el tema: “EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES EN LAS LÍNEAS COMPRENDIDAS ENTRE LA SUBESTACIÓN SAN RAFAEL, LA COCHA, EL CALVARIO, ILLUCHI 1 E ILLUCHI 2 DE LA EMPRESA ELÉCTRICA COTOPAXI”, de ANAHÍ MICHELLE ALTAMIRANO SOLÍS Y MICAELA ALEXANDRA CHILQUINGA ULLOA, de la carrera de electricidad, remito la captura de pantalla del reporte del sistema de reconocimiento de texto Turnitin, con un porcentaje de coincidencias del 7%; y, expreso una vez más, mi conformidad en cuanto a la dirección del trabajo de titulación.

Xavier Proaño

Tesis Altamirano - Chiquinga

Quick Submit
Quick Submit
Universidad Técnica De Cotopaxi

turnitin Página 2 of 86 - Descripción general de integridad

Identificador de la entrega original: 12988134318

7% Similitud general

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para la...

Filtrado desde el informe

- Bibliografía
- Texto citado
- Texto mencionado

Particular que comunico a usted para los fines pertinentes.

Latacunga, 21 de agosto del 2024

Ing. M.Sc. Xavier Proaño
C.C: 0502656424
TUTOR

DEDICATORIA	VIII
DEDICATORIA	IX
1. INFORMACIÓN GENERAL.....	0
2. INTRODUCCIÓN.....	1
2.1 Situación problemática	2
2.2 Formulación del problema.....	2
2.3 OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN.....	2
2.3.1 Objeto de investigación	2
2.3.2 Campo de acción.....	2
2.4 BENEFICIARIOS	3
2.4.1 Directo	3
2.4.2 Indirecto.....	3
2.5 JUSTIFICACIÓN	3
2.6 OBJETIVOS	4
2.6.1 General.....	4
2.6.2 Específicos.....	4
2.6.3 SISTEMA DE TAREAS	5
3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA.....	6
3.1 Antecedentes.....	6
3.2 Sistemas de distribución eléctrica.....	7
3.2.1 Operación de redes de distribución.....	7
3.2.2 Estructura de redes de distribución.....	8
3.3 Tipos de fallas y Norma IEC 60909	9
3.3.1 Tipos de fallas y causas	9

3.3.2	Norma IEC 60909.....	10
3.4	Protecciones eléctricas en sistemas de distribución.....	11
3.4.1	Relés de protección.....	12
3.4.2	Tipos de relés de protección	12
3.4.3	Protección primaria y de respaldo	12
3.4.4	Propiedades de los sistemas de protección	13
3.4.5	Coordinación de protecciones eléctricas en los sistemas de distribución.....	13
4.	METODOS Y PROCEDIMIENTOS	23
4.1	Flujograma.....	23
4.2	Descripción del Sistema Eléctrico Cotopaxi	25
4.2.1	Delimitación y zonas de interconexión.....	26
4.3	Evaluación de las protecciones eléctricas del área de estudio	27
4.3.1	Ubicación y características de las protecciones eléctricas existentes en sistema (ANSI 50/51) 27	
4.3.2	Ubicación y características de las protecciones ANSI 67/67N y ANSI 21/21N	28
4.4	estudio de cortocircuito.....	29
4.5	calculo de parametros de las protecciones ansi 67 y ansi 21 para el sistema en malla..	30
4.5.1	Relación de transformación del TC	30
4.5.2	Características de las protecciones en base a la ANSI 67	30
4.5.3	Caracterización de las protecciones base a la ANSI 21.....	36
4.6	Coordinación de protecciones del área de estudio en el sistema mallado con protecciones ANSI 67/67N, ANSI 21/21N	36
5.	ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS.....	41
5.1	EVALUACIÓN DE LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS EXISTENTES DEL ÁREA DE ESTUDIO	42

5.1.1	Análisis de la operación del sistema de protecciones existentes en el área de estudio	42
5.2	COORDINACIÓN DE PROTECCIONES, ANSI 67/67N Y ANSI 21/21N EN SISTEMA MALLADO.....	50
5.2.1	Corrientes de cortocircuito para la coordinación de protecciones de fase y neutro ..	50
5.2.2	Parametrización de las protecciones para el área de estudio	51
5.2.3	Ajuste de tiempo entre dispositivos de protección	55
5.2.4	Evaluación Comparativa de Sistemas Mallados: Estado Inicial vs. Coordinación Propuesta.	73
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	80
6.1	Conclusiones	80
6.2	Recomendaciones	81
7.	REFERENCIAS	82
8.	ANEXOS.....	¡Error! Marcador no definido.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Red radial ramificada [15].	8
Figura 2 Red en Anillo [15].	9
Figura 3 Red de distribución mallada [15].	9
Figura 4 Tiempos de operación de la protección ANSI 50 y ANSI 51 [23]	14
Figura 5 Circuito Eléctrico [18].	15
Figura 6 Diagrama Fasorial [18].	16
Figura 7 Diagrama Fasorial [18].	17
Figura 8 Diagrama Fasorial [18].	17
Figura 9 Accionamiento de la protección ANSI 67 según su tipo de red [4], [28].	18
Figura 10 Accionamiento de la protección ANSI 67 según su tipo de red [29].	19
Figura 11 Diagrama unifilar simplificado del uso de la protección ANSI 21 [4], [30].	20
Figura 12 Diagrama R-X. Característica cuadrilateral [33].	21
Figura 13 Zonas de protección relé de admitancia[36].	22
Figura 14 Coordinación de las protecciones ANSI 67/67N y ANSI 21.	24
Figura 15 Ubicación del equivalente de red para la conexión sur con el sistema de Cotopaxi. ...	26
Figura 16 Ubicación del equivalente de red para la conexión norte con el sistema de Cotopaxi.	26
Figura 17 Ubicación geográfica de las subestaciones: San Rafael, La Cocha, El Calvario, Illuchi 1 e Illuchi 2.	27
Figura 18 Interconexión de Subestaciones en el Área de Estudio para la Coordinación de Protecciones	28
Figura 19 Ubicación de los relés ANSI 67 y 21	29
Figura 20 Ventana de cálculo de cortocircuitos en el software DIgSILENT PowerFactory 202130	30
Figura 21 La corriente nominal máxima de la línea LA COCHA-EL CALVARIO a 13.8 kV ...	32
Figura 22 Ajustes de Corriente Pickup: DIgSILENT PowerFactory.	34
Figura 23 Margen de discriminación entre curvas de relés de tiempo inverso [38].	35
Figura 24 Punto de falla para coordinar Relé Instantáneo (CH Alim 1)-Relé direccional (A1) ..	38
Figura 25 Punto de falla para coordinar Relé (A)-Relé lado primario del transformador (A1)	39
Figura 26 Punto de falla para coordina Relé (I)-Relé(I1)	40
Figura 27 Punto de falla para la coordinación del Relé de impedancia (P)-Relé direccional de sobrecorriente (H)	41

Figura 28 Coordinación entre protecciones (N-A) con protecciones de neutro	72
Figura 29 Coordinación entre protecciones (I-E) con protecciones de neutro	72
Figura 30 Coordinación entre protecciones ANSI 50 y ANSI 51.Figura 30 Coordinación entre protecciones ANSI 50 y ANSI 51.....	75
Figura 31 Coordinación entre protecciones ANSI 50 y ANSI 67.	75
Figura 32 Coordinación entre protecciones ANSI 51 de líneas.....	77
Figura 33 Coordinación entre protecciones ANSI 67 de línea y lado de alta del transformador .	78
Figura 34 Actuación de la Protección ANSI 21 en la Línea ILL II-CV ante Corriente de Cortocircuito al 1%	79
Figura 35 Actuación de la Protección ANSI 21 en la Línea CV – ILL I ante Corriente de Cortocircuito al 1% en la línea ILL II-CV.....	79

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.	Campos de la Ciencia y Tecnología UNESCO [1].....	0
Tabla 2.	Sistema de Tareas.....	5
Tabla 3.	Tipos de causas y fallas[16].....	10
Tabla 4.	Probabilidad de ocurrencia para diferentes fallas [16].....	10
Tabla 5.	Resumen del código ANSI para relés de protecciones [20].....	12
Tabla 6.	Resumen de los métodos de polarización de la unidad direccional de fase [18].....	15
Tabla 7.	Relaciones Estándar del TC, parte A [38].....	32
Tabla 8.	Tabla de resultados para el caso práctico mencionado	33
Tabla 9.	Margen de discriminación mínimo[42].....	35
Tabla 10.	Corrientes de Cortocircuito en la línea La Cocha-El Calvario-Red Radial	43
Tabla 11.	Corrientes de Cortocircuito en la línea El Calvario-Illcuhi II.....	44
Tabla 12.	Corrientes de Cortocircuito en la línea El Calvario-Illuchi I.....	45
Tabla 13.	Corrientes de Cortocircuito en la línea La Cocha-El Calvario	46
Tabla 14.	Corrientes de Cortocircuito en la línea San Rafael – El Calvario.....	47
Tabla 15.	Corrientes de Cortocircuito en la línea El Calvario – Illuchi 2.....	48
Tabla 16.	Corrientes de Cortocircuito en la línea El Calvario – Illuchi 1.....	49
Tabla 17.	Comparativa entre corrientes de cortocircuito a los dos extremos de la Línea La Cocha-El Calvario	50
Tabla 18.	Corrientes de cortocircuitos para la coordinación de protecciones de fase y neutro. .	51
Tabla 19.	Relación de transformación del TC para relé ubicado en bajo voltaje del transformador	52
Tabla 20.	Relación de transformación del TC para relé ubicado en alto voltaje del transformador	52
Tabla 21.	Relación de transformación del TC para relés ubicados en líneas de Distribución	53

Tabla 22. Corrientes pickup para relé de sobrecorriente de bajo voltaje del transformador	54
Tabla 23. Corrientes pickup para relé de sobrecorriente de alto voltaje del transformador	54
Tabla 24. Corrientes pickup para relés de sobrecorriente ubicados en las líneas de distribución	54
Tabla 25. Corrientes pickup para relés de impedancia ubicados en las líneas de Distribución..	55
Tabla 26. Margen de discriminación para corrientes de falla máximas del área La Cocha Alimentador	56
Tabla 27. Margen de discriminación para corrientes de falla máximas del área San Rafael Alimentador	56
Tabla 28. Margen de discriminación para corrientes de falla máximas del área El Calvario Alimentador	57
Tabla 29. Margen de discriminación para corrientes de falla máximas del área La Cocha-El Calvario	57
Tabla 30. Margen de discriminación para corrientes de falla máximas del área El Calvario-La Cocha	58
Tabla 31. Margen de discriminación para corrientes de falla máximas del área San Rafael-El Calvario	58
Tabla 32. Margen de discriminación para corrientes de falla máximas del área El Calvario-San Rafael	59
Tabla 33. Margen de discriminación para corrientes de falla máximas de la área Illuchi 2-El Calvario	60
Tabla 34. Margen de discriminación para corrientes de falla máximas del área El Calvario - Illuchi 2	60
Tabla 35. Margen de discriminación para corrientes de falla máximas del área Illuchi 1-El Calvario	61
Tabla 36. Margen de discriminación para corrientes de falla máximas del área El Calvario-Illuchi 1	61

Tabla 37. Tiempos de actuación para corrientes de falla máximas del área Illuchi 2-El Calvario	62
Tabla 38. Tiempos de actuación para corrientes de falla máximas del área El Calvario -Illuchi 2	63
Tabla 39. Tiempos de actuación para corrientes de falla máximas del área Illuchi 1 -El Clavario	63
Tabla 40. Tiempos de actuación para corrientes de falla máximas del área El Clavario- Illuchi 1	64
Tabla 41. Valores de la corriente pickup para los dos extremos de las líneas	65
Tabla 42. Valores de corriente pickup para el primario y secundario del transformador	65
Tabla 43. Margen de discriminación para corrientes de falla máximas del área La Cocha Alimentador	66
Tabla 44. Margen de discriminación para corrientes de falla máximas del área San Rafael Alimentador 1	66
Tabla 45. Margen de discriminación para corrientes de falla máximas del área El Calvario Alimentador 1	67
Tabla 46. Margen de discriminación para corrientes de falla máximas del área El Calvario-La Cocha	67
Tabla 47. Margen de discriminación para corrientes de falla máximas del área El Calvario-San Rafael	68
Tabla 48. Margen de discriminación para corrientes de falla máximas del área Illuchi 2-El Calvario	68
Tabla 49. Margen de discriminación para corrientes de falla máximas del área El Calvario - Illuchi 2	69
Tabla 50. Margen de discriminación para corrientes de falla máximas del área Illuchi 1-El Calvario	69

Tabla 51. Margen de discriminación para corrientes de falla máximas del área El Calvario-Illuchi 1	69
Tabla 52. Parametrización de los transformadores de alta tensión	70
Tabla 53. Actuación de los relés 67N y 21N con respecto a Illuchi 1-El Calvario	70
Tabla 54. Actuación de los relés 67N y 21N con respecto a los dos extremos de Illuchi 2-El Calvario	71
Tabla 55. Valores de coordinación inicial en sistemas mallados en la barra de San Rafael.....	74
Tabla 56. Valores de coordinación propuestos en sistemas mallados en el lado secundario el Transformador San Rafael	74
Tabla 57. Valores de coordinación inicial en sistemas mallados con corriente de cortocircuito al 1% en la línea SR - CV	76
Tabla 58. Valores de coordinación en sistemas mallados con corriente de cortocircuito al 1% en la línea SR – CV	77

NOMENCLATURA

CH-CV	Línea La Cocha-El Calvario
CV-CH	Línea El Calvario-La Cocha
SR-CV	Línea San Rafael-El calvario
CV-SR	Línea El Calvario-San Rafael
ILL I-CV	Línea Illuchi 1-El Calvario
CV-ILL I	Línea El Calvario-Illuchi 1
ILL II-CV	Línea Illuchi 2-El Calvario
CV-ILL II	Línea El Calvario-Illuchi 2
TR CH	Transformador La Cocha
TR SR	Transformador San Rafael
TR CV	Transformador El Calvario
CH ALIM 1	Alimentador 1 de La Cocha
SR ALIM 1	Alimentador 1 de San Rafael
CV ALIM 1	Alimentador 1 de El Calvario
I Pickup	Valor de ajuste de corriente
A	Amperios
sec	Secundario
prim	Primarios
seg	Segundos
nom	Nominal
p.u	Por unidad
External Grid	Equivalente de red
Vn	Voltaje nominal
3I0	Corriente trifásica de secuencia cero

1. INFORMACIÓN GENERAL

Tema de proyecto: Evaluación del sistema de protecciones en las líneas comprendidas entre la subestación San Rafael, La Cocha, El Calvario, Illuchi 1 e Illuchi 2 de la empresa eléctrica Cotopaxi.

Modalidad de titulación

Propuestas tecnológicas	<input type="checkbox"/>
Proyectos de Investigación	<input checked="" type="checkbox"/>

Carrera:

Trabajo de Titulación Vinculado al Proyecto: Desarrollo de sistemas eficientes para el abastecimiento y uso de energía eléctrica a nivel local, regional o nacional.

Equipo de Trabajo:

Estudiantes: Anahí Michelle Altamirano Solís
Micaela Alexandra Chilibingua Ulloa

Tutor de Titulación: Ing. MSc. Xavier Proaño

Consultor: Ing. Henry Calle

Área de Conocimiento:

Tabla 1. Campos de la Ciencia y Tecnología UNESCO [1]

07 Ingeniería, Industria y Construcción	071 ingeniería y Profesiones Afines	0713 electricidad y Energía.
---	-------------------------------------	------------------------------

Línea de investigación: Energías Alternativas y Renovables, Eficiencia Energética y Protección Ambiental.

Sublíneas de investigación de la Carrera: Explotación y diseño de sistemas de potencia

2. INTRODUCCIÓN

El principal objetivo del sistema de suministro eléctrico en Ecuador, al igual que en otros países, es satisfacer de manera continua y confiable las demandas energéticas de todos los usuarios. Según el informe anual de 2022 del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), el Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) ha experimentado interrupciones significativas, con un 10.56% de las fallas reportadas correspondientes al área de distribución, sumando 365 incidentes de un total de 3458. Entre las principales causas de estas fallas se encuentran desconexiones por demandas superiores a 5 MW y disparos de barras, destacándose un 0.26% del total de fallas en octubre [2],[3].

Para mitigar estos problemas y garantizar la continuidad del suministro, es esencial contar con sistemas de protección adecuados y confiables en todos los circuitos y equipos eléctricos. Los relés de protección son fundamentales, ya que permiten aislar automáticamente las secciones de la red que presentan fallas, asegurando que el resto del sistema continúe operando de manera estable. Una correcta coordinación de estos sistemas de protección es crucial para que una red de distribución eléctrica opere dentro de los requisitos de seguridad, protegiendo tanto a los equipos individuales como al personal y al público en general[4].

La conexión de la línea San Rafael-El Calvario al sistema de distribución eléctrico de topología mallada mejora la estabilidad del voltaje de referencia para las centrales de generación Illuchi, generalmente cuando una de sus unidades no está en operación.

El alcance de esta tesis contiene el análisis de cortocircuitos y de coordinación de protecciones para el sistema mallado. Este estudio abarcará las líneas, transformadores y alimentadores ubicados en las subestaciones San Rafael, La Cocha, El Calvario, Illuchi 1 e Illuchi 2 de la empresa eléctrica de Cotopaxi, aquí se considerará un escenario de máxima demanda para asegurar una protección adecuada en la configuración de la red mallada, con el objetivo de mejorar la seguridad operativa del sistema eléctrico.

2.1 SITUACIÓN PROBLEMÁTICA

En la Empresa Eléctrica Cotopaxi, las líneas que conectan las subestaciones San Rafael, La Cocha, El Calvario e Illuchi 1 cuentan con protecciones ANSI 50/51 en un solo extremo de la línea, siendo diseñadas para una red con topología radial. Sin embargo, la reciente interconexión de la línea San Rafael y la conexión existente de La Cocha a través de la barra en El Calvario, exige una nueva coordinación de protecciones para la topología mallada del sistema. Por esta razón, las protecciones de sobrecorriente ajustadas para la configuración radial no son adecuadas para manejar el flujo bidireccional de corriente ni cumplen con los criterios de selectividad necesarios para la operación eficiente de una red en malla.

La falta de adecuación de las protecciones existentes puede llevar a una protección ineficaz, aumentando el riesgo de fallas no localizadas y potenciales daños a equipos críticos. La necesidad de actualizar las protecciones para el nuevo esquema mallado se ha vuelto evidente, ya que las deficiencias en la coordinación pueden comprometer la estabilidad y seguridad operativa del sistema eléctrico.

2.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

Carencia de un estudio de cortocircuito de la coordinación de protecciones de las líneas entre las subestaciones San Rafael, La Cocha, El Calvario, Illuchi 1 e Illuchi 2 para el sistema mallado de la empresa eléctrica Cotopaxi.

2.3 OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN

2.3.1 Objeto de investigación

Estudio de cortocircuitos para coordinación de protecciones en el sistema eléctrico de Cotopaxi limitado entre las zonas: San Rafael, La Cocha, El Calvario, Illuchi 1 e Illuchi 2.

2.3.2 Campo de acción

El campo de acción para el proyecto: 330000 ciencias Tecnológicas / 3306 Ingeniería y Tecnología Eléctricas / 3306.99 Transmisión y Distribución.

2.4 BENEFICIARIOS

2.4.1 Directo

Los beneficiarios directos son la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi ELEPCO S.A

2.4.2 Indirecto

Los beneficiarios indirectos son estudiantes de ingeniería, docentes, profesionales, organizaciones que emplean información para la planificación del ámbito energético y entidades dedicadas a la investigación.

2.5 JUSTIFICACIÓN

El cambio de la red eléctrica de Cotopaxi a una configuración mallada requiere una revisión de la coordinación de protecciones debido a las limitaciones de las protecciones ANSI 50/51 actuales ubicadas a un solo extremo de la línea, ya que no están diseñadas para flujos de corriente bidireccional y carecen de selectividad para la presente topología. El desarrollo de un estudio de cortocircuitos y ajuste de protecciones es crucial para garantizar que el sistema pueda manejar eficazmente las distintas condiciones de operación y proporcionar así una protección adecuada ante diferentes tipos de fallas.

Este estudio permitirá ajustar los esquemas de protección para adaptarse a la configuración mallada, mejorando la eficiencia operativa del sistema eléctrico y reduciendo el riesgo de interrupciones y daños. Los ajustes necesarios se integrarán utilizando los transformadores de corriente (TC) comerciales de 400, 1000 amperios que dispone la empresa, evitando la necesidad de incorporar nuevos equipos y asegurando una posible transición a la nueva distribución de la red.

Para las protecciones en los alimentadores de El Calvario, San Rafael y La Cocha, se mantendrán los parámetros actuales, debido a que el estudio está dirigido a los ajustes de las protecciones de líneas y transformadores de alta y baja tensión, mediante nuevos cálculos. Se establecerán los ajustes necesarios para ambos lados del transformador y para el inicio y final de las líneas, permitiendo una coordinación adecuada con las protecciones de los alimentadores.

2.6 OBJETIVOS

2.6.1 General

Evaluar las protecciones existentes de las líneas entre las subestaciones San Rafael, La Cocha, El Calvario, Illuchi 1 e Illuchi 2 de la Empresa Eléctrica Cotopaxi, mediante simulaciones de flujos de potencia y corrientes de cortocircuito que permitan conocer los parámetros de calibración de las protecciones para el sistema mallado.

2.6.2 Específicos

- Investigar referencias bibliográficas relacionadas a la coordinación de protección en sistemas de distribución.
- Evaluar las protecciones existentes de las líneas entre las subestaciones San Rafael, La Cocha, El Calvario, Illuchi 1 e Illuchi 2 de la Empresa Eléctrica Cotopaxi.
- Proponer un nuevo esquema de coordinación de protecciones para el sistema mallado en el área de estudio, que abarca las subestaciones San Rafael, La Cocha, El Calvario, Illuchi 1 e Illuchi 2 de la Empresa Eléctrica Cotopaxi.

2.6.3 SISTEMA DE TAREAS

Tabla 2. Sistema de Tareas

Objetivos específicos	Actividad (tareas)	Resultados Esperados	Técnicas, Medios e Instrumentos
Investigar referencias bibliográficas relacionadas a la coordinación de protección en sistemas de distribución.	<ul style="list-style-type: none"> Investigación general sobre coordinación de protecciones en sistemas mallados. Análisis de normas y estándares Estudio de metodologías de calculo 	<ul style="list-style-type: none"> Criterios de coordinación Normativas Identificación de protecciones más utilizadas y sus aplicaciones en sistemas de distribución 	<ul style="list-style-type: none"> Tesis Artículos Manuales Libros
Evaluar el sistema de protecciones de las líneas que conectan las subestaciones San Rafael, La Cocha, El Calvario, Illuchi 1 e Illuchi 2 de la Empresa Eléctrica de Cotopaxi, con el fin de determinar los parámetros necesarios que aseguren una operación selectiva y adecuada ante fallas en el nuevo sistema mallado.	<ul style="list-style-type: none"> Simulación del sistema eléctrico de Cotopaxi en topología mallada con y sin inserción de la línea SR-CV respecto al área de estudio. Ubicación de las protecciones existentes en el área de estudio. Estudio de cortocircuito en diferentes porcentajes, para el sistema mallado. 	<ul style="list-style-type: none"> Diagrama de sistema mallado del área de estudio Parámetros de las calibraciones de las protecciones actuales Delimitación del área de estudio. Tablas de cortocircuitos de las simulaciones en escenarios de falla y tiempos de actuación de protecciones para el sistema mallado. 	<ul style="list-style-type: none"> CYMDIST Software DIGSILENT Datos de la Empresa Eléctrica Provincial De Cotopaxi. Libros Microsoft Excel. Tesis. Artículos.
Proponer un nuevo esquema de coordinación de protecciones para el sistema mallado en el área de estudio, que abarca las subestaciones San Rafael, La Cocha, El Calvario, Illuchi 1 e Illuchi 2 de la Empresa Eléctrica Cotopaxi.	<ul style="list-style-type: none"> Cálculos de Pick-up, y ajustes del time dial. Coordinación de protecciones ANSI 67/67N y ANSI 21/21N para el sistema en malla 	<ul style="list-style-type: none"> Parametrización de las protecciones. Tablas de corrientes nominales y de cortocircuitos Tablas de la coordinación de protecciones de fase y neutro para el sistema en malla. 	<ul style="list-style-type: none"> Software DIGSILENT PowerFactory. Microsoft Excel. Tesis. Artículos. Libros.

