



# **UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS**

**CARRERA DE ELECTRICIDAD**

## **PROYECTO DE INVESTIGACIÓN**

**“ANÁLISIS DE LA COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN 67  
EN LAS LÍNEAS DEL ANILLO DE 230 KV DEL SISTEMA  
NACIONAL ECUATORIANO EN EL ESCENARIO DE MÁXIMA  
LLUVIA”**

Proyecto de Investigación previo a la obtención del título de ingeniero eléctrico

**AUTOR:**

Romero Toro Eduardo Xavier

**TUTOR:**

Proaño Maldonado Xavier Alfonso

LATACUNGA- ECUADOR

FEBRERO-2024

## DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Romero Toro Eduardo Xavier, con cédula de ciudadanía No. 0550192678, declaro ser autor del presente **PROYECTO DE INVESTIGACIÓN: “ANÁLISIS DE LA COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN 67 EN LAS LÍNEAS DEL ANILLO DE 230 KV DEL SISTEMA NACIONAL ECUATORIANO EN EL ESCENARIO DE MÁXIMA LLUVIA”**, siendo el Ing. Xavier Alfonso Proaño Maldonado.Mg, 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, 26 de febrero del 2024



Romero Toro Eduardo Xavier  
C.C.: 0550192678



## AVAL DEL TUTOR DEL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

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

**“ANÁLISIS DE LA COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN 67 EN LAS LÍNEAS DEL ANILLO DE 230 KV DEL SISTEMA NACIONAL ECUATORIANO EN EL ESCENARIO DE MÁXIMA LLUVIA”**, de Romero Toro Eduardo Xavier, de la carrera de Electricidad, considero que dicho Informe Investigativo es merecedor del aval de aprobación al cumplir las normas técnicas, traducción y formatos previstos, así como también ha incorporado las observaciones y recomendaciones propuestas en la pre-defensa.

Latacunga, 26 de febrero del 2024

Ing. Proaño Maldonado Xavier Alfonso. Mg

C.C.: 050265642-4

**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, el postulante: Romero Toro Eduardo Xavier, con el título del Proyecto de Investigación “ANÁLISIS DE LA COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN 67 EN LAS LÍNEAS DEL ANILLO DE 230 KV DEL SISTEMA NACIONAL ECUATORIANO EN EL ESCENARIO DE MÁXIMA LLUVIA”, 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, 26 de febrero del 2024

Para constancia firman:

Ing. Walter Paúl Rueda Flores  
C.C: 0503689895  
**LECTOR 1 (PRESIDENTE)**

Ing. Carlos Ivan Quinatoa Caiza. Mg  
C.C: 0503287864  
**LECTOR 2 (MIEMBRO)**

Ing. Mauricio Eduardo Mullo Pallo  
C.C: 0503755183  
**LECTOR 3 (MIEMBRO)**

## **AGRADECIMIENTO**

*Con profunda gratitud, elevo mi voz de agradecimiento a Dios, al niño de isinche fuente inagotable de sabiduría y fortaleza, por iluminar mi camino y concederme la perseverancia necesaria para alcanzar este logro.*

*A la Universidad Técnica de Cotopaxi, cuyo compromiso con la excelencia académica y el desarrollo integral de sus estudiantes ha sido fundamental en mi formación. Expreso mi profundo agradecimiento al distinguido personal de docencia, cuya dedicación y conocimientos han sido pilares en mi aprendizaje.*

*Un agradecimiento especial al Ing. Xavier Proaño, lectores cuya guía experta y apoyo incondicional han sido fundamentales en cada paso de este proceso. Su sabiduría, paciencia y compromiso han sido verdaderamente inspiradores.*

*A todos aquellos que, directa o indirectamente, han contribuido a la realización de esta tesis, les expreso mi más sincero reconocimiento. Que este trabajo sea un modesto tributo a su generosidad y una muestra de mi eterno agradecimiento.*

**Eduardo Xavier Romero Toro**

## **DEDICATORIA**

*Dedico este trabajo investigativo primero a Dios y a la imagen divina del Niñito de isinche quienes me acompañaron y me brindaron la sabiduría para culminar con éxito esta etapa de estudio.*

*A mis padres Patricio Romero y Elena Toro quienes han sido mi mayor inspiración, pilar fundamental y apoyo a lo largo de este arduo camino académico, que a pesar de las dificultades siempre me brindaron su amor incondicional, sabiduría y sacrificio han sido la fuerza impulsora detrás de cada logro alcanzado.*

*A mis hermanos Santiago y Fernando quienes han compartido conmigo cada momento de alegría y desafío durante mi educación.*

*A mi familia en general, por su inquebrantable respaldo y por ser el cimiento sobre el cual he construido mi camino hacia el éxito.*

*También quiero dedicar este trabajo a una persona muy especial Alejandra Villacís cuyo aliento, paciencia y animo han sido fundamentales en los momentos más difíciles cuando todo parecía que se venía encima.*

*A cada uno de ustedes gracias por creer en mí y por estar siempre mi lado han hecho posible este importante hito en mi vida.*

**Eduardo Xavier Romero Toro**

# UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS

**TITULO: “ANÁLISIS DE LA COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN 67 EN LAS LÍNEAS DEL ANILLO DE 230 KV DEL SISTEMA NACIONAL ECUATORIANO EN EL ESCENARIO DE MÁXIMA LLUVIA”**

**Autor:  
Eduardo Xavier Romero Toro**

## RESUMEN

En el presente proyecto de investigación se realizó el análisis del funcionamiento de los relés de sobre corriente direccional (67) e instantáneo (50) en las líneas del anillo de 230 kV del Sistema Nacional Ecuatoriano ante el escenario de máxima lluvia, a través del uso del software DigSilent Power Factory. En el proyecto, se empezó con la creación de Boundaries y el equivalente de red Tipo Ward en el sistema para reducir y simplificar la red, de esta manera se obtuvo un análisis eficaz y eficiente. Luego, se realizaron los cálculos de flujos de potencia en las líneas, ejecución de cortocircuitos en las terminales de la línea y el dimensionamiento del TC y TP. Para las calibraciones de las protecciones de sobre corriente se tomó en cuenta el criterio de selectividad para el relé 50 y el método de polarización en cuadratura para el relé 67. Asimismo, en la simulación se incorporaron los relés y se realizaron fallas trifásicas al 50% de distancia en cada una de las líneas del anillo del sistema. Por otra parte, para el análisis, la simulación fue realizada en sentido antihorario y horario debido a la direccionalidad que tiene el relé 67. Finalmente, se pudo observar, a través de las curvas de operación como la protección de sobre corriente actúa eficazmente ante una falla en el elemento protegido con una variación de tiempo mayor que los demás relés de respaldo en sentido horario y antihorario, logrando una adecuada coordinación y una configuración óptima para fallas trifásicas.

**Palabras clave:** relé de sobre corriente, fallas trifásicas, equivalente de tipo Ward, direccionalidad, líneas del anillo.

# **TECHNICAL UNIVERSITY OF COTOPAXI**

**FACULTY OF ENGINEERING AND APPLIED SCIENCES**

**THEME: "ANALYSIS OF PROTECTION 67 COORDINATION IN THE 230 KV RING LINES OF THE ECUADORIAN NATIONAL SYSTEM UNDER MAXIMUM RAINFALL SCENARIO"**

**AUTHOR:  
Eduardo Xavier Romero Toro**

## **ABSTRACT**

In this research project, the analysis of the operation of the directional (67) and instantaneous (50) overcurrent relays in the 230 kV ring lines of the Ecuadorian National System under the maximum rainfall scenario was carried out through the use of DigSilent Power Factory software. The project started with creating Boundaries and the equivalent of a type network in the system to reduce and simplify the network, thus obtaining an effective and efficient analysis. Then, the power flow calculations in the lines, execution of short circuits in the line terminals, and sizing of CT and PT were carried out. For the calibrations of the overcurrent protections, the selectivity criterion was considered for relay 50 and the quadrature polarization method for relay 67. Likewise, the relays were incorporated into the simulation, and three-phase faults were performed at a 50% distance in each of the lines of the system ring. On the other hand, the simulation was performed in counterclockwise and clockwise directions for the analysis due to the directionality of relay 67. Finally, it was possible to observe, through the operating curves, how the overcurrent protection acts effectively in case of a fault in the protected element with a more significant time variation than the other backup relays in a clockwise and counterclockwise direction, achieving adequate coordination and an optimal configuration for three-phase faults.

**Keywords:** Overcurrent Relay, Three-phase Faults, Ward Equivalent, Directionality, Ring Lines.



*AVAL DE TRADUCCIÓN*

En calidad de Docente del Idioma Inglés del Centro de Idiomas de la Universidad Técnica de Cotopaxi; en forma legal **CERTIFICO** que:

La traducción del resumen al idioma Inglés del proyecto de investigación cuyo título versa: **“ANÁLISIS DE LA COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN 67 EN LAS LÍNEAS DEL ANILLO DE 230 Kv DEL SISTEMA NACIONAL ECUATORIANO EN EL ESCENARIO DE MÁXIMA LLUVIA”** presentado por: **Eduardo Xavier Romero Toro**, egresado de la Carrera de: **Ingeniería en Electricidad**, perteneciente a la **Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas**, lo realizó bajo mi supervisión y cumple con una correcta estructura gramatical del Idioma.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad y autorizo al peticionario hacer uso del presente aval para los fines académicos legales.

Latacunga, 26 de febrero 2024

Atentamente,



Mg. Bolívar Maximiliano Cevallos Galarza

**DOCENTE CENTRO DE IDIOMAS-UTC**

CI: 0910821669



**CENTRO  
DE IDIOMAS**

## ÍNDICE DE CONTENIDOS

PORTADA .....	i
DECLARACIÓN DE AUTORÍA .....	ii
AVAL DEL TUTOR DEL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN.....	iii
AVAL DE APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN .....	iv
<i>AGRADECIMIENTO</i> .....	v
<i>DEDICATORIA</i> .....	vi
RESUMEN .....	vii
ABSTRACT .....	viii
AVAL DE TRADUCCIÓN .....	ix
ÍNDICE DE CONTENIDOS.....	x
ÍNDICE DE TABLAS.....	xiv
ÍNDICE DE FIGURAS .....	xvi
1. INFORMACIÓN GENERAL .....	1
2. INTRODUCCIÓN.....	2
2.1. PROBLEMA.....	2
2.1.1. Situación problemática .....	2
2.1.2. Formulación del problema.....	3
2.2. OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN.....	3
2.2.1. Objetivo de investigación .....	3
2.2.2. Campo de acción .....	3
2.3. JUSTIFICACIÓN .....	4
2.4. BENEFICIARIOS .....	5
2.5. OBJETIVOS .....	6
2.5.1. Objetivo general .....	6
2.5.2. Objetivos específicos.....	6

3.	FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA .....	7
3.1.	ANTECEDENTES .....	7
3.2.	MARCO REFERENCIAL.....	9
3.2.1.	Principios básicos de la Protección Eléctrica .....	9
3.2.2.	Protección en Líneas de Transmisión.....	10
3.2.3.	Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano .....	10
3.2.4.	Relés de protección de sobre corriente .....	11
3.2.5.	Tipos de relé de sobre corriente.....	11
3.2.6.	Ajuste de los relés de sobreintensidad .....	13
3.2.7.	Ajuste de las Unidades Instantáneas.....	14
3.2.8.	Líneas entre subestaciones .....	14
3.2.9.	Parametrización de los relés de sobreintensidad temporizados.....	15
3.2.10.	Ajuste del pick-up .....	16
3.1.2.	Ajuste del dial.....	17
3.2.12.	Margen de discriminación Temporal .....	17
3.2.13.	Utilización de expresiones matemáticas para las características del relé .....	18
3.2.14.	Equivalentes estáticos .....	19
3.2.15.	Polarización de la corriente de en situaciones de Cortocircuito .....	21
3.2.16.	Protección contra Sobre corriente Direccional (ANSI 67) .....	24
4.	METODOLOGÍA.....	26
4.1.	TIPO DE INVESTIGACIÓN .....	26
4.1.1.	Investigación documental .....	26
4.1.2.	Investigación descriptiva .....	26
4.1.3.	Investigación experimental.....	26
4.2.	INSTRUMENTOS DE INVESTIGACIÓN .....	27
4.2.1.	Power Factory (Digsilent) .....	27
4.2.2.	Normativa IEEE C57.13-1993 .....	28

4.2.3.	Tabla de Valores Nominales para Transformadores de Corriente .....	28
4.2.4.	Metodología desarrollada en el trabajo .....	28
4.3.	COMPORTAMIENTO DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE EN LAS LÍNEAS DEL ANILLO DE 230 kV DEL SISTEMA NACIONAL ECUATORIANO EN EL ESCENARIO DE MÁXIMA LLUVIA .....	30
4.3.1.	Delimitación del trabajo .....	30
4.3.2.	Creación de Boundaries y equivalente de red Tipo Ward.....	30
4.3.3.	Reducción del sistema con el equivalente de Tipo Ward.....	33
4.3.4.	Selección de datos en el análisis de flujo de potencia y cortocircuitos en las líneas de transmisión.....	34
4.3.5.	Criterio para la selección del transformador TC y TP.....	37
4.3.6.	Criterio para ajuste de característica Instantánea en equipos de protección.....	41
4.3.6.1.	Relé 50 .....	41
4.3.7.	Relé 67.....	42
4.3.7.1.	Método de polarización en cuadratura.....	43
5.	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	44
5.1.	ANÁLISIS DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y POTENCIA .....	44
5.2.	ANÁLISIS DEL RELÉ 67 EN ESCENARIO DE MÁXIMA LLUVIA .....	47
5.2.1.	Análisis del relé 67 y 50 en escenario de máxima lluvia con seteo de actuación en sentido antihorario .....	52
5.2.2.	Análisis del relé 67 y 50 en escenario de máxima lluvia con seteo de actuación en sentido horario .....	56
5.3.	ANÁLISIS DE LAS CURVAS DE OPERACIÓN DEL RELÉ 67 EN SENTIDO ANTIHORARIO Y HORARIO EN EL SISTEMA DE ANILLO.....	59
5.4.	ANÁLISIS DE LAS CURVAS DE OPERACIÓN DEL RELÉ 50 EN SENTIDO ANTIHORARIO Y HORARIO EN EL SISTEMA DE ANILLO.....	61
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	64
6.1.	CONCLUSIONES .....	64

6.2. RECOMENDACIONES.....	65
7. REFERENCIAS .....	66

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Nomenclatura Internacional de la UNESCO.....	3
Tabla 3.1 Eficiencia y Costos de inversión en Centrales [14].....	10
Tabla 3.2 Clasificación de los relés de acuerdo al tipo de protección que brindan [15] .....	11
Tabla 3.3 Constantes ANSI/IEEE e IEC para relés de sobreintensidad [16] .....	18
Tabla 3.4 Síntesis de las Técnicas de Polarización de la Unidad de Fase Direccional [24].....	22
Tabla 4.1 Datos de las líneas de transmisión empleados en el trabajo de investigación (Parte A) .....	34
Tabla 4.2 Datos de las líneas de transmisión empleados en el trabajo de investigación (Parte B) .....	35
Tabla 4.3 Ubicación de protección de acuerdo a cortocircuito en terminales .....	36
Tabla 4.4 Clasificaciones para los transformadores de corriente con una o dos relaciones [48] .....	37
Tabla 4.5 Cargas estándar para transformadores de corriente con devanados secundarios de 5 A [48].....	38
Tabla 4.6 Tensión del Terminal Secundario y Carga Estándar [48]. .....	39
Tabla 4.7 Parámetros eléctricos para la obtención del transformador TC.....	39
Tabla 4.8 Clasificación y características de transformadores de voltaje en exteriores del grupo 3 [48]. .....	40
Tabla 4.9 Cargas estándar para transformadores de voltaje [48] .....	41
Tabla 5.1 Datos de corriente de transformadores de corriente en las líneas de transmisión. Parte A. ....	45
Tabla 5.2 Datos de corriente de transformadores de corriente en las líneas de transmisión. Parte B. ....	46
Tabla 5.3 Datos de voltaje de transformadores de potencial en las líneas de transmisión. ....	47
Tabla 5.4 Datos obtenidos de corriente de falla y tiempo de acción del relé 67 en sentido antihorario. Parte A. ....	48
Tabla 5.5 Datos obtenidos de corriente de falla y tiempo de acción del relé 67 en sentido antihorario. Parte B.....	49
Tabla 5.6 Datos obtenidos de corriente de falla y tiempo de acción del relé 67 en sentido horario. Parte A. ....	50
Tabla 5.7 Datos obtenidos de corriente de falla y tiempo de acción del relé 67 en sentido horario. Parte B. ....	51

Tabla 5.8 Coordinación del relé 67 temporizados con seteo de actuación en sentido antihorario. Parte A. ....	52
Tabla 5.9 Coordinación del relé 67 temporizados con seteo de actuación en sentido antihorario. Parte B. ....	53
Tabla 5.10 Coordinación del relé instantáneo 50 con seteo de actuación en sentido antihorario. Parte A. ....	54
Tabla 5.11 Coordinación del relé instantáneo 50 con seteo de actuación en sentido antihorario. Parte B. ....	55
Tabla 5.12 Coordinación del relé 67 temporizados con seteo de actuación en sentido horario. Parte A. ....	56
Tabla 5.13 Coordinación del relé 67 temporizados con seteo de actuación en sentido horario. Parte B. ....	56
Tabla 5.14 Coordinación del relé instantáneo 50 con seteo de actuación en sentido horario. Parte A. ....	57
Tabla 5.15 Coordinación del relé instantáneo 50 con seteo de actuación en sentido horario. Parte B. ....	58

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1 Curva del relé de corriente definida [11] .....	12
Figura 3.2 Curva del relé de tiempo definido [11] .....	13
Figura 3.3 Preservación de la selectividad mediante unidades instantáneas [16] .....	14
Figura 3.4 Cobertura de las Unidades Instantáneas [11] .....	15
Figura 3.5 Curvas de protección de sobre corriente de tiempo inverso vinculadas a dos interruptores en el mismo circuito de alimentación [11] .....	16
Figura 3.6 Método de polarización con voltaje de la propia fase [25] .....	23
Figura 3.7. Obtención de la dirección del flujo de potencia [31] .....	24
Figura 3.8. Aplicación de relés de sobreintensidad direccional [31] .....	25
Figura 4.1 Metodología de la protección de sobre corriente [16]. .....	29
Figura 4.2 Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano con red original .....	31
Figura 4.3 Creación del Boundary .....	32
Figura 4.4 Especificaciones del Boundary .....	32
Figura 4.5 Creación de red equivalente Tipo Ward.....	33
Figura 4.6 Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano con red reducida.....	34
Figura 4.7 Ejecución de flujos de potencia.....	36
Figura 4.8 Parámetros para ejecución de la falla al 0.01% de la línea Sto.Domingo-Alluriquin .....	37
Figura 4.9 Esquema operativo de una protección que detecta sobre corrientes y direcciona su respuesta según las fases correspondientes [26].....	43
Figura 5.1 Falla trifásica conexión Alluriquin_Sto Domingo_ Quevedo sentido Horario.....	52
Figura 5.2 Curva de operación del relé 67 con falla en la línea Alluriquín-Santo Domingo ...	60
Figura 5.3 Curva de operación del relé 67 con falla en línea Santa Rosa-Totoras.....	61
Figura 5.4 Coordinación Quevedo-Santo Domingo-Baba relé 67 direccional temporizado e instantáneo 50 en sentido antihorario .....	62
Figura 5.5 Coordinación Santo Domingo Quevedo Baba relé 67 direccional temporizado e instantáneo 50 en sentido horario .....	63



## 1. INFORMACIÓN GENERAL

**Título:** Análisis de la coordinación de la protección 67 en las líneas del anillo de 230 kV del Sistema Nacional Ecuatoriano en el escenario de máxima lluvia.

**Fecha de inicio:** abril 2023

**Fecha de finalización:** agosto 2023

**Lugar de ejecución:** Universidad Técnica de Cotopaxi.

**Facultad que auspicia:** Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas.

**Carrera que auspicia:** Carrera de Ingeniería en Electricidad.

**Proyecto Macro Asociado:** Desarrollo de sistemas eficientes para el abastecimiento y uso de energía eléctrica a nivel local, regional o nacional.

**Equipo de Trabajo:** Romero Toro Eduardo Xavier

**Tutor de Titulación:** Ing. Xavier Alfonso Proaño Maldonado

**Estudiante:** Romero Toro Eduardo Xavier

**Grupo de investigación:** Sistemas Eléctricos de Potencia

**Área de Conocimiento:** 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 Eléctricos de Potencia

## **2. INTRODUCCIÓN**

### **2.1.PROBLEMA**

#### **2.1.1. Situación problemática**

Dentro del contexto del sistema eléctrico interconectado en el Ecuador, es crucial garantizar la estabilidad y fiabilidad en la entrega de energía para mantener un suministro eficiente y seguro [1]. Este sistema desempeña un papel esencial en la infraestructura energética, facilitando la transmisión confiable de electricidad a lo largo del extenso territorio nacional [2], compuesto por una infraestructura de líneas de transmisión y subestaciones que satisface el requerimiento de energía de la población e industria.

En este escenario, el relé de protección 67, también conocido como protección contra sobre corriente direccional (ANSI 67), emerge como una herramienta vital para resguardar la red de transmisión. Su función principal consiste en detectar y aislar fallas de sobre corriente en las líneas de transmisión, minimizando riesgos y preservando la integridad del sistema [3] - [4]. La protección 67 opera al medir corrientes de sobre corriente y comparar su dirección con el flujo normal de corriente. Ante una falla, actúa de manera selectiva para desconectar la parte afectada, evitando la propagación del daño y minimizando interrupciones [5].

La necesidad de abordar esta problemática se fundamenta en las consecuencias negativas en escenarios de máxima lluvia de una protección inadecuada en el sistema eléctrico ecuatoriano. Fallas no detectadas o disparos inoportunos pueden llegar a ocasionar problemas en la estabilidad de la red y disminuir en gran medida la calidad del servicio eléctrico para la población e industria.

Por esta razón, se propone llevar a cabo un análisis de la coordinación de la protección 67 en las líneas del anillo de 230 kV del Sistema Nacional Ecuatoriano en el escenario de máxima lluvia. Este enfoque considera condiciones climáticas extremas y sus posibles impactos en la operación del sistema, garantizando que la protección 67 sea eficaz incluso durante situaciones de máxima lluvia. El estudio se centrará en evaluar la reacción del relé ante situaciones de clima adversos, asegurando la continuidad del suministro eléctrico en condiciones desafiantes y fortaleciendo la resiliencia del sistema interconectado nacional.

### 2.1.2. Formulación del problema

¿Cuáles serían los parámetros a ubicar en la protección 67 para que exista una correcta coordinación ante fallas en el sistema?

