



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI**  
**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS**  
**CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**PROYECTO DE INVESTIGACIÓN**

**COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE  
DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO LA INTRODUCCIÓN DE GENERACIÓN  
DISTRIBUIDA**

Proyecto de Titulación presentado previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico.

**Autor:**

Nicolas Alejandro Mayorga Lozada

**Tutor Académico:**

Ing. Wilian Patricio Guamán Cuenca M.Sc

**LATACUNGA – ECUADOR**

**FEBRERO - 2023**



## DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, **MAYORGA LOZADA NICOLÁS ALEJANDRO**, con cédula de ciudadanía No. **180400911-4**, declaro ser autor del presente proyecto de investigación “**COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO LA INTRODUCCIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA**”, siendo el **Ing. WILIAN PATRICIO GUAMÁN CUENCA**, con cédula de ciudadanía No. **060357895-6** tutor del presente trabajo; y eximamos 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.

Nicolás Alejandro Mayorga Lozada

Ambato-Ecuador

0987560435

nicolas.mayorga9114@utc.edu.ec



## AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN

En calidad de Tutor del Trabajo de Investigación sobre el título: **COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO LA INTRODUCCIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA**”, de **MAYORGA LOZADA NICOLÁS ALEJANDRO**, con cédula de ciudadanía No. **180400911-4**, de la Carrera de **INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD**, considero que dicho Informe Investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científico-técnicos suficientes para ser sometidos a la evaluación del Tribunal de Validación de Proyecto que el Consejo Directivo de la **FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS** de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Atentamente:

**Tutor de Titulación**

**Ing. Wilian Patricio Guamán Cuenca MSc.**

**CC: 060357895-6**

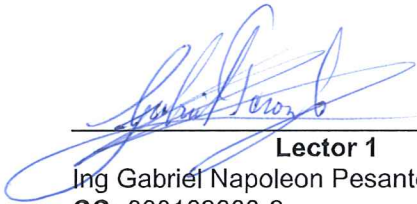


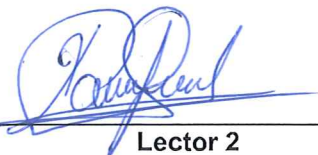
## APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN

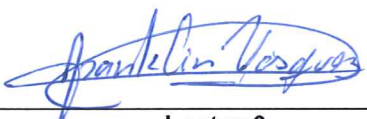
En calidad de Tribunal de Lectores, aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi, y por la **FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS**; por cuanto, el postulante: **MAYORGA LOZADA NICOLÁS ALEJANDRO**, con cédula de ciudadanía No. **180400911-4**, con el título de Proyecto de titulación: **COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO LA INTRODUCCIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA**, ha considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Sustentación de Proyecto.

Por lo antes expuesto, se autoriza realizar los empastados correspondientes, según la normativa institucional.

Latacunga, 07 de febrero del 2023

  
\_\_\_\_\_  
**Lector 1**  
Ing Gabriel Napoleon Pesantez Palacios  
CC: 030189388-9

  
\_\_\_\_\_  
**Lector 2**  
Ing Xavier Alfonso Proaño Maldonado  
CC: 050265642-4

  
\_\_\_\_\_  
**Lector 3**  
Ing Franklin Hernán Vásquez Teneda  
CC: 171043449-7



## **AGRADECIMIENTO**

Agradezco a Dios y a la Virgen, por siempre darme sabiduría y fortaleza para no rendirme en el camino. A mis padres Oswaldo y Consuelo, que con su amor y comprensión han sabido aconsejarme, apoyarme y acompañarme en todos los momentos de mi vida. A mis hermanos Katherine y Mateo, quienes dan color a mis días difíciles. A mi apoyo incondicional Fernanda, que siempre estuvo a mi lado y me motivó para lograr este objetivo.

Además, mi agradecimiento a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus docentes, especialmente al Ingeniero Wilian Guamán, por ser un excelente profesional y guiarme durante el desarrollo del Trabajo de Investigación. Finalmente, a mis compañeros que lograron que este difícil camino este acompañado de buenos momentos, gracias por su amistad.

**Nicolás Mayorga**

## **DEDICATORIA**

Se lo dedico a mis abuelitos Juan, Rosa Ana, Rosa, y Aníbal, que fueron mi motivación principal y siempre me aconsejaron para culminar mis estudios universitarios, especialmente, a mi abuelito Juan, que desde el cielo siempre me acompaño en las noches de desvelo y me dio fortaleza para lograrlo, siempre estarás en mi corazón.

A mi padre y a mi madre, que con su sacrificio y amor lograron que nunca me falte nada y sin ellos no podría haber cumplido esta meta, gracias por ser mi ejemplo a seguir.

**Nicolás Mayorga**

## ÍNDICE GENERAL

1. INFORMACIÓN GENERAL.....	1
2. INTRODUCCIÓN.....	2
2.1. EL PROBLEMA.....	2
2.1.1. Situación Problemática.....	2
2.1.2. Formulación del Problema.....	3
2.2. OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN.....	3
2.3. BENEFICIARIOS.....	4
2.3.1. Beneficiarios Directos.....	4
2.3.2. Beneficiarios indirectos.....	4
2.4. JUSTIFICACIÓN.....	4
2.5. HIPÓTESIS.....	5
2.6. OBJETIVOS.....	5
2.6.1. Objetivo general.....	5
2.6.2. Objetivos Específicos.....	5
2.7. SISTEMA DE TAREAS.....	6
3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA.....	7
3.1. ANTECEDENTES.....	7
3.2. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.....	10
3.2.1. Operación de las redes de distribución.....	10
3.2.2. Estructura de las redes de distribución.....	10
3.3. TIPOS DE FALLAS.....	12
3.4. NORMA IEC 60909.....	13
3.5. GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	13
3.5.1. Tecnologías de generación distribuida.....	14
3.5.2. Efectos de la generación distribuida en redes de distribución.....	16
3.6. SISTEMAS DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI).....	18
3.6.1. Funciones del AMI.....	18
3.6.2. Infraestructura de Comunicación.....	19
3.7. PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.....	20
3.7.1. Funcionamiento de los dispositivos de protección.....	21

3.7.2. Equipos de protecciones eléctricas en sistemas de distribución .....	22
4. METODOLOGÍA Y MATERIALES .....	31
4.1. GESTIÓN DE TAREAS .....	31
4.2. COORDINACIÓN LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN EL SISTEMA DE COTOPAXI .....	33
4.2.1. Delimitación del trabajo .....	33
4.2.2. Zonas de protección .....	33
4.2.3. Ubicación de las protecciones eléctricas .....	36
4.2.4. Caracterización del Fusible .....	39
4.2.5. Relación de transformación del TC .....	40
4.2.6. Selección de la relación de transformación del TC .....	42
4.2.7. Relación de transformación de Potencial .....	44
4.2.8. Ajuste de los relés de protección .....	45
4.2.9. Configuración del Dial entre dispositivos de protección .....	47
4.2.10. Coordinación de protecciones del sistema eléctrico Cotopaxi .....	49
4.3. EVALUACIÓN DE EMPLAZAMIENTOS PARA INCLUSIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA .....	55
4.3.1. Irradiación Solar en la provincia de Cotopaxi .....	55
4.3.2. Localización de la GD .....	57
4.3.3. Dimensionamiento de la GD .....	58
4.3.4. Implementación en DIgSILENT PowerFactory .....	63
4.4. RECONFIGURACIÓN DE PROTECCIONES .....	65
5. ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	66
5.1. COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE COTOPAXI .....	66
5.1.1. Corrientes de cortocircuito .....	66
5.1.2. Relación de transformación del TC .....	68
5.1.3. Ajustes de la corriente pickup de los relés de sobrecorriente .....	71
5.1.4. Ajuste de tiempo entre dispositivos de protección .....	73
5.2. EVALUACIÓN DE EMPLAZAMIENTOS PARA INCLUSIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA .....	78
5.2.1. Irradiación Solar en la provincia de Cotopaxi .....	78
5.2.2. Dimensionamiento de la GD .....	80
5.3. COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POSTERIOR A LA INCLUSIÓN DE GD ..	81

5.3.1. Corrientes de cortocircuito .....	81
5.3.2. Relación de transformación del TC.....	82
5.3.3. Ajustes de la corriente pickup de los relés de sobrecorriente .....	85
5.3.4. Ajuste de tiempo entre dispositivos de protección.....	86
5.3.5. Protección del Sistema Fotovoltaico .....	96
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	98
6.1. Conclusiones.....	98
6.2. Recomendaciones .....	99
7. REFERENCIAS.....	100
8. ANEXOS .....	104

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1: IEC 60255 constantes para los relés de sobrecorriente [4] .....	28
Tabla 4.1: Relaciones Estándar del TC [15].....	43
Tabla 4.2: Tabla de resultados para el ejemplo propuesto .....	44
Tabla 4.3: Margen de discriminación mínimo [34].....	48
Tabla 5.1: Corrientes de cortocircuito máximas.....	67
Tabla 5.2: Corrientes de cortocircuito mínimas .....	68
Tabla 5.3: Relación de transformación para relé a cabecera de alimentador .....	69
Tabla 5.4: Relación de transformación del TC para relé ubicado en bajo voltaje del transformador.....	70
Tabla 5.5: Relación de transformación del TC para relé ubicado en alto voltaje del transformador.....	70
Tabla 5.6: Relación de transformación del TC para relés ubicados en líneas de Subtransmisión .....	71
Tabla 5.7: Corrientes pickup para relé de sobrecorriente de bajo voltaje del transformador...	72
Tabla 5.8: Corrientes pickup para relé de sobrecorriente de alto voltaje del transformador....	72
Tabla 5.9: Corrientes pickup para relés de sobrecorriente ubicados en las líneas de subtransmisión.....	73
Tabla 5.10: Margen de discriminación para corrientes de falla máximas de la Zona X .....	74
Tabla 5.11: Margen de discriminación para corrientes de falla mínimas de la Zona X.....	74
Tabla 5.12: Margen de discriminación para corrientes de falla máximas (Dirección 1).....	75
Tabla 5.13: Margen de discriminación para corrientes de falla mínimas (Dirección 1) .....	75
Tabla 5.14: Margen de discriminación para corrientes de falla máximas (Dirección 2).....	76
Tabla 5.15: Margen de discriminación para corrientes de falla mínimas (Dirección 2) .....	76
Tabla 5.16: Margen de discriminación para corrientes de falla máximas en subestaciones ...	76
Tabla 5.17: Margen de discriminación para corrientes de falla mínimas en subestaciones....	77
Tabla 5.18: Margen de discriminación para corrientes de falla máximas de la zona X.....	77



Tabla 5.19: Margen de discriminación para corrientes de falla máximas de la zona X.....	78
Tabla 5.20: Promedio de Irradiación Solar (2017-2021) en subestaciones de Cotopaxi .....	79
Tabla 5.21: Características de los sistemas Fotovoltaicos .....	80
Tabla 5.22: Corrientes de cortocircuito máximas con aporte de GD .....	82
Tabla 5.23: Relación de transformación para relé a cabecera de alimentador considerando aporte de GD.....	83
Tabla 5.24: Relación de transformación del TC para relé ubicado en bajo voltaje del transformador con GD .....	84
Tabla 5.25: Relación de transformación del TC para relé ubicado en alto voltaje del transformador con GD .....	84
Tabla 5.26: Relación de transformación del TC para relés ubicados en líneas de Subtransmisión con aporte de GD.....	85
Tabla 5.27: Corrientes pickup para relés de sobrecorriente considerando aporte de GD ubicados en las líneas de subtransmisión.....	86
Tabla 5.28: Margen de discriminación para corrientes de falla máximas de la Zona X considerando GD .....	87
Tabla 5.29: Margen de discriminación para corrientes de falla mínimas de la Zona X.....	87
Tabla 5.30: Margen de discriminación para corrientes de falla máximas con GD (Dirección 1) 88	
Tabla 5.31: Margen de discriminación para corrientes de falla mínimas (Dirección 1) .....	88
Tabla 5.32: Margen de discriminación para corrientes de falla máximas con GD (Dirección 2) 89	
Tabla 5.33: Margen de discriminación para corrientes de falla mínimas (Dirección 2).....	89
Tabla 5.34: Margen de discriminación para corrientes de falla máximas con GD en subestaciones .....	90
Tabla 5.35: Margen de discriminación para corrientes de falla mínimas en subestaciones.....	90
Tabla 5.36: Margen de discriminación para corrientes de falla máximas con GD de la zona X 91	

Tabla 5.37: Margen de discriminación para corrientes de falla mínimas de la zona X.....	91
Tabla 5.38: Relación de transformación del TC de los sistemas fotovoltaicos.....	97
Tabla 5.39: Corrientes pickup de las protecciones contra sobrecorriente de los sistemas fotovoltaicos .....	97
Tabla 5.40: Margen de discriminación para corrientes falla máxima .....	97
Tabla 5.41: Margen de discriminación para corrientes falla mínima .....	97

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1: Red Radial ramificada [14] .....	11
Figura 3.2: Red en Anillo [14].....	11
Figura 3.3: Red de distribución mallada [14] .....	12
Figura 3.4: Aerogenerador de velocidad fija [22] .....	15
Figura 3.5: Esquema de generación fotovoltaica [23].....	15
Figura 3.6: Esquema de una central hidroeléctrica [24] .....	16
Figura 3.7: Representación del efecto Isla [9].....	17
Figura 3.8: Esquema de un sistema de medición AMI [27] .....	18
Figura 3.9: Tipos de infraestructura de comunicación [28].....	20
Figura 3.10: Evolución de los relés de protección [4].....	21
Figura 3.11: Diagrama de bloques demostrativo del funcionamiento del sistema de protección [4]21	
Figura 3.12: Curva de actuación del fusible [11] .....	25
Figura 3.13: Esquema básico de un relé de sobrecorriente [11].....	26
Figura 3.14: Modos de operación de un relé de sobrecorriente [11].....	27
Figura 3.15: Figura que simboliza la función de las protecciones direccionales [30].....	29
Figura 3.16: Operación de los relés direccionales [4] .....	29
Figura 3.17: Ángulo característico de una protección [30] .....	30
Figura 4.1: Delimitación del área de estudio .....	33
Figura 4.2: Zona de protección Z del sistema eléctrico Cotopaxi .....	35
Figura 4.3: Zona de protección X y Y del sistema eléctrico Cotopaxi.....	36
Figura 4.4: Ubicación de las protecciones eléctricas con su respectiva identificación .....	37
Figura 4.5: Ubicación de las protecciones eléctricas con su respectiva identificación (2) .....	38
Figura 4.6: Dirección de protección del relé direccional de sobrecorriente .....	39
Figura 4.7: Red radial de distribución con fusibles de protección .....	39

Figura 4.8: Ventana de cálculo de cortocircuitos en el software DIgSILENT PowerFactory .	40
Figura 4.9: Corriente nominal a máxima carga del alimentador Sigchos Centro.....	41
Figura 4.10: Corriente nominal a máxima de la línea FAIRIS-SALCEDO .....	42
Figura 4.11: Ajuste de corriente pickup en DIgSILENT PowerFactory .....	45
Figura 4.12: Margen de discriminación entre dos curvas del relé de tiempo inverso [15] .....	48
Figura 4.13: Punto de Falla para coordinar fusible-relé .....	50
Figura 4.14: Punto de Falla para coordinar Relé (Alimentador)-Relé (Lado de baja del transformador) .....	51
Figura 4.15: Punto de falla para coordinación del relé de bajo voltaje con el de alto voltaje de un transformador.....	52
Figura 4.16: Punto de falla para coordinar relé del lado de alto voltaje del transformador con relé de línea de subtransmisión.....	53
Figura 4.17: Punto de falla de corriente máxima de cortocircuito para coordinar relés de línea a línea .....	54
Figura 4.18: Punto de falla de corriente mínima de cortocircuito para coordinar relés de línea a línea .....	54
Figura 4.19: Irradiación Solar Directa Normal (DNI) Anual [36] .....	56
Figura 4.20: Ventana para obtención de datos solares de la NASA .....	56
Figura 4.21: Subestación Pujilí con espacio para la instalación de GD .....	57
Figura 4.22: Subestación Salcedo con espacio para la instalación de GD .....	58
Figura 4.23: Subestación Lasso con espacio para la instalación de GD.....	58
Figura 4.24: Ubicación sistema fotovoltaico en Lasso .....	59
Figura 4.25: Importar datos meteorológicos de la NASA, Pvsyst.....	60
Figura 4.26: Diagrama de recorrido Solar en Lasso .....	60
Figura 4.27: Datos meteorológicos de Lasso.....	61
Figura 4.28: Configuración de la orientación.....	62
Figura 4.29: Recomendación de inclinación de módulos según la latitud [41].....	62

Figura 4.30: Configuración del sistema fotovoltaico .....	63
Figura 4.31: Configuración PV System.....	64
Figura 4.32: Aporte de cortocircuito PV System .....	65
Figura 5.1: Irradiación solar anual de Cotopaxi .....	79
Figura 5.2: Energía inyectada en la red .....	81
Figura 5.3: Coordinación entre protecciones JA-KA sin inclusión de GD .....	92
Figura 5.4: Coordinación entre protecciones JA-KA con inclusión de GD .....	93
Figura 5.5: Coordinación entre protecciones H-I sin inclusión de GD .....	94
Figura 5.6: Coordinación entre protecciones H-I con inclusión de GD .....	94
Figura 5.7: Coordinación entre protecciones VA-WA sin inclusión de GD .....	95
Figura 5.8: Coordinación entre protecciones VA-WA con inclusión de GD .....	96

## RESUMEN

**Tema:** “COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO LA INTRODUCCIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA”.

**Autor:**

Nicolás Alejandro Mayorga Lozada

Los sistemas de distribución están en un crecimiento constante, por lo que es importante implementar nuevas tecnologías de generación para satisfacer toda la demanda. La Generación distribuida (GD) es una fuerte alternativa en el Ecuador, ya que el país cuenta con abundantes recursos naturales para generación de energías renovables, sin embargo, la inclusión de GD a la red eléctrica afecta los valores de operación y corrientes de cortocircuito, por ende a la coordinación del sistema de protecciones eléctricas existente y en consecuencia es necesario realizar un reajuste para su adecuado funcionamiento.

En el presente trabajo de investigación se realiza la coordinación del sistema de protecciones en el software DIgSILENT PowerFactory de la red eléctrica de Cotopaxi, la cual, no cuenta con fuentes de generación distribuida. Después, mediante una revisión sistemática de la literatura se determina el nivel de irradiación solar en Cotopaxi y las subestaciones aptas para el dimensionamiento e instalación de generación fotovoltaica, con el propósito de conectarlas al sistema eléctrico de distribución. Luego de la inclusión de GD, se verifica el estado de operación del sistema eléctrico y se realiza un estudio de cortocircuito para analizar la incidencia del aporte de GD a la coordinación de protecciones, para finalmente, realizar un reajuste y coordinar nuevamente el sistema eléctrico de Cotopaxi, ahora considerando la inclusión de GD. Los resultados de este trabajo permiten determinar que el aporte de la GD a la corriente de falla es relativamente pequeño, no mayor al 5%, aun así, se ve necesario recoordinar el sistema de protecciones para asegurar su funcionamiento adecuado.

**Palabras Clave:** Sistema de distribución, Generación distribuida, coordinación de protecciones, DIgSILENT PowerFactory, Estudio de Cortocircuito.



## ABSTRACT

**Topic:** "COORDINATION OF PROTECTIONS IN ELECTRICAL DISTRIBUTION SYSTEMS CONSIDERING THE INTRODUCTION OF DISTRIBUTED GENERATION".

**Author:**

Nicolas Alejandro Mayorga Lozada

Distribution systems are constantly growing, so it is important to implement new generation technologies to meet the entire demand. Distributed Generation (DG) is a strong alternative in Ecuador, since the country has abundant natural resources for renewable energy generation, however, the inclusion of DG to the power grid affects the operating values and short-circuit currents, thus the coordination of the existing electrical protection system and consequently it is necessary to make a readjustment for its proper functioning. In the present research work, the coordination of the protection system in the DIgSILENT PowerFactory software of the Cotopaxi electrical network, which does not have distributed generation sources, is carried out. Then, through a systematic review of the literature, the level of solar irradiation in Cotopaxi and the substations suitable for the sizing and installation of photovoltaic generation are determined, with the purpose of connecting them to the electric distribution system. After the inclusion of DG, the operating status of the electrical system is verified and a short circuit study is performed to analyze the impact of the contribution of DG to the coordination of protections, to finally, make a readjustment and coordinate again the electrical system of Cotopaxi, now considering the inclusion of DG. The results of this work allow to determine that the contribution of DG to the fault current is relatively small, no more than 5%, even so, it is necessary to re-coordinate the protection system to ensure its proper functioning.

**Key words:** Distribution system, distributed generation, protection coordination, DIgSILENT PowerFactory, short-circuit study.



## 1. INFORMACIÓN GENERAL

**Título:** COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO LA INTRODUCCIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

**Fecha de inicio:** octubre 2022

**Fecha de finalización:** marzo 2023

**Lugar de ejecución:** No aplica

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

**Carrera que auspicia:** Carrera de 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:**

**Grupo de Investigación:** Sistemas Eléctricos de Potencia

**Tutor de Titulación:** Ing. M.Sc. Wilian Guamán

**Estudiante:** Nicolás Alejandro Mayorga Lozada

**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:**

Sublínea 1: Explotación y diseño de Sistemas eléctricos de potencia

Grupos Temáticos:

1. Protecciones eléctricas
2. Sistemas de Transmisión y Distribución de energía

## **2. INTRODUCCIÓN**

El capítulo introductorio presenta los fundamentos para realizar la coordinación de protecciones en sistemas eléctricos de distribución considerando la inclusión de la generación distribuida (GD), para ello, en la Sección 2.1 se plantean los problemas que causa la incorporación de GD a la red y sus protecciones eléctricas. Después, en las Secciones 2.2 y 2.3 se plantean el campo de acción y los beneficiarios directos e indirectos de esta investigación. Luego, en la sección 2.4 se presenta la justificación sobre la importancia que tiene el estudio de coordinación de protecciones al introducir GD a la red eléctrica. A continuación, en la sección 2.5 se presenta la hipótesis para evaluar la factibilidad del estudio. Finalmente, en las Secciones 2.6 y 2.7 se plantean los objetivos y el sistema de tareas que se debe cumplir en el desarrollo de la investigación.

### **2.1. EL PROBLEMA**

#### **2.1.1. Situación Problemática**

Ecuador es un país privilegiado en recursos naturales y de los mismos se pueden obtener tanto fuentes no convencionales de generación de energía eléctrica, tales como: el viento, pequeños ríos y vertientes, el sol, etc.; así como, los grandes recursos hídricos que son parte de las fuentes convencionales del país. Según las estadísticas del año 2014 presentadas por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), el Ecuador en un 47,54% genera energía eléctrica mediante fuentes renovables, en un 49,13% lo hace de fuentes no renovables (centrales térmicas) y de la interconexión con Colombia y Perú se obtiene un 3,33% de energía eléctrica [1].

Las necesidades de energía eléctrica nunca caducan, por lo que la conexión de generación distribuida (GD) en redes de distribución se ha vuelto una práctica frecuente a nivel mundial, y su uso continúa aumentando en un 7% por año aproximadamente. En México se ofrece la posibilidad de operación no centralizada de productores independientes conectados directamente con los sistemas de distribución. La inserción de generación distribuida en sistemas de distribución es un hecho que viene desarrollándose presurosamente en los últimos años. Algunos temas de estudio nacen como parte de este desarrollo, entre ellos el estudio de los impactos sobre los Sistemas de Protección debido a la inclusión de estos generadores en

circuitos tradicionalmente radiales y en general protegidos con sistemas simples y robustos [2],[3].

Hasta hace unas décadas, los esquemas de protección tradicionales usados en redes de distribución radiales eran relativamente sencillos debido a la existencia de un único flujo de potencia que recorría las líneas desde los niveles más altos de voltaje hasta los niveles más bajos (usuario). Además los estudios de coordinación siempre se ejecutaban considerando constantes las corrientes de falla, situación que no daba problemas en los sistemas radiales. La inclusión de Generación Distribuida (GD) altera esta filosofía clásica de protección porque la red ya no se comporta radialmente presentándose ahora; flujos bidireccionales de potencia, variaciones en el valor de las corrientes de cortocircuito, pérdida de coordinación entre los dispositivos, disparos inoportunos, retardo en los tiempos de operación, fallos en la operación de las protecciones. De igual manera, su conexión complica la localización y despeje de fallas y en ocasiones imposibilita distinguir entre una falta ocurrida en el alimentador principal de la producida en una derivación [4].

Además, se presentan los siguientes inconvenientes de la inserción de generación distribuida al sistema eléctrico: ciertos tipos de tecnologías de GD para conectarse al sistema eléctrico emplea equipos electrónicos, y es posible que dichos elementos inyecten armónicos al sistema, la conexión de generación distribuida puede causar sobre voltajes, fluctuación y desbalance de voltaje si la coordinación con el sistema no es la apropiada, si se conectan varias unidades de generación a la red, las pérdidas de potencia pueden incrementarse y por último el nivel de cortocircuito varía, por ende, la coordinación de protecciones no podrían ser correctas [5].

### **2.1.2. Formulación del Problema**

Al incluir generación distribuida en la red eléctrica de Cotopaxi los sistemas de protección actuales no tienen una coordinación adecuada.

## **2.2. OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN**

El objeto de estudio es el sistema de protecciones eléctricas al implementar generación distribuida a la red de distribución.

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

## **2.3. BENEFICIARIOS**

### **2.3.1. Beneficiarios Directos**

El beneficiario directo es el postulante.

### **2.3.2. Beneficiarios indirectos**

Los beneficiarios indirectos son estudiantes, docentes, profesionales y empresas eléctricas públicas y privadas.

## **2.4. JUSTIFICACIÓN**

Desde el punto de vista académico, esta investigación conduce a la obtención del título de Ingeniero en Electricidad, además de estar relacionada con el proyecto formativo “Desarrollo de Sistemas Eficientes para el Abastecimiento y Uso de Energía Eléctrica a Nivel Local, Regional o Nacional”, de la línea de investigación de la carrera de Electricidad, “Energías Alternativas y Renovables, eficiencia energética y protección ambiental”, específicamente a Protecciones eléctricas, la cual, corresponde a la sublínea 1, “Explotación y diseño de sistemas eléctricos de Potencia”.

El aumento de la demanda de energía eléctrica es paralelo al desarrollo de un país, por lo cual se indagan nuevos métodos para cumplir el crecimiento de la demanda como nuevas fuentes de generación, ahorro y uso eficaz de la energía. Ecuador al ser un país en constante desarrollo necesita más energía eléctrica, por lo tanto la GD es una alternativa promisoriosa para cumplirlo [5].

La generación distribuida al conectarse cerca de los centros de consumo impide costos que la generación típica no puede evadir como son: inversión en líneas y transformadores de transmisión y distribución. Ante el caso de minimizar costos, la GD es tu tema atractivo para su análisis e implementación al sistema eléctrico [5].

El sistema de distribución tradicional tiene una topología radial, la corriente y los flujos de potencia circulan unidireccionalmente, lo cual cambia al incluir la GD a la red, causando que



los mismo empiecen a fluir de manera bidireccional, afectando la operación correcta del sistema de protecciones eléctricas.

## **2.5. HIPÓTESIS**

¿La inclusión de generación distribuida al sistema eléctrico de distribución de la provincia de Cotopaxi afectará a la coordinación de protecciones existente?

## **2.6. OBJETIVOS**

### **2.6.1. Objetivo general**

Evaluar el efecto del ingreso de Generación distribuida en la coordinación de las protecciones eléctricas de un sistema eléctrico de distribución utilizando el software DIGSILENT PowerFactory.

### **2.6.2. Objetivos Específicos**

- Investigar las metodologías de coordinación de protecciones en los sistemas de distribución con inclusión de generación distribuida mediante una revisión sistemática de la literatura.
- Realizar la coordinación de protecciones del sistema eléctrico de distribución sin presencia de generación distribuida.
- Determinar emplazamientos para la instalación de generación distribuida en el sistema eléctrico de Cotopaxi.
- Proponer un esquema de coordinación de protecciones del sistema eléctrico de Cotopaxi, considerando la inclusión de generación distribuida.

## 2.7. SISTEMA DE TAREAS

Objetivos Específicos	Actividad (tareas)	Resultados Esperados	Técnicas, Medios e Instrumentos
Investigar las metodologías de coordinación de protecciones en los sistemas de distribución con inclusión de generación distribuida mediante una revisión sistemática de la literatura.	Revisión de trabajos relacionados con la coordinación de protecciones en sistemas eléctricos de distribución con inclusión de GD.	Efectos de la generación distribuida. Tipos de generación distribuida. Equipos de protecciones eléctricas en sistemas de distribución.	Tesis. Artículos. Libros. Manuales.
Realizar la coordinación de protecciones del sistema eléctrico de Cotopaxi sin presencia de generación distribuida.	Coordinación de protecciones considerando el estado actual de Cotopaxi.	Diagrama de zonas de protección. Diagrama de la ubicación de las protecciones eléctricas. Tablas de corrientes nominales y corrientes de cortocircuito. Tablas de coordinación entre los tiempos de la protección ubicada aguas abajo con la de respaldo.	Microsoft Excel. Software DIGSILENT PowerFactory. Geoportal de ELEPCO S.A. Tesis. Artículos. Libros
Determinar emplazamientos para la instalación de generación distribuida en el sistema de distribución de Cotopaxi.	Compilación de datos de radiación solar de la provincia de Cotopaxi y lugares donde se pueda implementar la GD.	Tabla del nivel de irradiación solar en la provincia de Cotopaxi. Tipo de GD a usar para la conexión al sistema de distribución. Tabla de las características de la GD. Ubicación de la GD en el sistema de Cotopaxi.	Software DIGSILENT PowerFactory. PVsyst. Página Web de la NASA Google Earth. Microsoft Excel. Tesis. Artículos.
Proponer un esquema de coordinación de protecciones del sistema eléctrico de Cotopaxi, considerando la inclusión de generación distribuida.	Coordinación de protecciones del sistema eléctrico de Cotopaxi, incorporado la generación distribuida.	Tabla de Corrientes nominales y cortocircuito después de GD. Tablas de cambio de RTC de las protecciones eléctricas. Tablas de la coordinación de las protecciones eléctricas después de la inclusión de GD.	Software DIGSILENT PowerFactory. Microsoft excel. Tesis. Artículos. Libros.

### 3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

En este capítulo se revisan los fundamentos relacionados a la coordinación de protecciones de sistemas de distribución con inclusión de generación distribuida. En la Sección 3.1 se detallan los aspectos más importantes de las investigaciones previas sobre coordinación de protecciones con generación distribuida. En la Sección 3.2 se define al sistema eléctrico de distribución, su operación y sus tipos según su topología de red. Después, en la Sección 3.3 se describen las fallas eléctricas, sus tipos y sus porcentajes de ocurrencia. Luego, en la Sección 3.4 se describe a la Norma IEC 60909 que es aplicable al cálculo de corrientes de cortocircuito de corriente alterna y se aplica a todas las redes radiales o malladas. Posteriormente, en la Sección 3.5 se define a la generación distribuida, se identifican los tipos de tecnologías más comunes de GD y los efectos que tiene al ser conectada a la red de distribución. A continuación, en la Sección 3.6 se define al sistema de medición avanzado AMI, las funciones que cumple y su infraestructura de comunicación. Finalmente, en la Sección 3.7 se detallan las protecciones eléctricas, su funcionamiento y los equipos de protección usados en sistemas de distribución.

#### 3.1. ANTECEDENTES

El frecuente uso de fuentes de energía de procedencia fósil ha ocasionado daños ambientales importantes a nivel global, principalmente por medio de las emisiones de  $CO_2$ , uno de los gases principales que causa el calentamiento global del planeta o también llamado efecto invernadero, culpable de los cambios climáticos. Por este motivo, en el mundo las energías renovables no convencionales sobresalen cada vez más, incrementándose distintas maneras de aplicación tal como la generación distribuida (GD) en los sistemas eléctricos de distribución. La energía solar fotovoltaica ha tenido el crecimiento más significativo entre las energías renovables en los últimos años, alcanzando a finales del 2015, cerca de 227 GW, generando alrededor del 1% del total de electricidad en el mundo. Las proyecciones para el 2050 de la energía solar muestran una participación entre el 18 % y 31 % de la producción total [6].

En Estados Unidos y Europa se han inclinado por la GD, que en la mayoría de estos países aporta con el 10 % de la capacidad instalada e incluso en países como Dinamarca y Holanda, la GD ha llegado a contribuir un 30 % o 40 % de la capacidad instalada total. En Austria el 78 % de su producción eléctrica fue de energías renovables para el año 2010. En Latinoamérica aún se están implementando procesos para incorporar las fuentes de energía renovable [7].

Con la instalación de GD se tiene beneficios por disminuir los costos en pérdidas de distribución y transmisión en el rango del 5 % al 10 % del total de kWh generados, además de los costos eludidos en la expansión del sistema de distribución y transmisión, costos de mantenimiento de infraestructura, mayor confiabilidad a los usuarios cercanos a la GD, minimiza las caídas de tensión, mejora el factor de potencia e incrementa la calidad de energía, no obstante, la incorporación de GD trae consigo una serie de problemas, como la descoordinación y pérdida de sensibilidad en el sistema de protección, problemas en reconexión, cambios de tensión, armónicos, sobretensiones, flujos bidireccionales de potencia y variaciones en el valor de las corrientes de cortocircuito. Por ello, una correcta coordinación de dispositivos de protección en sistemas de distribución eléctrica con inclusión de GD es de suma importancia, no solo por la mejora en la confiabilidad y selectividad del sistema de protecciones, sino también, por aumentar la calidad y continuidad del servicio a los consumidores [6], [8], [3].

Varios trabajos previos han estudiado el impacto de GD en sistemas eléctricos de distribución, a continuación se detallan los más relevantes, en el año 2007, en México, J. Morales Vallejo [3], realiza un estudio de Coordinación de Protecciones en sistemas de distribución con generación distribuida. El trabajo se enfoca en casos de estudio sobre una base de datos de una red real de distribución y establece distintos escenarios en que la GD afecta a la coordinación de protecciones, lo cual permite determinar los ajustes de los relés de sobrecorriente para mantener la coordinación, aun con generación distribuida. El autor usa el programa comercial DIGSILENT PowerFactory para el estudio, mediante una metodología de análisis previo y después de la inclusión de generación distribuida determinando sus beneficios e impactos sobre los elementos de protección.

Por otro lado, en el año 2018, A. de Jesús Merla [9], desarrolla una investigación de Simulación y protección de sistemas eléctricos de distribución tipo radial mediante ETAP con y sin generación distribuida. Se elabora y analiza el alimentador TZE-5390 Xilitla, donde se realizan estudios de cortocircuitos, coordinación de protecciones, flujos de potencia, todo esto con y sin generación distribuida. Concluye que la penetración de la GD en el alimentador tiene un impacto en la coordinación de protecciones en ciertos puntos de la red.

En Ecuador, los trabajos relacionados con la coordinación de protecciones ante el ingreso de GD se describen a continuación, iniciando en el año 2016, con el trabajo de M. Soria [1], quien

desarrolla un proyecto en donde analizan los efectos en las protecciones eléctricas en los sistemas de distribución, en los que existe presencia de generación distribuida. Se realiza un estudio de los esquemas de protecciones de EMELNORTE teniendo en cuenta la GD presente en la empresa, utilizando Cymdist llamado Demo. Se determinó que el existir presencia de generación distribuida en un alimentador de una subestación de distribución, se deben realizar análisis nuevos del sistema, con la finalidad de recoordinar los ajustes de las protecciones eléctricas.

El documento que presentan E. Morante y P. Bernardo [10], desarrolla una metodología para la coordinación de los relevadores de sobrecorriente considerando elementos direccionales en sistemas de distribución eléctrica que incluyen generación distribuida. Los ajustes del relé corresponden a escenarios de operación que se determinan previamente para la red y para la configuración de los relés utilizando dos esquemas de comunicación propuestos. En el proyecto se eligen cuatro casos, usando como base la configuración de trece barras de la IEEE. Mediante los programas ETAP y open DSS se obtienen los valores de flujo de carga y corriente de cortocircuito, y por medio de Excel y Linprog de Matlab los valores de optimización. La metodología utilizada permite determinar los ajustes óptimos en cada escenario, obteniendo de esa manera una mejor sensibilidad y selectividad en el sistema de protecciones eléctricas.

Además, M. Cabrera [11], en el año 2021, realiza un documento donde se analiza un método de coordinación en cada componente de protección, conservando en lo posible la infraestructura inicial, teniendo en cuenta las restricciones operativas y constructivas de los reconectores, relés, y fusibles instalados. El procedimiento está basado en dividir el sistema en ramales de operación y con la ayuda de un script computacional, se miden los parámetros de tiempo que deben emplearse en cada reconector y relé. Se concluye que es posible lograr una óptima coordinación de protecciones, utilizando la infraestructura existente, pero aplicando nuevas configuraciones en varios equipos.

Finalmente, en el año 2021, [12] presenta un proyecto de investigación donde realiza un estudio de coordinación de protecciones en redes de distribución eléctricas con la inserción la Generación Distribuida. Por ende usando el sistema de distribución radial de 15 Barras de la IEEE, y considerándolo como caso base para la simulación en el software DIGSILENT PowerFactory, se desarrolló la correcta coordinación de protecciones, en cuatro escenarios planteados de GD, necesitando modificar las variables del DIAL y TAP.

## **3.2. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

Un sistema de distribución eléctrica es el grupo de componentes encargados de transportar la energía desde una subestación eléctrica de potencia hasta el consumidor. La distribución de electricidad consta de las líneas de distribución primarias, los transformadores de distribución, las líneas de distribución secundarias y las acometidas con sus medidores. Las redes eléctricas deben ser planificadas y construidas de tal manera que tengan la flexibilidad suficiente para ampliarse progresivamente con mínimos cambios en la infraestructura existente, y así brindar un servicio idóneo y sin cortes de energía para la carga presente y futura al menor costo de operación [13].

### **3.2.1. Operación de las redes de distribución**

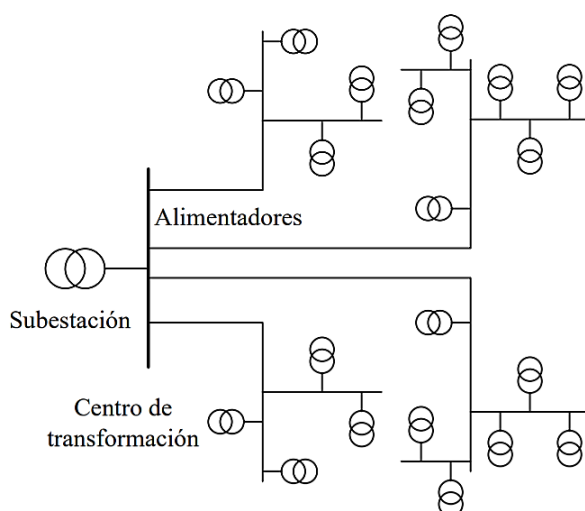
La finalidad principal de la operación de las redes eléctricas de distribución es maximizar la calidad del suministro, medida en términos de continuidad del servicio, de un perfil de tensiones aceptable y de mínimas pérdidas de energía. Estos objetivos se obtienen mediante dos procedimientos importantes: la reconfiguración del sistema y la compensación de potencia reactiva [14].

### **3.2.2. Estructura de las redes de distribución**

Las redes de distribución se pueden clasificar por su estructura, diferenciándose entre redes radiales, redes en anillo y redes malladas. A continuación, se revisan las principales características de estas configuraciones.

#### **3.2.2.1. Redes Radiales**

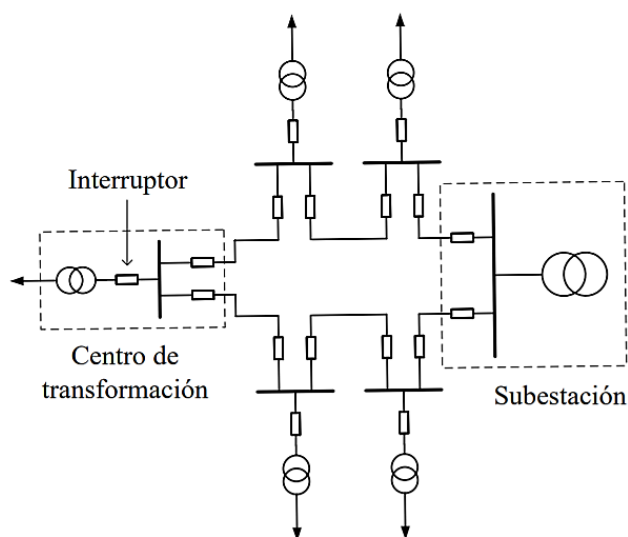
En las redes de distribución tipo radial las líneas nacen de las subestaciones eléctricas y se ramifican expandiéndose por el área suministrada. Las redes radiales se energizan por un extremo único desde el que se alimenta a los centros de transformación mediante derivaciones o ramificaciones en antena que no se cierran sobre sí mismas. De tal manera, la energía sólo tiene disponible un camino para llegar a los consumos partiendo de la subestación. La Figura 3.1 muestra una red radial en la que el alimentador principal, se ramifica en derivaciones laterales que también se dividen hasta llegar a los centros de transformación [14].



**Figura 3.1:** Red Radial ramificada [14]

### 3.2.2.2. Redes en anillo

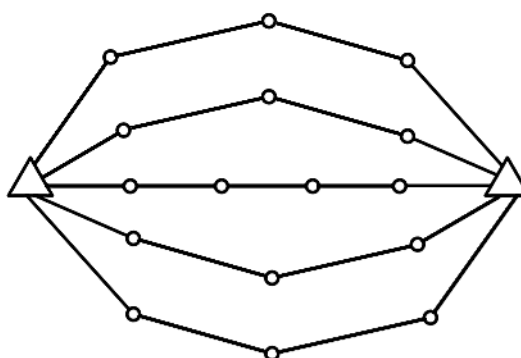
Las redes en anillo están construidas por una línea cerrada a lo largo de la cual se distribuyen los centros de transformación, estableciendo así una solución intermedia entre las redes malladas y las redes radiales. La entrega de energía se puede realizar mediante una o más subestaciones conectadas en distintos puntos del anillo [14]. La Figura 3.2 muestra el esquema detallado de una red en anillo.



**Figura 3.2:** Red en Anillo [14]

### 3.2.2.3. Redes Malladas

Las redes malladas se consiguen al juntar varios anillos en las zonas de concentración de la demanda. Los centros de transformación de las redes tipo malla se pueden energizar por varias subestaciones cercanas por medio de líneas de longitud corta. Las redes tipo malla brindan una mayor flexibilidad ya que pueden acomodar directamente el incremento o variación de la demanda con menor impacto sobre la red [14]. En la Figura 3.3, se muestra una red de distribución con topología mallada.