3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

Este capítulo analiza los fundamentos de la coordinación de protecciones en sistemas de distribución, cruciales para garantizar un funcionamiento seguro del sistema eléctrico. La Sección 3.1 destaca aspectos relevantes de investigaciones previas sobre la coordinación de protecciones. La Sección 3.2 detalla la topología del sistema eléctrico de distribución. La Sección 3.3 describe los tipos de fallas y sus causas, así como la aplicación de la Norma IEC 60909. La Sección 3.4 analiza las protecciones eléctricas, incluyendo su funcionamiento y los tipos de relés y dispositivos de protección utilizados.

3.1 ANTECEDENTES

Los Sistemas Eléctricos de Distribución (SED) son vulnerables y experimentan la mayoría de las interrupciones en el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), lo que destaca la importancia de una rápida detección y reparación de fallas para mantener la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico [5].

Los sistemas de distribución están expuestos a diversos tipos de anomalías, como fallas eléctricas simétricas o asimétricas, serie o paralelo, que pueden afectar la operación del sistema, por lo que contar con una protección adecuada es esencial para minimizar interrupciones y proteger la infraestructura [6].

Las fallas monofásicas son las más comunes, seguidas por las bifásicas y trifásicas, siendo estas últimas las más críticas debido a su intensidad [7].

Realizar un estudio de coordinación de protección en los sistemas de distribución garantiza una respuesta eficiente del equipo de protección, permitiendo aislar rápidamente la área afectada y mantener la continuidad del servicio eléctrico.[8]

A continuación, se exponen diversas referencias de estado del arte relacionadas con el tema mencionado.

En [9]. Se realizó un estudio de protecciones contra sobre corrientes para la implementación de un tablero didáctico en los laboratorios de la Universidad Politécnica Salesiana sede Guayaquil. Este propone como solución a los problemas que pueden presentarse en un sistema de distribución, la

aplicación de las protecciones ANSI 50 y 51. Siendo conscientes de que en el ámbito profesional se observarán diversas situaciones, que en muchos casos serán de mayor escala que este proyecto.

En [10] la investigación culminó con el desarrollo de una herramienta educativa capaz de evaluar y visualizar la respuesta de las protecciones en diversos escenarios de falla y configuraciones de red. Esta herramienta facilita el análisis de la respuesta de las protecciones mediante simulaciones, la verificación de su coordinación, y su posterior aplicación en una red de prototipado rápido, donde se puede evaluar su desempeño frente a perturbaciones reales.

En [11]. Se aplica una metodología de estudio de la capacidad actual de los alimentadores, así como de los equipos de protección y medida en base a registros de años anteriores. Se ha determinado que existe una obsolescencia y degradación del sistema de protecciones por lo que nos vemos en la necesidad de iniciar el estudio del nuevo sistema de protección, control, transformadores de potencial y corriente y sistemas de medición.

En [12]. La metodología empleada fue la simulación iterativa mediante el software DIgSilent PowerFactory. El objetivo en el cual se basa el estudio, fue llevar a cabo el estudio de coordinación de protecciones de los alimentadores de la subestación AJAVI adaptando la metodología de la empresa eléctrica, para que el sistema eléctrico alcance un sistema de distribución eléctrica viable y segura, que brindará el servicio eléctrico de calidad y continuo al usuario.

3.2 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

Un sistema de distribución eléctrica está compuesto por elementos como líneas primarias y secundarias, transformadores, acometidas y medidores, todos ellos diseñados para transportar la energía desde la subestación hasta el usuario final. Es fundamental que estas redes sean flexibles para permitir expansiones futuras sin cambios significativos, asegurando un suministro confiable y continuo de energía con costos operativos mínimos.

3.2.1 Operación de redes de distribución

En Ecuador, los sistemas de distribución eléctrica operan típicamente en un rango de tensión entre 2,5 y 25 kV [13]. El objetivo fundamental de la operación de estas redes es optimizar la calidad del suministro eléctrico [14].

3.2.2 Estructura de redes de distribución

Las redes de distribución se pueden clasificar en tres tipos principales según su estructura: redes radiales, redes en anillo y redes malladas. A continuación, se describen las características distintivas de cada tipo:

a) Redes Radiales

En este tipo de redes de distribución, se caracterizan por ramificarse desde una subestación en una dirección única hacia los consumidores, sin formar un circuito cerrado. La energía fluye desde la subestación a través de derivaciones hasta los centros de transformación [15]. La Figura 1 ilustra una red radial donde el alimentador principal se divide en derivaciones laterales que a su vez se ramifican hasta llegar a los centros de transformación.

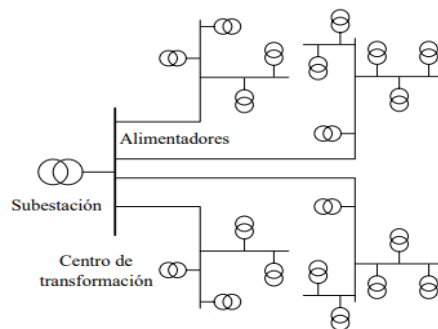


Figura 1 Red radial ramificada [15].

a) Redes en Anillo

Las redes en anillo se distinguen por su estructura cerrada, en la que los centros de transformación están distribuidos a lo largo del anillo. Esta configuración representa un equilibrio entre las redes radiales y las malladas. La energía se puede suministrar mediante una o varias subestaciones que están interconectadas en diversos puntos del anillo [15]. Se presenta en la Figura 2 ilustra un esquema detallado de una red en anillo.

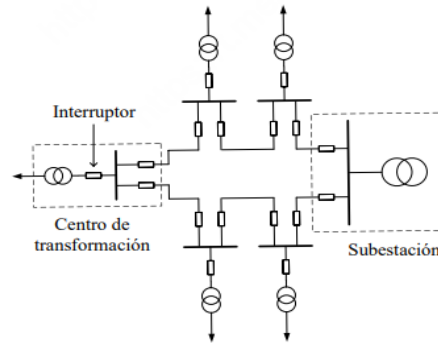


Figura 2 Red en Anillo [15].

b) Redes Malladas

Se crean al conectar múltiples anillos en áreas de alta demanda. Los centros de transformación pueden ser alimentados por varias subestaciones cercanas, lo que ofrece flexibilidad y capacidad de adaptación a cambios en la demanda con mínimo impacto en la red [15]. En la Figura 3 muestra un esquema de una red de distribución con topología mallada, diseñada para satisfacer la demanda con un impacto mínimo en la red.

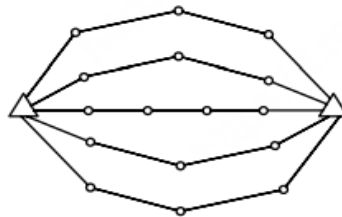


Figura 3 Red de distribución mallada [15].

3.3 TIPOS DE FALLAS Y NORMA IEC 60909

3.3.1 Tipos de fallas y causas

Para garantizar una protección efectiva, es esencial comprender las condiciones del sistema durante diferentes tipos de fallas, estas proporcionan los criterios para la actuación adecuada de los dispositivos de protección. La mayoría de los tipos y causas de fallas se detallan en la Tabla 3.

Tabla 3. Tipos de causas y fallas[16]

Falla	Tipo
Aislamiento	Defectos de diseño, fabricación inadecuada aislamiento envejecido, contaminación.
Eléctrico	Descargas atmosféricas, sobretensiones transitorias por maniobra sobretensiones dinámicas
Térmica	Fallas de enfriamiento, sobre corriente, sobretensión temperatura ambiente.
Mecánica	Esfuerzos por sobre corriente, sismo, impactados por objetos ajenos, nieve o viento.

Los dispositivos de protecciones deben operar para los siguientes tipos de falla:

Tabla 4. Probabilidad de ocurrencia para diferentes fallas [16].

PORCENTAJE	FALLA
85%	Una fase a tierra
8%	Dos fases a tierra
5%	Entre tres fases
2%	Entre las tres fases

Las fallas en paralelo (shunt) son comunes en sistemas de distribución aéreos con conductores desnudos como se muestra en la Tabla 4 [16].

3.3.2 Norma IEC 60909

La norma IEC 60909 (VDE 0102) se aplica a todas las redes eléctricas, tanto radiales como malladas, con tensiones de hasta 230 kV. Este estándar, fundamentado en el teorema de Thévenin, establece que se debe calcular una fuente de voltaje equivalente en el punto de cortocircuito para determinar la corriente en ese punto específico [17].

La norma especifica el uso de componentes simétricas para calcular las corrientes máximas y mínimas de cortocircuito, sin incluir curvas para corrientes asimétricas. Este cálculo presupone

que no ocurren cambios en el tipo de cortocircuito ni en la topología de la red durante el evento. Además, para simplificar el análisis y obtener resultados prácticos para la protección del sistema, se omiten factores como la resistencia del arco, las capacitancias de las líneas y otros efectos transitorios menores.

Su proceso de cálculo es:

- Modelo del Sistema: Utilizar un modelo detallado que incluya todos los elementos relevantes (generadores, transformadores, líneas).
- Cálculo de la Razón (X/R): Determinar la relación entre la reactancia y la resistencia del sistema para mayor precisión.
- Condiciones de Cálculo:
- Considerar un factor de tensión de 1.1.
- Evaluar la duración del cortocircuito, generalmente de al menos un segundo.
- Tipos de Fallas: Evaluar las corrientes de cortocircuito para diferentes tipos de fallas (trifásicas, bifásicas, monofásicas).

3.4 PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

En sistemas de distribución eléctrica, las protecciones son esenciales para garantizar la seguridad y operatividad del sistema al protegerlo de posibles fallas. Su objetivo principal es aislar, resguardar y prevenir daños en los equipos, así como proteger al personal técnico y a los usuarios. Es crucial que el sistema de protecciones asegure la integridad de los equipos y aisle el área afectada por la falla.

Para calcular la coordinación de protecciones en un sistema de distribución, es esencial ajustar los umbrales de operación de los relés, de modo que solo se desconecten las secciones afectadas por una falla, garantizando la selectividad en la red. La fiabilidad del sistema se asegura mediante la instalación de protecciones de respaldo, que actúan cuando la protección principal no responde. Además, se sincronizan los tiempos de operación entre los dispositivos para evitar interrupciones innecesarias y mantener la operación segura bajo condiciones anormales. Este proceso en un sistema de distribución se lleva a cabo utilizando elementos específicos y cálculos precisos para lograr una protección efectiva en la red [18].

3.4.1 Relés de protección

Los relés de protección, tanto electromecánicos como eléctricos, desempeñan un papel crucial en la garantía de la fiabilidad y seguridad de las subestaciones eléctricas. Además de salvaguardar los equipos, también protegen al personal que trabaja en su cercanía. Por lo tanto, es fundamental tener un entendimiento completo de los requisitos y consideraciones necesarios para su configuración en un sistema eléctrico de potencia [19].

3.4.2 Tipos de relés de protección

Existen diversas formas de clasificar los relés de protección, y dos de las más comunes se describen a continuación:

- **Clasificación según su función general**

Los relés de protección han sido estandarizados por el Instituto Americano de Estándares Nacionales (ANSI) según su función general, utilizando el Código ANSI como referencia [20]. A continuación, en la Tabla 5, se presenta un resumen del código ANSI aplicable a los relés de protección [20].

Tabla 5. Resumen del código ANSI para relés de protecciones [20].

Código ANSI	Dispositivo
21	Relé de distancia
27	Relé de bajo voltaje
32	Relé de potencia inversa
46	Relé de sobrecorriente de secuencia negativa
50	Relé de sobrecorriente instantáneo
51	Relé de sobrecorriente temporizado
67	Relé de sobrecorriente direccional
85	Relé de teleprotección
87	Relé diferencial

3.4.3 Protección primaria y de respaldo

Los sistemas de protección contra cortocircuitos se dividen en dos modalidades: protección primaria y protección de respaldo. La protección primaria actúa como la primera línea de defensa, desconectando de manera inmediata únicamente el equipo afectado. Por otro lado, la protección de respaldo entra en acción exclusivamente en caso de falla de la protección primaria, asegurando la continuidad operativa. En un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), las protecciones de respaldo

pueden ser locales o remotas, extendiéndose para cubrir elementos adicionales más allá del componente afectado [18],[21].

3.4.4 Propiedades de los sistemas de protección

Para garantizar la efectividad de un sistema de protección, es crucial que este cumpla con varias propiedades esenciales, las cuales se detallan a continuación:

Para garantizar que un sistema de protección sea efectivo, es fundamental que posea ciertas propiedades clave:

- **Sensibilidad:** Capacidad de detectar incluso las perturbaciones más leves, determinada por el umbral de activación de la protección [21].
- **Selectividad:** Coordinación entre varios relés para identificar la ubicación exacta de una falla y desconectar solo los elementos afectados, minimizando interrupciones innecesarias.
- **Rapidez:** Tiempo de respuesta desde la detección hasta la activación de la protección, crucial para mitigar daños y mantener la seguridad del sistema.
- **Confiabilidad:** Incluye la fiabilidad, asegurando el correcto funcionamiento ante perturbaciones, y la seguridad, evitando activaciones falsas que podrían causar interrupciones no necesarias[22].

3.4.5 Coordinación de protecciones eléctricas en los sistemas de distribución

a. Protección de sobreintensidad instantánea y temporizada (ANSI 50 y 51)

La función se activa cuando la corriente en el elemento protegido excede un nivel predefinido (ajuste, pick-up, setting). Hay dos tipos principales de sobreintensidad:

1. **Sobreintensidad instantánea (50):** La respuesta es inmediata, sin retraso intencionado.
2. **Sobreintensidad de tiempo diferido (51):** La respuesta está temporizada y puede ser de dos tipos:
 - **Tiempo fijo:** El tiempo de operación es constante y seleccionable, independientemente de la intensidad de la corriente que atraviesa la unidad [23].
 - **Tiempo inverso:** El tiempo de operación disminuye a medida que aumenta la corriente que pasa por la unidad. Existen curvas normalizadas para este tipo de operación: inversa, muy inversa y extremadamente inversa [23].

Cada tipo de sobreintensidad y sus respectivas configuraciones de tiempo están diseñadas para asegurar una protección adecuada y eficiente del sistema eléctrico, ajustándose a las necesidades específicas de la red y los dispositivos protegidos, estos tiempos de operación se ejemplifican en la Figura 4.

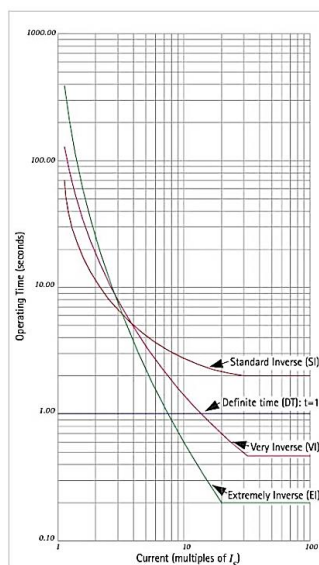


Figura 4 Tiempos de operación de la protección ANSI 50 y ANSI 51 [23]

De manera individual, estas protecciones no son selectivas, ya que no tienen en cuenta la dirección de la corriente ni el punto exacto de la falla. La selectividad requiere la coordinación de múltiples protecciones para garantizar una respuesta adecuada y localizada [23].

Este tipo de protección es el más comúnmente utilizado y se aplica en una variedad de elementos del sistema eléctrico, incluyendo:

- Líneas de redes de distribución
- Máquinas eléctricas (generadores, transformadores, motores)
- Bancos de condensadores
- Reactancias de compensación [23].

b. Métodos de Polarización

La polarización de la corriente de cortocircuito distingue la dirección de una falla, proporcionando así una referencia. Existen varios Métodos de Polarización, que se basan en principios electromecánicos y varían en la cantidad de operación utilizada [24]. La corriente se denomina cantidad de operación y la señal de referencia cantidad de polarización, conocidas como variables

de polarización. Nuevas técnicas, basadas en cálculos de impedancias de secuencia y usando algoritmos patentados, determinan la dirección de la falla, pero no se abordan en este proyecto [25].

- **Métodos de polarización de la Unidad direccional de Fase**

Los métodos de la unidad de fase se basan en variaciones de las cantidades de polarización (Cpol) y operación (Cop) para determinar la dirección de una falla. La Tabla 6 muestra las cantidades utilizadas por los métodos clásicos de la unidad de fase y su ángulo RCA típico, lo que permite una adecuada posición de la zona de operación [18].

Tabla 6. Resumen de los métodos de polarización de la unidad direccional de fase [18].

Método de Polarización	RCA (Ángulo característico del relé)	Fase A		Fase B		Fase C	
		Cpol	Cop	Cpol	Cop	Cpol	Cop
En cuadratura	30	V_{bc}	I_a	V_{ca}	I_b	V_{ab}	I_c
Propia	-60	V_a	I_a	V_b	I_b	V_c	I_c
Cruzada	-30	V_{ac}	I_a	V_{ba}	I_b	V_{cb}	I_c
Conexión Δ	60	V_{ac}	I_a $-I_b$	V_{ba}	I_b $-I_c$	V_{cb}	I_c $-I_a$
Conexión Y	60	$-V_c$	I_a	$-V_a$	I_b	$-V_b$	I_c
Compuesta	0	$V_{ac} + V_{bc}$	I_a	$V_{ba} + V_{ca}$	I_b	$V_{cb} + V_{ab}$	I_c
Adyacente	-90	V_{ab}	I_a	V_{bc}	I_b	V_{ca}	I_c

c. Método de polarización con voltaje de la propia fase

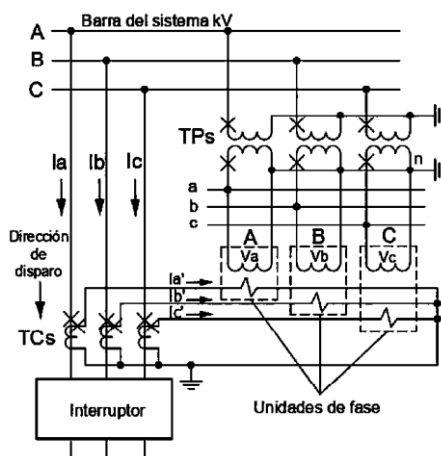


Figura 5 Circuito Eléctrico [18].

La polarización propia utiliza el voltaje de cada fase para polarizar la corriente de esa misma fase: $V_a_V_b$ para $I_a_I_b$, $V_b_V_a$ para $I_b_I_a$ y $V_c_V_b$ para $I_c_I_a$. Cada fase tiene una unidad direccional autónoma para identificar la dirección de su corriente mostradas en la Figura 5 y Figura 6. El ángulo de referencia se ajusta a 60° , permitiendo la operación del relé para corrientes con un desfase entre -150° y 30° respecto al voltaje [26], [18].

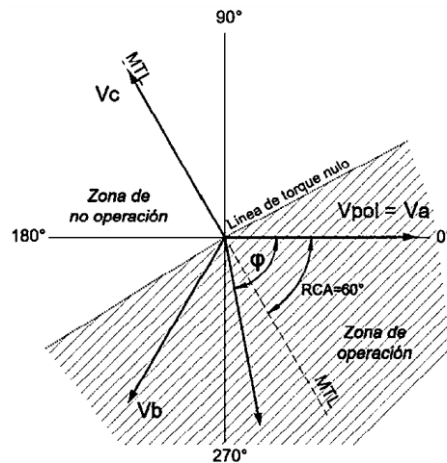


Figura 6 Diagrama Fasorial [18].

d. Método de polarización en cuadratura

El método más comúnmente utilizado hoy en día es la polarización en cuadratura, que polariza la corriente de fase con los voltajes de línea de otras fases, como se muestra en la Figura 5. El voltaje de polarización está en cuadratura, o ángulo recto, respecto a la corriente con un factor de potencia unitario. La corriente I_a se polariza con el voltaje V_{bc} , I_b con V_{ca} , y I_c con V_{ab} como se muestra en la Figura 7. La zona de operación se define con un ajuste del RCA de 30° en sentido antihorario respecto al voltaje de polarización, permitiendo que una corriente con un desfase entre -60° y 120° active el relé [27].

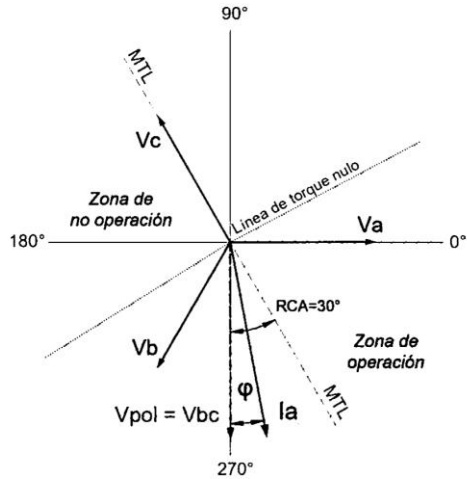


Figura 7 Diagrama Fasorial [18].

El voltaje de polarización en la Polarización Propia no colapsa ante fallas asimétricas y su desfaseamiento es bajo, asegurando un funcionamiento adecuado. Afectado por corrientes elevadas de secuencia cero, funciona bien con una fuente de secuencia cero detrás del relé (ajuste de 30°) o delante del relé (ajuste de 45°), pero puede fallar en fallas bifásicas a tierra con altas corrientes de secuencia cero [26], [18].

e. Polarización cruzada

La polarización cruzada utiliza los voltajes de línea compuestos por el voltaje de la propia fase y el de la fase anterior: V_{ac} para I_a , V_{ba} para I_b y V_{cb} para I_c según se expone en la Figura 5. La zona de operación mostrada en la Figura 8, definida en la fase A, tiene un RCA típico de 30° en sentido horario respecto al voltaje de polarización, permitiendo que una corriente de fase con un desfaseamiento entre -120° y 60° active el relé [18].

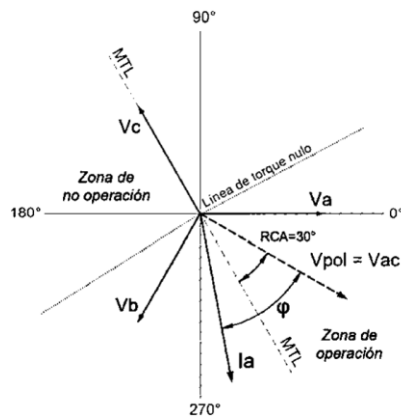


Figura 8 Diagrama Fasorial [18].

Este método usa la fase fallada como cantidad de polarización en fallas monofásicas para evitar el colapso del voltaje fallado. En fallas bifásicas, el voltaje de polarización puede colapsar y sufrir desfasamientos críticos, lo que altera la zona de operación. Además, puede fallar con altas corrientes de secuencia cero y está concebido para la protección de fallas entre fases [18].

f. Protección de sobreintensidad direccional (ANSI 67/67N)

La función de sobreintensidad direccional combina dos componentes esenciales: la función de sobreintensidad, que controla la magnitud de la corriente, y la función direccional, que determina la dirección en la que debe operar. Esta función se activa cuando la corriente supera un umbral predefinido y circula en la dirección especificada para la operación [4]. La dirección de operación se determina comparando la corriente medida con una magnitud de referencia, como tensión o corriente, asegurando que esta referencia sea estable y no se anule durante las condiciones de falta, manteniendo consistencia independientemente del sentido de circulación de la corriente [4], [28].

Esta configuración asegura que la función de sobreintensidad direccional opere de manera efectiva y fiable, proporcionando protección adecuada en condiciones de sobreintensidad y asegurando una correcta dirección del flujo de corriente [4], [28].

De acuerdo a la Figura 9, el funcionamiento de la protección ANSI 67 varía según el tipo de red, ya sea radial o mallada:

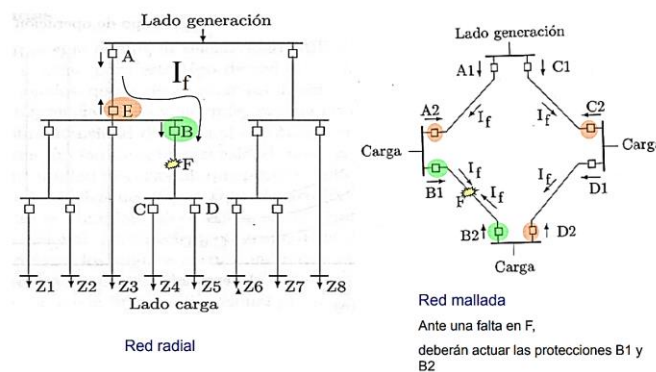


Figura 9 Accionamiento de la protección ANSI 67 según su tipo de red [4], [28].