## 2.2.OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN

### 2.2.1. Objetivo de investigación

En este sentido, el objetivo esencial radica en determinar los parámetros de la protección 67 mediante el análisis de las corrientes de falla para asegurar la correcta coordinación dentro del sistema. A través de una evaluación profunda de cómo la protección responde a fallas en diferentes puntos de la red, se pretende lograr una detección selectiva y rápida, minimizando las interrupciones innecesarias en el suministro eléctrico y asegurando una respuesta adecuada a situaciones críticas.

### 2.2.2. Campo de acción

Como ámbito de estudio, se utiliza la Clasificación Internacional de la UNESCO como punto de partida, específicamente, en el código 3306 centrado en la ingeniería y Tecnología eléctrica, de esta manera se seleccionan los siguientes:

Tabla 2.1. Nomenclatura Internacional de la UNESCO

<b>3306 Ingeniería y Tecnología Eléctrica</b>	
<b>3306.08</b>	Interruptores
<b>3306.09</b>	Transmisión y Distribución

Nota. Datos obtenidos en base a la Nomenclatura Internacional de la UNESCO [6]

La elección de los subcampos de Transmisión y Distribución e Interruptores dentro de la categoría Ingeniería y Tecnología Eléctricas de la Nomenclatura Internacional de la UNESCO se justifica por su estrecha relevancia con la investigación. El subcampo "Transmisión y Distribución" aborda directamente la infraestructura de transmisión eléctrica y su distribución, alineándose con el objetivo de optimizar el relé de protección 67 en un contexto de red interconectada. Por otro lado, el subcampo "Interruptores" se vincula directamente con el funcionamiento de dispositivos que actúan como interruptores selectivos, siendo esenciales

para la identificación y aislamiento de fallos en el sistema de transmisión eléctrica. Ambos subcampos proporcionan una clasificación específica que refleja la naturaleza fundamental de la investigación para la protección de sistemas eléctricos y optimización de dispositivos críticos en la confiabilidad del suministro energético dentro del contexto ecuatoriano.

### **2.3. JUSTIFICACIÓN**

Lo importante del tema es abordar la mejora en la coordinación y desempeño del relé de protección 67 en las líneas del anillo de 230 kV del sistema nacional ecuatoriano en el escenario de máxima lluvia, se fundamenta en la necesidad crítica de preservar y asegurar la estabilidad de la red eléctrica en estas circunstancias específicas. Por lo cual, mi interés personal en este proyecto surge de la comprensión profunda de las repercusiones directas que una protección inadecuada puede tener en la estabilidad del suministro eléctrico, tanto a nivel individual y social, centrando el foco en la interacción crítica de las líneas de 230 kV en escenarios de máxima lluvia.

Desde una perspectiva académica, la investigación ofrece la oportunidad de avanzar en el conocimiento aplicado de la protección en el escenario utilizado, especialmente en el contexto específico de la coordinación de protección 67. La metodología sugerida, enfocada en una evaluación detallada de la respuesta del relé de protección 67 en las líneas del anillo de 230 kV, contribuirá teóricamente al desarrollo de mejores prácticas en la gestión de sistemas de transmisión eléctrica en la región.

A nivel práctico, el proyecto presenta una contribución significativa al abordar directamente los desafíos inherentes a la complejidad de la coordinación en escenarios de máxima lluvia. La mejora de la sincronización de la protección 67 no solo minimizará los tiempos de interrupción del suministro eléctrico en caso de que exista una falla, sino que también fortalecerá la resiliencia de la red, permitiendo adaptarse a las variaciones en la carga y la configuración de la red, tan comunes en un entorno de crecimiento constante en la generación y demanda de energía.

Desde una perspectiva laboral y social, la investigación tiene el potencial de contribuir de manera significativa a la calidad del servicio eléctrico, destacando la detección selectiva y rápida de fallas, junto con una respuesta adecuada a situaciones climáticas específicas. Esto se traducirá en una red eléctrica más confiable y resiliente, asegurando la continuidad del suministro energético. En última instancia, el proyecto no solo representa un avance en el

ámbito académico, sino que también demuestra su aplicabilidad práctica para abordar problemas reales en la coordinación de protecciones en el sector eléctrico ecuatoriano.

## **2.4. BENEFICIARIOS**

La investigación tiene varios beneficiarios directos e indirectos:

- **Operadores del Sistema Eléctrico Nacional:** Los operadores del sistema eléctrico se benefician directamente al contar parámetros para asegurar la correcta coordinación dentro del sistema. La mejora en la coordinación del relé 67 reduce el riesgo de fallas no detectadas y ayuda a mantener la estabilidad operativa del sistema eléctrico.
- **Industrias y Empresas:** Las industrias y empresas que dependen de un suministro eléctrico constante se benefician al experimentar menos interrupciones y una mayor confiabilidad en el suministro. Esto contribuye a la continuidad de las operaciones y a la reducción de posibles pérdidas económicas asociadas con cortes de energía.
- **Población en General:** La mejora en la coordinación de la protección 67 con lleva a un efecto significativo en la calidad del suministro eléctrico, contribuyendo a una red más estable y segura. Menos interrupciones significan una mayor confiabilidad en el suministro de energía para uso doméstico, mejorando la vida cotidiana de las personas.
- **Gobierno y Reguladores:** Las autoridades gubernamentales y los organismos reguladores se benefician al tener un sistema eléctrico más confiable y resiliente. Esto contribuye al cumplimiento de objetivos nacionales relacionados con la seguridad energética y la infraestructura crítica.
- **Investigadores y Académicos:** La investigación contribuye al conocimiento académico de la ingeniería eléctrica y tecnología. Otros investigadores y académicos pueden beneficiarse al construir sobre los resultados y las metodologías desarrolladas, fomentando así avances adicionales en este campo.
- **Medio Ambiente:** Una coordinación mejorada del relé de protección 67 puede tener beneficios ambientales al reducir la posibilidad de eventos catastróficos asociados con fallas en el sistema eléctrico. Esto puede ayudar a prevenir derrames de sustancias peligrosas y minimizar el impacto ambiental de eventos no controlados.
- **Desarrolladores y Fabricantes de Tecnología:** Las empresas dedicadas a desarrollar y fabricar los equipos de protección eléctrica, incluidos los relés de protección 67, se

benefician al obtener información valiosa para mejorar y adaptar sus productos a las necesidades específicas del sistema eléctrico ecuatoriano.

Así, la investigación tiene un impacto significativo en diversos sectores, desde el funcionamiento diario de la sociedad y la industria hasta la eficiencia operativa a nivel nacional, contribuyendo al bienestar general y al desarrollo sostenible del sistema eléctrico en Ecuador.

## **2.5. OBJETIVOS**

### **2.5.1. Objetivo general**

Determinar los parámetros de la protección 67 mediante el análisis de las corrientes de falla para asegurar la correcta coordinación dentro del sistema.

### **2.5.2. Objetivos específicos**

- Investigar los procedimientos para la calibración de la protección 67 en sistemas en anillo, a través de la recolección de información para proporcionar un marco contextual y una comprensión detallada de los procedimientos y desafíos identificados en situaciones similares.
- Realizar un modelo reducido del sistema nacional interconectado en el escenario de máxima lluvia para determinar las corrientes de corto circuito.
- Coordinar la protección 67 en las líneas del sistema en anillo.

### **3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA**

#### **3.1. ANTECEDENTES**

A lo largo de las décadas, han existido numerosos estudios enfocados en la protección de sobre corriente y su aplicación en diferentes modelos de sistemas de potencia. Dichos estudios han abarcado la determinación de ajustes óptimos y la adaptación a condiciones dinámicas del mismo, incorporando innovaciones tecnológicas para la mitigación de fallas relacionadas con sobre corrientes. No obstante, aún prevalecen desafíos en la coordinación efectiva de la protección 67, incluyendo la elusiva tarea de establecer métodos precisos para la configuración de los ajustes de protección en escenarios complejos. Asimismo, se reconoce la necesidad de abordar adecuadamente contingencias críticas, y la urgencia de integrar tecnologías emergentes, como las comunicaciones en tiempo real y la inteligencia artificial, que prometen revolucionar la coordinación y la respuesta a incidentes en los sistemas de protección modernos.

El análisis de la coordinación de la protección 67 ante fallas de sobre corriente se erige como un desafío clave en la ingeniería eléctrica, ya que busca asegurar que el relé responda de manera precisa y oportuna en situaciones de fallas, pero sin generar disparos innecesarios que podrían perturbar el sistema sin razón [1]. A partir de este análisis subyace la pregunta de cómo poder optimizar la coordinación de esta protección que asegure una buena operatividad y continuidad del suministro eléctrico en el SNI (Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano).

Además, el autor [2] se enfoca en analizar la estabilidad del SNI dentro del Ecuador en el año 2020 en una pequeña escala, utilizando la teoría de Análisis Modal. Se logró identificar oscilaciones de potencia, subrayando la importancia de modificaciones en la estructura de la red eléctrica para optimizar la calidad y disponibilidad de energía, y así, reducir la contaminación ambiental.

Dentro de la investigación realizada por [3] se lleva a cabo un análisis detallado del sistema de transmisión en varias subestaciones a nivel nacional, como El Chota y Pimampiro. El objetivo principal radica en mejorar el sistema de subtransmisión ante posibles fallas monofásicas y trifásicas empleando la metodología de software DigSilent y PowerFactory y así, mejorar la confiabilidad del sistema.

Por otro lado, en [4] se aplicó una estrategia de evaluación mediante simulaciones en múltiples alimentadores dentro de una central para verificar la eficacia de los equipos de protección. En cambio, [5] empleó un enfoque de referencia compuesto por un sistema radial con dos relés de

sobre corriente para identificar los ajustes necesarios en la protección de sobre corriente dentro del sistema de transmisión convencional.

[6], por su parte, utilizó una metodología de coordinación para simular sistemas de corriente de falla en situaciones de cortocircuitos en sistemas de transmisión, abordando especialmente sistemas con almacenamiento de energía y resaltando la importancia de su consideración en las estrategias de protección. Adicionalmente, [7] mediante Power Factory desarrolló una gran herramienta a través de un programa informático, el cual sirvió para modelos matemáticos que sirvan en la protección de líneas de transmisión modeladas a través del lenguaje de programación DPL, como es el método de polarización.

Así mismo [8] examina la transformación significativa dentro de los sistemas eléctricos, en las cuales la generación distribuida en proximidad a los puntos de consumo ha surgido como punto de inclinación hacia la misma. Se fundamenta en la meta de presentar un diseño de salvaguardia que proteja los componentes del sistema eléctrico, considerando la coordinación para minimizar pérdidas y preservar la confiabilidad. El estudio se estructura en cuatro secciones, que van desde una revisión bibliográfica hasta la confirmación e implementación del diseño propuesto en una red específica de investigación. Resalta la introducción de salvaguardias adaptables y la fusión de tecnologías computacionales como soluciones a los desafíos técnicos vinculados con la generación distribuida.

En última instancia, los valores obtenidos de las simulaciones respaldan la eficacia del diseño propuesto, consolidando este trabajo como una contribución valiosa al ámbito al introducir nuevas perspectivas y enfoques para abordar los retos emergentes en la fusión de generación distribuida y protección eléctrica.

Finalmente, [9] aborda un estudio dentro de una empresa eléctrica relacionado a la coordinación del uso de elementos que salvaguarden el sistema de subtransmisión, el cual está a cargo la empresa, empleando Digsilent. El investigador consideró diferentes escenarios operativos, incluyendo e incorporando la línea de transmisión Vicentina-Santa Rosa a 138 kV. La zona de impacto en base a los cambios topológicos se fundamentó en una minuciosa evaluación de cortocircuitos en barras, centrándose en los lugares de alto riesgo de cortocircuito en las subestaciones que ya han sido afectadas por dicho problema de cortocircuito. Este enfoque integral contribuye significativamente al diseño y optimización del sistema de subtransmisión de EEQ, asegurando una coordinación efectiva de las protecciones y una operación segura frente a distintas condiciones operativas y eventos de cortocircuito.



## **3.2. MARCO REFERENCIAL**

### **3.2.1. Principios básicos de la Protección Eléctrica**

La protección eléctrica dentro de cualquier sistema eléctrico es fundamental, ya que asegura un funcionamiento confiable y seguro de todos los equipos eléctricos en el sistema. Sin embargo, con el pasar de los años los sistemas eléctricos se han vuelto cada vez más complejos, lo que con lleva a tener una mayor probabilidad de algún problema que afecte la continuidad del servicio y a los equipos que se encuentran en dicho sistema. La protección eléctrica se erige como el sistema de defensa contra dichos eventos adversos, como cortocircuitos, sobrecargas, y otras condiciones anómalas que podrían resultar en daños irreparables o interrupciones en el servicio eléctrico [10].

Por otro lado, la protección eléctrica se sustenta en varios principios fundamentales que actúan de manera coordinada para garantizar la integridad del sistema. Los cuales se presentan a continuación:

- Detección de Sobre corriente [11].
- Detección de Sobre tensión [12].

En conjunto, estos principios fundamentales forman un sistema de protección eléctrica integral que aborda diversas amenazas y garantiza sistemas eléctricos estables y confiables. Su aplicación eficaz requiere la selección adecuada de equipos que sirvan como protección, la coordinación entre ellos y la constante adaptación a las condiciones cambiantes del entorno eléctrico. Además, existen elementos importantes a considerar. Según [6], estos elementos son:

- Interruptores de Potencia.
- Relés de Protección.
- Transformadores de Potencial (TP).
- Transformadores de Corriente (TC).

De esta forma, cada principio básico de protección eléctrica equivale la columna vertebral de la confiabilidad y seguridad en los sistemas eléctricos. Su implementación efectiva requiere una comprensión profunda de los diferentes métodos y la capacidad de adaptarse a la evolución tecnológica.

### 3.2.2. Protección en Líneas de Transmisión

La protección de los sistemas eléctricos en alta tensión es crucial para asegurar confiabilidad, continuidad y eficiencia en el abastecimiento de energía eléctrica. Además, los sistemas de protección directa desempeñan un papel fundamental al detectar y mitigar posibles fallas en el sistema.

Los sistemas eléctricos en alta tensión son vitales para la transmisión eficiente de grandes cantidades de energía a largas distancias. Sin embargo, estos sistemas están expuestos a diversas amenazas, como cortocircuitos, sobrecargas y fallas de aislamiento. La protección directa se vuelve esencial para identificar y aislar rápidamente las fallas, evitando daños mayores al equipo y asegurando la continuidad del suministro eléctrico [13].

Estos sistemas se basan en la detección precisa de condiciones anormales en el sistema eléctrico y la activación de dispositivos de desconexión para evitar daños [6].

### 3.2.3. Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano

El Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano (SNI) se alza como la columna vertebral de la infraestructura energética del Ecuador, siendo una pieza esencial en la distribución y transmisión de electricidad en Ecuador [14].

Las cifras oficiales proporcionadas por ARCONEL revelan la magnitud del SNI. El cual supera los 50000 kilómetros de red en líneas de transmisión y más de 100 subestaciones distribuidas estratégicamente en todo el país. Con una capacidad instalada diversificada y en constante crecimiento, el sistema ha alcanzado una capacidad de generación de energía eléctrica que supera los 7,000 megavatios (MW).

Tabla 3.1 Eficiencia y Costos de inversión en Centrales [14].

<b>Descripción</b>	<b>Líneas a 500 kV (Km)</b>	<b>Líneas a 230 kV (Km)</b>	<b>Líneas a 138 kV (Km)</b>
Simple circuito	613.3	1588.64	1496.76
Doble circuito	-	1426.89	692.53
Total	460.8	3015.53	2189.29

El sistema de transmisión eléctrica en Ecuador está compuesto de subestaciones que forman un anillo a 230 kV y líneas de transmisión operativas a 500 kV, configurando la estructura principal

de transmisión. Las líneas de 138 kV, por su parte, se encargan de enlazar los centros de distribución eléctrica con las centrales de generación eléctrica.

El Sistema Nacional de Transmisión (SNT) incluye líneas internacionales a 230 kV que conectan con Colombia y Perú. La interconexión que existe en Colombia contiene un valor de dos líneas que son un doble circuito con una distancia de 272.63 km, vinculando las subestaciones Pomasqui y Jamondino con capacidad de hasta 525 MW. Por otro lado, la conexión con Perú abarca una línea de 53.19 km uniendo las subestaciones Machala y Zorritos con capacidad de hasta 110 MW [14].

### 3.2.4. Relés de protección de sobre corriente

Estos equipos entran en funcionamiento al detectar cambios en las señales eléctricas, como magnitud de voltaje, corriente, frecuencia o angular, entre otras. Además de su función de protección, estos relés proporcionan datos cruciales sobre la falla, esenciales para un análisis posterior con el objetivo de identificar el origen y el impacto del fallo [15].

Cuando la amplitud de la señal de entrada excede los límites predeterminados, el relé responde activando o desactivando contactos eléctricos para empezar una operación. En la Tabla 3.2 se categorizan los relés en función a la clase de protección que proporcionan.

Tabla 3.2 Clasificación de los relés de acuerdo al tipo de protección que brindan [15]

Relés	Código
Relés de sobre corriente instantáneo	50
Relés de sobre corriente de tiempo inverso	51
Relés de sobre corriente direccional	67

### 3.2.5. Tipos de relé de sobre corriente

De acuerdo al modo de operación, los relés de sobreintensidad se pueden dividir en tres categorías: aquellos de intensidad instantánea definida, de tiempo inverso y de tiempo definido.

### 3.2.5.1. Relés de corriente definida

Su funcionamiento es instantáneo cuando la corriente llega a un umbral predefinido. Se selecciona la configuración de ajuste de tal manera que, en la subestación más distante de la fuente, el relé responda a corrientes bajas, y su valor vaya aumentando de manera gradual en cada subestación hasta llegar al suministro eléctrico. (Véase Figura 3.1).

En este proceso, el relé que contiene un ajuste de valor mínimo actúa al principio, desconectando la carga en el lugar donde este la falla más cercana. Sin embargo, esta forma de protección presenta desafíos, como una selectividad limitada ante corrientes de cortocircuito elevadas. También enfrenta dificultades como el reconocimiento de la corriente de falla en varios puntos cuando el valor obtenido de la impedancia es menor en comparación con el valor de impedancia de retorno que existe en la fuente, lo que podría resultar en una discriminación deficiente [11].

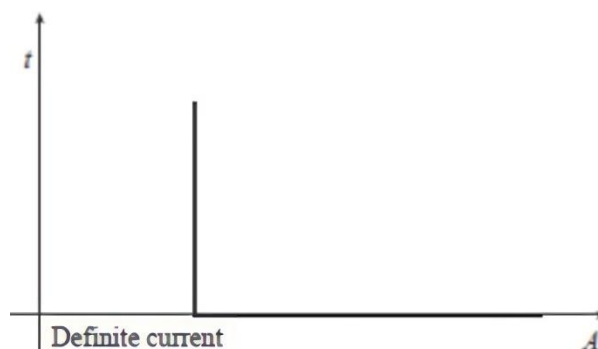


Figura 3.1 Curva del relé de corriente definida [11]

### 3.1.1. Relé de tiempo/corriente o tiempo definido (50)

Los relés de protección de sobre corriente tipo 50, también conocidos como relés de tiempo definido, son dispositivos que permiten la adaptabilidad en la respuesta a variaciones de corriente mediante la selección de diferentes tiempos de operación. Estos relés están diseñados para permitir que el interruptor situado cerca del punto de falla actúe con la máxima celeridad, seguido por la activación secuencial de otros interruptores en la línea, configurados para tiempos de intervención progresivamente mayores. Esto se detalla en la Figura 3.2.

En estos relés, se establece un valor de arranque ajustable, conocido como pickup (PU) o ajuste de enchufe, que define el umbral de corriente necesario para la activación del relé. Adicionalmente, disponen de un ajuste de tiempo que permite definir con precisión la temporización para la operación del relé. Es relevante señalar que el ajuste de tiempo opera de

manera independiente al nivel de sobre corriente que inicia la actuación del relé. Estos relés son particularmente útiles en situaciones donde la impedancia de la fuente de alimentación es significativamente mayor al de los componentes del sistema eléctrico bajo protección y cuando las corrientes de falla en el punto donde está instalado el relé se asemejan a las que se hallan en el extremo del componente protegido [11].

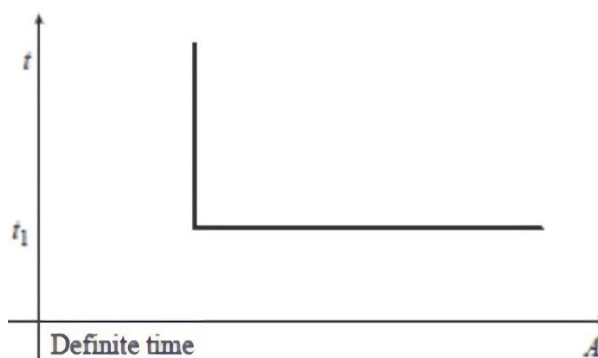


Figura 3.2 Curva del relé de tiempo definido [11]

### 3.2.6. Ajuste de los relés de sobreintensidad

Estos dispositivos generalmente están equipados con un componente instantáneo y un componente temporizado integrados en la misma unidad.

El proceso de ajuste de estos relés implica la selección de variables que determinan la característica tiempo/intensidad requerida para las unidades temporizadas e instantáneas.

Es importante destacar que este procedimiento se realiza dos veces: la primera es para los relés de fase y la segunda vez es para equipos de relé de falla a tierra. Sin embargo, ambos procedimientos son idénticos, la corriente de cortocircuito trifásica esta encargada de ajustar los relés de fase. Por otra parte, en la corriente de falla de fase a tierra se emplea para ajustar los relés de falla a tierra.

Cuando se calculan las corrientes de defecto, hay que asumir que el sistema eléctrico opera bajo condiciones normales. Además, hay que tener en cuenta que barras colectoras con dos o más transformadores conectados en paralelo y protegidos por relés, no admiten grupos de ajuste múltiple. La capacidad de ajuste para adaptarse a las condiciones del sistema se verá limitada, a diferencia de lo posible con relés numéricos [11].

### 3.2.7. Ajuste de las Unidades Instantáneas

Las unidades instantáneas demuestran mayor eficacia si las impedancias en los equipos dentro del sistema eléctrico son mayores que la impedancia del suministro eléctrico. Las unidades instantáneas ofrecen dos beneficios esenciales, estos son:

- Disminuyen el tiempo de respuesta de los relés en situaciones de averías graves en el sistema.
- Dentro de un sistema de protección que está conformado por relés, pueden evitar pérdidas de selectividad con distintas características; esto se logra ajustando las unidades para que actúen.

En cuanto a los criterios para establecer las unidades instantáneas, se señala que estos criterios varían según su posicionamiento y la categoría del elemento de la instalación que se está salvaguardando. Se pueden clasificar en tres grupos los elementos a proteger: Los transformadores, líneas de distribución y líneas entre subestaciones.