**Figura 3.3:** Red de distribución mallada [14]

## 3.3. TIPOS DE FALLAS

El término falla se define como cualquier variación no esperada en las variables de operación de un sistema eléctrico de potencia (SEP), llamada también perturbación, que puede ser ocasionada por cortocircuitos, fallas en equipos de protección, sobrecarga, rayos, sabotajes, etc. Las fallas en redes de bajo voltaje son superiores que las que suceden en redes de alto voltaje por la cantidad de equipos y elementos involucrados [15]. A continuación se presentan las fallas tipo derivación con sus porcentajes de ocurrencia:

- El 72 % de las fallas son monofásicas.
- El 22% de las fallas abarcan dos fases.
- El 6% de las fallas son trifásicas.

En un SEP, se origina un cortocircuito si dos o más puntos de distinto potencial eléctrico, en condiciones atípicas de operación llegan a unirse accidentalmente. Los cortocircuitos se dividen en balanceados, que son aquellos que dejan a un SEP en una condición de equilibrio ya sea en



corrientes como en voltajes, dentro de esta categoría se encuentra el cortocircuito trifásico, o desbalanceados que dejan al SEP en un estado donde sus corrientes y voltajes no tienen la misma magnitud y tampoco están desfasados  $120^\circ$ , esta categoría la conforman los cortocircuitos monofásicos, bifásicos y bifásicos a tierra [16].

### **3.4. NORMA IEC 60909**

La norma IEC 60909 es aplicable al cálculo de corrientes de cortocircuito de corriente alterna de baja hasta alta tensión, operando en una frecuencia nominal de 50 Hz o de 60 Hz, se aplica a todas las redes radiales o malladas. Basada en el teorema de Thevenin, consiste en calcular una fuente de tensión equivalente en el punto de cortocircuito, para después determinar la corriente en dicho punto. La norma aplica para el cálculo de corrientes de cortocircuito en el caso de cortocircuitos equilibrados o desequilibrados.

Las corrientes de cortocircuito y las impedancias de cortocircuito se pueden también determinar mediante pruebas en el sistema, por medidas sobre un analizador de redes, o con un programa informático. En general, se calculan dos corrientes de cortocircuito que difieren en su magnitud:

- La corriente de cortocircuito máxima determina la capacidad o los valores asignados en los equipos eléctricos, brindando selectividad entre ellos.
- La corriente de cortocircuito mínima conduce al valor mínimo de la corriente de cortocircuito en el punto de defecto, sirven para determinar ajustes de los equipos de protección brindando sensibilidad entre ellos [17].

### **3.5. GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

Según la IEEE 1547 [18], define la generación distribuida (GD) como las instalaciones de generación eléctrica conectadas al sistema de energía eléctrica a través de un punto de conexión común, es decir, un subconjunto de recursos distribuidos, los cuales incluyen tanto generadores, como tecnologías de almacenamiento de energía. Además, a nivel nacional el artículo 3 del Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (RGLOSPEE), define la GD como pequeñas centrales de generación de energía eléctrica ubicadas próximas del consumo y conectadas a la red de la distribuidora [19].

La característica principal de la GD es la generación de electricidad lo más cerca al centro de carga o red de distribución, con la posibilidad de vender o comprar electricidad en el sistema interconectado (*on grid*) o así mismo trabajar aisladamente (*off grid*). En gran parte de países, por su cantidad de beneficios, la generación distribuida nace como una importante alternativa para la prestación del servicio de electricidad, ya que aumenta seguridad y confiabilidad en el suministro a corto, mediano y largo plazo [20].

La GD ofrece varios aspectos positivos tanto para las empresas distribuidoras de energía como para el consumidor que se mencionan a continuación; para las empresas distribuidoras: libera capacidad del sistema, suministro en zonas remotas, minimiza pérdidas de energía en transmisión y distribución, mejor control de regulación de tensión comparado a un sistema radial sin generación distribuida, uso de energías renovables. Mientras que, las ventajas para el consumidor son: aumento de la confiabilidad del sistema, mejor calidad de servicio, disminución de emisiones contaminantes [21].

### **3.5.1. Tecnologías de generación distribuida**

La tecnología de GD tiene su intervención cuando se acoplan a la red de distribución, a continuación se describen de manera general cada una de ellas con sus aspectos más importantes.

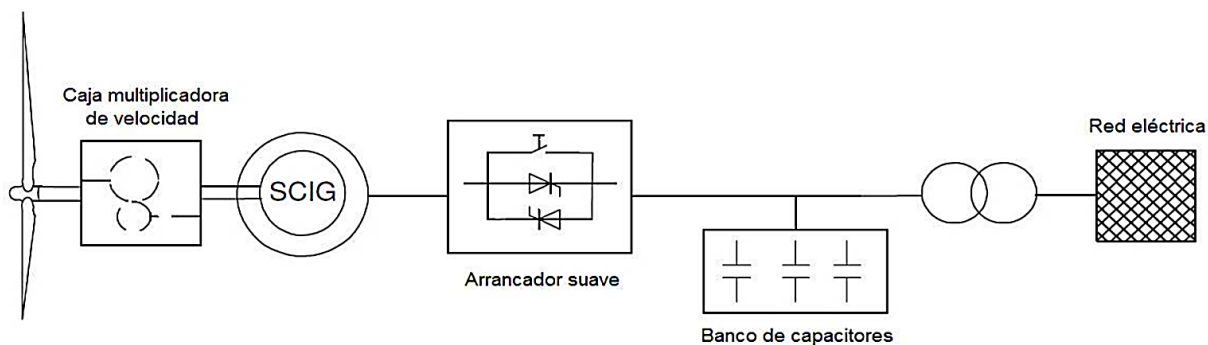
#### **3.5.1.1. Generación distribuida renovable**

Estas tecnologías usan recursos renovables como energía primaria. Los recursos renovables se determinan como inagotables, como, el calor, el viento, la luz solar, las corrientes de agua, materia orgánica, energía de los mares y el calor geotérmico. Algunas de las tecnologías de generación distribuida renovables son: generadores Eólicos, microturbinas hidráulicas y celdas fotovoltaicas.

##### **a. Generadores Eólicos**

Esta tecnología usa como fuente la energía del viento, misma que es transformada en energía eléctrica. La energía cinética del viento influye sobre las palas del aerogenerador, transformándola en energía de presión que transfiere un giro al eje y un transformador convierte esta energía mecánica en energía eléctrica. Las ventajas que brinda la generación eólica son:

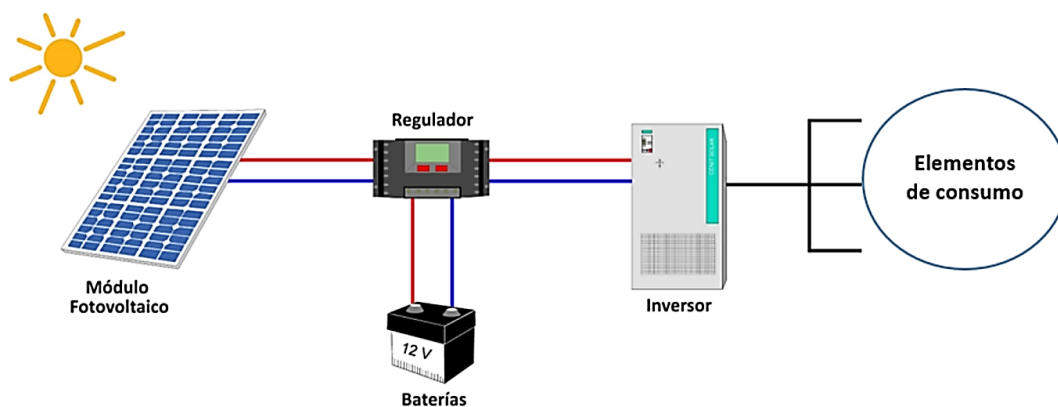
fuentes de energía local, fuente limpia, autóctona, abundante y doméstica [21]. En la Figura 3.4 se indica el diagrama de la generación eólica.



**Figura 3.4:** Aerogenerador de velocidad fija [22]

### b. Generadores Fotovoltaicos

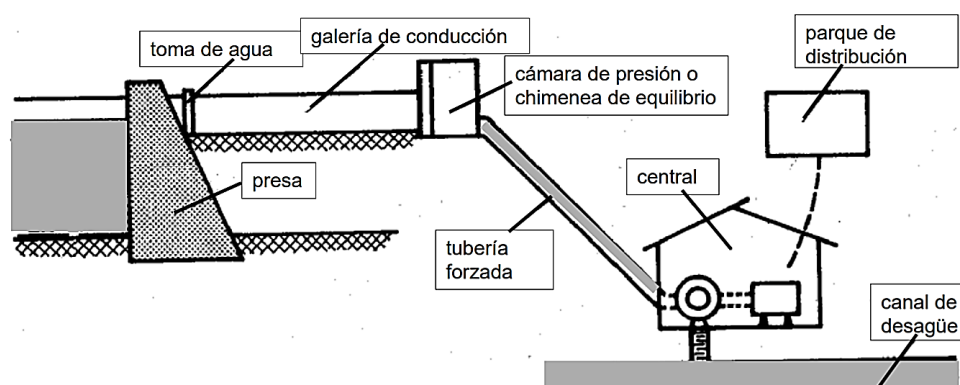
Esta tecnología utiliza como fuente primaria la energía proveniente del sol, la misma que es transformada en energía eléctrica. Por medio de células fotovoltaicas absorbe la radiación solar causando un traslado de cargas internamente que provoca la generación de corriente continua. Las ventajas que ofrece la generación fotovoltaica son: poco mantenimiento, no contamina, es confiable, no genera ruido, larga duración de vida [21]. La Figura 3.5 indica el diagrama de la generación fotovoltaica.



**Figura 3.5:** Esquema de generación fotovoltaica [23]

### c. Generadores Hidráulicos

La generación hidráulica consiste en aprovechar la energía potencial del agua acumulada en embalses o provenientes de un río para transformarla en electricidad. El procedimiento inicia cuando la energía potencial se transforma en energía cinética en su viaje por las tuberías forzadas, que a su vez se obtiene energía a presión que golpea las turbinas del generador produciendo energía mecánica, que finalmente se transforma en energía eléctrica. Las centrales hidráulicas pueden ser, de agua fluyente (en derivación) o central de embalse (de regulación). Este tipo de generación brinda como ventajas: energía limpia, no requiere combustibles, usa recursos renovables, la turbina hidráulica es una máquina eficiente y sencilla, bajo precio de mantenimiento [21]. En la Figura 3.6 se indica un esquema de una central hidroeléctrica.



**Figura 3.6:** Esquema de una central hidroeléctrica [24]

#### 3.5.2. Efectos de la generación distribuida en redes de distribución

El sistema eléctrico de distribución generalmente es tipo radial, en donde al implementar GD las corrientes circularán en diferentes direcciones según la capacidad, ubicación y el estado de operación de las unidades de GD, además, cambian los valores de corrientes de cortocircuito y la dirección de los flujos de potencia, ocasionando un impacto importante en los sistemas de protección de la red [9].

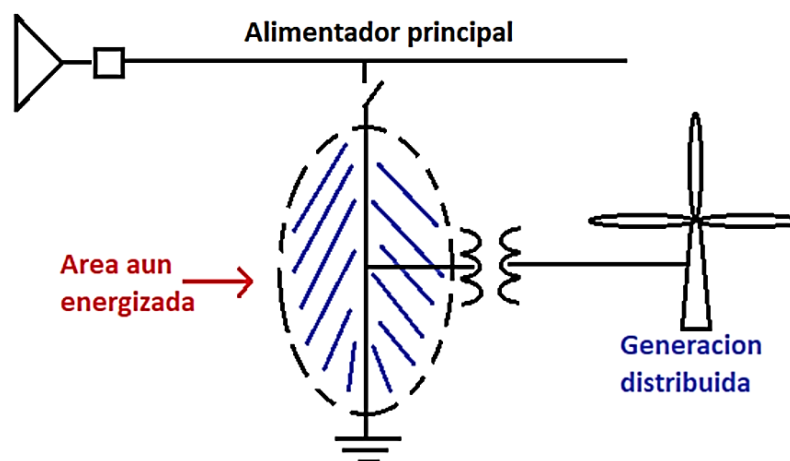
La corriente inyectada por la GD puede disminuir o aumentar las pérdidas de la red. Al conectar GD al sistema esta contribuye para abastecer el consumo de las cargas, reduciendo la intensidad de corriente que pasaba anteriormente por una línea para abastecer dicha carga, lo que minimiza la caída de tensión y pérdidas en la línea. Por otro lado, si la GD crece, puede

llegar a afectar la capacidad térmica de los conductores ocasionando un aumento en las pérdidas eléctricas del sistema. Además, la instalación de GD afecta de algunas maneras a la calidad de potencia del sistema, entre ellas, la inyección de armónicos en el caso tener inversores, lo que dificulta la operación de los dispositivos reguladores de voltaje y un creciente riesgo en la aparición de ferro resonancia desde la generación [9].

Finalmente, la GD también tiene efectos positivos sobre la red eléctrica, entre ellos, incrementa la confiabilidad en cuanto al abastecimiento de energía, puesto que la GD se conecta generalmente cerca a los centros de consumo. También, ayuda a mejorar el perfil de tensión, la calidad de energía y es apoyo para la estabilidad de voltaje del sistema. Desde el punto de vista medioambiental la GD ofrece alta eficiencia a un nivel muy bajo de contaminación [5].

### 3.5.2.1. Efecto Isla

Es una anomalía eléctrica que se origina cuando la fuente de GD sigue energizando una parte de la red, luego de que esa zona de la red haya sido desconectada. Es así que el sistema eléctrico no controla la parte aislada de la red de distribución que incluye tanto generación como carga, de este modo puede estar en riesgo la seguridad, la restauración del servicio y la fiabilidad del equipo. Generalmente esta anomalía es causada por la actuación de interruptores al aislar una falla en otro lado del sistema o por una actuación en falso, como lo enseña la Figura 3.7 [9].

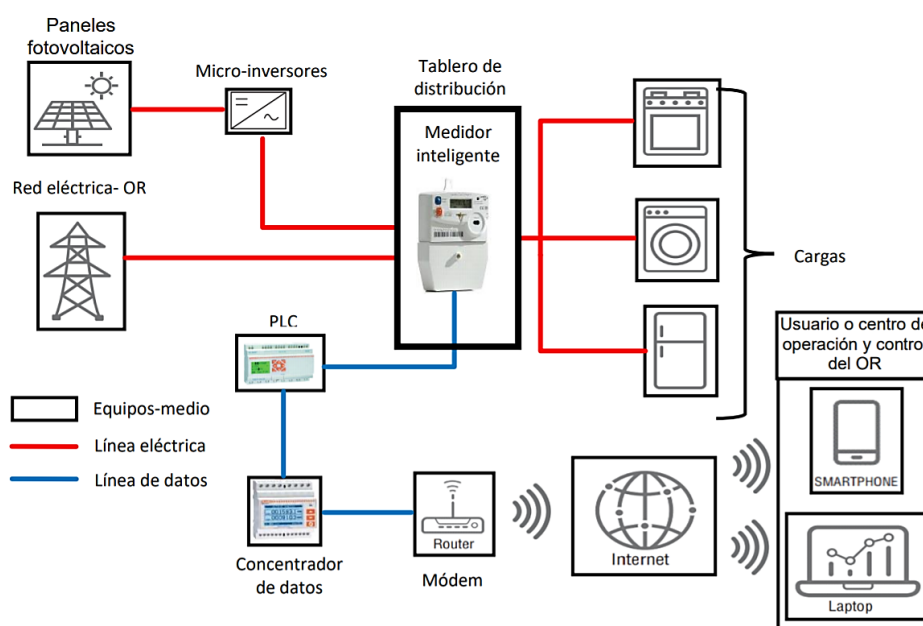


**Figura 3.7:** Representación del efecto Isla [9]

### 3.6. SISTEMAS DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI)

La Federal Energy Regulatory Commission (FERC) de los Estados Unidos, define a la Medición Avanzada como un sistema de medición que registra el consumo del cliente (y probablemente otros parámetros) cada hora o con mayor frecuencia y que permite la transmisión de mediciones a través de una red de comunicación a un punto central de recogida [25].

Se puede decir que, un sistema de medición avanzada es aquel que cuenta con un contador que normalmente permite medir, registrar y almacenar el consumo y otros valores de la red, los cuales son transmitidos a la empresa proveedora de energía, con el fin de analizar el sistema e incluir prestaciones nuevas que optimicen sus activos. En el caso que el modelo de comunicación es bidireccional entonces se trata de un sistema de infraestructura de medición avanzada [26]. La Figura 3.8 muestra la infraestructura y las partes que componen un sistema AMI.



**Figura 3.8:** Esquema de un sistema de medición AMI [27]

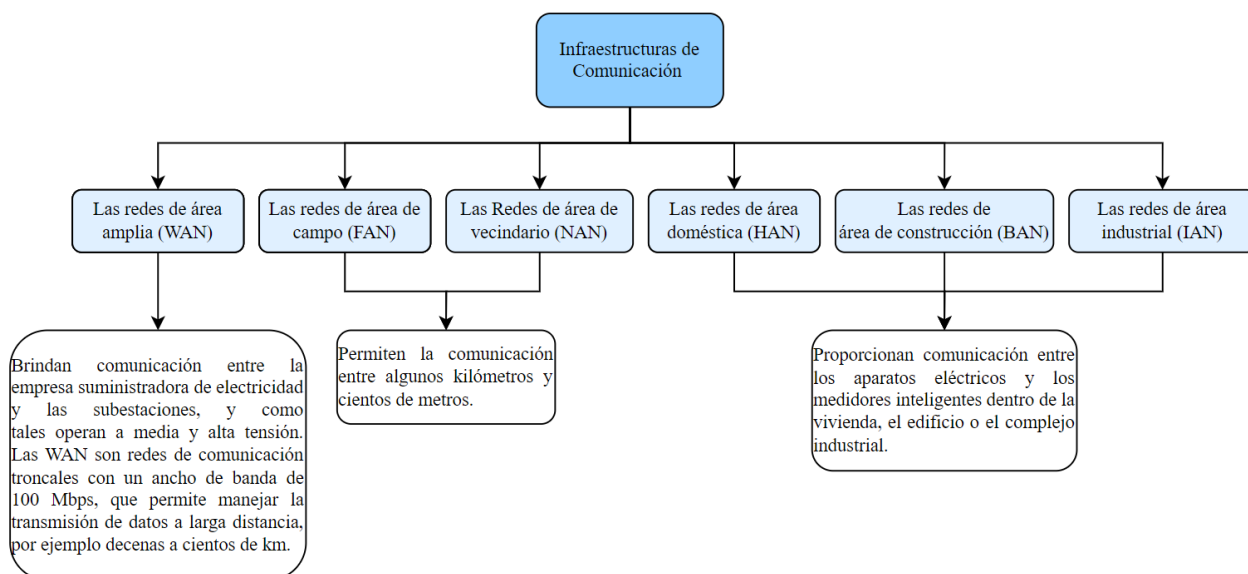
#### 3.6.1. Funciones del AMI

La siguiente lista es una recopilación de especificaciones típicas por una serie de empresas de servicios públicos en sus recientes solicitudes de propuestas AMI:

- Capacidad de proporcionar datos por cliente, para cada hora o normalmente en tiempos de 15 a 30 minutos.
- Opción para conectar o desconectar remotamente varios o todos los medidores.
- Capacidad de actualizar a distancia el firmware del contador.
- Capacidad de enviar mensajes a los equipos del hogar del cliente o de sus alrededores para respaldar la respuesta a la demanda.
- Notificación positiva de interrupción y restauración (que promete un importante ahorro de costos y beneficios de servicio al cliente).
- Capacidad para leer medidores de forma remota bajo demanda.
- Capacidad de señalización de la tensión si ésta se encuentra fuera del rango configurable por la compañía eléctrica.
- Memoria para almacenar un número específico de días de lecturas en los medidores (entre 7 y 45 días, dependiendo de la utilidad).
- Soporte para alguna forma de medición de prepago.
- Registro diario de lectura de contadores, a menudo a medianoche.
- Inclusión de sistemas de almacenamiento de datos, que se consideran cada vez más necesarios para almacenar grandes volúmenes de datos procedentes de AMI y de los sistemas de gestión de datos de contadores (MDM).
- Una estrecha integración con MDM en los sistemas generales de gestión de operaciones, con enlaces a contabilidad, facturación, informes, gestión de interrupciones y otros sistemas de operaciones.
- Capacidad de ampliar el AMI y las redes inteligentes a múltiples aparatos domésticos conectados entre sí como parte de una red de área doméstica (HAN) [25].

### **3.6.2. Infraestructura de Comunicación**

Para que estos sistemas de monitoreo y control consigan incrementar su seguridad y eficiencia a la red, se necesita de una infraestructura confiable de comunicación y tolerable a fallos, juntando distintas tecnologías para la comunicación, transmisión y almacenamiento de datos, que faculta al sistema ser sostenible en el tiempo [28]. La comunicación se divide en tres tipos de infraestructura de redes, cada una con un rango y escala distinta, como lo muestra la Figura 3.9:



**Figura 3.9:** Tipos de infraestructura de comunicación [28]

### 3.7. PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

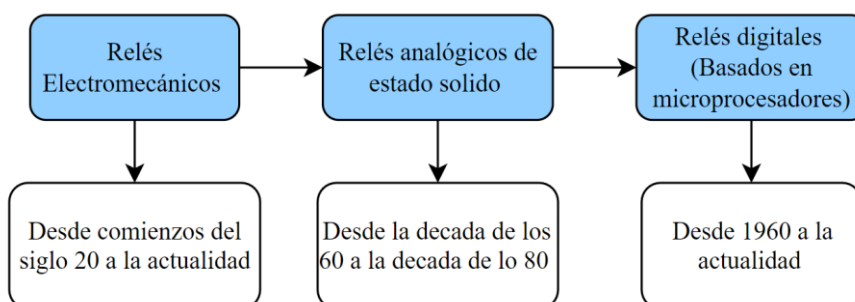
El sistema de protecciones de cualquier red eléctrica tiene como finalidad identificar y actuar frente a una operación anormal o fallas en el sistema, las mismas que al no ser detectadas, pueden ocasionar daños humanos y en aparamenta eléctrica, además de llevar a la pérdida del servicio de energía eléctrica, causando pérdidas económicas importantes [1].

De acuerdo a P. M. Anderson [29], las protecciones eléctricas deben diseñarse:

- Para la mínima pérdida de carga, es decir, no necesariamente dejar fuera de servicio el sistema completo para despejar una falla. El sistema de protección por lo mencionado tiene que ser selectivo.
- Para garantizar la fiabilidad instalando protecciones de respaldo que operen cuando la protección principal falle.
- Para que permita la operación del sistema por debajo de sus condiciones normales de operación. El umbral de ajuste no debe ser demasiado bajo para prevenir que el circuito protegido pueda interrumpirse de forma innecesariamente.



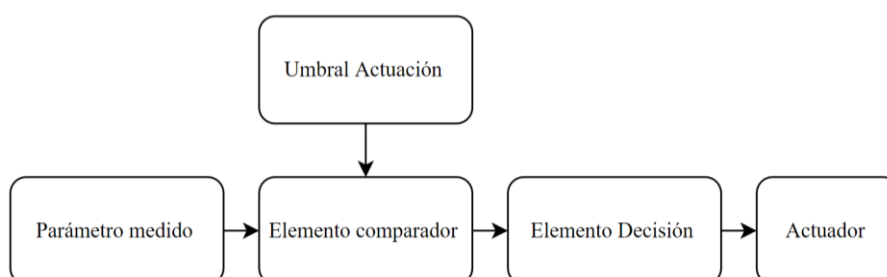
Los sistemas de protección de las redes de distribución con el tiempo han mejorado, como lo muestra la Figura 3.10, empezando por dispositivos primitivos con capacidad limitada hasta sistemas complejos de protección siendo más selectivos en su operación y localización de fallas.



**Figura 3.10:** Evolución de los relés de protección [4]

### 3.7.1. Funcionamiento de los dispositivos de protección

El funcionamiento de los dispositivos de protección que son elementos que forman parte del sistema de protección, los mismos que son responsables de actuar al ocurrir una falla. Primero el dispositivo de protección mide una magnitud eléctrica (frecuencia, tensión, intensidad), la misma, es comparada con un umbral de actuación preestablecido, cuando el umbral de actuación es sobrepasado se acciona un elemento de decisión que interviene sobre el elemento actuador, generando la orden de apertura al interruptor automático y/o la fusión del fusible [4]. La Figura 3.11 explica su funcionamiento por medio de un diagrama de bloques.



**Figura 3.11:** Diagrama de bloques demostrativo del funcionamiento del sistema de protección [4]

El tiempo necesario total para realizar la acción correctiva es conocido como tiempo de despeje de falla (clearing time) que es definido como lo muestra la Ecuación (3.1):

$$T_c = T_p + T_d + T_a \quad (3.1)$$

Donde:

$T_c$ : Tiempo de despeje de falla.

$T_p$ : Tiempo de comparador.

$T_d$ : Tiempo de elemento de decisión.

$T_a$ : Tiempo del elemento de actuación, incluido el tiempo de apertura del interruptor.

El tiempo de despeje de falla es un factor importante que se debe tomar en cuenta, ya que de él depende una adecuada coordinación entre los distintos dispositivos. La mayor parte de las redes eléctricas están equipadas con diferentes dispositivos de protección, por ello, cuando ocurre una falla en la red, algunos dispositivos identificarán el defecto pero solo el más cercano actuará despejando solo la parte del sistema que se encuentra en operación anormal [4].

### 3.7.2. Equipos de protecciones eléctricas en sistemas de distribución

Los equipos de protección agrupados conforman el sistema de protecciones eléctricas, estos deben aislar las fallas del servicio eléctrico, ya sea cuando ocurre un cortocircuito, o una operación anormal de la red, con el objetivo de minimizar el daño en circuitos y equipos, proteger efectivamente a las personas, reducir la incidencia de las fallas sobre las líneas, cubrir de manera ininterrumpida el SEP y reducir las molestias a los usuarios [15].

#### 3.7.2.1. Transformadores de Corriente (TC)

El TC disminuye la corriente primaria a niveles estandarizados mucho menores, ideales para el funcionamiento de los relés. Los TC de protección deben operar adecuadamente entre rangos muy altos de carga, desde corrientes mínimas hasta valores varias veces mayores que la corriente nominal del sistema eléctrico. Los TC trabajan con valores nominales normalizados que se muestran a continuación:

- **Corrientes nominales primarias:** Los valores normalizados son: **10, 12.5, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 60, 75** A y sus múltiplos decimales y fraccionarios. (en negrita los valores comerciales).

- **Corrientes nominales secundarias:** Los valores nominales son 1, 2 y 5 A, pero el valor más usado es 5 A.
- **Carga Nominal:** Es la impedancia del circuito secundario en ohms y a un factor de potencia determinado, debido a los relevadores y a las conexiones entre el TC y los relevadores. Los valores normalizados son: 2.5, 5.0, 10, 15 y 30 VA. Se pueden elegir valores más altos acorde a su aplicación. Valores normalizados ANSI C57.13 para TC de protección con corriente secundaria que son: 25, 50, 100, 200 VA.
- **Precisión para protección:** La clase de precisión viene dada por el % más alto de error compuesto facultado al valor rms de la corriente primaria. Las clases de precisión normalizadas son 5p y 10p, mientras los límites de precisión son 5,10, 15,20, y 30. Por ejemplo 5p20 significa que el error compuesto se mantiene dentro del 5 % para 20 veces la corriente nominal primaria [15].

La relación de transformación para el transformador de corriente, es calculado por la relación de magnitudes de la corriente primaria con la corriente secundaria, como lo muestra la Ecuación (3.2):

$$RTC = \frac{I_{primario}}{I_{secundario}} \quad (3.2)$$

Donde:

$RTC$ : Relación de transformación para el TC.

$I_{primario}$ : Corriente en el lado primario.

$I_{secundario}$ : Corriente en el lado secundario.

### 3.7.2.2. Transformadores de Potencial (TP)

El TP es usado especialmente para medición y protección en redes eléctricas, su característica principal es que la tensión del devanado secundario debe ser proporcional (en menor magnitud) a la tensión devanado primario. Gran parte de los relés de protección tienen tensiones nominales de 120 o 69 V, dependiendo de si su conexión es línea-línea o línea-neutro. Los TP tienen como finalidad aislar el circuito secundario (bajo voltaje) del circuito primario (alto voltaje), estar en capacidad de soportar una carga 10 veces su potencia nominal [15].

La relación de transformación para el transformador de potencial, es calculado por la relación de magnitudes de la tensión primaria con la tensión secundaria, como lo muestra la Ecuación (3.3):

$$RTP = \frac{V_{primario}}{V_{secundario}} \quad (3.3)$$

Donde:

*RTP*: Relación de transformación para el TP.

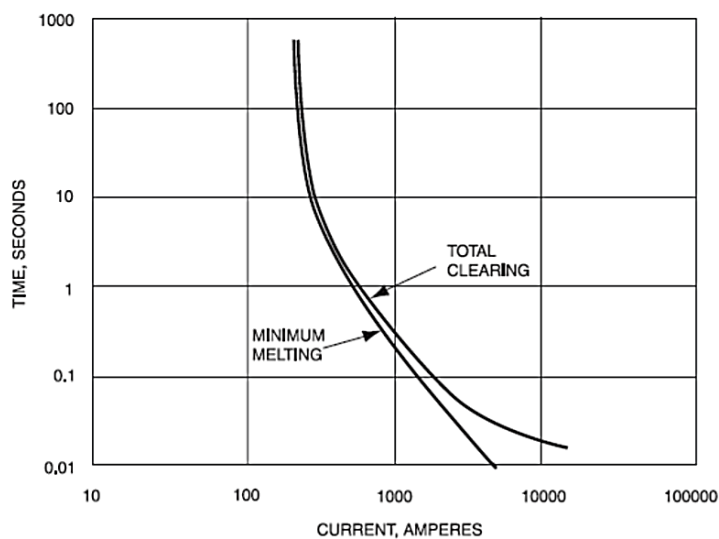
*V<sub>primario</sub>*: Tensión en el lado de alto voltaje.

*V<sub>secundario</sub>*: Tensión en el lado de bajo voltaje.

### 3.7.2.3. Fusible de protección

Los fusibles son los dispositivos de sobreintensidad más económicos y sencillos que se usan para proteger las redes eléctricas de distribución. De igual manera son de los más seguros, ya que pueden ofrecer protección por un tiempo muy largo (más de 20 años) sin necesidad de mantenimiento. La Figura 3.12 presenta la curva característica tiempo – intensidad de actuación del fusible donde se muestra dos curvas operativas:

- Curva de mínima fusión: el fusible identifica la sobrecorriente mínima, provoca que el eslabón se empiece a fundir.
- Curva de apertura total: el fusible funde completamente desconectando el circuito [4].

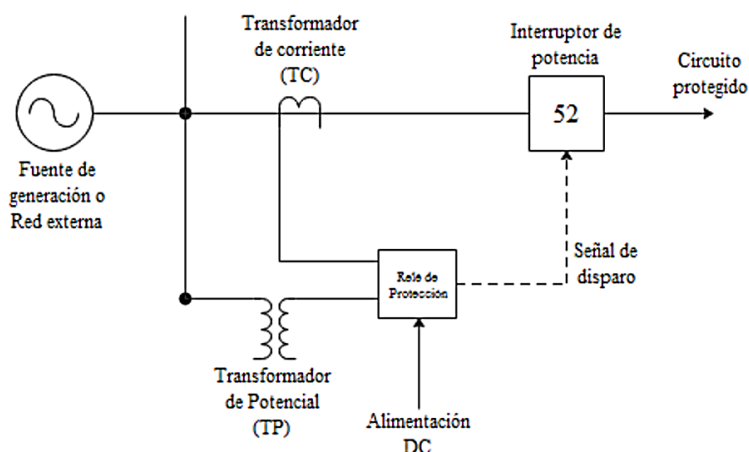


**Figura 3.12:** Curva de actuación del fusible [11]

#### 3.7.2.4. Relé de sobrecorriente

El relé de sobreintensidad (OCR) es un dispositivo que identifica una falla en una zona del sistema eléctrico y actúa para despejarla en el menor tiempo posible. Los relés más usados son los de tiempo inverso que tienen una curva característica tiempo-corriente en la que el tiempo de actuación es inversamente proporcional a la magnitud de la corriente observada. La Figura 3.13 muestra el esquema básico de un relé de sobrecorriente. El funcionamiento del OCR depende de las variables siguientes:

- El nivel de mínima corriente de operación (corriente de pickup), que es el valor que provoca el arranque del relé.
- La característica de tiempo de operación, en otras palabras la manera en que el relé responde con respecto al tiempo [4].

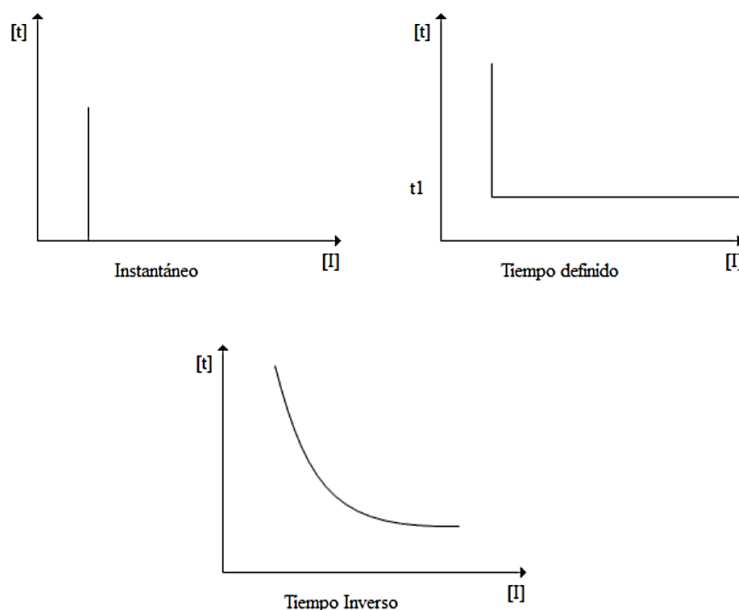


**Figura 3.13:** Esquema básico de un relé de sobrecorriente [11]

Pueden clasificarse en tres tipos, de acuerdo a sus características de operación, donde puede haber dispositivos que junten estas características:

- De corriente definida o instantáneos: Actúan en el instante que miden un valor igual o mayor de corriente que la fijada inicialmente.
- De tiempo definido: Estos dispositivos actúan luego de un tiempo de retraso establecido, cuando el valor de la corriente sea igual o mayor que la predeterminada. Este relé permite que el ajuste sea diverso para manejar diferentes niveles de corriente mediante el uso de distintos tiempos de operación siendo así una protección muy selectiva.
- De tiempo inverso: Este relé actúa de manera inversamente proporcional al nivel de corriente de falla. Su operación es lenta ante niveles bajos de corriente, pero si esta crece, el tiempo de operación disminuye [11].

A continuación, en la Figura 3.14 se visualiza la característica de operación de cada tipo de relé de sobrecorriente.



**Figura 3.14:** Modos de operación de un relé de sobrecorriente [11]

Hay distintas curvas de tiempo inverso donde las características se pueden manifestar por medio de ecuaciones matemáticas. La Ecuación (3.4) muestra las curvas de tiempo inverso pertenecientes al estándar de la norma IEC 60255.

$$t_{op} = \frac{\beta}{\left(\frac{I}{I_m}\right)^\alpha - 1} * TMS \quad (3.4)$$

Donde:

- $\alpha$  y  $\beta$ ; son constantes de diseño.
- $I$ ; es la corriente de cortocircuito vista por el relé.
- $I_m$ ; es la corriente mínima de arranque o de operación (pick up).
- $TMS$  (Time Multiplier Setting); es el factor de escala para un determinado tipo de curva.

En la Tabla 3.1 se muestran los valores de las constantes de diseño en función del tipo de curva:

**Tabla 3.1:** IEC 60255 constantes para los relés de sobrecorriente [4]

Tipo de Curva	$\alpha$	$\beta$
Tiempo Inverso	0.02	0.14
Muy Inversa	1.00	13.50
Extremadamente Inversa	2.00	80.00

Para proteger las líneas de distribución se usan dos tipos de relés de sobrecorriente: los instantáneos y los de tiempo diferido o temporizados. Los relés de sobreintensidad temporizados se eligen para que actúen como protección primaria para una zona de línea, mientras que, para solucionar una falla en un tiempo definido cada relé de tiene que tener una coordinación con los dispositivos ubicados en los nodos más próximos. Para que los dispositivos estén correctamente coordinados implica establecer apropiadamente la secuencia de operación de los relés para cada probable ubicación de la falla desconectando la línea donde se ha producido con el margen suficiente y sin atraso en la operación del relé [4].

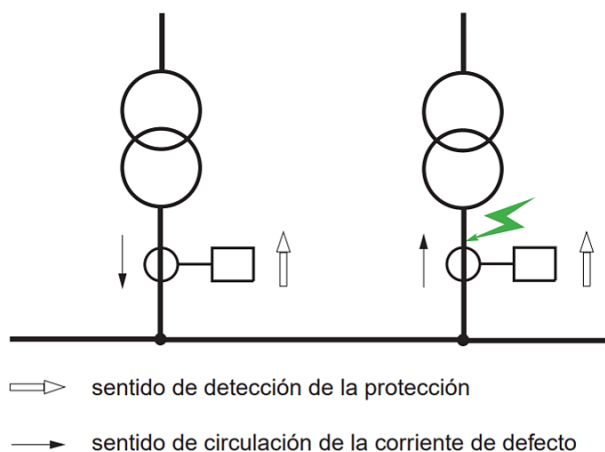
### 3.7.2.5. Protección Direccional

La protección direccional permite separar la zona de la red con un defecto mejor que lo hace una protección de sobrecorriente. Esta protección es precisa en caso de falta [30]:

- Si existe más de una fuente.
- Si hay cables paralelos o bucles cerrados.
- Con neutro capacitivo para el regreso de corrientes capacitivas.
- Identificar el sentido anormal del flujo de la energía eléctrica.

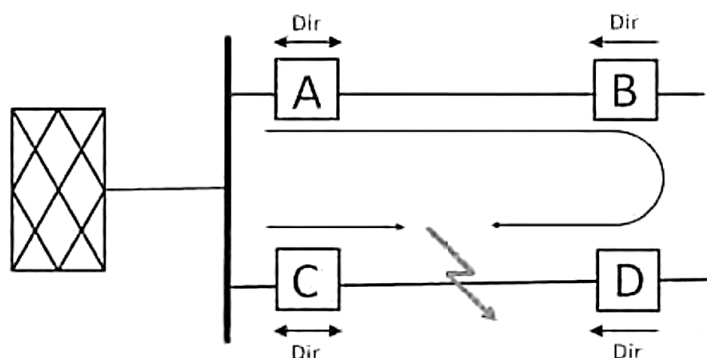
En la Figura 3.15 se da el caso de un sistema con dos fuentes y como las protecciones contra sobrecorrientes se comportarían.





**Figura 3.15:** Figura que simboliza la función de las protecciones direccionales [30]

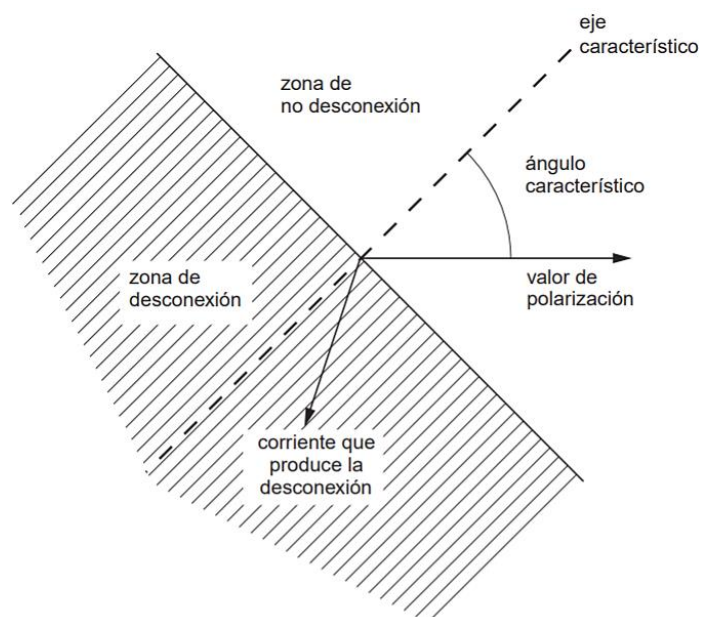
Las protecciones direccionales de potencia y de intensidad requieren medir la corriente y la tensión. Esta protección es necesaria en cualquier ubicación de la red donde la dirección de la energía es capaz de cambiar. La Figura 3.16 muestra la operación de las protecciones direccionales, en donde la corriente de cortocircuito será identificada por las protecciones direccionales D y B. Únicamente el relé D detectará un paso de corriente en el sentido que ha ido configurado y operará su interruptor, dejando al cortocircuito alimentado por el interruptor C hasta que actúe su respectiva protección de sobrecorriente. De esta manera no se corta el servicio puesto que la línea A-B permanece en operación [4].



**Figura 3.16:** Operación de los relés direccionales [4]

La protección direccional, actúa únicamente cuando ocurre una sobrecarga o una falla que se origine en una determinada dirección de las corrientes. El dispositivo direccional opera bajo condiciones del desfase de ángulo que forma el fasor de la corriente con el fasor del voltaje o con una corriente de referencia, también llamada de polarización, haciendo que la protección

diferencial actúe solo cuando la corriente transite en un sentido determinado. Si la magnitud de polarización no se ubica en el eje de simetría de operación del relé (eje característico, mostrado en la Figura 3.17), es fundamental poner en fase nuevamente al relé, esto se realiza con el reglaje del ángulo característico. Luego, el ángulo característico de la protección tiene que definirse de tal manera que toda falta en el sentido de detección elegida provoque una corriente ubicada en el sector de disparo y que toda falta en la dirección contraria provoque una corriente ubicada fuera de este sector [4],[30].



**Figura 3.17:** Ángulo característico de una protección [30]

## **4. METODOLOGÍA Y MATERIALES**

En este capítulo se describen las técnicas, métodos y procedimientos para realizar la coordinación de protecciones del sistema de protecciones de la red eléctrica de Cotopaxi, para ello, en la Sección 4.1 se realiza un resumen de las actividades para cumplir los objetivos planteados. En la Sección 4.2, se detalla el proceso para realizar la coordinación de protecciones del sistema actual de Cotopaxi. Después, en la Sección 4.3, se realiza una evaluación de emplazamientos a nivel de la provincia de Cotopaxi, donde se determina el nivel de irradiación anual promedio en Cotopaxi y se identifican los sitios potenciales para el dimensionamiento e instalación de la generación fotovoltaica para la inclusión a la red de distribución. Luego, en la Sección 4.4 se explica el proceso para verificar el aporte de la GD al sistema de distribución y cómo afectan a la coordinación de protecciones, para posteriormente realizar los ajustes necesarios y coordinar el sistema eléctrico considerando la introducción de GD.

