

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y DE ENERGÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



“EVALUACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE
SOBRECORRIENTE DEL CENTRO DE
TRANSFORMACIÓN DE LA CENTRAL EÓLICA PUNTA
LOMITAS DE 260 MW – ICA PERÚ”

TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO EN ENERGÍA

AUTOR:

LUIS MIGUEL BACILIO OLAZABAL

ASESOR:

GUSTAVO ORDOÑEZ CÁRDENAS

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN:

FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA














Callao, 2023

PERÚ

Document Information

Analyzed document	INFORME FINAL DE TESIS - Bacilio Olazaba.docx (D176679123)
Submitted	2023-10-23 18:40:00
Submitted by	
Submitter email	investigacion.fime@unac.pe
Similarity	12%
Analysis address	investigacion.fime.unac@analysis.arkund.com

Sources included in the report

SA	OPTIMIZACIÓN DEL NIVEL DE CONFIABILIDAD DE LOS ALIMENTADORES DE MEDIA TENSIÓN QU-0 2 Y QU-03 EN 10.5KV CON SU OPERACIÓN EN ANILLO Y PROPUESTA DE NUEVOS AJUSTES DE PRO TECCIÓN.pdf	 	1
	Document OPTIMIZACIÓN DEL NIVEL DE CONFIABILIDAD DE LOS ALIMENTADORES DE MEDIA TENSIÓN QU-0 2 Y QU-03 EN 10.5KV CON SU OPERACIÓN EN ANILLO Y PROPUESTA DE NUEVOS AJUSTES DE PRO TECCIÓN.pdf (D55524802)		
SA	ESTUDIO DE COORDINACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE ALIMENTADORES DE MEDIA TENSIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUI DA ANTE FALLAS EN REDES ADYACENTES EN CUSCO Y APURÍMAC.pdf	 	4
	Document ESTUDIO DE COORDINACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE ALIMENTADORES DE MEDIA TENSIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUI DA ANTE FALLAS EN REDES ADYACENTES EN CUSCO Y APURÍMAC.pdf (D46394062)		
SA	TSP-Versión Final rev1.pdf	 	1
	Document TSP-Versión Final rev1.pdf (D104797096)		
SA	TESIS Versión Final rev3.pdf	 	1
	Document TESIS Versión Final rev3.pdf (D107096052)		
SA	TESIS COMPLETA - copia 4 para imprimir okkk.docx	 	1
	Document TESIS COMPLETA - copia 4 para imprimir okkk.docx (D13163421)		
SA	8624-Flores Torres, David Jonatan_.pdf	 	12
	Document 8624-Flores Torres, David Jonatan_.pdf (D53541260)		
SA	39986-Fernández Herrera, Juan_.pdf	 	1
	Document 39986-Fernández Herrera, Juan_.pdf (D156074252)		
SA	1358-SACAICO ZUÑIGA, ADERSON JOSUE.pdf	 	1
	Document 1358-SACAICO ZUÑIGA, ADERSON JOSUE.pdf (D30175465)		

INFORMACION BÁSICA

- FACULTAD: Ingeniería Mecánica y de Energía
- UNIDAD DE INVESTIGACIÓN: FIME-UNAC
- TÍTULO:
Evaluación de las protecciones de sobrecorriente del centro de transformación de la central eólica Punta Lomitas.
- AUTOR:
Luis Miguel Bacilio Olazabal / ORCID: 0009-0005-6443-6545 / DNI: 46672497
- ASESOR:
Gustavo Ordoñez Cardenas / ORCID: 0000-0002-7725-0169 / DNI: 08587025
- LUGAR DE EJECUCIÓN:
Callao – Perú
- UNIDAD DE ANÁLISIS:
Centro de transformación
- TIPO/ENFOQUE/DISEÑO DE INVESTIGACIÓN:
Básica / Cuantitativo / Descriptivo – transversal
- TEMA OCDE:
Ingeniería, Tecnología – Otras ingenierías, Otras tecnologías.

HOJA DE REFERENCIA DEL JURADO Y APROBACIÓN

MIEMBROS DEL JURADO DE SUSTENTACIÓN:

DR. JUAN MANUEL PALOMINO CORREA	PRESIDENTA
MG. JUAN CARLOS HUAMÁN ALFARO	SECRETARIO
MG. ANDRÉS COLLANTE HUANTO	VOCAL

ASESORA: DR. GUSTAVO ORDOÑEZ CARDENAS

Nº de Libro: 001

Nº de Folio: 158

Nº de Acta: 132 - 2023

Fecha de Aprobación de la tesis: 27 de Octubre de 2023

Resolución de Jurado Evaluador: N° 163-2023-CF-FIME

**ACTA N° 132 DE SUSTENTACIÓN DE TESIS PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO
PROFESIONAL DE INGENIERO EN ENERGÍA**

**LIBRO 001 FOLIO N° 158 ACTA N° 132 DE SUSTENTACIÓN DE TESIS CON CICLO
TALLER DE TESIS PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN
ENERGÍA.**