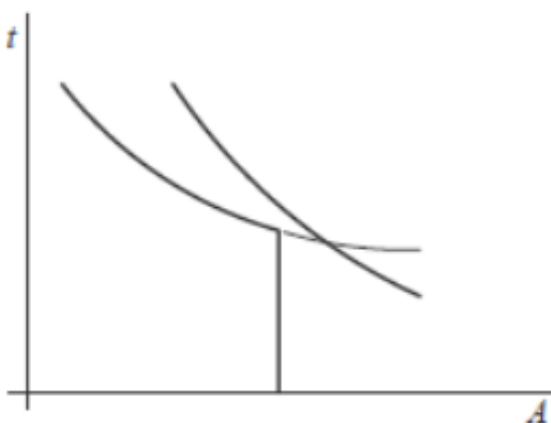


Figura 3.3 Preservación de la selectividad mediante unidades instantáneas [16]

### 3.2.8. Líneas entre subestaciones

En este contexto, las unidades instantáneas deben ser ajustadas, su realización establece un valor mínimo del 125% para la corriente eficaz simétrica en un máximo valor de escala en la subestación subsiguiente. Por ende, cada proceso tiene que empezar en la subestación más lejana (Véase Figura 3.4).

Es importante saber que las propiedades de dos relés pueden cruzarse a cierto grado en específico de mal funcionamiento en el sistema, esto dificulta lograr una coordinación adecuada, por lo que se vuelve una necesidad el ajuste de la unidad instantánea del relé para la subestación que se encuentre bien alejado del suministro eléctrico en una nueva magnitud que

permita que el relé pueda operar a un nivel de corriente eléctrica inferior, evitando de esa manera la disminución de coordinación.

Además, el margen correspondiente al 25% mencionado anteriormente, previene el solapamiento de la unidad instantánea en la parte inferior del flujo en caso de una componente de corriente continua significativa. En sistemas eléctricos de alto voltaje que operan a 220 kV o más, se debe emplear un valor mayor debido al aumento de la relación X/R y la presencia de una componente de corriente continua.

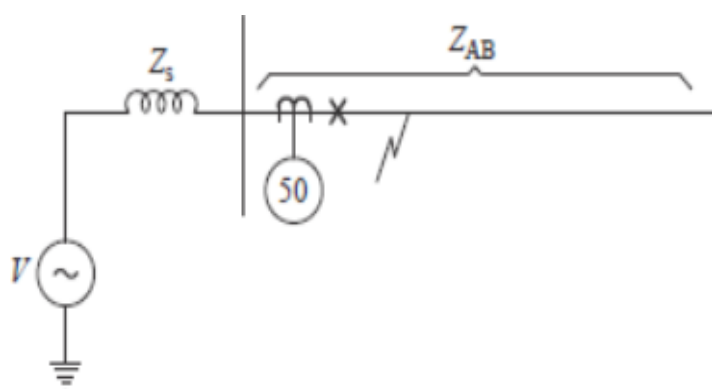


Figura 3.4 Cobertura de las Unidades Instantáneas [11]

### 3.2.9. Parametrización de los relés de sobreintensidad temporizados

Es necesario ajustar el retardo temporal de un relé de sobre intensidad para garantizar que, ante la presencia de algún tipo de problema eléctrico, el equipo no entre en funcionamiento antes que cualquier otra protección que esté cercanamente a la falla en la red eléctrica.

En resumen, tanto el relé de tiempo definido como el relé de tiempo inverso tienen la posibilidad de ser ajustados a través de la selección de parámetros, estos son: el dial de tiempo; también conocido como el multiplicador de tiempo, y el ajuste de la PU o del tap (ajuste de la posición del interruptor de ajuste).

Dentro de este contexto, es esencial retrasar el tiempo de operación de un relé de sobreintensidad para asegurar que el relé no se active primero frente a otro dispositivo protector que esté más próximo a la falla en la red eléctrica.

La cantidad de tiempo de funcionamiento de cualquier relé de sobre intensidad tiene que ser demorado para asegurar que el relé no se dispare. En resumen, tanto los relés de tiempo definido como los de tiempo inverso tienen la posibilidad de ser configurados a través de la elección de dos variables: la configuración del dial de tiempo y el ajuste de la PU o de la clavija (Véase Figura 3.5).

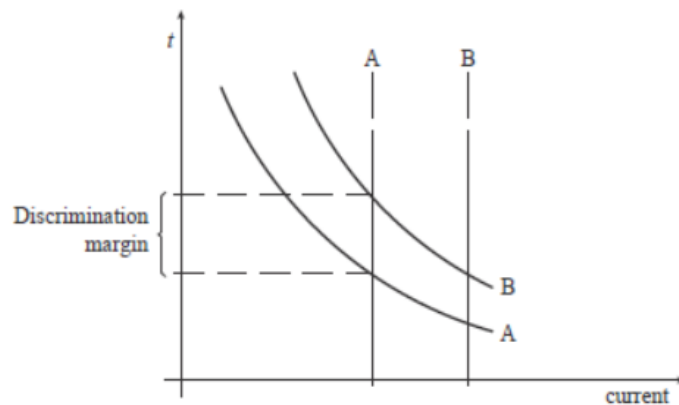


Figura 3.5 Curvas de protección de sobre corriente de tiempo inverso vinculadas a dos interruptores en el mismo circuito de alimentación [11]

### 3.2.10. Ajuste del pick-up

También conocido como ajuste PU, o ajuste de clavija, es utilizado para determinar la corriente eléctrica PU de los relés. Asimismo, el ajuste del pick – up sirve para definir corrientes de falla encontradas por el relé, estas se suelen manifestar en múltiplos del mismo relé. De modo que este valor se suele denominar multiplicador de ajuste de la clavija (PSM), el cual está definido como una relación dada en la falla de corriente eléctrica en amperios secundarios y la configuración del PU.

Por el contrario, en el caso de los relés de fase, el ajuste de la unidad de protección (PU) se establece al dejar cierto margen de sobrecarga sobre la corriente eléctrica nominal, como se muestra en la ecuación (3.1):

$$Pick - up\ setting = \frac{OLF * I_{nom}}{CTR} \quad (3.1)$$

#### Donde

$OLF$  = Factor de sobrecarga que va a depender del elemento protegido.

$I_{nom}$  = Corriente nominal del circuito

$CTR$  = CT radio

Según [11] se sugiere un factor de sobrecarga recomendado de 1,05 para motores, mientras que, para líneas, transformadores y generadores, la recomendación generalmente varía entre 1,25 y 1,5.



En todos los casos, es imperativo que  $I_{nom}$  sea inferior a las corrientes nominales de los transformadores de corriente (TC) y la capacidad térmica del conductor. En otros casos, hay que seleccionar valores que estén más acorde para el cálculo del ajuste de la Unidad de Protección (UP).

En el caso específico de los relés de falla a tierra, la configuración de la Unidad de Protección (PU) se determina teniendo en cuenta el desequilibrio más alto que puede presentarse en el sistema bajo condiciones de funcionamiento normales. Por lo general, se acepta un desequilibrio máximo del 20%, y la expresión (3.2) se ajusta en consecuencia.

$$Pick - up\ setting = \frac{0.2 * I_{nom}}{CTR} \quad (3.2)$$

### 3.1.2. Ajuste del dial

La parametrización del dial de tiempo regula el retardo temporal previo a la activación del relé, condicionado a que la corriente de falla alcance o supere el umbral preestablecido en el relé. En los relés electromecánicos, este retardo temporal se ajusta comúnmente manipulando la distancia física entre los contactos móviles y fijos; un menor valor en el dial de tiempo resulta en intervalos de operación más breves. Este ajuste es conocido también como ajuste del multiplicador de tiempo.

Conforme a ello, se siguen criterios y procedimientos específicos para calcular el ajuste del dial horario, buscando lograr una protección y coordinación efectivas en el sistema. Aunque estos lineamientos se aplican en los relés de tiempo inverso, el mismo procedimiento es válido para los relés de tiempo definido.

En la mayoría de los relés modernos, la configuración de ajuste de tiempo puede variar desde valores mínimos como 0,1.

### 3.2.12. Margen de discriminación Temporal

Es habitual mantener un espacio temporal de discriminación entre dos características consecutivas de tiempo/corriente, generalmente situado entre 0,25 y 0,4 segundos. Este valor actúa como una salvaguarda para preservar la selectividad, reduciendo la probabilidad de pérdida debido a factores como el tiempo de apertura del interruptor, el periodo de rebasamiento del relé tras la corrección de la falla, variaciones en los niveles de defecto, variaciones en las

curvas de respuesta de los relés (como consecuencia de tolerancias de fabricación) y potenciales fallos en los transformadores de corriente.

### 3.2.13. Utilización de expresiones matemáticas para las características del relé

Las normas IEC y ANSI/IEEE proponen matemáticamente el valor de cuánto tiempo va a tomar la operación del equipo a través de la ecuación (3.3).

$$t = \frac{k\beta}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha - 1} + L \quad (3.3)$$

Donde:

$t$  = tiempo de funcionamiento del relé (s).

$k$  = dial de tiempo, ajuste.

$I$  = corriente eléctrica de defecto en amperios secundarios.

$I_s$  = corriente eléctrica PU seleccionada.

$L$  = corresponde a una constante.

Las constantes  $\alpha$  y  $\beta$  sirven para obtener la pendiente de las características del relé. En la Tabla 3.3 están los valores de  $\alpha, \beta$ , y  $L$  para diferentes relés de sobreintensidad estándar de acuerdo a las normas ANSI/IEE e IEC.

Tabla 3.3 Constantes ANSI/IEEE e IEC para relés de sobreintensidad [16]

Descripción de curva	Estándar	$\alpha$	$\beta$	$L$
Moderadamente inverso	IEEE	0.02	0.0515	0.114
Muy inversa	IEEE	2.0	19.61	0.491
Extremadamente inversa	IEEE	2.0	28.2	0.1217
Inversa	CO8	2.0	5.95	0.18
Inverso de corto tiempo	CO2	0.02	0.0239	0.0169
Inverso estándar	IEC	0.02	0.14	0
Muy inversa	IEC	1.0	13.5	0
Extremadamente inversa	IEC	2.0	80.0	0
Inverso de largo tiempo	UK	1.0	120	0

### **3.2.14. Equivalentes estáticos**

En los análisis industriales de sistemas de potencia, las redes que deben abordarse a menudo son extensas, compuestas en ocasiones por cientos o miles de elementos. En estos grandes sistemas, las matrices de admitancia generan sistemas de ecuaciones nodales que deben resolverse para determinar los voltajes correspondientes a los nodos desconocidos. Para abordar eficientemente la resolución de estos sistemas, es esencial emplear técnicas numéricas que utilicen procesadores de computadora y así, evitar la inversión directa de dichas matrices, lo cual reduce la carga computacional y las cantidades de datos que se necesitan procesar [17].

El desarrollo de estos sistemas combina enfoques heurísticos y pasos que suelen ser sistemáticos. Dichos sistemas son utilizados en estudios de flujos, donde el caso base proporciona el punto de partida para obtener el equivalente resultante [18]

Todo modelo de red reducido o equivalente debe ser capaz de simular resultados en términos de voltajes, ángulos de fase y flujos de potencia, entre otros, que deberían ser similares a los resultados que se obtendrían con un sistema completo. En otras palabras, los resultados obtenidos deben mantenerse en consonancia con el caso base.

Actualmente se cuenta con dos técnicas para la resolución de equivalentes estáticos, estos son el Equivalente tipo Ward o también conocido como reducción de Kron y el equivalente tipo REI (Equivalente tipo Radial e Independiente). Dentro del trabajo de investigación se utilizó la primera técnica mencionada, la cual corresponde a la reducción estática de la red e implica la eliminación selectiva elementos de la red, con la finalidad de disminuir la complejidad y tamaño del sistema.

#### **3.2.14.1. Equivalente de tipo Ward**

El Equivalente tipo Ward es una variante fundamentada en el procedimiento de eliminación Gaussiana. Su principal objetivo consiste en la reducción de la cantidad de nodos internos en el área externa del Sistema de Energía Eléctrica (SEP) [19].

Es importante señalar que este equivalente se caracteriza por su naturaleza estática, ya que exclusivamente se reducirán las ecuaciones algebraicas asociadas a la red externa. Corresponde a un conjunto de ecuaciones lineales utilizadas para poder describir una red que contiene valores de impedancias constantes. A partir de la ecuación (3.4) se presenta el procedimiento para obtener una reducción del sistema eléctrico.

$$[\tilde{I}] = [\tilde{Y}][\tilde{V}] \quad (3.4)$$

La ecuación (3.4) puede ser expandida y reescribirse de la siguiente manera (3.5):

$$\begin{bmatrix} \tilde{I}_1^1 \\ \tilde{I}_2^2 \\ \vdots \\ \tilde{I}_n^1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \tilde{Y}_1^1 & \cdots & \tilde{Y}_{1n}^1 \\ \vdots & \cdots & \vdots \\ \tilde{Y}_n^1 & \cdots & \tilde{Y}_{nn}^1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{V}_1^1 \\ \vdots \\ \tilde{V}_n \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

De esta manera se puede eliminar  $\tilde{V}_1$  teniendo las ecuaciones (3.6) y (3.7).

$$\tilde{I}_j^2 = \tilde{I}_j^1 - \left( \frac{\tilde{Y}_{j1}^1}{\tilde{Y}_{11}^1} \right) \tilde{I}_1^1 \text{ para } 1 < j \leq n \quad (3.6)$$

$$\tilde{Y}_{jk}^2 = \tilde{Y}_{jk}^1 - \left( \frac{\tilde{Y}_{1k}^1}{\tilde{Y}_{11}^1} \right) \tilde{Y}_{j1}^1 \text{ para } 1 < n, 1 \leq k \leq n \quad (3.7)$$

Realizando el mismo proceso para los demás renglones se tiene la matriz (3.8).

$$\begin{bmatrix} \tilde{I}_1^i \\ \vdots \\ \tilde{I}_n^i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \tilde{Y}_1^1 & \cdot & \tilde{Y}_{in}^i \\ \vdots & \cdot & \vdots \\ \tilde{Y}_n^1 & \cdot & \tilde{Y}_{nn}^i \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{V}_i \\ \vdots \\ \tilde{V}_n \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

De tal manera que las ecuaciones mostradas en la matriz (3.8) son las admitancias equivalentes de la red original que se está estudiando. Aquellas admitancias que presentan valores distintos de cero constituyen una parte integral de las líneas de la red. Es importante tener en cuenta que, en la creación de equivalentes estáticos a través de esta técnica, se destaca la importancia de abordar el desafío asociado en sistemas que comprenden numerosos componentes. El principal obstáculo radica en la remoción de nodos de carga, que podría conllevar a la inclusión de líneas adicionales entre las barras que se mantienen, lo que a su vez podría inducir a resultados no deseados, como la creación de una red equivalente que posea más líneas de las que tiene la red original.

Para superar este problema, es crucial llevar a cabo un procedimiento cuidadoso y bien planificado para determinar cuáles nodos serán objeto de reducción. Se sugiere emplear un método ordenado de eliminación de nodos de manera jerárquica, comenzando desde el nodo con el mayor número de interconexiones hasta el nodo con el menor número [19].

### **3.2.15. Polarización de la corriente de en situaciones de Cortocircuito**

La identificación de la dirección de una falla se conoce en el ámbito de la protección eléctrica como polarización de la corriente de cortocircuito. Según [20], este concepto implica establecer una referencia para determinar la dirección de la falla. A lo largo del tiempo, han surgido diversas metodologías para llevar a cabo esta polarización, conocidas en conjunto como Métodos de Polarización. Los métodos tradicionales se basan en principios electromecánicos, y su distinción radica en dos puntos, el primero en el funcionamiento que está teniendo para determinar cuál sería la dirección en la falla y el segundo en la magnitud de la polarización. De acuerdo a [21] *“se define a la corriente como la Cantidad de Operación y a la señal de referencia como la Cantidad de Polarización, ambas consideradas como Variables de Comparación”*. Es decir que, no existen definiciones de términos universales para ciertas magnitudes, por lo que se pueden definir como las que fueron mencionadas por el autor [21].

En los últimos años, han surgido enfoques novedosos para determinar fallas que se rigen por modelos matemáticos alternativos, uno de ellos es el cálculo matemático de impedancias de secuencias. Cabe mencionar, que dichas técnicas suelen depender de ciertos algoritmos que tienen una patente de algún fabricante de relé en específico [22].

#### **3.2.15.1. Unidad direccional de fase y de tierra**

Los relés de sobreintensidad de fase y tierra que tienen una unidad direccional, tienen la configuración ANSI 67 para protección de sobre intensidad en la fase y ANSI 67N para tierra.

Cada una de estas unidades emplea diferentes magnitudes de polarización y operación. Según [23] *“la unidad de fase utiliza voltajes de fase, o una combinación de ellos, como magnitudes de polarización, y corrientes de fase, o una combinación de ellas, como magnitudes de operación. En contraste, la unidad de tierra emplea magnitudes de secuencia cero o negativa”*.

Es pertinente resaltar que, en la protección de fase, cada fase cuenta con una magnitud propia direccional, y cada una posee sus magnitudes específicas de polarización y funcionamiento.

#### **3.2.15.2. Reconocimiento de métodos de polarización**

Los enfoques de la magnitud de fase consisten en ajustar las magnitudes de polarización (Cpol) y funcionamiento (Cop) que sirven en la delimitación de dirección de algún tipo de falla. La

Tabla 3.4 detalla magnitudes empleadas en métodos convencionales hacia la unidad de fase, junto con el ángulo RCA usual asegurando la ubicación adecuada del lugar en donde está operando [24].

Se dará una descripción detallada del primer método, utilizando circuitos eléctricos y diagramas fasoriales, ya que este método es fundamental para el alcance del presente trabajo investigativo.

Tabla 3.4 Síntesis de las Técnicas de Polarización de la Unidad de Fase Direccional [24]

Método de polarización	RCA	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 $\Delta$	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	$V_{ab}$	$I_a$	$V_{bc}$	$I_b$	$V_{ca}$	$I_c$

### 3.2.15.3. Método de polarización en cuadratura

La estrategia más predominante actualmente se conoce como técnica de polarización en Cuadratura [22]. Dicho método consiste en la utilización de voltajes de línea para polarizar la corriente en las fases correspondientes (Véase Figura 3.6a).

"En cuadratura" se origina en la disposición en la que el voltaje de polarización tiene un ángulo recto o cuadratura con respecto al valor de la corriente en el momento de que el valor de factor de potencia es un valor unitario. Este método, el voltaje polariza el valor de la corriente de fase A, e incide en la corriente de fase B y C.

La Figura 3.6b representa la región de operación delimitada dentro la fase A como unidad direccional. Este método establece un ángulo RCA en  $30^\circ$  que debe de estar en sentido antihorario con respecto a la magnitud de voltaje polarizado, de manera que la magnitud de

corriente que se encuentra un desfase dado de  $-60^\circ$  y  $120^\circ$  en relación con el voltaje polarizado, sea capaz de hacer funcionar el relé.

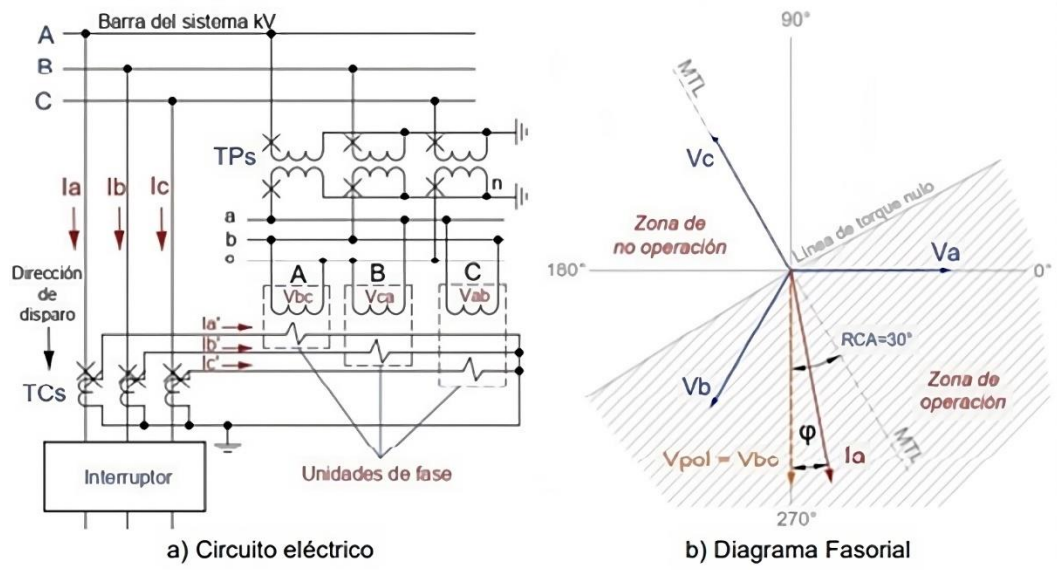


Figura 3.6 Método de polarización con voltaje de la propia fase [25]

Asimismo, cuenta con características distintivas, entre las cuales se destacan:

- La fortaleza de este enfoque reside en su voltaje de polarización, que muestra una notable resistencia ante fallas asimétricas. En situaciones de este tipo, la cantidad de polarización se combina con un voltaje que no se encuentre afectado. Asimismo, su desfaseamiento es relativamente reducido frente a diversas fallas, lo que hace que exista un funcionamiento apropiado con mucha más probabilidad [25].
- Las corrientes elevadas de secuencia cero suelen afectar el método de polarización, lo que con lleva a un desfase leve durante fallas bifásicas aisladas, al igual que la corriente de operación puede desfasarse, mitigando de esa manera una probabilidad de que exista un mal funcionamiento [26].
- Este enfoque demuestra su eficacia en las líneas que cuentan con fuentes que contienen secuencia cero y se encuentran ubicados atrás del relé, su funcionamiento es más eficaz en un ángulo de  $30^\circ$  RCA. En contraste, si se configura un ajuste de  $45^\circ$  y se ubica en la parte delantera del relé, resulta más beneficioso en las fuentes que contienen secuencia cero. Sin embargo, es importante destacar que análisis detallados revelan la posibilidad de un funcionamiento incorrecto cuando están presentes algún tipo de falla bifásica a tierra con valores de magnitud muy elevado de la corriente en secuencia cero [26].

### 3.2.16. Protección contra Sobre corriente Direccional (ANSI 67)

La relevancia de la protección 67, conocida como protección contra sobre corriente direccional según la normativa ANSI 67, es fundamental en la preservación de la infraestructura eléctrica, destacándose por su habilidad para discernir la dirección de las corrientes de cortocircuito. Esta protección es bifurcada en dos modalidades diferenciadas: la sobre corriente direccional de avance y la de retroceso, ambas configuradas para asegurar una selectividad integral en casos de cortocircuitos fase-tierra, fase-fase y fase-neutro. La normativa ANSI 67 se aplica para la generación de señales de alarma o la ejecución de disparos de acuerdo a las condiciones detectadas en el sistema [18].