### **4.1. GESTIÓN DE TAREAS**

Para el desarrollo del caso de estudio, se toma como punto de partida el trabajo de investigación de P. Bernal Rivera [31], quien en el año 2022, estudia la confiabilidad del sistema eléctrico de Cotopaxi usando el software DIgSILENT PowerFactory, basado en datos reales otorgados por la ELEPCO S.A. El sistema eléctrico de Cotopaxi está alimentado por las subestaciones Ambato, Mulaló y Quevedo, donde, en el presente trabajo se tendrá en cuenta únicamente a la subestación Ambato y Mulaló, por el hecho de que están interconectados entre sí y así poder verificar la interacción de las protecciones eléctricas de este sistema, es decir se excluye la subestación Quevedo por el motivo de estar desconectada del sistema principal, tal como se lo realiza en el trabajo [32].

En la metodología inicialmente se realiza la coordinación de protecciones del sistema de distribución actual, teniendo en cuenta las características de la red eléctrica en estado de operación normal y en cortocircuito. Luego, mediante la revisión sistemática de la literatura, se determinan los puntos más aptos para la inclusión de GD, y así dimensionar la capacidad adecuada para conectar la GD al sistema de distribución. Finalmente, se verifican los cambios en el estado de operación del sistema eléctrico después de la inclusión de la GD y el impacto que tuvo en el sistema de protecciones integrado anteriormente, con el fin de realizar un reajuste

a la coordinación de protecciones y garantizar el servicio de energía de manera ininterrumpida al usuario.

Con la finalidad de detallar el desarrollo del trabajo, se han definido tres etapas y cada etapa con sus respectivas actividades, mostradas a continuación:

I. Coordinación las protecciones eléctricas en el sistema de Cotopaxi.

- Delimitación del trabajo.
- Zonas de Protección.
- Ubicación de las protecciones eléctricas.
- Caracterización del Fusible.
- Dimensionamiento del TC y TP.
- Ajuste de los relés de protección.
- Configuración del Dial.

II. Evaluación de emplazamientos para inclusión de generación distribuida

- Revisión sistemática de la literatura.
- Tratamiento de datos para determinar los puntos idóneos para la inclusión de GD.
- Determinación de la ubicación de GD.
- Dimensionamiento de GD.
- Implementación en DIgSILENT PowerFactory.

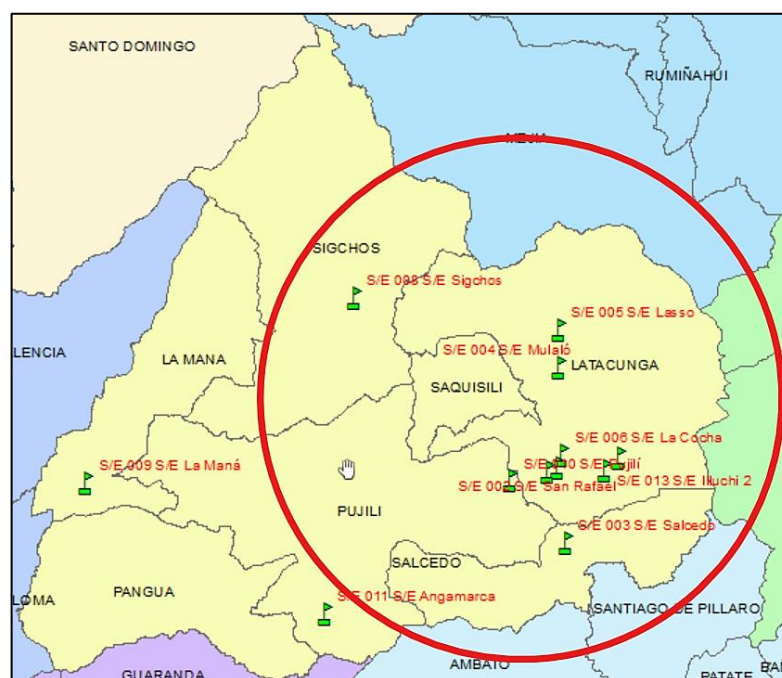
III. Reconfiguración de protecciones

- Verificación del estado de operación de la red eléctrica después de la inclusión de la GD.
- Análisis de cortocircuitos.
- Verificación de la operación del sistema de protecciones eléctricas.
- Reajuste a la coordinación de protecciones.
- Coordinación de la red eléctrica considerando la inclusión de GD.
- Protección del Sistema Fotovoltaico

## 4.2. COORDINACIÓN LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN EL SISTEMA DE COTOPAXI

### 4.2.1. Delimitación del trabajo

En el presente trabajo se realiza la coordinación del sistema de protecciones únicamente del sector interconectado de la provincia de Cotopaxi, que lo conforman la subestación Ambato y la Subestación Mulaló, excluyendo la subestación Quevedo, que alimenta a la subestación La Maná, la misma que no tiene conexión con el resto del sistema. Además, el sistema eléctrico interconectado de Cotopaxi cuenta con cuatro subestaciones eléctricas privadas que son: Familia Sancela, Fairis, Holcim y Centro de rehabilitación social, que no se consideran en la coordinación del sistema de ELEPCO S.A. Figura 4.1 muestra la zona en donde se ubica la red eléctrica que se realiza la coordinación de protecciones.







**Figura 4.1:** Delimitación del área de estudio

### 4.2.2. Zonas de protección

Con la finalidad de garantizar la selectividad en un sistema de protecciones, la red eléctrica tiene que ser delimitada por zonas de protección, y así lograr identificar las partes del sistema que necesitan un dispositivo de protección principal, además de los dispositivos ubicados aguas

arriba, que entran a operar como respaldo en caso de fallar la protección principal. Cada ramal con su protección principal y de respaldo, se denomina zona de protección, que muestra toda el área a proteger. Además, es de suma importancia que entre las zonas de protección exista un traslape, con el objetivo de asegurar la protección de todo el sistema eléctrico [11].

Dado el número de equipos que conforman el sistema eléctrico de Cotopaxi y el análisis que se necesita hacer para cada uno de ellos, se hace necesario dividir al sistema en tres zonas generales (X, Y, Z), con el motivo de organizar el estudio y facilitar la presentación de los resultados. Cada zona general cuenta con sus respectivas zonas de protección primarias. La Figura 4.2 y la Figura 4.3 muestran las zonas de protección del sistema eléctrico de Cotopaxi. Además, las zonas de protección se las identifica de la siguiente manera:

-  Zona de Barra.
-  Zona de Línea.
-  Zona de Transformador.
-  Zona de Alimentador.

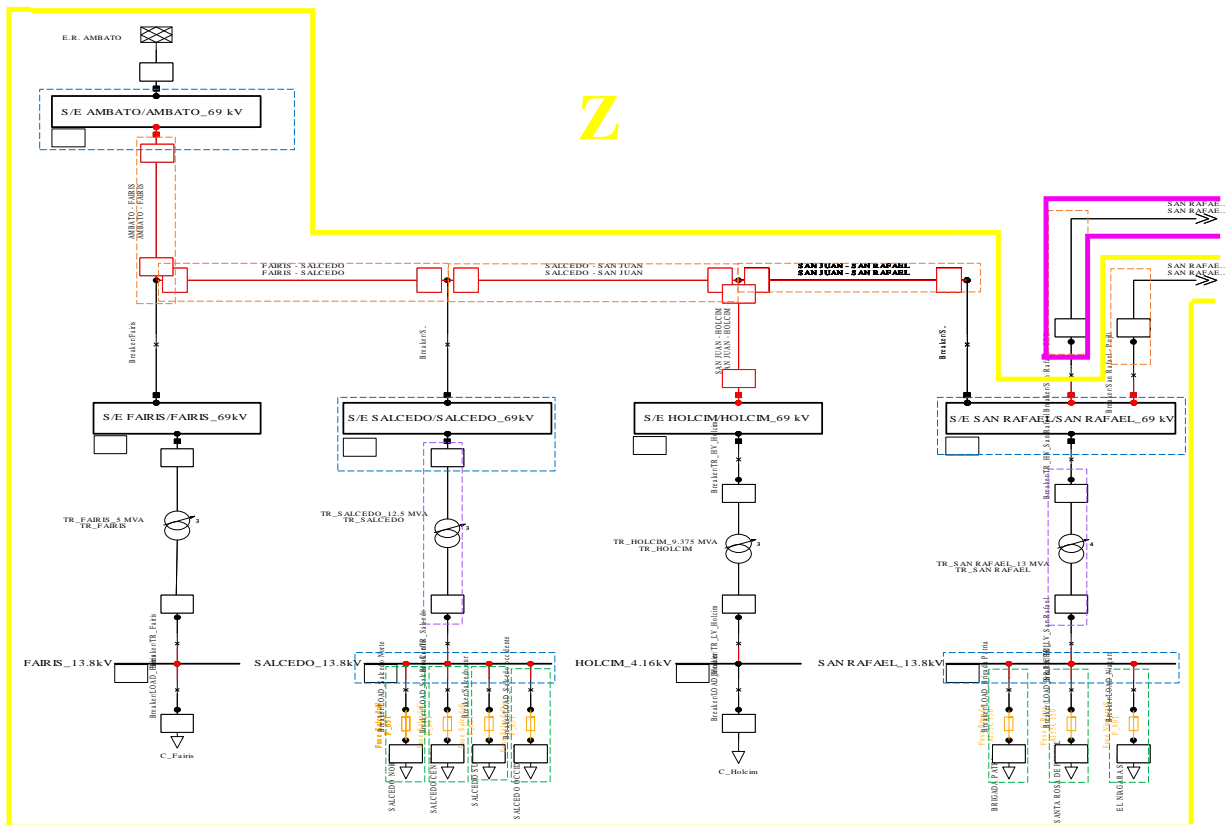
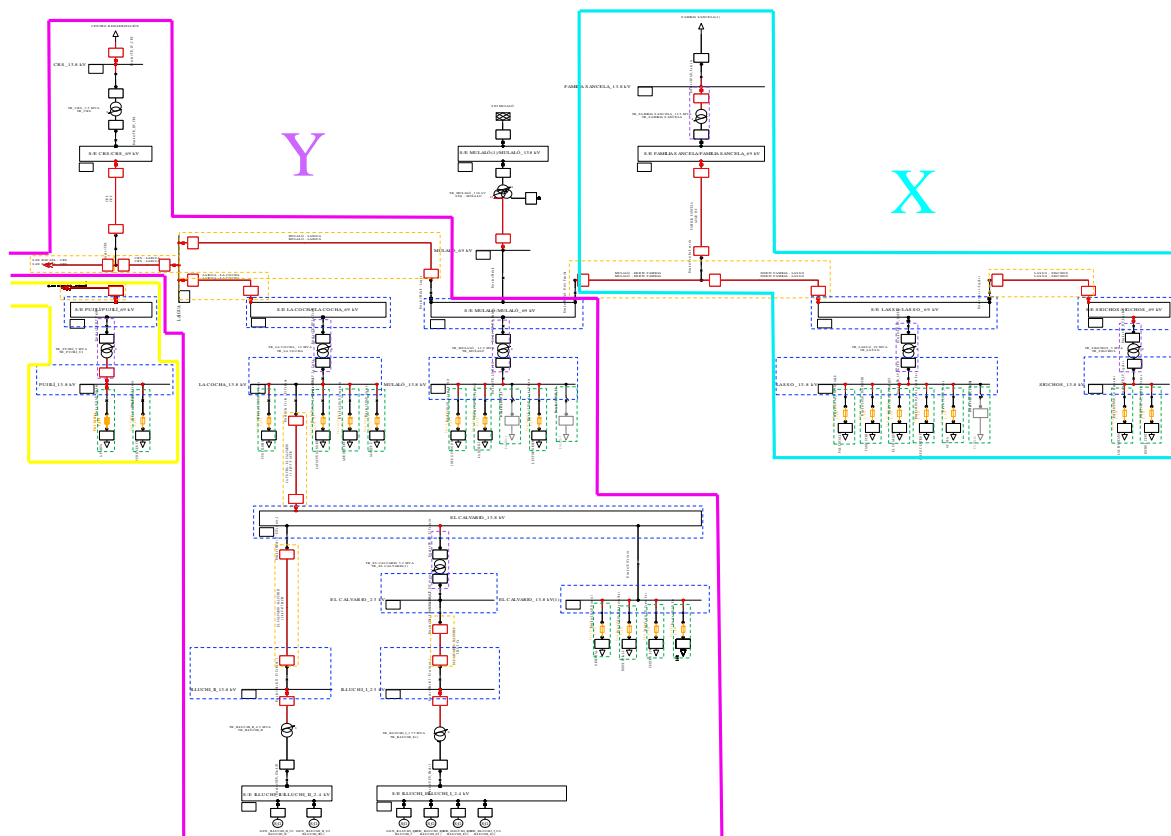


Figura 4.2: Zona de protección Z del sistema eléctrico Cotopaxi



**Figura 4.3:** Zona de protección X y Y del sistema eléctrico Cotopaxi

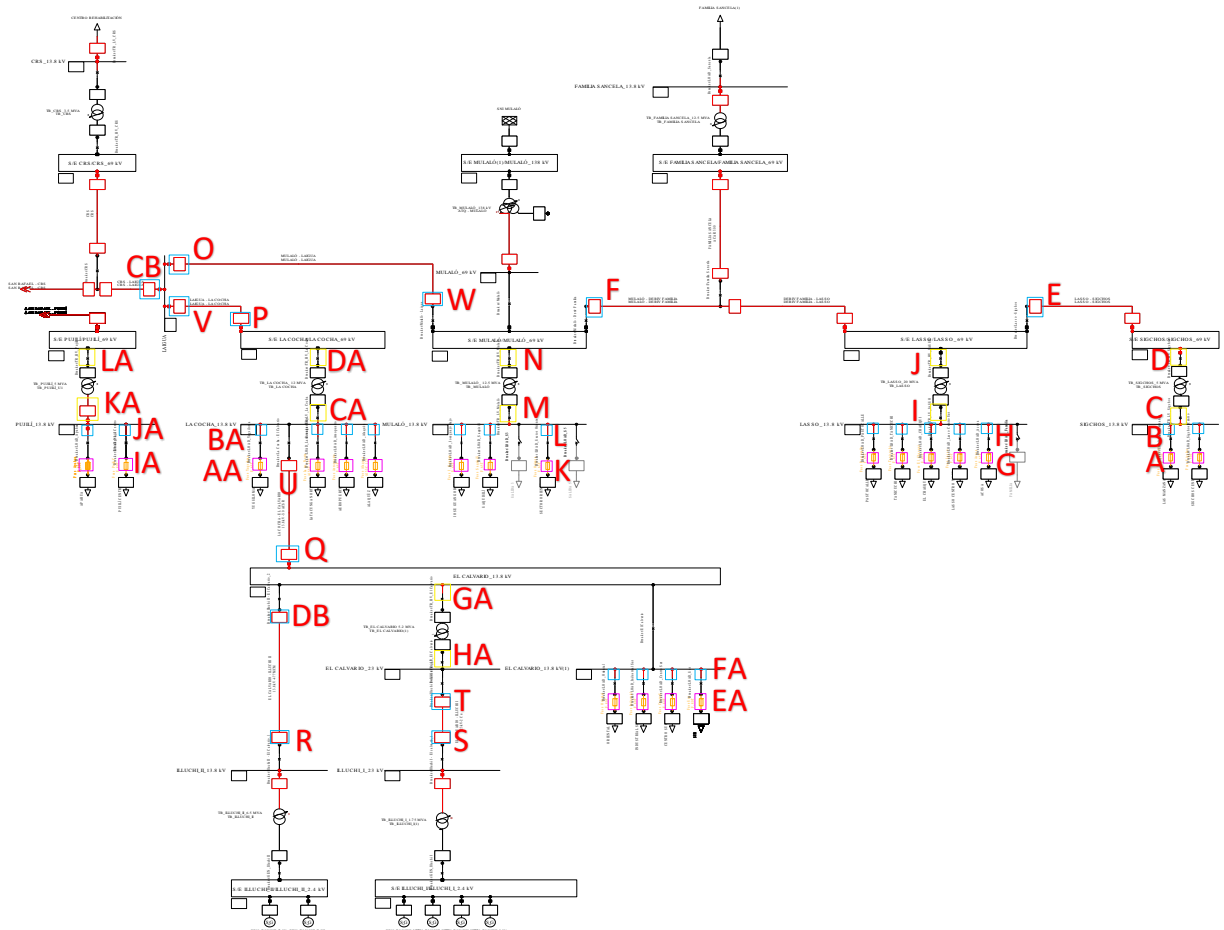
#### 4.2.3. Ubicación de las protecciones eléctricas

Los equipos de protección ubicados en puntos específicos en el sistema eléctrico de Cotopaxi son relés de protección contra sobrecorrientes. En el caso de estudio se utilizan dos modelos de relés de la marca ABB, el RET 630 Y REF 630, donde, para líneas y cabecera del alimentador se utiliza el modelo REF 630, mientras que, para transformadores se utiliza el modelo RET 630. Además, los alimentadores cuentan con un fusible máximo aguas abajo de la red de distribución.

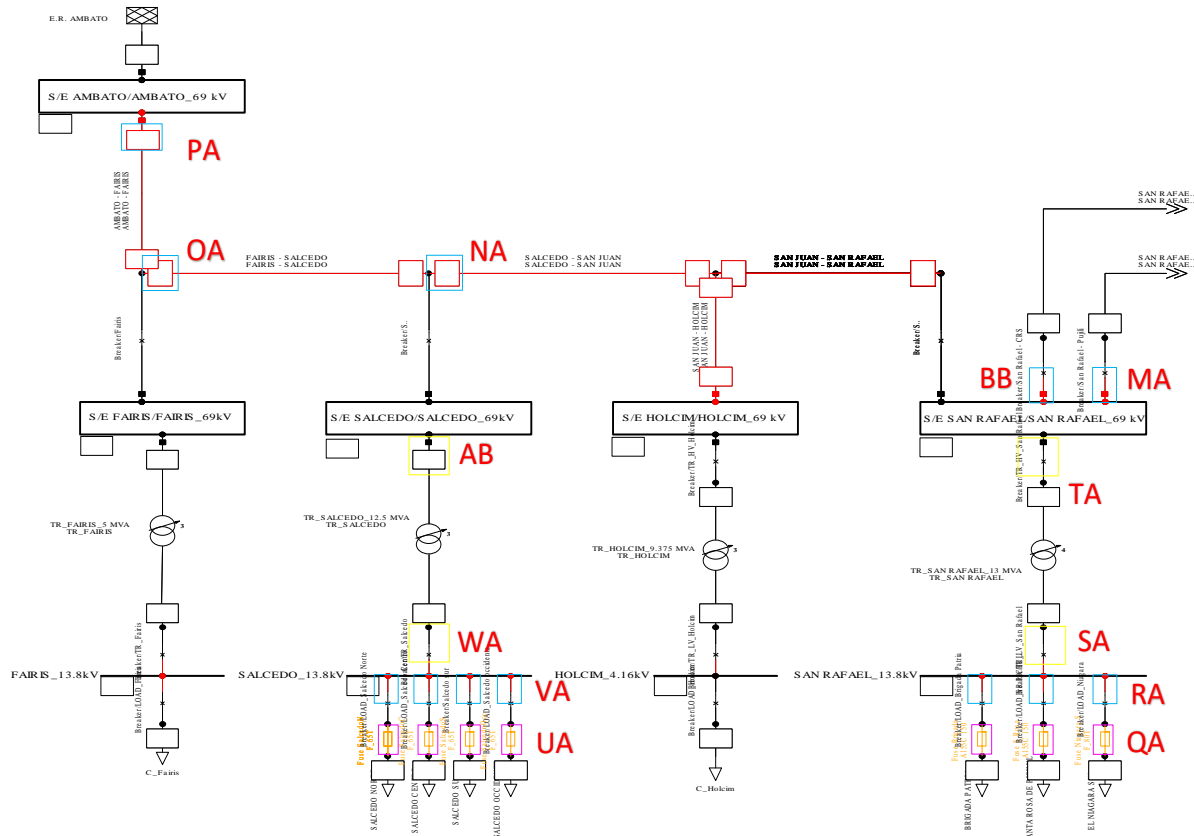
La Figura 4.4 y la Figura 4.5 muestran la ubicación de los relés y fusibles con letras del abecedario para identificarlo, con el objetivo de mostrar los resultados de una manera organizada y comprensible. A continuación, se muestra el código de colores utilizado para diferenciar cada tipo de protección:



- Fusible
- REF 630
- RET 630

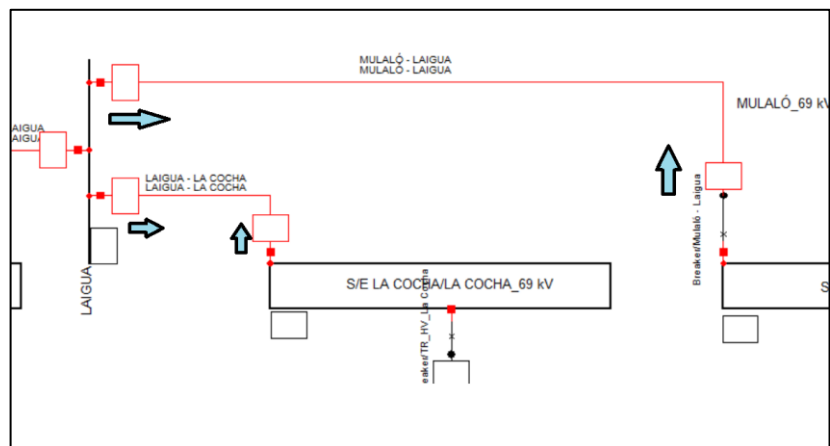


**Figura 4.4:** Ubicación de las protecciones eléctricas con su respectiva identificación



**Figura 4.5:** Ubicación de las protecciones eléctricas con su respectiva identificación (2)

Cabe recalcar que ambos modelos de la marca ABB cuentan con funciones direccionales, que son activadas únicamente para la protección de las líneas de subtransmisión, que siempre tienen una dirección de protección hacia el elemento, en este caso hacia la línea de transmisión. La Figura 4.6 muestra un ejemplo de la dirección de protección del relé direccional de sobrecorriente ubicado al inicio y final de una línea de subtransmisión.

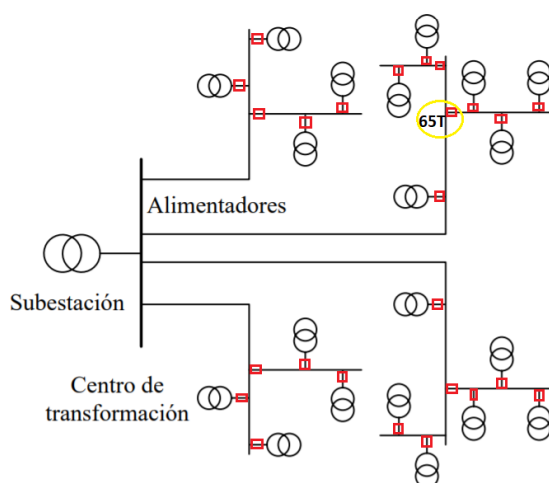


**Figura 4.6:** Dirección de protección del relé direccional de sobrecorriente

#### 4.2.4. Caracterización del Fusible

Los fusibles normalizados utilizados en este caso de estudio son el 50T y 65T, ya que dichos fusibles son los fusibles máximos utilizados en los ramales de los alimentadores de la ELEPCO S.A, en donde, se asume que para transformadores de 5 MVA o inferiores se utiliza como fusible máximo el 50T, mientras que, para transformadores de 10 MVA en adelante se utiliza como fusible máximo el 65T, dado la magnitud de corriente a la salida de sus alimentadores.

Con la elección del fusible máximo aguas abajo se garantiza que con los fusibles de menor capacidad se mantenga la coordinación con el relé de sobrecorriente ubicado en la cabecera del alimentador. A continuación, en la Figura 4.7 se muestra una red radial tradicional con sus respectivos fusibles en los ramales aguas abajo, en donde se recalca la ubicación del fusible máximo.




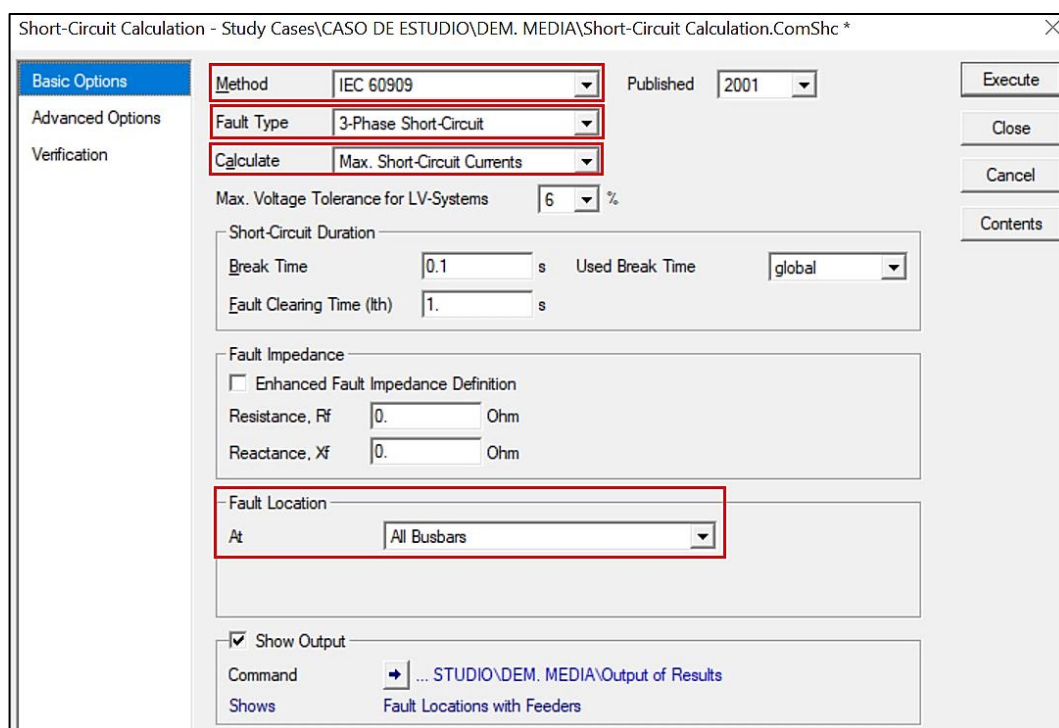
**Figura 4.7:** Red radial de distribución con fusibles de protección

#### 4.2.5. Relación de transformación del TC

Para determinar la relación de transformación de corriente (RTC) del TC se considera la corriente máxima de carga (demanda máxima) y la corriente más elevada de cortocircuito. Además, para todo el análisis se toma una clase de precisión normalizada de 5p y un límite de 20 veces la corriente nominal primaria (5p20).

##### a. Análisis de Cortocircuito

El análisis de cortocircuito se lo realiza en todas las barras del sistema eléctrico, usando la herramienta  (Calculate – Short Circuit) en el software DIgSILENT PowerFactory, se aplica el método IEC 60909 para tipos de fallas trifásicas, bifásicas, bifásicas a tierra y monofásicas, para corrientes de cortocircuito mínimas y máximas, todo esto, en escenario de operación de demanda máxima, puesto que, son las corrientes de mayor magnitud y por ende con valores más elevados de corriente de cortocircuito. La Figura 4.8 muestra la ventana de cálculo de cortocircuito, donde se resalta el método, tipo de falla, tipo de cálculo y la localización.




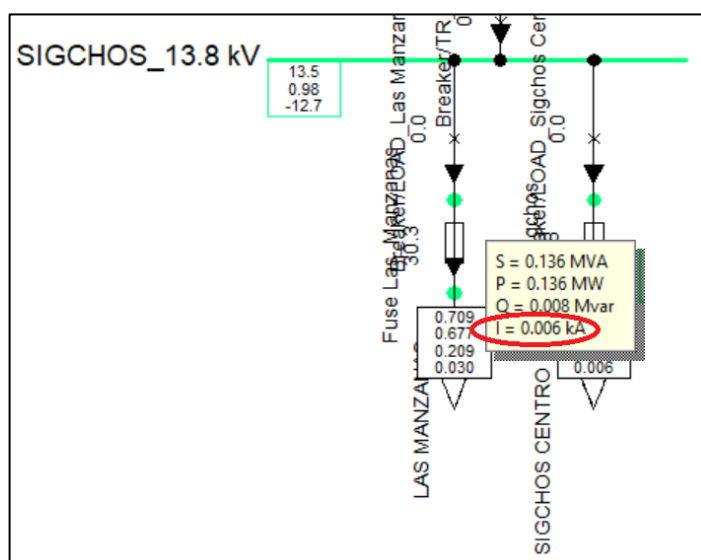
**Figura 4.8:** Ventana de cálculo de cortocircuitos en el software DIgSILENT PowerFactory

## b. Corrientes nominales

Las corrientes nominales de cada elemento del sistema se las determina de la siguiente manera:

- Alimentador:

La corriente nominal del alimentador se obtiene mediante el cálculo de flujo de potencia en DIgSILENT PowerFactory  (Calculate Load Flow), la misma que depende de la magnitud de la carga. En este caso es necesario la corriente máxima de carga, es decir en escenario de demanda máxima. A continuación, la Figura 4.9 muestra el valor de corriente nominal a máxima carga del alimentador Sigchos Centro, conectado a la barra de bajo voltaje de la subestación Sigchos.



**Figura 4.9:** Corriente nominal a máxima carga del alimentador Sigchos Centro

- Transformador

La corriente nominal para el lado de alta y baja tensión del transformador es la potencia en MVA del transformador dividida para la multiplicación de  $\sqrt{3}$  por el nivel de tensión en kV. La Ecuación (4.1) muestra cómo hallar las corrientes nominales del transformador [15].

$$I_n = \frac{MVA}{\sqrt{3} \times kV} \quad (4.1)$$

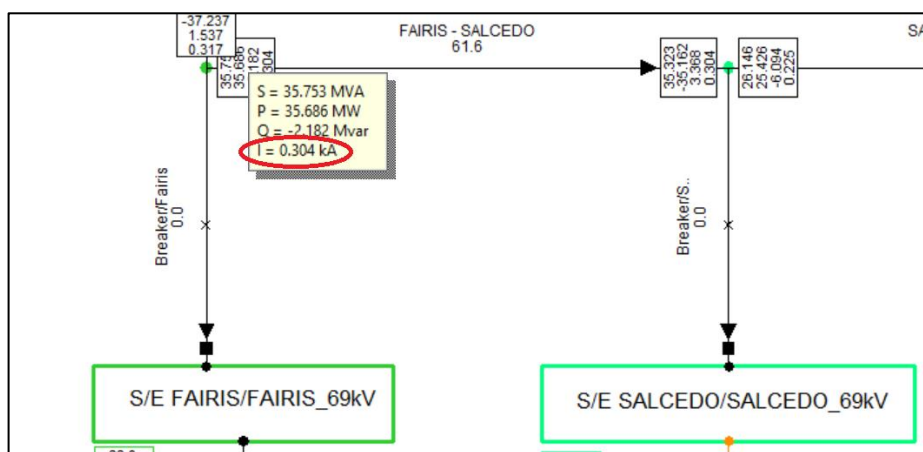
Donde:

*MVA*: Potencia del transformador.

*kV*: Nivel de tensión.

- Líneas

La corriente nominal de la línea se obtiene mediante el cálculo de flujo de potencia en DigSILENT PowerFactory, al igual que la corriente nominal del alimentador, es necesario que se encuentre en escenario de operación con demanda máxima. A continuación, la Figura 4.10 muestra el valor de la corriente nominal a máxima carga de la línea FAIRIS-SALCEDO.



**Figura 4.10:** Corriente nominal a máxima de la línea FAIRIS-SALCEDO

#### 4.2.6. Selección de la relación de transformación del TC

La relación de transformación de los TC es determinada por el mayor valor entre la corriente nominal y la corriente máxima de cortocircuito sin saturación presente. A continuación se utiliza el valor pico de corriente de cortocircuito previamente calculado para aplicarlo en la Ecuación (4.2) [15].

$$I_{sc} \left( \frac{5}{x} \right) \leq 100 A \quad (4.2)$$

Así que:

$$x \geq \left( \frac{5}{100} \right) * I_{sc} \quad (4.3)$$

Donde:

$x$ : Relación de transformación del TC en el lado primario.

5: Valor estandarizado de corriente en el lado secundario del TC.

$I_{sc}$ : Corriente máxima de cortocircuito.

Finalmente, se compara el valor de la relación de transformación del TC en el lado primario y el valor nominal que fue hallado previamente, donde, se considera el más elevado y de allí se escoge el TC inmediato superior que sea estándar. La Tabla 4.1 muestra las relaciones de transformación para transformadores de corriente estándar, donde, la corriente secundaria en todos los casos es de 5 amperios.

**Tabla 4.1:** Relaciones Estándar del TC [15]

Relación de transformación de corriente del TC	
Corrientes primarias nominales	Corrientes secundarias nominales
50	5
100	5
200	5
300	5
400	5
500	5
600	5
800	5
900	5
1000	5
1200	5
1500	5
1600	5

A continuación, se muestra un ejemplo con la finalidad de comprender de mejor manera el método utilizado, en donde, se determina la RTC para el alimentador Sigchos Centro, donde su

corriente nominal a máxima demanda es 6 amperios (Ver Figura 4.9), Se realiza un análisis de cortocircuito en la barra Sigchos 13.8 kV donde la corriente pico de cortocircuito es la monofásica con un valor de 2342 amperios, entonces aplicando la Ecuación (4.3):

$$x \geq \left(\frac{5}{100}\right) * I_{sc}$$

Se reemplaza el valor del cortocircuito máximo

$$x \geq \left(\frac{5}{100}\right) * 2342 \quad (4.4)$$

Finalmente

$$x \geq 117 \quad (4.5)$$

Después, entre la corriente nominal  $I_{nom}$  (6 amperios) y la relación de la corriente de cortocircuito  $I_{sc}$  (117 amperios), la mayor es la de cortocircuito, por lo tanto, se procede a elegir el inmediato superior estándar (Ver Tabla 4.1) que nos da una RTC del TC de 200/5. La Tabla 4.2 muestra el resumen de los cálculos.

**Tabla 4.2:** Tabla de resultados para el ejemplo propuesto

Relé de Protección	$I_{nom}$ (A)	$I_{sc}$ (A)	$\left(\frac{5}{100}\right) I_{sc}$ (A)	RTC del TC
Las Manzanas	6	2342	117	200/5

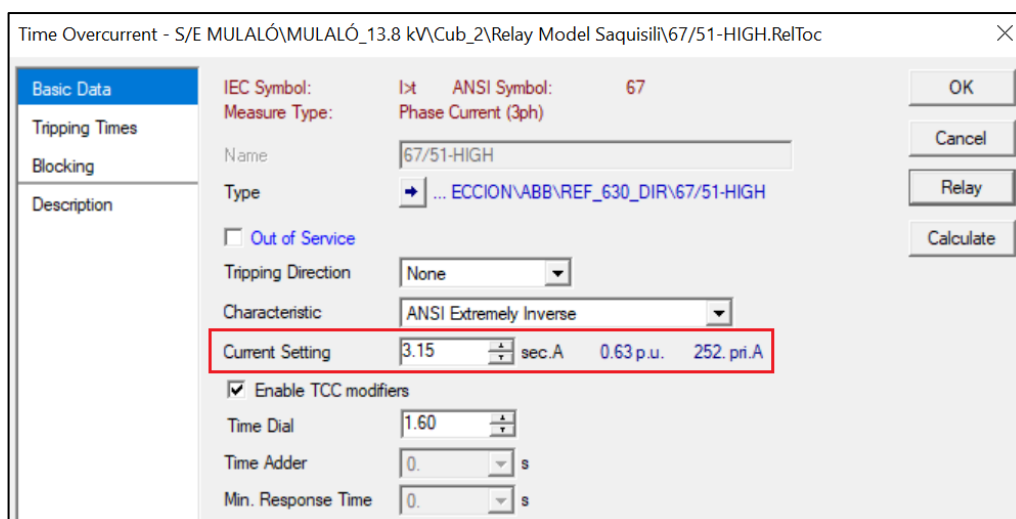
#### 4.2.7. Relación de transformación de Potencial

Los TP se calculan de acuerdo a la relación de transformación de potencial estándar en el mercado, donde el lado primario está al voltaje nominal del sistema, en cambio, el secundario se encuentra a un nivel de 110 voltios, voltaje con el cual operan los relevadores de ELEPCO S.A [32].



#### 4.2.8. Ajuste de los relés de protección

En esta Sección se define como se determina el ajuste del TAP o también llamada Corriente de Pickup para cada relé de protección, que es el valor que define la corriente de arranque de operación del relevador. La Figura 4.11 muestra donde se ingresa el valor calculado de corriente pickup en el software DIgSILENT PowerFactory.



**Figura 4.11:** Ajuste de corriente pickup en DIgSILENT PowerFactory

##### a. Cabecera del alimentador

La corriente Pickup para la protección de sobrecorriente de fase es tomada directamente del valor de la capacidad de corriente del elemento (criterio utilizado por Empresas Distribuidoras de energía), en este caso, la capacidad de corriente para cada alimentador se la obtiene del calibre utilizado para su troncal principal, donde, se verifica que todos los alimentadores tienen salidas de cuatro conductores de cobre, 3 fases (3/0 cada una) y 1 neutro (1/0), datos que fueron tomados del Geoportall Web de la ELEPCO S.A. Según el Catálogo de productos de Electrocables [33], dicho conductor tiene una capacidad de corriente de 250 amperios para calibre 3/0 y 195 amperios para calibre 1/0. Para la corriente del lado secundario se divide el valor de capacidad de corriente definido, para la relación de transformación del TC, como lo muestra la Ecuación (4.6).

$$I_{pickup} = \frac{I_{nominal}}{RTC} \quad (4.6)$$

Donde:

$I_{pickup}$ : Corriente de arranque de operación del relevador.

$I_{nominal}$ : Capacidad de corriente nominal.

$RTC$ : Relación de transformación del TC.

#### a. Transformadores y Líneas

La corriente Pickup del dispositivo de protección ubicado en el transformador (alto y bajo voltaje) e inicio o final de la línea de subtransmisión es determinado de la siguiente manera:

$$I_{pickup} = \frac{(1.25 * I_{nominal})}{RTC} \quad (4.7)$$

Donde:

$I_{pickup}$ : Corriente de arranque de operación del relevador.

$I_{nominal}$ : Corriente nominal.

$RTC$ : Relación de transformación del TC.

1.25: Factor de sobrecarga.

#### b. Ajuste de los relés de protección de falla a tierra.

El ajuste para la corriente de falla a tierra de los relevadores es determinado teniendo en cuenta el máximo desbalance que puede existir en el sistema bajo condiciones normales de operación. Un desbalance típico permitido es del 20%, así que la expresión de la Ecuación (4.7), llega a ser:

$$I_{pickup} = \frac{(0.2 * I_{nominal})}{RTC} \quad (4.8)$$

Donde:

$I_{pickup}$ : Corriente de arranque de operación del relevador para fallas a tierra.

$I_{nominal}$ : Corriente nominal.

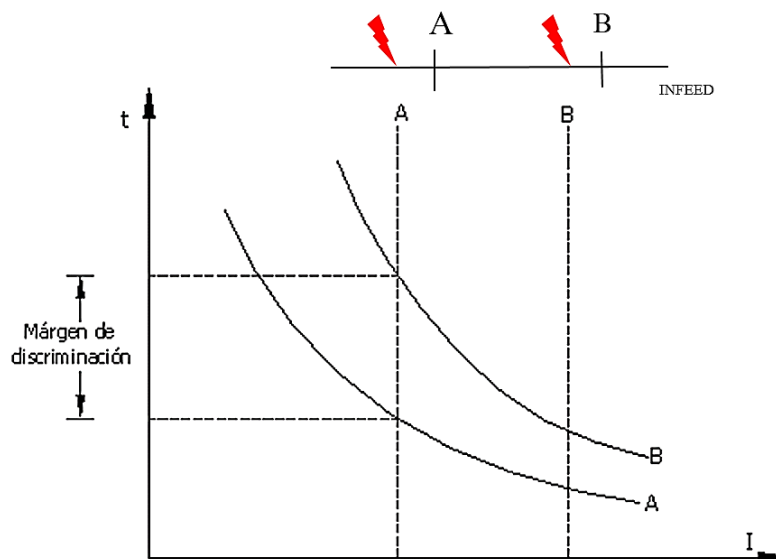
$RTC$ : Relación de transformación del TC.

0.2: Desbalance típico permitido.

En alimentadores de distribución rurales el mayor desbalance puede elevarse al 30%, lo que es considerado para la coordinación de fallas a tierra en las protecciones ubicadas en la cabecera de los alimentadores del presente caso de estudio [15].

#### **4.2.9. Configuración del Dial entre dispositivos de protección**

El tiempo de disparo de un relé de sobrecorriente puede ser retardado para garantizar que, en presencia de falla, el relé no actúe antes de la operación de cualquier otra protección localizada más cercana a la falla [15]. La Figura 4.12 muestra la diferencia en el tiempo de operación de los relevadores en los mismos niveles de falla, para satisfacer el denominado “Margen de discriminación”, donde, al ser un sistema radial la corriente de falla B, no se transmite por A, a pesar de ser más elevada por su cercanía a la fuente, dado que el relé A está ubicado aguas abajo, en cambio, la falla A, se transmite por A y B y muestra el margen de discriminación entre los dispositivos de protección, por el motivo que las protecciones se encuentran aguas arriba de la falla.



**Figura 4.12:** Margen de discriminación entre dos curvas del relé de tiempo inverso [15]

El margen de discriminación para la coordinación de protecciones es tomado de la IEEE Std 242-2001 [34], donde, se menciona que las curvas de coordinación deben mantener intervalos de tiempo entre ellas para garantizar una operación selectiva correcta y reducir los disparos intempestivos. Este intervalo se mide en el valor máximo de corriente de falla que los relés puedan experimentar simultáneamente. Al coordinar relés con fusibles aguas abajo, se debe tomar el tiempo total de despeje del fusible como punto de partida del intervalo de tiempo, que si se usa un relé estático el tiempo se puede configurar en 0.12 segundos. A continuación, la Tabla 4.3 resume el margen de discriminación mínimo de actuación entre dispositivos de protección.

**Tabla 4.3:** Margen de discriminación mínimo [34]

Aguas Abajo	Aguas arriba			
	Fusible	Breaker de bajo voltaje	Relé Electromecánico	Relé Estático
Fusible	CS <sup>b,c</sup>	CS	0.22 s	0.12 s
Breaker de bajo voltaje	CS <sup>c</sup>	CS	0.22 s	0.12 s
Relé Electromecánico	0.20 s	0.20 s	0.30 s	0.20 s
Relé Estático	0.20 s	0.20 s	0.30 s	0.20 s

Donde:

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

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

En este caso, para la coordinación de protecciones del sistema eléctrico de Cotopaxi los valores a utilizar son 0.12 segundos para el margen de discriminación entre fusible máximo aguas abajo y el relé ubicado en la cabecera del alimentador, y 0.2 segundos para el margen de discriminación entre relés de sobrecorriente. Cabe recalcar que dichos valores se toman ya que los relés utilizados son estáticos.