A los 27 días del mes de octubre, del año 2023, siendo las 16:30 horas, se reunieron, en el auditorio "Ausberto Rojas Saldaña", el **JURADO EVALUADOR del I CICLO TALLER DE TESIS 2023** designado con RESOLUCIÓN DE CONSEJO DE FACULTAD N° 163-2023-CF-FIME.- CALLAO, 14 DE AGOSTO DE 2023, para la obtención del **TÍTULO** profesional de **INGENIERO EN ENERGÍA** de la **Facultad de Ingeniería Mecánica y de Energía**, conformado por los siguientes docentes ordinarios de la **Universidad Nacional del Callao**:

- | | | |
|-----------------------------------|---|------------|
| ▪ Dr. JUAN MANUEL PALOMINO CORREA | : | Presidente |
| ▪ Mg. JUAN CARLOS HUAMÁN ALFARO | : | Secretario |
| ▪ Mg. ANDRÉS COLLANTE HUANTO | : | Vocal |
| ▪ Dr. GUSTAVO ORDOÑEZ CÁRDENAS | : | Asesor |

Se dio inicio al acto de sustentación de la tesis del Bachiller **BACILIO OLAZABAL LUIS MIGUEL**, quien habiendo cumplido con los requisitos para optar el Título Profesional de **INGENIERO EN ENERGÍA**, sustenta la tesis titulada "**EVALUACION DE LAS PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN DE LA CENTRAL EÓLICA PUNTA LOMITAS DE 260 MW - ICA PERÚ**", cumpliendo con la sustentación en acto público de acuerdo al Artículo 56° de la RESOLUCIÓN DE CONSEJO UNIVERSITARIO N° 150-2023-CU.- CALLAO, 15 DE JUNIO DE 2023.

Con el quórum reglamentario de ley, se dio inicio a la sustentación de conformidad con lo establecido por el Reglamento de Grados y Títulos vigente. Luego de la exposición, y la absolución de las preguntas formuladas por el Jurado y efectuadas las deliberaciones pertinentes, acordó: Dar por **BUENO** en la escala de calificación cualitativa y con calificación cuantitativa de **14 (CATORCE)**, conforme a lo dispuesto en el Artículo 24° del Reglamento de Grados y Títulos de la UNAC, aprobado por RESOLUCIÓN DE CONSEJO UNIVERSITARIO N° 150-2023-CU.- CALLAO, 15 DE JUNIO DE 2023.

Dr. JUAN MANUEL PALOMINO CORREA
PRESIDENTE

Mg. ANDRÉS COLLANTE HUANTO
VOCAL

Mg. JUAN CARLOS HUAMÁN ALFARO
SECRETARIO

Dr. GUSTAVO ORDOÑEZ CÁRDENAS
ASESOR

Dedicatoria

Dedico de manera especial esta tesis a mi familia, que es un soporte muy importante en mi vida, siendo mi mayor motivación para ser un profesional competente.

INDICE

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	11
1.1. Descripción de la realidad problemática	11
1.2. Formulación del problema.....	12
1.2.1. Problema general	12
1.2.2. Problemas específicos.....	12
1.3. Objetivo	12
1.3.1. Objetivo general	12
1.3.2. Objetivos específicos.....	12
1.4. Justificación	13
1.4.1. Justificación teórica.....	13
1.4.2. Justificación práctica	13
1.4.3. Justificación económica	13
1.5. Delimitantes de la investigación.....	13
1.5.1. Delimitante teórico	13
1.5.2. Delimitante temporal	13
1.5.3. Delimitante espacial	14
MARCO TEÓRICO.....	15
2.1. Antecedentes.....	15
2.1.1. Antecedentes internacionales	15
2.1.2. Antecedentes nacionales	16
2.2. Bases teóricas	17
2.2.1. El sistema eléctrico de potencia.....	17
2.2.2. Perturbaciones en el sistema eléctrico	18
2.2.3. Zonas de protección	21
2.2.4. Componentes de los sistemas de protección	22
2.2.5. Concepción sistemática de la protección.....	23
2.2.6. Comportamiento de los sistemas de protección	25
2.2.7. Ajuste de las protecciones de corriente	26
2.2.8. Coordinación de las protecciones de sobrecorriente	29
2.2.9. Configuración de dos transformadores de dos bobinados en paralelo	31
2.3. Marco conceptual.....	35