Un relé de sobre corriente direccional combina las funciones de un relé de sobre corriente estándar con un mecanismo que determina la dirección del flujo energético en la red eléctrica. Este mecanismo direccional utiliza una referencia, típicamente un voltaje, para identificar el ángulo relacionado con la ocurrencia de una falla, lo que a su vez influye en la decisión de activar el relé [25].

Adicionalmente, la apertura de un interruptor en un sistema configurado en anillo puede alterar los flujos de corriente, con el riesgo de comprometer la coordinación de la protección. El método de supervisión implementado mitiga este riesgo, a través de la vigilancia continua de la dirección de flujos de energía por parte de la unidad direccional.

En suma, la metodología de control se destaca como la alternativa más efectiva para captar las variaciones del flujo de potencia en un relé que opera basándose en sobre intensidad, esto se ilustra en la Figura 3.7.

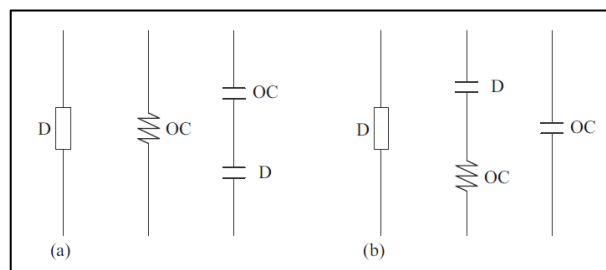


Figura 3.7. Obtención de la dirección del flujo de potencia [31]

Los relés direccionales de sobre corriente tienen un papel fundamental cuando se trata de salvaguardar sistemas eléctricos de potencia, ya que permiten detectar y responder selectivamente a las fallas de sobre corriente en una dirección específica. Estos relés se utilizan para garantizar una respuesta rápida y precisa ante eventos anormales en el sistema eléctrico, minimizando así los daños y los tiempos de interrupción del suministro eléctrico [32]. En la



Figura 3.8 se muestra un diagrama unifilar con la aplicación de los relés de sobre intensidad direccional.

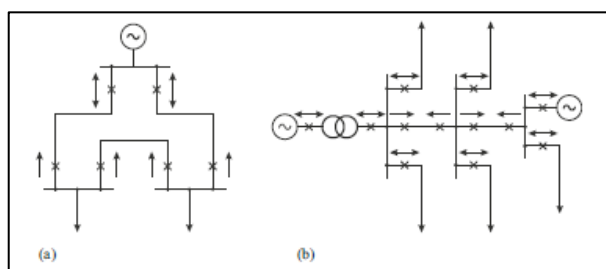


Figura 3.8. Aplicación de relés de sobreintensidad direccional [31]

Las principales características incluyen su capacidad de ajuste para adaptarse a diferentes niveles de corriente y su rápida respuesta ante situaciones de sobre corriente [36]. Es posible configurar el relé con diferentes curvas de disparo, como temporales, instantáneas o inversas, para abordar diversas condiciones de operación. Esta versatilidad en la configuración permite una protección más eficiente y selectiva, minimizando las interrupciones innecesarias del suministro eléctrico. Algunas de sus características incluyen:

- Ajustabilidad.
- Velocidad de Respuesta
- Selectividad
- Adaptabilidad a Diferentes Escenarios [37].

## **4. METODOLOGÍA**

### **4.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN**

Para el presente trabajo investigativo se tomaron en cuenta tres tipos de investigación. Estos son: Experimental, descriptiva y documental. La razón de su utilización se explicará a continuación.

#### **4.1.1. Investigación documental**

Fue necesario emplear la investigación documental con la finalidad de obtener conocimientos actualizados en la protección de sobre corriente direccional en las líneas de transmisión en el escenario de máxima lluvia a través del uso del relé F67\_F50\_F51 Phase directional overcurrent de la marca siemens, basada en fuentes bibliográficas, como libros clásicos, tesis, revistas, artículos, técnicas, publicaciones y otros enfoques de investigación.

#### **4.1.2. Investigación descriptiva**

La elección de utilizar la investigación descriptiva fue debido a que era necesario dar una explicación detallada y comprensiva del marco de operación empleado en la investigación. En este contexto, se optó por el uso del equivalente de red (Tipo Ward) como método analítico clave. Este tipo de investigación permite revelar, de manera minuciosa, los procedimientos, las características y el alcance de la evaluación llevada a cabo al reducir el sistema en anillo. Este enfoque ofrece una descripción clara del comportamiento y la coordinación de la protección 67 en el específico escenario de máxima lluvia. Además, se aplican los principios y parámetros de configuración para los relés de características instantáneas (50).

#### **4.1.3. Investigación experimental**

Se necesitó la investigación experimental para poder analizar cómo actúa el relé de protección de sobre corriente direccional 67 (F67\_F50\_F51 SIEMENS) en situaciones específicas, como en flujos de potencia, fallas monofásicas y fallas trifásicas en las líneas de transmisión. Este análisis se llevó a cabo en un entorno simulado, considerando distancias que van desde el 0.01% de la línea en la barra de envío hasta el 99.99% en la línea de la barra de recepción. Un aspecto fundamental dentro de la metodología experimental aplicada incluyó la coordinación de protecciones, donde se ejecutaron flujos al 0.01% del relé más cercano para determinar márgenes de discriminación.

Además, se realizaron las pruebas en condiciones de máxima lluvia en las líneas del anillo de 230 kV del SNI, siguiendo las pautas establecidas por la norma IEC 60909. Para el ajuste del rele 50 se basó en el libro Protection of Electricity Distribution Networks, 3rd Edition, y en la normativa IEEE C57.13. Mientras que para el ajuste 67 se utilizó el método de polarización de cuadratura.

## **4.2. INSTRUMENTOS DE INVESTIGACIÓN**

Actualmente existen herramientas que permiten la obtención de resultados precisos y coherentes para la evaluación de la calibración del relé de protección en las líneas de transmisión. Para la presente investigación se utilizaron hojas de cálculo en Excel y el software Power Factory (Digsilent), donde se creó una rutina computacional en DPL en la que se puede desarrollar simulaciones de cortocircuitos tanto trifásicos como monofásicos a diversas distancias de las líneas de transmisión en el sistema eléctrico.

Esto permitió desarrollar un modelamiento de reducción en la red del Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano, este modelamiento se basa en una representación simplificada de la red que solo tiene nodos de interfaz. De tal manera que puedan conectarse a través de impedancias y fuentes de tensión equivalentes, este enfoque permitió una eficiente reducción del sistema sin comprometer la precisión de los resultados.

Además, se desarrolló la investigación teniendo en cuenta la normativa IEEE C57.13-1993 como referencia fundamental para la selección y aplicación de transformadores de corriente y la tabla de valores nominales para transformadores de corriente, conforme al estándar IEEE C57.13, facilitando el cálculo del transformador de corriente y garantizando la aplicación de prácticas normativas adecuadas en la metodología de selección de Tc. Estos instrumentos y materiales se combinan para respaldar la implementación exitosa de la estrategia de reducción propuesta en la investigación.

### **4.2.1. Power Factory (Digsilent)**

Power Factory de Digsilent, es un software de ingeniería con avanzadas capacidades para evaluar sistemas eléctricos de potencia. Su destacada versatilidad se manifiesta en la realización de diversos estudios, los cuales pueden ser coordinación de protecciones, diagnóstico de estabilidad, evaluación de cortocircuitos y flujos de cargas.

DigSilent se caracteriza porque dentro del mismo reside en su base de datos orientada a objetos, dando así una interfaz gráfica exclusiva para la inclusión de diversos componentes en un

sistema eléctrico. Los elementos que pueden integrarse son: inductores, transformadores, SVC, cargas, máquinas que pueden ser síncronas y las líneas de transmisión.

En resumen, Power Factory Digsilent es una herramienta integral muy potente para la investigación y evaluación de sistemas eléctricos.

#### **4.2.1.1. Lenguaje DigSilent**

El software DigSilent Power Factory brinda la capacidad de automatizar procedimientos mediante el Lenguaje de Programación DigSilent (DPL). Este lenguaje permite la entrada y ejecución de comandos para diversos parámetros, facilitando la automatización de tareas.

Adicionalmente, DigSilent ofrece el Lenguaje de Simulación DigSilent (DSL), que utiliza diagramas de bloques que son usados en la construcción de sistemas de control. Los cuales posibilitan el uso de ecuaciones diferenciales y elementos del Sistema eléctrico de Potencia (S.E.P) dinámicamente. Además, el software cuenta con un lenguaje de interfaz gráfica que, mediante diagramas, simplifica el diseño y simulación de Sistemas Eléctricos de Potencia.

#### **4.2.2. Normativa IEEE C57.13-1993**

La normativa IEEE C57.13-1993 es un pilar fundamental en la selección y aplicación de transformadores de corriente (TC). Esta normativa proporciona directrices específicas y criterios para garantizar una adecuada selección de TC acorde a los estándares de rendimiento y seguridad establecidos del análisis a realizar.

#### **4.2.3. Tabla de Valores Nominales para Transformadores de Corriente**

El estándar IEEE C57.13, es una tabla de valores nominales para transformadores de corriente. Esta tabla, específicamente adaptada al sistema de 230 kV a 60 Hz, desempeña un papel crucial en el proceso de selección de TC. Proporciona datos precisos y relevantes.

#### **4.2.4. Metodología desarrollada en el trabajo**

Para evaluar el comportamiento del sistema nacional interconectado en el escenario de máxima lluvia con la protección 67 de característica (F67\_F50\_F51 SIEMENS), se necesitó simular un equivalente de red del sistema original a un sistema reducido a través del software Digsilent, el cual brinda la facilidad para la selección de Boundrys. De esta manera se puede delimitar las fronteras entre el sistema que se quiere reducir y lo que se quiere mantener. Asimismo, el equivalente de red de tipo Ward dentro del sistema original es capaz de poder brindar valores de impedancia cuando existen diferentes clases de fallas en las líneas de transmisión con la

finalidad de coordinar de manera óptima el relé de sobre corriente direccional (67). En la Figura 4.1 se encuentra la metodología utilizada a través de un diagrama de flujo.

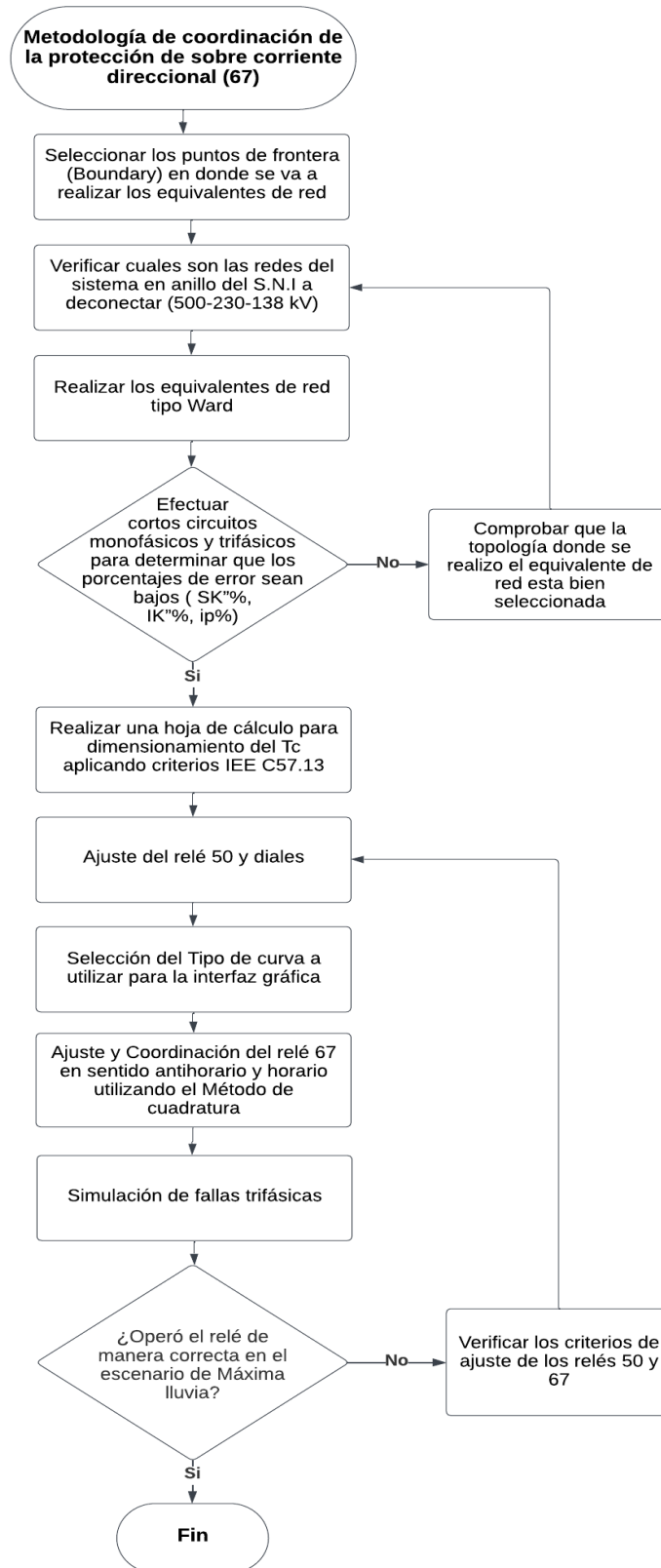


Figura 4.1 Metodología de la protección de sobre corriente [16].

### **4.3. COMPORTAMIENTO DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE EN LAS LÍNEAS DEL ANILLO DE 230 kV DEL SISTEMA NACIONAL ECUATORIANO EN EL ESCENARIO DE MÁXIMA LLUVIA**

#### **4.3.1. Delimitación del trabajo**

Para la delimitación del presente trabajo se desarrolló el estudio de la protección de sobre corriente del relé de protección 67 con características (F67\_F50\_F51 SIEMENS) en el escenario de máxima lluvia. Dicho análisis se desarrolló de la siguiente manera:

- a) Cálculos de flujo de potencia en las líneas de transmisión del sistema.
- b) Ejecución de cortos circuitos en las terminales de la línea.
- c) Dimensionamiento del TC y TP.
- d) Ajuste de la protección 50.
- e) Coordinación 67.

#### **4.3.2. Creación de Boundaries y equivalente de red Tipo Ward**

Para la creación de Boundaries, se realizó la selección de puntos de frontera, en ciertos elementos y características del Sistema Nacional Interconectado (ver Figura 4.2), a través del programa Digsilent Power Factory, se estableció límites realistas y representativos de las condiciones operativas y de fallas del sistema.

Asimismo, el Boundary para la creación de redes equivalentes permite definir la región de interés dentro del sistema que se desea analizar, de esta manera se puede crear una representación simplificada pero precisa del sistema en dicha región.

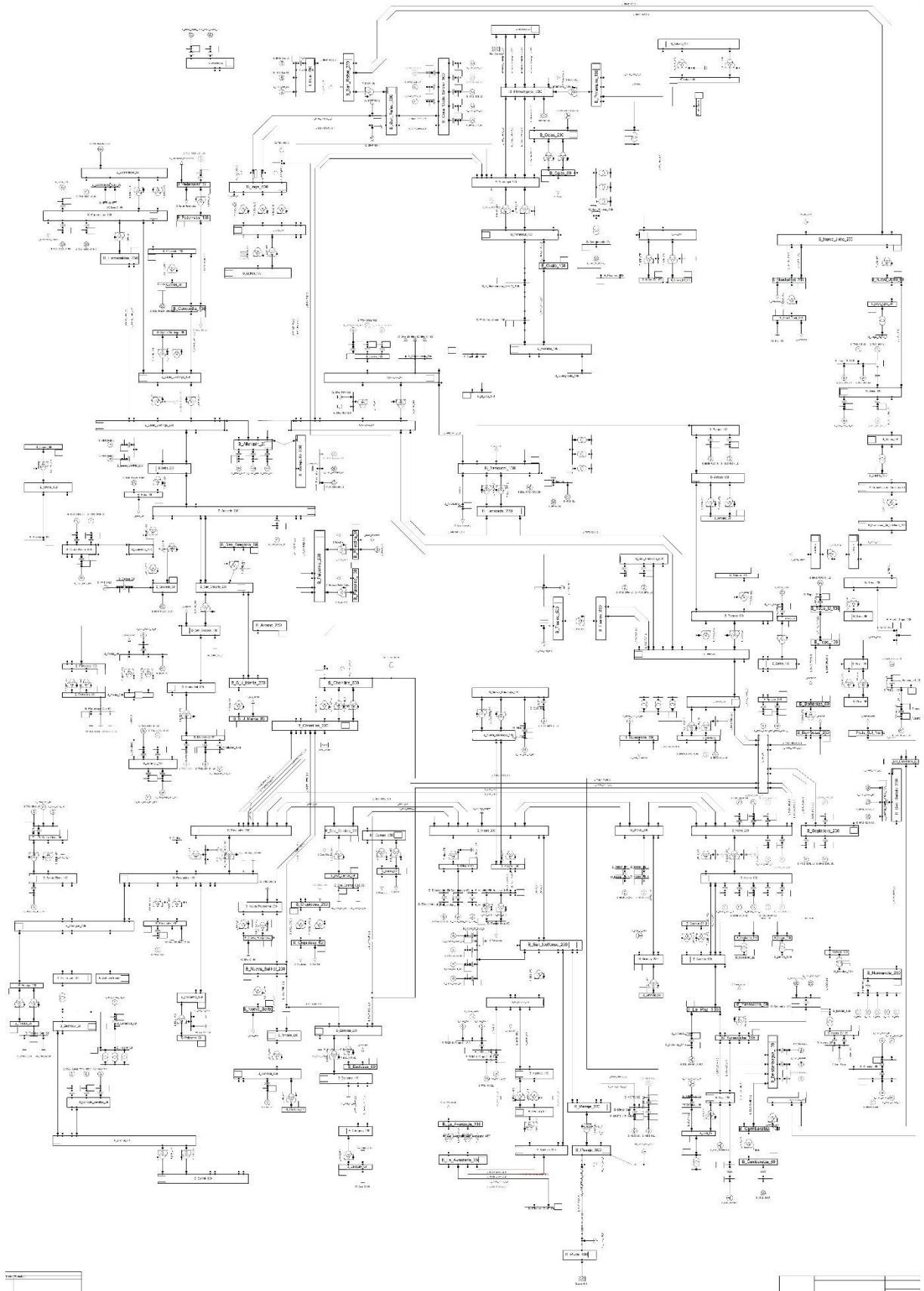


Figura 4.2 Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano con red original

Dentro del programa se definieron los Boundaries que separaran la malla original en dos partes, una parte se reducirá y la otra parte se mantendrá. Se procedió a utilizar la opción define en el DigSilent, para crear los Boundaries que se utilizarán en el sistema (Ver Figura 4.3).

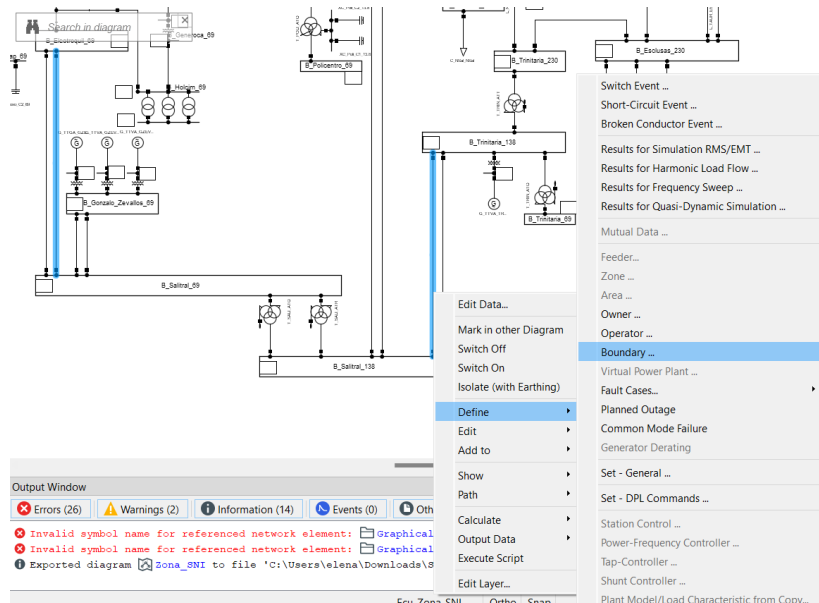


Figura 4.3 Creación del Boundary

En la Figura 4.4 se observa una nueva ventana emergente que se abrió posteriormente. Esta permite detallar las especificaciones de los Boundaries. Luego, se procedió a colocar los nombres y etiquetados de las barras que se iban a reducir. Cabe mencionar que es necesario señalar la opción que corresponde a marcar la región interior debido a que usualmente DigSilent no reconoce correctamente cual está dentro y fuera del Boundary seleccionado.

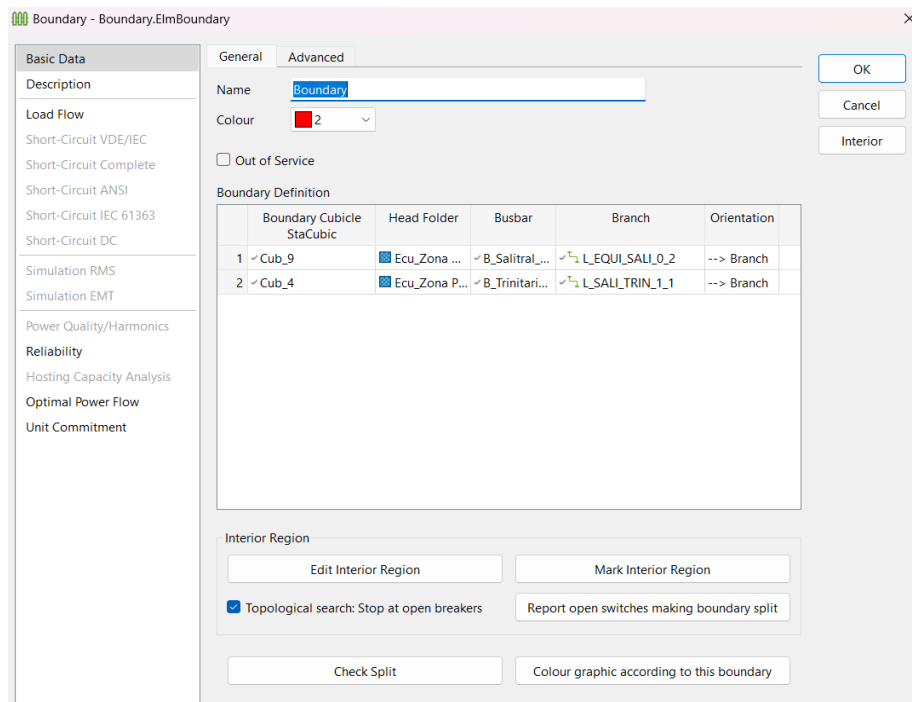


Figura 4.4 Especificaciones del Boundary



### 4.3.3. Reducción del sistema con el equivalente de Tipo Ward

Mediante el Software Power Factory (Digsilent) se procedió a realizar la reducción del Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano, ver Figura 4.5. Esta reducción se basa en proporcionar una representación simplificada de la red vecina que contenga sólo los nodos de interfaz (puntos de conexión). Dichos nodos y puntos pueden conectarse a través de impedancias y fuentes de tensión equivalentes, de tal manera que los resultados que se obtendrán del cortocircuito y flujo de carga serán iguales a los de un sistema no reducido, el cual es mucho más complejo de analizar.