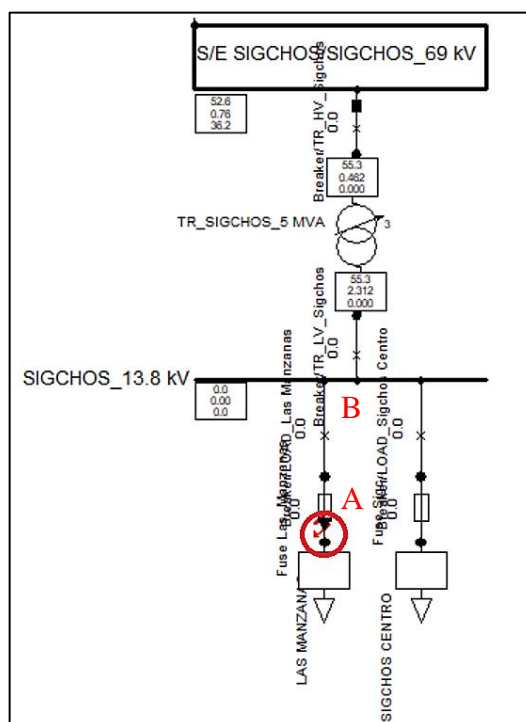
#### **4.2.10. Coordinación de protecciones del sistema eléctrico Cotopaxi**

La coordinación de protecciones del sistema eléctrico Cotopaxi se la realiza desde aguas abajo hacia aguas arriba teniendo en cuenta el sentido del flujo de potencia, es decir, se inicia coordinando desde la protección primaria con la de respaldo aguas arriba más cercana, y así sucesivamente hasta llegar al punto más cercano a la fuente, siempre respetando los tiempos mínimos de discriminación. Para ajustes de coordinación del relé de fase se toman en cuenta únicamente corrientes de cortocircuito trifásicas y bifásicas, mientras que, para la configuración del neutro se toman las corrientes de falla a tierra, es decir, bifásica a tierra y monofásica a tierra. Dado que los transformadores tienen una configuración en su conexión delta-estrella, en su lado de alto voltaje no existe conexión a tierra, por lo tanto no hay flujo de corriente de falla a tierra, por ello, se coordina solamente la protección a tierra los relés ubicados en el lado de bajo voltaje del transformador con los relés ubicados a cabecera de cada alimentador. A continuación, se muestra más detalladamente la coordinación entre dispositivos de protección:

##### **a. Coordinación Fusible-Relé de sobrecorriente (51)**

Como ejemplo se toma la coordinación del Fusible (A)-Relé de sobrecorriente (B) (Ver Figura 4.4) del alimentador Las Manzanas conectado a la subestación Sigchos. En primer lugar se debe tener en cuenta las configuraciones previamente encontradas de cada dispositivo de protección, después, se realiza un estudio cortocircuito posterior a la ubicación del fusible para ver la corriente de cortocircuito del alimentador, en donde para la coordinación se toma en cuenta únicamente la corriente más elevada de cortocircuito entre falla trifásica y bifásica.

Además, se verifica la adecuada coordinación también para corrientes mínimas de cortocircuito. A continuación la Figura 4.13 muestra el punto de falla para realizar la coordinación Fusible-Relé.



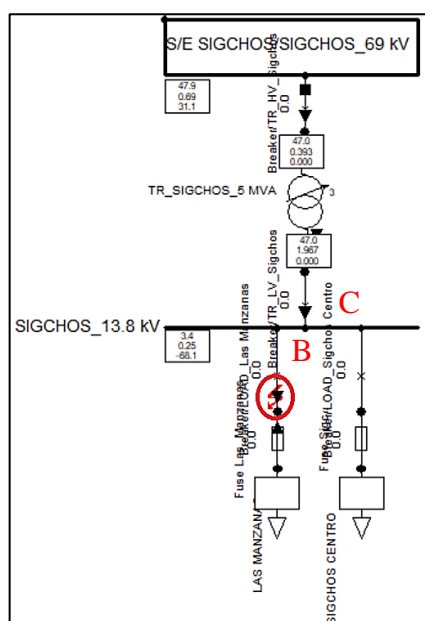
**Figura 4.13:** Punto de Falla para coordinar fusible-relé

Como punto importante en esta Sección se debe tener en cuenta que para la configuración de corriente pickup del relé de sobrecorriente a cabecera del alimentador se toma directamente el valor de la capacidad de corriente del conductor, en este caso para fase es 3/0 con una capacidad de 250 amperios, esto aplica para todos los alimentadores, dado que todos cuentan con el mismo calibre. Con esto, no es necesario coordinar cada alimentador con sus dispositivos de protección de respaldo, basta coordinar uno de cada subestación, por el hecho que la configuración es repetitiva para los otros alimentadores.

#### **b. Coordinación Relé de sobrecorriente del alimentador (51)-Relé de sobrecorriente del transformador en el lado de bajo voltaje (51)**

Se continúa con el ejemplo anterior para seguir coordinando aguas arriba, en este caso el punto de partida o protección principal es el relé a cabecera del alimentador Las Manzanas (B) y el dispositivo de respaldo el relé ubicado en el lado de baja del transformador Sigchos (C).

Para la coordinación en este caso el mínimo margen de discriminación entre dispositivos es de 0.2 segundos. De igual manera se realiza un estudio de cortocircuito posterior a la ubicación del relé a cabecera del alimentador, en donde, para la coordinación de fases se toma en cuenta solo la corriente más alta de cortocircuito entre falla trifásica y bifásica, además de verificar la coordinación adecuada para corriente de falla mínimas. A continuación la Figura 4.14 muestra el punto de falla para realizar la coordinación de las protecciones B-C.



**Figura 4.14:** Punto de Falla para coordinar Relé (Alimentador)-Relé (Lado de baja del transformador)

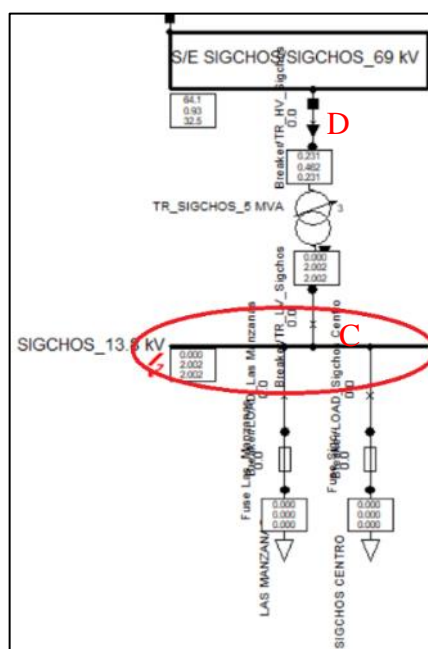
### c. Coordinación Relé de sobrecorriente del alimentador (51N)-Relé de sobrecorriente del transformador (Lado de Bajo Voltaje) (51N) para fallas a tierra.

La configuración de las curvas de falla a tierra se determinan de distinta manera que las de fase, primero, recordar que la corriente pickup es determinada teniendo en cuenta el máximo desbalance que puede existir en el sistema bajo condiciones normales de operación (Ver Ecuación (4.8)), donde, para alimentadores de distribución el valor típico del 20% puede llegar a ser hasta un 30%. Se realiza el estudio de cortocircuito en el mismo punto con el que se configuró la protección de fase, pero ahora para la coordinación de relés de sobrecorriente para fallas a tierra, se considera únicamente la corriente más elevada entre tipos de falla monofásica a tierra y bifásica a tierra. Además, al ser una falla muy cercana a la barra de la subestación se

considera una impedancia de falla a tierra de 5 ohms, que generalmente es el valor típico de resistencia de puesta a tierra de la una subestación eléctrica [35].

#### d. Coordinación Relé de sobrecorriente del lado de bajo voltaje (51)-Relé de sobrecorriente del lado de alto voltaje del transformador (51)

La coordinación entre relés de sobrecorriente del lado de bajo voltaje del transformador con su lado de alto voltaje se lo realiza para la condición más crítica de cortocircuito, donde, los transformadores de ELEPCO S.A tienen una conexión delta-estrella, lo que ocasiona que la falla bifásica sea la elegida para la coordinación, dado que en cortocircuito su corriente es menor en el lado de bajo voltaje pero en el lado de alto voltaje una de las fases cuenta con una corriente equivalente a la corriente de la falla trifásica, esto afecta directamente al margen de discriminación haciéndolo más pequeño, es por ello que para garantizar el tiempo mínimo de operación entre las dos protecciones se toma la falla bifásica. Las curvas de protección al igual que en los casos anteriores deben cumplir los criterios de coordinación establecidos, para corriente de cortocircuito máxima y verificar para corriente de cortocircuito mínima. Continuando con la coordinación propuesta la Figura 4.15 muestra el punto de falla para coordinar las protecciones C-D.

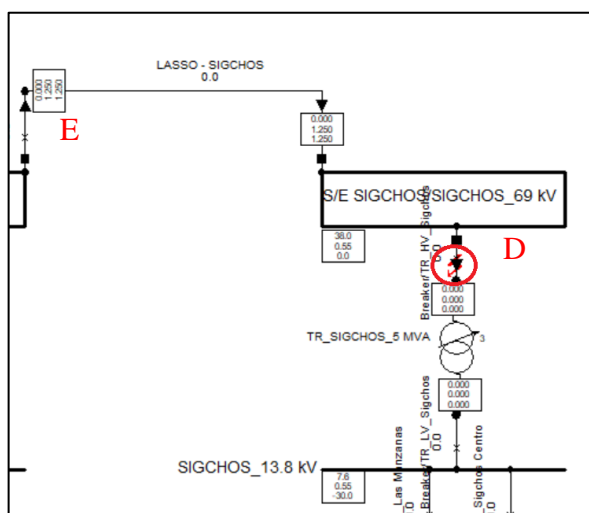


**Figura 4.15:** Punto de falla para coordinación del relé de bajo voltaje con el de alto voltaje de un transformador



### e. Coordinación Relé de sobrecorriente del lado de alto voltaje del transformador (51)- Relé direccional de sobrecorriente de la línea de subtransmisión

La coordinación para estos dos dispositivos de protección se realiza considerando la condición más crítica de cortocircuito entre la falla trifásica y bifásica, verificando la coordinación para corriente de cortocircuito mínima. Ahora, el punto de partida o protección principal es el relé de sobrecorriente ubicado en el lado de alto voltaje del transformador (D), y el dispositivo de respaldo, el relé ubicado en la línea de subtransmisión (E). La Figura 4.16 muestra el punto de falla para coordinar las protecciones D-E.



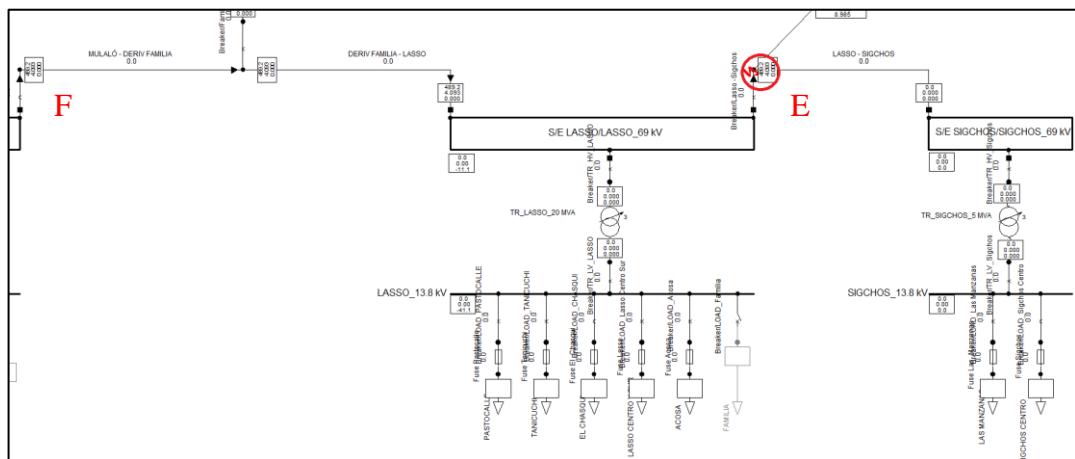
**Figura 4.16:** Punto de falla para coordinar relé del lado de alto voltaje del transformador con relé de línea de subtransmisión

### f. Coordinación Relé direccional de sobrecorriente de Línea - Relé direccional de sobrecorriente de Línea

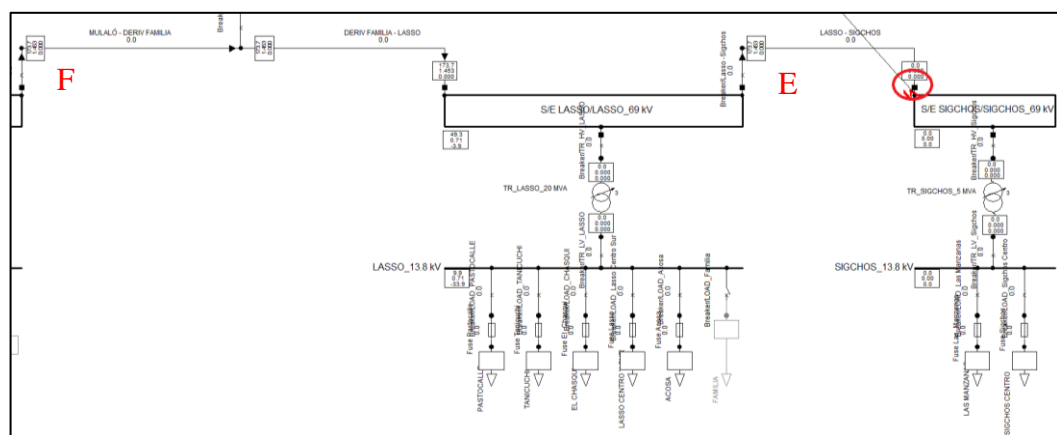
Para la coordinación entre estos dos dispositivos se debe tener en cuenta el sentido de detección de falla de la protección, en este caso el sentido siempre es hacia la línea de subtransmisión para protegerla en caso de sufrir un cortocircuito (Ver Figura 4.6). En sistemas con topología radial no es necesario ubicar la protección a inicio y final de la línea, dado el sentido del flujo de potencia, mientras que, en sistemas mallados si requiere esta configuración, ya que, si ocurre una falla en la línea hay aporte de corriente de cortocircuito por los dos lados, dicha configuración es utilizada en toda la zona general Y dado que hay varias fuentes que

abastecen a las subestaciones. En la coordinación se considera la condición más crítica de cortocircuito entre la falla trifásica y bifásica.

Para determinar la corriente máxima de cortocircuito el punto de falla se encuentra lo más cercano posible a la protección principal, en este caso a un 0.99% de la línea. La Figura 4.17 muestra el punto de falla para coordinar las protecciones E-F para corriente de cortocircuito máxima. Mientras que, para corrientes mínimas de cortocircuito el punto de falla se encuentra lo más lejano posible de la protección principal es decir a un 99.99% de la línea, como lo muestra la Figura 4.18.



**Figura 4.17:** Punto de falla de corriente máxima de cortocircuito para coordinar relés de línea a línea



**Figura 4.18:** Punto de falla de corriente mínima de cortocircuito para coordinar relés de línea a línea

El proceso de coordinación de cada protección con la de respaldo mostrado anteriormente es repetitivo para todo el sistema de la provincia de Cotopaxi, es decir, desde el alimentador hacia aguas arriba, exceptuando la zona Y, ya que dicha zona cuenta con varias fuentes de energía y en caso de ocurrir un cortocircuito en algún elemento de la zona, la corriente de cortocircuito tendría aporte por las dos direcciones, por ello, se realiza una coordinación en dos direcciones diferentes, la primera coordinación de protecciones se toma como punto de partida la subestación Mulaló hacia aguas arriba, en dirección a las centrales de generación Illuchi I e Illuchi II. Por otro lado, se coordina por la otra dirección, es decir, se parte de las salidas de Illuchi I e Illuchi II hacia aguas arriba, en este caso con dirección a la subestación Mulaló. Además, los transformadores de la subestación La Cocha y El Calvario son coordinados con relés direccionales de sobrecorriente que protejan en ambas direcciones, entonces, si se suscita una falla en la barra de alto voltaje del transformador hay dos protecciones que operan en dirección al aporte de corriente de cortocircuito (alto y bajo voltaje), en cambio, si hay una falla en la barra de bajo voltaje del transformador de igual manera hay dos protecciones que operan en dicha dirección (bajo y alto voltaje).

### **4.3. EVALUACIÓN DE EMPLAZAMIENTOS PARA INCLUSIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

La tecnología de generación distribuida a utilizar para la inclusión en el sistema eléctrico de Cotopaxi, es la generación fotovoltaica, por su fácil instalación en comparación a las demás tecnologías disponibles, es amigable con el medio ambiente y tiene larga duración de vida con poco mantenimiento. A continuación, se explica la metodología para determinar la irradiación solar en Cotopaxi, las subestaciones aptas para la instalación de GD, el dimensionamiento de la capacidad de GD para cada punto de conexión y finalmente la implementación en el software DIgSILENT PowerFactory.

#### **4.3.1. Irradiación Solar en la provincia de Cotopaxi**

- **Nivel de Irradiación Solar anual según Mapa Solar del Ecuador 2019**

Para determinar la irradiación solar en la provincia de Cotopaxi se toma el documento de D. Vaca y F. Ordoñez [36], donde se presenta un mapa que muestra la Irradiación Solar Anual del año 2019 en el Ecuador (Figura 4.19).

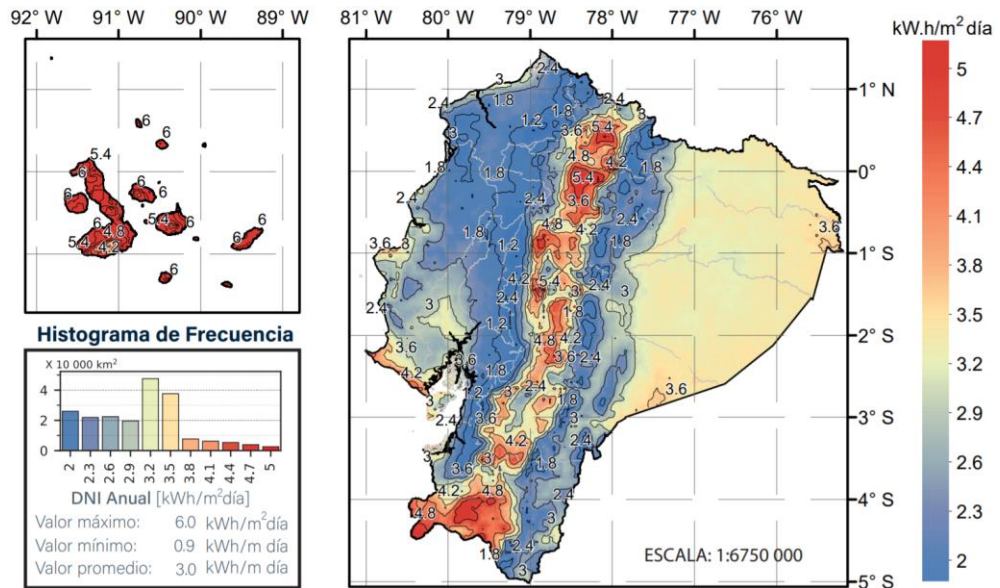


Figura 4.19: Irradiación Solar Directa Normal (DNI) Anual [36]

- Nivel de Irradiación Solar según la base de datos de la Nasa

Por medio de la posición geográfica se determina la irradiación solar en la ubicación de cada subestación del sistema eléctrico Cotopaxi, de allí, se descarga un histórico de datos mensuales por año de parámetros para paneles fotovoltaicos de los últimos 4 años, es decir, desde el año 2018 hasta el año 2021, para posteriormente tratarlos y obtener los puntos de las subestaciones con mejor irradiación promedio dentro de la provincia. La Figura 4.20 muestra la ventana para obtener los datos de los parámetros para paneles fotovoltaicos en la página web de la NASA [37].

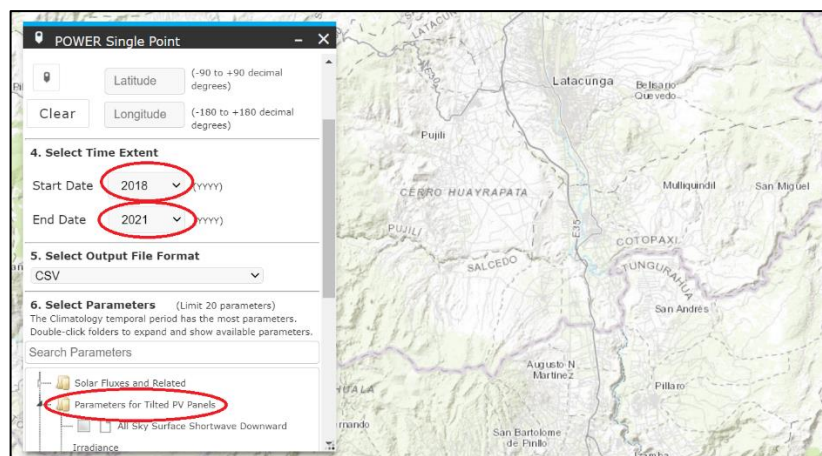


Figura 4.20: Ventana para obtención de datos solares de la NASA

### 4.3.2. Localización de la GD

Con la herramienta Google Earth se ubican las subestaciones de distribución del sistema eléctrico de Cotopaxi para determinar si son aptas en espacio y ubicación para la instalación de GD. Se midió el área disponible dentro de cada subestación, llegando a la conclusión que ninguna subestación cuenta con espacio suficiente para la instalación de energía fotovoltaica, por lo que, se supone que la empresa ELEPCO S.A hace la adquisición de un área aledaña a la subestación, donde se va a implementar la GD. Las subestaciones de distribución aptas para la implementación de GD son Pujilí, Salcedo y Lasso. La Figura 4.21 muestra el espacio disponible para la instalación de GD en la subestación Pujilí, la Figura 4.22 en la subestación Salcedo y la Figura 4.23 en la subestación Lasso.



**Figura 4.21:** Subestación Pujilí con espacio para la instalación de GD



**Figura 4.22:** Subestación Salcedo con espacio para la instalación de GD

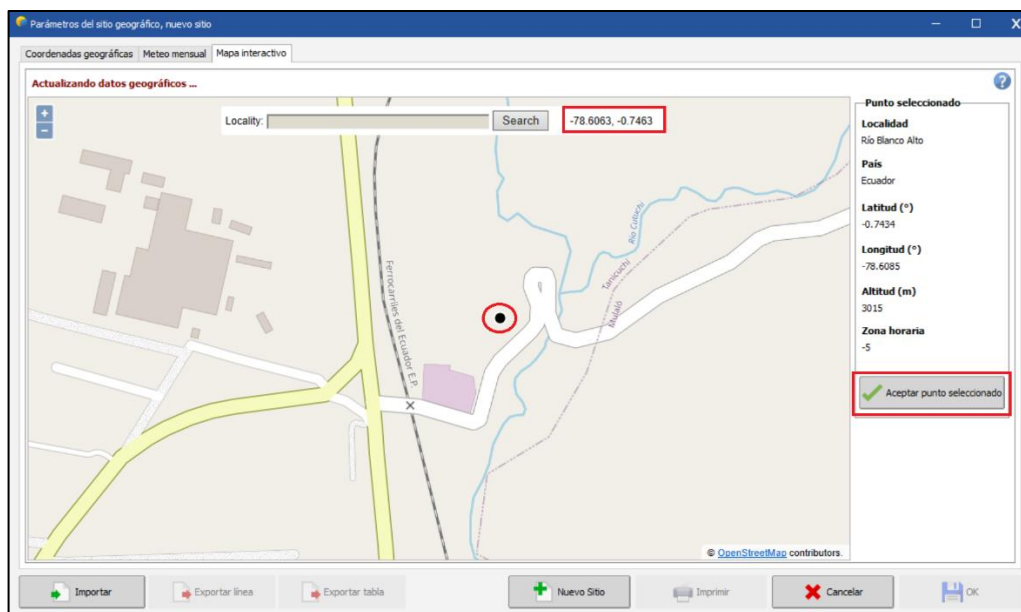


**Figura 4.23:** Subestación Lasso con espacio para la instalación de GD

### 4.3.3. Dimensionamiento de la GD

Para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico de cada subestación se utiliza el programa PVsyst. En primer lugar, se indica al programa que el sistema fotovoltaico está conectado a la red eléctrica de distribución y se añade el punto exacto en donde se va a implementar el sistema fotovoltaico en el mapa interactivo de PVsyst. La Figura 4.24 muestra el sitio donde se va a implementar el sistema fotovoltaico en una zona aledaña de la subestación Lasso, también se visualiza las coordenadas del lugar.





**Figura 4.24:** Ubicación sistema fotovoltaico en Lasso

Se abre una ventana donde muestra el sitio seleccionado y toda su información, además, en esta pestaña se importan los datos meteorológicos del lugar. La Figura 4.25 muestra los datos del lugar donde se ubica el sistema fotovoltaico en Lasso, la opción para observar la información referente al recorrido solar del sitio y de donde se va a importar los datos meteorológicos. La Figura 4.26 presenta el recorrido solar del sitio indicado.

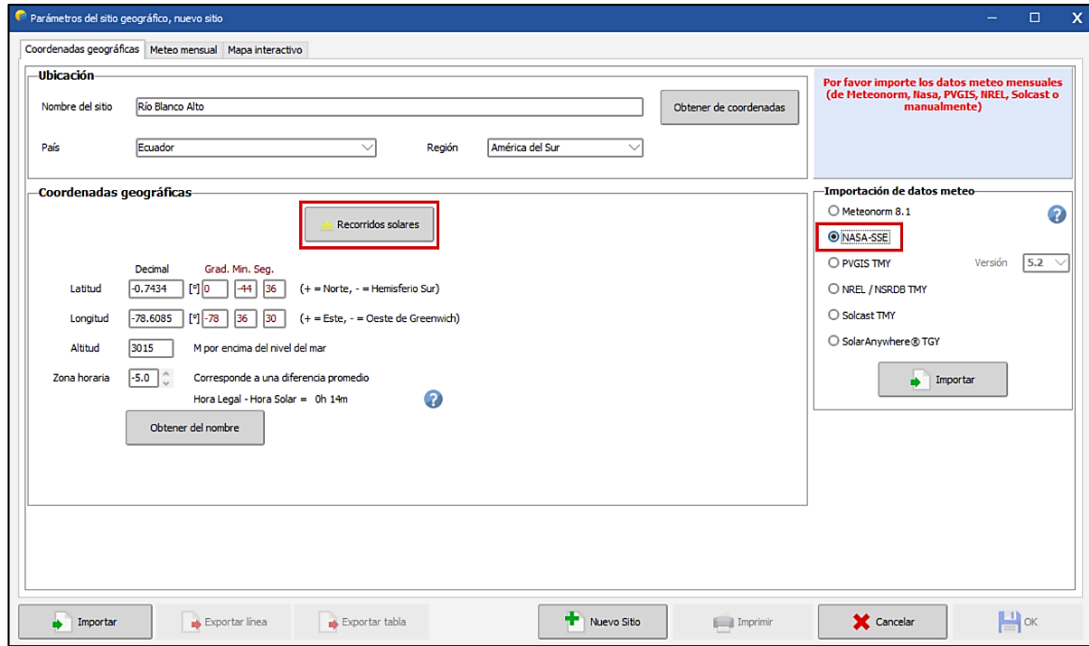


Figura 4.25: Importar datos meteorológicos de la NASA, Pvsyst

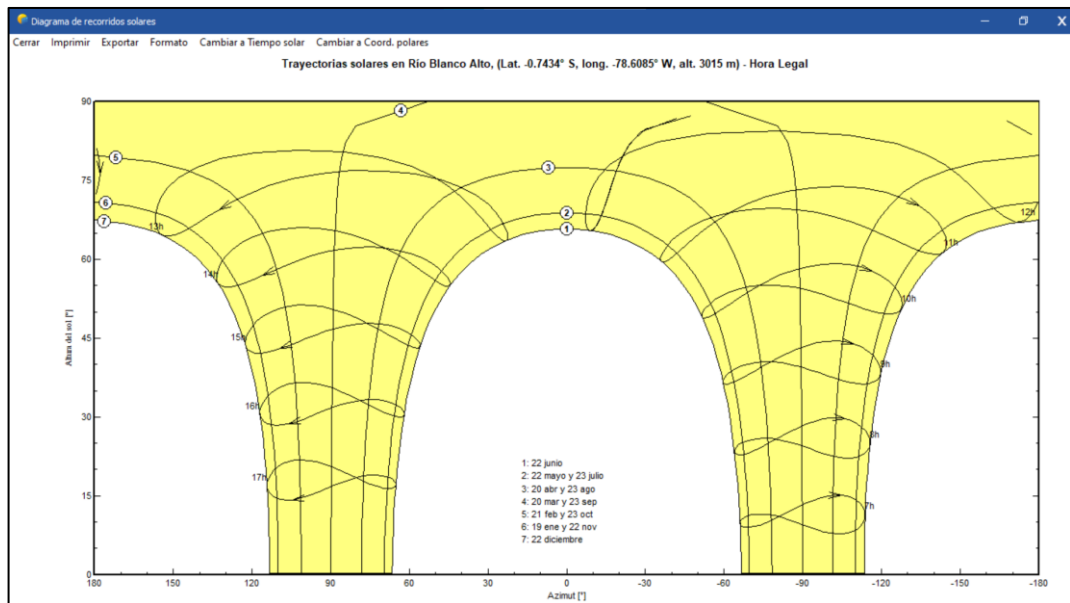


Figura 4.26: Diagrama de recorrido Solar en Lasso



A continuación, se presentan los datos meteorológicos necesarios para el diseño del sistema fotovoltaico y se los guarda en la base de datos del programa como lo muestra la Figura 4.27.

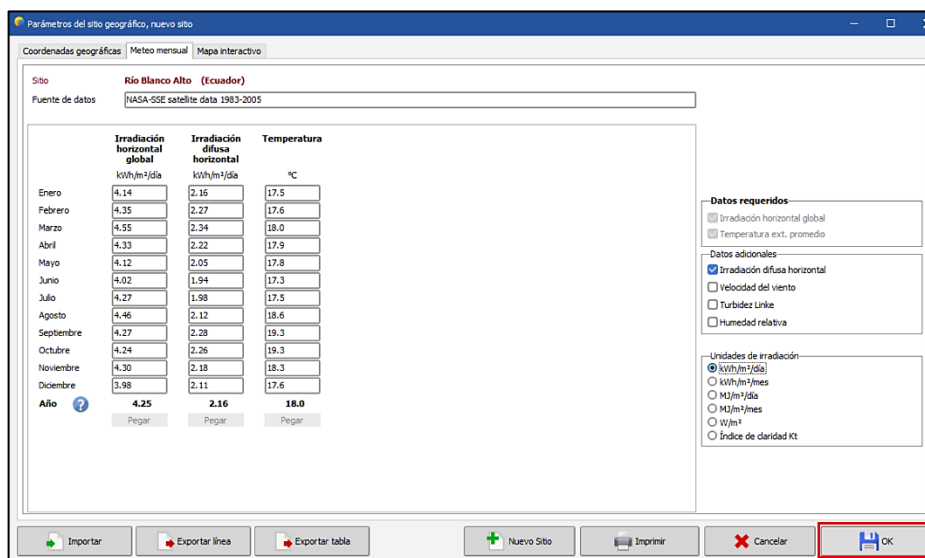


Figura 4.27: Datos meteorológicos de Lasso

Luego, se procede a configurar la orientación de los módulos fotovoltaicos. La Figura 4.28 muestra la ventana donde se configura la orientación, primero se define el tipo de campo, en este caso las instalaciones generadoras se sitúan en el suelo y en una posición permanente, por lo tanto, se escoge la opción de plano inclinado fijo, después, se ajusta la inclinación adecuada que minimice lo máximo posible las pérdidas con respecto al óptimo, considerando además que para aprovechar la mayor cantidad de energía solar durante el año y por labores de limpieza, en el Ecuador, este ángulo puede ser hasta 15°. Se considera un azimut de 0 grados que para sistemas estáticos maximiza la producción anual [38], [39], [40]. Además, según [41], la Figura 4.29 muestra la inclinación recomendada de los módulos según la latitud del sitio, lo que concuerda al configurar la inclinación para minimizar pérdidas.

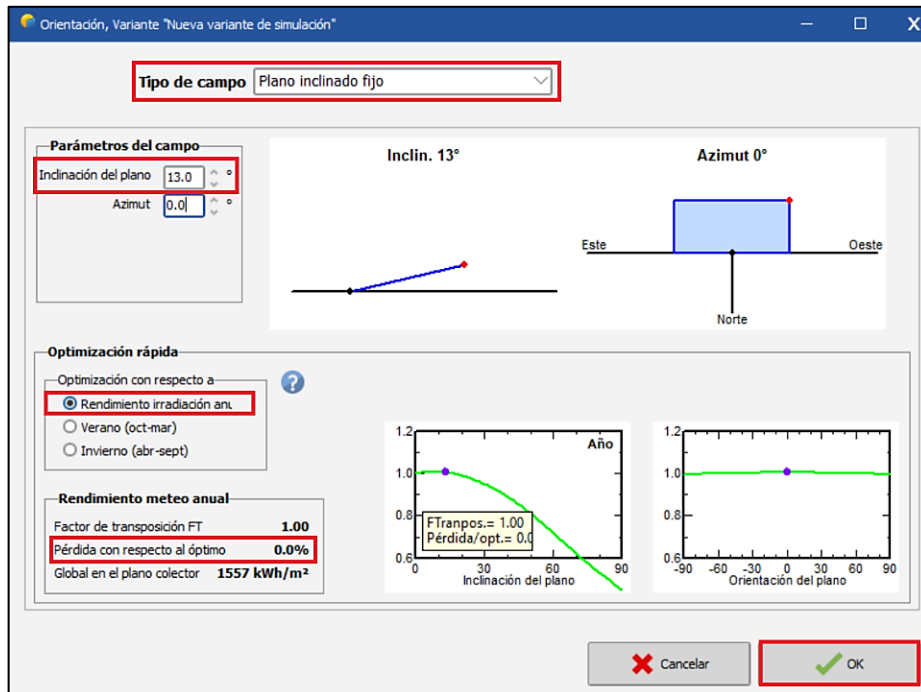


Figura 4.28: Configuración de la orientación

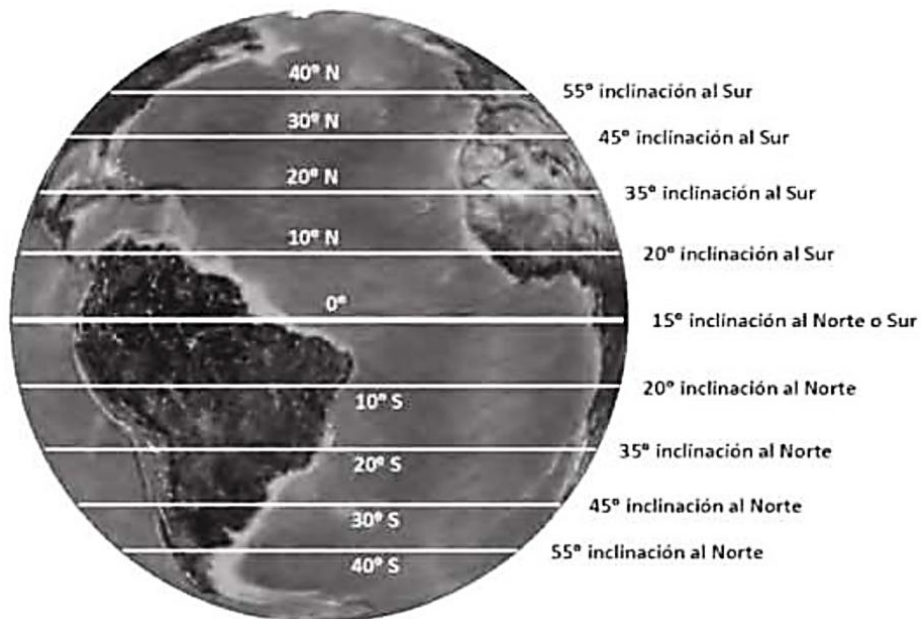


Figura 4.29: Recomendación de inclinación de módulos según la latitud [41]

La Figura 4.30 muestra la configuración para el sistema fotovoltaico, se digita un valor de potencia planeada cercano a  $1000 \text{ kWp}$ , dado que, al no existir una normativa específicamente dirigida a criterios y aplicación para la incorporación de generación distribuida a la red del

Sector Eléctrico Ecuatoriano, la regulación ARCERNNR 013-2021 permite una generación fotovoltaica límite de capacidad nominal de 1000 kW para grandes consumidores [19]. Posteriormente, se elige la marca y el modelo del módulo fotovoltaico a utilizar, al igual que de inversor, y el software nos brinda la información de la potencia nominal, configuración y espacio a utilizar por el sistema fotovoltaico.

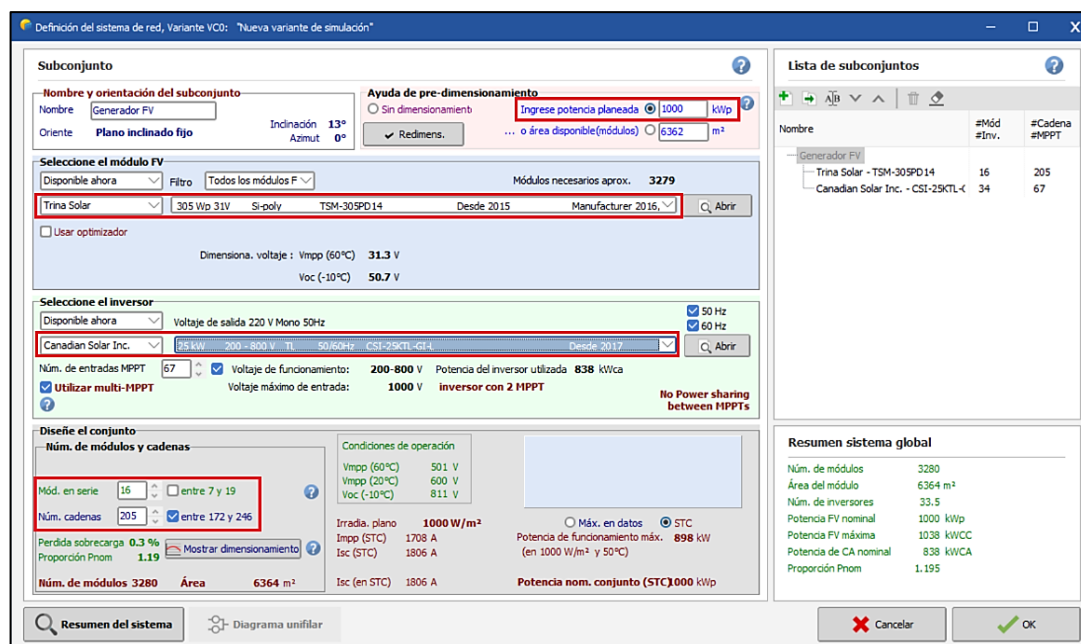



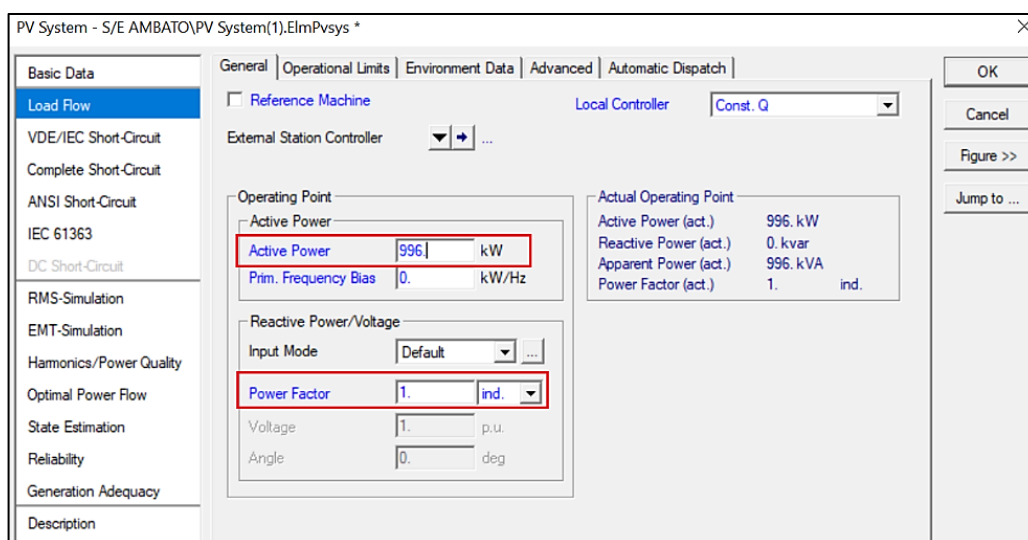
Figura 4.30: Configuración del sistema fotovoltaico

Finalmente, se consideran las pérdidas por envejecimiento y se indica que el espacio del sistema fotovoltaico no tiene objetos que le generen sombra, dado que la ubicación de instalación es campo sin edificaciones, ni vegetación cercana. Cumplido los pasos previos el programa arroja la información final referente al diseño del sistema fotovoltaico en el lugar indicado.

#### 4.3.4. Implementación en DIGSILENT PowerFactory

Como último paso se tiene la implementación de GD en el software DIGSILENT PowerFactory, por medio de la  herramienta PV System. La conexión se realiza directamente a las barras con un nivel de voltaje de 13.8 kV de las subestaciones elegidas para su implementación. El nivel de potencia real asumido es modelado a plena potencia (100%), dado el contexto de estudio de interconexión con la red, además, los sistemas fotovoltaicos

conectados a la red de distribución generalmente funcionan con un factor de potencia unitario en todo su rango de salida de potencia activa. También, debido a que la contribución de fallas de la planta de energía fotovoltaica está limitada por el nivel máximo de corriente de los inversores aplicados, puede parecer que la corriente de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos tiene efectos insignificantes. Aunque el impacto de la planta de energía fotovoltaica conectada a la red en el rendimiento de la protección no es significativo, debe tenerse en cuenta que los niveles de corriente de cortocircuito aumentarán, debido a que la corriente de aporte al cortocircuito de parte del sistema fotovoltaico es un 15-20% más que la corriente de salida máxima nominal [42], [43], [44]. La Figura 4.31 muestra la configuración donde se ingresa la potencia activa igual a la potencia nominal del sistema fotovoltaico, es decir que trabaja a un 100 % y un factor de potencia unitario. La Figura 4.32 muestra donde se activa la opción Static Converter-Fed Drive que permite simular el peor escenario de aporte al cortocircuito dado que según la IEC 60909 su contribución de corriente es tratada de la misma manera que el aporte de máquinas síncronas [45].