- Red radial: En la porción radial del lado de generación, los relés de sobrecorriente en los puntos E y A deben tener unidades direccionales (67) apuntando hacia la carga. Ante una falla en la línea, el relé 67 del interruptor aguas arriba detecta la sobrecorriente hacia la falla y ordena el disparo, por lo que desenergiza la sección fallada y aguas abajo. Los

ajustes de los relés 67 se coordinan para que solo actúe el interruptor más cercano aguas arriba de la falla [4].

- Red mallada: En el lado de generación con configuración mallada, los relés de sobrecorriente en los interruptores B1, B2 y los alimentadores A1 y A2 tendrían unidades direccionales 67. Estas unidades direccionales permitirían detectar selectivamente si la falla está aguas arriba o aguas abajo del punto del relé. La coordinación de los relés 67 en redes malladas es más compleja que en redes radiales [4], [28].

Los ajustes de sobreintensidad configuran específicamente la función de sobreintensidad, mientras que el control de par activa o inhibe la acción direccional. El ángulo de máximo par, o ángulo característico, define la zona de operación, generalmente $\pm 90^\circ$ alrededor de este ángulo. La función opera si la magnitud de operación está desfasada $\pm 90^\circ$ respecto a la línea de máximo par [4].

- **ANSI 67N**

La protección ANSI 67 es unipolar y se utiliza para detectar corrientes de falla a tierra en redes con neutro aislado mostrada en la Figura 10. Funciona comparando la corriente de defecto que fluye en la dirección normal de la línea con la tensión residual o homopolar (V_0), que se mide a través de transformadores de tensión (TT) conectados en triángulo abierto. Es especialmente útil en líneas largas con corrientes capacitivas significativas, donde la corriente capacitiva debe ser al menos 1,3 veces el ajuste de la protección para garantizar su sensibilidad. Además, en la coordinación de esta protección se considera el 30% de la corriente nominal de fase para establecer un ajuste adecuado [29].

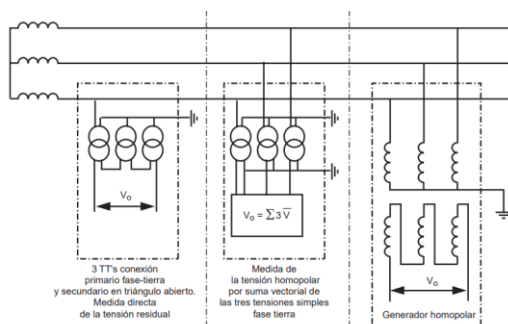


Figura 10 Accionamiento de la protección ANSI 67 según su tipo de red [29].

g. Protección de distancia (ANSI 21)

La protección ANSI 21, conocida como función de distancia, se basa en el cociente entre la tensión y la corriente, es decir, en la impedancia o una componente de esta [30].

- **Impedancia y longitud de línea:** Dado que la impedancia es proporcional a la longitud de una línea, estas protecciones se denominan funciones de distancia.
- **Valores de operación:** Los valores de operación se expresan en términos de impedancia o de sus componentes: resistencia y reactancia.
- **Activación de la protección:** La protección actúa si la impedancia medida cae dentro de una zona de operación predefinido [4].
- **Aplicación principal:** Esta protección se emplea principalmente en líneas de transmisión, un ejemplo de este es el diagrama de la Figura 11.

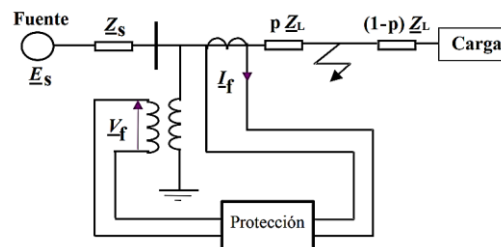


Figura 11 Diagrama unifilar simplificado del uso de la protección ANSI 21 [4], [30].

En el diagrama unifilar simplificado de la Figura 11, se muestra la protección ANSI 21, esta protección se ubica cerca de la fuente y mide la impedancia aparente ($Z = V/I$) desde su posición hacia la línea protegida.

h. Esquema de Protección

- **Característica Cuadrilateral del Relé de Distancia**

La característica cuadrilateral en la protección de distancia ofrece una cobertura más amplia y constante, incluso en presencia de resistencia de falla. Mientras la impedancia medida se mantenga dentro del cuadrilátero definido, el relé opera de manera efectiva [31].

La principal ventaja del relé con característica cuadrilateral es que su área de protección depende únicamente de la impedancia del sistema, no de las magnitudes de corriente o voltaje. Esto garantiza un rendimiento estable y efectivo [32]. Los ejes horizontales se basan en la reactancia “X”, mientras que los ejes verticales se ajustan modificando la resistencia “R”, lo que amplía el alcance de protección [33]. A continuación se muestra en la Figura 12.

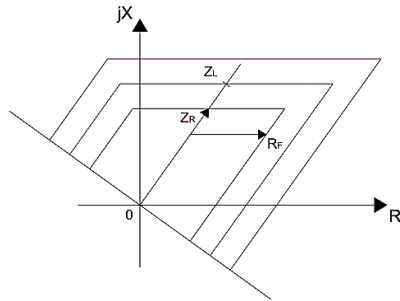


Figura 12 Diagrama R-X. Característica cuadrilateral [33].

- **Zonas de Protección del Relé**

La protección de una línea se organiza en varias zonas para asegurar cobertura completa:

- Zona 1: Protege el 80-90 % de la línea afectada con un tiempo de actuación inmediato ($t_1 = 0$ s), y su tiempo de disparo es instantáneo [4].
- Zona 2: Cubre la línea afectada y un 20 % de la línea adyacente, con un tiempo de activación de $t_2 = 0.4$ s; su tiempo de disparo está temporizado (0,3 - 0,6 s) para asegurar la coordinación con la unidad de zona 1.
- Zona 3: Ofrece protección completa de la línea afectada y el 100 % de la línea adyacente, con un tiempo de coordinación de $t_3 = 0.8$ s , su tiempo de disparo está temporizado (0,8 - 1,5 s) para asegurar la coordinación con las unidades de zonas 1 y 2 [34], [4].
- **Característica del relé de admitancia**

Los relés de admitancia, también conocidos como relés de distancia tipo Mho, son ampliamente utilizados en la protección de líneas de transmisión de larga distancia. Estos dispositivos son particularmente eficaces para la detección de fallas entre fases y para manejar oscilaciones de potencia en el sistema [35]. Su alcance de protección está directamente relacionado con el diámetro de la circunferencia preestablecida para la zona de operación. Esto significa que ajustando el tamaño de esta circunferencia en el plano complejo R-X (resistencia-reactancia), se puede controlar con precisión el área de la línea que el relé protegerá [36]. las zonas de protección del relé de admitancia se muestran en la Figura 13.

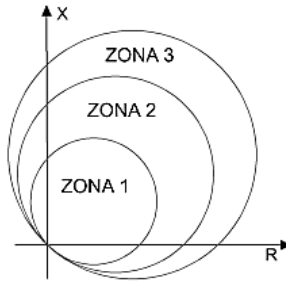


Figura 13 Zonas de protección relé de admitancia[36]

4. METODOS Y PROCEDIMIENTOS

Este capítulo describe las técnicas, métodos y procedimientos empleados para evaluar las protecciones en el sistema eléctrico de Cotopaxi. La Sección 4.1 se presenta el flujograma, este detalla el procedimiento a seguir para el análisis de cortocircuito y la coordinación de protecciones. La Sección 4.2 se detalla la descripción del sistema eléctrico de Cotopaxi, zonas de ubicación del equivalente de red, la delimitación y zonas de interconexiones del área de estudio. Después, en la Sección 4.3 se realiza la evaluación de las protecciones eléctricas del área estudio, dentro del punto 4.3.1 se detalla la ubicación y característica de las protecciones existentes, y en el apartado 4.3.2 se detalla la ubicación de la propuesta de las protecciones ANSI 67/67N y ANSI 21. Luego la sección 4.4 detalla el estudio de cortocircuito. En la sección 4.5 se realiza el cálculo de parámetros para las protecciones ANSI 67/67N Y ANSI 21 para el sistema en malla mediante el cálculo de TC, selección de TP, y los ajustes de TAP y DIAL, además se realiza la evaluación de la coordinación de protecciones del área de estudio en el sistema mallado ANSI 67/67N y ANSI 21. Finalmente, en la Sección 4.6 se describe cómo será el nuevo esquema de coordinación de protecciones de la ANSI 67/67N Y ANSI 21/21N.

4.1 FLUJOGRAMA

Para la realización de lo mencionado anteriormente, se presenta un resumen del procedimiento para la coordinación de las protecciones ANSI 67/67N y ANSI 21 mediante el flujo grama de la Figura 14.

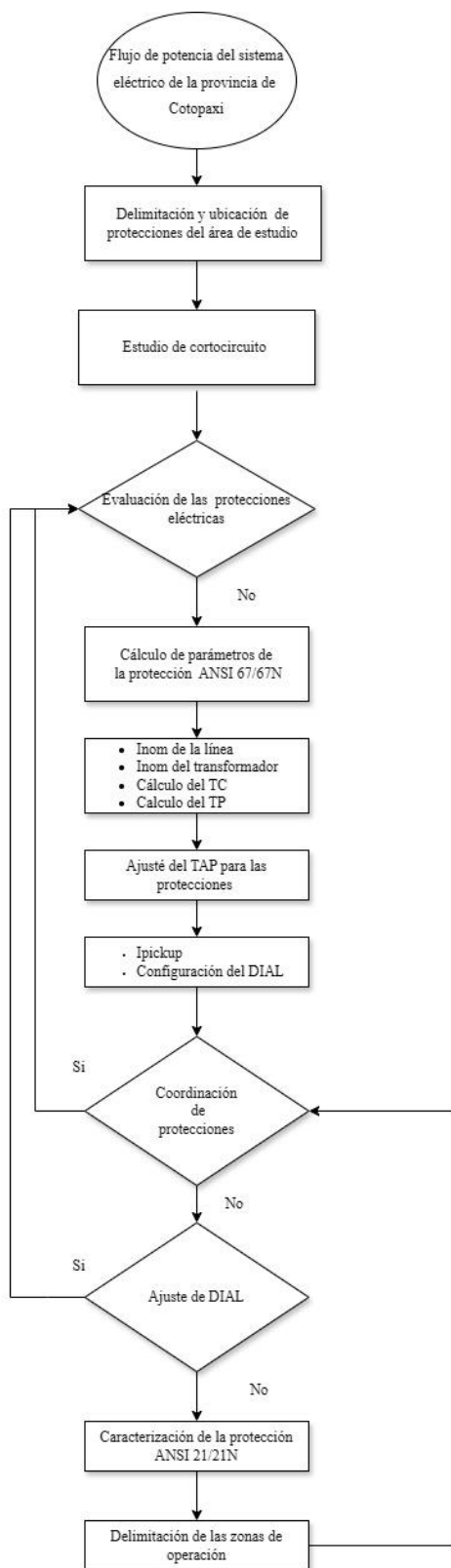


Figura 14 Flujograma de coordinación de las protecciones ANSI 67/67N y ANSI 21.

En la Figura 14, el flujograma describe el proceso que comienza con un análisis del flujo de potencia del Sistema Eléctrico de Cotopaxi, donde se define el Área de Estudio y mediante un estudio de cortocircuito se evalúan las Protecciones Eléctricas. Si se verifica que estas están correctamente coordinadas, el proceso concluye. De lo contrario, se procede a calcular los parámetros de la protección ANSI 67/67N, como las corrientes nominales de la línea y del transformador, y se determina el valor de Pick Up y TP. A continuación, se ajusta el TAP de las protecciones, incluyendo el cálculo de la corriente de pickup y la configuración del DIAL. Si la coordinación sigue siendo inadecuada, se modifica el DIAL. En caso de que aún sea necesaria una intervención adicional, se implementa la protección ANSI 21/21N, delimitando las zonas de operación correspondientes.

4.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO COTOPAXI

En este estudio, se simuló el sistema eléctrico de Cotopaxi para trabajar en el área detallada en la sección 4.3.1.

Este trabajo toma como referencia para la simulación del sistema, el caso de estudio desarrollado por [37] y el trabajo de [14], en conjunto con la información proporcionada por La Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A. (ELEPCO S.A.), esta empresa mencionada, suministra energía a diversos tipos de clientes, como industriales, residenciales, comerciales, urbanos, urbano-marginales y rurales. Su infraestructura incluye cinco centrales hidroeléctricas: Illuchi 1 e Illuchi 2 en Latacunga, El Estado y Angamarca en Pujilí, y Catazación en Pangua, con una capacidad total instalada de 15.2 MVA.

Para más detalles sobre los datos de cargas, generadores, transformadores, líneas, barras, reconectores, entre otros, considerados para la simulación del sistema se puede consultar el (Tabla 1 y Figura 1 del Anexo A) se encuentra el diagrama considerado para el estudio. Además, para el área de estudio, se han considerado los datos de impedancias equivalentes de red proporcionados por CENACE para las subestaciones Ambato, Mulaló y Quevedo, los cuales se detallan en la (Tabla 2 del Anexo B).

Los equivalentes de red considerados para el sistema eléctrico se seleccionaron específicamente para su simplificación. El primero se encuentra en la barra de 69 kV de la subestación Ambato,

conectando el sistema eléctrico de Cotopaxi con la barra de la subestación Salcedo a 69 kV, como se muestra en la Figura 15.

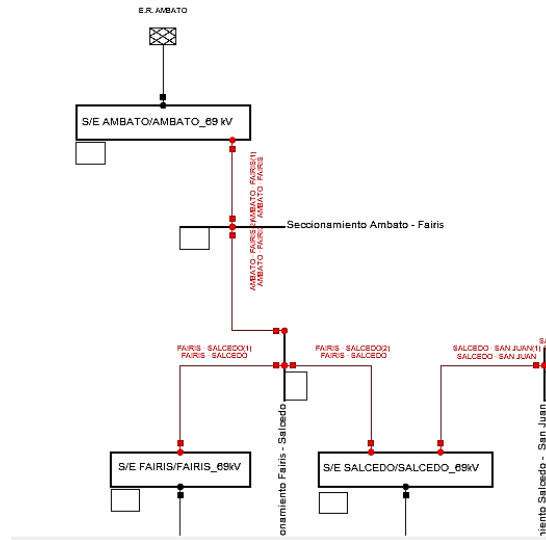


Figura 15 Ubicación del equivalente de red para la conexión sur con el sistema de Cotopaxi.

En la zona norte del sistema, se encuentra otro equivalente en la subestación Mulaló, conectada a la subestación La Cocha a 69 kV, lo cual proporciona alimentación al sistema, como se muestran en la Figura 16. El tercer equivalente está ubicado en el noreste, en la subestación Quevedo, la cual no está interconectada con el sistema de Cotopaxi.

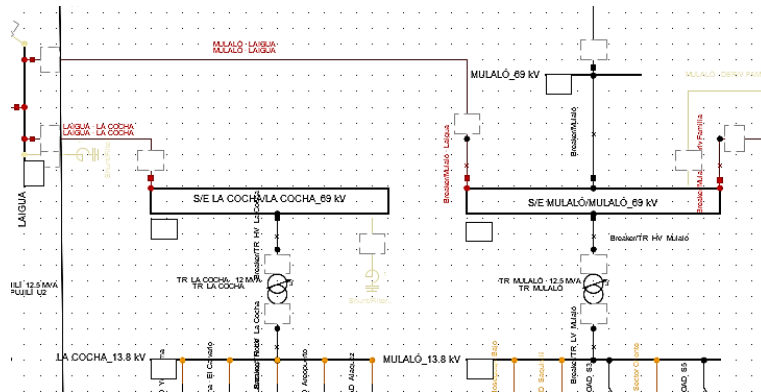


Figura 16 Ubicación del equivalente de red para la conexión norte con el sistema de Cotopaxi

4.2.1 Delimitación y zonas de interconexión.

En este estudio se analizan las protecciones existentes entre las líneas de las subestaciones San Rafael, La Cocha, El Calvario e Illuchi 2, que operan a 13.8 kV, y las subestaciones El Calvario e

Illuchi 1 que operan a 22 kV. En la Figura 17 se muestra la ubicación geográfica del área de estudio, obtenida del Geoportal de ELEPCO S.A.

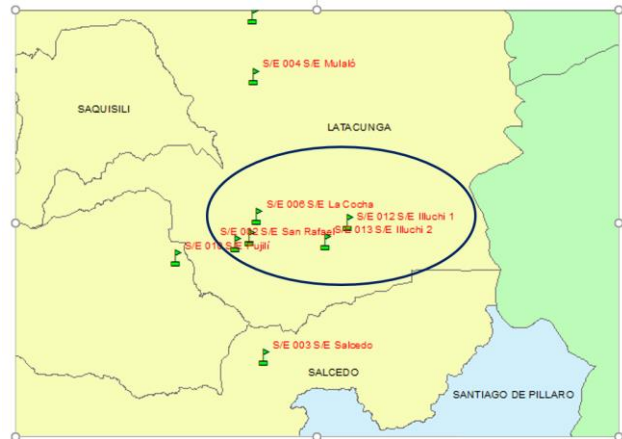


Figura 17 Ubicación geográfica de las subestaciones: San Rafael, La Cocha, El Calvario, Illuchi 1 e Illuchi 2. El área de estudio recibe suministro de energía a diferentes niveles de tensión. En la parte sur, la Subestación Ambato opera a 69 kV y se conecta con la Subestación San Rafael a 13.8 kV. En la parte norte, la Subestación Mulaló, que opera a 138 kV, se conecta con la Subestación La Cocha a 13.8 kV, utilizando transformadores para ajustar los niveles de tensión. Además, los 22 kV que alimentan el área de estudio provienen de las centrales de generación Illuchi 1 e Illuchi 2.

4.3 EVALUACIÓN DE LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS DEL ÁREA DE ESTUDIO

4.3.1 Ubicación y características de las protecciones eléctricas existentes en sistema (ANSI 50/51)

La Empresa Eléctrica Cotopaxi ha implementado varios modelos de relés de protección en el área de estudio, específicamente diseñados para un sistema de red radial. Los modelos utilizados incluyen el SPAJ 140C, ABB RET 615, ABB REF 615 y SIEMENS 7SJ62. Estos relés están ubicados en un solo lado de las líneas, en los alimentadores y en los lados secundarios de los transformadores en San Rafael, La Cocha, El Calvario a 13.8 kV (ver Tabla 3 del ANEXO C).

A continuación, se categorizaron las protecciones, interconexiones y áreas suministradas de energía, utilizando un código de colores y formas que indican sus respectivas ubicaciones, como se muestra en la Figura 18.

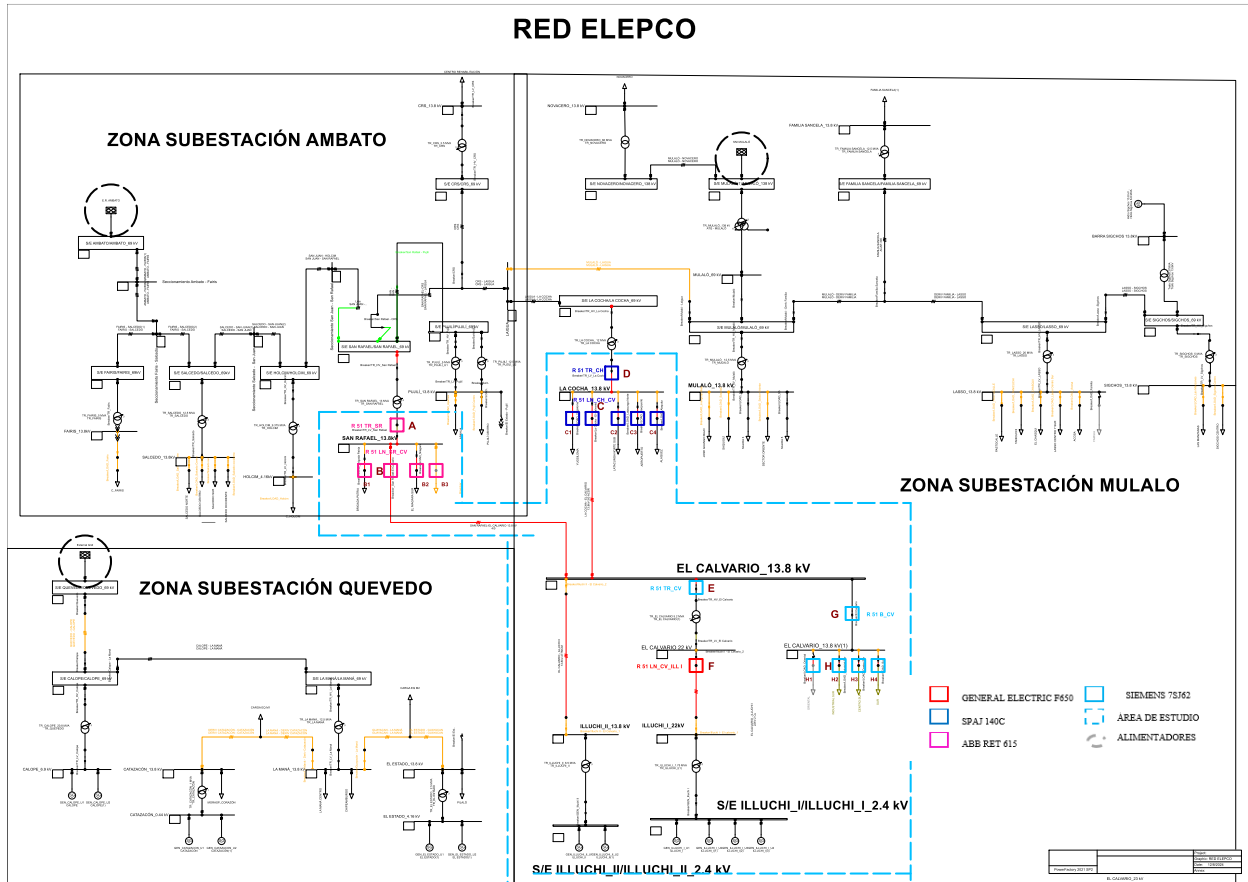


Figura 18 Interconexión de Subestaciones en el Área de Estudio para la Coordinación de Protecciones

4.3.2 Ubicación y características de las protecciones ANSI 67/67N y ANSI 21/21N

Para coordinar las nuevas protecciones en el sistema mallado que incluye la línea "San Rafael – El Calvario", se han definido las ubicaciones de los relés de protección de la siguiente manera:

- ANSI 21/21N (Relé de sobrecorriente inversamente temporizado): Instalado en el inicio y el final de las líneas El Calvario-Illuchi 2 a 13.8 kV y El Calvario-Illuchi 1 a 22 kV.
- ANSI 67/67N (Relé de sobrecorriente direccional): Instalado en las líneas San Rafael-El Calvario, La Cocha-El Calvario e Illuchi 2-El Calvario, todas a 13.8 kV, así como en El Calvario-Illuchi 1 a 22 kV.

Es importante destacar que se utilizarán las mismas protecciones designadas por la empresa para los alimentadores de El Calvario, San Rafael y La Cocha."

La Figura 19 muestra estos detalles, utilizando un código de colores para identificar claramente las nuevas protecciones.