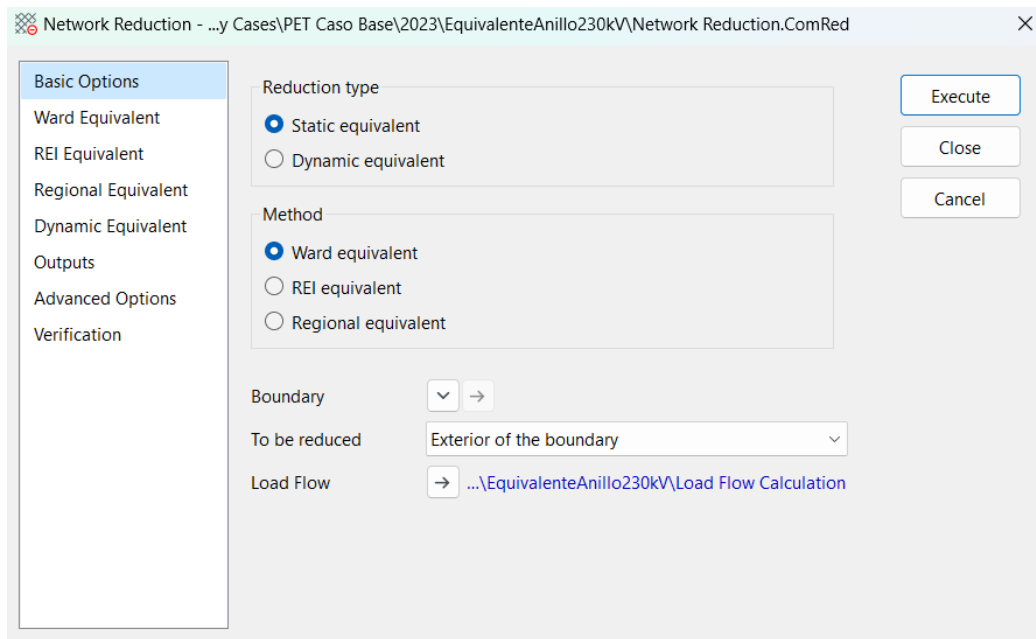


Figura 4.5 Creación de red equivalente Tipo Ward

De esta forma se pudo reducir el tamaño y complejidad del sistema que se está analizando en el trabajo de investigación, ya que la implementación de los Boundaries y la red equivalente de tipo Ward en todo el sistema permitió trabajar de manera rápida y eficiente, ahorrando tiempo en el desarrollo de los cálculos. En la Figura 4.6 se puede observar el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano con red reducida.



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI - CARRERA DE ELECTRICIDAD

Tabla 4.2 Datos de las líneas de transmisión empleados en el trabajo de investigación (Parte B)

<b>Denominación</b>	<b>Red</b>	<b>Voltaje (kV)</b>
L_DCER_PASC_2_1	Ecu_Red 230	230
L_DURA_ESCL_2_1	Ecu_Zona_SNI	230
L_MAND_SDOM_2_1	Ecu_Zona Santo Domingo - Quevedo	230
L_MAZA_ZHOR_2_1	Ecu_Zona Molino Milagro	230
L_MAZA_ZHOR_2_2	Ecu_Zona Molino Milagro	230
L_MILA_DURA_2_1	Ecu_Zona_SNI	230
L_MILA_E497_2_2	Ecu_Zona_SNI	230
L_MILA_PASC_2_2	Ecu_Red 230	230
L_MILA_TAUUR_2_2	Ecu_Red 230	230
L_MILA_ZHOR_2_1	Ecu_Red 230	230
L_MOLI_PASC_2_1	Ecu_Red 230	230
L_MOLI_ZHOR_2_1	Ecu_Zona_SNI	230
L_POMA_SROS_2_2	Ecu_Red 230	230
L_QUEV_CHOR_2_1	Ecu_Red 230	230
L_QUEV_SDOM_2_1	Ecu_Zona Santo Domingo - Quevedo	230
L_QUEV_SGRE_2_1	Ecu_Zona_SNI	230
L_RIOB_TADA_2_1	Ecu_Red 230	230
L_RIOB_TOTO_2_1	Ecu_Zona_SNI	230
L_SDOM_ALLU_2_1	Ecu_Zona_SNI	230
L_SDOM_ESME_2_1	Ecu_Zona Santa Rosa - Totoras	230
L_SFRA_TOTO_2_1	Ecu_Zona Molino Milagro	230
L_SOPL_TADA_2_2	Ecu_Zona_SNI	230
L_SROS_INGA_2_1	Ecu_Zona_SNI	230
L_SINI_ZHOR_2_1	Ecu_Red 230	230
L_SROS_TOTO_2_1	Ecu_Zona_SNI	230
L_TADA_BOMB_2_1	Ecu_Zona_SNI	230
L_TADA_MOLI_2_1	Ecu_Zona_SNI	230
L_TADA_TAUUR_2_1	Ecu_Zona_SNI	230
L_TADA_TAUUR_2_2	Ecu_Zona_SNI	230
L_TISA_TOT_2_1	Ecu_Zona_SNI	230

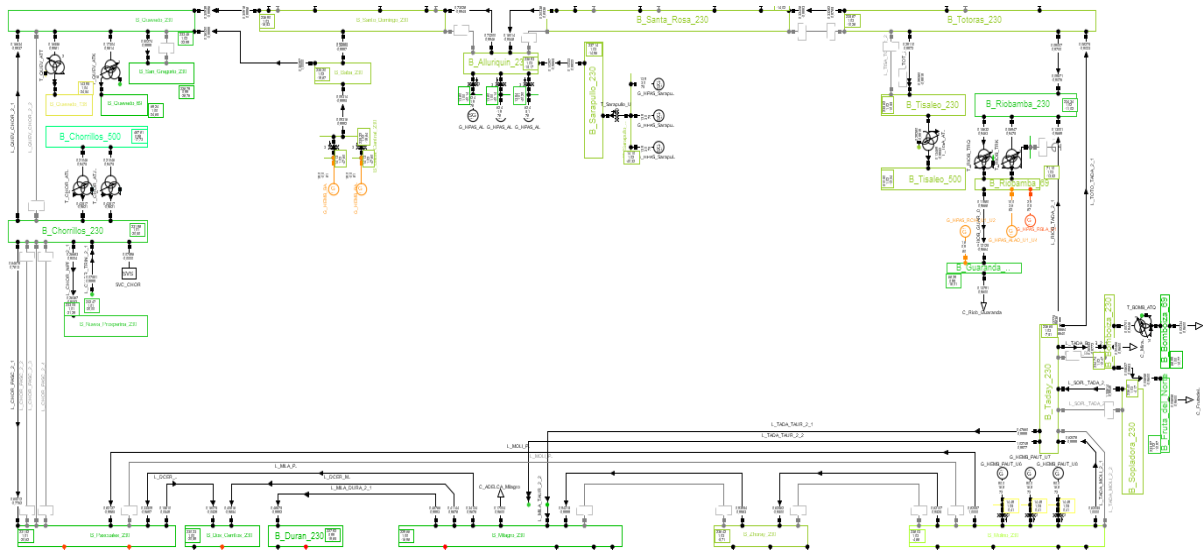


Figura 4.7 Ejecución de flujos de potencia

Por otra parte, la simulación de cortocircuitos en las terminales de las líneas de transmisión brinda la oportunidad de examinar y comprender la respuesta del sistema eléctrico frente a situaciones de falla. En este contexto, se optó por introducir fallas en las líneas de transmisión con el objetivo de calcular la corriente de cortocircuito simétrica trifásica ( $I_{kss}$ ), que representa la corriente máxima de cortocircuito. En consecuencia, se llevaron a cabo eventos de falla, tanto en la barra de envío al 0.01% (kA) como en la barra de recepción al 99.99% (kA). Esto servirá para poder delimitar la ubicación de la protección en la barra, ya sea en la barra  $i$  o en la barra  $j$ . En la Tabla 4.3 se muestra la organización que se llevó a cabo en la obtención de los resultados dados en la simulación de cortocircuito en las terminales. Estos resultados se podrán observar en el siguiente capítulo.

Tabla 4.3 Ubicación de protección de acuerdo a cortocircuito en terminales

Denominación	Red	Barra $i$ en kA	Barra $j$ en kA	Max $I_{kss}$	Ubicación protección
Denominación de la línea de transmisión	Nombre de la red	0.01% en la barra de envío	99.9 % en la barra de recepción	Max (barra $i$ , barra $j$ )	Barra con mayor $I_{kss}$

Los parámetros que se usaron en la simulación de cortocircuito se observan en la Figura 4.8, el método utilizado fue el IEC 60909.

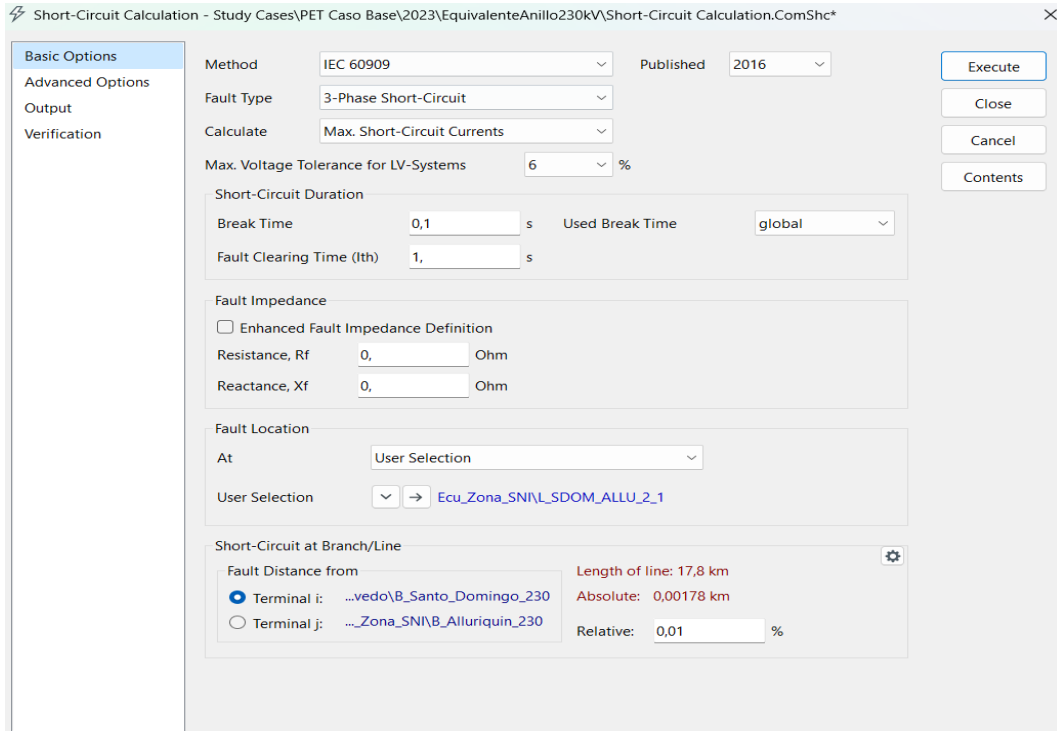


Figura 4.8 Parámetros para ejecución de la falla al 0.01% de la línea Sto.Domingo-Alluriquin

#### 4.3.5. Criterio para la selección del transformador TC y TP

Para poder insertar el relé de protección de sobre corriente fue necesario añadir los transformadores de corriente TC y potencial TP en las líneas de transmisión donde se está realizando el estudio. La elección fue fundamentada en las especificaciones y tablas proporcionadas por el Estándar IEEE C57.1 teniendo en cuenta cálculos que estén adaptados al sistema de 230 kV a 60 Hz. En la Tabla 4.4 se observan las clasificaciones de los transformadores de corriente con una o dos relaciones.

Tabla 4.4 Clasificaciones para los transformadores de corriente con una o dos relaciones [48]

<b>Clasificación de corriente</b>				
Relación única		Relación doble con devanados primarios en serie y paralelo		Relación doble con tomas en los devanados secundarios
10:5	800:5	25 x	50:5	25/50:5
15:5	1200:5	50 x	100:5	50/100:5
25:5	1500:5	100 x	200:5	100/200:5
40:5	2000:5	200 x	400:5	200/400:5
50:5	3000:5	400 x	800:5	300/600:5
75:5	4000:5	600 x	1200:5	400/800:5
100:5	5000:5	1000 x	2000:5	600/1200:5
200:5	6000:5	2000 x	4000:5	1000/2000:5
300:5	8000:5			1500/3000:5
400:5	12 000:5			2000/4000:5
600:5				

De acuerdo a la Tabla 4.4, el valor de 5 A es un valor apropiado para la corriente en el devanado secundario, se considera dicho valor en el TC. Asimismo, la Normativa IEEE C57.13 exige tener una resistencia e inductancia para cargas estándar en transformadores de corriente con una corriente nominal secundaria de 5 A (véase Tabla 4.5). Así, se puede validar que este estándar es aplicable directamente al sistema de 230 kV a 60 Hz, asegurando la coherencia y validez de la selección del transformador de corriente.

Tabla 4.5 Cargas estándar para transformadores de corriente con devanados secundarios de 5 A [48]

<b>Cargas</b>	<b>Designación de cargas</b>	<b>Resistencia (<math>\Omega</math>)</b>	<b>Inductancia (mH)</b>	<b>Impedancia (<math>\Omega</math>)</b>	<b>Voltamperes (a)</b>	<b>Factor de potencia</b>
	B-0.1	0.09	0.116	0.1	2.5	0.9
	B-0.2	0.18	0.232	0.2	5.0	0.9
Cargas de medición	B-0.5	0.45	0.580	0.5	12.5	0.9
	B-0.9	0.81	1.040	0.9	22.5	0.9
	B-1.8	1.62	2.080	1.8	45.0	0.9
Cargas de relé	B-1	0.50	2.300	1.0	25.0	0.9
	B-2	1.00	4.600	2.0	50.0	0.5
	B-4	2.00	9.200	4.0	100.0	0.5
	B-8	4.00	18.400	8.0	200.0	0.5

El estándar de la Normativa IEEE C57.13 establece que, para las calificaciones de precisión en relés, la corrección de la relación no debe superar el 10%. Estas calificaciones se designan mediante las siguientes categorías: C, K o T.

El sistema que se está analizando es de 230 kV a 60 Hz en líneas de transmisión. Por lo cual se considerará la clase de relé C100 como ejemplo. Esto implica que la carga estándar para el análisis del presente trabajo será B-1 (véase Tabla 4.6). Esto significa que la proporción es computable y que el ajuste proporcional no excederá el 10% en un rango de corrientes que varíen entre 1 y 20 veces la corriente nominal, con una carga estándar de 1.0 ohm.

Tabla 4.6 Tensión del Terminal Secundario y Carga Estándar [48].

<b>Tensión del Terminal Secundario</b>	<b>Carga Estándar (De acuerdo a la Tabla 4.2)</b>
10	B-0.1
20	B-0.2
50	B-0.5
100	B-1
200	B-2
400	B-4
800	B-8

De esta manera se pueden obtener los parámetros de voltaje de saturación e impedancia en los cálculos posteriores para obtener el transformador TC según la norma IEEE C57. (véase Tabla 4.7).

Tabla 4.7 Parámetros eléctricos para la obtención del transformador TC

<b>Clase</b>	<b>Burden</b>	<b>Z burden [Ohms]</b>	<b>Vsat [V]</b>
C100	B-1	1	100

Los cálculos para la selección del transformador de corriente (TC) se observan a partir de la ecuación (4.1).

$$E_S = I_L(Z_L + Z_C + Z_B) \quad (4.1)$$

Donde:

- $E_S$ = Voltaje eficaz generado en el bobinado secundario.
- $I_L$ = Corriente máxima en amperios; este valor se calcula al dividir la corriente máxima de falla en el sistema entre la relación de transformación del transformador elegido.
- $Z_B$ = impedancia conectada externamente.
- $Z_L$ = impedancia de la bobina secundaria.
- $Z_C$ = impedancia del cableado de conexión.

En la norma ANSI C37.110-1996, se introdujo el factor  $\left(1 + \frac{X}{R}\right)$  para evaluar la saturación del TC en la componente de corriente continua [16]. Esto modifica la ecuación (4.1) quedando la ecuación (4.2).

$$E_S = I_L(Z_L + Z_C + Z_A) * \left(1 + \frac{X}{R}\right) \quad (4.2)$$

Para la saturación del TC, se utiliza la ecuación (4.3) y (4.4) como criterio:

$$I. Falla max. * \frac{5}{X} * Z_B \leq V. Saturación \quad (4.3)$$

$$X \geq \frac{I. falla. máx * 5 * Z_B}{V. Saturación} \quad (4.4)$$

Así, se realiza una comparación entre la corriente nominal y el valor de X. Se elige el mayor de los dos para la selección del transformador de corriente (TC).

Por otra parte, para la selección del TP en el sistema se tomó en consideración la Tabla 4.8 dada por la Normativa IEEE C57.13

Tabla 4.8 Clasificación y características de transformadores de voltaje en exteriores del grupo 3 [48].

<b>Voltaje nominal</b>	<b>Relación marcada</b>	<b>Nivel básico de aislamiento a impulsos (cresta en kV)</b>
24 940 Grid Y/14 400	120/200 & 120/200:1	150 or 125
34 500 Grid Y/20 125	175/300 & 175/300:1	200
46 000 Grid Y/27 600	240/400 & 240/400:1	250
69 000 Grid Y/40 250	350/600 & 350/600:1	350
115 000 Grid Y/69 000	600/1000 & 600/1000:1	550 or 450
138 000 Grid Y/80 500	700/1200 & 700/1200:1	650 or 550
161 000 Grid Y/92 000	800/1400 & 800/1400:1	750 or 650
230 000 Grid Y/138 000	1200/2000 & 1200/2000:1	1050 or 900
345 000 Grid Y/207 000	1800/3000 & 1800/3000:1	1300 or 1175
500 000 Grid Y/287 500	2500/4500 & 2500/4500:1	1800 or 1675
750 000 Grid Y/431 250	3750/6250 & 3750/6250:1	2050

Al tener un voltaje nominal de 230 kV en el sistema, de acuerdo a la Tabla 4.8, se optó por la relación de 1200/2000:1 para asegurar un nivel de voltaje apropiado para los propósitos específicos en la investigación, obteniendo mejor exactitud y seguridad en las mediciones de voltaje en el sistema eléctrico de 230 kV que se está analizando.

Por último, se adoptó un valor de carga de 25 VA para mantener coherencia con el transformador TC seleccionado anteriormente. Asimismo, la normativa IEEE C57.13 indica que es necesario tener valores de carga para voltajes que oscilen entre 108 V y 132 V, al tener un voltaje secundario de 115 V, se ajusta a la característica establecida para 120 V. Teniendo en cuenta esta información, mediante la Tabla 4.9 se pueden obtener los parámetros eléctricos necesarios para el sistema eléctrico que se está analizando en el trabajo de investigación.



Tabla 4.9 Cargas estándar para transformadores de voltaje [48]

Características en cargas estándar			Características en base de 120 V			Características en base de 69,3 V		
Designación	VA	Factor de potencia	Resistencia $\Omega$	Inductancia	Impedancia $\Omega$	Resistencia $\Omega$	Inductancia	Impedancia $\Omega$
W	12.5	0.10	115.2	3.0400	1152	38.4	1.0100	384
X	25.0	0.70	403.2	1.0900	576	134.4	0.3640	137
M	35.0	0.20	82.3	1.0700	411	27.4	0.3560	137
Y	75.0	0.85	163.2	0.2680	192	54.4	0.0894	64
Z	200.	0.85	61.2	0.1010	72	20.4	0.0335	24
0								
ZZ	400	0.85	30.6	0.0503	36	10.2	0.0168	12

### 4.3.6. Criterio para ajuste de característica Instantánea en equipos de protección

#### 4.3.6.1. Relé 50

En la metodología empleada para la configuración de los parámetros del Relé 50, se adoptó la estrategia "Lines between substations" sugerida por el investigador citado en la referencia [19]. La calibración de las unidades instantáneas del relé se basó en un valor que excede en al menos un 125% el flujo de corriente simétrica efectiva para la condición de falla máxima proyectada en la estación secundaria. Este enfoque se inicia en la estación más distante y avanza en dirección a la fuente de alimentación para garantizar una actuación coherente en respuesta a incidencias de falla.

Se integró, asimismo, un margen adicional del 25% para prevenir la interacción indebida de la unidad instantánea de protección en la etapa subsiguiente, lo cual es crucial en escenarios donde la componente de corriente continua es prominente. Para sistemas que operan a tensiones de 220 kV o superiores, se considera apropiado ajustar los parámetros para valores mayores, teniendo en cuenta la creciente relación X/R y la influencia extendida de la componente de corriente continua. Bajo estas premisas, es factible calcular la corriente de pick-up que se aplicará en las simulaciones.

Además, se incorporó el criterio de selectividad del relé 50 con el objetivo de abordar la redundancia de protecciones en el sistema y optimizar el tiempo mínimo de despeje de fallas. Este enfoque selectivo es esencial para garantizar que, ante una condición de falla, el sistema de protección actúe de manera eficiente, aislando rápidamente la sección afectada y manteniendo la operatividad del resto del sistema eléctrico. La implementación de la selectividad no solo mejora la confiabilidad del sistema, sino que también contribuye a una

gestión más efectiva de las condiciones de falla, priorizando la seguridad y la continuidad del servicio.

Para el ajuste preciso de los parámetros de disparo del relé, como el valor de pick-up y el dial, se recurrió a la utilización de los elementos internos de DigSilent. Se realizó un procedimiento detallado basado en las especificaciones técnicas y las necesidades operativas del sistema, considerando variables críticas como la corriente máxima de carga y las corrientes de falla esperadas bajo diversas condiciones, incluyendo eventos de máxima lluvia. La configuración de estos ajustes se realizó con el propósito de alcanzar una discriminación óptima entre las protecciones, asegurando que la respuesta ante fallas sea la más adecuada según la localización y naturaleza de la misma.

Asimismo, se priorizó el criterio de selectividad del relé 50 para abordar específicamente la cuestión de redundancia en el sistema de protecciones. Este enfoque metodológico se orientó a establecer un sistema de protección que, ante múltiples dispositivos de seguridad disponibles, pudiera discernir y actuar de manera precisa y confiable, evitando la activación simultánea de protecciones que no corresponden directamente con la ubicación o el tipo de falla detectada.