**Figura 4.31:** Configuración PV System



**Figura 4.32:** Aporte de cortocircuito PV System

#### 4.4. RECONFIGURACIÓN DE PROTECCIONES

Posterior al ingreso de la GD a la red de distribución de Cotopaxi se verifica el estado de operación del sistema y cómo influye la misma en cada elemento, principalmente en sus corrientes nominales, dado que ayuda a suministrar parte de la demanda total de la subestación en donde fue conectada. El proceso para verificar y reconfigurar las protecciones es igual al indicado en la Sección 4.2, donde, primero se realiza el cálculo de flujos de potencia para determinar las corrientes nominales del sistema, después, mediante un estudio de cortocircuito se determina las corrientes de cortocircuito máximas y mínimas para tipo de fallas trifásicas, bifásicas, bifásicas a tierra y monofásicas para verificar el aporte de la GD, luego, con los valores calculados se elige la relación de transformación del TC para cada dispositivo de protección y se reajusta de ser necesario. Posteriormente, se calcula las corrientes pickup para las curvas de los dispositivos de protección y finalmente se coordina el sistema de protecciones teniendo en cuenta el criterio de coordinación utilizado y el margen de discriminación mínimo entre curvas. Se verifica el comportamiento de las protecciones para dos escenarios de operación, el primero a demanda máxima con el aporte de la GD al 100% de su capacidad, el segundo a demanda máxima sin el aporte de la GD para fallas de cortocircuito mínimas, dichos escenarios representan la peor condición de operación con y sin GD.

## **5. ANÁLISIS DE RESULTADOS**

En este capítulo se presenta el análisis de los resultados obtenidos del estudio, la Sección 5.1 presenta los resultados de la coordinación del sistema eléctrico de Cotopaxi, sin GD, desde relación de transformación de TC, cálculo de corriente pickup y tiempo de operación entre dispositivos de protección. Luego, en la Sección 5.2 se muestran los resultados de la irradiación solar promedio anual en la provincia de Cotopaxi y las características de los sistemas fotovoltaicos. Finalmente, después de incluir la GD los valores de operación y cortocircuito cambian ocasionando que se realice una nueva coordinación de protecciones, presentando los resultados en la Sección 5.3.

### **5.1. COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE COTOPAXI**

En esta Sección se muestran todos los resultados del proceso de la coordinación de protecciones del sistema eléctrico de Cotopaxi, primero el estudio de cortocircuito para todas las barras para corrientes de falla máximas y mínimas, después, los resultados del dimensionamiento de la relación de transformación de los TC, luego, ajuste y configuración de las protecciones de sobrecorriente y finalmente, los tiempos de discriminación de las protecciones ante corrientes de fallas máximas y mínimas.

#### **5.1.1. Corrientes de cortocircuito**

Las corrientes de cortocircuito del sistema eléctrico de Cotopaxi se obtienen a partir de la herramienta Calculate Short-Circuit en el software DigSILENT PowerFactory utilizando el método IEC 60909 para todo tipos de fallas, dado que entre ellas se necesita la corriente más alta de cortocircuito para la dimensión de la relación de transformación del TC. A continuación, la Tabla 5.1 muestra las corrientes de cortocircuito máximas en cada barra del sistema, mientras que, la Tabla 5.2 muestra las corrientes de cortocircuito mínimas. Cabe recalcar que para corrientes de cortocircuito a tierra se toma una impedancia de 5 ohms.

**Tabla 5.1:** Corrientes de cortocircuito máximas

Barra	Falla trifásica (kA)	Falla bifásica (kA)	Falla bifásica a tierra (kA)		Falla monofásica a tierra (kA)
			Fase B	Fase C	
AMBATO_69 kV	8.8213	7.6391	6.4737	5.7967	6.3343
EL CALVARIO_13.8 kV	4.6721	3.9960	1.5587	1.5102	1.5560
EL CALVARIO_23 kV	1.7467	1.4907	1.2013	1.2011	0.0008
ILLUCHI_II_13.8 kV	2.8895	2.4411	1.4650	1.3707	1.4469
ILLUCHI_II_2.4 kV	17.8321	14.6878	0.3036	0.3050	0.3044
ILLUCHI_I_2.4 kV	14.8023	12.2020	0.2632	0.2632	0.0000
ILLUCHI_I_23 kV	1.4526	1.2242	1.0130	1.0127	0.0008
LA COCHA_13.8 kV	7.0400	6.0707	1.6968	1.6357	1.6772
LA COCHA_69 kV	3.6753	3.1782	2.6633	2.9513	2.1364
LAIGUA	4.8651	4.2089	3.3508	3.7853	2.9039
LASSO_13.8 kV	7.9507	6.8844	1.7291	1.6536	1.7013
LASSO_69 kV	4.0941	3.5443	2.9583	3.3135	2.5475
MULALÓ_13.8 kV	6.0391	5.2294	1.7037	1.6516	1.6842
MULALÓ_69 kV	5.8366	5.0517	4.0043	4.6095	3.8910
PUJILÍ_13.8 kV	2.7732	2.4014	1.4919	1.4372	1.4812
PUJILÍ_69 kV	3.1539	2.7302	2.3299	2.5581	1.8030
SALCEDO_13.8kV	6.0506	5.2394	1.6936	1.6280	1.6721
SALCEDO_69kV	4.2835	3.7085	3.0028	3.3366	2.4971
SAN RAFAEL_13.8kV	6.2061	5.3736	1.6978	1.6308	1.6755
SAN RAFAEL_69 kV	4.2479	3.6767	2.9784	3.3236	2.4560
SIGCHOS_13.8 kV	2.3116	2.0018	1.4147	1.3167	1.3984
SIGCHOS_69 kV	1.4438	1.2502	1.1683	1.2464	0.8193

**Tabla 5.2:** Corrientes de cortocircuito mínimas

Barra	Falla trifásica (kA)	Falla bifásica (kA)	Falla bifásica a tierra (kA)		Falla monofásica a tierra (kA)
			Fase B	Fase C	
AMBATO_69 kV	6.9595	6.2214	5.6130	4.9723	5.5060
EL CALVARIO_13.8 kV	3.2683	3.2326	1.3886	1.3557	1.3949
EL CALVARIO_23 kV	1.5265	1.3339	1.0753	1.0751	0.0007
ILLUCHI_II_13.8 kV	2.3030	2.0869	1.3077	1.2295	1.2968
ILLUCHI_II_2.4 kV	1.3644	2.3134	0.2759	0.2772	0.2767
ILLUCHI_I_2.4 kV	1.3537	2.2693	0.2391	0.2391	0.0000
ILLUCHI_I_23 kV	1.2427	1.0668	0.8889	0.8887	0.0007
LA COCHA_13.8 kV	4.6634	5.0204	1.5296	1.4870	1.5214
LA COCHA_69 kV	3.2187	3.1433	2.4635	2.8003	1.9716
LAIGUA	4.2838	4.3890	3.1260	3.6840	2.7346
LASSO_13.8 kV	5.1051	5.8284	1.5578	1.5123	1.5483
LASSO_69 kV	3.6508	3.8200	2.8354	3.3100	2.4398
MULALÓ_13.8 kV	4.4685	4.6841	1.5392	1.5134	1.5363
MULALÓ_69 kV	5.3018	6.0778	3.8258	4.8281	3.9153
PUJILÍ_13.8 kV	2.3580	2.1567	1.3465	1.3063	1.3445
PUJILÍ_69 kV	2.7238	2.5406	2.0942	2.3341	1.6247
SALCEDO_13.8kV	4.3188	4.4043	1.5302	1.4769	1.5158
SALCEDO_69kV	3.6361	3.3502	2.6551	2.9766	2.2245
SAN RAFAEL_13.8kV	4.4023	4.5661	1.5325	1.4833	1.5207
SAN RAFAEL_69 kV	3.6656	3.5099	2.6925	3.0727	2.2339
SIGCHOS_13.8 kV	1.9671	1.8047	1.2686	1.1963	1.2675
SIGCHOS_69 kV	1.2657	1.1671	1.0641	1.1478	0.7412

### 5.1.2. Relación de transformación del TC

Para determinar la relación de transformación del TC para cada elemento de protección ubicado en el sistema de Cotopaxi se considera la corriente máxima de carga (demanda máxima) y la corriente más elevada de cortocircuito. A continuación se muestra la RTC del TC para cada elemento del sistema:

#### a. Cabecera de alimentadores

La Tabla 5.3 muestra la selección de la relación de transformación del TC para cada protección ubicada a cabecera de su alimentador respectivo, donde se compara la corriente nominal y su corriente de cortocircuito más elevada.



**Tabla 5.3:** Relación de transformación para relé a cabecera de alimentador

Carga	Corriente nominal (A)	Corriente de cortocircuito (A)	Corriente de cortocircuito (A) 5/100	RTC
ACOSA	187.941	7950.700	397.535	400/5
AEROPUERTO	14.963	7039.995	352.000	400/5
ALAUQUÉZ	118.315	7039.995	352.000	400/5
APAHUA	110.813	2773.157	138.658	200/5
BRIGADA PATRIA	133.944	6206.056	310.303	400/5
CENTRO SUR	75.568	4672.052	233.603	300/5
EL CHASQUI	31.179	7950.700	397.535	400/5
EL NIAGARA SUR	94.535	6206.056	310.303	400/5
INDUSTRIAL SUR	103.382	4672.052	233.603	300/5
JOSE GUANGO BAJO	55.281	6039.126	301.956	400/5
LAS MANZANAS	29.643	2311.573	115.579	200/5
LASSO CENTRO Y SUR	57.382	7950.700	397.535	400/5
LATACUNGA NORTE SUB	136.612	7039.995	352.000	400/5
ORIENTAL	62.153	4672.052	233.603	300/5
PASTOCALLE	102.832	7950.700	397.535	400/5
PUJILÍ CENTRO	66.544	2773.157	138.658	200/5
SALCEDO CENTRO	88.636	6050.557	302.528	400/5
SALCEDO NORTE	133.955	6050.557	302.528	400/5
SALCEDO OCCIDENTE	52.009	6050.557	302.528	400/5
SALCEDO SUR	143.550	6050.557	302.528	400/5
SANTA ROSA DE PICHUL	104.592	6050.557	302.528	400/5
SAQUISILÍ	135.832	6039.126	301.956	400/5
SECTOR ORIENTE	123.422	6039.126	301.956	400/5
SIGCHOS CENTRO	5.700	2311.573	115.579	200/5
SUR	93.926	4672.052	233.603	300/5
TANICUCHI	41.728	7950.700	397.535	400/5
YUGSILOMA	32.781	7039.995	352.000	400/5

## b. Transformadores

En el caso de los transformadores cuenta con dos relés de sobrecorriente, uno ubicado en el lado de alto voltaje y otro en el lado de bajo voltaje. La RTC del TC se determina de manera separada para cada lado del transformador, dado que por el nivel de voltaje cambian los valores de corriente nominal y de cortocircuito.

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

La Tabla 5.4 muestra la RTC de los TC para los relés de sobrecorriente ubicados en el lado de bajo voltaje de los transformadores que conforman el sistema eléctrico de Cotopaxi, donde, compara la corriente nominal en el lado de bajo voltaje de cada transformador con su corriente de cortocircuito más elevada.

**Tabla 5.4:** Relación de transformación del TC para relé ubicado en bajo voltaje del transformador

Transformadores	Corriente nominal (A)	Corriente de Cortocircuito (A)	Corriente de cortocircuito (A) 5/100	RTC
TR_EL CALVARIO 5.2 MVA	217.552	4672.052	233.603	300/5
TR_LA COCHA_ 12 MVA	502.044	7039.995	352.000	600/5
TR_LASSO_20 MVA	836.740	7950.700	397.535	900/5
TR_MULALÓ_ 12.5 MVA	522.962	6039.126	301.956	600/5
TR_PUJILÍ_5 MVA	209.185	2773.157	138.658	300/5
TR_SALCEDO_12.5 MVA	522.962	6050.557	302.528	600/5
TR_SAN RAFAEL_13 MVA	543.881	6206.056	310.303	600/5
TR_SIGCHOS_5 MVA	209.185	2311.573	115.579	300/5

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

La Tabla 5.5 muestra la RTC de los TC para los relés de sobrecorriente ubicados en el lado de alto voltaje de los transformadores que conforman el sistema eléctrico de Cotopaxi, donde, compara la corriente nominal en el lado de alto voltaje de cada transformador con su corriente de cortocircuito más elevada.

**Tabla 5.5:** Relación de transformación del TC para relé ubicado en alto voltaje del transformador

Transformadores	Corriente nominal (A)	Corriente de Cortocircuito (A)	Corriente de cortocircuito (A) 5/100	RTC
TR_EL CALVARIO 5.2 MVA	130.5314	1746.7495	87.3375	200/5
TR_LA COCHA_ 12 MVA	100.4087	3675.2533	183.7627	200/5
TR_LASSO_20 MVA	167.3479	4094.0896	204.7045	300/5
TR_MULALÓ_ 12.5 MVA	104.5924	5836.5950	291.8297	300/5
TR_PUJILÍ_5 MVA	41.8370	3153.8694	157.6935	200/5
TR_SALCEDO_12.5 MVA	104.5924	4283.5116	214.1756	300/5
TR_SAN RAFAEL_13 MVA	108.7761	4247.8697	212.3935	300/5
TR_SIGCHOS_5 MVA	41.8370	1443.7642	72.1882	100/5

### c. Líneas de Subtransmisión

La Tabla 5.6 muestra los resultados de relación de transformación del TC para las líneas de subtransmisión, en caso de que la línea tenga un dispositivo de protección a inicio y final de la línea, esta se la identifica con la letra correspondiente (Ver Figura 4.5).

**Tabla 5.6:** Relación de transformación del TC para relés ubicados en líneas de Subtransmisión

Línea	Corriente nominal (A)	Corriente de Cortocircuito (A)	Corriente de Cortocircuito (A) (5/100)	RTC
FAIRIS - SALCEDO	304.00	5002.00	250.10	400/5
LAIGUA - LA COCHA (V)	65.00	4865.00	243.25	300/5
LASSO - SIGCHOS	7.00	4094.00	204.70	300/5
MULALÓ - DERIV FAMILIA	143.00	5836.00	291.80	300/5
MULALÓ - LAIGUA(O)	123.00	4865.00	243.25	300/5
SALCEDO - SAN JUAN	225.00	4283.00	214.15	300/5
AMBATO - FAIRIS	317.00	8821.00	441.05	500/5
SAN RAFAEL - CRS (BB)	127.00	4247.00	212.35	300/5
SAN RAFAEL - PUJILÍ	37.00	4247.00	212.35	300/5
EL CALVARIO-ILLUCHI II (R)	189.00	2889.00	144.45	200/5
LA COCHA-EL CALVARIO (U)	25.00	7039.00	351.95	400/5
LA COCHA-EL CALVARIO (Q)	25.00	4672.00	233.60	300/5
EL CALVARIO-ILLUCHI I (T)	89.00	1746.00	87.30	100/5
LAIGUA - LA COCHA (P)	65.00	3675.00	183.75	200/5
MULALÓ - LAIGUA(W)	123.00	5836.00	291.80	300/5
EL CALVARIO-ILLUCHI I (S)	89.00	1452.00	72.60	100/5
SAN RAFAEL - CRS (CB)	127.00	4865.00	243.25	300/5
EL CALVARIO-ILLUCHI II (DB)	189.00	4672.00	233.60	300/5

#### 5.1.3. Ajustes de la corriente pickup de los relés de sobrecorriente

La corriente pickup para cada elemento se la determinó de una manera diferente, tal como se explicó en la Sección de Metodología y Materiales, es importante recordar que para la corriente de arranque del relé de sobrecorriente a cabecera del alimentador se toma el valor de 250 amperios en el lado primario, dicho valor es la capacidad de corriente del conductor 3/0, y para su valor de pickup de neutro se usa la Ecuación (4.8). A continuación, se muestra los resultados de la corriente de arranque para cada protección del sistema:

### a. Transformadores

Los transformadores cuentan con dos protecciones de sobrecorriente, ubicadas a cada nivel de tensión respectivamente. La corriente pickup se determina de manera separada para cada protección del transformador, dado que cambian sus valores de corrientes nominales y relación de transformación del TC (Ver Ecuación (4.7)). A continuación la Tabla 5.7 muestra la corriente de arranque para el relé de protección ubicado en el lado de bajo voltaje del transformador, como también su valor pickup de neutro, mientras que, la Tabla 5.8 muestra sus valores de pickup en el lado de alto voltaje.

**Tabla 5.7:** Corrientes pickup para relé de sobrecorriente de bajo voltaje del transformador

Transformadores	Corriente nominal (A)	RTC	Ipickup (sec) (A)	Ipickup neutro (sec) (A)
TR_EL CALVARIO 5.2 MVA	217.552	300/5	4.532	0.725
TR_LA COCHA_ 12 MVA	502.044	600/5	5.230	0.837
TR_LASSO_20 MVA	836.740	900/5	5.811	0.930
TR_MULALÓ_ 12.5 MVA	522.962	600/5	5.448	0.872
TR_PUJILÍ_5 MVA	209.185	300/5	4.358	0.697
TR_SALCEDO_12.5 MVA	522.962	600/5	5.448	0.872
TR_SAN RAFAEL_13 MVA	543.881	600/5	5.665	0.906
TR_SIGCHOS_5 MVA	209.185	300/5	4.358	0.697

**Tabla 5.8:** Corrientes pickup para relé de sobrecorriente de alto voltaje del transformador

Transformadores	Corriente nominal (A)	RTC	Ipickup (sec) (A)
TR_EL CALVARIO 5.2 MVA	130.531	200/5	4.079
TR_LA COCHA_ 12 MVA	100.409	200/5	3.138
TR_LASSO_20 MVA	167.348	300/5	3.486
TR_MULALÓ_ 12.5 MVA	104.592	300/5	2.179
TR_PUJILÍ_5 MVA	41.837	200/5	1.307
TR_SALCEDO_12.5 MVA	104.592	300/5	2.179
TR_SAN RAFAEL_13 MVA	108.776	300/5	2.266
TR_SIGCHOS_5 MVA	41.837	100/5	2.615

## b. Líneas de Subtransmisión

La Tabla 5.9 muestra los resultados de corriente pickup de los relés de sobrecorriente ubicados en las líneas de subtransmisión, en caso de que la línea tenga un dispositivo de protección a inicio y final de la línea, esta se la identifica con la letra correspondiente (Ver Figura 4.5).

**Tabla 5.9:** Corrientes pickup para relés de sobrecorriente ubicados en las líneas de subtransmisión

Línea	Corriente nominal (A)	RTC	Ipickup (sec) (A)
FAIRIS - SALCEDO	304.000	400/5	5.700
LAIGUA - LA COCHA (V)	65.000	300/5	1.625
LASSO - SIGCHOS	7.000	300/5	0.175
MULALÓ - DERIV FAMILIA	143.000	300/5	3.575
MULALÓ - LAIGUA(O)	123.000	300/5	3.075
SALCEDO - SAN JUAN	225.000	300/5	5.625
AMBATO - FAIRIS	317.000	500/5	4.755
SAN RAFAEL - CRS (BB)	127.000	300/5	3.175
SAN RAFAEL - PUJILÍ	37.000	300/5	0.925
EL CALVARIO-ILLUCHI II (R)	189.000	200/5	7.088
LA COCHA-EL CALVARIO (U)	25.000	400/5	0.469
LA COCHA-EL CALVARIO (Q)	25.000	300/5	0.625
EL CALVARIO-ILLUCHI I (T)	89.000	100/5	6.675
LAIGUA - LA COCHA (P)	65.000	200/5	2.438
MULALÓ - LAIGUA(W)	123.000	300/5	3.075
EL CALVARIO-ILLUCHI I (S)	89.000	100/5	6.675
SAN RAFAEL - CRS (CB)	127.000	300/5	3.175
EL CALVARIO-ILLUCHI II (DB)	189.000	300/5	4.725

### 5.1.4. Ajuste de tiempo entre dispositivos de protección

El margen de discriminación mínimo para la coordinación de protecciones es tomado de la IEEE Std 242-2001 (Ver Tabla 4.3), en donde se establece que el tiempo mínimo para coordinar fusible-relé de sobrecorriente es de 0.12 segundos, partiendo del tiempo total de despeje de falla del fusible, mientras que el tiempo mínimo para la coordinación entre relés es de 0.2 segundos. Los resultados se muestran por zonas generales del sistema eléctrico de Cotopaxi (Ver Figura 4.2 y Figura 4.3) y por su letra de identificación (Ver Figura 4.4 y Figura 4.5) para facilitar su presentación.

**a. Zona X**

Se presentan los resultados de la coordinación de protecciones de la zona X, con su respectiva identificación, corriente de cortocircuito máxima, tiempo de operación uno, tiempo de operación dos y su margen de discriminación ( $\Delta T$ ). La Tabla 5.10 presenta los resultados para corrientes de cortocircuito máximas y la Tabla 5.11 muestra los resultados para corrientes de cortocircuito mínimas.

**Tabla 5.10:** Margen de discriminación para corrientes de falla máximas de la Zona X

Coordinación	Corriente de falla (A)	Tiempo 1 (seg)	Tiempo 2 (seg)	$\Delta T$
A-B	2311.573	0.062	0.182	0.120
B-C	2311.573	0.182	0.389	0.207
B(N)-C(N)	1472.517	0.069	0.273	0.204
C-D	2001.788	0.488	0.696	0.208
D-E	1443.764	0.224	0.427	0.203
E-F	4021.227	0.352	0.559	0.207
G-H	39753.501	0.013	0.213	0.200
H-I	7950.700	0.240	1.819	1.579
H(N)-I(N)	1719.430	0.027	0.242	0.215
I-J	6884.381	2.317	2.521	0.204
J-F	4094.090	0.551	0.794	0.243

**Tabla 5.11:** Margen de discriminación para corrientes de falla mínimas de la Zona X

Coordinación	Corriente de falla (A)	Tiempo 1 (seg)	Tiempo 2 (seg)	$\Delta T$
A-B	1804.748	0.093	0.269	0.176
B-C	1804.748	0.269	0.579	0.310
B(N)-C(N)	1325.197	0.073	0.286	0.213
C-D	1804.748	0.579	0.819	0.240
D-E	1167.130	0.252	0.483	0.231
E-F	1175.655	0.491	2.842	2.351
G-H	25525.361	0.013	0.213	0.200
H-I	5105.072	0.369	3.990	3.621
H(N)-I(N)	1553.287	0.028	0.281	0.253
I-J	5828.388	3.117	3.342	0.225
J-F	3650.826	0.607	0.872	0.265

**b. Zona Y**

Los resultados de la coordinación de protecciones de la Zona Y se los presentan en partes, por el hecho que se realizó una coordinación en dos direcciones, la primera partiendo de la subestación Mulaló hacia aguas arriba en dirección a las subestaciones Illuchi I e Illuchi II, la segunda se parte de las subestaciones Illuchi I e Illuchi II hacia aguas arriba en dirección a la subestación Mulaló y finalmente se presenta la coordinación de las subestaciones de la zona.

- Dirección Mulaló-Illuchi I y II (Dirección 1)

La Tabla 5.12 presenta los resultados de la coordinación de protecciones para corrientes de falla máximas en la primera dirección. Mientras que la Tabla 5.13 presenta la coordinación para corrientes de cortocircuito mínimas.

**Tabla 5.12:** Margen de discriminación para corrientes de falla máximas (Dirección 1)

Coordinación	Corriente de falla (A)	Tiempo 1 (seg)	Tiempo 2 (seg)	$\Delta T$
K-L	30195.627	0.013	0.219	0.206
L-M	6039.126	0.282	1.180	0.898
L(N)-M(N)	1696.260	0.044	0.248	0.204
M-N	5229.357	1.474	1.689	0.215
N-O	5836.595	0.497	1.642	1.145
O-BB	1724.911	1.317	1.849	0.532
O-P	1724.886	1.317	1.595	0.278
P-Q	226.921	1.524	1.785	0.261
Q-R	1616.283	1.603	2.103	0.500
Q-S	1616.283	1.603	2.046	0.443

**Tabla 5.13:** Margen de discriminación para corrientes de falla mínimas (Dirección 1)

Coordinación	Corriente de falla (A)	Tiempo 1 (seg)	Tiempo 2 (seg)	$\Delta T$
K-L	22342.366	0.013	0.213	0.200
L-M	4468.473	0.339	1.914	1.575
L(N)-M(N)	1533.090	0.048	0.275	0.227
M-N	4684.122	1.767	2.000	0.233
N-O	5301.752	0.508	2.166	1.658
O-BB	1175.478	2.413	3.586	1.173
O-P	1175.478	2.413	4.833	2.420
P-Q	197.006	2.088	3.374	1.286
Q-R	993.396	2.083	6.607	4.524
Q-S	993.396	2.083	2.917	0.834

- Dirección Illuchi I y II-Mulaló (Dirección 2)

La Tabla 5.14 presenta los resultados de la coordinación de protecciones para corrientes de falla máximas en la segunda dirección. Mientras que, la Tabla 5.15 presenta la coordinación para corrientes de cortocircuito mínimas.

**Tabla 5.14:** Margen de discriminación para corrientes de falla máximas (Dirección 2)

Coordinación	Corriente de falla (A)	Tiempo 1 (seg)	Tiempo 2 (seg)	$\Delta T$
T-U	2024.211	0.399	0.668	0.269
DB-U	3746.129	0.066	0.269	0.203
U-V	5703.759	0.523	0.759	0.236
V-W	4626.084	0.315	0.558	0.243
CB-W	3143.504	0.646	0.867	0.221
V-BB	4642.689	0.314	1.844	1.530

**Tabla 5.15:** Margen de discriminación para corrientes de falla mínimas (Dirección 2)

Coordinación	Corriente de falla (A)	Tiempo 1 (seg)	Tiempo 2 (seg)	$\Delta T$
T-U	1240.381	0.907	1.112	0.205
DB-U	1271.704	0.074	0.465	0.391
U-V	2404.147	0.523	2.340	1.817
V-W	3023.720	0.348	0.760	0.412
W-CB	2066.215	0.855	1.179	0.324
V-BB	3023.968	0.353	5.742	5.389

- Subestaciones

La Tabla 5.16 presenta los resultados del margen de discriminación de las protecciones ubicadas en las subestaciones de la zona Y para corrientes de falla máximas. Luego, la Tabla 5.17 muestra los resultados para corrientes de falla mínimas.

**Tabla 5.16:** Margen de discriminación para corrientes de falla máximas en subestaciones

Coordinación	Corriente de falla (A)	Tiempo 1 (seg)	Tiempo 2 (seg)	$\Delta T$
AA-BA	35199.976	0.013	0.213	0.200
BA-CA	7039.995	0.251	1.076	0.825
BA(N)-CA(N)	1696.757	0.036	0.246	0.210
CA-DA	4990.726	1.348	1.569	0.221
DA-CA	193.741	2.953	3.297	0.344
EA-FA	23360.260	0.013	0.213	0.200
GA-HA	617.657	1.017	1.442	0.425
HA-GA	1053.654	0.128	0.350	0.222



**Tabla 5.17:** Margen de discriminación para corrientes de falla mínimas en subestaciones

Coordinación	Corriente de falla (A)	Tiempo 1 (seg)	Tiempo 2 (seg)	$\Delta T$
AA-BA	23317.149	0.013	0.213	0.200
BA-CA	4663.430	0.323	2.099	1.776
BA(N)-CA(N)	1533.738	0.038	0.275	0.237
CA-DA	4167.506	1.806	2.085	0.279
DA-CA	173.041	4.483	4.772	0.289
EA-FA	16162.786	0.013	0.213	0.200
GA-HA	502.441	1.736	2.371	0.635
HA-GA	946.012	0.155	0.419	0.264

**c. Zona Z**

Finalmente se presentan los resultados del margen de discriminación entre protecciones de la zona Z con su respectiva identificación, la Tabla 5.18 muestra la coordinación de las protecciones para corrientes de falla máximas y la Tabla 5.19 presenta los resultados de corrientes de falla mínimas.

**Tabla 5.18:** Margen de discriminación para corrientes de falla máximas de la zona X

Coordinación	Corriente de falla (A)	Tiempo 1 (seg)	Tiempo 2 (seg)	$\Delta T$
IA-JA	13865.783	0.013	0.133	0.120
JA-KA	2773.157	0.176	0.380	0.204
JA(N)-KA(N)	1516.067	0.030	0.236	0.206
KA-LA	2401.421	0.467	0.685	0.218
LA-MA	3153.869	0.233	0.439	0.206
MA-NA	4233.375	0.439	0.718	0.279
NA-OA	2477.358	0.423	0.666	0.243
OA-PA	3505.169	0.364	0.594	0.230
QA-RA	31030.280	0.013	0.219	0.206
RA-SA	6206.056	0.275	1.077	0.802
RA(N)-SA(N)	1697.020	0.030	0.236	0.206
SA-TA	5373.597	1.348	1.567	0.219
TA-NA	4247.870	0.500	0.713	0.213
UA-VA	30252.783	0.013	0.219	0.206
VA-WA	6050.557	0.271	0.933	0.662
VA(N)-WA(N)	1693.915	0.030	0.237	0.207
WA-AB	5239.428	1.164	1.384	0.220
AB-OA	4283.512	0.446	0.663	0.217

**Tabla 5.19:** Margen de discriminación para corrientes de falla máximas de la zona X

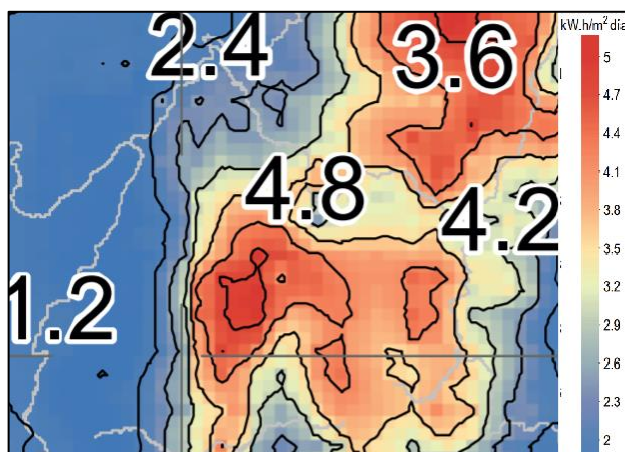
Coordinación	Corriente de falla (A)	Tiempo 1 (seg)	Tiempo 2 (seg)	$\Delta T$
IA-JA	10783.451	0.013	0.144	0.131
JA-KA	2156.690	0.221	0.531	0.310
JA(N)-KA(N)	1371.595	0.031	0.243	0.212
KA-LA	2156.690	0.551	0.800	0.249
LA-MA	2540.583	0.234	0.444	0.210
MA-NA	2578.379	0.444	2.418	1.974
NA-OA	1427.104	1.162	1.923	0.761
OA-PA	1859.176	1.142	1.863	0.721
QA-RA	22011.577	0.013	0.133	0.120
RA-SA	4402.315	0.334	1.884	1.550
RA(N)-SA(N)	1536.561	0.031	0.262	0.231
SA-TA	4566.088	1.769	2.023	0.254
TA-NA	3509.882	0.534	1.001	0.467
UA-VA	21593.778	0.013	0.133	0.120
VA-WA	4318.756	0.215	1.175	0.960
VA(N)-WA(N)	1535.280	0.031	0.262	0.231
WA-AB	4404.276	1.136	1.421	0.285
AB-OA	3350.151	0.389	1.156	0.767

## 5.2. EVALUACIÓN DE EMPLAZAMIENTOS PARA INCLUSIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

### 5.2.1. Irradiación Solar en la provincia de Cotopaxi

- Nivel de Irradiación anual según el Mapa Solar del Ecuador

Según [36], el nivel de irradiación solar anual en el año 2019 en la provincia de Cotopaxi tiene un valor aproximado de  $4 \text{ kW} \cdot \text{h}/\text{m}^2$ , valor que no tiene mayor variación en la ubicación de las subestaciones del sistema eléctrico de Cotopaxi. La Figura 5.1 muestra el nivel de Irradiación solar anual en el año 2019 de la provincia de Cotopaxi.



**Figura 5.1:** Irradiación solar anual de Cotopaxi

- **Nivel de Irradiación Solar según la base de datos de la Nasa**

Mediante la ubicación geográfica se determinó la irradiación solar en el punto donde se encuentran las subestaciones de distribución del sistema eléctrico de Cotopaxi. Se determinó el promedio de irradiación solar anual para un histórico de datos mensuales de 4 años anteriores, desde el 2018 hasta el 2021, como lo muestra la Tabla 5.20.

**Tabla 5.20:** Promedio de Irradiación Solar (2017-2021) en subestaciones de Cotopaxi

S/E	Irradiación Anual Promedio ( $kW \cdot \frac{h}{m^2}$ )				
	2018	2019	2020	2021	Promedio Total
Sigchos	4.13	3.98	4.11	3.90	4.03
Lasso	4.13	3.98	4.11	3.90	4.03
Mulaló	4.13	3.98	4.11	3.90	4.03
El Calvario	4.13	3.98	4.11	3.90	4.03
La Cocha	4.13	3.98	4.11	3.90	4.03
Salcedo	3.96	3.82	4.01	3.86	3.91
San Rafael	4.13	3.98	4.11	3.90	4.03
Pujilí	4.13	3.98	4.11	39.00	4.03

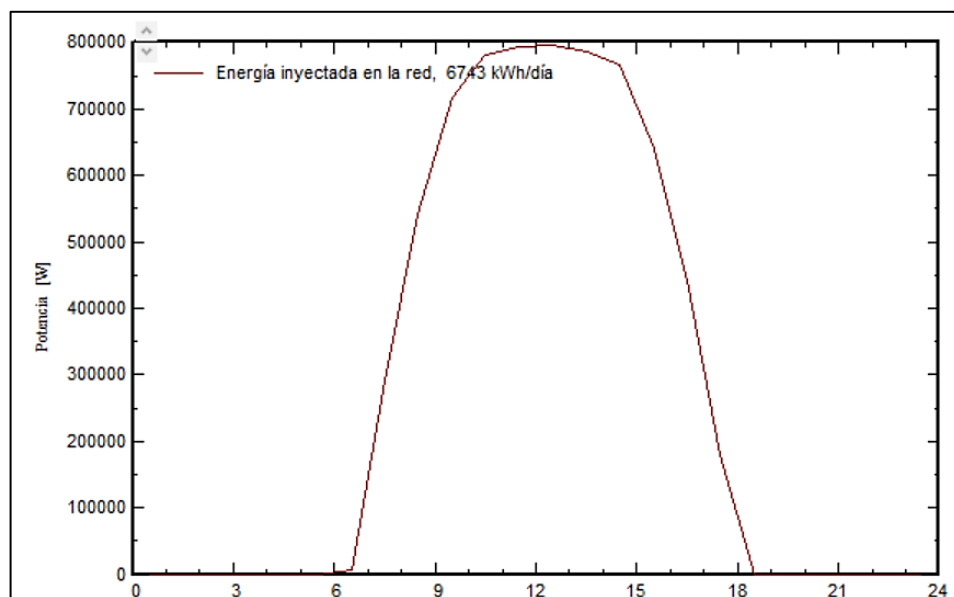
Se llega a la conclusión que el nivel de irradiación solar en las subestaciones de distribución del sistema de Cotopaxi es homogéneo, exceptuando la subestación Salcedo que tiene un porcentaje mínimo de variación, es decir no hay limitante en el estudio para la ubicación de GD en base al nivel de Irradiación.

### 5.2.2. Dimensionamiento de la GD

Las características del sistema fotovoltaico en cada punto de instalación se muestran en la Tabla 5.21, donde se especifica su ubicación, barra de conexión, potencia nominal pico, área total utilizada, modelo del módulo solar e inversor y grados de inclinación óptimos para su mejor desempeño. Además, la Figura 5.2 muestra la curva de energía inyectada en la red en un día con muy buena irradiación solar, donde se aprecia que cerca del medio día es la entrega máxima de energía. Los informes de cada sistema fotovoltaico se encuentran en el Anexo E y el Datasheet del módulo fotovoltaico e inversor utilizados se presentan en el Anexo F.

**Tabla 5.21:** Características de los sistemas Fotovoltaicos

Ubicación	Parámetros	Valores
Pujilí	Barra de conexión	S/E Pujilí 13.8 kV
	Potencia nominal pico ( <i>kWp</i> )	991
	Inclinación	12 °
	Azimut	0 °
	Módulo PV	TSM-305PD14
	Inversor	CSI-30KTL-GI-L
	Área total utilizada ( <i>m</i> <sup>2</sup> )	6302
Salcedo	Barra de conexión	S/E Salcedo 13.8 kV
	Potencia nominal pico ( <i>kWp</i> )	996
	Inclinación	12 °
	Azimut	0 °
	Módulo PV	TSM-305PD14
	Inversor	CSI-30KTL-GI-L
	Área total utilizada ( <i>m</i> <sup>2</sup> )	6333
Lasso	Barra de conexión	S/E Lasso 13.8 kV
	Potencia nominal pico ( <i>kWp</i> )	996
	Inclinación	13 °
	Azimut	0 °
	Módulo PV	TSM-305PD14
	Inversor	CSI-30KTL-GI-L
	Área total utilizada ( <i>m</i> <sup>2</sup> )	6333



**Figura 5.2:** Energía inyectada en la red

### **5.3. COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POSTERIOR A LA INCLUSIÓN DE GD**

#### **5.3.1. Corrientes de cortocircuito**

Las corrientes de cortocircuito se obtienen de la misma manera que fue explicado en la Sección 5.1.1. A continuación, la Tabla 5.22 muestra las corrientes de cortocircuito máximas en cada barra del sistema, considerando el aporte de GD en demanda máxima. Además, recordar que para corrientes de cortocircuito mínimas no se considera el aporte de GD al sistema, por lo tanto, la Tabla 5.2 se mantiene para esta sección del estudio.

**Tabla 5.22:** Corrientes de cortocircuito máximas con aporte de GD

Barra	Falla trifásica (kA)	Falla bifásica (kA)	Falla bifásica a tierra (kA)		Falla monofásica a tierra (kA)
			Fase B	Fase C	
AMBATO_69 kV	8.8413	7.6391	6.4737	5.7967	6.3343
EL CALVARIO_13.8 kV	4.6756	3.9960	1.5587	1.5102	1.5560
EL CALVARIO_23 kV	1.7473	1.4907	1.2013	1.2011	0.0008
ILLUCHI_II_13.8 kV	2.8902	2.4411	1.4650	1.3707	1.4469
ILLUCHI_II_2.4 kV	17.8339	14.6878	0.3036	0.3050	0.3044
ILLUCHI_I_2.4 kV	14.8035	12.2020	0.2632	0.2632	0.0000
ILLUCHI_I_23 kV	1.4529	1.2242	1.0130	1.0127	0.0008
LA COCHA_13.8 kV	7.0524	6.0707	1.6968	1.6357	1.6772
LA COCHA_69 kV	3.6979	3.1782	2.6633	2.9513	2.1364
LAIGUA	4.9063	4.2089	3.3508	3.7853	2.9039
LASSO_13.8 kV	8.0960	6.8844	1.7291	1.6536	1.7013
LASSO_69 kV	4.1310	3.5443	2.9583	3.3135	2.5475
MULALÓ_13.8 kV	6.0492	5.2294	1.7037	1.6516	1.6842
MULALÓ_69 kV	5.8840	5.0517	4.0043	4.6095	3.8910
PUJILÍ_13.8 kV	2.9113	2.4014	1.4919	1.4372	1.4812
PUJILÍ_69 kV	3.1915	2.7302	2.3299	2.5581	1.8030
SALCEDO_13.8kV	6.1951	5.2394	1.6936	1.6280	1.6721
SALCEDO_69kV	4.3284	3.7085	3.0028	3.3366	2.4971
SAN RAFAEL_13.8kV	6.2254	5.3736	1.6978	1.6308	1.6755
SAN RAFAEL_69 kV	4.2953	3.6767	2.9784	3.3236	2.4560
SIGCHOS_13.8 kV	2.3139	2.0018	1.4147	1.3167	1.3984
SIGCHOS_69 kV	1.4483	1.2502	1.1683	1.2464	0.8193

### 5.3.2. Relación de transformación del TC

Para determinar la relación de transformación del TC para cada elemento de protección ubicado en el sistema de Cotopaxi se considera la corriente máxima de carga (demanda máxima) y la corriente más elevada de cortocircuito. A continuación se muestra la RTC del TC para cada elemento del sistema:

#### a. Cabecera de alimentadores

La Tabla 5.23 muestra la selección de la relación de transformación del TC para cada protección ubicada a cabecera de su alimentador respectivo, donde se compara la corriente nominal y su corriente de cortocircuito más elevada con los nuevos valores considerando el aporte de GD, se colorea la celda en caso de cambio de valor referente al inicialmente

configurado. Además, se incluye el valor de cortocircuito anterior para verificar el aporte de la GD a la corriente de cortocircuito.

**Tabla 5.23:** Relación de transformación para relé a cabecera de alimentador considerando aporte de GD

Carga	Corriente nominal (A)	Corriente de cortocircuito sin GD (A)	Corriente de cortocircuito con GD (A)	$\Delta\%$	Corriente de cortocircuito (A) 5/100	RTC
ACOSA	187.941	7950.700	8095.958	1.827	404.798	500/5
AEROPUERTO	14.963	7039.995	7052.401	0.176	352.620	400/5
ALAQUÉZ	118.315	7039.995	7052.401	0.176	352.620	400/5
APAHUA	110.813	2773.157	2911.347	4.983	145.567	200/5
BRIGADA PATRIA	133.944	6206.056	6225.405	0.312	311.270	400/5
CENTRO SUR	75.568	4672.052	4675.573	0.075	233.779	300/5
EL CHASQUI	31.179	7950.700	8095.958	1.827	404.798	500/5
EL NIAGARA SUR	94.535	6206.056	6225.405	0.312	311.270	400/5
INDUSTRIAL SUR	103.382	4672.052	4675.573	0.075	233.779	300/5
JOSE GUANGO BAJO	55.281	6039.126	6049.169	0.166	302.458	400/5
LAS MANZANAS	29.643	2311.573	2311.573	0.000	115.579	200/5
LASSO CENTRO Y SUR	57.382	7950.700	8095.958	1.827	404.798	500/5
LATACUNGA NORTE SUB	136.612	7039.995	7052.401	0.176	352.620	400/5
ORIENTAL	62.153	4672.052	4675.573	0.075	233.779	300/5
PASTOCALLE	102.832	7950.700	8095.958	1.827	404.798	500/5
PUJILÍ CENTRO	66.544	2773.157	2911.347	4.983	145.567	200/5
SALCEDO CENTRO	88.636	6050.557	6195.095	2.389	309.755	400/5
SALCEDO NORTE	133.955	6050.557	6195.095	2.389	309.755	400/5
SALCEDO OCCIDENTE	52.009	6050.557	6195.095	2.389	309.755	400/5
SALCEDO SUR	143.550	6050.557	6195.095	2.389	309.755	400/5
SANTA ROSA DE PICHUL	104.592	6050.557	6225.405	2.890	311.270	400/5
SAQUISILÍ	135.832	6039.126	6049.169	0.166	302.458	400/5
SECTOR ORIENTE	123.422	6039.126	6049.169	0.166	302.458	400/5
SIGCHOS CENTRO	5.700	2311.573	2311.573	0.000	115.579	200/5
SUR	93.926	4672.052	4675.573	0.075	233.779	300/5
TANICUCHI	41.728	7950.700	8095.958	1.827	404.798	500/5
YUGSILOMA	32.781	7039.995	7052.401	0.176	352.620	400/5

## b. Transformadores

Como se mencionó anteriormente los transformadores cuentan con dos relés de sobrecorriente, uno ubicado en el lado de alto voltaje y otro en el lado de bajo voltaje. La RTC

del TC se determina de manera separada para cada lado del transformador, dado que por el nivel de voltaje cambian los valores de corriente nominal y de cortocircuito. A continuación, la Tabla 5.24 muestra la RTC para las protecciones ubicadas en el lado de bajo voltaje del transformador, mientras que, la Tabla 5.25 muestra la RTC para las protecciones en el lado de alto voltaje. La relación de transformación del TC de las protecciones del transformador de potencia no se ven afectadas ante la inclusión de GD.