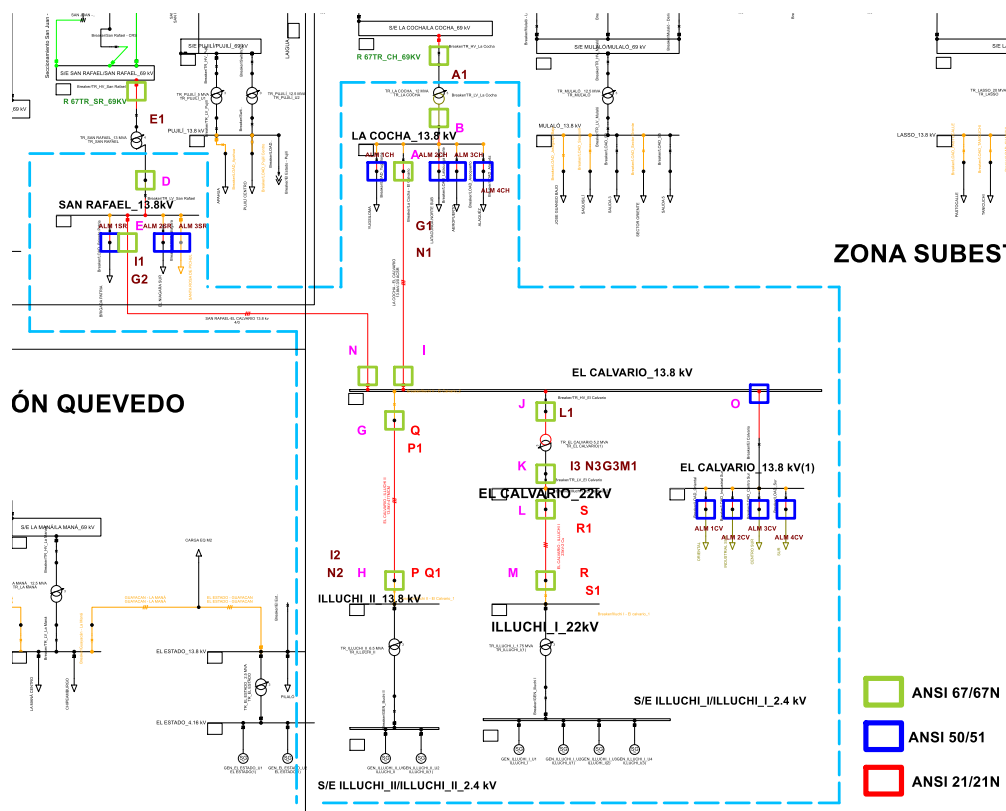


Figura 19 Ubicación de los relés ANSI 67 y 21

4.4 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

El análisis de cortocircuito fue realizado, en los dos escenarios mencionados en el punto 5.1.1, en todas las barras y líneas del área de estudio utilizando la herramienta "Calculate – Short Circuit" en el software DIgSILENT PowerFactory. Se aplicó el método IEC 60909 para diversos tipos de fallas en el escenario de demanda máxima. La Figura 20 muestra la ventana de cálculo de cortocircuito, destacando el método, el tipo de falla, el tipo de cálculo y la ubicación específica.

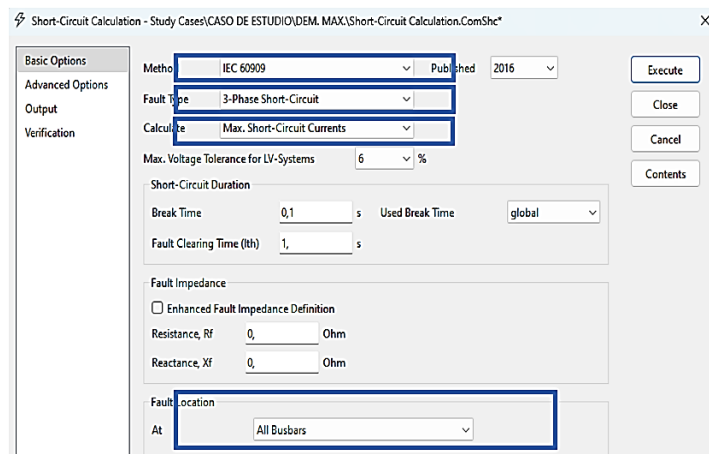


Figura 20 Ventana de cálculo de cortocircuitos en el software DIGSILENT PowerFactory 2021

Para evaluar las protecciones de las líneas en el área de estudio, se llevaron a cabo pruebas de cortocircuito en los dos extremos de las líneas (1%). Los datos recopilados durante estas pruebas se pueden observar desde la Tabla 10 hasta la Tabla 16.

4.5 CALCULO DE PARAMETROS DE LAS PROTECCIONES ANSI 67 Y ANSI 21 PARA EL SISTEMA EN MALLA

4.5.1 Relación de transformación del TC

Para determinar la relación de transformación de corriente (RTC) del transformador de corriente (TC), es esencial considerar tanto la corriente máxima durante la demanda pico como la corriente máxima de cortocircuito. Esta evaluación garantiza que la RTC elegida sea apta para las condiciones más severas del sistema.

4.5.2 Características de las protecciones en base a la ANSI 67

Para analizar y evaluar las nuevas propuestas de relés de protección detalladas en el punto 4.3.2, se realizaron pruebas de cortocircuito en las líneas (al 1%) del área de estudio. Este procedimiento, ya mencionado en el punto 4.44.4, permitió obtener valores actualizados de corriente de cortocircuito y determinar los elementos que estarían protegidos en caso de un evento de cortocircuito. Los resultados específicos de estas pruebas se presentan en la (Tabla 1 del ANEXO E).

a) Corrientes nominales

El cálculo de las corrientes nominales para cada elemento del sistema se realiza de la siguiente forma:

- Transformador

Para determinar la corriente nominal en los lados de alta y baja tensión de un transformador, se emplea la potencia del transformador en MVA, dividiéndola entre el producto de $\sqrt{3}$ y el nivel de tensión en kV. Este cálculo se presenta en la Ecuación (1) y permite determinar con precisión las corrientes nominales del transformador [38].

$$I_n = \frac{\text{MVA}}{\sqrt{3} \times \text{kV}} \quad (1)$$

Donde:

MVA : Potencia del transformador.

kV : Nivel de tensión.

- Líneas

Se determina la corriente nominal de la línea mediante un análisis de flujo de potencia en DIgSILENT PowerFactory. Es crucial realizar este análisis bajo condiciones de máxima demanda para calcular con precisión la corriente nominal del alimentador. Un ejemplo claro se muestra en la

Figura 21, donde se visualiza el valor de la corriente nominal a plena carga de la línea LA COCHA-EL CALVARIO a 13.8 kV.

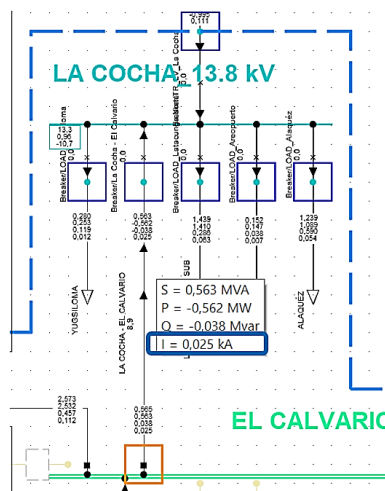


Figura 21 La corriente nominal máxima de la línea LA COCHA-EL CALVARIO a 13.8 kV

A. Selección de la relación de transformación del TC

La relación de transformación de los transformadores de corriente (TC) se determina utilizando el valor de la corriente nominal, ajustado por un factor de sobrecarga, tal como se indica en la siguiente Ecuación (2) [39].

(2)

$$TC = I_{nom} * 1.25$$

Donde:

I_{nom} : Corriente nominal.

1.25 : Factor de sobrecarga.

Finalmente, se evalúa la relación de transformación del TC en el lado primario, comparándola con el valor nominal previamente calculado. A continuación, se selecciona el valor más elevado y se opta por el transformador de corriente estándar inmediatamente superior.

En la Tabla 7 se presentan las relaciones de transformación de los transformadores de corriente estándar, todos con una corriente secundaria fija de 5 amperios.

Tabla 7. Relaciones Estándar del TC, parte A [38].

Corrientes primarias nominales	Corrientes secundarias nominales
50	5
100	5
200	5
300	5
400	5
500	5
600	5
700	5
800	5
900	5
1000	5
1100	5
1200	5
1300	5
1400	5
1500	5

1600	5
------	---

Para una mejor comprensión del método, se presenta el cálculo de la RTC para el alimentador número 5 "Aláquez". La corriente nominal a plena demanda para este alimentador es de 25 amperios. Se llevó a cabo un análisis de cortocircuito en la barra de 13.8 kV de la subestación La Cocha, resultando en un corriente pico de cortocircuito trifásico de 7031 amperios. Con estos valores, se procede a calcular la RTC utilizando la Ecuación (4)

	$TC = 25 * 1.25$	(1)
	$TC = 27.5$	(2)

Se determina que la corriente nominal I_{nom} (27.5 amperios) por el factor de carga). En consecuencia, se opta por el transformador de corriente estándar inmediatamente superior (ver Tabla 7), el cual ofrece una relación de transformación del TC de 400/5. Los cálculos específicos están resumidos en la Tabla 8.

Tabla 8. Tabla de resultados para el caso práctico mencionado

Relé de Protección	Aláquez
I_{nom}	22 A
Factor de carga	1.25
RTC del TC	100/5

B. Relación de transformación de Potencial

Los transformadores de potencial (TP) se seleccionan de acuerdo con las relaciones de transformación estándar disponibles en el mercado [40]. En este caso, el lado primario opera a un voltaje nominal de 13,800 voltios, mientras que el lado secundario se establece a 120 voltios, que es el nivel de tensión utilizado por los relevadores de Empresa Eléctrica Cotopaxi.

C. Ajuste del TAP para las protecciones

A continuación, se describe el procedimiento empleado para calcular la configuración del TAP, también denominada corriente de pickup, para cada relé de protección. Este ajuste es crucial, ya que establece la corriente mínima requerida para activar el relé. En la Figura 22 muestra la sección

del software DIgSILENT PowerFactory donde se ingresa el valor calculado de la corriente de pickup.

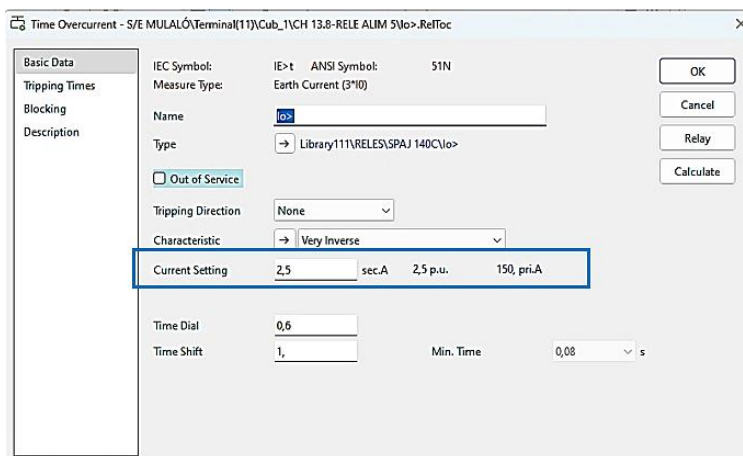


Figura 22 Ajustes de Corriente Pickup: DIgSILENT PowerFactory

D. Transformadores y Línea

La corriente de pickup del dispositivo de protección, tanto para el transformador (en sus secciones de alto y bajo voltaje) como para el inicio o final de la línea de distribución, se determina de la siguiente manera:

	$I_{pickup} = \left(\frac{1.25 * I_{nominal}}{RTC} \right)$	(3)
--	--	-----

Donde:

I_{pickup} : Corriente de arranque de operación.

$I_{nominal}$: Corriente nominal.

RTC : Relación de transformación

1.25 : Factor de sobrecarga

E. Ajuste y parametrización de relés de protección ANSI 67N.

Para la coordinación de la protección ANSI 67N, se parte del 30% de la corriente nominal de la línea como referencia. Este valor se utiliza para determinar la corriente de Pickup, siguiendo el mismo procedimiento anterior en D, este porcentaje define el umbral a partir del cual el relé comenzará a operar ante una falla a tierra [41].

F. Configuración del Dial entre dispositivos de protección

El tiempo de respuesta de un relé de sobrecorriente se puede ajustar para asegurar que, en caso de una falla, el relé no se active antes de que lo hagan otras protecciones situadas más cerca del punto de falla. En la Figura 23 se presentan las curvas características de los relés de sobrecorriente de tiempo inverso asociados con dos interruptores en un mismo alimentador dentro de un sistema típico. Estas curvas ilustran cómo el tiempo de respuesta de los relés cambia en función de los mismos niveles de falla, evidenciando el concepto de "margen de discriminación" [38].

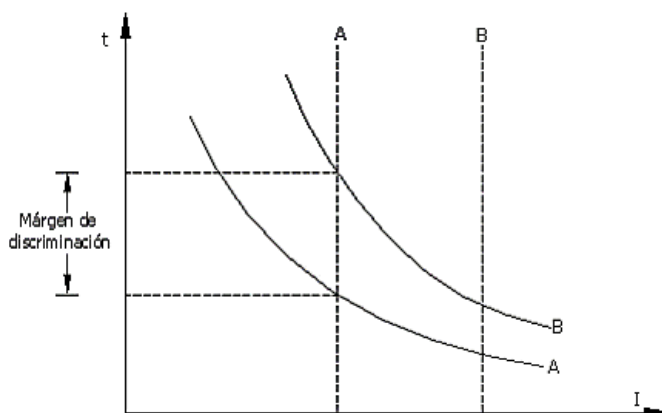


Figura 23 Margen de discriminación entre curvas de relés de tiempo inverso [38].

La norma IEEE Std 242-2001 [42], establece criterios para el margen de discriminación en sistemas de protección eléctrica. Este concepto es fundamental para lograr una coordinación eficaz entre dispositivos, evitando interferencias operativas. El margen se determina considerando la corriente de falla máxima que puede afectar simultáneamente a los elementos protectores. La Tabla 9 ofrece una visión general de los intervalos mínimos recomendados entre diferentes mecanismos de protección.

Tabla 9. Margen de discriminación mínimo [42]

Aguas Abajo	Aguas Arriba			
	Fusible	Breaker de bajo voltaje	Relé Electromecánico	Relé Estático
Fusible	$CS^{c,b}$	CS	0.22 s	0.12 s
Breaker de bajo voltaje	CS^c	CS	0.22 s	0.12 s
Relé Electromecánico	0.20 s	0.20 s	0.30 s	0.20 s
Relé Estático	0.20 s	0.20 s	0.30 s	0.20 s

Donde:

$CS b$: Espacio libre entre curvas con curva de fusión mínima aguas arriba ajustadas para precarga.

C : Algunos fabricantes también pueden recomendar un factor de seguridad. Consultar las curvas de tiempo-corriente de los fabricantes.

En este caso, para coordinar las protecciones en el área de estudio, se establecerá un margen de discriminación de 0.2 segundos entre los relés de sobrecorriente direccional. Es importante destacar que este valor se ha establecido teniendo en cuenta que los relés utilizados son estáticos.

4.5.3 Caracterización de las protecciones base a la ANSI 21

Para el cálculo del Pick Up y del Tc de la protección ANSI 21, se sigue un procedimiento similar al utilizado para la protección ANSI 67, con la diferencia de que en este caso se configura por zonas de protección. Estos valores de ajuste se determinan en función de la impedancia de las líneas que conectan las subestaciones. En este contexto, se han definido dos zonas de protección:

1. Zona 1: Cubre el 85% de la longitud de la línea.
2. Zona 2: Cubre el 105% de la longitud de la línea [28]

Para el cálculo de cada una de ellas se emplea la formula:

	$Z = k * Z_L$ [43].	(3)
--	---------------------	-----

Donde:

Z : Ajuste de zona ($\Omega prim$).

k : Factor del 85% para la zona 1 y un factor de 105% para la zona 2.

Z_L Impedancia de secuencia positiva de la línea ($\Omega prim$) [43].

4.6 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL ÁREA DE ESTUDIO EN EL SISTEMA MALLADO CON PROTECCIONES ANSI 67/67N, ANSI 21/21N

La coordinación de protecciones se realiza siguiendo el flujo de potencia, es decir, desde aguas abajo hacia aguas arriba. Se comienza coordinando las protecciones desde los primarios de los alimentadores La Cocha, San Rafael y El Calvario, con lo de respaldo aguas arriba más cercana, luego de eso se coordina las respectivas protecciones que se encuentran en las líneas tanto como en los inicial y final de la misma con los diferentes aportes de corrientes de cortos circuitos que

llegan, siempre respetando los tiempos mínimos de discriminación, se la realiza de para los dos tipos de coordinación.

Para ajustar la coordinación del relé de fase, se consideran exclusivamente las corrientes de cortocircuito trifásicas y bifásicas. Por otro lado, para la configuración del relé de neutro, se tienen en cuenta las corrientes de falla a tierra, incluyendo tanto las bifásicas a tierra como las monofásicas a tierra. A continuación, se presenta una descripción detallada de la coordinación entre los dispositivos de protección, incluyendo la relación entre el relé de sobrecorriente instantáneo de los alimentadores y el extremo de las líneas y con el lado primario del transformador, los otros con el relé de sobre corriente que se encuentra al inicio de la línea con el lado de alta del transformador, y el otro la coordinación del otro extremo de la línea es decir el final de la misma con los relés que se tenga la misma dirección, también se entrega la misma coordinación detalla de dispositivos con neutro.

A. Coordinación del relé de sobrecorriente instantáneo (50)- Relé direccional de sobrecorriente (67)

Para coordinar el nuevo relé direccional de sobrecorriente (I) con el relé de protección instantáneo ya existente en el alimentador (CH Alim 1), conectado a la subestación La Cocha (Ver Figura 19) es esencial seguir un proceso específico. Primero, es necesario revisar la configuración del relé de protección instantáneo existente para entender cómo está ajustado y funcionando en el sistema actual. Luego, se deben determinar los parámetros de configuración del nuevo relé en función de la corriente nominal de la línea y para otras líneas con la corriente de carga.

Para calcular la corriente pickup del relé, se utiliza la ecuación (3), asegurando que el nuevo relé se active durante condiciones de operación normales y situaciones de sobrecarga. Es crucial ajustar la configuración del nuevo relé para que actúe de manera coordinada con el relé instantáneo existente, asegurando que ambos relés no operen simultáneamente y que el sistema responda adecuadamente a diferentes condiciones de carga. A continuación, la Figura 24 muestra el punto de falla para realizar la coordinación entre relés de sobrecorriente instantáneo -relé sobrecorriente direccional.

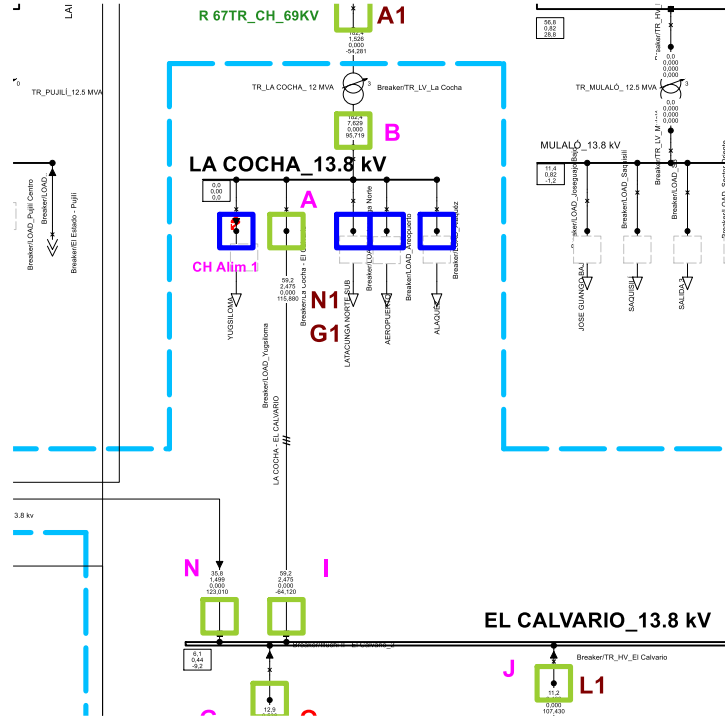


Figura 24 Punto de falla para coordinar Relé Instantáneo (CH Alim 1)-Relé direccional (A1)

El objetivo en esta coordinación es lograr una protección efectiva, garantizando una respuesta adecuada sin comprometer la continuidad del servicio y cumplir con el margen de discriminación de 0.20 segundos.

B. Coordinación entre de relés direccional de sobrecorriente (A)-Relé direccional de sobrecorriente (A1)

Se toma como ejemplo la coordinación del relé direccional de sobrecorriente (A) en el inicio de la línea La Cocha - El Calvario, configurado hacia adelante, con el relé en el lado primario del transformador La Cocha (A1), también configurado hacia adelante (Ver Figura 19). El relé (A) está ajustado para detectar fallas en dirección hacia El Calvario, mientras que el relé (A1) en el transformador actúa como una protección de respaldo. Esta coordinación asegura que el relé en la línea actúe primero en caso de fallas, evitando que el relé del transformador intervenga innecesariamente y garantizando una protección secuencial y efectiva del sistema. A continuación, la Figura 25, muestra el punto de falla para realizar la coordinación entre relés direccional de sobrecorriente (A)-Relé direccional de sobrecorriente (A1).

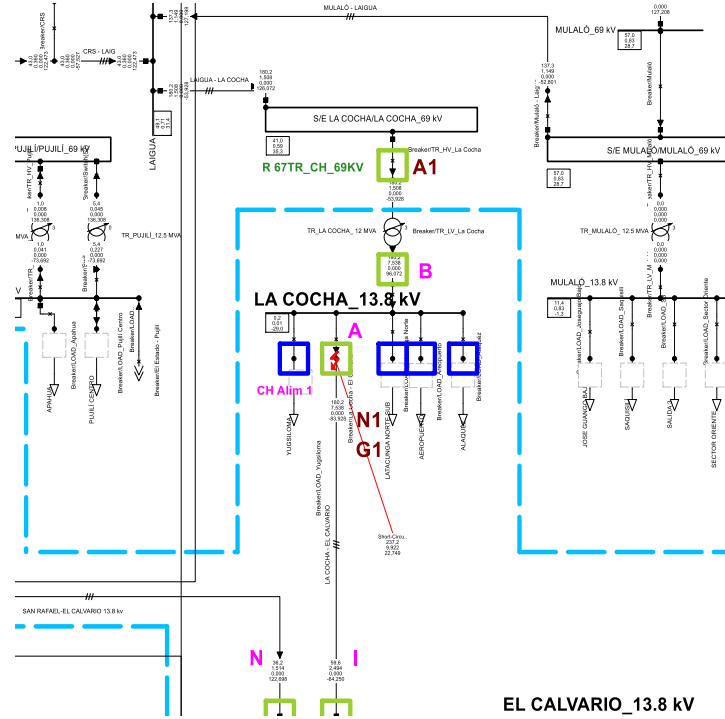


Figura 25 Punto de falla para coordinar Relé (A)-Relé lado primario del transformador (A1)

Para configurar el pickup del relé en la línea, se utiliza la corriente nominal de la línea y se aplica la Ecuación (3). Este mismo procedimiento se emplea para la línea San Rafael - El Calvario. Para el transformador, se calcula la corriente nominal utilizando la Ecuación (1) y se ajusta con un factor de sobrecarga para determinar el I_{pickup} .

C. Coordinación Relé direccional de sobrecorriente final de la línea(I)-Relé direccional de sobrecorrientes con inicio de la línea (E)

Como ejemplo, se considera la coordinación entre el relé en el extremo de la línea El Calvario - La Cocha (I) y el relé direccional de sobrecorriente en el inicio de la línea San Rafael - El Calvario (II) las dos configurados con dirección de disparo hacia adelante. Para esta coordinación, es fundamental considerar el sentido de detección de la falla, que en este caso debe ser hacia la línea de distribución para protegerla adecuadamente en caso de cortocircuito (Ver Figura 19)Figura 18.

Dado que el sistema es mallado, es esencial tener protecciones en ambos extremos de la línea para gestionar las corrientes de cortocircuito que provienen de ambos lados. Esta configuración es común en el área de estudio debido a la existencia de múltiples fuentes que abastecen las subestaciones. En caso de falla, el relé propio donde ocurrió la falla actuará primero, seguido por

el relé de respaldo, garantizando una protección secuencial y efectiva y cumpliendo con el margen de discriminación de 0.20segundo. A continuación, la Figura 26 muestra el punto de falla para realizar la coordinación entre relés direccional de sobrecorriente del final de la línea (I)-Relé direccional de sobrecorriente del inicio de la línea(E)

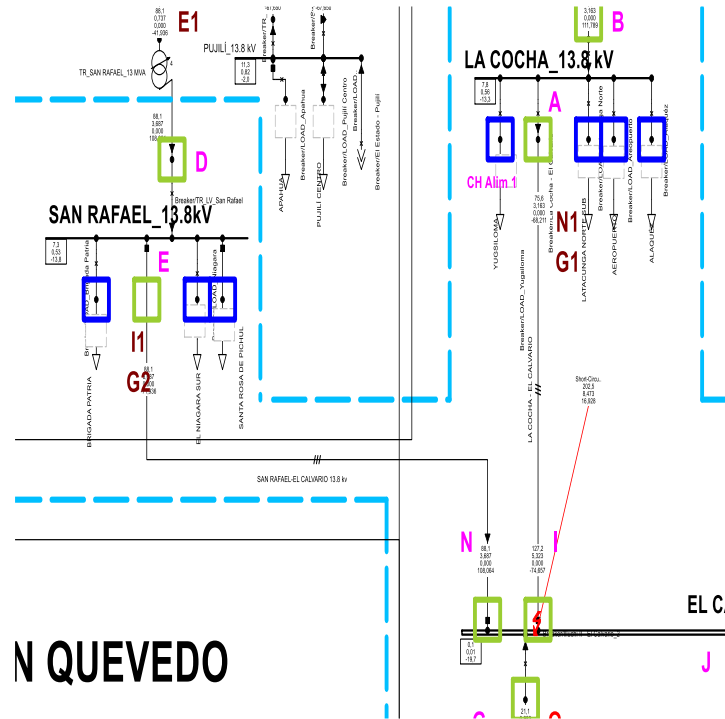


Figura 26 Punto de falla para coordina Relé (I)-Relé(I1)

Para determinar la configuración del pickup del relé, se utiliza la corriente nominal de la línea, aplicando un factor de sobrecarga (Ver Ecuación (3)). Esto asegura que el relé se active tanto en condiciones normales como en situaciones de sobrecarga. Se realizan estudios de cortocircuito al 1% de la línea: en el extremo inicial (La Cocha - El Calvario) y en el extremo final (El Calvario - La Cocha). En el extremo final, la coordinación del relé se realiza considerando otras protecciones asociadas, en este caso, con (I-I1, I-I2, I-I3).