2.3.1.	Protección de sobrecorriente.....	35
2.3.2.	Detección de fallas.....	35
2.3.3.	Selectividad.....	36
2.3.4.	Tiempo de despeje.....	36
2.3.5.	Marco normativo.....	37
2.4.	Definición de términos básicos.....	37
HIPÓTESIS Y VARIABLES.....		39
3.1.	Hipótesis.....	39
3.1.1.	Hipótesis general.....	39
3.1.2.	Hipótesis específicas.....	39
3.2.	Definición conceptual de variables.....	39
3.3.	Operacionalización de variables.....	40
METODOLOGÍA DEL PROYECTO.....		41
4.1.	Diseño metodológico.....	41
4.1.1.	Enfoque de la investigación.....	41
4.1.2.	Tipo de investigación.....	41
4.1.3.	Nivel de investigación.....	41
4.1.4.	Diseño de investigación.....	42
4.2.	Método de investigación.....	42
4.3.	Población y muestra.....	42
4.4.	Lugar de estudio y periodo desarrollado.....	43
4.5.	Técnicas e instrumentos para la recolección de información.....	43
4.5.1.	Técnica documental.....	43
4.6.	Análisis y procesamiento de datos.....	44
4.6.1.	Procesamiento de datos.....	45
4.6.2.	Análisis de datos.....	47
4.7.	Aspectos éticos en investigación.....	48
RESULTADOS.....		49
5.1.	Resultados descriptivos.....	49
DISCUSION DE RESULTADOS.....		53
6.1.	Contrastación y demostración de las hipótesis con los resultados.....	53
6.1.1.	Contrastación de la hipótesis general.....	53
6.1.2.	Contrastación de las hipótesis específicas.....	53

6.2. Contratación de los resultados con otros estudios similares	54
6.2.1. Contratación de los resultados con estudios internacionales	54
6.2.2. Contratación de los resultados con estudios nacionales.....	56
6.3. Responsabilidad ética de investigación.....	57
CONCLUSIONES.....	58
RECOMENDACIONES.....	59
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	60
ANEXOS.....	62

INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Relés de sobrecorriente.....	28
Tabla 2.2 Protecciones graduadas de las subestaciones pequeñas.....	33
Tabla 2.3 Ajuste de las protecciones graduadas de las subestaciones pequeñas.....	33
Tabla 3.1 Matriz de operacionalización de variables	40
Tabla 4.1 Contingencias analizadas.....	47
Tabla 10.1 Matriz de consistencia – Evaluación de las protecciones de sobrecorriente del centro de transformación de la central eólica Punta Lomitas de 260 MW – Ica (Perú).....	62
Tabla 10.2 Perfiles de Tensión – Sin Proyecto y Con Proyecto del año 2023	65
Tabla 10.3 Cargabilidad por las líneas de transmisión – Sin y Con Proyecto del año 2023.....	65
Tabla 10.4 Cargabilidad por los transformadores – Sin y Con Proyecto del año 2023	66
Tabla 10.5 Resultados de Cortocircuito Máximo	69
Tabla 10.6 Lado 220kV – Relé PT1 (Marca/Modelo): SIEMENS/7UT85.....	74
Tabla 10.7 Lado 220kV – Relé PT2 (Marca/Modelo): SIEMENS/7UT85.....	74
Tabla 10.8 Lado 33kV – Relé PT1 (Marca/Modelo): SIEMENS/7UT85	74
Tabla 10.9 Lado 33kV – Relé PT2/7SJ81 (Marca/Modelo): SIEMENS/7UT85/7SJ81.....	74
Tabla 10.10 Fallas registradas en el interruptor del lado de 220 kV para definir el tiempo definido	74

INDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Zona de Protección	21
Figura 2.2 Traslape de las zonas de protección	22
Figura 2.3 Protecciones redundantes	25
Figura 2.4 Características de operación de los relés de sobrecorriente.....	28
Figura 2.5 Ajuste del elemento instantáneo	30
Figura 2.6 Ajuste del elemento instantáneo (50) según el SIR.....	31
Figura 2.7 Simulación de fallas en subestación pequeña	32
Figura 4.1 Etapas del análisis y procesamiento de datos.....	44
Figura 4.2 Flujo del proceso de análisis.....	45
Figura 10.1 Área de influencia del proyecto central eólica Punta Lomitas	63
Figura 10.2 Diagrama unifilar de la central eólica Punta Lomitas – Sin Proyecto	64
Figura 10.3 Diagrama unifilar de la central eólica Punta Lomitas – Con Proyecto.....	64
Figura 10.4 Diagrama unifilar de protecciones eléctricas.....	73
Figura 10.6 Curvas de selectividad: tiempo de activación de la función sobrecorriente de tierra del devanado de 220 kV, Fallas en el nivel de 220 kV en barra, bornes y salida de la línea	75
Figura 10.5 Curvas de selectividad: Sobrecorriente de Fases – Falla Trifásica franca en Barra de 33kV	75
Figura 10.7 Tiempo de activación de la función sobrecorriente de tierra del devanado de 220 kV, Fallas al 50% de la línea L-2314.....	75
Figura 10.8 Tiempo de activación de la función sobrecorriente de tierra del devanado de 33 kV	75

INDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 10.1 Operación normal_Escenario Estiaje máximo del año 2023 – Sin Proyecto	67
Gráfica 10.2 Operación normal_Escenario Estiaje máximo del año 2023 – Con Proyecto.....	68
Gráfica 10.3 Cortocircuito monofásico a tierra en estiaje máxima demanda del año 2023_SP	69
Gráfica 10.4 Cortocircuito bifásico aislado en estiaje máxima demanda del año 2023_SP	70
Gráfica 10.5 Cortocircuito bifásico a tierra en estiaje máxima demanda del año 2023_SP.....	70
Gráfica 10.6 Cortocircuito trifásico en estiaje máxima demanda del año 2023_SP	71
Gráfica 10.7 Cortocircuito monofásico a tierra en estiaje máxima demanda del año 2023_CP	71
Gráfica 10.8 Cortocircuito bifásico aislado en estiaje máxima demanda del año 2023_CP.....	72
Gráfica 10.9 Cortocircuito bifásico a tierra en estiaje máxima demanda del año 2023_CP	72
Gráfica 10.10 Cortocircuito trifásico en estiaje máxima demanda del año 2023_CP.....	73

INDICE DE ABREVIATURAS

COES: Comité de Operación Económica del Sistema

PR-20: Procedimiento técnico del COES N°20: Ingreso, modificación y retiro de instalaciones en el SEIN

SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

Osinergmin: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

NTCSE: Norma técnica de calidad de servicios eléctricos

NTCOTRSI: Norma técnica para la coordinación de la operación en tiempo real de los sistemas interconectados

RESUMEN

La presente tesis se desarrolló en la oficina de Estudios Eléctricos Galoc E.I.R.L en la provincia constitucional del Callao, donde se tenía al alcance el software DIgSILENT, el cual nos permite simular escenarios (avenida – estiaje) según las condiciones proporcionadas como fallas en el transformador de la central eólica Punta Lomitas en el sistema eléctrico interconectado nacional.

Asimismo, el objetivo principal de la investigación fue el estudio de la protección de sobrecorriente ante el ingreso de la central eólica Punta Lomitas en el sistema eléctrico interconectado. Como objetivos secundarios se evalúa los indicadores de desempeño de los equipos del área de influencia.

Finalmente, el tipo de investigación corresponde a una investigación básica, la metodología es del tipo deductivo, con un nivel de investigación descriptivo – transversal.

Palabras clave: sistema eléctrico interconectado, central eólica

ABSTRACT

The present investigation was developed in the Galoc E.I.R.L Electrical Studies office in the constitutional province of Callao, where the DIgSILENT software was available, which allows us to simulate scenarios (avenue – low water) according to the conditions provided such as faults, short circuits and stability in the transformer of the Punta Lomas wind power plant in the national interconnected electrical system.

Likewise, the main objective of the research was the study of overcurrent protection against the entry of the Punta Lomas wind power plant into the interconnected electrical system. As secondary objectives, the performance indicators of the teams in the area of influence are evaluated.

Finally, the type of research corresponds to basic research, the methodology is quantitative, with a descriptive – non-experimental level of research.

Keywords: interconnected electrical system, wind power plant

INTRODUCCIÓN

En el sistema eléctrico interconectado nacional se han venido incorporando proyectos renovables desde el 2008 a través de subastas impulsadas por el estado peruano por política energética, ambiental y social.

Cabe destacar que, el ingreso de los proyectos eólicos son los más frecuentes con respecto a otros proyectos renovables como los proyectos solares, por lo cual, se optó por evaluar las protecciones eléctricas de una central eólica.

El principal objetivo de la investigación es evaluar las sobrecorrientes que afectan al centro de transformación de la central eólica Punta Lomitas, asimismo, el tipo de investigación corresponde a una investigación básica, la metodología es del tipo deductivo, con un nivel de investigación descriptivo – transversal.

La tesis de investigación comprende los siguientes capítulos:

En el Capítulo I se tiene el planteamiento del problema, se describe la realidad problemática, la formulación del problema, objetivos, justificación y limitantes de la investigación.

En el Capítulo II se mencionan los antecedentes de la investigación, las bases teóricas, las bases conceptuales y los términos básicos.

En el Capítulo III se plantean las hipótesis y variables, también se define conceptualmente las variables y se realiza la operacionalización de ellas.

El Capítulo IV aborda el diseño metodológico de la investigación, tipo y diseño de investigación, método, lugar de estudio, técnicas e instrumentos, análisis y procesamiento de datos.

El Capítulo V muestra los resultados obtenidos de la investigación.

El Capítulo VI se plantea la discusión de los resultados obtenidos.

Finalmente se muestran las conclusiones de la investigación y recomendaciones realizadas, así como la bibliografía y los anexos que contribuyeron al desarrollo de la investigación.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. Descripción de la realidad problemática

El sistema eléctrico interconectado nacional está expuesto a perturbaciones y problemas en su operación. Estas perturbaciones varían según su gravedad y duración, entre las perturbaciones más comunes se encuentran: la sobrecarga, cortocircuito y sobretensión en el sistema eléctrico.