**Tabla 5.24:** Relación de transformación del TC para relé ubicado en bajo voltaje del transformador con GD

Transformadores	Corriente nominal (A)	Corriente de Cortocircuito con GD (A)	Corriente de cortocircuito (A) 5/100	RTC
TR_EL CALVARIO 5.2 MVA	217.552	4675.573	233.779	300/5
TR_LA COCHA_ 12 MVA	502.044	7052.401	352.620	600/5
TR_LASSO_20 MVA	836.740	8095.958	404.798	900/5
TR_MULALÓ_ 12.5 MVA	522.962	6049.169	302.458	600/5
TR_PUJILÍ_5 MVA	209.185	2911.347	145.567	300/5
TR_SALCEDO_12.5 MVA	522.962	6195.095	309.755	600/5
TR_SAN RAFAEL_13 MVA	543.881	6225.405	311.270	600/5
TR_SIGCHOS_5 MVA	209.185	2313.882	115.694	300/5

**Tabla 5.25:** Relación de transformación del TC para relé ubicado en alto voltaje del transformador con GD

Transformadores	Corriente nominal (A)	Corriente de Cortocircuito con GD (A)	Corriente de cortocircuito (A) 5/100	RTC
TR_EL CALVARIO 5.2 MVA	130.5314	1747.3160	87.3658	200/5
TR_LA COCHA_ 12 MVA	100.4087	3697.9400	184.8970	200/5
TR_LASSO_20 MVA	167.3479	4130.9890	206.5495	300/5
TR_MULALÓ_ 12.5 MVA	104.5924	5883.9890	294.1995	300/5
TR_PUJILÍ_5 MVA	41.8370	3191.4550	159.5728	200/5
TR_SALCEDO_12.5 MVA	104.5924	4328.3990	216.4200	300/5
TR_SAN RAFAEL_13 MVA	108.7761	4295.3390	214.7670	300/5
TR_SIGCHOS_5 MVA	41.8370	1448.3150	72.4158	100/5

### c. Líneas de Subtransmisión

La Tabla 5.26 muestra los resultados de la relación de transformación del TC para las líneas de subtransmisión considerando el aporte de GD, en caso de que la línea tenga un dispositivo de protección a inicio y final de la línea, esta se la identifica con la letra correspondiente (Ver



Figura 4.5). Se colorea la celda que presenta un cambio en la relación de transformación, pero, en este caso se considera el valor de transformación anterior 400/5, dado que, si el sistema no cuenta con el aporte de GD la corriente nominal de la línea Fairis-Salcedo va a aumentar y el TC podría sufrir problemas de saturación.

**Tabla 5.26:** Relación de transformación del TC para relés ubicados en líneas de Subtransmisión con aporte de GD

Línea	Corriente nominal (A)	Corriente de cortocircuito sin GD (A)	Corriente de cortocircuito con GD (A)	$\Delta\%$	Corriente de Cortocircuito (A) (S/100)	RTC
FAIRIS - SALCEDO	293.00	5002.00	5033.26	0.625	251.66	300/5
LAIGUA - LA COCHA (V)	65.00	4865.00	4906.30	0.849	245.31	300/5
LASSO - SIGCHOS	7.00	4094.00	4130.99	0.904	206.55	300/5
MULALÓ - DERIV FAMILIA	134.00	5836.00	5883.99	0.822	294.20	300/5
MULALÓ - LAIGUA(O)	120.00	4865.00	4906.30	0.849	245.32	300/5
SALCEDO - SAN JUAN	223.00	4283.00	4328.40	1.060	216.42	300/5
AMBATO - FAIRIS	306.00	8821.00	8841.27	0.230	442.06	500/5
SAN RAFAEL - CRS (BB)	130.00	4247.00	4295.34	1.138	214.77	300/5
SAN RAFAEL - PUJILÍ	29.00	4247.00	4295.34	1.138	214.77	300/5
EL CALVARIO-ILLUCHI II (R)	189.00	2889.00	2890.15	0.040	144.51	200/5
LA COCHA-EL CALVARIO (U)	25.00	7039.00	7052.40	0.190	352.62	400/5
LA COCHA-EL CALVARIO (Q)	25.00	4672.00	4675.57	0.076	233.78	300/5
EL CALVARIO-ILLUCHI I (T)	89.00	1746.00	1747.32	0.076	87.37	100/5
LAIGUA - LA COCHA (P)	65.00	3675.00	3697.94	0.624	184.90	200/5
MULALÓ - LAIGUA(W)	120.00	5836.00	5883.99	0.822	294.20	300/5
EL CALVARIO-ILLUCHI I (S)	89.00	1452.00	1452.88	0.061	72.64	100/5
SAN RAFAEL - CRS (CB)	130.00	4865.00	4906.30	0.849	245.31	300/5
EL CALVARIO-ILLUCHI II (DB)	189.00	4672.00	4675.57	0.076	233.78	300/5

### 5.3.3. Ajustes de la corriente pickup de los relés de sobrecorriente

Los ajustes de corriente pickup se mantienen para el caso de las protecciones a cabecera del alimentador, por el motivo que está fijada a 250 amperios primarios, en el caso de los transformadores también conservan su valor de corriente pickup, dado que, se determinan a partir de sus corrientes nominales y relación de transformación del TC, mas no de la corriente de cortocircuito (Ver Ecuación (4.7)). La Tabla 5.27 muestra los resultados de la corriente pickup (considerando el aporte de GD) de los relés de sobrecorriente ubicados en las líneas de subtransmisión, en caso de que la línea tenga un dispositivo de protección a inicio y final de la

línea, esta se la identifica con la letra correspondiente (Ver Figura 4.5). Se incluye el valor de la corriente nominal antes del aporte de la GD, que en la mayoría de los casos es mayor, dado que la GD ayuda a disminuir la cargabilidad de las líneas, ya que contribuyen al abastecimiento de energía a las cargas.

**Tabla 5.27:** Corrientes pickup para relés de sobrecorriente considerando aporte de GD ubicados en las líneas de subtransmisión

Línea	Corriente nominal sin GD (A)	Corriente nominal con GD (A)	$\Delta\%$	RTC	I <sub>pickup</sub> (sec) (A)
FAIRIS - SALCEDO	304.000	293.000	-3.618	400/5	5.494
LAIGUA - LA COCHA (V)	65.000	65.000	0.000	300/5	1.625
LASSO - SIGCHOS	7.000	7.000	0.000	300/5	0.175
MULALÓ - DERIV FAMILIA	143.000	134.000	-6.294	300/5	3.350
MULALÓ - LAIGUA(O)	123.000	120.000	-2.439	300/5	3.000
SALCEDO - SAN JUAN	225.000	223.000	-0.889	300/5	5.575
AMBATO - FAIRIS	317.000	306.000	-3.470	500/5	4.590
SAN RAFAEL - CRS (BB)	127.000	130.000	2.362	300/5	3.250
SAN RAFAEL - PUJILÍ	37.000	29.000	-21.622	300/5	0.725
EL CALVARIO-ILLUCHI II (R)	189.000	189.000	0.000	200/5	7.088
LA COCHA-EL CALVARIO (U)	25.000	25.000	0.000	400/5	0.469
LA COCHA-EL CALVARIO (Q)	25.000	25.000	0.000	300/5	0.625
EL CALVARIO-ILLUCHI I (T)	89.000	89.000	0.000	100/5	6.675
LAIGUA - LA COCHA (P)	65.000	65.000	0.000	200/5	2.438
MULALÓ - LAIGUA(W)	123.000	120.000	-2.439	300/5	3.000
EL CALVARIO-ILLUCHI I (S)	89.000	89.000	0.000	100/5	6.675
SAN RAFAEL - CRS (CB)	127.000	130.000	2.362	300/5	3.250
EL CALVARIO-ILLUCHI II (DB)	189.000	189.000	0.000	300/5	4.725

#### 5.3.4. Ajuste de tiempo entre dispositivos de protección

El margen de discriminación mínimo se lo determina de igual manera que en la Sección 5.1.4. A pesar de ser cambios mínimos en la configuración de las protecciones eléctricas del sistema de Cotopaxi, se los considera y se realiza nuevamente la coordinación, dado que por el aporte al cortocircuito por parte de la GD la coordinación anterior se necesita verificar y reajustar para una operación adecuada de las protecciones desde aguas abajo hacia aguas arriba. Las Tablas presentadas a continuación de la nueva coordinación de protecciones cuentan con la corriente de falla máxima sin la presencia de GD y la corriente de falla máxima con la inclusión de GD, la misma que se considera para la nueva coordinación del sistema de

protecciones, para verificar el aporte de la GD, en el caso de las fallas para corrientes mínimas de cortocircuito se mantienen dado que el escenario es el mismo, es decir sin GD. Los resultados son presentados nuevamente por zonas del sistema eléctrico de Cotopaxi.

#### a. Zona X

Se presentan los resultados de la coordinación de protecciones de la zona X, con su respectiva identificación, corriente de cortocircuito máxima, tiempo de operación uno, tiempo de operación dos y su margen de discriminación ( $\Delta T$ ). La Tabla 5.28 presenta los resultados para corrientes de cortocircuito máximas y la Tabla 5.29 muestra los resultados para corrientes de cortocircuito mínimas.

**Tabla 5.28:** Margen de discriminación para corrientes de falla máximas de la Zona X considerando GD

Coordinación	Corriente de falla sin GD (A)	Corriente de falla con GD (A)	$\Delta\%$	Tiempo 1 (seg)	Tiempo 2 (seg)	$\Delta T$
A-B	2311.573	2313.882	0.100	0.062	0.182	0.120
B-C	2311.573	2313.882	0.100	0.182	0.388	0.206
B(N)-C(N)	1472.517	1472.517	0.000	0.069	0.273	0.204
C-D	2001.788	2001.788	0.000	0.488	0.696	0.208
D-E	1443.764	1448.316	0.315	0.023	0.427	0.404
E-F	4021.227	4057.482	0.902	0.352	0.553	0.201
G-H	39753.501	40479.792	1.827	0.013	0.213	0.200
H-I	7950.700	8095.959	1.827	0.263	1.816	1.553
H(N)-I(N)	1719.430	1719.430	0.000	0.027	0.242	0.215
I-J	6884.381	6884.381	0.000	2.317	2.521	0.204
J-F	4094.090	4103.914	0.240	0.546	0.793	0.247

**Tabla 5.29:** Margen de discriminación para corrientes de falla mínimas de la Zona X

Coordinación	Corriente de falla (A)	Tiempo 1 (seg)	Tiempo 2 (seg)	$\Delta T$
A-B	1804.748	0.093	0.269	0.176
B-C	1804.748	0.269	0.579	0.310
B(N)-C(N)	1325.197	0.073	0.286	0.213
C-D	1804.748	0.579	0.819	0.240
D-E	1167.130	0.252	0.483	0.231
E-F	1175.655	0.480	2.842	2.362
G-H	25525.361	0.013	0.213	0.200
H-I	5105.072	0.367	3.990	3.623
H(N)-I(N)	1553.287	0.028	0.281	0.253
I-J	5828.388	3.117	3.342	0.225
J-F	3650.826	0.599	0.872	0.273

**b. Zona Y**

De igual manera los resultados de la coordinación de protecciones de la Zona Y se presentan en partes, dada la coordinación en dos direcciones.

- Dirección Mulaló - Illuchi I y II (Dirección 1)

La **Tabla 5.30** **Tabla 5.12** presenta los resultados de la coordinación de protecciones para corrientes de falla máximas en la primera dirección considerando el aporte de GD. Mientras que **la**

**Tabla 5.31** presenta la coordinación para corrientes de cortocircuito mínimas.

**Tabla 5.30:** Margen de discriminación para corrientes de falla máximas con GD (Dirección 1)

Coordinación	Corriente de falla sin GD (A)	Corriente de falla con GD (A)	$\Delta\%$	Tiempo 1 (seg)	Tiempo 2 (seg)	$\Delta T$
K-L	30195.627	30245.849	0.166	0.013	0.213	0.200
L-M	6039.126	6049.170	0.166	0.273	1.177	0.904
L(N)-M(N)	1696.260	1696.260	0.000	0.044	0.248	0.204
M-N	5229.357	5229.357	0.000	1.474	1.689	0.215
N-O	5836.595	5883.990	0.812	0.496	1.608	1.112
O-BB	1724.911	1751.899	1.565	1.288	1.797	0.509
O-P	1724.886	1751.899	1.566	1.288	1.721	0.433
P-Q	226.921	226.921	0.000	1.647	1.995	0.348
Q-R	1616.283	1616.283	0.000	1.791	2.103	0.312
Q-S	1616.283	1616.283	0.000	1.791	2.046	0.255

**Tabla 5.31:** Margen de discriminación para corrientes de falla mínimas (Dirección 1)

Coordinación	Corriente de falla (A)	Tiempo 1 (seg)	Tiempo 2 (seg)	$\Delta T$
K-L	22342.366	0.013	0.213	0.200
L-M	4468.473	0.339	1.914	1.575
L(N)-M(N)	1533.090	0.048	0.275	0.227
M-N	4684.122	1.767	2.000	0.233
N-O	5301.752	0.508	2.166	1.658
O-BB	1175.478	2.411	3.586	1.175
O-P	1175.478	2.411	4.833	2.422
P-Q	197.006	2.089	3.374	1.285
Q-R	993.396	2.083	6.607	4.524
Q-S	993.396	2.083	2.917	0.834

- Dirección Illuchi I y II-Mulaló (Dirección 2)

La Tabla 5.32 presenta los resultados de la coordinación de protecciones para corrientes de falla máximas en la segunda dirección considerando el aporte de GD. Mientras que, la Tabla 5.33 presenta la coordinación para corrientes de cortocircuito mínimas.

**Tabla 5.32:** Margen de discriminación para corrientes de falla máximas con GD (Dirección 2)

Coordinación	Corriente de falla sin GD (A)	Corriente de falla con GD (A)	$\Delta\%$	Tiempo 1 (seg)	Tiempo 2 (seg)	$\Delta T$
T-U	2024.211	2025.113	0.045	0.399	0.668	0.269
DB-U	3746.129	3749.581	0.092	0.066	0.269	0.203
U-V	5703.759	5716.029	0.215	0.523	0.757	0.234
V-W	4626.084	4626.051	0.001	0.314	0.556	0.242
CB-W	3143.504	3157.296	0.439	0.534	0.745	0.211
V-BB	4642.689	4667.051	0.525	0.314	1.803	1.489

**Tabla 5.33:** Margen de discriminación para corrientes de falla mínimas (Dirección 2)

Coordinación	Corriente de falla (A)	Tiempo 1 (seg)	Tiempo 2 (seg)	$\Delta T$
T-U	1240.381	0.907	1.112	0.205
DB-U	1271.704	0.074	0.465	0.391
U-V	2404.147	0.523	2.340	1.817
V-W	3023.720	0.353	0.760	0.407
CB-W	2066.215	0.843	1.179	0.336
V-BB	3023.968	0.353	5.742	5.389

- Subestaciones

La Tabla 5.34Tabla 5.16 presenta los resultados del margen de discriminación de las protecciones ubicadas en las subestaciones de la zona Y para corrientes de falla máximas con el aporte de GD. Luego, la Tabla 5.35 muestra los resultados para corrientes de falla mínimas.

**Tabla 5.34:** Margen de discriminación para corrientes de falla máximas con GD en subestaciones

Coordinación	Corriente de falla sin GD (A)	Corriente de falla con GD (A)	$\Delta\%$	Tiempo 1 (seg)	Tiempo 2 (seg)	$\Delta T$
AA-BA	35199.976	35262.009	0.176	0.013	0.213	0.200
BA-CA	7039.995	7052.402	0.176	0.251	1.072	0.821
BA(N)-CA(N)	1696.757	1696.757	0.000	0.036	0.246	0.210
CA-DA	4990.726	4990.726	0.000	1.348	1.569	0.221
DA-CA	193.741	193.741	0.000	2.953	3.297	0.344
EA-FA	23360.260	23377.868	0.075	0.013	0.213	0.200
GA-HA	617.657	617.657	0.000	1.017	1.442	0.425
HA-GA	1053.654	1053.654	0.000	0.128	0.350	0.222

**Tabla 5.35:** Margen de discriminación para corrientes de falla mínimas en subestaciones

Coordinación	Corriente de falla (A)	Tiempo 1 (seg)	Tiempo 2 (seg)	$\Delta T$
AA-BA	23317.149	0.013	0.213	0.200
BA-CA	4663.430	0.323	2.099	1.776
BA(N)-CA(N)	1533.738	0.038	0.275	0.237
CA-DA	4167.506	1.806	2.085	0.279
DA-CA	173.041	4.483	4.772	0.289
EA-FA	16162.786	0.013	0.213	0.200
GA-HA	502.441	1.736	2.371	0.635
HA-GA	946.012	0.155	0.419	0.264

### c. Zona Z

Finalmente se presentan los resultados del margen de discriminación entre protecciones de la zona Z con su respectiva identificación, la Tabla 5.36 muestra la coordinación de las protecciones para corrientes de falla máximas considerando el aporte de GD y la Tabla 5.37 presenta los resultados de corrientes de falla mínimas.

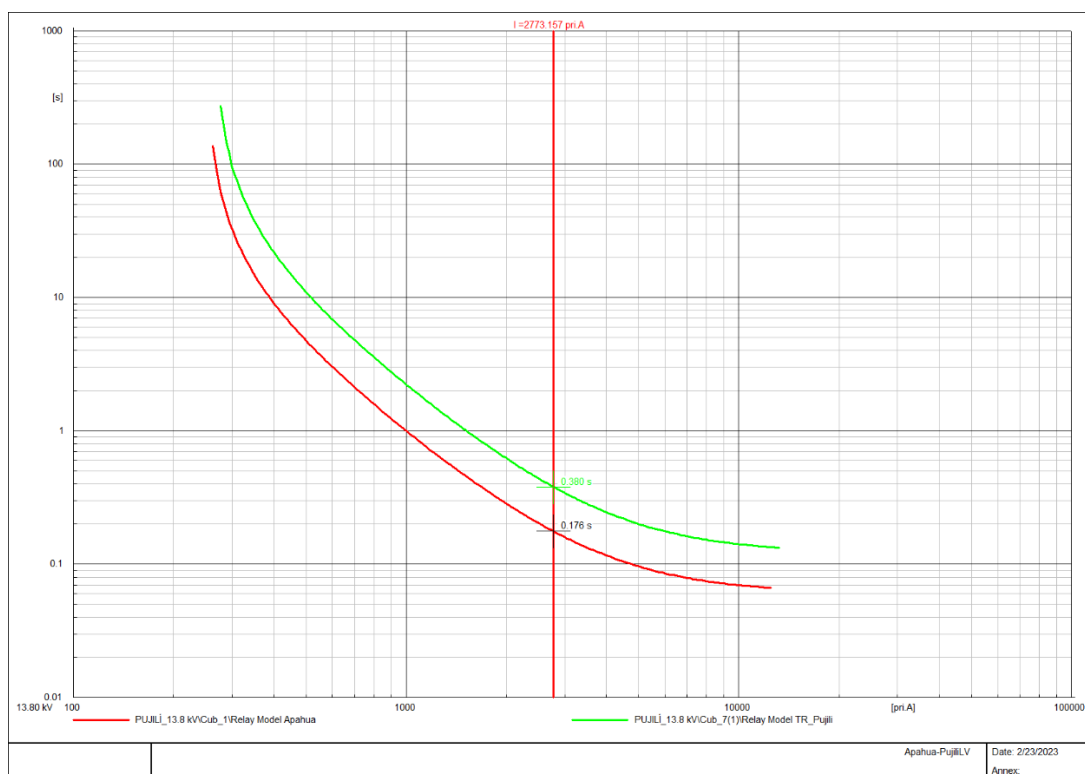
**Tabla 5.36:** Margen de discriminación para corrientes de falla máximas con GD de la zona X

Coordinación	Corriente de falla sin GD (A)	Corriente de falla con GD (A)	$\Delta\%$	Tiempo 1 (seg)	Tiempo 2 (seg)	$\Delta T$
IA-JA	13865.783	14556.736	4.983	0.013	0.133	0.120
JA-KA	2773.157	2911.347	4.983	0.166	0.370	0.204
JA(N)-KA(N)	1516.067	1516.067	0.000	0.030	0.236	0.206
KA-LA	2401.421	2401.421	0.000	0.452	0.685	0.233
LA-MA	3153.869	3165.796	0.378	0.233	0.439	0.206
MA-NA	4233.375	4254.892	0.508	0.439	0.718	0.279
NA-OA	2477.358	2503.830	1.069	0.415	0.645	0.230
OA-PA	3505.169	3508.169	0.086	0.354	0.584	0.230
QA-RA	31030.280	31127.028	0.312	0.013	0.133	0.120
RA-SA	6206.056	6225.406	0.312	0.167	0.699	0.532
RA(N)-SA(N)	1697.020	1697.020	0.000	0.030	0.236	0.206
SA-TA	5373.597	5373.597	0.000	0.879	1.187	0.308
TA-NA	4247.870	4295.339	1.117	0.377	0.703	0.326
UA-VA	30252.783	30975.475	2.389	0.013	0.133	0.120
VA-WA	6050.557	6195.095	2.389	0.167	0.681	0.514
VA(N)-WA(N)	1693.915	1693.915	0.000	0.030	0.237	0.207
WA-AB	5239.428	5239.428	0.000	0.852	1.084	0.232
AB-OA	4283.512	4301.764	0.426	0.348	0.641	0.293

**Tabla 5.37:** Margen de discriminación para corrientes de falla mínimas de la zona X

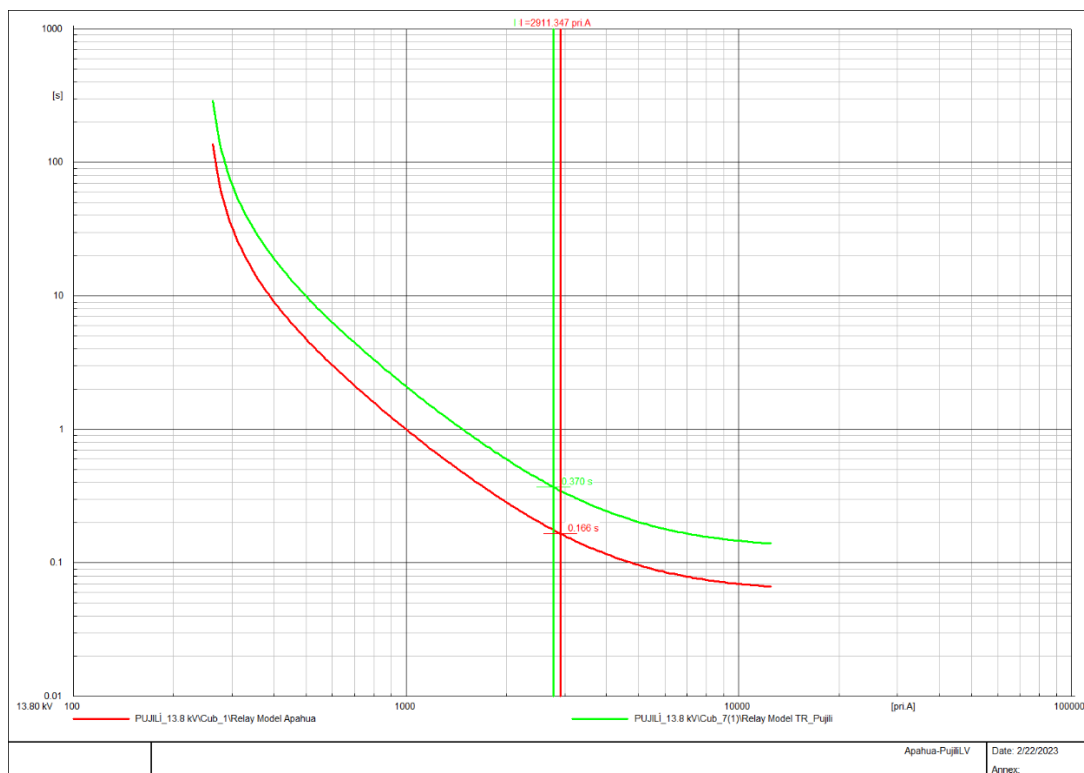
Coordinación	Corriente de falla (A)	Tiempo 1 (seg)	Tiempo 2 (seg)	$\Delta T$
IA-JA	10783.451	0.013	0.144	0.131
JA-KA	2156.690	0.253	0.531	0.278
JA(N)-KA(N)	1371.595	0.031	0.243	0.212
KA-LA	2156.690	0.531	0.800	0.269
LA-MA	2540.583	0.235	0.444	0.209
MA-NA	2578.379	0.442	2.418	1.976
NA-OA	1427.104	1.155	1.923	0.768
OA-PA	1859.176	1.116	1.863	0.747
QA-RA	22011.577	0.013	0.133	0.120
RA-SA	4402.315	0.211	1.229	1.018
RA(N)-SA(N)	1536.561	0.031	0.262	0.231
SA-TA	4566.088	1.154	1.533	0.379
TA-NA	3509.882	0.413	1.271	0.858
UA-VA	21593.778	0.013	0.133	0.120
VA-WA	4318.756	0.215	1.175	0.960
VA(N)-WA(N)	1535.280	0.031	0.262	0.231
WA-AB	4404.276	1.136	1.421	0.285
AB-OA	3350.151	0.389	1.156	0.767

Finalmente, se presentan las curvas de coordinación antes y después de la inclusión de GD en los puntos con mayor incidencia en cada subestación que se instala GD, donde se aprecia su aporte a la corriente máxima de cortocircuito. La Figura 5.3 muestra las curvas de coordinación entre el relé a cabecera del alimentador Apahua y el relé de bajo voltaje del transformador Pujilí (JA-KA) antes de la inclusión de GD, con una corriente de cortocircuito máxima de 2773.157 amperios y un margen de discriminación de 0.204 segundos, mientras que, la Figura 5.4 muestra las curvas de coordinación después de la inclusión de GD, con una corriente de cortocircuito de 2911.347 amperios y un margen de discriminación de 0.204 segundos, presentando una variación del 4.98% en la corriente máxima de cortocircuito después de la inclusión de GD en la subestación Pujilí.



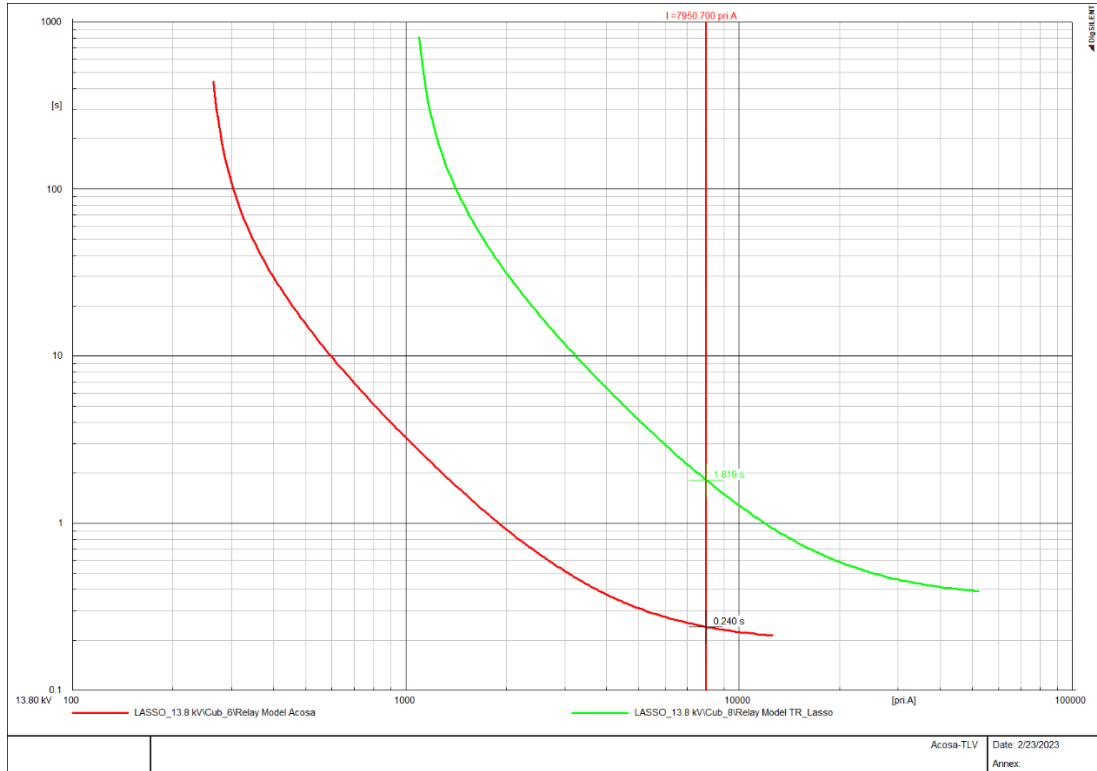
**Figura 5.3:** Coordinación entre protecciones JA-KA sin inclusión de GD



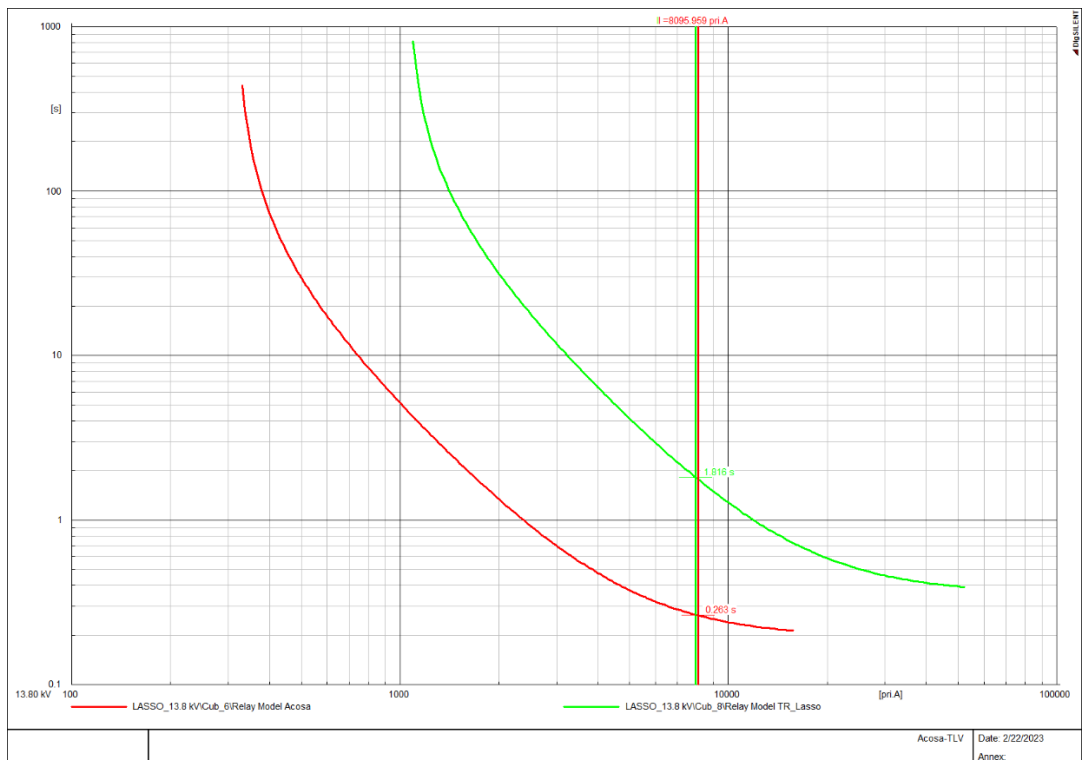


**Figura 5.4:** Coordinación entre protecciones JA-KA con inclusión de GD

A continuación, se presentan las curvas de coordinación en la barra con mayor incidencia de la subestación Lasso, antes y después de la inclusión de GD. La Figura 5.5 muestra las curvas de coordinación entre el relé a cabecera del alimentador Acosa y el relé de bajo voltaje del transformador Lasso (H-I) antes de la inclusión de GD, con una corriente de cortocircuito máxima de 7950.7 amperios y un margen de discriminación de 1.579 segundos, mientras que, la Figura 5.6 muestra las curvas de coordinación después de la inclusión de GD con una corriente máxima de cortocircuito de 8095.959 amperios y un margen de discriminación de 1.553 segundos, presentando una variación del 1.827% en la corriente máxima de cortocircuito después de la inclusión de GD.

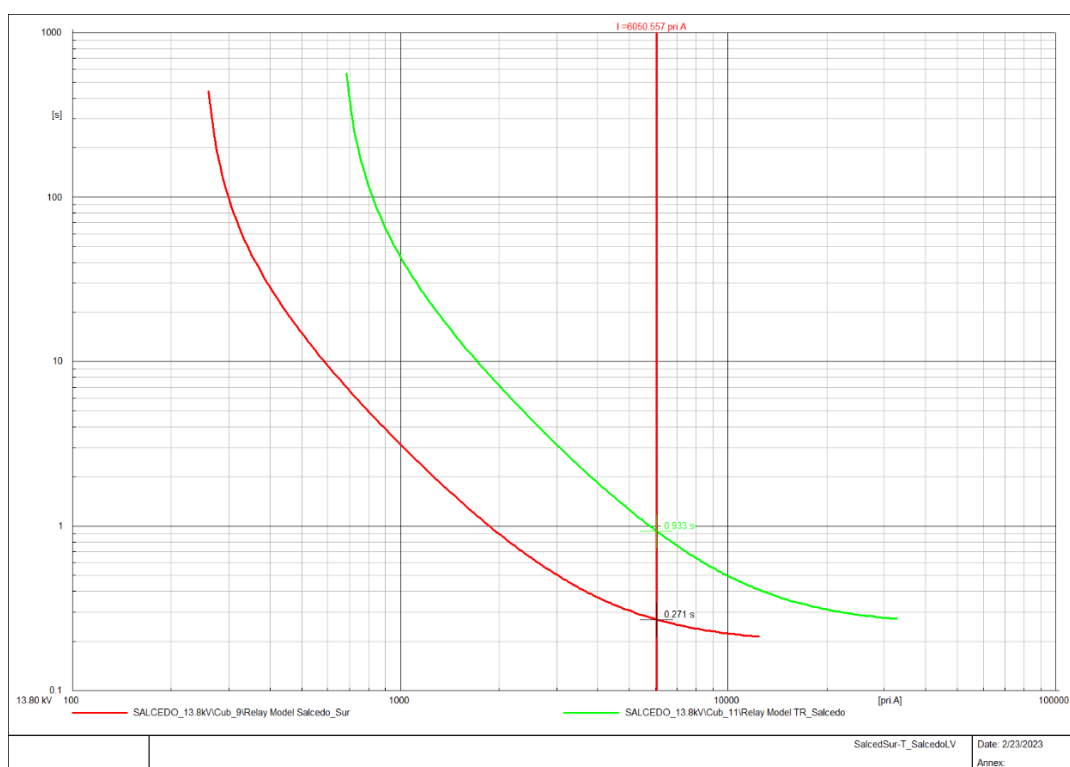


**Figura 5.5:** Coordinación entre protecciones H-I sin inclusión de GD

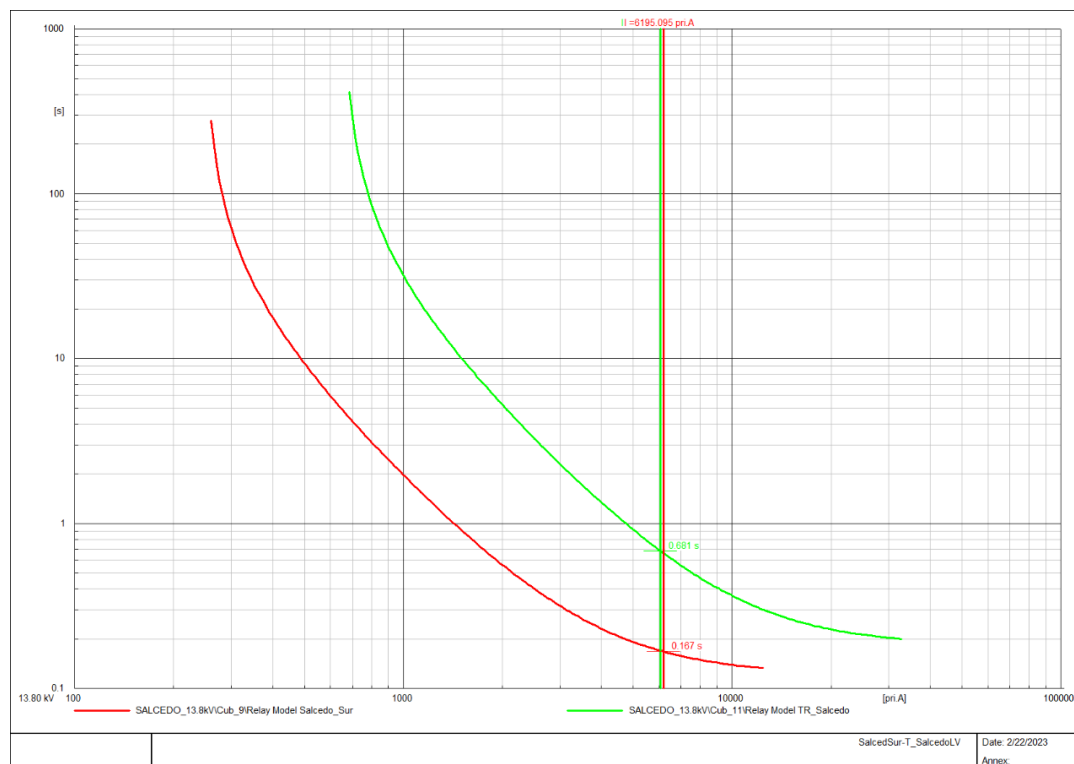


**Figura 5.6:** Coordinación entre protecciones H-I con inclusión de GD

Por último, se presentan las curvas de coordinación en la barra con mayor incidencia de la subestación Salcedo, antes y después de la inclusión de GD. La Figura 5.7 muestra las curvas de coordinación entre el relé a cabecera del alimentador Salcedo Sur y el relé de bajo voltaje del transformador Salcedo (VA-WA) antes de la inclusión de GD, con una corriente máxima de cortocircuito de 6050.557 amperios y un margen de discriminación de 0.662 segundos, mientras que, la Figura 5.8 muestra las curvas de coordinación después de la inclusión de GD, con una corriente de cortocircuito máxima de 6195.095 amperios y un margen de discriminación de 0.514 segundos, presentando una variación del 2.389% en la corriente máxima de cortocircuito después de la inclusión de GD.



**Figura 5.7:** Coordinación entre protecciones VA-WA sin inclusión de GD



**Figura 5.8:** Coordinación entre protecciones VA-WA con inclusión de GD

### 5.3.5. Protección del Sistema Fotovoltaico

Se protege el sistema de generación fotovoltaica en caso de que exista un cortocircuito entre el acople a la red de distribución y el generador fotovoltaico, para que la red eléctrica no aporte a la falla y averíe el sistema de GD. La protección de la GD es coordinada con la protección de bajo voltaje de la subestación eléctrica, para ello se necesita los valores de relación de transformación y corrientes pickup para ajustar la curva de protección. La Tabla 5.38 muestra el cálculo y selección de la RTC para los dispositivos de protección ubicados en cada zona de GD. La Tabla 5.39 presenta el cálculo de corriente pickup para la curva de protección de sobrecorriente y la Tabla 5.40 muestra la coordinación para corrientes de falla máximas del relé de sobrecorriente del sistema fotovoltaico con la protección de bajo voltaje del transformador al que fue conectado, con su respectiva identificación. Finalmente, la Tabla 5.41 presenta la coordinación para corrientes de falla mínimas. Además, el sistema fotovoltaico debe estar equipado con dispositivos de protección que permitan la desconexión de la red en caso de fallo, de interrupción por mantenimiento o cuando los parámetros de la red están fuera de los límites permitidos. Los dispositivos de protección básicos están situados en el inversor y consisten en

la detección de sobre y sub tensiones y frecuencias en la red, donde, muchas veces este método de protección básico ayuda a prevenir el efecto isla no deseado [46].

**Tabla 5.38:** Relación de transformación del TC de los sistemas fotovoltaicos

GD	Corriente nominal (A)	Corriente de cortocircuito (A)	Corriente de cortocircuito (A) 5/100	RTC
PV_Pujilí	43.000	2911.347	145.567	200/5
PV_Salcedo	43.000	6195.095	309.755	400/5
PV_Lasso	43.000	8095.959	404.798	500/5

**Tabla 5.39:** Corrientes pickup de las protecciones contra sobrecorriente de los sistemas fotovoltaicos

GD	Corriente nominal (A)	RTC	Ipickup (sec) (A)
PV_Pujilí	43.000	200/5	1.344
PV_Salcedo	43.000	400/5	0.672
PV_Lasso	43.000	500/5	0.538

**Tabla 5.40:** Margen de discriminación para corrientes falla máxima

GD	Corriente de Falla Máxima A	Tiempo 1 (seg)	Tiempo 2 (seg)	$\Delta T$
PV_Pujilí-KA	2774.945	0.160	0.370	0.210
PV_Salcedo-WA	6057.621	0.419	0.681	0.262
PV_Lasso-I	7958.190	1.303	1.816	0.513

**Tabla 5.41:** Margen de discriminación para corrientes falla mínima

GD	Corriente de Falla Máxima A	Tiempo 1 (seg)	Tiempo 2 (seg)	$\Delta T$
PV_Pujilí-KA	2774.945	0.169	0.531	0.362
PV_Salcedo-WA	4404.276	0.419	1.136	0.717
PV_Lasso-I	5828.388	1.303	3.117	1.814

## 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En esta Sección se presentan las conclusiones y recomendaciones acerca del trabajo de titulación. En la Sección 6.1, se detallan las conclusiones en función de los resultados y de los objetivos propuestos, teniendo en cuenta la coordinación de protecciones antes y después de la inclusión de la GD. A continuación, en el apartado 6.2, se presentan las recomendaciones para coordinar sistemas eléctricos con inclusión de GD, específicamente generación.