D. Coordinación de Protecciones de impedancia del Área de Estudio en el Sistema Mallado

Tomando como ejemplo la coordinación entre el relé de impedancia de la línea Illuchi 2- El Calvario (P) -Relé dirección de sobrecorriente (H) (Ver Figura 19)), se observa que la nueva protección de impedancia se coordina mediante un tiempo de operación retardado con respecto al relé direccional de sobrecorriente en la zona. Este tiempo de retardo elevado se debe a que ya

existe una coordinación establecida con los elementos correspondientes en el sistema. La incorporación de la nueva protección, que actúa con un tiempo instantáneo, ayuda a mejorar la selectividad y sensibilidad del sistema, asegurando una respuesta adecuada ante las fallas. A continuación, en la Figura 27 se muestra la siguiente coordinación mencionada.

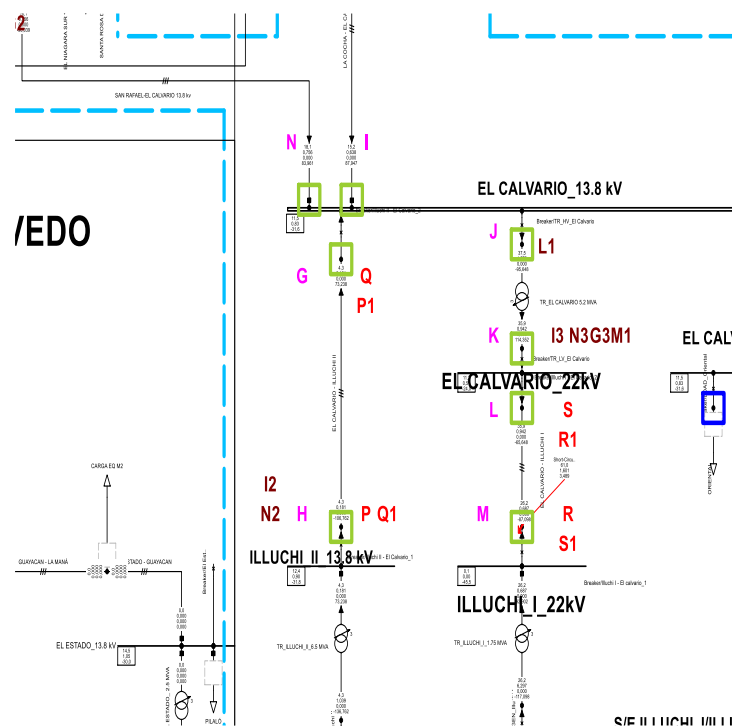


Figura 27 Punto de falla para la coordinación del Relé de impedancia (P)-Relé direccional de sobrecorriente (H)

Es importante destacar que la protección de impedancia está ubicada en los puntos señalados con letras rojas. Esta ubicación se ha elegido debido a que en esa zona los tiempos de actuación de las protecciones existentes, específicamente los relés direccionales de sobrecorriente, son muy elevados. Estos tiempos prolongados no garantizan una sensibilidad adecuada en esos puntos, lo que puede comprometer la efectividad de la protección en situaciones de falla.

5. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

Este capítulo ofrece un análisis exhaustivo de los resultados del estudio, estructurado en dos secciones principales. La Sección 5.1 se dedica a la evaluación detallada de las protecciones eléctricas actuales en el área de estudio, abordando el punto 5.1.1, que incluye el análisis del funcionamiento del sistema de protecciones en su configuración actual y una comparación técnica entre el Caso de Estudio 1 y el Caso de Estudio 2. En la Sección 5.2, se aborda la coordinación de

las protecciones conforme a las normas ANSI 67/67N y ANSI 21 en un sistema mallado. Esta sección se desglosa en el punto 5.2.1, que examina las corrientes de cortocircuito necesarias para la coordinación de las protecciones de fase y neutro; el punto 5.2.2, que detalla la parametrización específica de las protecciones; el punto 5.2.3, que se enfoca en el ajuste de tiempos entre dispositivos de protección para fase y neutro; el punto 5.2.4, que realiza el análisis de la coordinación de las protecciones del neutro en las líneas El Calvario-San Rafael y El Calvario-La Cocha; y, finalmente, el punto 5.2.5, que ofrece una evaluación comparativa del sistema mallado, contrastando el estado inicial con la coordinación propuesta.

5.1 EVALUACIÓN DE LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS EXISTENTES DEL ÁREA DE ESTUDIO

En esta sección se considera la corriente máxima de falla trifásica para evaluar las protecciones eléctricas de fase en el área de estudio. Para ello, el análisis se divide en dos casos: caso de estudio 1, se evaluarán las protecciones existentes (sin la interconexión de la línea San Rafael-El Calvario); y caso de estudio 2, se analizarán las protecciones (cuando la línea San Rafael-El Calvario está conectada), ambas en sistema mallado. Además, se realizará un análisis comparativo entre ambos casos relacionados a las corrientes de falla en un punto.

5.1.1 Análisis de la operación del sistema de protecciones existentes en el área de estudio

Para el análisis del funcionamiento de las protecciones se considera corrientes de falla en las líneas a 1% en cada extremo. Estos resultados se pueden observar de la Tabla 10 a la Tabla 16 considerando los dos escenarios.

A. Caso de estudio 1: Análisis de cortocircuito del área de estudio sin la línea SR-CV

- Línea “La Cocha-El Calvario”

Tomando como ejemplo la falla al 1% de la línea La Cocha -El Calvario, en este escenario se muestra la secuencia de actuación de las protecciones tras producirse la falla. Inicialmente, se activa la protección de sobrecorriente de la línea afectada La Cocha-El Calvario (C), luego de ella se coordina con la del secundario del transformador La Cocha (D). Sin embargo, la ausencia de un relé de protección en el extremo de la línea provoca que también se dispare el relé de sobrecorriente El Calvario-Illuchi 1 (F), mostradas en la Tabla 10, para esta coordinación visualizar en Figura 18.

Tabla 10. Corrientes de Cortocircuito en la línea La Cocha-El Calvario-Red Radial

%	Elemento en cortocircuito	Corriente de cortocircuito de la línea (A)	Designación para los relés	Protección que actúa	Corriente de cortocircuito del relé que actúa (A)	Tiempo de actuación (seg)
1	La Cocha - El Calvario	9191	C	Relé 51 CH-CV 13,8kV	7901,312	0,355
			D	Relé 51 Barra CH 13,8kV	7901,312	0,76
			F	Relé 51 CV-ILL I 22,0kV	372,47	3,04
1	El Calvario-La Cocha	5168	C	Relé 51 CH-CV 13,8kV	3594,87	0,615
			D	Relé 51 Barra CH 13,8kV	3594,87	1,932
			F	Relé 51 CV-ILL I 22,0kV	463,381	1,607

Una falla al 1% en La Cocha-El Calvario se da una operación adecuada de las protecciones, luego se observa la operación de otros relés de respaldo, ante situaciones donde no opere el relé principal.

Sin embargo, en una falla al 1% entre El Calvario-La Cocha, la coordinación de las protecciones no es adecuada. Al no contar con un relé de protección en ese punto, primero actúa la protección más cercana al punto de la falla, seguida por la protección "F", que debería ser la última en intervenir. Esto indica que los ajustes de las protecciones no están bien coordinados, lo que impide una respuesta selectiva adecuada ante esta falla.

- Línea “El Calvario-Illuchi 2”

En la Tabla 11 se puede observar como ejemplo de cortocircuito al 1% en la línea El Calvario-Illuchi 2. Muestra que opera la protección de sobrecorriente de la línea La Cocha-El Calvario (C), que no es de la zona afectada por la falla. Esto ocurre debido a la ausencia de protección específica en el punto de falla de la línea El Calvario-Illuchi 2. Siguiendo de esta actuación se activan las protecciones que controlan la barra La Cocha (D), lo que provoca su desconexión y deja sin suministro a todas las cargas conectadas a ella (C, C1, C2, C3, C4), (Ver Figura 18).

Tabla 11. Corrientes de Cortocircuito en la línea El Calvario-Illuchi II

%	Elemento en cortocircuito	Corriente de cortocircuito de la línea (A)	Designación para los relés	Protección que actúa	Corriente de cortocircuito del relé que actúa (A)	Tiempo de actuación (seg)
1	Illuchi 2- El Calvario	2,976	C	Relé 51 CH-CV 13,8kV	1452,949	1,756
			D	Relé 51 Barra CH 13,8kV	1452,949	8,27
1	El Calvario - Illuchi 2	5.092	C	Relé 51 CH-CV 13,8kV	3522,475	0,628
			F	Relé 51 CV-ILL I 22 kV	444,906	1,663
			D	Relé 51 Barra CH 13,8kV	3522,475	1,983

Este caso evidencia que no existe una coordinación efectiva, la ausencia de protección específica en la línea, donde ocurre la falla sea al inicio o final de la línea, las protecciones que entran a operar posteriormente presentan tiempos de retardo debido a su ubicación más distante. En contraste, las protecciones más cercanas al punto de falla son las que actúan primero. Esto puede resultar en desconexiones más amplias y dañinas que la falla original, afectando equipos en áreas no directamente implicadas.

- Línea “El Calvario-Illuchi 1”

En la Tabla 12 se muestra un ejemplo de cortocircuito al 1% en la línea El Calvario-Illuchi 1. Tras la falla, se activa primero la protección (D). Luego, se activan dos protecciones propias de la línea (F), adicional se activa una que esta fuera del área de la falla: la protección de la barra La Cocha-El Calvario (C). Finalmente, la protección de la barra La Cocha(D) entra en acción, desconectando la barra. (Ver Figura 18).

Tabla 12. Corrientes de Cortocircuito en la línea El Calvario-Illuchi I

%	Elemento en cortocircuito	Corriente de cortocircuito de la línea (A)	Designación para los relés	Protección que actúa	Corriente de cortocircuito del relé que actúa (A)	Tiempo de actuación (seg)
1	Illuchi 1 - El Calvario	1.519	F	Relé 51 CV-ILL 1 22 kV	860,085	0,429
			D	Relé 51 CH-CV 13,8kV	1104,38	2,517
			G	Relé 51 Barra CV 13.8kV	1371,151	5,456
1	El Calvario - Illuchi 1	1,892	F	Relé 51 CV-ILL 1 22 kV	1346,183	0,261
			C	Relé 51 CH-CV 13,8kV	1728,547	1,418
			E	Relé 51 Bara CV 13,8kV	2146,09	1,767
			D	Relé 51 Barra CH 22kV	1728,547	5,816

En este caso, no hay una coordinación adecuada en ninguno de los extremos de la línea. La falta de coordinación se evidencia en una falla al 1% en Illuchi 1-El Calvario, donde la protección específica para este punto no está disponible, lo que provoca que la protección del otro extremo de la línea se active en su lugar. Por otro lado, en una falla al 1% en El Calvario-Illuchi 1, la protección actúa correctamente en el punto de la falla, pero luego se activa una protección aguas arriba que no debería intervenir. Esta situación revela deficiencias en la selectividad del sistema de protección, lo que también afecta los tiempos de actuación y los retardos.

B. Caso de estudio 2: Análisis de cortocircuito del área de estudio con la línea SR-CV

- Línea “La Cocha – El Calvario”

En la Tabla 13, se observa los valores de cortocircuito que se generan ante una falla del 1% en la línea "La Cocha – El Calvario", la protección que actúa primero es la propia de la línea (C), seguida por la protección secundaria del transformador en La Cocha (D). Luego, intervienen las protecciones de la línea San Rafael – El Calvario (B) y el secundario del transformador en San Rafael (A). Finalmente, opera la protección de la línea El Calvario – Illuchi 1 (F). (Ver Figura 18)

Tabla 13. Corrientes de Cortocircuito en la línea La Cocha-El Calvario

%	Elemento en cortocircuito	Corriente de cortocircuito de la línea (A)	Designación para los relés	Protección que actúa	Corriente de cortocircuito del relé que actúa (A)	Tiempo de actuación (seg)
1	La Cocha - El Calvario	9,902	C	Relé 51 CH-CV 13,8Kv	7534,727	0,355
			D	Relé 51 Barra CH 13,8Kv	7534,727	0,401
			B	Relé 51 SR-CV 13,8kV	1524,876	0,787
			A	Relé 51 Barra SR 13,8kV	1524,876	5,429
			F	Relé 51 CV-ILL I 22 kV	274,746	8,417
1	El Calvario -La Cocha	8,420	B	Relé 51 SR-CV 13,8kV	3686,947	0,292
			C	Relé 51 CH-CV 13,8kV	3163,984	0,707
			A	Relé 51 Barra SR 13,8kV	3686,947	0,759
			F	Relé 51 CV-ILL I 22,0kV	447,808	1,633
			D	Relé 51 Barra CH 13,8kV	3162,984	1.143

En el caso de una falla al 1% en La Cocha-El Calvario, las protecciones funcionan correctamente, activando primero la protección específica para ese punto. Los relés más distantes muestran tiempos de retardo en su actuación, ya que solo intervienen si las protecciones cercanas no resuelven la falla. Sin embargo, cuando la falla ocurre al 1% en El Calvario-La Cocha, la falta de un relé de protección específico para ese punto impide una coordinación efectiva. En este caso, operan los relés más cercanos a la falla, lo que resulta en una falta de selectividad y en la apertura de áreas que no están directamente afectadas por la falla.

- **Línea “San Rafael – El Calvario”**

En la Tabla 14, se observa los valores de cortocircuito que se generan ante una falla del 1% en la línea “San Rafael – El Calvario” la protección que actúa primero la protección del secundario del transformador (A), seguida por la protección propia de la línea (B). Luego, intervienen las

protecciones de la línea La Cocha – El Calvario (C), la protección del secundario del transformador de La Cocha (D). Finalmente, opera la protección El Calvario – Illuchi 1 (F). (Ver Figura 18).

Tabla 14. Corrientes de Cortocircuito en la línea San Rafael – El Calvario

%	Elemento en cortocircuito	Corriente de cortocircuito de la línea (A)	Designación para los relés	Protección que actúa	Corriente de cortocircuito del relé que actúa (A)	Tiempo de actuación (seg)
1	San Rafael - El Calvario	10,366	A	Relé 51 Barra SR 13,8kV	7908,606	0,207
			B	Relé 51 SR-CV 13,8kV	7908,606	0,213
			C	Relé 51 CH-CV 13,8kV	1514,567	1,667
			D	Relé 51 Barra CH 13,8kV	1514,567	3,779
			F	Relé 51 CV-ILL I 22,0kV	306,066	5,572
1	El Calvario -San Rafael	8,436	B	Relé 51 SR-CV 13,8kV	3746,601	0,287
			C	Relé 51 CH-CV 13,8kV	3116,803	0,719
			A	Relé 51 Barra SR 13,8kV	3746,601	0,736
			D	Relé 51 Barra CH 13,8kV	3116,803	1,165
			F	Relé 51 CV-ILL I 22,0kV	448,827	1,623

En el caso de una falla al 1% en ambos extremos de la línea, no se cumple con una coordinación efectiva. En el extremo inicial de la línea, se activa la protección de barra, que no debería ser la primera en intervenir. En el extremo final de la línea, al no contar con un relé de protección específico para ese punto, se activan protecciones más cercanas a la falla. Esto demuestra una falta de selectividad entre las protecciones, lo que afecta la coordinación del sistema.

- **Línea “El Calvario – Illuchi 2”**

En la Tabla 15, se observa los valores de cortocircuito que se generan ante una falla del 1% en la línea “Illuchi 2- El Calvario” en esta línea no se encuentra ninguna protección parametrizada, teniendo en cuenta lo mencionado la protección que actúa primero es San Rafael – El Calvario

(B), seguido de La Cocha – El Calvario (C). Finalmente, opera la protección del secundario del transformador de San Rafael (A) (Ver Figura 18).

Tabla 15. Corrientes de Cortocircuito en la línea El Calvario – Illuchi 2

%	Elemento en cortocircuito	Corriente de cortocircuito de la línea (A)	Designación para los relés	Protección que actúa	Corriente de cortocircuito del relé que actúa (A)	Tiempo de actuación (seg)
1	Illuchi 2 - El Calvario	3,35	B	Relé 51 SR-CV 13,8kV	1039,111	1,270
			C	Relé 51 CH-CV 13,8kV	876,319	3,514
			A	Relé 51 Barra SR 13,8kV	1039,111	20,632
1	El Calvario - Illuchi 2	8.257	B	Relé 51 SR-CV 13,8kV	3629,168	0,297
			C	Relé 51 CH-CV 13,8kV	3060,605	0,734
			A	Relé 51 Barra SR 13,8kV	3629,168	0,783
			D	Relé 51 Barra CH 13,8Kv	3060,605	1.194
			F	Relé 51 CV-ILL I 22,0kV	439,981	1,716

En este caso, la ausencia de relés de protección en ambos extremos de la línea impide una coordinación efectiva cuando ocurre una falla en cualquiera de estos extremos. Los relés que se activan están ubicados en zonas más distantes del punto de falla. La falta de protección específica en el lugar de la falla provoca que las protecciones más alejadas intervengan, lo que demuestra una deficiencia en la selectividad del sistema de protección.

- **Línea “El Calvario – Illuchi 1”**

En la Tabla 16 se presentan los valores de cortocircuito generados ante una falla del 1% en la línea "El Calvario – Illuchi 1". La primera protección en actuar es la de la propia línea (F), seguida por las protecciones de la línea San Rafael – El Calvario (B) y la secundaria del transformador El Calvario (E). Finalmente, operan las protecciones de la línea "La Cocha – El Calvario (C) (Ver Figura 18).

Tabla 16. Corrientes de Cortocircuito en la línea El Calvario – Illuchi 1

%	Elemento en cortocircuito	Corriente de cortocircuito de la línea (A)	Designación para los relés	Protección que actúa	Corriente de cortocircuito del relé que actúa (A)	Tiempo de actuación (seg)
1	Illuchi 1 -El Calvario	2.227	F	Relé 51 CV-ILL 1	990,357	0,357
			B	Relé 51 SR-CV 13,8kV	760,445	1.960
			E	Relé 51 Barra CV 13,8kV	1578,83	3,498
			C	Relé 51 CH-CV 13,8kV	641,31	5,933
1	El Calvario - Illuchi 1	1.646	F	Relé 51 CV-ILL 1	1683,851	0,218
			B	Relé 51 SR-CV 13,8kV	1292,944	0.961
			E	Relé 51 Barra CV 13,8kV	2684,4	1,202
			C	Relé 51 CH-CV 13,8kV	1090,385	2,562

Cuando ocurre una falla al 1% en Illuchi 1-El Calvario, no se muestra una coordinación efectiva debido a la ausencia de un relé de protección en el punto donde se produce la falla. Esto provoca que actúe la protección ubicada en el otro extremo de la línea. Por otro lado, si la falla ocurre al 1% en El Calvario-Illuchi 1, la protección específica para ese punto de falla actúa correctamente. Sin embargo, después de ella, interviene una protección más lejana al punto de falla en lugar de la siguiente protección que debería actuar. Esto resulta en una mala selectividad de las protecciones en esta área.

C. Análisis Comparativo entre el Caso de Estudio 1 y el Caso de Estudio 2

En esta sección se analiza el efecto de la interconexión de la línea San Rafael-El Calvario en el sistema de malla considerando un resumen entre la Tabla 10 y Tabla 13.

La Tabla 17 presenta los valores de la corriente de cortocircuito al 1% en los extremos de la línea. Los resultados muestran que, antes de la interconexión, la corriente de falla era inferior a la registrada después de la conexión. Por ejemplo, al ocurrir una falla al 1% en la línea El Calvario-La Cocha, la corriente de cortocircuito en el sistema sin la interconexión era de 5168 amperios, mientras que, tras la conexión, aumentó a 8420 amperios. Esto representa un incremento del

62.92% en la corriente de cortocircuito debido a la interconexión de la línea San Rafael-El Calvario.

Tabla 17. Comparativa entre corrientes de cortocircuito a los dos extremos de la Línea La Cocha-El Calvario

%	Elemento de cortocircuito	Corriente de cortocircuito de Línea (A)		Variación de corriente de cortocircuito
		Sin la línea (SR-CV)	Con la línea (SR-CV)	%
1	La Cocha-El Calvario	9191	9902	7,73
1	El Calvario-La Cocha	5168	8420	62.92

5.2 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES, ANSI 67/67N Y ANSI 21/21N EN SISTEMA MALLADO

En esta sección, se llevará a cabo la coordinación de dos tipos de protecciones: la protección de sobreintensidad direccional (ANSI 67/67N) y la protección de impedancia (ANSI 21/21N). Se analizarán dos casos de estudio específicos: Caso de Estudio 1: En este caso, se coordinarán las protecciones de fase, es decir, las protecciones de sobreintensidad direccional (67) y las protecciones de impedancia (21). Caso de Estudio 2: En este escenario, se coordinarán las protecciones de neutro, correspondientes a las protecciones de sobreintensidad direccional para el neutro (67N) y las protecciones de impedancia para el neutro (21N).

Para llevar a cabo esta coordinación, se consideran las corrientes de falla en las líneas al 1% en cada extremo de la línea. Es importante destacar que, para la coordinación de las protecciones de fase y de neutro, se ha tomado en cuenta la corriente máxima de falla para asegurar una coordinación efectiva y robusta, para cada caso de estudio. Además, en esta sección se detalla el punto de comparación entre las corrientes de cortocircuito con respecto al caso de estudio 1 y caso de estudio 2.

5.2.1 Corrientes de cortocircuito para la coordinación de protecciones de fase y neutro

Para desarrollar la nueva propuesta de protección de fase (ANSI 67) y de neutro (ANSI 67N), se realizó un estudio de cortocircuito que abarcó fallas trifásicas y bifásicas para fase, así como fallas monofásicas y bifásicas a tierra para neutro. En este análisis, se consideró la corriente máxima de

falla en ambas protecciones, lo que permitió ajustar con precisión los parámetros de coordinación para la protección de fase y neutro.

Los resultados de las corrientes de falla para la coordinación de ambos tipos de protecciones se presentan en la Tabla 18.

Tabla 18. Corrientes de cortocircuitos para la coordinación de protecciones de fase y neutro.

Líneas	FASE		NEUTRO	
	Corrientes de fallas trifásica (A)	Corrientes de fallas bifásica (A)	Corrientes de fallas bifásica a tierra 3Io (A)	Corrientes de fallas monofásica a tierra 3Io (A)
CH 13,8	9970	8617	13231	11373
CH-CV	9902	6526	11460	10023
CV-CH	8420	4520	6478	6538
SR 13,8	10426	9006	13132	11618
SR-CV	10366	6849	11263	10108
CV-SR	8436	4017	6303	6357
ILL II 13,8	3340	2833	3915	3539
ILLI II-CV	3350	1053	3236	2972
CV-ILL II	8257	6374	7172	7381
CV 13,8	8447	7264	8907	8398
CV 22	2236	1917	1925	1147
ILL I 22	1643	1388	2010	1742
ILL I -CV	1646	570	1982	1733
CV-ILL I	2227	1462	1353	0,572
CV 13,8(1)	8447	7264	8907	8398

5.2.2 Parametrización de las protecciones para el área de estudio

A. Relación de transformación del TC

Para calcular la relación de transformación del transformador de corriente (TC) para cada dispositivo de protección en el área de estudio, se toman en cuenta tanto la corriente máxima de carga (demanda máxima) como la corriente de sobrecarga. A continuación, se presenta la relación de transformación del TC aplicada en el área de estudio:

- **Transformadores**

Para los transformadores equipados con dos relés de sobrecorriente direccional, uno en el lado de alto voltaje y otro en el lado de bajo voltaje, se debe calcular la relación de transformación del transformador de corriente (RTC) de manera independiente para cada lado. Esto se debe a que los valores de corriente nominal varían en función del nivel de voltaje.