Este ajuste meticuloso se realizó con el fin de calibrar los dispositivos de protección de manera que respondieran adecuadamente solo ante fallas dentro de su zona designada, considerando las corrientes de falla esperadas y las características operativas del sistema bajo estudio. La incorporación del tiempo mínimo de despeje de falla como un criterio clave en la simulación respondió a la necesidad de garantizar que, ante una situación de falla, el sistema de protección pudiera aislar rápidamente la sección afectada, reduciendo así el riesgo de daños a los componentes del sistema y la posibilidad de afectación a sectores más amplios de la red. El tiempo mínimo está orientando a la selección de los valores de pick-up y dial.

#### **4.3.7. Relé 67**

La combinación de un relé de sobre corriente para fases y tierra con un módulo direccional resulta en la implementación de un sistema de protección direccional para sobre corrientes de fase (ANSI 67) y de tierra (ANSI 67N), habitualmente referidas como unidades de fase y de tierra, respectivamente. Estas unidades utilizan diferentes parámetros para la polarización y la operación. La unidad de fase se vale de voltajes de fase o su combinación para la polarización, y corrientes de fase o su combinación para la operación. Por otro lado, la unidad de tierra opera con valores que pueden derivarse de secuencias cero o negativas. En contraste, la unidad de tierra se basa en valores que pueden ser de secuencia cero o negativa [25].

Es esencial destacar que, en la protección de fase, cada fase posee su propia unidad direccional, la cual utiliza cantidades de polarización y funcionamiento específicos. El diagrama lógico del Relé (F67\_F50\_F51 SIEMENS), fabricado por Siemens, ilustra esta independencia de funcionamiento entre cada unidad, esto se representa en la Figura 4.9 [26].

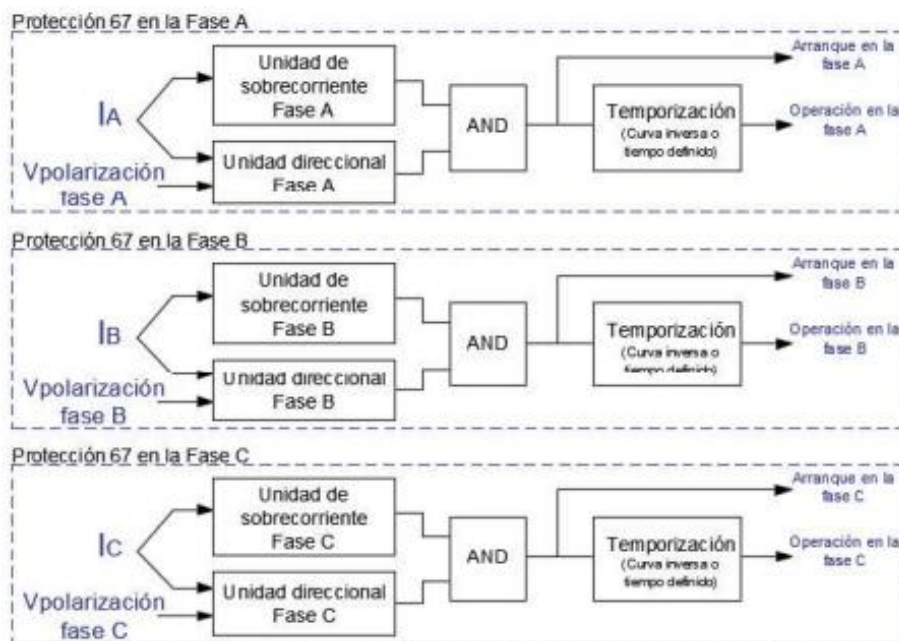


Figura 4.9 Esquema operativo de una protección que detecta sobre corrientes y direcciona su respuesta según las fases correspondientes [26].

Asimismo, en la metodología se tomó en cuenta la direccionalidad forward y reverse de los relés 67 en la simulación realizada con DigSilent. Este enfoque direccional permite al relé diferenciar si la falla ocurre dentro de la zona protegida (direccionalidad hacia adelante) o fuera de ella (direccionalidad hacia atrás), optimizando la selectividad del sistema de protección.

La aplicación de estos métodos en la simulación resultó crucial para evaluar cómo el sistema eléctrico responde a las fallas, asegurando que solo los dispositivos de protección apropiadamente configurados actúen ante una condición de falla específica, evitando interrupciones innecesarias y mejorando la confiabilidad del sistema. Esta inclusión metodológica refuerza el análisis de protecciones, simulando con precisión las condiciones operativas y las respuestas del sistema ante fallas en distintas direcciones, ya que el análisis fue realizado en sentido horario y en sentido antihorario.

#### 4.3.7.1. Método de polarización en cuadratura

Por otra parte, la implementación del método de polarización en cuadratura emerge como otra opción estratégica y la que se escogió para la protección contra sobre corrientes, especialmente

en escenarios de fuertes lluvias que pueden generar condiciones variables en el sistema interconectado ecuatoriano.

En este contexto, se aplica una polarización individual a cada fase utilizando el voltaje correspondiente, y el ángulo de ajuste del Relé (F67\_F50\_F51 SIEMENS) se establece en  $30^\circ$  en dirección contraria a las agujas del reloj en relación al voltaje de referencia. Este ajuste asegura que el relé actúe cuando la corriente presente un desfase de entre  $-60^\circ$  y  $120^\circ$  en comparación con el voltaje utilizado para la polarización.

El método de polarización en cuadratura fue escogido para el desarrollo de la simulación con el software y el estudio del trabajo debido a la facilidad que brinda para adaptarse a las condiciones cambiantes del sistema durante eventos de fuertes lluvias. La polarización en cuadratura, al considerar voltajes de línea específicos, proporciona una respuesta sensible a la variabilidad de las condiciones climáticas. Esta adaptabilidad mejora la robustez y la eficacia del sistema de protección, contribuyendo así a la seguridad y confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano en situaciones adversas.

## **5. ANÁLISIS DE RESULTADOS**

### **5.1. ANÁLISIS DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y POTENCIA**

En la Tabla 5.1 y Tabla 5.2, las cuales representan una sola y está dividida en parte A y parte B. Se detallan los valores de corriente primaria y secundaria para una serie de transformadores de corriente (TC) en ubicaciones específicas de la red eléctrica, estos influyen directamente en el desempeño de los relés durante las condiciones de fallas trifásicas en escenario de máxima lluvia. Estas diferencias están influenciadas por factores tales como la capacidad de carga de las líneas a las que los TCs están conectados, así como las expectativas de las corrientes de falla en esas ubicaciones.

Por ejemplo, el transformador de corriente (TC) con una corriente primaria de 900 A localizado en la línea Alluriquín – Santo Domingo indica que esta línea tiene la capacidad de manejar una corriente superior antes de que se declare un estado de sobrecarga o avería, a diferencia de otro TC situado en la línea Alluriquín – Santa Rosa, que cuenta con una corriente primaria de 300 A; por lo tanto, si este último alcanzara una corriente equiparable a la del primer TC mencionado, se podría considerar que está en estado de falla o sobre corriente.

El TC con una corriente primaria mayor podría requerir un ajuste diferente en el relé con la finalidad de garantizar una protección adecuada sin disparos innecesarios.

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI - CARRERA DE ELECTRICIDAD

Tabla 5.1 Datos de corriente de transformadores de corriente en las líneas de transmisión. Parte A.

<b>Transformadores de corriente</b>					
<b>Ubicación</b>	<b>Nombre</b>	<b>I Prim</b>	<b>I Sec</b>	<b>N. Fases</b>	<b>Secuencia</b>
		A	A		
ALLURIQUIN	TC_ALLURIQUIN_SANTO-DOMINGO	900	5	3	a-b-c
ALLURIQUIN	TC_ALLURIQUIN_SANTA-ROSA	300	5	3	a-b-c
SANTO DOMINGO	TC_SANTO-DOMINGO_ALLURIQUIN	900	5	3	a-b-c
SANTO DOMINGO	TC_SANTO-DOMINGO_BABA	400	5	3	a-b-c
SANTO DOMINGO	TC_SANTO-DOMINGO_QUEVEDO	400	5	3	a-b-c
BABA	TC_BABA_SANTO-DOMINGO	400	5	3	a-b-c
BABA	TC_BABA_QUEVEDO	500	5	3	a-b-c
QUEVEDO	TC_QUEVEDO_SANTO-DOMINGO	400	5	3	a-b-c
QUEVEDO	TC_QUEVEDO_BABA	500	5	3	a-b-c
QUEVEDO	TC_QUEVEDO_CHORRILLOS	200	5	3	a-b-c
CHORRILLOS	TC_CHORRILLO_QUEVEDO	200	5	3	a-b-c
CHORRILLOS	TC_CHORRILLOS_PASCUALES	800	5	3	a-b-c
PASCUALES	TC_PASCUALES_CHORRILLOS	800	5	3	a-b-c
PASCUALES	TC_PASCUALES_MOLINO	1000	5	3	a-b-c
PASCUALES	TC_PASCUALES_MILAGRO	500	5	3	a-b-c
PASCUALES	TC_PASCUALES_DOSCERRITOS	300	5	3	a-b-c
DOS CERRITOS	TC_DOSCERRITOS_PASCUALES	300	5	3	a-b-c
DOS CERRITOS	TC_DOSCERRITOS_MILAGRO	600	5	3	a-b-c

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI - CARRERA DE ELECTRICIDAD

Tabla 5.2 Datos de corriente de transformadores de corriente en las líneas de transmisión. Parte B.

<b>Transformadores de corriente</b>					
<b>Ubicación</b>	<b>Nombre</b>	<b>I Prim</b>	<b>I Sec</b>	<b>N. Fases</b>	<b>Secuencia</b>
		<b>A</b>	<b>A</b>		
MILAGRO	TC_MILAGRO_DOS-CERRITOS	600	5	3	a-b-c
MILAGRO	TC_MILAGRO_PASCUALES	1000	5	3	a-b-c
MILAGRO	TC_MILAGRO_TADAY	900	5	3	a-b-c
MILAGRO	TC_MILAGRO_ZHORA Y	1200	5	3	a-b-c
ZHORAY	TC_ZHORAY_MILAGRO	1200	5	3	a-b-c
ZHORAY	TC_ZHORAY_MOLINO	1000	5	3	a-b-c
MOLINO	TC_MOLINO_ZHORAY	1000	5	3	a-b-c
MOLINO	TC_MOLINO_PASCUAL ES	1200	5	3	a-b-c
MOLINO	TC_MOLINO_TADAY	200	5	3	a-b-c
TADAY	TC_TADAY_MILAGRO	900	5	3	a-b-c
TADAY	TC_TADAY_MOLINO	200	5	3	a-b-c
TADAY	TC_TADAY_TOTORAS	300	5	3	a-b-c
TADAY	TC_TADAY_RIOBAMBA	300	5	3	a-b-c
RIOBAMBA	TC_RIOBAMBA_TADAY	300	5	3	a-b-c
RIOBAMBA	TC_RIOBAMBA_TOTORAS	200	5	3	a-b-c
TOTORAS	TC_TOTORAS_RIOBAMBA	100	5	3	a-b-c
TOTORAS	TC_TOTORAS_TADAY	300	5	3	a-b-c
SANTA ROSA	TC_SANTA-ROSA_TOTORAS	500	5	3	a-b-c
SANTA ROSA	TC_SANTA-ROSA_ALLURIQUIN	300	5	3	a-b-c

Asimismo, en la Tabla 5.3, se detallan los valores de voltaje primario y voltaje secundario escogidos en los transformadores de potencial. Para este caso en particular, el estudio se está realizando en las líneas del anillo en un sistema que opera a 230 kV, el voltaje primario será dicho valor y el voltaje secundario será 110 V, al ser un sistema trifásico se toma en cuenta las tres fases con una secuencia positiva a- b- c. Estos valores serán los mismos para las demás ubicaciones mostradas en la Tabla 5.1 y Tabla 5.2 , ya que estos también tienen transformadores de potencial.

Tabla 5.3 Datos de voltaje de transformadores de potencial en las líneas de transmisión.

Ubicación	Nombre	Transformadores de potencial			
		V Prim V	V Sec V	N. Fases	Secue ncia
ALLURIQUIN	TP_ALLURIQUIN_SANT O-DOMINGO	230000	110	3	a-b-c
ALLURIQUIN	TP_ALLURIQUIN_SANT A-ROSA	230000	110	3	a-b-c
SANTO DOMINGO	TP_SANTO- DOMINGO_ALLURIQUI N	230000	110	3	a-b-c
SANTO DOMINGO	TP_SANTO- DOMINGO_BABA	230000	110	3	a-b-c

## 5.2. ANÁLISIS DEL RELÉ 67 EN ESCENARIO DE MÁXIMA LLUVIA

El análisis de la funcionalidad del relé se efectuó mediante la simulación de fallas trifásicas en el escenario de máxima lluvia a lo largo de las líneas que componen el anillo del Sistema Nacional Interconectado, aplicando un porcentaje específico de distancia de falla. El propósito principal de este estudio fue confirmar que la protección de las líneas de transmisión (L/T) se activara y operara dentro de las zonas designadas, conforme a los criterios de calibración y ajuste previamente establecidos en los apartados 4.3.5, 4.3.6 y 4.3.7.

Con base a este objetivo, se diseñaron escenarios de fallas trifásicas situadas al 50% de la distancia en cada una de las L/T del sistema. Este enfoque garantiza que los relés se activen correctamente dentro de sus respectivas áreas de cobertura, contribuyendo a una configuración óptima del sistema para este tipo de fallas y, en consecuencia, a su adecuada coordinación.

Dado que el relé 67 es un dispositivo de protección de sobre corriente direccional, se llevó a cabo su ajuste y coordinación considerando dos direcciones: antihoraria y horaria. Este

procedimiento permitió verificar que el relé operara de manera segura dentro del sistema, evitando cualquier tipo de anomalía. Este enfoque direccional asegura una protección eficaz y precisa, clave para el mantenimiento de la estabilidad y la confiabilidad del sistema eléctrico ante eventos de falla.

En la Tabla 5.4 y Tabla 5.5 se ilustra de manera detallada la configuración y los resultados de la simulación de las protecciones de las líneas de transmisión del sistema del anillo en el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano. Cada fila corresponde a una línea específica, identificada con una denominación única. En este contexto, se detallan tanto los elementos protegidos como los protectores, cuya identificación varía en función de la dirección del análisis de la falla. Por ejemplo, en el análisis de sentido antihorario, el elemento protegido para la denominación L\_SDOM\_ALLU es B\_Santo\_Domingo\_230, mientras que en el análisis de sentido horario cambia a B\_Alluriquin\_230.

Tabla 5.4 Datos obtenidos de corriente de falla y tiempo de acción del relé 67 en sentido antihorario. Parte A.

<b>ANTIHORARIO</b>					
<b>Elemento</b>	<b>I Nominal</b>	<b>I pick up</b>	<b>I pick up</b>	<b>Dial</b>	<b>Elemento protegido</b>
	<b>[A]</b>	<b>[A sec]</b>	<b>[A prim]</b>		
L_SDOM_ALLU	795.54	6.5	780	0.1	B_Santo_Domingo_230
L_QUEV_SDOM	341.4	4.1	328	0.08	B_Quevedo_230
L_QUEV_CHOR	107.61	1.25	225	0.39	B_Chorrillos_230
L_CHOR_PASC	698.28	5.4	972	0.07	B_Pascuales_230
L_DCER_PASC	245.51	20	3600	0.2	B_Dos_Cerritos_230
L_DCER_MILA	815.73	7.5	900	0.2	B_Milagro_230
L_MILA_ZHOR	1233	4.85	970	0.05	B_Zhoray_230
L_MILA_PASC	961.1	3.4	680	0.11	B_Milagro_230
L_MOLI_PASC	1094	6.5	1300	0.45	B_Molino_230
L_TADA_MOLI	155	20.5	4100	0.2	B_Taday_230
L_RIOB_TADA	249.89	10.6	2120	0.2	B_Riobamba_230
L_RIOB_TOTO	56.79	15	2400	0.2	B_Totoras_230
L_TOTO_TADA	197.9	0.7	140	0.14	B_Totoras_230
L_SROS_TOTO	413.7	2.25	450	0.35	B_Santa_Rosa_230
L_ALLU_SROS	263.45	7.85	471	0.13	B_Alluriquin_230



Tabla 5.5 Datos obtenidos de corriente de falla y tiempo de acción del relé 67 en sentido antihorario. Parte B.

<b>ANTIHORARIO</b>				
<b>Elemento protector</b>	<b>I falla</b>	<b>Tiempo del protegido</b>	<b>Tiempo del protector</b>	<b><math>\Delta t</math></b>
	<b>[A]</b>	<b>[s]</b>	<b>[s]</b>	<b>[s]</b>
67_B_Alluriquin_230_L_SDOM_ALLU_2_1	6850.66	0.173	0.395	0.222
67_B_Santo_Domingo_230_L_QUEV_SDOM_2_1	3211.41	0.275	0.593	0.318
67_B_Chorrillos_230_L_QUEV_CHOR_2_1	2306	0.132	0.560	0.428
67_B_Chorrillos_230_L_CHOR_PASC_2_1	16302	0.155	0.220	0.065
67_B_Pascuales_230_L_DCER_PASC_2_1	9172.011	0.220	NA	-
67_B_Milagro_230_L_DCER_MILA_1_2	13269	NA	0.475	NA
67_B_Zhoray_230_L_MILA_ZHOR_1_2	2884	0.046	0.570	0.524
67_B_Pascuales_230_L_MILA_PASC_2_2	2329	0.612	2.469	1.857
67_B_Molino_230_L_MOLI_PASC_1_2	1704.15	0.839	0.976	0.137
67_B_Molino_230_L_TADA_MOLI_2_1	7304	0.099	0.210	0.111
67_B_Taday_230_L_RIOB_TADA_2_1	1666	0.210	0.210	-
67_B_Totoras_230_L_RIOB_TOTO_1_2	11329	NA	NA	NA
67_B_Taday_230_L_TOTO_TADA_2_1	1142	0.308	0.759	0.451
67_B_Santa_Rosa_230_L_SROS_TOTO_1_2	2583	1.009	NA	NA
67_B_Santa_Rosa_230_L_ALLU_SROS_2_1	5484	NA	NA	NA

La respuesta temporal del elemento protector, es decir, el tiempo que tarda en actuar ante una falla, es una variable que depende directamente de múltiples factores: el ajuste del Dial, que define la sensibilidad y la velocidad de respuesta del relé; la corriente nominal ( $I_{nominal}$ ), que es la corriente de operación estándar de la línea; la corriente de activación o pick-up ( $I_{pickup}$ ), establecida para detectar la condición de sobreintensidad; y la corriente de falla ( $I_{falla}$ ), que es la corriente que circula en el momento de la falla. Estos parámetros son críticos para la operación efectiva de la protección, ya que determinan no sólo si el relé debe actuar, sino también cuándo debe hacerlo.

Los valores obtenidos son fundamentales, ya que permiten a los relés establecer su posición específica en el sistema y su calibración óptima en respuesta a un incidente particular. Esta información es crucial para comprender cómo la coordinación de la protección varía en

respuesta a la dirección del análisis en relación al punto específico donde se introduce la falla en la simulación.

Asimismo, estos valores aseguran que los relés estén en plena operación y respondan de manera adecuada y efectiva ante cualquier anomalía en el sistema. Contribuyendo así a la minimización de interrupciones del servicio, lo cual indica que existe una coordinación de protecciones eficiente y confiable a lo largo de toda la red.

En la Tabla 5.6 y Tabla 5.7 está el mismo análisis de las dos tablas anteriores pero esta vez en sentido horario, como se puede observar, este cambio de dirección también influye en los parámetros de corriente nominal, de pick up, dial, corriente de falla y el tiempo de operación del elemento protector.

Tabla 5.6 Datos obtenidos de corriente de falla y tiempo de acción del relé 67 en sentido horario. Parte A.

<b>HORARIO</b>					
<b>Elemento</b>	<b>I Nominal</b>	<b>I pick up</b>	<b>I pick up</b>	<b>Dial</b>	<b>Elemento protegido</b>
	<b>[A]</b>	<b>[A sec]</b>	<b>[A prim]</b>		
L_SDOM_ALLU	794.13	6.5	780	0.1	B_Alluriquin_230
L_QUEV_SDOM	341.76	5	400	0.07	B_Santo_Domingo_230
L_QUEV_CHOR	107.61	1.25	225	0.31	B_Quevedo_230
L_CHOR_PASC	698.28	5.4	972	0.09	B_Chorrillos_230
L_DCER_PASC	1102.21	6.5	1300	0.45	B_Pascuales_230
L_DCER_MILA	539.84	47.5	5700	0.2	B_Dos_Cerritos_230
L_MILA_PASC	961.1	2.8	560	0.22	B_Pascuales_230
L_MOLI_PASC	1102.21	6.5	1300	0.45	B_Pascuales_230
L_TADA_MOLI	155.4	25	5000	0.2	B_Molino_230
L_TOTO_TADA	197.9	0.7	140	0.05	B_Taday_230
L_SROS_TOTO	400.91	15	3000	0.45	B_Totoras_230
L_ALLU_SROS	243.5	25	1500	0.2	B_Santa_Rosa_230

Tabla 5.7 Datos obtenidos de corriente de falla y tiempo de acción del relé 67 en sentido horario. Parte B.

Elemento protector	I falla	Tiempo del protegido	Tiempo del protector	$\Delta t$
	[A]	[s]	[s]	[s]
67_B_Alluriquin_230_L_SDOM_ALLU_2_1	3727.48	0.500	0.640	0.140
67_B_Santo_Domingo_230_L_QUEV_SDOM_1_2	1183	0.521	0.639	0.118
67_B_Chorrillos_230_L_QUEV_CHOR_2_1	2915	0.305	0.914	0.609
67_B_Chorrillos_230_L_CHOR_PASC_1_2	7373	0.455	1.168	0.713
67_B_Molino_230_L_MOLI_PASC_2_1	2138	0.460	NA	-
67_B_Milagro_230_L_DCER_MILA_2_1	2855	NA	NA	NA
67_B_Pascuales_230_L_MILA_PASC_1_2	1804	NA	NA	NA
67_B_Molino_230_L_MOLI_PASC_2_1	2138	0.460	NA	-
67_B_Molino_230_L_TADA_MOLI_1_2	4252	NA	NA	NA
67_B_Taday_230_L_TOTO_TADA_2_1	1097	0.099	NA	-
67_B_Santa_Rosa_230_L_SROS_TOTO_1_2	3220	0.470	1.236	0.766
67_B_Santa_Rosa_230_L_ALLU_SROS_2_1	5466.81	NA	NA	NA

En la Figura 5.1 se observan las curvas de actuación y los tiempos de interrupción de los relés durante un evento de falla en la línea de transmisión Alluriquín-Santo Domingo. Se puede apreciar que el relé principal, posicionado en la línea Santo Domingo-Alluriquín, está programado para interrumpir la corriente de cortocircuito, que alcanza los 7669,100 A pri, en un tiempo notablemente breve de 0.138 segundos tras la detección de una falla trifásica. Por otro lado, el relé de respaldo, ubicado en la línea Santo Domingo-Quevedo, con una corriente de cortocircuito de 1276,649 A pri, actúa con un retardo calculado, despejando la falla en 0.383 segundos.