### 6.1. Conclusiones

- Los estudios realizados en cuanto a la implementación de GD en los sistemas de distribución demuestran que el aporte a la corriente de cortocircuito por parte de la GD puede ocasionar un incremento de hasta el doble de su valor original, afectando directamente a la coordinación de protecciones del sistema, viéndose necesario la reconfiguración y nueva coordinación considerando la inclusión de GD, lo antes mencionado dependerá en gran medida de la potencia del sistema eléctrico y la capacidad de la generación introducida a la red.
- La coordinación del sistema de protecciones de la red eléctrica de Cotopaxi se realiza mediante un estudio de cortocircuito, donde se determina que la corriente más elevada para configurar el margen de discriminación entre curvas es la trifásica, exceptuando el caso de la coordinación del transformador (Lado de bajo voltaje con lado de alto voltaje), dado que los transformadores de ELEPCO S.A tienen una configuración Delta-Estrella, lo que ocasiona que sus curvas se coordinen con la falla bifásica, por el motivo que su corriente es menor en el lado de bajo voltaje pero en el lado de alto voltaje una de las fases cuenta con una corriente equivalente a la corriente de falla trifásica, afectando directamente al margen de discriminación.
- El nivel de irradiación solar anual promedio en la provincia de Cotopaxi es aproximadamente  $4 \text{ kW} \cdot \text{h}/\text{m}^2$ , valor que no tiene mayor variación en las distintas subestaciones de distribución, pero, dado el espacio disponible y ubicación para la instalación del sistema fotovoltaico, las subestaciones de distribución aptas son Pujilí, Salcedo y Lasso. La capacidad de generación por parte de la GD son cercanas a  $1000 \text{ kW}$ , valor dentro del límite de capacidad nominal especificada en la regulación ARCERNR 013-2021.

- La inclusión de GD al sistema de distribución de Cotopaxi implica un aporte a la corriente de cortocircuito relativamente pequeño, no mayor al 5% , dado que el aporte está limitado por el nivel máximo de corriente de los inversores, aun así, influye en los tiempos de actuación entre los dispositivos de protección, por lo que se repite el proceso de coordinación del sistema de protecciones, verificando su adecuado funcionamiento en dos escenarios de operación de la red, el primero con una contribución del 100% de la capacidad nominal del sistema fotovoltaico y el segundo sin aporte de la GD, todo esto en demanda máxima, por el motivo que estos escenarios representan la peor condición de operación para las protecciones eléctricas.

## **6.2. Recomendaciones**

- Al tener un sistema de GD conectado a la red eléctrica, verificar mediante análisis de flujo de potencia y cortocircuito, la dirección del aporte de potencia de la GD, dado que en algunos casos si esta tiene una capacidad grande en comparación a la potencia del sistema, puede existir flujos bidireccionales, lo que cambia el esquema de protección y la metodología utilizada. Trabajo futuros deberían considerar este particular.
- Para coordinar el sistema de protecciones eléctricas se debe realizar cuando la red eléctrica se encuentra en el peor de sus condiciones operativas, con esto, se garantiza que para cualquier condición de falla menos severa las protecciones van a actuar de manera adecuada para despejar la zona donde se encuentra el problema.
- Para la selección de la relación de transformación del TC se debe tener en cuenta la corriente de cortocircuito más severa, más no solo dimensionarlo con la corriente nominal, para descartar problemas de saturación del elemento.

## 7. REFERENCIAS

- [1] M. S. Soria Colina, “Coordinación de Protecciones en Sistemas de Distribución considerando el ingreso de Generación Distribuida,” Escuela Politécnica Nacional, 2016.
- [2] P. Toscano, “Impacto de la Generación Distribuida en los Sistemas de Protección de Redes de Distribución y Posibilidad de Operación en Isla,” Universidad de la República, 2018.
- [3] J. A. Morales Vallejo, “Coordinación de Protecciones en Sistemas de Distribución con Generación Distribuida.,” Instituto Politécnico Nacional, 2007.
- [4] D. Alcalá Gonzáles, “Coordinación de Protecciones en Redes Eléctricas con Generación Distribuida,” Universidad Carlos III de Madrid, 2016.
- [5] V. H. Cholota Hurtado, “Impacto de la generación distribuida en redes de distribución, aplicación central hidroeléctrica Mira,” Escuela Politécnica Nacional, 2014.
- [6] J. Patricio Muñoz, M. V. Rojas Moncayo, and C. R. Barreto Calle, “Incentivo a la Generación Distribuida en el Ecuador,” *Ingenius. Rev. Cienc. y Tecnol.*, 2018.
- [7] J. D. Sánchez de la Cruz, N. R. Balderramo Vélez, Y. Llosas Albuérne, and G. E. Pico Mera, “Trascendencia de la generación distribuida (GD) y el uso de las redes inteligentes.,” *Rev. Investig. en Energía, Medio Ambient. y Tecnol. RIEMAT ISSN 2588-0721*, vol. 3, no. 2, 2018.
- [8] Ó. F. Tuta and R. A. Hincapié, “Coordinación óptima de dispositivos de protección en sistemas de distribución con presencia de generación distribuida,” *Sci. Tech.*, pp. 14–19, 2011.
- [9] A. de J. Merla Ibarra, “Simulación y Protección de Sistemas Eléctricos de Distribución tipo radial mediante Etap con y sin Generación Distribuida,” Instituto Tecnológico de Ciudad Madero, 2018.
- [10] E. J. Morante del Rosario and P. B. Salcán Reyes, “Coordinación de Protecciones usando técnicas de optimización en Sistemas de Distribución considerando distintos escenarios incluyendo Generación Distribuida y elaboración de esquema de Automatismo para Reprogramación de Relés de Protección,” Escuela Superior Politécnica del Litoral, 2019.
- [11] M. C. Cabrera Buestán, “Coordinación óptima de protecciones en alimentadores radiales



- con la presencia de Generación Distribuida,” Universidad de Cuenca, 2021.
- [12] L. G. Pilataxi Freire, “Estudio de Coordinación de Protecciones en Redes Eléctricas de Distribución con Generación Distribuida,” Universidad Técnica de Cotopaxi, 2021.
- [13] J. A. Yebra Morón, *Sistemas Eléctricos de Distribución*. 2009.
- [14] A. J. Conejo Navarro, *Instalaciones Electricas*, vol. 4, no. 1. 2007.
- [15] S. Ramírez Castaño, *Protección de Sistemas Eléctricos*, vol. Primera Ed. 2003.
- [16] O. A. Álvarez Lastra, “Simulación de cortocircuitos en sistemas eléctricos de potencia usando métodos tradicionales y normativas,” *Univ. Politécnica Sales.*, p. 33, 2020.
- [17] IEC, *Norma Internacional IEC 60909*. 2002.
- [18] W. Group, *IEEE Application Guide for IEEE Std 1547, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*, no. April. 2008.
- [19] ARCERNNR, “Resolución Nro. ARCERNNR-013/2021,” 2021.
- [20] E. Ramos, “La generación distribuida: El camino hacia la producción descentralizada de electricidad y pautas para su reglamentación,” *Forseti Rev. Derecho*, vol. 8, no. 11, 2020, doi: 10.21678/forseti.v8i11.1255.
- [21] L. A. Chusin Cayo and B. S. Escobar Guanolisa, “Análisis de confiabilidad de sistemas de distribución eléctrica con penetración de generación distribuida,” 2015.
- [22] W. A. Vásquez Guerrero, “Modelación, Simulación Y Control De Aerogeneradores con generador de Inducción doblemente alimentado,” no. marzo, 2014.
- [23] J. A. Ladrón de Guevara, “Diseño y Cálculo de una instalación fotovoltaica aislada,” 2018.
- [24] Endesa, “Centrales hidroeléctricas,” p. 1, 2014.
- [25] Federal Energy Regulatory Commission, *Assessment of Demand Response and Advanced Metering*. 2007.
- [26] J. Alvarado Brito, “Servicios de medición avanzada (AMI) para redes inteligentes y su adaptabilidad en el marco de la legislación Ecuatoriana,” Universidad de Cuenca, 2011.
- [27] A. Parrado Duque, “Propuesta de arquitectura de medición inteligente en sistemas de

- distribución con generación distribuida en redes eléctricas de baja tensión.”, Universidad Industrial de Santander, 2018.
- [28] F. Ulloa Vásquez, D. Carrizo, and L. García Santander, “Alternativas de comunicación para redes de sensores AMI en Internet de las cosas para escenario energético en ciudades inteligentes,” *Ingeniare.*, vol. 29, 2021.
- [29] P. M. Anderson, *Power System Protection*, IEEE Press. 1998.
- [30] P. Bertrand, *CT-181 Las Protecciones Direccionales*. Schneider Electric, 2000.
- [31] P. A. Bernal Rivera, “Evaluación de seguridad del sistema eléctrico de distribución de la Empresa Eléctrica Elepco S.A mediante análisis de contingencias,” Universidad Técnica de Cotopaxi, 2022.
- [32] X. A. Guano Sinchiguano, “Coordinación de las protecciones de sobrecorrientes del sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi ante el cambio de configuración de red radial a una red en anillo,” Escuela Politécnica Nacional, 2017.
- [33] Electrocables, *Catálogo de Productos*. Guayaquil, 2018.
- [34] IEEE Std 242, *Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems*, vol. 15, no. 2. 2001.
- [35] Fluke, “Resistencia de puesta a tierra,” p. 16, 2017.
- [36] V. Diego and O. Freddy, “Mapa Solar del Ecuador 2019,” *Scinergy*, 2020.
- [37] NASA, “NASA Prediction Of Worldwide Energy Resources,” *The Power Project*. <https://power.larc.nasa.gov/>
- [38] A. E. Ortega Ormaza and B. F. Tenezaca Paredes, “Diseño e implementación de una central de energía fotovoltaica para el bombeo de agua subterránea en el sector de Cataviña (Santa Isabel).,” Universidad del Azuay, 2016.
- [39] J. Gracia Latorre, “Estudio de viabilidad de una instalación fotovoltaica para autoconsumo y automatización en una explotación ganadera bovina conectada a red,” Universidad de Zaragoza, 2020.
- [40] NEC, *Norma Ecuatoriana De Construcción, NEC - 11*. Ecuador, 2011.
- [41] L. W. Perez Sánchez, “Estudio comparativo entre un panel fotovoltaico fijo y móvil de

- 50W policristalinos y su incidencia en la captación de energía solar en la ciudad de Ambato,” Universidad Técnica de Ambato, 2016.
- [42] M. Singh and D. Patil, “Short Circuit Modelling and Analysis of PV Inverters in Large Solar Farms,” *Cent. Power Res. Inst.*, vol. 17, 2021.
- [43] C. A. Gallego Sánchez, “Estudios Eléctricos Renovables,” 2020.
- [44] W. E. C. C. M. and V. W. Group, “WECC Guide for Representation of Photovoltaic Systems In Large-Scale Load Flow Simulations,” *WECC Renew. Energy Model. Task Force*, 2010.
- [45] T. N. Boutsika and S. A. Papathanassiou, “Short-circuit calculations in networks with distributed generation,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 78, 2008, doi: 10.1016/j.epsr.2007.10.003.
- [46] M. Martínez, “Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD,” 2009.

## **8. ANEXOS**








**Anexo A. Informe Anti plagio proyecto de titulación**

<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. Guamán Cuenca Wilian Patricio MSc.												
<b>Documento Evaluado:</b>	Proyecto de Investigación presentado previo a la obtención del Título de Ingeniero en Electricidad.												
<b>Autor del documento:</b>	Sr. Mayorga Nicolás												
<b>Programa de similitud utilizado:</b>	Sistema URKUND												
<b>Porcentaje de similitud:</b>	3%												
<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 del informe:</b>	24/02/2023 4:19 PM												
<b>Captura de pantalla:</b>													
<div style="border: 1px solid black; padding: 10px; width: fit-content; margin: 0 auto;"> <p><b>Document Information</b></p> <hr/> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 40%;">Analyzed document</td> <td>TESIS_MAYORGA.pdf (D159433369)</td> </tr> <tr> <td>Submitted</td> <td>2/24/2023 4:19:00 PM</td> </tr> <tr> <td>Submitted by</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Submitter email</td> <td>wilian.guaman8956@utc.edu.ec</td> </tr> <tr> <td>Similarity</td> <td>3%</td> </tr> <tr> <td>Analysis address</td> <td>wilian.guaman8956.utc@analysis.arkund.com</td> </tr> </table> </div>		Analyzed document	TESIS_MAYORGA.pdf (D159433369)	Submitted	2/24/2023 4:19:00 PM	Submitted by		Submitter email	wilian.guaman8956@utc.edu.ec	Similarity	3%	Analysis address	wilian.guaman8956.utc@analysis.arkund.com
Analyzed document	TESIS_MAYORGA.pdf (D159433369)												
Submitted	2/24/2023 4:19:00 PM												
Submitted by													
Submitter email	wilian.guaman8956@utc.edu.ec												
Similarity	3%												
Analysis address	wilian.guaman8956.utc@analysis.arkund.com												
 <p><b>Ing. Guamán Cuenca Wilian Patricio MSc.</b> <b>Tutor del proyecto de Investigación</b></p>													

## Document Information

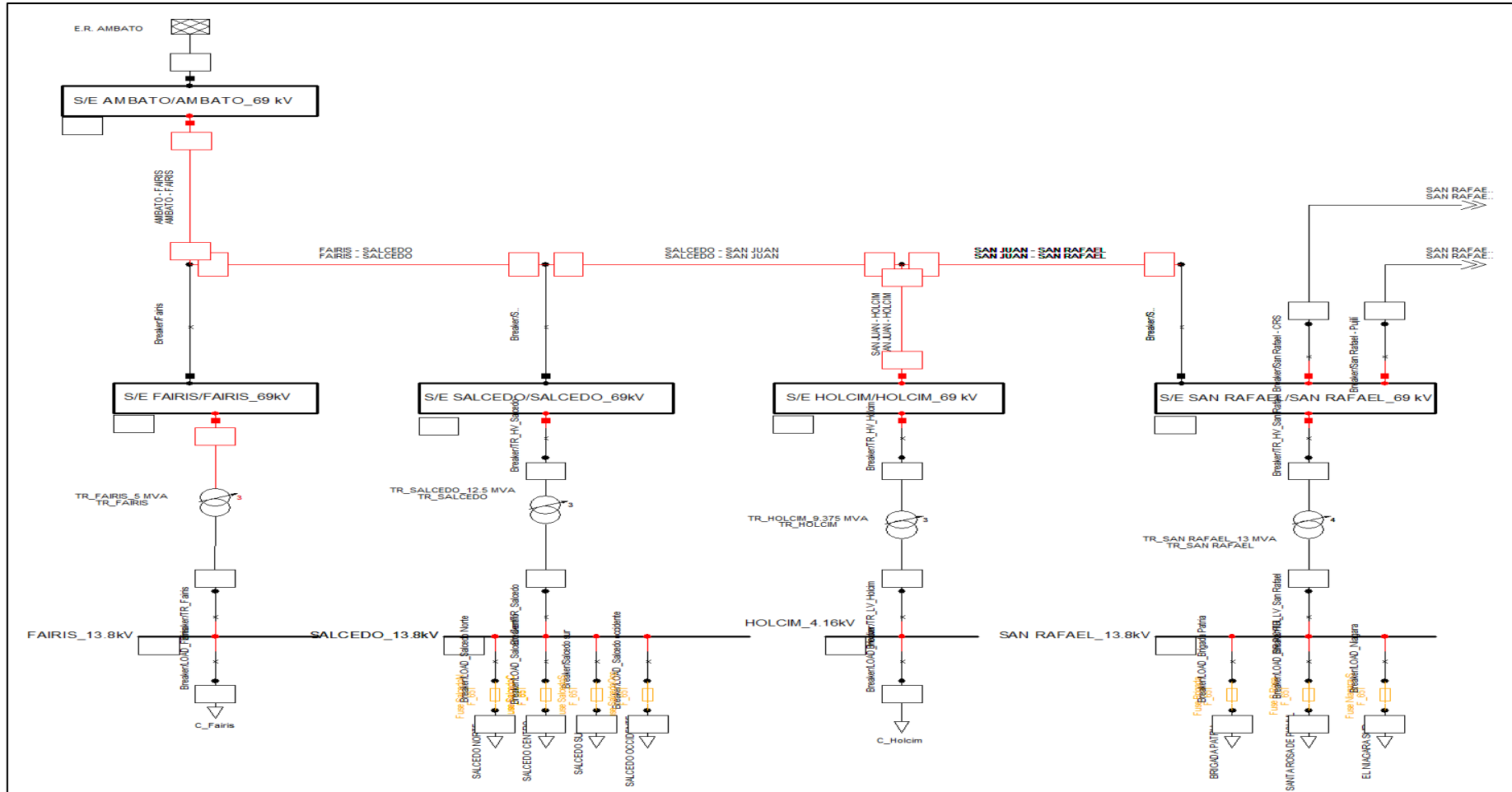
Analyzed document	TESIS_MAYORGA.pdf (D159433369)
Submitted	2/24/2023 4:19:00 PM
Submitted by	
Submitter email	wilian.guaman8956@utc.edu.ec
Similarity	3%
Analysis address	wilian.guaman8956.utc@analysis.arkund.com

## Sources included in the report

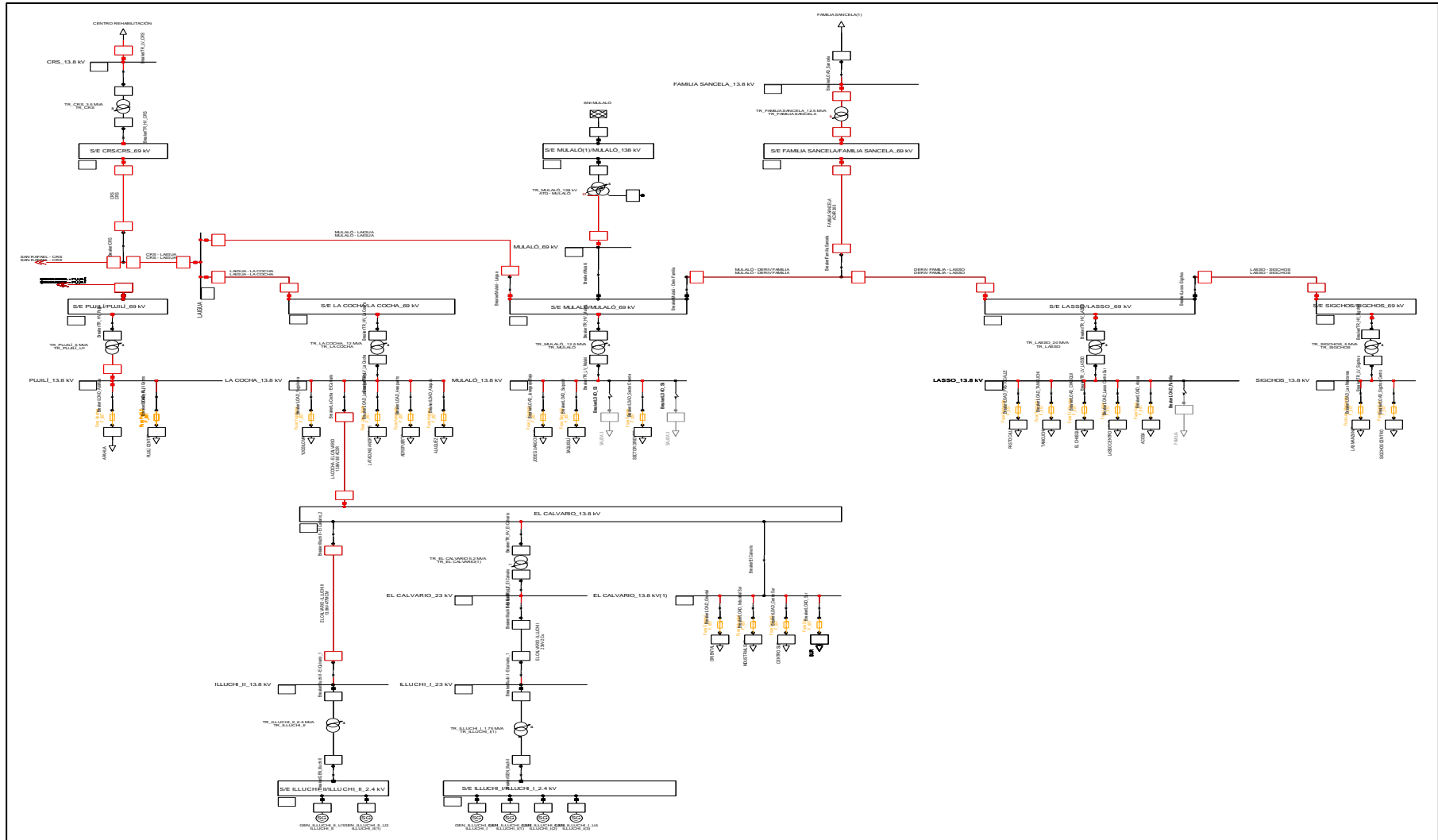
<b>SA</b>	<b>UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI / REDACCION_FINAL_PALLO_RUMIPAMBA.docx</b> Document REDACCION_FINAL_PALLO_RUMIPAMBA.docx (D143405184) Submitted by: wilian.guaman8956@utc.edu.ec Receiver: wilian.guaman8956.utc@analysis.arkund.com		6
<b>SA</b>	<b>UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI / TESIS COMPLETA - copia 4 para imprimir okkk.docx</b> Document TESIS COMPLETA - copia 4 para imprimir okkk.docx (D13163422) Submitted by: williamtobar76@yahoo.es Receiver: miryan.iza.utc@analysis.arkund.com		1
<b>SA</b>	<b>5.2 actual PROYECTO DE INVESTIGACIÓN GOROZABEL BIZUETA JEFFERSON AGUSTIN.docx</b> Document 5.2 actual PROYECTO DE INVESTIGACIÓN GOROZABEL BIZUETA JEFFERSON AGUSTIN.docx (D51027368)		5
<b>SA</b>	<b>Tesis revision 1.docx</b> Document Tesis revision 1.docx (D47353937)		2
<b>SA</b>	<b>UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI / 2021-07-23_Pilataxi Luis_Antiplagio.docx</b> Document 2021-07-23_Pilataxi Luis_Antiplagio.docx (D110714028) Submitted by: xavier.proano@utc.edu.ec Receiver: xavier.proano.utc@analysis.arkund.com		8
<b>SA</b>	<b>ESTUDIO DE COORDINACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE ALIMENTADORES DE MEDIA TENSIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA ANTE FALLAS EN REDES ADYACENTES EN CUSCO Y APURÍMAC.pdf</b> Document ESTUDIO DE COORDINACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE ALIMENTADORES DE MEDIA TENSIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA ANTE FALLAS EN REDES ADYACENTES EN CUSCO Y APURÍMAC.pdf (D46394062)		1
<b>SA</b>	<b>UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI / TESIS Hurtado.docx</b> Document TESIS Hurtado.docx (D14947942) Submitted by: franklin.medina@utc.edu.ec Receiver: franklin.medina.utc@analysis.arkund.com		1

Anexo B. Diagramas Unifilares del sistema eléctrico de Cotopaxi estudiado

- Subestación Ambato

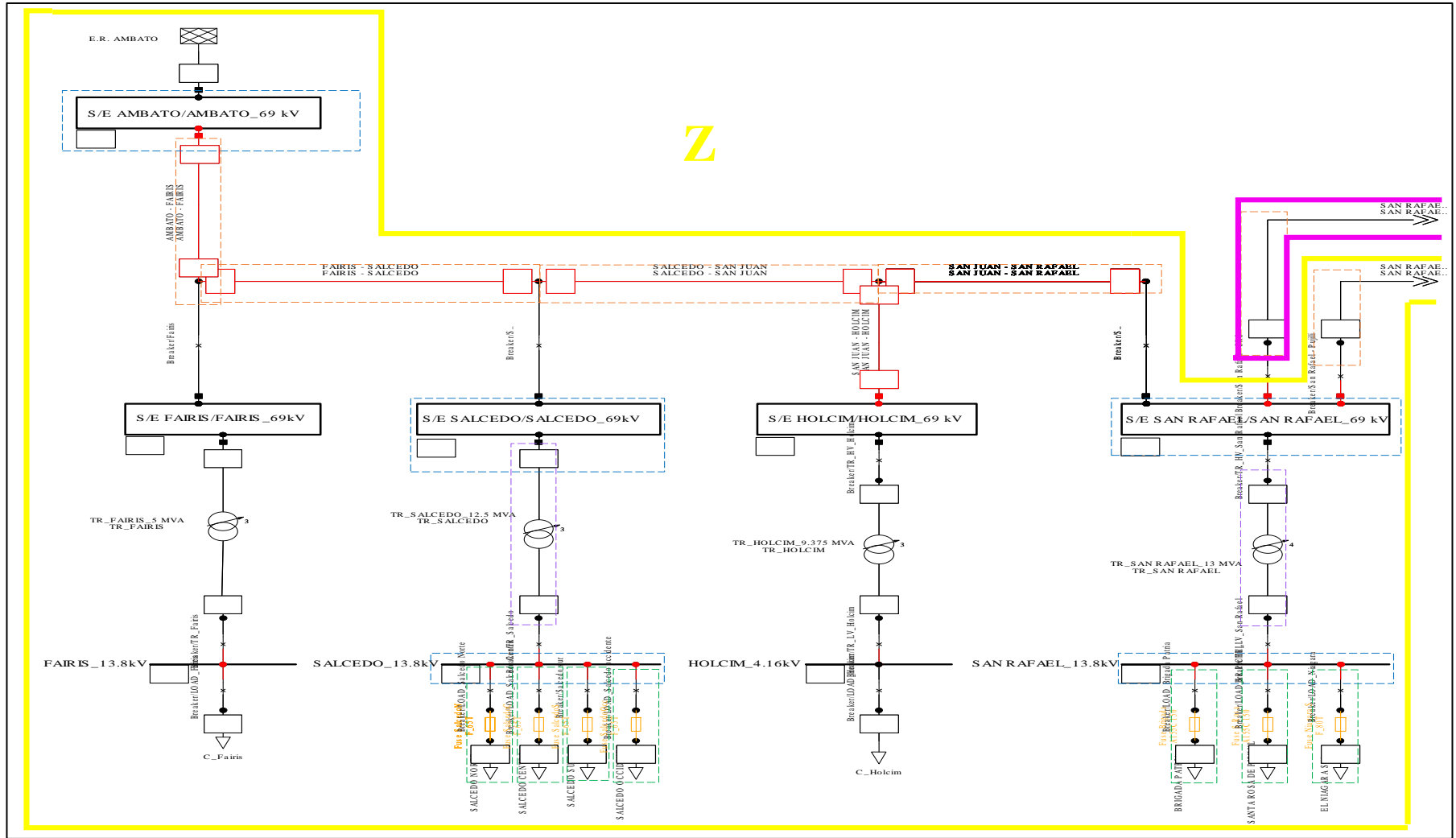


- Subestación Mulaló

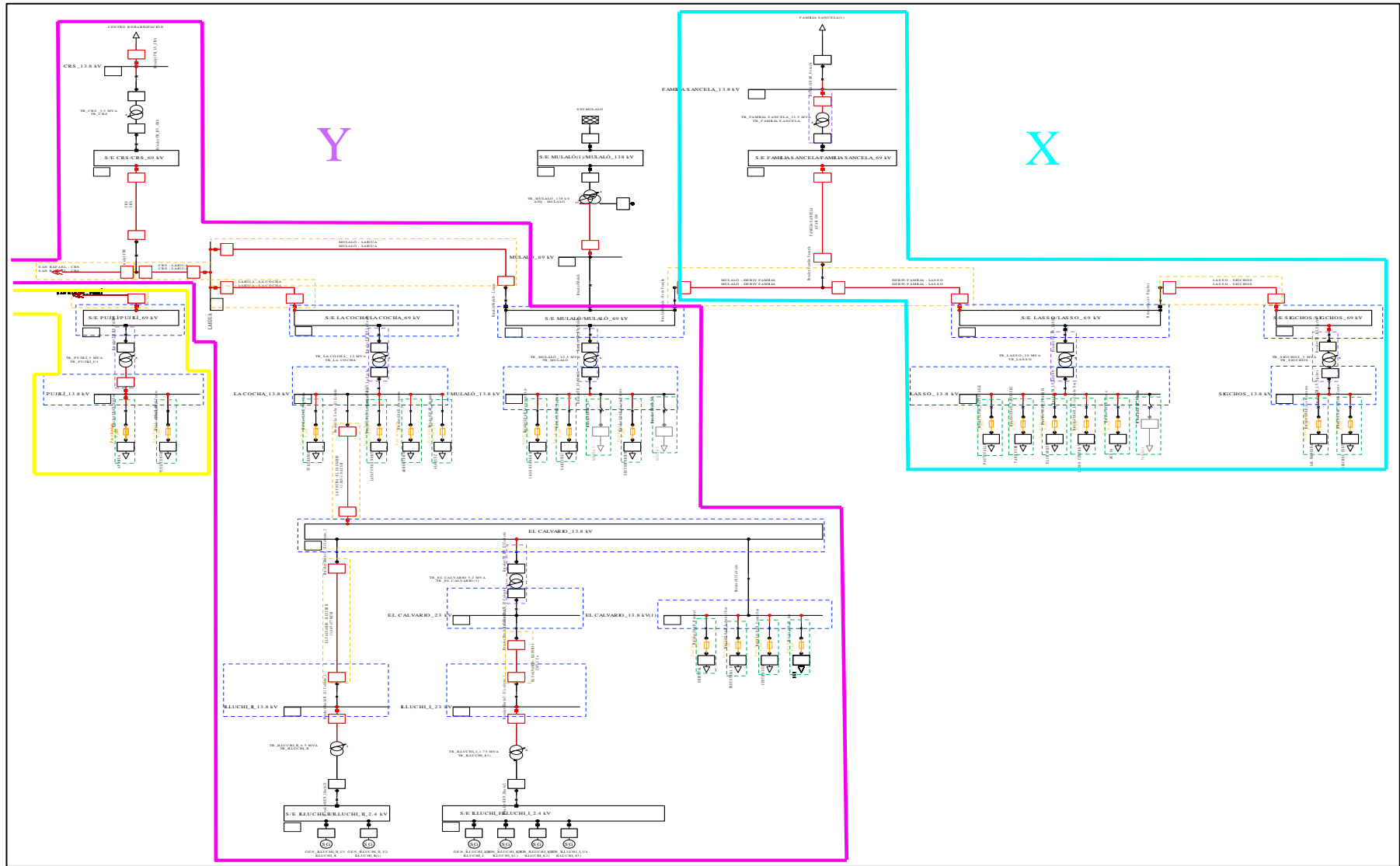




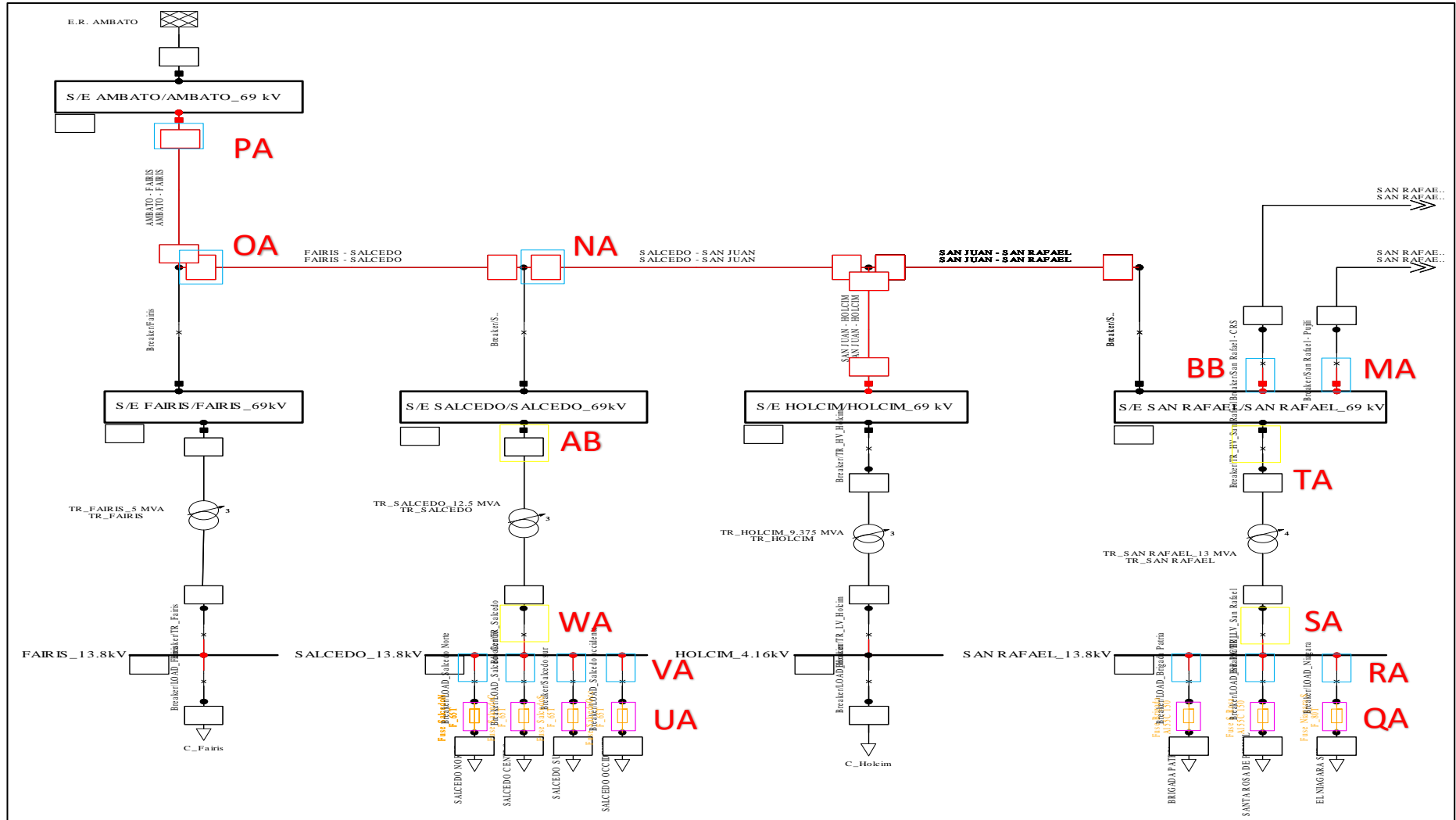
Anexo C. Zonas de Protección



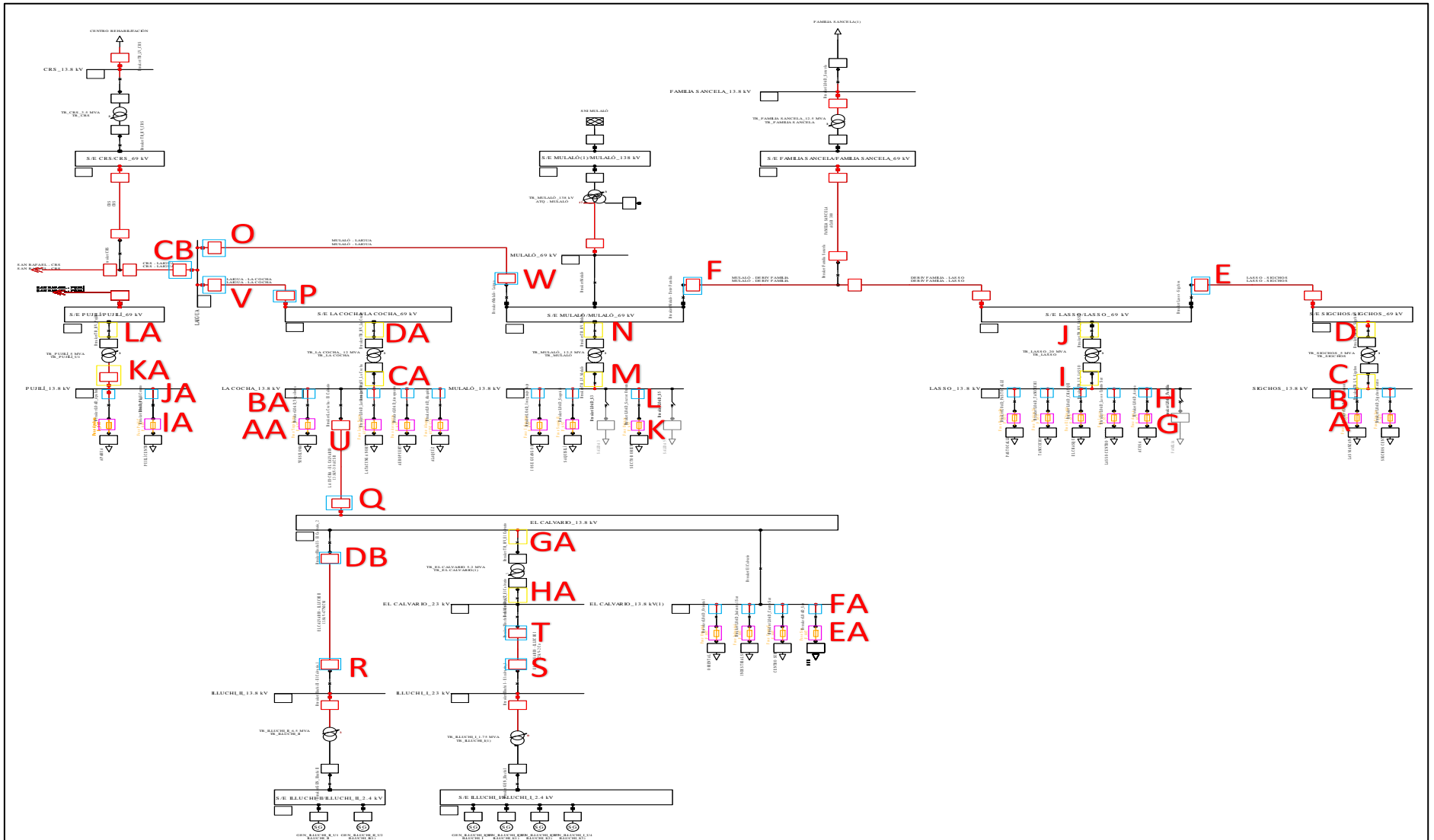
UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD



Anexo D. Ubicación de las protecciones



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD



Anexo E. Informes de PVsyst



Version 7.3.1

# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

---

Project: Pujilí

Variant: Nueva variante de simulación

No 3D scene defined, no shadings

System power: 991 kWp

Pujilí - Ecuador

| Autor(a)



**PVsyst V7.3.1**

VC0, Simulation date:  
23/02/23 04:10  
with v7.3.1

Project: Pujilí

Variant: Nueva variante de simulación

**Project summary**

<b>Geographical Site</b>	<b>Situation</b>	<b>Project settings</b>
Pujilí	Latitude -0.95 °S	Albedo 0.20
Ecuador	Longitude -78.67 °W	
	Altitude 2899 m	
	Time zone UTC-5	
<b>Meteo data</b>		
Pujilí		
NASA-SSE satellite data 1983-2005 - Sintético		

**System summary**

<b>Grid-Connected System</b>	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>	
Simulation for year no 10		
<b>PV Field Orientation</b>	<b>Near Shadings</b>	<b>User's needs</b>
Fixed plane	No Shadings	Unlimited load (grid)
Tilt/Azimuth 12 / 0 °		
<b>System information</b>		
<b>PV Array</b>	<b>Inverters</b>	
Nb. of modules 3248 units	Nb. of units 27 units	
Pnom total 991 kWp	Pnom total 810 kWac	
	Pnom ratio 1.223	

**Results summary**

Produced Energy 1195750 kWh/year	Specific production 1207 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 78.28 %
----------------------------------	---------------------------------------	------------------------

**Table of contents**

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6



**PVsyst V7.3.1**

VC0, Simulation date:  
23/02/23 04:10  
with v7.3.1

Project: Pujili

Variant: Nueva variante de simulación

**General parameters**

<b>Grid-Connected System</b>	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>	
<b>PV Field Orientation</b>	<b>Sheds configuration</b>	<b>Models used</b>
<b>Orientation</b>	No 3D scene defined	Transposition Perez
Fixed plane		Diffuse Perez, Meteonorm
Tilt/Azimuth 12 / 0 °		Circumsolar separate
<b>Horizon</b>	<b>Near Shadings</b>	<b>User's needs</b>
Free Horizon	No Shadings	Unlimited load (grid)

**PV Array Characteristics**

<b>PV module</b>	<b>Inverter</b>
Manufacturer Generic	Manufacturer Generic
Model TSM-305PD14	Model CSI-30KTL-GI-L
(Original PVsyst database)	(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 305 Wp	Unit Nom. Power 30.0 kWac
Number of PV modules 3248 units	Number of inverters 54 * MPPT 50% 27 units
Nominal (STC) 991 kWp	Total power 810 kWac
Modules 203 Strings x 16 in series	Operating voltage 200-800 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>	Pnom ratio (DC:AC) 1.22
Pmpp 889 kWp	No Power sharing between MPPTs
U mpp 526 V	
I mpp 1691 A	
<b>Total PV power</b>	<b>Total inverter power</b>
Nominal (STC) 991 kWp	Total power 810 kWac
Total 3248 modules	Number of inverters 27 units
Module area 6302 m²	Pnom ratio 1.22
Cell area 5692 m²	

**Array losses**

<b>Thermal Loss factor</b>	<b>DC wiring losses</b>	<b>Module Quality Loss</b>
Module temperature according to irradiance	Global array res. 5.2 mΩ	Loss Fraction -0.4 %
Uc (const) 20.0 W/m²K	Loss Fraction 1.5 % at STC	
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s		
<b>Module mismatch losses</b>	<b>Strings Mismatch loss</b>	<b>Module average degradation</b>
Loss Fraction 2.0 % at MPP	Loss Fraction 0.1 %	Year no 10
		Loss factor 0.4 %/year
		<b>Mismatch due to degradation</b>
		Imp RMS dispersion 0.4 %/year
		Vmp RMS dispersion 0.4 %/year
<b>IAM loss factor</b>		
ASHRAE Param.: IAM = 1 - bo (1/cosi -1)		
bo Param. 0.05		