- **Lado de bajo voltaje de los transformadores**

La Tabla 19 presenta la relación de transformación de los transformadores de corriente (RTC) para los relés de sobrecorriente direccional situados en el lado de bajo voltaje de los transformadores en el área de estudio. Esta tabla compara la corriente nominal en el lado de bajo voltaje de cada transformador con la corriente de sobrecarga correspondiente.

Tabla 19. Relación de transformación del TC para relé ubicado en bajo voltaje del transformador

Elemento	Corriente nominal in (A)	Factor de sobrecarga (FDC)	Corriente de sobrecarga	RTC
Trafo_La Cocha 20 MVA	836,739	1,25	1045,9244	1200/5
Trafo_San Rafael 20 MVA	836,739	1,25	1045,9244	1200/5
Trafo_El Calvario 5,2 MVA	217,552	1,25	271,940344	300/5

- **Lado de alto voltaje de los transformadores**

La Tabla 20 presenta la relación de transformación de los transformadores de corriente (RTC) para los relés de sobrecorriente direccional instalados en el lado de alto voltaje de los transformadores del área de estudio. Esta tabla compara la corriente nominal en el lado de alto voltaje de cada transformador con su corriente de sobrecarga correspondiente.

Tabla 20. Relación de transformación del TC para relé ubicado en alto voltaje del transformador

Transformadores	Corriente nominal (A)	Factor de sobrecarga (FDC)	Corriente de sobrecarga	RTC
Trafo La Cocha 20 MVA	167,348	1,25	209,18488	400/5
Trafo San Rafael 20 MVA	167,348	1,25	209,18488	400/5
Trafo El Calvario 5,2 MVA	136,465	1,25	170,580761	400/5

- **Líneas de Distribución**

La Tabla 21 presenta los resultados de la relación de transformación de los transformadores de corriente (TC) para las líneas de distribución. En los casos donde una línea cuenta con dispositivos de protección tanto al inicio como al final, estos se identifican con las letras correspondientes, como se ilustra (Ver Figura 19).

Tabla 21. Relación de transformación del TC para relés ubicados en líneas de Distribución

Elemento	Corriente nominal (A)	Factor de sobrecarga (FDC)	Corriente de sobrecarga	RTC
La Cocha-El Calvario	277	1	277	400/5
El Calvario-La Cocha	277	1	277	400/5
San Rafael - El Calvario	316	1	316	400/5
El Calvario-San Rafael	316	1	316	400/5
Illuchi 2-El Calvario	188	1,25	235	400/5
El Calvario - Illuchi 2	188	1,25	235	400/5
El Calvario - Illuchi 1	88	1,25	110	400/5
Illuchi 1-El Calvario	88	1,25	110	400/5

B. Ajustes de la corriente pickup del relé direccional de sobrecorriente y relé de impedancia

La corriente pickup se determinó en base a la descripción de la sección C. A continuación se presentan los resultados de la corriente de arranque para cada dispositivo de protección en el área de estudio:

a. Transformadores

Los transformadores están equipados con dos protecciones de sobrecorriente direccional, cada una ubicada en los distintos niveles de tensión. La corriente de arranque, o "pickup," se calcula de manera individual para cada protección del transformador, dado que los valores de corriente nominal y la relación de transformación del transformador de corriente (TC) varían según el nivel de tensión (Ver Ecuación (2)). La Tabla 22 presenta la corriente de arranque para el relé de protección en el lado de bajo voltaje del transformador, junto con su valor de "pickup," mientras que la Tabla 23 muestra los valores de "pickup" correspondientes al lado de alto voltaje.

Tabla 22. Corrientes pickup para relé de sobrecorriente de bajo voltaje del transformador

Elemento	Corriente nominal (A)	Corriente de sobrecarga	RTC	IPICKUP (SEC) (A)
Trafo La Cocha 20 MVA	836,74	1045,92	1000/5	5.22
Trafo San Rafael 20 MVA	836,74	1045,92	800/5	6.53
Trafo El Calvario 5,2 MVA	217,55	271,94	300/5	4,53

Tabla 23. Corrientes pickup para relé de sobrecorriente de alto voltaje del transformador

Elemento	Corriente nominal (A)	Corriente de sobrecarga	RTC	IPICKUP (SEC) (A)
Trafo La Cocha 20 MVA	167,35	209,18	400/5	2,61
Trafo San Rafael 20 MVA	167,35	209,18	400/5	2,61
Trafo El Calvario 5,2 MVA	136,46	170,58	400/5	2,13

b. Líneas de Distribución

La Tabla 24 presenta los resultados de la corriente de arranque (pickup) para los relés de sobrecorriente instalados en las líneas de distribución. En situaciones donde una línea cuente con dispositivos de protección tanto al inicio como al final, estos se identifican con la letra correspondiente (Ver Figura 19). Por lo tanto Tabla 25 proporciona los valores de corriente de arranque para los relés de impedancia.

Tabla 24. Corrientes pickup para relés de sobrecorriente ubicados en las líneas de distribución

Línea	Corriente nominal (A)	RTC	Ipickup (sec) (A)
La Cocha-El Calvario	277,0	400/5	3,46
El Calvario-La Cocha	277,0	400/5	3,46
San Rafael - El Calvario	316,0	400/5	3,95
El Calvario-San Rafael	316,0	400/5	3,95
El Calvario - Illuchi 1	88,0	400/5	1,38
Illuchi 1-El Calvario	88,0	400/6	1,38
El Calvario - Illuchi 2	188,0	400/5	2,94
Illuchi 2-El calvario	188,0	400/6	2,94

Tabla 25. Corrientes pickup para relés de impedancia ubicados en las líneas de Distribución

Línea	Zonas	%	I _{pickup} primario (ohm)	
			R	X
Illuchi 1-El Clavario	1	(85%)	4,40	3,91
	2	(105%)	5,44	4,83
El Calvario-Illuchi 1	1	(85%)	4,40	3,91
	2	(105%)	5,44	4,83
Illuchi 2-El Calvario	1	(85%)	0,77	2,44
	2	(105%)	0,96	3,02
El Calvario-Illuchi 2	1	(85%)	0,77	2,44
	2	(101%)	0,92	2,90

5.2.3 Ajuste de tiempo entre dispositivos de protección

Para asegurar una correcta coordinación de las protecciones, se ha adoptado un margen de discriminación mínimo de 0.2 segundos, conforme a los lineamientos de IEEE Std 242-2001 (Ver Tabla 9).

A. Caso de Estudio 1: Implementación de las protecciones ANSI 67 y ANSI 21

En las líneas se implementó la protección ANSI 67 debido a la rápida actuación de las protecciones instantáneas de los alimentadores. En primera instancia se procede a realizar la coordinación de protecciones en los alimentadores, partiendo de esta coordinación se procede con los ajustes de coordinación de protecciones en las áreas de estudio del sistema descritas a continuación

La respectiva coordinación se realizará con los aportes, que se tengan al realizar cortocircuitos de falla máxima, como se muestra en la sección 5.2.1, sea al inicio o final de la línea, o en los alimentadores, mostrados en la Figura 19, donde esta mencionada con letras alfabéticas, siendo las letras sin designación numérica el relé principal (A), y los que se encuentran con designación numérica (A1) son con los que se coordina el principal (A).

1) Área La Cocha - Alimentador

En la Tabla 26 muestra los resultados de la coordinación de protecciones para el área del Alimentador La Cocha. Incluye la identificación de cada protección, la corriente máxima de cortocircuito, el tiempo de operación para la primera y segunda etapa, y el margen de discriminación (ΔT).

Tabla 26. Margen de discriminación para corrientes de falla máximas del área La Cocha Alimentador

Coordinación	Corriente de cortocircuito (A) prim	Tiempo de actuación (seg)	ΔT
CH Alim 1-I	9969.704	0,04	-----
	2458.412	0,461	0.421

Para este caso se puede observar que el tiempo de actuación de las protecciones cercanas a la falla cumple con el margen de discriminación con un valor de 0.421 segundos, según lo establecido en la normativa descrita en la Tabla 9. Esto indica que la respuesta de las protecciones es adecuada, manteniendo la selectividad en la actuación de los relés.

2) Área San Rafael - Alimentador

En la Tabla 27 se presentan los resultados de la coordinación de protecciones para el área del Alimentador San Rafael, incluyendo la identificación de cada dispositivo, la corriente máxima de cortocircuito, los tiempos de operación en las dos etapas, y el margen de discriminación (ΔT).

Tabla 27. Margen de discriminación para corrientes de falla máximas del área San Rafael Alimentador

Coordinación	Corriente de cortocircuito (A) prim	Tiempo de actuación (seg)	ΔT
SR Alim 1 -N	10426.324	0,07	---
	2552.142	0,956	0.886

En esta área de coordinación, el tiempo de operación de las protecciones adyacentes a la falla respeta el margen de discriminación con un valor de 0.886 segundos, tal como lo establece la normativa en la Tabla 9. Esto garantiza una correcta actuación ante fallas, preservando la selectividad en la respuesta de los relés.

3) Área El Calvario - Alimentador

En la Tabla 28 se presentan los resultados de la coordinación de protecciones para el área del Alimentador El Calvario, que incluyen la identificación de los dispositivos, la corriente máxima de cortocircuito, los tiempos de operación en las dos etapas, y el margen de discriminación (ΔT).

Tabla 28. Margen de discriminación para corrientes de falla máximas del área El Calvario Alimentador

Coordinación	Corriente de cortocircuito (A) prim	Tiempo de actuación (seg)	ΔT
CV Alim 1-O	8446.553	0,06	---
	8446.553	0,272	0.212

En la coordinación de esta área, se confirma que el tiempo de respuesta de las protecciones cercanas a la falla cumple con el margen de discriminación con un valor de 0.212 segundos, conforme a lo especificado en la Tabla 9, asegurando así la correcta actuación de las protecciones y la selectividad de los relés.

4) Área La Cocha -El Calvario

La coordinación de protecciones para el área La Cocha-El Calvario se dividió en dos estudios: uno al 1% de cortocircuito entre La Cocha y El Calvario (A), y otro al 1% en el tramo inverso El Calvario-La Cocha (I). Esto asegura una correcta coordinación en ambas direcciones. Finalmente, se ofrece un análisis detallado de la coordinación de protecciones en las subestaciones, incluyendo la identificación de los dispositivos, la corriente máxima de cortocircuito, los tiempos de operación y el margen de discriminación (ΔT).

- **1% La Cocha-El Calvario**

La Tabla 29 se presentan los resultados de la coordinación de protecciones para las corrientes máximas de falla en la primera dirección.

Tabla 29. Margen de discriminación para corrientes de falla máximas del área La Cocha-El Calvario

Coordinación	Corriente de cortocircuito (A) prim	Tiempo de actuación (seg)	ΔT
A-A1	7534.727	0,756	/
	1506.945	0,962	0,206

En la Tabla 29 se evidencia que las protecciones calibradas cumplen con el margen de discriminación establecido en la Tabla 9, lo que garantiza la selectividad del relé en su actuación correspondiente al tiempo y falla indicada.

- **1% El Calvario-La Cocha**

La Tabla 30 presenta los resultados de la coordinación de protecciones para las corrientes de falla máximas en la dirección inicial.

Tabla 30. Margen de discriminación para corrientes de falla máximas del área El Calvario-La Cocha

Coordinación	Corriente de cortocircuito (A)	Tiempo de actuación (seg)	ΔT
I-I1	5269.477	0,338	/
	3686,947	0,547	0,209
I-I2	5269.477	0,338	/
	882,883	0,915	0,577
I-I3	5269.477	0,338	/
	447.808	0,917	0,579

En la Tabla 30 se concluye que la selectividad se ha logrado de manera satisfactoria, manteniendo el margen de discriminación especificado en la Tabla 9 y asegurando que el relé actúe de forma adecuada para despejar las fallas cuando sea necesario.

5) Área San Rafael-El Calvario

La coordinación de protecciones para el área San Rafael-El Calvario se dividió en dos estudios: uno al 1% de cortocircuito entre San Rafael-El Calvario (E), y otro al 1% en el tramo inverso El Calvario- San Rafael (N). Esto asegura una correcta coordinación en ambas direcciones. Finalmente, se detalla la coordinación en las subestaciones, incluyendo identificación, corriente máxima de cortocircuito, tiempos de operación y margen de discriminación (ΔT).

- **1% San Rafael-El Calvario**

La Tabla 31 muestra los resultados de la coordinación de protecciones para las corrientes de falla máximas en la dirección primaria.

Tabla 31. Margen de discriminación para corrientes de falla máximas del área San Rafael-El Calvario

Coordinación	Corriente de cortocircuito (A)	Tiempo de actuación (seg)	ΔT
E-E1	7908.606	0,465	/
	1581.721	0,671	0,206

En la Tabla 31 se evidencia que las protecciones calibradas cumplen con el margen de discriminación de 0.206 segundos, establecido en la Tabla 9, lo que garantiza la selectividad del relé en su actuación correspondiente al tiempo y falla indicada.

- **1% El Calvario-San Rafael**

La Tabla 32 se presentan los resultados de la coordinación de protecciones para las corrientes máximas de falla en la primera dirección.

Tabla 32. Margen de discriminación para corrientes de falla máximas del área El Calvario-San Rafael

Coordinación	Corriente de cortocircuito (A)	Tiempo de actuación (seg)	ΔT
N-N1	4689.807	0,697	/
	3116,803	0,907	0,210
N-N2	4689.807	0,697	/
	884,893	0,912	0,215
N-N3	4689.807	0,697	/
	448.827	0,913	0,216

A partir de la información en la Tabla 32, se puede afirmar que la selectividad se ha implementado correctamente, cumpliendo con el margen de discriminación de la Tabla 9, y asegurando la adecuada operación del relé para despejar las fallas en el momento oportuno.

6) Área Illuchi 2-El Calvario

La coordinación de protecciones para el área Illuchi II-El Calvario se dividió en dos estudios: uno al 1% de cortocircuito entre Illuchi I-El Calvario (H), y otro al 1% en el tramo inverso El Calvario-Illuchi II (G). Esto asegura una correcta coordinación en ambas direcciones. Finalmente, se proporciona un desglose de la coordinación de protecciones en las subestaciones, que abarca la identificación de equipos, las corrientes máximas de cortocircuito, los tiempos de operación y el margen de discriminación (ΔT).

- **1% Illuchi 2-El Calvario**

La Tabla 33 muestra los resultados de la coordinación de protecciones para las corrientes de falla máximas en la primera dirección. En este extremo específico de la línea, el relé opera de forma independiente y no requiere coordinación con otros relés en la línea.

Tabla 33. Margen de discriminación para corrientes de falla máximas de la área Illuchi 2-El Calvario

Coordinación	Corriente de cortocircuito (A) prim	Tiempo de actuación (seg)	ΔT
H	1265,04	0,549	/

En la Tabla 33 se observa que la protección calibrada con un tiempo de 0.549 segundos permite que la coordinación con otras protecciones se realice respetando el margen de discriminación definido en la Tabla 9, lo que garantiza la selectividad de los relés ante posibles fallas.

- **1% El Calvario-Illuchi 2**

La Tabla 34 presenta los resultados de la coordinación de protecciones para corrientes de falla máximas en la segunda dirección.

Tabla 34. Margen de discriminación para corrientes de falla máximas del área El Calvario - Illuchi 2

Coordinación	Corriente de cortocircuito (A) prim	Tiempo de actuación (seg)	ΔT
G-G1	7380.633	0,054	/
	3060,605	0,915	0,861
G-G2	7380.633	0,054	/
	3629.168	0,551	0,497
G-G3	7380.633	0,054	/
	439.981	0,951	0,897

La revisión de la Tabla 34 muestra que la selectividad se ha mantenido conforme al margen de discriminación de la Tabla 9, garantizando que el relé responda correctamente y despeje las fallas cuando sea necesario.

7) Área Illuchi 1-El Calvario

La coordinación de protecciones para el área Illuchi 1-El Calvario se dividió en dos estudios: uno al 1% de cortocircuito entre Illuchi 1-El Calvario (M), y otro al 1% en el tramo inverso El Calvario-Illuchi 2 (L). Esto asegura una correcta coordinación en ambas direcciones. Finalmente, se detalla la coordinación en las subestaciones, incluyendo identificación, corriente máxima de cortocircuito, tiempos de operación y margen de discriminación (ΔT).

- **1% Illuchi 1-El Calvario**

La Tabla 35 muestra los resultados de la coordinación de protecciones para las corrientes de falla máximas en la primera dirección. En este extremo específico de la línea, el relé opera de forma independiente y no requiere coordinación con otros relés en la línea.

Tabla 35. Margen de discriminación para corrientes de falla máximas del área Illuchi 1-El Calvario

Coordinación	Corriente de cortocircuito (A) prim	Tiempo de actuación (seg)	ΔT
M	686,992	0,303	/

En la Tabla 35, se observa que la protección calibrada con un tiempo de 0.303 segundos permite que la coordinación con otras protecciones se realice respetando el margen de discriminación definido en la Tabla 9, lo que garantiza la selectividad de los relés ante posibles fallas.

- **1% El Calvario-Illuchi 1**

La Tabla 36 presenta los resultados de la coordinación de protecciones para corrientes de falla máximas en la segunda dirección.

Tabla 36. Margen de discriminación para corrientes de falla máximas del área El Calvario-Illuchi 1

Coordinación	Corriente de cortocircuito (A) prim	Tiempo de actuación (seg)	ΔT
L-L1	1683.851	0,058	/
	2684.400	0,292	0,234

La Tabla 36 confirma que se ha logrado una correcta selectividad, respetando el margen de discriminación de 0.234 segundos, establecido en la Tabla 9, y garantizando que el relé intervenga eficazmente ante las fallas cuando corresponda.

En algunos casos, como se muestra desde la Tabla 33 a la Tabla 36, se observan tiempos de despeje de fallas tardíos entre las líneas "Illuchi 2– El Calvario" a 13.8 kV e "Illuchi 1 – El Calvario" a 22 kV, las cuales están conectadas a barras con transformadores y generadores. Estas líneas requieren un despeje rápido para evitar daños graves en los equipos, mantener la estabilidad del sistema y garantizar la seguridad del personal.

La protección ANSI 21 se instalan en estas líneas con zonas 1 al 80% y zonas 2 al 105%, como se describe en el ítem 4.5.3. La zona 2 se ajusta al 105% para cubrir toda la línea y los bornes de los transformadores. En el caso de la línea "Illuchi 2", se eligió un 101% para la zona 2 en relación con "El Calvario", asegurando que el relé actúe correctamente si se alcanza el 100% de falla en la línea, garantizando así una protección operativa.

8) Implementación de las protecciones ANSI 21

▪ Área Illuchi 2-El Calvario

La coordinación de protecciones para el área Illuchi 2-El Calvario se realiza entre los relés ANSI 21 y ANSI 67.

• 1% Illuchi 2-El Calvario

Se coordina Illuchi 2-El Calvario (P) con (H) para la zona 1, y el tramo inverso El Calvario- Illuchi 2 (P1), con (G) para la zona 2. Finalmente, en la Tabla 37 se detalla la coordinación, incluyendo identificación, corriente máxima de cortocircuito, tiempos de operación entre la ANSI 21 y ANSI 67.

Tabla 37. Tiempos de actuación para corrientes de falla máximas del área Illuchi 2-El Calvario

Coordinación	Zonas	Corriente de cortocircuito (A) prim	Tiempo de actuación (seg)	
			21	67
P-H	1	1265,04	0,04	0,262
P1-G	2	2113,238	0,64	0,074

Como se muestra en la Tabla 37, se ha logrado una correcta coordinación entre las protecciones en los extremos de la línea. La protección ANSI 21, al realizarse la falla al 1% en la línea (P), actúa en zona 1 de manera instantánea con un tiempo de respuesta de 0.04 segundos, mientras que la zona 2 actúa, a 0.64 segundos, como respaldo de la protección ANSI 67, asegurando así una sincronización efectiva entre ambas protecciones.

• 1% El Calvario-Illuchi II

Se coordina El Calvario- Illuchi 2 (Q) con (G) para la zona 1, y el tramo inverso Illuchi 2 -El Calvario (Q1), con (H) para la zona 2. Esto asegura una correcta coordinación en ambas

protecciones. Finalmente, en la Tabla 38 se detalla la coordinación, incluyendo identificación, corriente máxima de cortocircuito, tiempos de operación entre la ANSI 21 y ANSI 67.

Tabla 38. Tiempos de actuación para corrientes de falla máximas del área El Calvario -Illuchi 2

Coordinación	Zonas	Corriente de cortocircuito	Tiempo de actuación (seg)	
			21	67
		(A) prim		
Q-G	1	7380.633	0,04	0,054
Q1-H	2	892,78	0,64	0,43

Como se muestra en la Tabla 38, se ha logrado una correcta coordinación entre las protecciones en los extremos de la línea. La protección ANSI 21, al realizarse la falla al 1% en la línea (Q), actúa en zona 1 de manera instantánea con un tiempo de respuesta de 0.04 segundos, mientras que la zona 2 actúa, a 0.64 segundos, como respaldo de la protección ANSI 67, lo que asegura una correcta sincronización entre ambas protecciones.

- **Área Illuchi 1-El Calvario**

La coordinación de protecciones para el área Illuchi 1-El Calvario se realiza entre los relés ANSI 21 y ANSI 67.

- **1% Illuchi 1 -El Clavario**

Se coordina Illuchi 1-El Calvario (R) con (M) para la zona 1, y el tramo inverso El Calvario- Illuchi 1 (R1), con (L) para la zona 2. Esto asegura una correcta coordinación en ambas protecciones. Finalmente, en la Tabla 39 se detalla la coordinación, incluyendo identificación, corriente máxima de cortocircuito, tiempos de operación entre la ANSI 21 y ANSI 67.

Tabla 39. Tiempos de actuación para corrientes de falla máximas del área Illuchi 1 -El Clavario

Coordinación	Zonas	Corriente de cortocircuito	Tiempo de actuación (seg)	
			21	67
		(A) prim		
R-M	1	686,992	0,04	0,303
R1-L	2	990.357	0,64	0,074

Como se muestra en la Tabla 39, se ha logrado una correcta coordinación entre las protecciones en los extremos de la línea. La protección ANSI 21, al realizarse la falla al 1% en la línea (R) , actúa en zona 1 de manera instantánea con un tiempo de respuesta de 0.04 segundos, mientras que la zona 2 actúa, a 0.64 segundos , como respaldo de la protección ANSI 67 , lo que asegura una correcta sincronización entre ambas protecciones.

- **1% El Calvario-Illuchi 1**

Se coordina El Calvario- Illuchi 1 (S) con (L) para la zona 1, y el tramo inverso Illuchi 1-El Calvario (S1), con (M) para la zona 2. Esto asegura una correcta coordinación en ambas protecciones. Finalmente, en la Tabla 40 se detalla la coordinación, incluyendo identificación, corriente máxima de cortocircuito, tiempos de operación entre la ANSI 21 y ANSI 67.

Tabla 40. Tiempos de actuación para corrientes de falla máximas del área El Clavario- Illuchi 1

Coordinación	Zonas	Corriente de cortocircuito	Tiempo de actuación (seg)	
			21	67
		(A) prim		
S-L	1	1683,851	0,04	0,058
S1-M	2	546,576	0,64	0,398

Como se muestra en la Tabla 40, se ha logrado una correcta coordinación entre las protecciones en los extremos de la línea. La protección ANSI 21, al realizarse la falla al 1% en la línea (S) , actúa en zona 1 de manera instantánea con un tiempo de respuesta de 0.04 segundos, mientras que la zona 2 actúa, a 0.64 segundos , como respaldo de la protección ANSI 67 , lo que asegura una correcta sincronización entre ambas protecciones.

B. Caso de Estudio 2: Implementación de las protecciones ANSI 67N y ANSI 21N

Para esta sección las corrientes de cortocircuito se obtienen de la misma manera, que fue explicado en la sección 4.4 , además para realizar la respectiva coordinación de protecciones para este caso de estudio 2, se utilizó la corriente máxima de falla, detallada en la Tabla 18, para realizar la coordinación se realizar primero la coordinación de protecciones en los alimentadores, partiendo

de esta coordinación se procede con los ajustes de coordinación de las demás protecciones en las áreas de estudio del sistema descritas a continuación.