La coordinación entre estos tiempos asegura que el relé más cercano a la falla actúe con prioridad, mientras que el relé de respaldo proporciona una capa adicional de seguridad, en caso de que el relé principal falle en su intervención. Esta estrategia de protección selectiva es crucial para minimizar el área afectada por la interrupción del servicio eléctrico y preservar la integridad del sistema de transmisión.

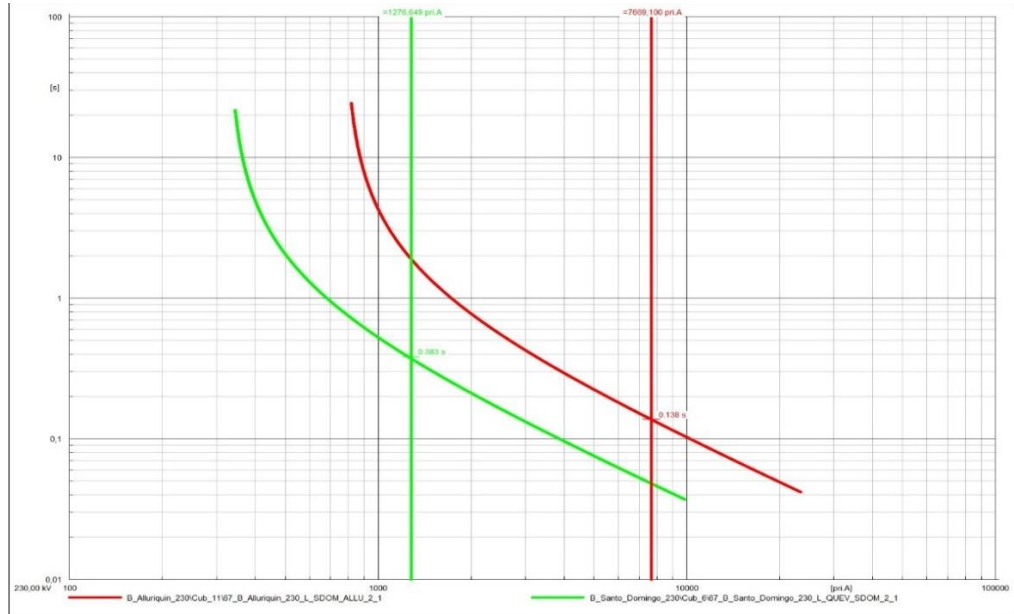


Figura 5.1 Falla trifásica conexión Alluriquin\_Sto Domingo\_ Quevedo sentido Horario

**5.2.1. Análisis del relé 67 y 50 en escenario de máxima lluvia con seteo de actuación en sentido antihorario**

Tabla 5.8 Coordinación del relé 67 temporizados con seteo de actuación en sentido antihorario. Parte A.

<b>ANTIHORARIO</b>					
PROTECCION	Elemento protector	I	I	I	Dial
		Nominal [A]	pick up [A sec]	pick up [A prim]	
67	67_LT_SANTO-DOMINGO_ALLURIQUIN	-794.13	4.65	-837	0.14
	67_LT_BABA_SANTO-DOMINGO	-302.07	4	320	0.17
	67_LT_QUEVEDO_BABA	-395.83	4.2	420	0.18
	67_LT_CHORRILLO_QUEVEDO	153.58	4.1	164	0.47
	67_LT_PASCUALES_CHORRILLOS	-698.28	4.6	736	0.12
	67_LT_MILAGRO_PASCUALES	470.86	2.5	500	0.09
	67_LT_ZHORAY_MILAGRO	1233.04	5.4	1296	0.05
	67_LT_MOLINO_ZHORAY	900.31	4.7	940	0.13
	67_LT_TADAY_MOLINO	-155.4	4.1	164	0.62
	67_LT_RIOBAMBA_TADAY	-249.89	4.4	264	0.11
	67_LT_TOTORAS_RIOBAMBA	-56.79	3	60	0.98
	67_LT_SANTA-ROSA_TOTORAS	-400.91	4.2	420	0.18
	67_LT_ALLURIQUIN_SANTA-ROSA	-243.5	4.3	258	0.17

Tabla 5.9 Coordinación del relé 67 temporizados con seteo de actuación en sentido antihorario. Parte B.

<b>ANTIHORARIO</b>				
<b>Elemento protegido</b>	<b>I_Falla</b>	<b>Tiempo del protegido</b>	<b>Tiempo del protector</b>	<b><math>\Delta t</math></b>
	<b>[A]</b>	<b>[S]</b>	<b>[S]</b>	<b>[S]</b>
LT_SANTO-DOMINGO_ALLURIQUIN	4621.75	0.418	0.675	0.257
LT_BABA_SANTO-DOMINGO	2476.45	0.341	0.614	0.273
LT_BABA_QUEVEDO	4427.09	0.255	0.510	0.255
LT_CHORRILLOS_QUEVEDO	5259.06	0.219	0.479	0.260
LT_PASCUALES_CHORRILLOS	8752.83	0.159	0.444	0.285
LT_MILAGRO_PASCUALES	5014.68	0.135	2.171	2.036
LT_ZHORAY_MILAGRO	5641.52	0.201	0.461	0.260
LT_MOLINO_ZHORAY	13918.12	0.127	0.379	0.252
LT_TADAY_MOLINO	6141.97	0.289	0.573	0.284
LT_RIOBAMBA_TADAY	2183.66	0.204	0.456	0.252
LT_TOTORAS_RIOBAMBA	6536.02	0.456	0.716	0.260
LT_SANTA-ROSA_TOTORAS	1844.79	0.176	0.440	0.264
LT_ALLURIQUIN_SANTA-ROSA	5119.04	0.122	0.704	0.582

La Tabla 5.8 y Tabla 5.9 reflejan una coordinación meticulosa de los relés de protección direccional 67 para una operación en sentido antihorario, centrada en el anillo de 230 kV del sistema eléctrico ecuatoriano. Los datos exhiben una sincronización cuidadosa y deliberada de los ajustes de pick-up y de los diales de los relés, basándose en las corrientes nominales de las líneas que conectan las barras de la siguiente manera:

Alluriquín-Santo Domingo- Baba-Quevedo- Chorrillos-Pascuales- Milagro-Zhoray- Molino-Taday- Riobamba-Totoras- Santa Rosa-Alluriquín, completando así el anillo en sentido antihorario.

El análisis de estos resultados evidencia que los valores de pick-up se han seleccionado para asegurar que cada relé responda de manera adecuada a las condiciones de corriente esperadas en su ubicación específica. Los diales, por su parte, se han ajustado para garantizar que el tiempo de actuación del relé sea el óptimo, permitiendo así una respuesta coordinada y escalonada en caso de fallas.

Un aspecto crucial que se destaca en la tabla es el  $\Delta t$ , el intervalo de tiempo entre la actuación del relé protector y el relé protegido, que debe ser suficiente para asegurar la discriminación

correcta y evitar una interrupción innecesaria del servicio eléctrico en otras partes del sistema. En este caso al tener una diferencia de tiempo positivo indica que el relé actuó correctamente ante la falla trifásica.

Asimismo, la presencia de valores negativos en la corriente nominal de las líneas de transmisión en la tabla de coordinación de relés se debe a la dirección asignada para el flujo de corriente considerado en el análisis que puede ser en sentido horario o antihorario. En un sistema de protección direccional como el relé 67, los valores negativos indican un flujo de corriente en dirección opuesta a la configurada como "normal" o "esperada". Esto es útil para identificar condiciones de flujo de energía en reversa, lo cual es relevante para la operación correcta de protecciones direccionales.

Cuando los valores pasan de negativos a positivos entre diferentes direcciones (antihorario a horario), esto refleja un cambio en la perspectiva desde la cual se está observando el sistema, es decir, el punto de referencia para la medición de la dirección de flujo cambia. Técnicamente, esto se debe a la convención utilizada para definir la dirección del flujo de corriente en el análisis de la protección.

Tabla 5.10 Coordinación del relé instantáneo 50 con seteo de actuación en sentido antihorario. Parte A.

<b>ANTIHORARIO</b>					
<b>PROTECCION</b>	<b>Elemento protector</b>	<b>I</b>	<b>I</b>	<b>I</b>	<b>Time Setting</b>
		<b>Nominal</b>	<b>pick up</b>	<b>pick up</b>	
		<b>[A]</b>	<b>[A</b>	<b>[A</b>	
			<b>sec]</b>	<b>prim]</b>	
	50_LT_QUEVEDO_SANTO-DOMINGO	-341.76	13.75	1100	0.87
	50_LT_TADAY_MILAGRO	775.5	10	1800	0.45
50	50_LT_DOS-CERRITOS_PASCUALES	245.51	15	900	0.43
	50_LT_MILAGRO_DOS-CERRITOS	539.84	15	1800	0.43
	50_LT_MOLINO_PASCUALES	1102.21	6.5	1560	0.46
	50_LT_TOTORAS_TADAY	-197.9	15	900	0.4

Tabla 5.11 Coordinación del relé instantáneo 50 con seteo de actuación en sentido antihorario. Parte B.

<b>ANTIHORARIO</b>			
<b>PROTECCION</b>	<b>Elemento protegido</b>	<b>I Falla [A]</b>	<b>Tiempo del protegido</b>
50	50_LT_QUEVEDO_SANTO-DOMINGO	1382.52	0.750
	50_LT_TADAY_MILAGRO	2032.57	0.450
	50_LT_DOS-CERRITOS_PASCUALES	1929.54	0.440
	50_LT_MILAGRO_DOS-CERRITOS	1929.54	0.440
	50_LT_MOLINO_PASCUALES	2181.13	0.460
	50_LT_TOTORAS_TADAY	1214.79	0.400

La Tabla 5.10 y

Tabla 5.11 muestran los relés de protección instantánea 50 coordinados para operar en el sentido antihorario en ciertos nodos clave del sistema eléctrico donde se presentan mallas. Estos nodos son críticos, ya que las protecciones en paralelo deben coordinarse para despejar las fallas de manera simultánea y evitar la propagación de las mismas mediante las mallas.

Estos resultados revelan que la coordinación de los relés 50 instantáneos actúan inmediatamente ante las fallas, basándose en los tiempos de ajuste establecidos para su operación. En situaciones donde las líneas operan en paralelo dentro de pequeñas mallas, la estrategia implementada ha sido la de utilizar los relés instantáneos para abrir el circuito rápidamente en caso de falla, alineándose con el valor de ajuste del relé direccional que se encuentra en la barra con el mayor aporte de corriente. Esta configuración garantiza que la actuación de los relés sea efectiva y que las protecciones redundantes trabajen correctamente.

**5.2.2. Análisis del relé 67 y 50 en escenario de máxima lluvia con seteo de actuación en sentido horario**

Tabla 5.12 Coordinación del relé 67 temporizados con seteo de actuación en sentido horario. Parte A.

<b>HORARIO</b>					
<b>PROTECCION</b>	<b>Elemento protector</b>	<b>I</b>	<b>I</b>	<b>I</b>	<b>Dial</b>
		<b>Nominal</b>	<b>pick up</b>	<b>pick up</b>	
		<b>[A]</b>	<b>[A sec]</b>	<b>[A prim]</b>	
67	67_LT_ALLURIQUIN_SANTO-DOMINGO	795.54	4.75	855	0.25
	67_LT_SANTA-ROSA_ALLURIQUIN	263.45	4.65	279	0.90
	67_LT_TOTORAS_SANTA-ROSA	413.7	4.4	440	0.12
	67_LT_RIOBAMBA_TOTORAS	73.53	2.5	100	0.20
	67_LT_TADAY_RIOBAMBA	251.65	4.6	276	0.14
	67_LT_MOLINO_TADAY	140.14	3.75	150	0.34
	67_LT_ZHORAY_MOLINO	-904.06	4.85	970	0.05
	67_LT_MILAGRO_ZHORAY	-1234.78	5.45	1308	0.05
	67_LT_PASCUALES_MILAGRO	-463.64	4.9	490	0.05
	67_LT_CHORRILLOS_PASCUALES	690.01	4.6	736	0.08
	67_LT_QUEVEDO_CHORRILLOS	-107.61	2.85	114	0.53
	67_LT_BABA_QUEVEDO	395.68	4.2	420	0.07
	67_LT_SANTO-DOMINGO_BABA	301.81	4.15	332	0.18

Tabla 5.13 Coordinación del relé 67 temporizados con seteo de actuación en sentido horario. Parte B.

<b>ANTIHORARIO</b>				
<b>Elemento protegido</b>	<b>I_Falla</b>	<b>Tiempo del protegido</b>	<b>Tiempo del protector</b>	<b>Δt</b>
	<b>[A]</b>	<b>[S]</b>	<b>[S]</b>	<b>[S]</b>
LT_SANTO-DOMINGO_ALLURIQUIN	4621.75	0.418	0.675	0.257
LT_BABA_SANTO-DOMINGO	2476.45	0.341	0.614	0.273
LT_BABA_QUEVEDO	4427.09	0.255	0.510	0.255
LT_CHORRILLOS_QUEVEDO	5259.06	0.219	0.479	0.260
LT_PASCUALES_CHORRILLOS	8752.83	0.159	0.444	0.285
LT_MILAGRO_PASCUALES	5014.68	0.135	2.171	2.036
LT_ZHORAY_MILAGRO	5641.52	0.201	0.461	0.260
LT_MOLINO_ZHORAY	13918.12	0.127	0.379	0.252
LT_TADAY_MOLINO	6141.97	0.289	0.573	0.284
LT_RIOBAMBA_TADAY	2183.66	0.204	0.456	0.252
LT_TOTORAS_RIOBAMBA	6536.02	0.456	0.716	0.260
LT_SANTA-ROSA_TOTORAS	1844.79	0.176	0.440	0.264
LT_ALLURIQUIN_SANTA-ROSA	5119.04	0.122	0.704	0.582



La Tabla 5.12 y Tabla 5.13 reflejan una coordinación meticulosa de los relés de protección direccional 67 para una operación en sentido horario, centrada en el anillo de 230 kV del sistema eléctrico ecuatoriano. Los datos exhiben una sincronización cuidadosa y deliberada de los ajustes de pick-up y de los diales de los relés, basándose en las corrientes nominales de las líneas que conectan las barras de la siguiente manera: Alluriquín-Santa Rosa- Totoras-Riobamba- Taday-Molino- Zhoray-Pascuales- Milagro-Chorrillo- Quevedo-Baba- Santo Domingo-Alluriquín, completando así el anillo en sentido horario.

Los resultados indican que la corriente de pick-up y los ajustes del Dial de cada relé han sido establecidos para garantizar una actuación apropiada ante las fallas. Los relés están ajustados para que puedan actuar con prontitud ante las corrientes de falla ( $I_{falla}$ ) que se presentan en el sistema, actuando en tiempos diferenciados para mantener la selectividad y la continuidad operativa de la red. Es notable que, pese a la diversidad de corrientes de falla, los tiempos del protegido y del protector se mantienen en márgenes que reflejan una coordinación efectiva y coherente con la dirección de operación horaria del sistema.

Asimismo, en el contexto de los relés direccionales como los relés 67, los valores en negativo en la corriente nominal indican la dirección del flujo de corriente esperado bajo condiciones normales de operación. En un sistema de transmisión con flujo bidireccional, un valor negativo representa que el flujo de corriente está yendo en dirección opuesta a la establecida como referencia positiva.

Tabla 5.14 Coordinación del relé instantáneo 50 con seteo de actuación en sentido horario. Parte A.

<b>HORARIO</b>					
<b>PROTECCION</b>	<b>Elemento protector</b>	<b>I Nominal [A]</b>	<b>I pick up [A sec]</b>	<b>I pick up [A prim]</b>	<b>Time Setting</b>
	50_LT_SANTO- DOMINGO_QUEVEDO	341.37	4.5	360	0.24
	50_LT_PASCUALES_DOS- CERRITOS	-241.35	15	900	0.43
50	50_LT_DOS- CERRITOS_MILAGRO	-535.47	15	1800	0.69
	50_LT_PASCUALES_MOLINO	-1094.4	7.5	1800	0.45
	50_LT_MILAGRO_TADAY	-776	7.5	1350	0.45
	50_LT_TADAY_TOTORAS	205.54	15	900	0.39

Tabla 5.15 Coordinación del relé instantáneo 50 con seteo de actuación en sentido horario. Parte B.

<b>ANTIHORARIO</b>			
<b>PROTECCION</b>	<b>Elemento protegido</b>	<b>I Falla [A]</b>	<b>Tiempo del protegido</b>
50	LT_SANTO-DOMINGO_QUEVEDO	1770.87	0.260
	LT_PASCUALES_DOS-CERRITOS	1929.54	0.450
	LT_DOS-CERRITOS_MILAGRO	3115.12	0.700
	LT_PASCUALES_MOLINO	2267.74	0.460
	LT_MILAGRO_TADAY	2032.57	0.460
	LT_TADAY_TOTORAS	1214.79	0.400

La Tabla 5.14 y Tabla 5.15 reflejan la coordinación precisa de los relés 50, que son dispositivos de sobre corriente instantáneos, ajustados para operar en sentido horario en la red de protecciones eléctricas. En las ubicaciones específicas donde se forman mallas en la red, se han configurado los relés para que actúen simultáneamente, basándose en tiempos de actuación preestablecidos para la interrupción instantánea ante condiciones de falla.

La estrategia subyacente a este enfoque de protección es que, en las zonas con configuración de malla, es crucial que los relés en paralelo operen coordinadamente para aislar rápidamente la sección afectada. Esto es especialmente importante en mallas más pequeñas, donde la pronta actuación de los relés instantáneos es esencial para prevenir la propagación de la falla y minimizar las interrupciones del servicio. Los ajustes de estos relés se han realizado teniendo en cuenta el valor de seteo de los relés direccionales ubicados en las barras con el mayor aporte de corriente, lo que asegura la selectividad y eficacia de la protección.

El análisis de los resultados obtenidos de la simulación muestra que los ajustes de corriente nominal ( $I_{\text{nominal}}$ ), corriente de pick-up ( $I_{\text{pickup}}$ ), y los tiempos de actuación (Time Setting) están adecuadamente calibrados para responder a las corrientes de falla ( $I_{\text{falla}}$ ) registradas. Estos parámetros garantizan una respuesta inmediata por parte de los relés 50, con tiempos de actuación que reflejan una coordinación y una selectividad adecuadas entre los relés en paralelo y los relés direccionales.

### **5.3. ANÁLISIS DE LAS CURVAS DE OPERACIÓN DEL RELÉ 67 EN SENTIDO ANTIHORARIO Y HORARIO EN EL SISTEMA DE ANILLO**

La Figura 5.2 proporcionada muestra las curvas de actuación de los relés de protección direccional 67 en sentido antihorario, evidenciando su comportamiento y tiempo de respuesta ante una falla simulada en la línea Santo Domingo-Alluriquín. Los relés se han configurado para reconocer una corriente de falla en la línea, con un valor de pick-up de 837 A primarios, y se observa que, al simular una falla al 50% de la longitud de la línea, el relé de Santo Domingo responde en un tiempo de 0.418 segundos frente a una corriente de falla de 4621,75 A primarios, con un ajuste de tiempo en el dial de 0.14 segundos.

En paralelo, en la línea Baba - Santo Domingo donde el relé se ubica en el Baba ajustado para un valor de pick-up de 320 A primarios, actúa en 0.675 segundos con un set en el dial de 0.17 segundos. Este patrón de actuación demuestra una coordinación afinada entre los relés direccionales del sistema, con una diferencia temporal de activación de 0.257 segundos. Esta diferencia, o  $\Delta t$ , es crítica, ya que indica la separación temporal suficiente para mantener la selectividad entre el relé principal y el de respaldo, asegurando que la falla sea aislada por el dispositivo de protección más cercano al punto de falla, mientras que los dispositivos secundarios proporcionan una capa adicional de protección.

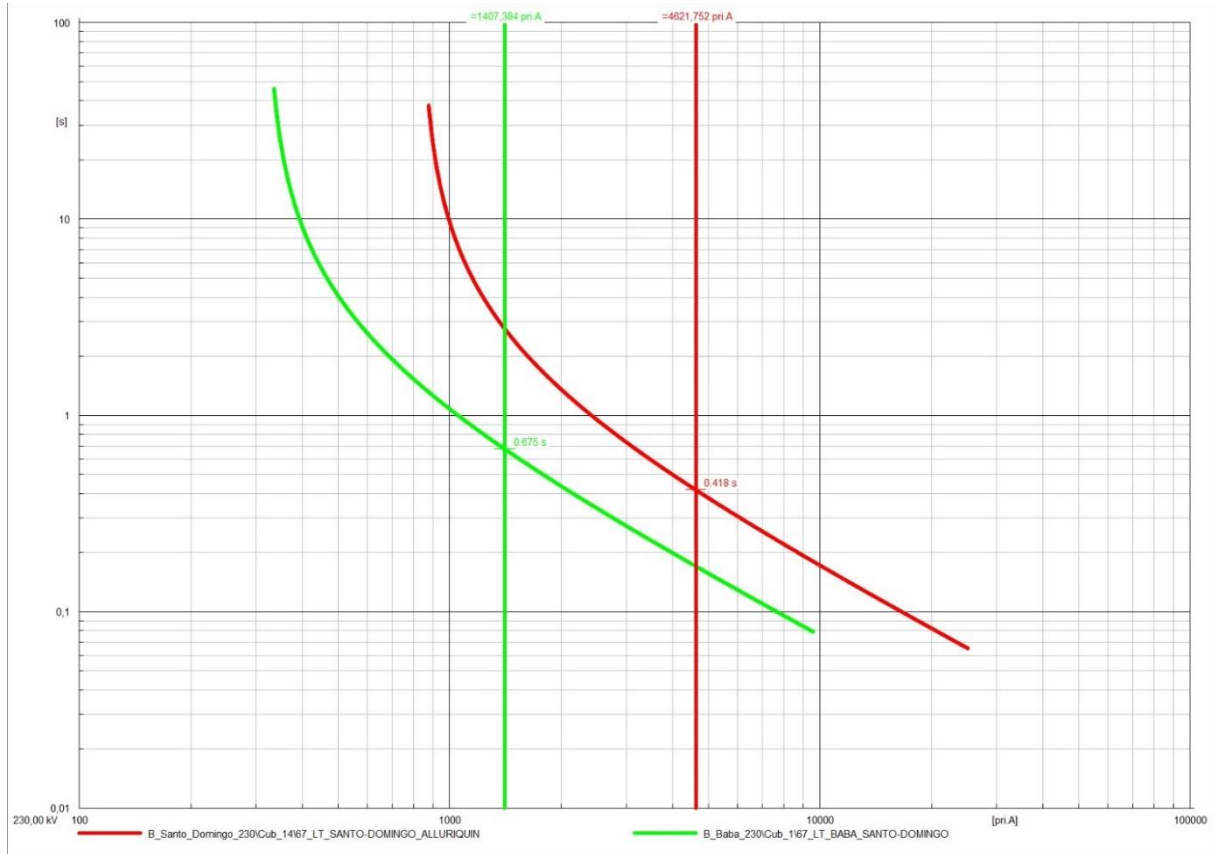


Figura 5.2 Curva de operación del relé 67 con falla en la línea Alluriquín-Santo Domingo

La Figura 5.3 muestra las curvas características de dos relés 67 direccionales configurados para operar ante una condición de falla simulada en la línea Santa Rosa Totoras, donde el flujo de corriente es analizado en sentido horario.