Project: Pujilí

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.3.1

VC0, Simulation date:  
23/02/23 04:10  
with v7.3.1

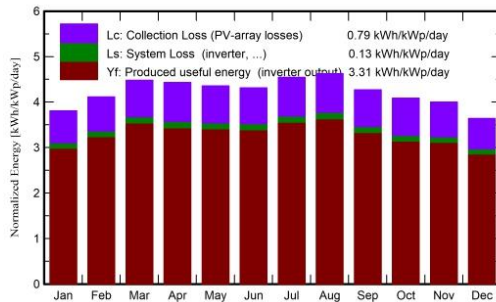
Main results

System Production

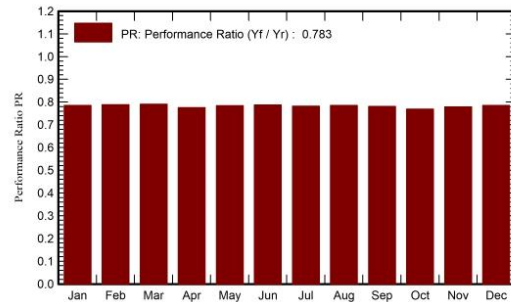
Produced Energy 1195750 kWh/year

Specific production 1207 kWh/kWp/year  
Performance Ratio PR 78.28 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	128.3	66.96	17.46	118.1	113.4	95497	91891	0.786
February	121.8	63.56	17.62	115.2	111.1	93431	89968	0.789
March	141.0	72.54	17.98	138.9	134.7	112973	108845	0.791
April	129.9	66.60	17.93	133.1	129.3	106242	102213	0.775
May	127.7	63.55	17.81	135.0	131.2	108906	104840	0.784
June	120.6	58.20	17.26	129.3	125.8	104833	100867	0.787
July	132.4	61.38	17.46	141.0	137.1	113469	109263	0.782
August	138.3	65.72	18.55	143.5	139.4	115900	111669	0.786
September	128.1	68.40	19.26	128.1	124.0	102955	99150	0.781
October	131.4	70.06	19.28	126.8	122.6	100405	96571	0.769
November	129.0	65.40	18.33	120.1	115.7	96253	92624	0.778
December	123.4	65.41	17.60	112.9	108.3	91311	87849	0.786
Year	1552.0	787.77	18.05	1541.9	1492.6	1242177	1195750	0.783

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		





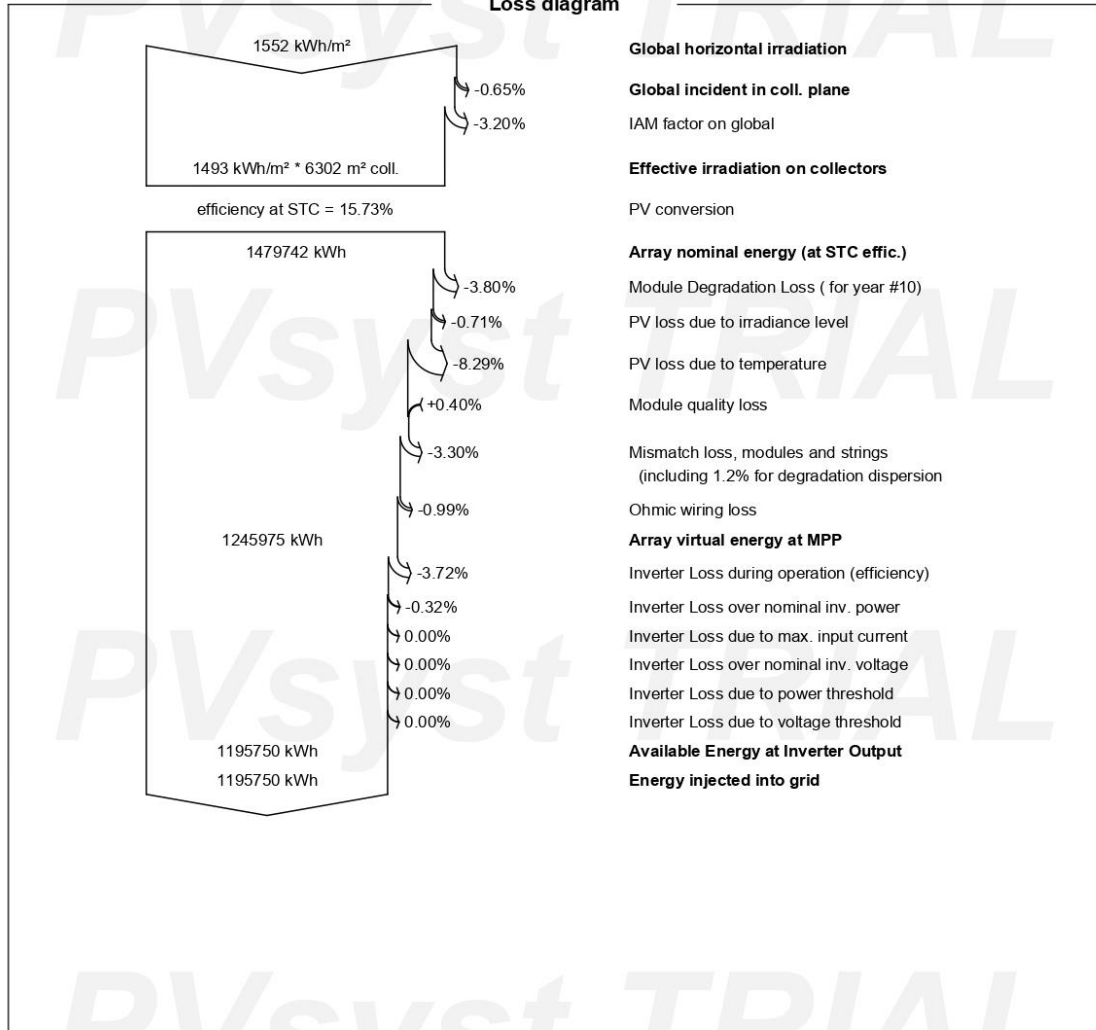
**PVsyst V7.3.1**

VC0, Simulation date:  
23/02/23 04:10  
with v7.3.1

Project: Pujilí

Variant: Nueva variante de simulación

**Loss diagram**





PVsyst V7.3.1

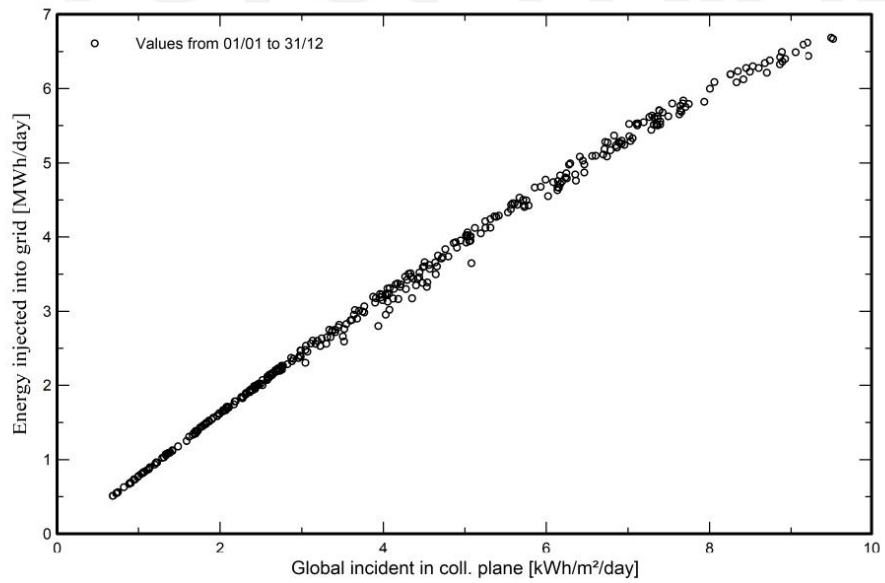
VC0, Simulation date:  
23/02/23 04:10  
with v7.3.1

Project: Pujilí

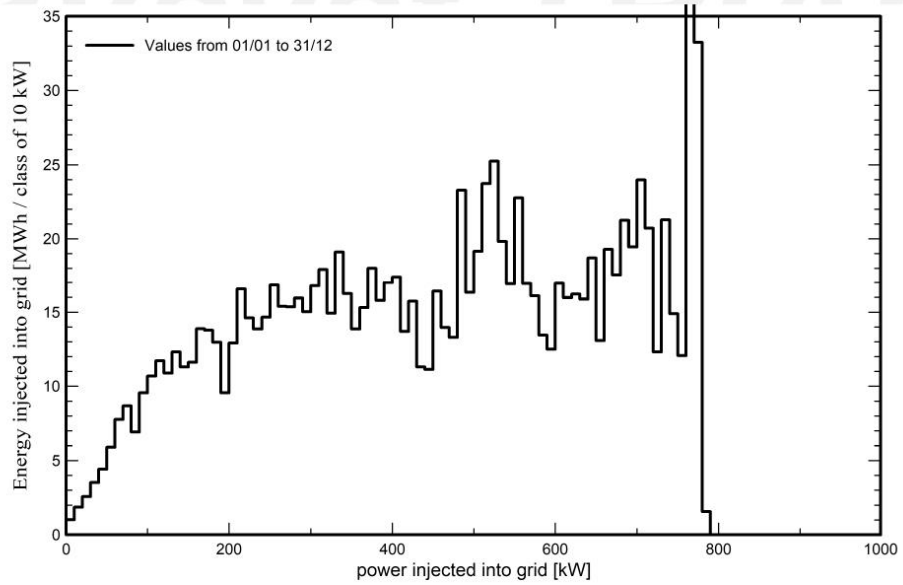
Variant: Nueva variante de simulación

Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema





Version 7.3.1

## PVsyst - Simulation report

### Grid-Connected System

Project: Salcedo

Variant: Nueva variante de simulación

No 3D scene defined, no shadings

System power: 996 kWp

Hacienda Salachi Chico - Ecuador

| Autor(a)



**PVsyst V7.3.1**

VC0, Simulation date:  
23/02/23 03:30  
with v7.3.1

**Project: Salcedo**

Variant: Nueva variante de simulación

**Project summary**

<b>Geographical Site</b> Hacienda Salachi Chico Ecuador	<b>Situation</b> Latitude -1.03 °S Longitude -78.60 °W Altitude 2637 m Time zone UTC-5	<b>Project settings</b> Albedo 0.20
<b>Meteo data</b> Hacienda Salachi Chico NASA-SSE satellite data 1983-2005 - Sintético		

**System summary**

<b>Grid-Connected System</b> Simulation for year no 10	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>	
<b>PV Field Orientation</b> Fixed plane Tilt/Azimuth 12 / 0 °	<b>Near Shadings</b> No Shadings	<b>User's needs</b> Unlimited load (grid)
<b>System information</b>		
<b>PV Array</b>	<b>Inverters</b>	
Nb. of modules 3264 units	Nb. of units 28 units	
Pnom total 996 kWp	Pnom total 840 kWac	
	Pnom ratio 1.185	

**Results summary**

Produced Energy 1274307 kWh/year	Specific production 1280 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 78.94 %
----------------------------------	---------------------------------------	------------------------

**Table of contents**

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6



**PVsyst V7.3.1**

VC0, Simulation date:  
23/02/23 03:30  
with v7.3.1

**Project: Salcedo**

Variant: Nueva variante de simulación

**General parameters**

<b>Grid-Connected System</b>		<b>No 3D scene defined, no shadings</b>	
<b>PV Field Orientation</b>			
<b>Orientation</b>			
Fixed plane		<b>Sheds configuration</b>	<b>Models used</b>
Tilt/Azimuth	12 / 0 °	No 3D scene defined	Transposition Perez
			Diffuse Perez, Meteonorm
			Circumsolar separate
<b>Horizon</b>			
Free Horizon		<b>Near Shadings</b>	<b>User's needs</b>
		No Shadings	Unlimited load (grid)

**PV Array Characteristics**

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	TSM-305PD14	Model	CSI-30KTL-GI-L
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	305 Wp	Unit Nom. Power	30.0 kWac
Number of PV modules	3264 units	Number of inverters	56 * MPPT 50% 28 units
Nominal (STC)	996 kWp	Total power	840 kWac
Modules	204 Strings x 16 In series	Operating voltage	200-800 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Pnom ratio (DC:AC)	1.19
Pmpp	894 kWp	No Power sharing between MPPTs	
U mpp	526 V	<b>Total inverter power</b>	
I mpp	1699 A	Total power	840 kWac
<b>Total PV power</b>		Number of inverters	28 units
Nominal (STC)	996 kWp	Pnom ratio	1.19
Total	3264 modules		
Module area	6333 m <sup>2</sup>		
Cell area	5720 m <sup>2</sup>		

**Array losses**

<b>Thermal Loss factor</b>		<b>DC wiring losses</b>		<b>Module Quality Loss</b>	
Module temperature according to irradiance		Global array res.	5.2 mΩ	Loss Fraction	-0.4 %
Uc (const)	20.0 W/m <sup>2</sup> K	Loss Fraction	1.5 % at STC		
Uv (wind)	0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s				
<b>Module mismatch losses</b>		<b>Strings Mismatch loss</b>		<b>Module average degradation</b>	
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %	Year no	10
				Loss factor	0.4 %/year
				<b>Mismatch due to degradation</b>	
				Imp RMS dispersion	0.4 %/year
				Vmp RMS dispersion	0.4 %/year
<b>IAM loss factor</b>					
ASHRAE Param.: IAM = 1 - bo (1/cosi -1)					
bo Param.	0.05				



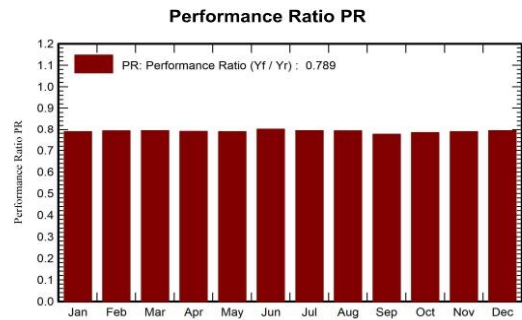
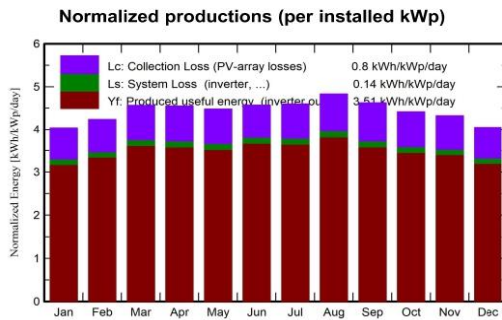
Project: Salcedo  
 Variant: Nueva variante de simulación

**PVsyst V7.3.1**  
 VCO, Simulation date:  
 23/02/23 03:30  
 with v7.3.1

**Main results**

**System Production**

Produced Energy 1274307 kWh/year Specific production 1280 kWh/kWp/year  
 Performance Ratio PR 78.94 %



**Balances and main results**

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
<b>January</b>	136.1	67.89	16.64	125.2	120.3	102033	98170	0.788
<b>February</b>	124.9	64.12	16.63	118.6	114.7	96918	93328	0.790
<b>March</b>	143.8	72.85	16.94	141.6	137.4	115911	111725	0.792
<b>April</b>	133.5	66.00	16.58	136.5	132.8	111346	107202	0.789
<b>May</b>	132.1	62.62	16.08	138.9	135.2	113243	108964	0.788
<b>June</b>	126.9	57.00	15.48	137.2	133.6	113873	109693	0.803
<b>July</b>	133.9	60.14	15.72	142.6	138.8	117045	112677	0.794
<b>August</b>	143.8	64.79	16.84	149.8	145.7	122388	117895	0.790
<b>September</b>	138.6	68.10	17.80	138.7	134.7	111323	107148	0.776
<b>October</b>	142.9	70.68	18.19	136.9	132.5	110889	106747	0.783
<b>November</b>	141.0	65.40	17.51	129.8	124.6	105614	101779	0.788
<b>December</b>	138.0	66.34	16.87	125.5	120.5	102812	98979	0.792
<b>Year</b>	1635.5	785.93	16.77	1621.5	1570.8	1323396	1274307	0.789

**Legends**

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		







**PVsyst V7.3.1**

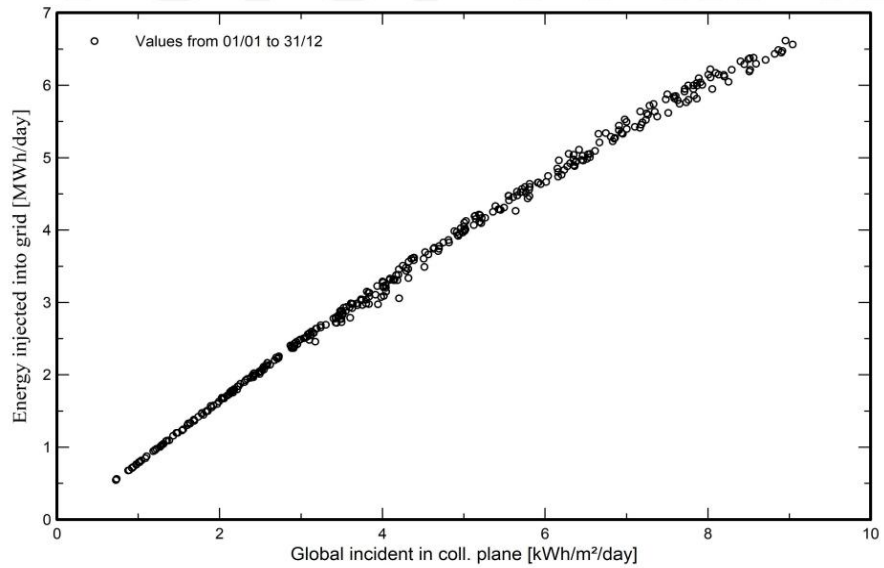
VC0, Simulation date:  
23/02/23 03:30  
with v7.3.1

Project: Salcedo

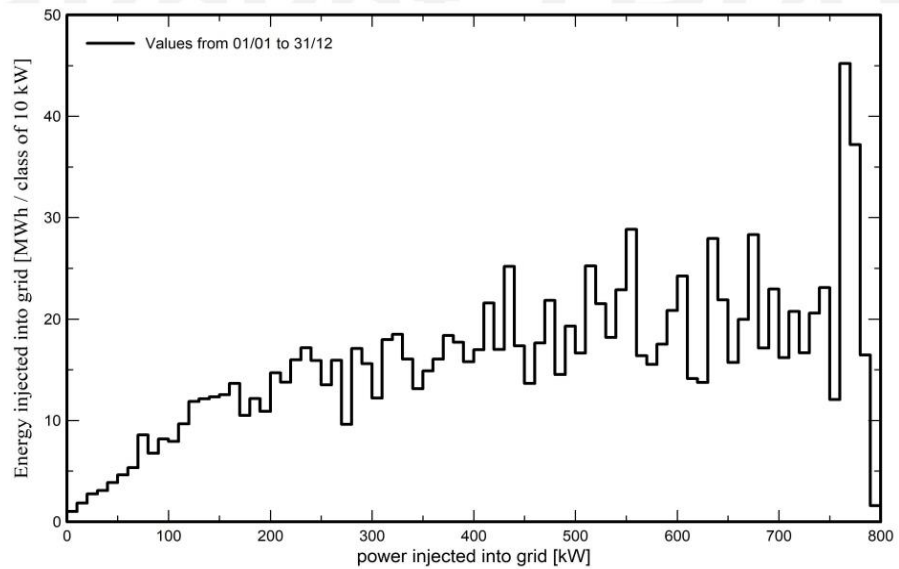
Variant: Nueva variante de simulación

Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema







Version 7.3.1

# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

---

Project: LASSO

Variant: Nueva variante de simulación

No 3D scene defined, no shadings

System power: 996 kWp

Río Blanco Alto - Ecuador

Autor(a)



**PVsyst V7.3.1**

VC0, Simulation date:  
05/02/23 02:55  
with v7.3.1

Project: LASSO

Variant: Nueva variante de simulación

**Project summary**

<b>Geographical Site</b>	<b>Situation</b>	<b>Project settings</b>
<b>Rio Blanco Alto</b>	Latitude -0.74 °S	Albedo 0.20
Ecuador	Longitude -78.61 °W	
	Altitude 3015 m	
	Time zone UTC-5	
<b>Meteo data</b>		
Rio Blanco Alto		
NASA-SSE satellite data 1983-2005 - Sintético		

**System summary**

<b>Grid-Connected System</b>	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>	
Simulation for year no 10		
<b>PV Field Orientation</b>	<b>Near Shadings</b>	<b>User's needs</b>
Fixed plane	No Shadings	Unlimited load (grid)
Tilt/Azimuth 13 / 0 °		
<b>System information</b>		
<b>PV Array</b>	<b>Inverters</b>	
Nb. of modules 3264 units	Nb. of units 28 units	
Pnom total 996 kWp	Pnom total 840 kWac	
	Pnom ratio 1.185	

**Results summary**

Produced Energy 1193379 kWh/year	Specific production 1199 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 78.11 %
----------------------------------	---------------------------------------	------------------------

**Table of contents**

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6



Project: LASSO

Variant: Nueva variante de simulación

**PVsyst V7.3.1**

VCO, Simulation date:  
05/02/23 02:55  
with v7.3.1

**General parameters**

<b>Grid-Connected System</b>	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>	
<b>PV Field Orientation</b>	<b>Sheds configuration</b>	<b>Models used</b>
<b>Orientation</b>	No 3D scene defined	Transposition Perez
Fixed plane		Diffuse Perez, Meteorom
Tilt/Azimuth	13 / 0 °	Circumsolar separate
<b>Horizon</b>	<b>Near Shadings</b>	<b>User's needs</b>
Free Horizon	No Shadings	Unlimited load (grid)

**PV Array Characteristics**

<b>PV module</b>	<b>Inverter</b>
Manufacturer Generic	Manufacturer Generic
Model TSM-305PD14	Model CSI-30KTL-GI-L
(Original PVsyst database)	(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 305 Wp	Unit Nom. Power 30.0 kWac
Number of PV modules 3264 units	Number of inverters 56 * MPPT 50% 28 units
Nominal (STC) 996 kWp	Total power 840 kWac
Modules 204 Strings x 16 In series	Operating voltage 200-800 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>	Pnom ratio (DC:AC) 1.19
Pmpp 894 kWp	No Power sharing between MPPTs
U mpp 526 V	
I mpp 1699 A	
<b>Total PV power</b>	<b>Total inverter power</b>
Nominal (STC) 996 kWp	Total power 840 kWac
Total 3264 modules	Number of inverters 28 units
Module area 6333 m <sup>2</sup>	Pnom ratio 1.19
Cell area 5720 m <sup>2</sup>	

**Array losses**

<b>Thermal Loss factor</b>	<b>DC wiring losses</b>	<b>Module Quality Loss</b>
Module temperature according to irradiance	Global array res. 5.2 mΩ	Loss Fraction -0.4 %
Uc (const) 20.0 W/m <sup>2</sup> K	Loss Fraction 1.5 % at STC	
Uv (wind) 0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s		
<b>Module mismatch losses</b>	<b>Strings Mismatch loss</b>	<b>Module average degradation</b>
Loss Fraction 2.0 % at MPP	Loss Fraction 0.1 %	Year no 10
		Loss factor 0.4 %/year
		<b>Mismatch due to degradation</b>
		Imp RMS dispersion 0.4 %/year
		Vmp RMS dispersion 0.4 %/year
<b>IAM loss factor</b>		
ASHRAE Param.: IAM = 1 - bo (1/cosi -1)		
bo Param. 0.05		



Project: LASSO

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.3.1

VCO, Simulation date:  
05/02/23 02:55  
with v7.3.1

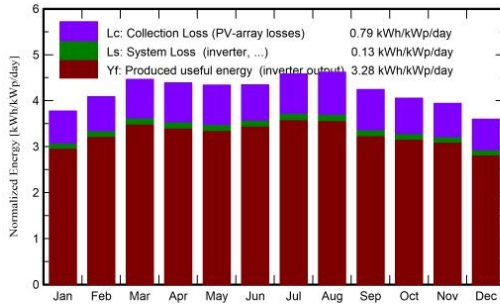
Main results

System Production

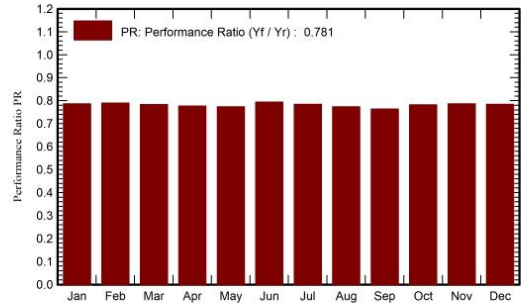
Produced Energy 1193379 kWh/year

Specific production 1199 kWh/kWp/year  
Performance Ratio PR 78.11 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	128.3	66.96	17.46	117.0	112.2	95160	91561	0.786
February	121.8	63.56	17.62	114.4	110.3	93356	89893	0.789
March	141.1	72.54	17.98	138.4	134.2	111980	107833	0.783
April	129.9	66.60	17.93	131.7	127.9	105869	101901	0.777
May	127.7	63.55	17.81	134.6	130.8	107706	103619	0.773
June	120.6	58.20	17.26	130.4	126.8	107031	103066	0.794
July	132.4	61.38	17.46	142.1	138.3	115140	110880	0.784
August	138.3	65.72	18.55	143.2	139.2	114554	110237	0.773
September	128.1	68.40	19.26	127.4	123.6	100684	96828	0.764
October	131.4	70.06	19.28	125.7	121.3	101582	97789	0.782
November	129.0	65.40	18.33	118.3	113.4	96180	92647	0.787
December	123.4	65.41	17.60	111.6	106.9	90601	87124	0.784
Year	1552.0	787.77	18.05	1534.6	1485.1	1239843	1193379	0.781

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

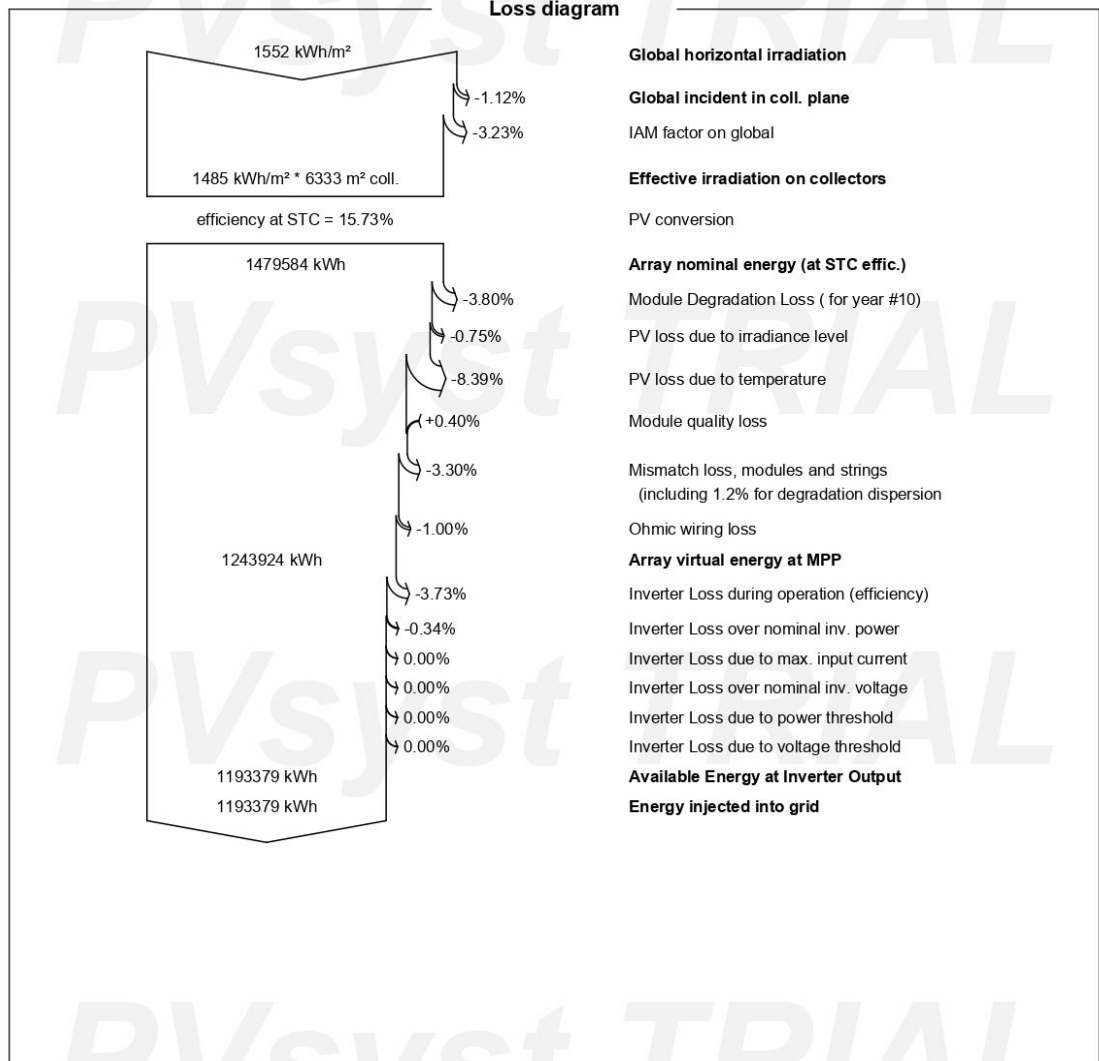


**PVsyst V7.3.1**

VC0, Simulation date:  
05/02/23 02:55  
with v7.3.1

Project: LASSO

Variant: Nueva variante de simulación





**PVsyst V7.3.1**

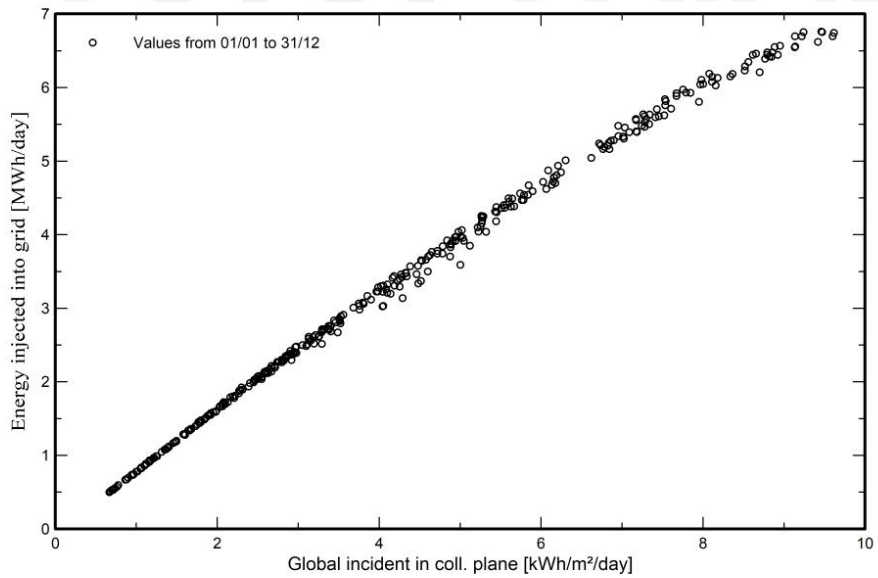
VC0, Simulation date:  
05/02/23 02:55  
with v7.3.1

Project: LASSO

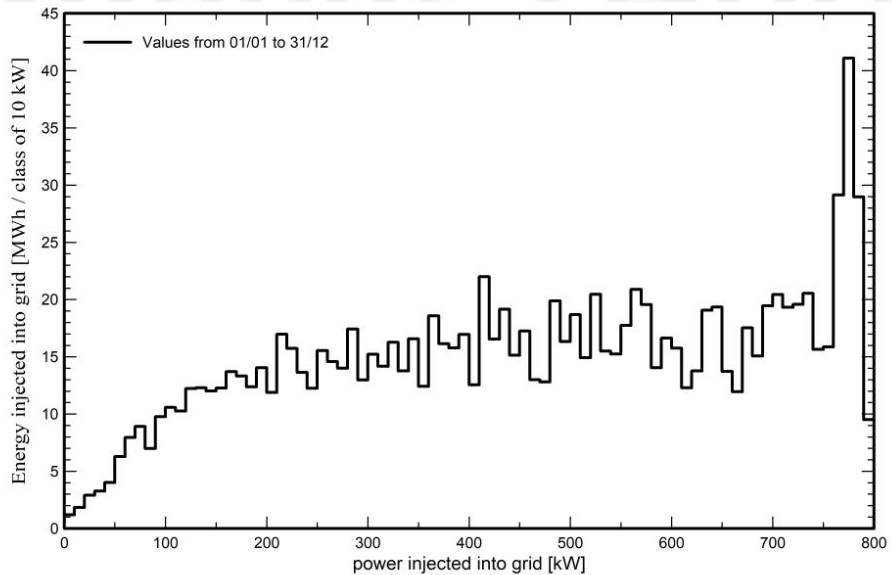
Variant: Nueva variante de simulación

Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema





Anexo F. Datasheet del Módulo fotovoltaico e inversor

Mono
**Multi**
Solutions

# TSM-PD14

## THE UTILITY MODULE

---

**72 CELL**  
MULTICRYSTALLINE MODULE


**290-310W**  
POWER OUTPUT RANGE

**16.0%**  
MAXIMUM EFFICIENCY


**0~+3%**  
POWER OUTPUT GUARANTEE


As a leading global manufacturer of next generation photovoltaic products, we believe close cooperation with our partners is critical to success. With local presence around the globe, Trina is able to provide exceptional service to each customer in each market and supplement our innovative, reliable products with the backing of Trina as a strong, bankable partner. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaboration with installers, developers, distributors and other partners as the backbone of our shared success in driving Smart Energy Together.

Trina Solar Limited  
[www.trinasolar.com](http://www.trinasolar.com)



**Trinasolar**  
Smart Energy Together






**Ideal for large scale installations**

- High power footprint reduces installation time and BOS costs


---



**One of the industry's most trusted modules**

- Field proven performance
- Strong, reliable supplier


---



**Highly reliable due to stringent quality control**

- Over 30 in-house tests (UV, TC, HF, and many more)
- In-house testing goes well beyond certification requirements

---




**Certified to withstand challenging environmental conditions**

- 2400 Pa wind load
- 5400 Pa snow load
- 25 mm hail stones at 82 km/hr

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

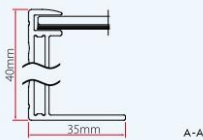
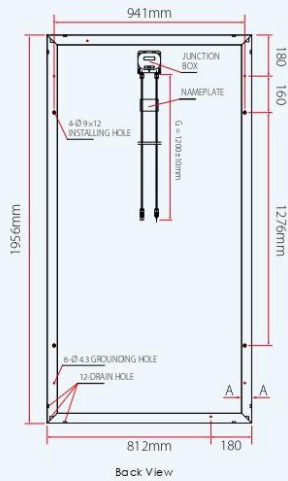
10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



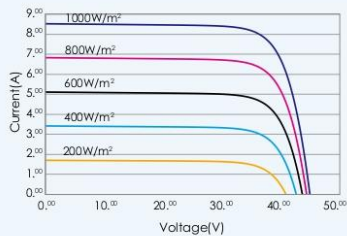
Years	Industry Standard (%)	Trina Solar (%)
0	100	100
5	100	100
10	100	100
15	80	~92
20	80	~84
25	80	80

## TSM-PD14 THE UTILITY MODULE

### DIMENSIONS OF PV MODULE TSM-PD14



### I-V CURVES OF PV MODULE TSM-290 PD14



### CERTIFICATION



ELECTRICAL DATA @ STC	TSM-290 PD14	TSM-295 PD14	TSM-300 PD14	TSM-305 PD14	TSM-310 PD14
Peak Power Watts- $P_{MAX}$ (Wp)	290	295	300	305	310
Power Output Tolerance- $P_{MAX}$ (%)	0/+3	0/+3	0/+3	0/+3	0/+3
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	36.1	36.6	36.9	37.0	37.0
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	8.04	8.07	8.13	8.25	8.38
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	44.9	45.2	45.3	45.4	45.5
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	8.53	8.55	8.60	8.75	8.85
Module Efficiency $\eta_m$ (%)	14.9	15.2	15.5	15.7	16.0

STC: Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air 1 class A11.5 according to EN 60904-3. Average efficiency reduction of 4.5% at 200 W/m<sup>2</sup> according to EN 60904-1.

ELECTRICAL DATA @ NOCT	TSM-290 PD14	TSM-295 PD14	TSM-300 PD14	TSM-305 PD14	TSM-310 PD14
Maximum Power- $P_{MAX}$ (Wp)	211	214	218	222	226
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	32.6	33.0	33.3	33.7	33.8
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	6.47	6.48	6.55	6.59	6.68
Open Circuit Voltage (V)- $V_{OC}$ (V)	40.9	41.2	41.3	41.4	41.5
Short Circuit Current (A)- $I_{SC}$ (A)	6.97	7.00	7.04	7.06	7.16

NOCT: Irradiance at 800 W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

### MECHANICAL DATA

Solar cells	Multicrystalline 156 × 156 mm (6 inches)
Cell orientation	72 cells (6 × 12)
Module dimensions	1956 × 992 × 40 mm (77 × 39.05 × 1.57 inches)
Weight	27.6 kg (60.8 lb)
Glass	High transparency solar glass 4.0 mm (0.16 inches)
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP 65 or IP 67 rated
Cables	Photovoltaic Technology cable 4.0 mm <sup>2</sup> (0.006 inches <sup>2</sup> ), 1200 mm (47.2 inches)
Connector	MC4-EVO 3

### TEMPERATURE RATINGS

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C (±2°C)
Temperature Coefficient of $P_{MAX}$	- 0.44%/°C
Temperature Coefficient of $V_{OC}$	- 0.33%/°C
Temperature Coefficient of $I_{SC}$	0.046%/°C

### MAXIMUM RATINGS

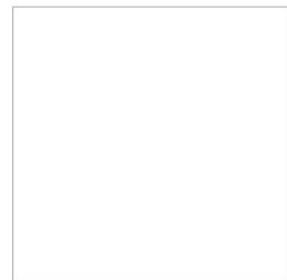
Operational Temperature	-40 ~ +85°C
Maximum System Voltage	1000V DC(IEC)/1000V DC(UL)
Max Series Fuse Rating	15A

### WARRANTY

10 year Product Workmanship Warranty  
25 year Linear Power Warranty  
(Please refer to product warranty for details)

### PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 25 pieces  
Modules per 40' container: 550 pieces



TSL\_US\_June\_2013\_Rev C





## THREE PHASE STRING INVERTER 15-30 KW

CSI-15KTL-GI-LFL | CSI-20KTL-GI-LFL  
CSI-30KTL-GI-L

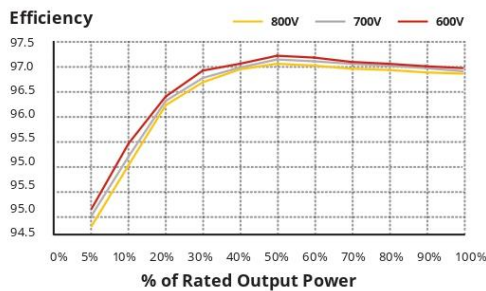
Canadian Solar's grid-tied, transformer-less string inverters help to accelerate the use of three-phase string architecture for commercial rooftop and small ground-mount applications. An NRTL approved, cost-effective alternative to central inverters, these inverters are modular design building blocks that provide high yield and enable significant BoS cost savings. They provide up to 97% conversion efficiency, a wide operating range of 200-850 V<sub>DC</sub>, and two MPPTs for maximum energy harvest.

### KEY FEATURES

- Maximum efficiency of 97%,  
Maximum EU efficiency of 96.5%
- 2 MPPTs to achieve higher system efficiency
- Transformerless design
- High switching frequency and ultra fast MPPT for maximum efficiency over a wide load range

### EFFICIENCY CURVE

CSI-20KTL-GI-LFL@220 V<sub>AC</sub>



\*For detailed information, please refer to the Installation Manual.

### CANADIAN SOLAR (USA), INC.

3000 Oak Road, Suite 400, Walnut Creek, CA 94597, USA | [www.canadiansolar.com/na](http://www.canadiansolar.com/na) | [sales.us@canadiansolar.com](mailto:sales.us@canadiansolar.com)



CSI-15KTL-GI-LFL |  
CSI-20KTL-GI-LFL



CSI-30KTL-GI-L



Standard warranty, extension up to 20 years

### HIGH RELIABILITY

- Advanced thermal design and convection cooling
- Built in over-voltage and over-current protection
- DC reverse polarity and AC short circuit protection

### BROAD ADAPTABILITY

- IP65 rated for outdoor application
- Utility interactive controls: Active power derating, reactive power control and over frequency derating
- Integrated DC load rated disconnect
- Wide MPPT range for flexible string sizing

**CANADIAN SOLAR (USA), INC.** is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 27 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

# UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

SYSTEM/TECHNICAL DATA			
MODEL NAME	CSI-15KTL-GI-LFL	CSI-20KTL-GI-LFL	CSI-30KTL-GI-L
<b>DC INPUT</b>			
Max. PV Power	18 kW	24 kW	36 kW
Max. DC Input Voltage	1000 V <sub>dc</sub>		1100 V <sub>dc</sub>
Start-up DC Input Voltage/Power	350 V <sub>dc</sub>		200 V <sub>dc</sub>
Number of MPP Trackers	2		
MPPT Voltage Range	200 - 800 V <sub>dc</sub>		200 - 850 V <sub>dc</sub>
Max. Input Current (Imp)	40 A (20 A per MPPT)		57 A (28.5 A per MPPT)
Max. Short Circuit Current (Isc)	56.2 A (28.1 A per MPPT)		89 A (44.5 A per MPPT)
Number of DC Inputs	4 (2 per MPPT)		6 (3 per MPPT)
DC Disconnection Type	Load rated DC switch		
<b>AC OUTPUT</b>			
Rated AC Output Power	15 kW	20 kW	30 kW
Max. AC Output Power	16.5 kW	20 kW	30 kW
Rated Output Voltage	220 V <sub>ac</sub>		
Output Voltage Range*	180 - 270 V <sub>ac</sub>		
Grid Connection Type	3 $\Phi$ / PE		
Rated Grid Output Current	39.4 A	52.5 A	78.8 A
Max Output Current	43.3 A	52.5 A	78.8 A
Rated Output Frequency	50 / 60 Hz		
Output Frequency Range*	47 - 52 / 57 - 62 Hz		
Power Factor	1 default ( $\pm$ 0.8 adjustable)		
Current THD	< 3 %		
DC Injection Current	< 50 mA		
AC Disconnect Type	Not Available		Load rated AC switch
<b>SYSTEM</b>			
Topology	Transformerless		
Max. Efficiency	97.0 %		
EU Efficiency	96.5 %		
Night Consumption	< 1 W		
<b>ENVIRONMENT</b>			
Protection Degree	IP65		
Cooling	Natural Convection Cooling		Intelligent Redundant Cooling
Operating Temperature Range	-25 ° C to +60 ° C		
Storage Temperature Range	-40 ° C to +70 ° C		
Operating Humidity	0 - 100 % condensing		
Operating Altitude	4000 m		
Audible Noise	<30 dBA @ 1 m		
<b>DISPLAY AND COMMUNICATION</b>			
Display	LCD + LED		
Communication	Standard: RS485 (Modbus)		
<b>MECHANICAL DATA</b>			
Dimensions (W / H / D)	530 x 700 x 356.5 mm		630 x 700 x 357 mm
Weight	58.2 kg		63 kg
Installation Angle	90 degrees from horizontal		
DC Inputs	MC4 compatible		
<b>SAFETY</b>			
Safety and EMC Standard	IEC62109-1/-2, AS3100, EN61000-6-1, EN61000-6-3		
Grid Standard	EN50438, G59/3, AS4777, VDE0126-1-1, IEC61727		
Smart-Grid Features	Voltage-Ride Thru, Frequency-Ride Thru, Soft-Start, Volt-Var, Frequency-Watt, Volt-Watt		

\*The "Output Voltage Range" and "Output Frequency Range" may differ according to specific grid standard.

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV equipment requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the product.