1) Parametrización de los relés de protección para la coordinación de Neutro (67N-21N)

Para la parametrización del TC, se utiliza el mismo enfoque que se aplicó para la parametrización de fase (67). Sin embargo, para la corriente de pickup de neutro, se ha establecido el 30% de la corriente nominal, como se detalla en la sección (E). Una vez considerado este porcentaje para el neutro, se presentan a continuación los datos correspondientes en la Tabla 41, que muestra los valores de I_{pickup} para los dos extremos de las líneas. La 0 presenta los valores correspondientes al primario y secundario del transformador.

Tabla 41. Valores de la corriente pickup para los dos extremos de las líneas

ELEMENTO	Corriente nominal (A)	Corriente nominal 30% (A)	Factor de sobrecarga	Corriente de sobrecarga	RTC	I pickup neutro (sec) (A)
La Cocha-El Calvario	277,0	83,1	1,00	83,1	400/5	1,039
El Calvario-La Cocha	277,0	83,1	1,00	83,1	400/5	1,039
San Rafael - El Calvario	316,0	94,8	1,00	94,8	400/5	1,185
El Calvario-San Rafael	316,0	94,8	1,00	94,8	400/5	1,185
El Calvario - Illuchi 1	88,0	26,4	1,25	33,0	400/5	0,413
Illuchi 1-El Calvario	88,0	26,4	1,25	33,0	400/5	0,413
El Calvario - Illuchi 2	188,0	56,4	1,25	70,5	400/5	0,881
Illuchi 2-El Calvario	188,0	56,4	1,25	70,5	400/5	0,881

Tabla 42. Valores de corriente pickup para el primario y secundario del transformador

ELEMENTO	Corriente nominal (A)	Corriente nominal 30% (A)	Factor de sobrecarga	Corriente de sobrecarga	RTC	I Pickup neutro (sec) (A)
Trafo La Cocha_69Kv	167,3	50,2	1,25	62,8	400/5	0,784
Trafo La Cocha_13.8kV	836,7	251,0	1,25	313,8	1000/5	1,569
Trafo San Rafael_69kV	167,3	50,2	1,25	62,8	400/5	0,784
Trafo San Rafael_13.8kV	836,7	251,0	1,25	249,8	800/5	1,961
Trafo El Calvario_22kV	136,5	40,9	1,25	51,2	400/5	0,640
Trafo El Calvario_13.8kV	217,6	65,3	1,25	81,6	300/5	1,360

2) Ajuste de tiempo entre dispositivos de protección

En esta sección, se mantiene el mismo valor de margen de discriminación indicado en la Tabla 9. La coordinación, que se aplicó inicialmente a la fase, debe ser revisada y ajustada para asegurar un funcionamiento adecuado de las protecciones 67N. A continuación, se presentan las tablas que detallan la nueva coordinación de protecciones para el sistema en malla con la función 67N.

La coordinación se realiza siguiendo el mismo esquema empleado para la fase. Sin embargo, las protecciones que coordinaban con los lados primarios del transformador ahora operan de forma independiente debido a la conexión Dyn y Ynd, el cual se puede observar en la Figura 19, en esta, se muestran los puntos etiquetados con letras, y el orden de coordinación.

▪ Área La Cocha - Alimentador

Tabla 43. Margen de discriminación para corrientes de falla máximas del área La Cocha Alimentador

Coordinación	Corriente de cortocircuito (A) prim	Tiempo de actuación (seg)	ΔT
	CH Alim 1-I	13230.887	0.050
1266.55		0,252	0,202

En la Tabla 43 se presentan los tiempos de actuación, que cumplen con el margen de 0.2 mencionada en la Tabla 9. Estos valores demuestran la correcta coordinación entre la protección de la línea El Calvario-la Cocha con el alimentador 1 de barra La Cocha, así como la actuación instantánea ante fallas en el alimentador. Esto asegura que las protecciones actúan de manera selectiva y sensible, garantizando la seguridad del sistema.

▪ Área San Rafael - Alimentador

Tabla 44. Margen de discriminación para corrientes de falla máximas del área San Rafael Alimentador 1

Coordinación	Corriente de cortocircuito (A) prim	Tiempo de actuación (seg)	ΔT
	SR Alim 1 -N	13132.120	0,080
1441.148		0,292	0.212

De igual manera en la Tabla 44 se presentan los tiempos de actuación, que cumplen con el margen de 0.2 segundos mencionado en el apartado F. Estos valores demuestran la correcta coordinación entre las protecciones de la línea El Calvario-San Rafael con el alimentador 1 de la barra San Rafael, así como la actuación instantánea ante fallas en el alimentador. Esto asegura que las protecciones actúan de manera selectiva y sensible, garantizando la seguridad del sistema.

▪ **Área El Calvario - Alimentador**

Tabla 45. Margen de discriminación para corrientes de falla máximas del área El Calvario Alimentador 1

Coordinación	Corriente de cortocircuito	Tiempo de actuación	ΔT
	(A) prim	(seg)	
CV Alim 1-O	8378.494	0,071	---
	8378.494	0.284	0.213

En la Tabla 45, se presentan los tiempos de actuación, que cumplen con el margen de 0.2 segundos mencionado en el apartado F. Estos valores demuestran la correcta coordinación entre las protecciones de El Calvario con el alimentador 1 de la barra El Calvario, así como la actuación instantánea ante fallas en el alimentador. Esto asegura que las protecciones actúan de manera selectiva y sensible, garantizando la seguridad.

▪ **Área La Cocha -El Calvario**

• **1% El Calvario-La Cocha**

Tabla 46. Margen de discriminación para corrientes de falla máximas del área El Calvario-La Cocha

Coordinación	Corriente de cortocircuito (A)	Tiempo de actuación (seg)	ΔT
I-I1	6478,173	0,229	/
	1894,416	0,434	0,205
I-I2	6478,173	0,229	/
	553,370	0,473	0,244

La Tabla 46 muestra los resultados del estudio de coordinación de protecciones al 1% de la línea El Calvario - La Cocha. En este análisis, las protecciones operan respetando el margen mínimo de discriminación de 0.2 segundos establecido entre protecciones en la Tabla 9, con respecto a la protección que se encuentra en área mencionada. Esto asegura que el relé actúe de manera selectiva y precisa según el tiempo y tipo de falla indicados.

▪ **Área San Rafael-El Calvario**

• **1% El Calvario-San Rafael**

Tabla 47. Margen de discriminación para corrientes de falla máximas del área El Calvario-San Rafael

Coordinación	Corriente de cortocircuito (A) prim	Tiempo de actuación (seg)	ΔT
N-N1	6303,483	0,265	/
	1711,025	0,474	0,204
N-N2	6303,483	0,265	/
	555,504	0,472	0,207

La Tabla 47 muestra los resultados del estudio de coordinación de protecciones al 1% de la línea El Calvario - La Cocha. En este análisis, las protecciones operan, respetando el margen mínimo de discriminación de 0.2 segundos establecido entre protecciones en la Tabla 9 . Esto asegura que el relé actúe de manera selectiva y precisa según el tiempo y tipo de falla indicados.

- **Área Illuchi 2-El Calvario**
 - **1% Illuchi 2-El Calvario**

Tabla 48. Margen de discriminación para corrientes de falla máximas del área Illuchi 2-El Calvario

Coordinación	Corriente de cortocircuito (A) prim	Tiempo de actuación (seg)	ΔT
H	3236.470	0,317	/
H-A	130,867	10,800	10,483
H-E	381,87	1,313	0,996

La Tabla 48 Se observa que la protección calibrada a 0.317 segundos estaba diseñada para coordinar con el relé del primario del transformador cercano. No obstante, debido a la conexión Ynd, del transformador, esta coordinación no se da. Sin embargo, se ha comprobado que la protección sigue coordinando correctamente con otras protecciones que están orientadas hacia el punto de falla. Estas actuaciones respetan el margen mínimo de discriminación definido en la Tabla 9xx, asegurando que los relés funcionen de manera selectiva ante fallas.

- **1% El Calvario-Illuchi 2**

Tabla 49. Margen de discriminación para corrientes de falla máximas del área El Calvario - Illuchi 2

Coordinación	Corriente de cortocircuito (A) prim	Tiempo de actuación (seg)	ΔT
G-G1	7172,350	0,100	/
	1606.445	0,474	0,374
G-G2	7172,350	0,100	/
	1785,484	0,438	0,338

La Tabla 49 muestra los resultados del estudio de coordinación de protecciones al 1% de la línea El Calvario -Illuchi 2. En este análisis, las protecciones operan, respetando el margen mínimo de discriminación de 0.2 segundos en adelante establecido entre protecciones en la Tabla 9. Esto asegura que el relé actúe de manera selectiva y precisa según el tiempo y tipo de falla indicados.

- **Área Illuchi 1-El Calvario**

- **1% Illuchi 1-El Calvario**

Tabla 50. Margen de discriminación para corrientes de falla máximas del área Illuchi 1-El Calvario

Coordinación	Corriente de cortocircuito (A) prim	Tiempo de actuación (seg)	ΔT
M	1981,702	0,100	/

En la Tabla 50, Se observa que la protección calibrada con un tiempo de 0.1 segundos está diseñada para coordinarse con las protecciones en los primarios del transformador adyacente. Aunque esta protección está configurada para coordinarse específicamente con esas protecciones, se ha verificado que, en caso de un fallo, las otras protecciones actúan únicamente después de que la protección de 0.1 segundos haya operado, asegurando así una coordinación adecuada y selectiva.

- **1% El Calvario-Illuchi 1**

Tabla 51. Margen de discriminación para corrientes de falla máximas del área El Calvario-Illuchi 1

Coordinación	Corriente de cortocircuito (A) prim	Tiempo de actuación (seg)	ΔT
L1	801.079	0,100	/

La línea El Calvario-Illuchi 1 conecta dos transformadores, donde la barra el calvario se encuentra conectado al lado de delta del transformador por lo cual, al tener una falla a tierra, no existe aporte

3I0 desde ese extremo, en la Tabla 51 se muestra la operación de la protección ubicada en la barra Illuchi 1.

▪ **Área de los transformadores de alta tensión**

Después de detallar la coordinación de las áreas mencionadas, la Tabla 52 muestra, los tiempos de ajuste y las corrientes de pickup correspondientes. Dado que los transformadores tienen una conexión Dyn, no presentan corrientes de secuencia cero, por lo que no se requiere coordinación para estos casos y se los deja con la parametrización que se encuentra en a la tabla.

Tabla 52. Parametrización de los transformadores de alta tensión

Elemento	Ipickup neutro(sec)(A)	Time Dial
Trafo La Cocha 69kv	0,785	0,05
Trafo San Rafael 69kv	0,785	0,05
Trafo El Calvario 22kV	0,64	0,05

▪ **Implementación de las protecciones ANSI 21N**

En la Tabla 53 se muestran los tiempos de actuación del relé de protección para el área de Illuchi 1-El Calvario entre la ANSI 21N y ANSI 67N. En este caso actúa primero la protección de distancia como protección principal y la otra como secundaria.

Tabla 53. Actuación de los relés 67N y 21N con respecto a Illuchi 1-El Calvario

Coordinación	Corriente de cortocircuito (A) prim	k0	Tiempo de actuación (seg)	
			67N	21N
M	1981,702	0.54	0.1	0.04

En la Tabla 54, correspondiente al área de Illuchi 2-El Calvario, se muestran los tiempos de actuación de las protecciones ANSI 67N y ANSI 21N en los dos extremos de la línea. En esta área, la protección principal será la ANSI 21N, mientras que la protección secundaria será la ANSI 67N.

Tabla 54. Actuación de los relés 67N y 21N con respecto a los dos extremos de Illuchi 2-El Calvario

Coordinación	Zona	Corriente de cortocircuito (A) prim	k0	Tiempo de actuación (seg)	
				67N	21N
P-H	1	3236,47	1.14	0.317	0.04
P1-G	2	584.286	1.14	0.1	0.04
Q-G	1	7172.35	0.54	0.1	0.04
Q1.H	2	587.077	0.54	0.454	0.04

Entonces, para las áreas descritas, se utilizarán las protecciones ANSI 21N para garantizar una adecuada coordinación y una mejor sensibilidad y selectividad entre las protecciones en esas zonas. Además, k0 es un factor de ajuste que se utiliza para compensar las corrientes de secuencia cero.

Finalmente, se presentan las curvas de coordinación para el sistema en malla con protecciones de neutro 67N, correspondientes a las líneas El Calvario-San Rafael y El Calvario-La Cocha. Estas curvas ilustran el impacto en la corriente máxima de cortocircuito. La Figura 28 muestra las curvas de coordinación entre el relé de la línea El Calvario-San Rafael y el relé de La Cocha-El Calvario (N-A), en el caso de una falla en el neutro, con una corriente de cortocircuito de 6303.483 amperios y un margen de discriminación de 0.204 segundos (Ver Tabla 47)

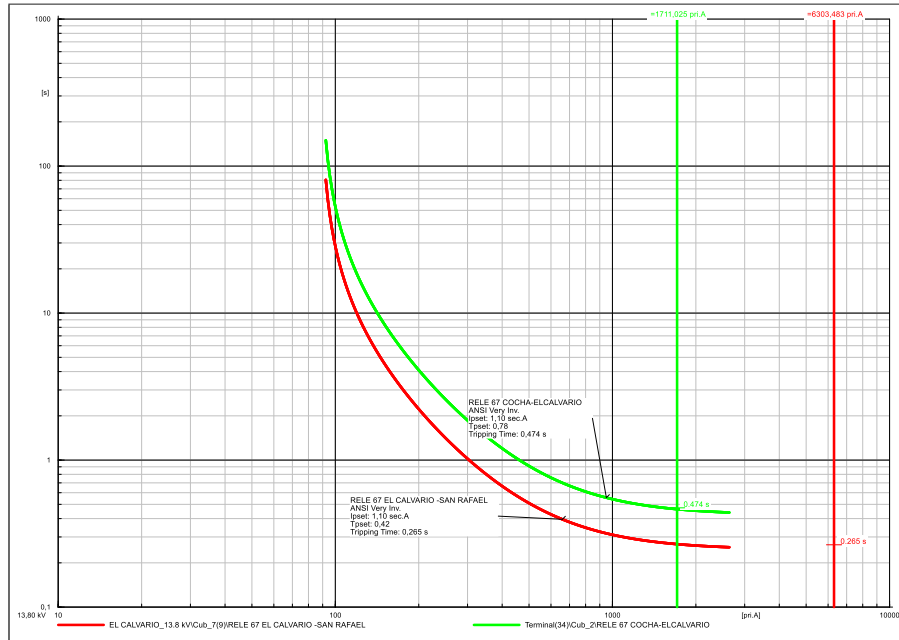


Figura 28 Coordinación entre protecciones (N-A) con protecciones de neutro

Mientras que la Figura 29 muestra las curvas de coordinación neutro, entre el relé de la línea El Calvario-La Cocha y el relé de San Rafael es decir (I-E), cuando la falla es en I, con una corriente de cortocircuito 6478.173 amperios y un margen de discriminación entre las curvas de 0.205 segundos (Ver Tabla 46).

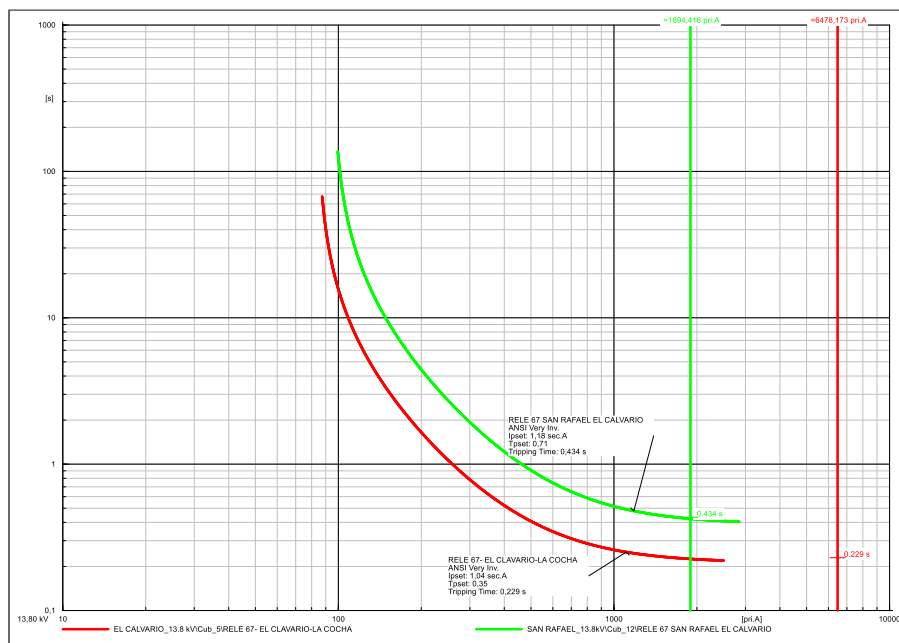


Figura 29 Coordinación entre protecciones (I-E) con protecciones de neutro

A través de la comparación entre la coordinación de protección en fase y en neutro, se observa que la coordinación en neutro está diseñada para manejar corrientes de cortocircuito más elevadas en comparación con la coordinación en fase. Además, la implementación de un nuevo esquema de coordinación ha permitido establecer un margen de discriminación adecuado, mejorando así la sensibilidad y selectividad de las protecciones.

5.2.4 Evaluación Comparativa de Sistemas Mallados: Estado Inicial vs. Coordinación Propuesta.

Finalmente, para el nuevo esquema de protecciones que incluye la inserción de la línea "San Rafael - El Calvario" en el sistema de Cotopaxi, se analizan las curvas de coordinación iniciales (ANSI 50 y 51) y las propuestas (ANSI 67) correspondientes al alimentador, línea, y transformador de la subestación San Rafael. También se compara el comportamiento de la protección ANSI 21 entre las líneas que conectan las subestaciones Illuchi 1, Illuchi 2 y El Calvario respecto a las protecciones direccionales de sobrecorriente (ANSI 67). Este análisis permite evaluar cómo la nueva propuesta de coordinación de protecciones está acorde al área de estudio de la topología mallada.

A. Coordinación de Protecciones Eléctricas ante Cortocircuito en el Alimentador 1 de San Rafael.

La Figura 30 presenta las curvas de coordinación inicial en un sistema mallado con protecciones ANSI 50/51. En caso de una falla la protección del alimentador 1 (SR Alim 1), ANSI 50, conectado a la Barra San Rafael, se coordina con el relé ANSI 51 del lado secundario del transformador de San Rafael (D) y de la línea San Rafael (E), ubicados en la Figura 19, Se activan con corrientes de cortocircuito de 10,426.324 amperios, 7,988.877 amperios y 2,552.142 amperios, respectivamente, y presentan un margen de discriminación detallado en la Tabla 55.

Tabla 55. Valores de coordinación inicial en sistemas mallados en la barra de San Rafael

Elemento	Corriente (A)	Tiempo (seg)	Δt
Alimentador SR 1 (ANSI 50) - Relé de línea SR-CV (ANSI 51)	10426.324	0.070	
	2552.142	0.436	0.134
Alimentador SR 1 (ANSI 50) - Relé del lado de baja del transformador SR (ANSI 51)	10426.324	0.070	
	7988,877	0.204	0.346

En contraste, la Figura 31 muestra las curvas de coordinación en el sistema mallado coordinado entre el relé de protección del alimentador 1 (SR Alim 1) y el relé ANSI 67 de la línea El Calvario-San Rafael (N) ubicado en la Figura 19, a su vez se observa el cumplimiento del margen mínimo de discriminación, como se muestra en la Tabla 56.

Tabla 56. Valores de coordinación propuestos en sistemas mallados en el lado secundario el Transformador San Rafael

Elemento	Corriente (A)	Tiempo (seg)	Δt
Alimentador SR 1 (ANSI 50)- Relé de línea CV – SR (ANSI 67)	10426.324	0.070	
	2552.142	0.956	0.886

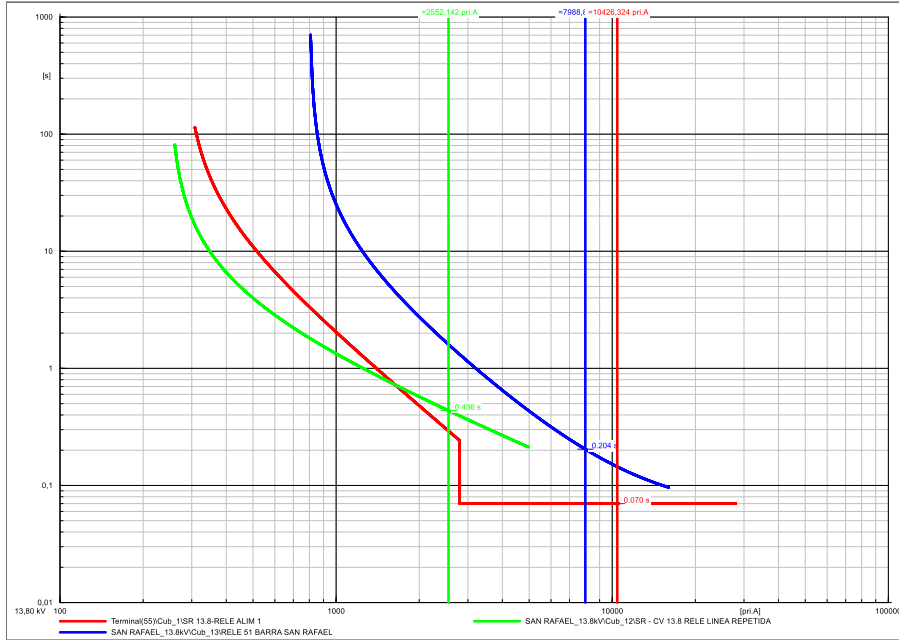


Figura 30 Coordinación entre protecciones ANSI 50 y ANSI 51.

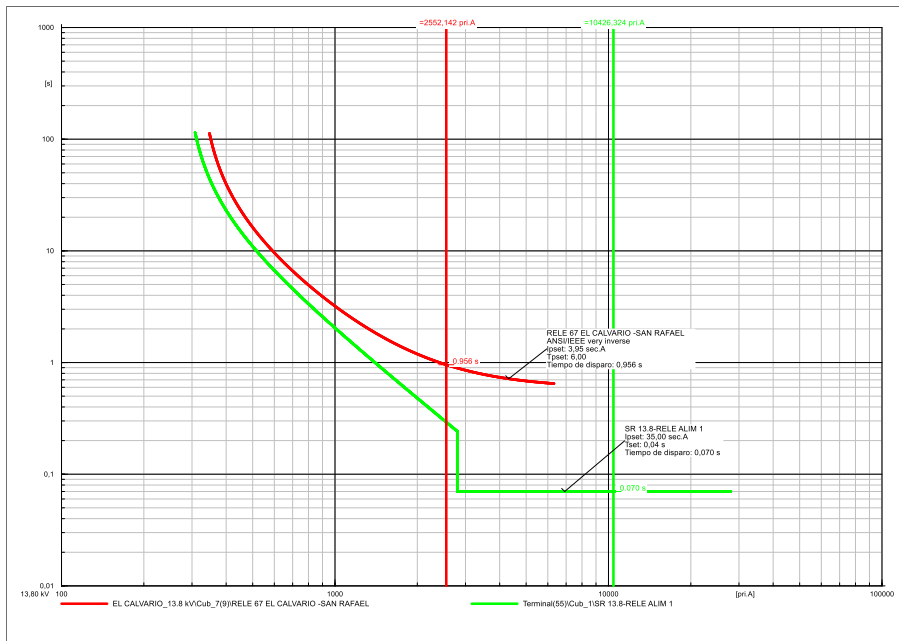


Figura 31 Coordinación entre protecciones ANSI 50 y ANSI 67.

Para el nuevo esquema de protecciones ANSI 67 con la inserción de la nueva línea “San Rafael - El Calvario” al área de estudio del sistema Cotopaxi, es así como mediante las Tabla 55, Tabla 56 y las Figura 30; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y Figura 31 se determina que el esquema de coordinación de protecciones ANSI 67 es adecuada de tal manera que se asegura la

selectividad del sistema de protecciones propuesto, respetándose los márgenes de discriminación mínimos detallados en la sección E.