En este escenario, los relés se encuentran ubicados en las barras de Totoras y Riobamba, están calibrado para activarse a una corriente de pick-up de 440 A primarios. Este dispositivo responde a una corriente de falla de 4995.394 A primarios en 0.156 segundos para el relé de totoras con un seteo en el dial de 0.12 segundos, mientras que para el relé de Riobamba responde a una falla de 739.336 A primario, lo que indica una actuación rápida y precisa en el punto medio de la línea.

Simultáneamente, el relé situado en la barra de Riobamba destinado a actuar en dirección hacia la falla, se configura con un valor de pick-up de 100 A primarios. La gráfica muestra que este relé actúa en 0.422 segundos, con un seteo de tiempo en el dial de 0.20 segundos Este tiempo de respuesta más corto proporciona una capa adicional de protección, actuando como respaldo en caso de que el relé principal falle o no consiga aislar la falla por completo.

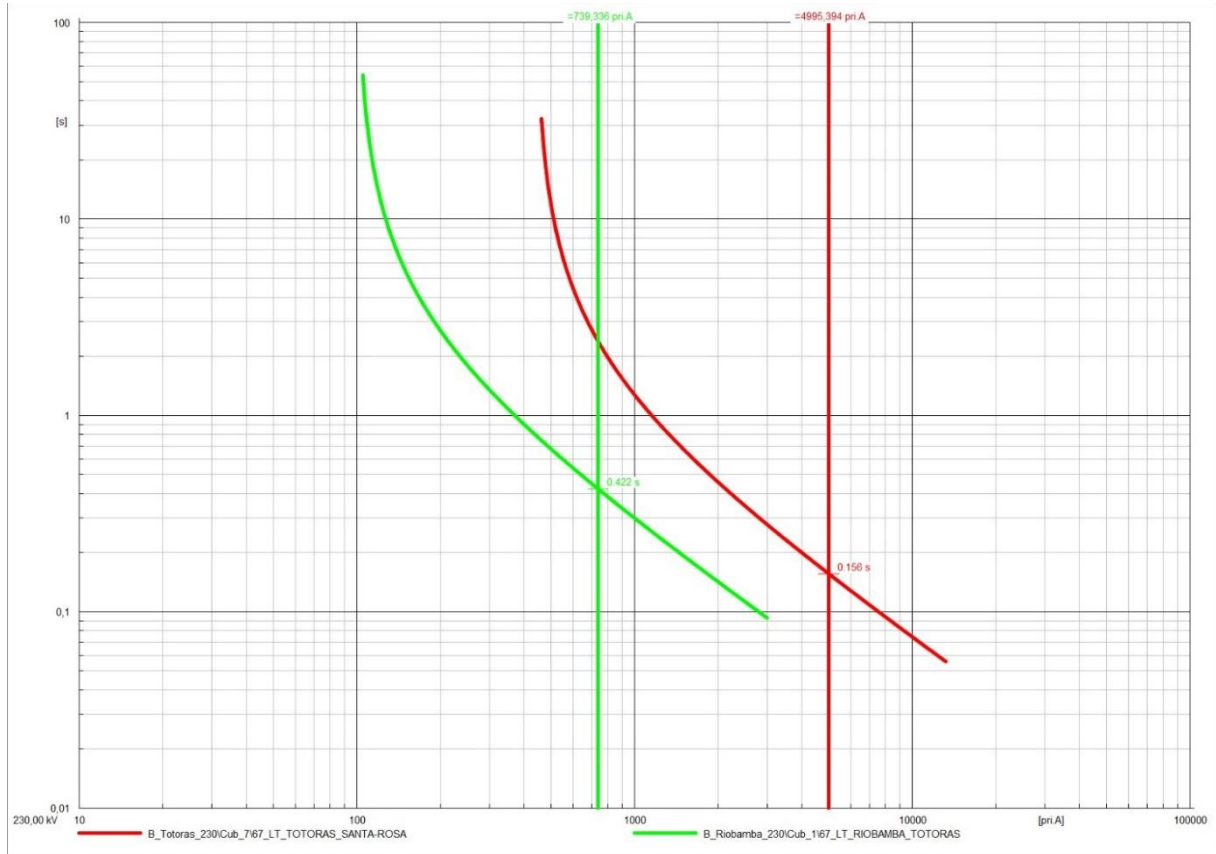


Figura 5.3 Curva de operación del relé 67 con falla en línea Santa Rosa-Totoras

#### 5.4. ANÁLISIS DE LAS CURVAS DE OPERACIÓN DEL RELÉ 50 EN SENTIDO ANTIHORARIO Y HORARIO EN EL SISTEMA DE ANILLO

Para este caso algo muy importante que se debe tener en cuenta es que, en un sistema en anillo, donde existen mallas internas, se coloca un relé de sobre corriente instantánea (protección 50) para proteger contra condiciones de cortocircuito y sobrecarga. Aunque el sistema en anillo puede tener protecciones coordinadas, como la protección 67 para la detección de fallas a tierra y dirección de flujo. En caso de una falla, el relé 50 puede actuar instantáneamente para abrir el circuito y limitar el daño a equipos y componentes.

Como se observa en la Figura 5.4, en la coordinación del anillo externo conformado por las barras Quevedo-Santo Domingo-Baba se tienen las conexiones para las líneas por lo cual se toma como referencia para la coordinación del anillo la línea Baba - Quevedo y coordinar el tiempo de seteo de la línea Quevedo-Santo Domingo mediante la protección direccional de sobre corriente instantánea en un tiempo similar al tiempo de la línea temporizada donde se producen los aportes de cortocircuito en este caso el tiempo de seteo es 0,745 s, programado para una corriente de corto circuito de 1183.044 A prim.

Simultáneamente la protección coordinada en el anillo en la línea Baba-Quevedo actúa en el tiempo 0,253s, con una corriente Pick up de 1100 A primarios, este tiempo de respuesta más largo proporciona una capa adicional de protección, actuando como respaldo en caso de que el relé principal falle o no consiga aislar la falla por completo.



Figura 5.4 Coordinación Quevedo-Santo Domingo-Baba relé 67 direccional temporizado e instantáneo 50 en sentido antihorario

Para este caso referente a la coordinación entre las barras Santo Domingo – Baba – Quevedo, el cual se observa en la Figura 5.5. Se tienen las conexiones para las líneas por lo cual se toma como referencia para la coordinación del anillo la línea Quevedo-Baba y coordinar el tiempo de seteo de la línea Quevedo-Santo Domingo mediante la protección direccional de sobre corriente instantánea en un tiempo similar al tiempo de la línea temporizada donde se producen los aportes de cortocircuito en este caso el tiempo de seteo es 0,253 s, programado para una corriente de corto circuito de 1183.044 A pri, Simultáneamente la protección 50 coordinada en el anillo en la línea Baba-Quevedo actúa en el tiempo 0,330 s, con una corriente Pick up de 1200 A primarios, este tiempo de respuesta más largo proporciona una capa adicional de protección, actuando como respaldo en caso de que el relé principal falle o no consiga aislar la falla por completo.

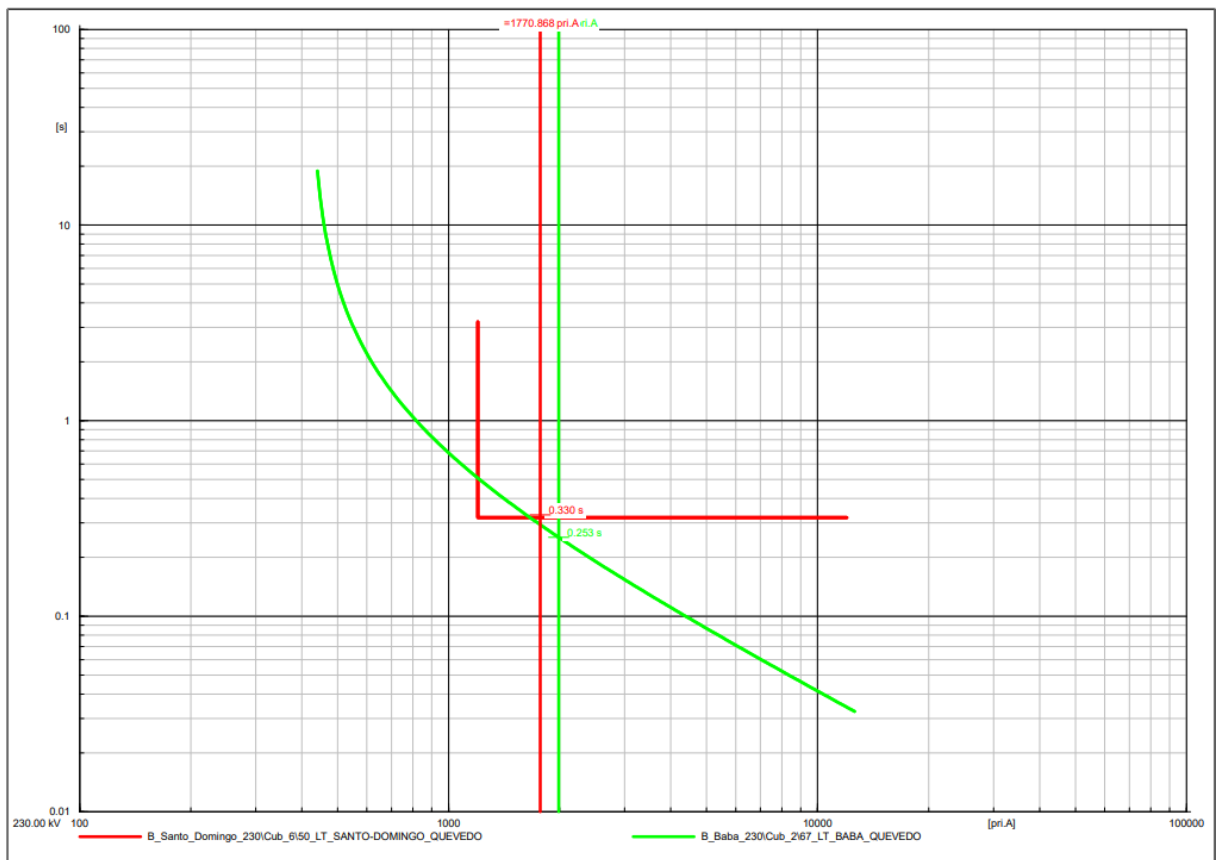


Figura 5.5 Coordinación Santo Domingo Quevedo Baba relé 67 direccional temporizado e instantáneo 50 en sentido horario

## 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 6.1. CONCLUSIONES

- De acuerdo al análisis de las corrientes de falla en las líneas del anillo del sistema nacional ecuatoriano en escenario de máxima lluvia, se pudo determinar correctamente los parámetros de la protección del relé 67 en sentido horario y antihorario en simulaciones de fallas al 50% de la longitud de la línea.
- La calibración del relé 67 demostró que, ante fallas en la línea Santo Domingo-Alluriquín, ajustes precisos en el dial y la corriente pick-up son cruciales para una respuesta coordinada. Ya que se puede dar un seteo al dial con un tiempo de respuesta capaz de proporcionar una capa adicional de protección en el análisis de los relés, como fue el caso en el estudio de un relé situado en la barra de Riobamba, se le dio un dial de 0.20 segundos. El cual es un tiempo de respuesta más corto, actuando como respaldo en caso de que el relé principal falle o no consiga aislar la falla por completo.
- Se determinaron las corrientes de cortocircuito mediante un modelo reducido del sistema nacional interconectado, contextualizado en el escenario de máxima lluvia. El cual permitió identificar con precisión las corrientes de falla en varios puntos críticos de la red, garantizando que los parámetros de diseño se ajusten a los escenarios de alta demanda y humedad incrementada. Los datos recopilados revelaron que, bajo condiciones extremas de lluvia, las corrientes de cortocircuito pueden aumentar en un 20%.
- Se coordinó meticulosamente la protección 67 en las líneas del sistema en anillo, desarrollando el análisis en sentido horario y en sentido antihorario, en conjunto con el relé 50. El relé de Santo Domingo actúa en 0.418 segundos con una corriente de falla de 4621.75 A, mientras que en la línea Baba Santo Domingo, la activación es de 0.675 segundos, una diferencia de 0.257 segundos. Los resultados de la coordinación de los dos relés demostraron que la diferencia de tiempo entre el elemento que debe de actuar primero y el elemento de respaldo sigue siendo un valor positivo. Indicando de esta manera, que la coordinación fue realizada correctamente.



## 6.2. RECOMENDACIONES

- Se recomienda extender el estudio a un conjunto más amplio de condiciones de falla, incluyendo variaciones en la ubicación de la falla, diferentes niveles de carga y condiciones climáticas diversas. Esto permitirá un análisis más exhaustivo de la robustez de la protección 67 y 50 en un rango más representativo de condiciones operativas reales, mejorando la precisión de los modelos y la fiabilidad de los esquemas de protección.
- Aunque la simulación proporciona una base sólida para la calibración de los relés, es crucial realizar pruebas en el hardware real para validar los resultados de la simulación. Se sugiere realizar pruebas de campo y estudios de inyección de corriente para verificar que los ajustes de los relés funcionen como se espera en la práctica, lo que podría llevar a un ajuste fino adicional de los parámetros de los relés para mejorar su desempeño en condiciones reales.
- Para mejorar la detección y la respuesta a las fallas, se recomienda la integración de sistemas de monitoreo y diagnóstico avanzados que utilicen tecnologías como Internet de las Cosas y el análisis de datos en tiempo real. Estos sistemas podrían proporcionar alertas tempranas y diagnósticos precisos, facilitando una respuesta más rápida y eficiente a las fallas, lo que a su vez puede mejorar la continuidad del servicio y reducir los tiempos de inactividad en el sistema eléctrico.
- Para aumentar la comprensión de cómo las variaciones en los parámetros de entrada afectan a los resultados de la simulación, se recomienda realizar un análisis de sensibilidad. Esto implicaría cambiar sistemáticamente los parámetros clave de la protección 67 y 50, como los valores de corriente de pick-up y los tiempos de dial, y observar cómo estos cambios afectan a la operación de los relés.



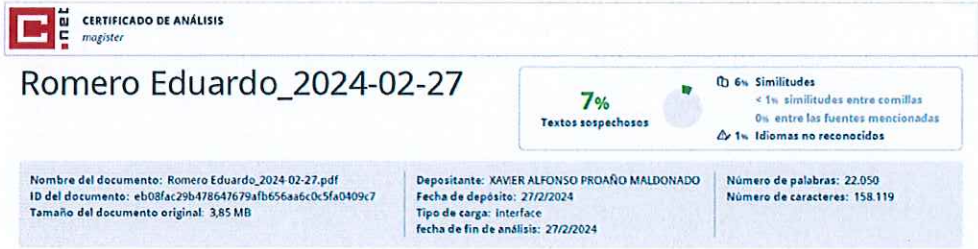

## 7. REFERENCIAS

- [1] X. A. Guano, «Coordinación de las protecciones de sobre corriente del sistema de subtransmisión de la empresa eléctrica provincial Cotopaxi ante el cambio de configuración de red radial a la red en anillo», *Escuela Politécnica Nacional*, vol. 1, n.º 1, pp. 1-222, 2017, [En línea]. Disponible en: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/18881/1/CD-8274.pdf>
- [2] P. Arias, «Análisis de la estabilidad en pequeña señal del sistema eléctrico nacional interconectado del Ecuador», *Universidad de Cuenca*, vol. 1, n.º 1, pp. 1-187, 2019, [En línea]. Disponible en: <http://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/421/1/tesis.pdf>
- [3] J. Vaca, «Estudio de coordinación de protecciones en el sistema de subtransmisión de Emelnorte S.A. con relés direccionales para cierre del lazo Ibarra, Alpachaca, El Chota y Pimampiro», *Universidad Técnica del Norte*, vol. 1, n.º 106, 2023.
- [4] E. A. Pozzo, «Ajuste de coordinación de protección ante el incremento de la demanda y por reubicación de salida del alimentador de media tensión 1052 de electro noroeste S», *A. Universidad Señor de Sipán*, vol. 1, n.º 1, pp. 1-278, 2022, [En línea]. Disponible en: <https://repositorio.uss.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12802/9475/Pozzo>
- [5] S. A. Caviedes, «Coordinación automática de protección de sobre corriente para un sistema de distribución ante desastres naturales», *Universidad Politécnica Salesiana*, vol. 1, n.º 1, pp. 1-35, 2018, [En línea]. Disponible en: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/15771/1/UPS>
- [6] E. S. Vaca, «Desarrollo de una herramienta computacional para la simulación de métodos de polarización de la protección de sobre corriente direccional de líneas de transmisión», *Escuela Politécnica Nacional*, vol. 1, n.º 1, pp. 1-155, 2019, [En línea]. Disponible en: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/20473/1/CD>
- [7] J. F. Vaca, «Estudio de coordinación de protecciones en el sistema de subtransmisión de Emelnorte S», *A. con relés direccionales para cierre del lazo Ibarra, Alpachaca, El Chota y Pimampiro. Universidad Técnica del Norte*, vol. 1, n.º 1, pp. 1-106, 2023, [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.utn.edu.ec/bitstream/123456789/14136/2/04>

- [8] R. D. Jaramillo, «Desarrollo de un sistema de protección de sobre corriente en una red de distribución con inyección de fuentes alternas de energía», *Universidad del Valle*, pp. 1-80, 2014, [En línea]. Disponible en: <https://bibliotecadigital.univalle.edu.co/server/api/core/bitstreams/22f41a2a-758b-4018-a8c7-be2e52d482a5/content>
- [9] Y. Castillo, «Estudio de coordinación de protecciones en el Sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito considerando la conexión de la línea vicentina», *Revista Ingeniería Electrónica*, vol. 1, n.º 1, pp. 17-25, 2018, doi: <https://doi.org/10.26910/issn.2528-8083vol3issJIEE2018.2018pp17-25p>.
- [10] «Schneider. (18 de enero de 2020)», *Protección contra sobre corriente direccional (ANSI, vol. 67, 2024, [En línea]. Disponible en: [https://www.productinfo.schneider-electric.com/micrologicxuserguide/doca0102-micrologic-x/Spanish/BM\\_MasterPact](https://www.productinfo.schneider-electric.com/micrologicxuserguide/doca0102-micrologic-x/Spanish/BM_MasterPact)*
- [11] J. Gers y E. Holmes, «Protection of Electricity Distribution Networks», *Institution of Engineering and Technology*, vol. 1, n.º 1, pp. 1-487, 2022.
- [12] Institute of Electrical and Electronics Engineers, «IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers», *IEEE*, vol. 1, n.º 2, pp. 1-93, 2018.
- [13] A. Huanca, «Coordinación de sistemas de protección en redes de alta tensión», *Universitat Politècnica de Catalunya*, vol. 1, n.º 1, pp. 1-129, 2021.
- [14] Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, «Energía y Recursos Naturales No Renovables.», *Plan Maestro de Electricidad*, vol. 20, 2023, [En línea]. Disponible en: <https://www.recursoyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2020/01/5.-PLAN-DE-EXPANSION-DE-LA-TRANSMISION.pdf>
- [15] S. Ramírez, «Protección de Sistemas Eléctricos», *Protección de Sistemas Eléctricos*, vol. 1, pp. 340-378, 2010.
- [16] J. Gers y E. Holmes, *Protection of Electricity Distribution Networks*. London: The Institution of Engineering and Technology, 2011.
- [17] W. D. Stevenson, *Análisis de Sistemas de Potencia*. McGraw - Hill, 1996.
- [18] E. C. Housos y G. Irisarri, *State Network Equivalents for Power Systems Planning Applications*, PAS-99., vol. IEEE trans. 1980.

- [19] J. B. Ward, «Equivalent Circuits for Power Flow Studies », en *System transmission of Power*, Power App. Syst., vol. 68, 1949, pp. 373-382.
- [20] IEEE, *IEEE 100 The Authoritative Dictionary of IEEE Standards Terms*, IEEE Press, vol. Seventh Edition. Standards Information Network IEEE Press, 2000.
- [21] L. P. S. Working Group D-3, «Considerations in Choosing Directional Polarizing Methods for Ground Overcurrent Elements in Line Protection Applications», *IEEE College Station*, 2014.
- [22] J. L. Blackburn, «Protective Relaying», *Boca Raton*, 2014.
- [23] A. Borgnino y M. Castillo, «Comparison of the Performance of Different Directional Polarizing Methods in Cross Country Fault Protection of a MV Loop», *Power Systems Computation Conference (PSCC)*, n.º 2018, 2018.
- [24] C. Warrington, «Overcurrent Protection,» in *Protective Relays - THEIR THEORY AND PRACTICE*. Stafford, Chapman & Hall, 1968.
- [25] J. Horak, «Directional Overcurrent Relaying (67) Concepts», *IEEE*, pp. 1-13, 2006.
- [26] J. Roberts y A. Guzmán, «Directional Element Design and Evaluation», *Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference*, vol. 49th, 1995.

Anexo 1. Informe anti - plagio

 <b>UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI</b> <b>FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS</b> <b>CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD</b> 	
<b>Facultad:</b>	Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas
<b>Carrera:</b>	Ingeniería en Electricidad
<b>Nombre del docente evaluador que emite el informe:</b>	Ing. Xavier Alfonso Proaño Maldonado.Mg
<b>Documento evaluado:</b>	Proyecto de investigación presentado previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico
<b>Autores del documento:</b>	• Eduardo Xavier Romero Toro
<b>Programa de similitud utilizado:</b>	Sistema Compilatio
<b>Porcentaje de similitud según el programa utilizado:</b>	
<b>Observaciones:</b> Calificación de originalidad atendiendo a los siguientes criterios: <ul style="list-style-type: none"> <li>• El documento cumple criterios de originalidad, sin observaciones.</li> <li>• El documento cumple criterios de originalidad, con observaciones.</li> <li>• El documento no cumple criterios de originalidad.</li> </ul>	X  .....  .....
<b>Fecha de realización de informe:</b>	2024-02-27
<b>Captura de pantalla del documento analizado:</b>	
	
 ..... <b>Ing. Xavier Alfonso Proaño Maldonado</b> <b>C.C: 050265642-4</b> <b>TUTOR</b>	