B. Coordinación de Protecciones Eléctricas ante Cortocircuito en la línea San Rafael – El Calvario.

La Figura 32 presenta las curvas de coordinación inicial en un sistema mallado con protecciones ANSI 50/51. En caso de una falla en la línea San Rafael – El Calvario (E) al 1%, la protección ANSI 50 que se encuentra en los alimentadores no opera, y las que actúan son las protecciones ANSI 51: de la línea donde se realiza la falla, CV – ILL1 (M), CH- CV (A) y del lado secundario del transformador la Cocha (B) (Ver Figura 19) , con actuaciones de elementos no cercanos a la falla, lo cual es un problema para la selectividad del sistema, esto se muestra en la Tabla 57.

Tabla 57. Valores de coordinación inicial en sistemas mallados con corriente de cortocircuito al 1% en la línea SR - CV

Elemento	Corriente (A)	Tiempo (seg)	Δt
SR – CV y CH-CV	7908.606	0.11	
	1514.567	1.667	1.467
SR – CV y CV- ILL 1	7908.606	0.110	
	306.066	5.572	4.881
SR – CV y TRANSFO CH 13.8Kv	7908.606	0.110	
	1514.567	7.557	2.539

En contraste, la Figura 33, muestra las curvas de coordinación en el sistema mallado coordinado entre el relé de protección ANSI 67 de SR-CV (E) y el relé del transformador del lado primario de la subestación San Rafael (E1) (Ver Figura 19), donde se puede observar el cumplimiento del margen mínimo de discriminación, como se muestra en la Tabla 58.

Tabla 58. Valores de coordinación en sistemas mallados con corriente de cortocircuito al 1% en la línea SR – CV

Elemento	Corriente (A)	Tiempo (seg)	Δt
SR-CV – TRAF0 SR 69	7908.606	0.465	
	1581,721	0,671	0.206

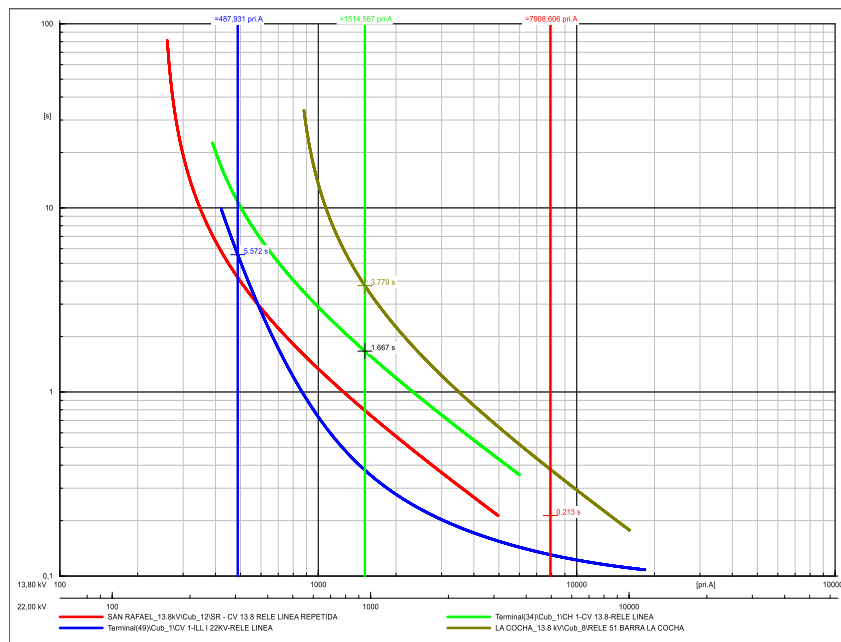


Figura 32 Coordinación entre protecciones ANSI 51 de líneas

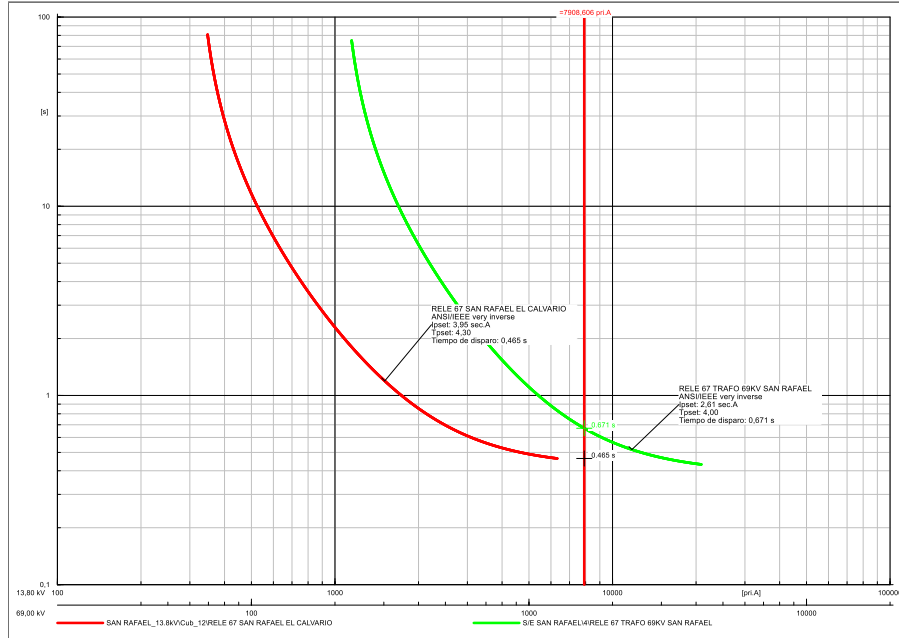


Figura 33 Coordinación entre protecciones ANSI 67 de línea y lado de alta del transformador

Finalmente, en el nuevo esquema de protecciones que incluye la inserción de la línea "San Rafael - El Calvario" en el sistema Cotopaxi, se analizaron las curvas de coordinación iniciales (ANSI 50 y 51) y las propuestas (ANSI 67) para la línea SR – CV (E) cuando la falla ocurre al 1%. Como se observa en las Figura 32 y Figura 33 y en la Tabla 57 y Tabla 58, en el escenario inicial, se activan protecciones alejadas de la falla, lo que compromete la selectividad. Sin embargo, con la coordinación propuesta, las protecciones se organizan por áreas y actúan de acuerdo con la dirección de la falla y la corriente. Esto asegura el orden de operación entre ellas, manteniendo el margen de discriminación y garantizando una correcta coordinación de protecciones, y selectividad.

C. Coordinación de Protecciones ANSI 21 ante cortocircuito en la línea Illuchi 2 – El Calvario.

La protección ANSI 21, implementada como se detalla en la Tabla 37 del Apartado 5.2.3, se introduce para garantizar un despeje rápido de fallas, protegiendo eficazmente los generadores y transformadores conectados a la barra Illuchi 2 (P). Esta protección opera por zonas, cubriendo la totalidad de la línea y actuando de manera instantánea, como se observa en las Figura 34 y Figura 35 para una falla al 1%.

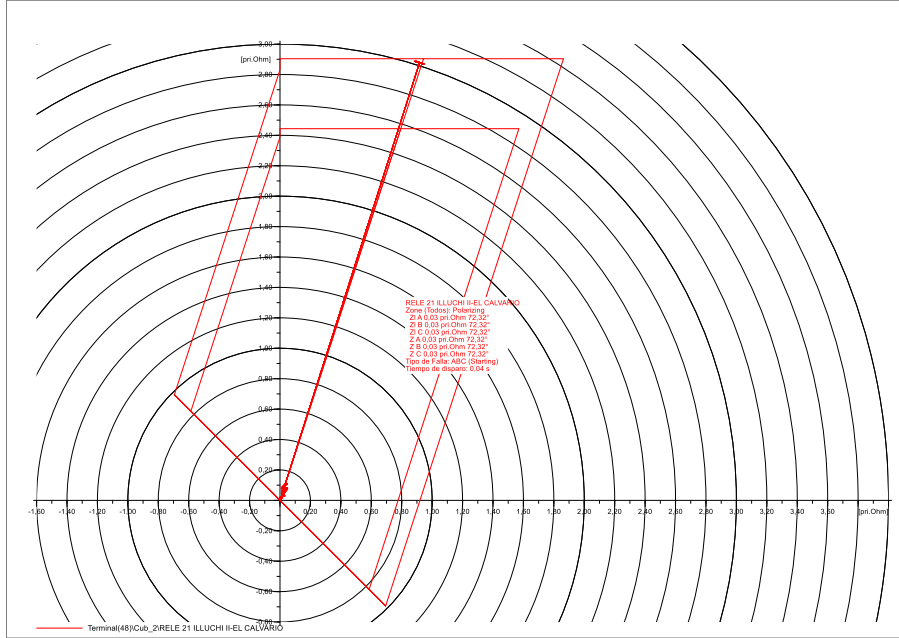


Figura 34 Actuación de la Protección ANSI 21 en la Línea ILL II-CV ante Corriente de Cortocircuito al 1%

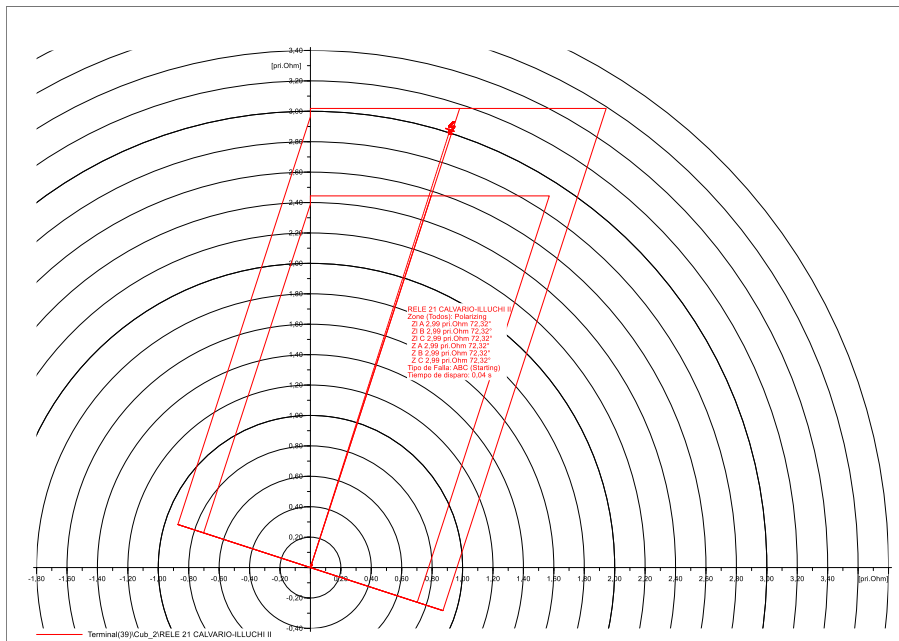


Figura 35 Actuación de la protección ANSI 21 en la línea CV – ILL I ante corriente de cortocircuito al 1% en la línea ILL II-CV.

Esto demuestra así la efectiva operación del relé en ambos extremos de la línea, asegurando una respuesta adecuada ante contingencias.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En esta sección se exponen las conclusiones y recomendaciones derivadas del trabajo de titulación. La Sección 6.1 detalla las conclusiones basadas en los resultados obtenidos y los objetivos planteados, con un enfoque particular en la coordinación de protecciones antes y después de integrar la Línea San Rafael-El Calvario al sistema en malla. Por otro lado, la Sección 6.2 presenta recomendaciones para optimizar la coordinación de protecciones en sistemas eléctricos con topología de red mallada.

6.1 CONCLUSIONES

- La investigación bibliográfica determinó que las protecciones ANSI 67/67N y ANSI 21/21N son las más adecuadas para sistemas de distribución mallados con flujo bidireccional, ya que mejoran significativamente la coordinación del sistema de protección. Estas protecciones permiten una discriminación más efectiva, reducen los disparos innecesarios, garantizando una respuesta precisa y selectiva ante cortocircuitos.
- La evaluación del sistema de protecciones de la empresa eléctrica reveló que, para el sistema en malla, las protecciones existentes no son adecuadas, ya que solo se cuenta con protecciones en un extremo de la línea, lo que provoca que su actuación ante fallas no sea selectiva; además, con la implementación de la línea San Rafael-El Calvario en el área de estudio, se ha incrementado la corriente de cortocircuito en un 62.92% cuando se produce una falla en el tramo El Calvario-La Cocha, en comparación con el sistema sin esta nueva línea, evidenciando que el actual sistema de protecciones no está diseñado para atender de forma efectiva la configuración en malla de la red
- Se propuso un nuevo esquema de coordinación de protecciones, utilizando protecciones ANSI 67/67N. El estudio de cortocircuito reveló que la corriente trifásica es la más alta y, por lo tanto, la más crítica para la coordinación de fase, mientras que la corriente bifásica a tierra resultó ser la más elevada para la coordinación de neutro. Tras implementar la nueva coordinación de protecciones, se verificó que los tiempos de actuación respetan el margen mínimo de discriminación de 0.2 segundos en las diferentes áreas de estudio. Además, debido a los aportes de corriente de los generadores hacia la línea Illuchi 1 y 2 – El Calvario, se implementó la protección ANSI 21/21N como protección principal para

salvaguardar los elementos más importantes, como generadores y transformadores conectados a la línea.

6.2 RECOMENDACIONES

- Recopilar datos históricos de fallas en el sistema para evaluar su estado antes de implementar el nuevo esquema de coordinación de protecciones, lo que permitirá analizar los índices de confiabilidad del sistema actual.
- Al realizar la coordinación de protecciones, considerar el escenario de falla más crítico y utilizar el mismo tipo de curva que asegure una operación selectiva del sistema bajo cualquier condición de falla.
- Para determinar el margen de discriminación, realizar un estudio de los tiempos de despeje de fallas en el interruptor de potencia y garantizar que la protección principal tenga suficiente tiempo para operar antes de la protección de respaldo.

7. REFERENCIAS

- [1] INSTITUTO de ESTADISTICA de la UNESCO, *Campos de educación y capacitación 2013 de la CINE (ISCED-F 2013)*. Montréal: Instituto de Estadística de la UNESCO C.P. 6128, Succursale Centre-Ville Montréal, Québec H3C 3J7 Canada, 2014. doi: 10.15220/978-92-9189-157-3-sp.
- [2] CENACE, “Informe Anual 2022,” ECUADOR, 2023. Accessed: Jul. 08, 2024. [Online]. Available: www.cenicana.org
- [3] F. Vázquez and G. Auvinet, “Simulación de campos aleatorios espacio-temporales utilizando un filtro de Kalman modificado,” 2015, [Online]. Available: <https://www.revistaingenieria.unam.mx/numeros/2015/v16n1.pdf>
- [4] J. M. Gers and E. J. Holmes, *Protection of electricity distribution networks, 3rd edition*. United Kingdom, 2011.
- [5] K. Encala and M. Tonato, “Coordinación de protecciones en Sistemas Eléctricos de Distribución, mediante el uso de relés Sel-751,” Universidad Politécnica Salesiana, 2023. [Online]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/24673/1/UPS-GT004267.pdf>
- [6] D. Acuña, “Localización de fallas en sistemas eléctricos de distribución basados en la matriz de impedancia de barra,” pp. 1–20, 2017.
- [7] Z. Yang, C. Xie, and C. Yin, “Fault Location Method for Distribution Network Using an Additional Inductance Strategy,” *Electron.*, vol. 13, no. 4, 2024, doi: 10.3390/electronics13040712.
- [8] R. Castro, “Sistemas Eléctricos de Potencia . potencia reactiva .”, [Online]. Available: <https://core.ac.uk/download/pdf/92123412.pdf>
- [9] M. Leon, C. Palau, and V. Sanchez, “Diseño y construcción de un banco de protecciones de sobre corriente, para alimentadores de media tensión,” Universidad Politécnica Salesiana, 2015.
- [10] C. A. Jiménez, “Adecuación del sistema de protección en el Alimentador 01 de la Subestación ‘El Calvario’ ELEPCO S.A. Para mejorar la confiabilidad del servicio

- eléctrico, usando el Software ETAP,” Universidad de las Fuerzas Armadas , Latacunga, 2015.
- [11] J. Ocampo, “Análisis en Microredes: Estrategias de Coordinación de Protecciones Inteligentes,” Universidad Nacional de Colombia, 2019. [Online]. Available: <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/76108>
- [12] E. Pozzo, “Ajuste De Coordinación De Protección Ante El Incremento De La Demanda Y Por Reubicación De Salida Del Alimentador De Media Tensión 1052 De Electronoroeste S.A.,” Pimentel-Perú, 2022.
- [13] S. Redqueen, “Guia-Distribucion-de-energia,” 2022. [Online]. Available: <https://asobanca.org.ec/wp-content/uploads/2022/12/18.-Guia-Distribucion-de-energia.pdf>
- [14] N. Mayorga, “Coordinación de protecciones en sistemas eléctricos de distribución considerando la introducción de generación distribuida,” Universidad Técnica de Cotopaxi, 2023.
- [15] A. J. C. Navarro *et al.*, *Instalaciones Eléctricas*, Mc Graf Hi., vol. 6, no. 1. España, 2017.
- [16] C. Gutierrez, “Selección y análisis de equipo de protección en los sistemas de distribución (23 kV) para proporcionar la acción correcta a la naturaleza de las fallas.,” Universidad Nacional Autónoma de México, 2015. Accessed: Jun. 04, 2024. [Online]. Available: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/9365/3/TESIS.pdf>
- [17] M. Acevedo and D. Novoa, “Evaluación de los niveles de cortocircuito en el sistema de subtransmisión del Departamento del Atlántico,” Universidad de la Costa, Barranquilla, 2019. [Online]. Available: [http://repositorio.cuc.edu.co/bitstream/handle/11323/5092/EVALUACIÓN DE LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO EN EL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DEL DEPARTAMENTO DEL ATLÁNTICO.pdf?sequence=1&isAllowed=y](http://repositorio.cuc.edu.co/bitstream/handle/11323/5092/EVALUACIÓN_DE_LOS_NIVELES_DE_CORTOCIRCUITO_EN_EL_SISTEMA_DE_SUBTRANSMISIÓN_DEL_DEPARTAMENTO_DEL_ATLÁNTICO.pdf?sequence=1&isAllowed=y)
- [18] E. Vaca, “Desarrollo de una herramienta computacional para la simulación de métodos de polarización de la protección de sobrecorriente direccional de líneas de transmisión,” Escuela Politécnica Nacional, 2019. [Online]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/20473>

- [19] Electric. T&D, “Relés de protección en un sistema eléctrico de potencia,” 2023. Accessed: Jun. 04, 2024. [Online]. Available: <https://tydelectric.com/reles-proteccion-sistema-electrico-potencia/>
- [20] M. Rusell, *The Art and Science of Protective relaying*, INDEX. 1956. Accessed: Jun. 04, 2024. [Online]. Available: <https://www.governova.com/grid-solutions/multilin/notes/artsci/artsci.pdf>
- [21] M. Rusell, *The Art and Science of Protective relaying*, INDEX. 1956. [Online]. Available: <https://www.governova.com/grid-solutions/multilin/notes/artsci/artsci.pdf>
- [22] R. Rosero, “Estado del Arte criterios de coordinación de protecciones en líneas de transmisión,” *Innov. Dev. Eng. Appl. Sci.*, vol. 2, no. 1, p. 15, 2020, doi: 10.53358/ideas.v2i1.362.
- [23] Red Eléctrica de España, “Criterios de Ajustes y Coordinación de Protecciones en la red peninsular de alta tensión de transporte y distribución,” *Red Eléctrica España*, p. 84, 2017, Accessed: Jul. 10, 2024. [Online]. Available: <https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/protecciones-red-peninsular-2017.pdf>
- [24] L. P. S. Working Group D-3, “Considerations in Choosing Directional Polarizing Methods for Ground Overcurrent Elements in Line Protection Applications,” 2015. Accessed: Jul. 29, 2024. [Online]. Available: <https://prorelay.tamu.edu/wp-content/uploads/sites/3/2017/04/Considerations-in-Choosing-Directional-Polarizing-Methods-for-Ground-Overcurrent-Elements-in-Line-Protection-Applications-1.pdf>
- [25] A. Borgnino and M. Castillo, “Comparison of the performance of different directional polarizing methods in cross country fault protection of a MV loop,” in *20th Power Systems Computation Conference, PSCC 2018*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., Aug. 2018. doi: 10.23919/PSCC.2018.8442486.
- [26] J. Horak, “Directional overcurrent relaying (67) concepts,” *2006 59th Annu. Conf. Prot. Relay Eng.*, no. 67, pp. 164–176, 2006, doi: 10.1109/CPRE.2006.1638701.
- [27] J. L. Blackburn and T. J. Domin, *PROTECTIVE RELAYING: PRINCIPLES AND APPLICATIONS: FOURTH EDITION*, Third Edit. United States of America: CRC PRESS, 2014. doi: 10.1201/b16518.

- [28] R. Caiza and M. Ramos, “Análisis de la pendiente de operación del relé diferencial frente a fallas trifásicas en régimen permanente, aplicado a un banco de transformadores trifásicos (yd1),” Universidad técnica de Cotopaxi. Accessed: Jun. 10, 2024. [Online]. Available: <https://repositorio.utc.edu.ec/bitstream/27000/5584/1/PI-001114.pdf>
- [29] Schneider, “Protecciones eléctricas en MT,” *Bibl. Tec.*, vol. 1, p. 197, 2003, Accessed: Aug. 18, 2024. [Online]. Available: <http://www.schneiderelectric.es>.
- [30] O. Torres, “Protecciones de los Sistemas Eléctricos de Distribución,” in *Protecciones de los sistemas eléctricos de distribución*, Perú, 2010, p. 24.
- [31] S. Horowitz and A. Phadke, *Power Systems Relaying*, vol. 66. Wiley-VCH Verlag, 2014. Accessed: Jul. 29, 2024. [Online]. Available: https://books.google.com.ec/books?id=odHDAQAAQBAJ&printsec=frontcover&hl=es&source=gbs_ge_summary_r&cad=0#v=onepage&q&f=false
- [32] C. Merchán, “Análisis en Estado Estacionario y Verificación del Sistema de Protecciones en las Líneas de Transmisión de las Subestaciones Adyacentes ante la Incorporación del Parque Eólico Minas de Huascachaca al Sistema Nacional de Transmisión.”
- [33] J. Agila and J. Piña, “Análisis en laboratorio de respuesta de acción en zona 1 de protección de IEDS de distancia.” Accessed: Jul. 29, 2024. [Online]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/21451/1/UPS-CT009433.pdf>
- [34] A. Chamarro, *Protecciones de Distancia*. Accessed: Jul. 29, 2024. [Online]. Available: <https://es.scribd.com/document/645109881/Protecciones-de-distancia-guia-de-aplicacion-pdf>
- [35] C. Samuel, “Eléctricos Protección de Sistemas Eléctricos,” *Univ. Nac. Colomb. Manizales*, vol. Primera Ed, p. 664, 2014, [Online]. Available: <https://repositorio.unal.edu.co/bitstream/handle/unal/7094/samuelramirezcastano.2003.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [36] L. Pazmiño and O. Quilca, “Estudio de ajuste y coordinación de protecciones con relés digitales (IED) del sistema eléctrico quito en niveles de voltaje de 138kv y 46kv”.
- [37] B. Rivera Pablo Andres and I. Guamán Cuenca Wilian Patricio, “UNIVERSIDAD

- TÉCNICA DE EVALUACIÓN DE SEGURIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA ELEPCO S.A MEDIANTE ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS,” 2022. Accessed: Aug. 17, 2024. [Online]. Available: <https://repositorio.utc.edu.ec/server/api/core/bitstreams/f03c2a19-e9e1-4b8a-ae2b-bfd47cb0c12d/content>
- [38] S. Ramírez Castaño, *Protección de Sistemas Eléctricos*, Primera. 2003. Accessed: Jul. 18, 2024. [Online]. Available: <https://repositorio.unal.edu.co/bitstream/handle/unal/7094/samuelframirezcastano.2003.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [39] A. P.M, *Power System Protection*. 1998. doi: 10.1002/9781119513100.
- [40] X. Guano, “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,,” Escuela Politécnica Nacional, 2017.
- [41] N. Cella and A. Musto, “Estudio De Coordinación De Protecciones Ch Los Hierros Ii,” Chile, 2014. [Online]. Available: www.estudios-electricos.com
- [42] “IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems Sponsor Industrial and Commercial Power Systems Department of the IEEE Industry Applications Society IEEE-SA Standards Board,” 2001.
- [43] HMV INGENIEROS, “Estudios de coordinación de protecciones (Escenario conexión radial) Fecha,” p. 342, 2019.