Debido a eso, es de vital importancia el aislamiento de los equipos del sistema eléctrico ante una falla, así pues, el relé es un dispositivo de protección eléctrica que no solo garantiza la seguridad y fiabilidad en los equipos, sino que también protegen al personal que trabaja en ellos.

Estos dispositivos son capaces de detectar con precisión fallas en el sistema eléctrico y accionar el interruptor para aislar los elementos con condición de falla del mismo.

Asimismo, una de las principales funciones de un relé de protección es medir los parámetros eléctricos de una parte del sistema eléctrico y averiguar si el sistema presenta condiciones de falla o normales.

esta tesis de investigación tuvo como enfoque el centro de transformación de la central eólica Punta Lomitas, puesto que, si llega a ocurrir algo esto acarrearía muchos problemas tanto ambientales, económicos como energéticos.

1.2. Formulación del problema

1.2.1. Problema general

¿Cómo evaluar las protecciones de sobrecorriente para definir ajustes del relé del centro de transformación de la central eólica Punta Lomitas?

1.2.2. Problemas específicos

- ¿Como determinar la detección de fallas por sobrecorriente en el interruptor del lado de 220 kV del centro de transformación de la central eólica Punta Lomitas para estimar el tiempo definido?
- ¿Como determinar la selectividad por sobrecorriente de fase y tierra para estimar el tiempo de activación del relé en el centro de transformación de la central eólica Punta Lomitas?
- ¿Como determinar el tiempo de despeje por sobrecorriente ante una falla en el centro de transformación de la central eólica Punta Lomitas?

1.3. Objetivo

1.3.1. Objetivo general

Evaluar las protecciones de sobrecorriente para definir ajustes de relé del centro de transformación de la central eólica Punta Lomitas.

1.3.2. Objetivos específicos

- Determinar la detección de fallas por sobrecorriente en el interruptor del lado de 220 kV del centro de transformación de la central eólica Punta Lomitas para estimar el tiempo definido.
- Determinar la selectividad por sobrecorriente de fase y tierra para estimar el tiempo de activación del relé en el centro de transformación de la central eólica Punta Lomitas.
- Determinar el tiempo de despeje por sobrecorriente ante una falla en el centro de transformación de la central eólica Punta Lomitas.

1.4. Justificación

1.4.1. Justificación teórica

Según el autor Arias el tema que se ha abordado carece de teorías o bases científicas. (2021, p.63)

Esta tesis de investigación se basó en criterios fundamentados en procedimientos.

1.4.2. Justificación práctica

Según el autor Arias existe un problema que el investigador es capaz de observar. (2021, p.63)

Dada la relevancia del centro de transformación, resultaba crucial anticipar posibles fallas que pudiesen afectarlo.

1.4.3. Justificación económica

Según el autor Arias se relaciona con el dinero y tiene a sustentar los problemas monetarios de las empresas. (2021, p.63)

La anticipación de fallas en el centro de transformación conllevó la previsión de multas, así como el compromiso de suministrar energía a sus clientes.

1.5. Delimitantes de la investigación

1.5.1. Delimitante teórico

Según Maya la disponibilidad y el acceso a la información necesaria. La posibilidad de acceder a la información que se requiere permitirá, con mayor seguridad, el desarrollo completo de nuestro tema. (2014, p.26)

La obtención de información se vio restringida debido a la indisponibilidad tanto de la bibliografía física como de la digital de algunos libros.

1.5.2. Delimitante temporal

Según Maya (2014) menciona que Una tesis no debe exceder un periodo mayor de tres años ni menor de seis meses. Por ello, tanto el tiempo como la

disponibilidad de recursos económicos que va a requerir para llevar a cabo su investigación son dos factores que el estudiante debe considerar en la delimitación de su tema de tesis.

El periodo de realización de la tesis fue desde Julio hasta Setiembre del año 2023.

1.5.3. Delimitante espacial

Según el autor Carrasco consiste en señalar expresamente el lugar donde se realiza la investigación, para ello es necesario consignar el nombre del lugar, centro poblado, distrito, provincia, departamento, etc. (2005, p.87)

El centro de transformación de la central eólica Punta Lomitas se encontraba entre los distritos Santiago y Ocucaje en la provincia de Ica

MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes

2.1.1. Antecedentes internacionales

- Vera (2021) en su tesis titulada “Análisis de protecciones para sobrecorrientes y sobretensiones en una subestación eléctrica de 69/13.8 kV, 16/24 MVA utilizando DIgSILENT y ATPDRAW”, tuvo como objetivo principal analizar el comportamiento de las protecciones para sobrecorrientes y sobretensiones en una subestación eléctrica de 69/13.8 kV, 16/24 MVA, mediante el uso de los softwares DIgSILENT y ATP Draw. Esta investigación tenía un diseño descriptivo y utilizo como muestra las protecciones para sobrecorrientes y sobretensiones; como instrumentos emplearon la información documental, software DIgSILENT y ATP Draw, asimismo, el autor concluyo que, mediante los análisis teóricos, modelados matemáticos, estudio de cortocircuito en DIgSILENT y simulaciones en ATP Draw se cumplían con los objetivos planteados y aprobados para el desarrollo de sus tesis.
- Gutiérrez (2021) en su tesis titulada “Estudio de ajuste y coordinación de protecciones de sobrecorriente y distancia en subestación Torca 115 kV y su área de influencia”, tuvo como objetivo principal elaborar el estudio de ajuste y coordinación de protecciones – EACP en la subestación Torca 115 kV y el área de influencia, el cual permita determinar qué alternativas se pueden proponer o implementar para que las protecciones de sobre corriente y distancia operen de manera adecuada. Esta investigación tenía un diseño descriptivo y utilizo como muestra las protecciones para sobrecorrientes y sobretensiones; como instrumento utilizaron información documental, software DIgSILENT, asimismo, el autor concluyó que se realizó mediante el software DIgSILENT, una correcta coordinación de protecciones, demostrando de manera satisfactoria el comportamiento del sistema de protección propuesto ante la presencia de fallas eléctricas.

- Chapi (2019) en su tesis titulada “Determinación de ajustes de la protección de sobrecorriente en base a la estimación de corrientes de cortocircuito usando mediciones locales”, tuvo como objetivo principal desarrollar una metodología para determinar los ajustes de la protección de sobrecorriente en puntos radiales de un sistema eléctrico de distribución, con el fin de mitigar las posibles descoordinaciones por los efectos de la variación de la corriente de cortocircuito utilizando medidas locales. Esta investigación tenía un diseño descriptivo y utilizó como muestra la central eólica Huambos; como instrumentos emplearon información documental y el software DlgSILENT, asimismo, el autor concluyó que la metodología desarrollada brinda al relé de sobrecorriente la característica de variar sus ajustes en función de la corriente de cortocircuito evaluada en la ubicación del relé, permitiendo, por una parte, resolver los problemas de cobertura de las funciones de protección instantánea (50/50N), manteniendo una zona primaria de protección casi constante y por otra parte, con las funciones temporizadas (51/51N), permite obtener mayor tiempo de coordinación entre la protección adaptativa y las protecciones aguas abajo, sin descuidar el adecuado intervalo de coordinación (t) con la protección ubicada aguas arriba.

2.1.2. Antecedentes nacionales

- Saavedra (2021) en su tesis titulada “Estudio de coordinación de protecciones de la nueva central eólica de 18 MVA Duna Huambos para la conexión al sistema interconectado nacional”, tuvo como objetivo principal realizar un estudio de coordinación de protecciones de la central eólica de 18MVA, en 138 kV, Duna-Huambos para la conexión del sistema interconectado nacional. Esta investigación tenía un diseño no experimental descriptivo y utilizó como muestra la central eólica Huambos; como instrumento utilizaron información documental y el software DlgSILENT, asimismo, el autor concluyó que mediante el software DlgSILENT, se realizó una correcta coordinación de protecciones,

demostrando de manera satisfactoria el comportamiento del sistema de protección propuesto ante la presencia de fallas eléctricas.

- Ore (2019) en su tesis titulada “Mejoramiento del sistema de protección de la Central Térmica Luren de 18,6 MW de ElectroDunas S.A.A. – Ica”, tuvo como objetivo principal desarrollar el cálculo para mejorar el sistema de protección de la central térmica Luren de 18,6 MW. Esta investigación tenía un diseño descriptivo - analítico y utilizó como muestra las protecciones eléctricas actuales del sistema eléctrico de Ica; como instrumento utilizaron las normas eléctricas vigentes estándares del IEEE y los criterios de coordinación de protecciones del COES, asimismo, el autor concluyó que la aplicación de Power Factory DlgSILENT y el ETAP para el cálculo de cortocircuito y coordinación de protecciones permitió contrastar y comparar los resultados obtenidos.
- Medina (2018) en su tesis titulada “Evaluación de las protecciones ante el incremento de la demanda en el sistema eléctrico Bagua – Jaén y las repercusiones al SEIN”, tuvo como objetivo principal evaluar las protecciones ante la interconexión de la línea de 22,9 kV en el sistema eléctrico Bagua – Jaén, para minimizar las repercusiones al SEIN debido a los eventos de fallas. Esta investigación tenía un diseño descriptivo y utilizó como muestra el sistema eléctrico Bagua – Jaén; como instrumento utilizaron información documental, software DlgSILENT, asimismo, el autor concluyó que el coordinamiento de las protecciones de sobrecorriente se está considerando la mínima y máxima corriente en máxima demanda de fallas obtenidas con la operación de todo el SEIN y simulando distintos escenarios de configuración eléctrica.

2.2. Bases teóricas

2.2.1. El sistema eléctrico de potencia

El propósito fundamental de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) consiste en asegurar el suministro constante de electricidad en su zona de influencia. Para

lograrlo, debe funcionar de manera eficiente, minimizando los costos y optimizando la utilización de los recursos energéticos disponibles. No obstante, también debe cumplir con los estándares de calidad establecidos en la normativa técnica correspondiente.

El Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) se compone de diversas instalaciones que necesitan estar interconectadas, ya que los centros de generación se encuentran en distintas ubicaciones respecto a los centros de consumo de energía eléctrica. Por esta razón, podemos identificar los siguientes elementos clave:

- **Generación:**
Incluye las Centrales Eléctricas junto con las instalaciones de conexión al Sistema de Transmisión.
- **Transmisión:**
Comprende las Líneas de Transmisión y las Subestaciones, que incluyen equipos de compensación reactiva. Estos elementos conectan las instalaciones de generación con las de distribución.
- **Distribución:**
Engloba las Líneas y Subestaciones de subtransmisión, así como las Redes de Distribución.

La interconexión de estos componentes es esencial para garantizar un suministro eléctrico confiable y eficiente.

2.2.2. Perturbaciones en el sistema eléctrico

Las perturbaciones son aquellos cambios que se muestran en el sistema eléctrico de sus condiciones normales, las cuales tienen muchos motivos, a continuación, se describen los diferentes tipos de perturbaciones en la red.

a. Sobrecargas

Cuando la corriente supera el valor estimado de la intensidad nominal para la cual se diseñaron los equipos y elementos del sistema eléctrico, se produce lo que se conoce como sobrecarga. Estos componentes están concebidos con un

margen de seguridad que les permite tolerar corrientes elevadas sin sufrir daños graves, dependiendo tanto del valor en amperios de la sobrecarga como de la duración de la misma en el tiempo. La sobrecarga da lugar al aumento de la temperatura en los conductores, ya que el calor generado es proporcional al cuadrado de la corriente. Si la sobrecarga persiste durante un período prolongado, puede provocar la degradación o el envejecimiento prematuro de las instalaciones eléctricas, e incluso, en situaciones extremas, causar daños significativos o la destrucción de los equipos.

b. Cortocircuitos

El término "cortocircuito" se refiere a cualquier situación en la que se produce un contacto defectuoso entre las fases o entre una fase y tierra, dando lugar a corrientes eléctricas de alta intensidad. Esto puede tener consecuencias graves, como la destrucción de equipos, caídas de tensión en el sistema, inestabilidad y la generación de esfuerzos electromecánicos significativos. Se pueden identificar cuatro tipos principales de cortocircuitos:

- Cortocircuito Monofásico a Tierra:
Se produce cuando un conductor entra en contacto con tierra y es uno de los más comunes.
- Cortocircuito Bifásico:
En este caso, dos fases vivas entran en contacto. Si ocurre cerca de un generador, las corrientes pueden ser mucho más altas.
- Cortocircuito Bifásico a Tierra:
Implica que dos fases entran en contacto con tierra.
- Cortocircuito Trifásico:
Ocurre cuando las tres líneas eléctricas entran en contacto, lo que resulta en corrientes de cortocircuito extremadamente altas.

Calcular las corrientes de cortocircuito es una parte fundamental en el diseño de sistemas eléctricos de potencia, ya que permite la selección adecuada de conductores, barras y dispositivos de protección, garantizando así un funcionamiento seguro y eficiente del sistema eléctrico.

c. Sobretensiones

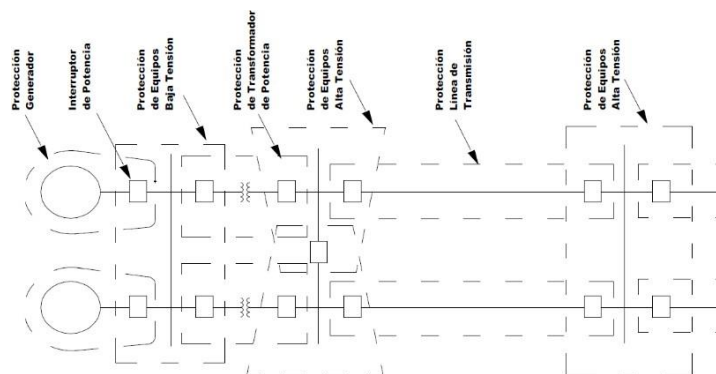
Las sobretensiones se producen cuando se registra un aumento significativo en el voltaje por encima de los niveles normales en un sistema eléctrico. Estas sobretensiones pueden tener dos causas principales: provienen de los equipos que forman parte del sistema eléctrico de potencia o pueden ser causadas por fenómenos atmosféricos, como los rayos. Como resultado de estas anomalías, se producen dos efectos perjudiciales: el deterioro del aislamiento y la formación de arcos eléctricos. Las sobretensiones de alto voltaje se clasifican en cuatro categorías fundamentales que se describen a continuación:

- **Tensión de servicio:**
Esta categoría se refiere a la máxima tensión constante que el sistema eléctrico de potencia debe soportar, teniendo en cuenta las fluctuaciones normales en la tensión. Este valor se utiliza como referencia en el diseño del aislamiento.
- **Sobretensiones internas temporales:**
Estas sobretensiones son de suma importancia al definir las características de los dispositivos de protección, como los pararrayos. Es esencial asegurar que estas tensiones no superen 1,5 veces la tensión de servicio para garantizar una protección efectiva.
- **Sobretensiones internas de maniobra:**
Estas sobretensiones suelen ser resultado de las operaciones en interruptores eléctricos y tienen una duración corta. Se producen durante maniobras como la conexión, desconexión y reconexión de líneas eléctricas en vacío.
- **Sobretensiones externas o atmosféricas:**
Este tipo de sobretensiones se debe a condiciones atmosféricas, especialmente a los rayos. Aunque su duración es breve, son mucho menos prolongadas que las sobretensiones de maniobra y pueden tener un impacto significativo en el sistema eléctrico.

2.2.3. Zonas de protección

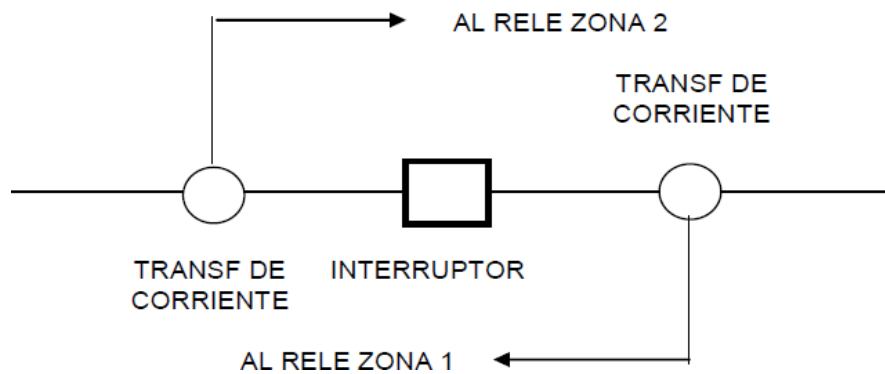
La protección del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) se logra mediante su subdivisión en zonas, formando así un Sistema de Protección. En los límites de estas zonas de protección se instalan interruptores con la finalidad de aislar posibles fallas, así como transformadores de tensión y corriente que detectan las respectivas tensiones y corrientes en esos límites. Estas señales se emplean para alimentar los relés de protección correspondientes. En consecuencia, cuando se produce una falla, los relés emiten la orden de abrir los interruptores correspondientes, lo que conduce al aislamiento de la zona afectada. La delimitación de estas zonas se determina en función de la ubicación de los transformadores de corriente, que son los dispositivos encargados de detectar las corrientes que ingresan o salen de la zona de protección. Para asegurar una protección integral, se superponen estas zonas de manera que ninguna parte del sistema eléctrico quede desprotegida.

Figura 2.1 Zona de Protección



Fuente: COES-SINAC, Requisitos Mínimos para los Sistemas de Protección del SEIN.

Figura 2.2 Traslape de las zonas de protección



Fuente: COES-SINAC, Requisitos Mínimos para los Sistemas de Protección del SEIN.

2.2.4. Componentes de los sistemas de protección

El sistema de protección se forma a partir de las protecciones de las diferentes zonas de seguridad, y en cada una de estas áreas se pueden identificar los siguientes componentes clave:

- Relés de Protección.
- Interruptores de Potencia.
- Transformadores de Tensión.
- Transformadores de Corriente.
- Enlaces de Comunicación entre los Relés de distintas estaciones.
- Fuentes de Alimentación para los circuitos de protección.
- Cableado de Control.

Al diseñar un Sistema de Protección, es imperativo especificar cada uno de estos componentes para lograr un funcionamiento óptimo del sistema en su conjunto. Estos elementos trabajan de manera interconectada, de manera que un rendimiento deficiente en cualquiera de ellos tendrá un impacto negativo en la eficacia global del Sistema de Protección.

2.2.5. Concepción sistemática de la protección

Según el PR-20 comenta que, el sistema de protección debe ser diseñado para hacer frente a la posibilidad de una doble contingencia. Esto significa que se debe considerar la eventualidad de que ocurra una falla en el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) y que esta sea seguida por una falla en el propio Sistema de Protección. Por este motivo, se establecen las siguientes categorías de protección:

- Protecciones preventivas.
- Protecciones incorporadas en los equipos.
- Protecciones principales.
- Protecciones de respaldo.

Este enfoque garantiza la robustez y la fiabilidad del Sistema de Protección en situaciones críticas.

a. Protecciones preventivas.

Una protección preventiva implica la utilización de dispositivos capaces de emitir señales de advertencia antes de que ocurra una falla, actuando con anticipación en lugar de esperar a que se produzca el problema. En la era digital actual, se emplean equipos con capacidad para monitorear continuamente los parámetros de las máquinas y generar alarmas correspondientes. Además, estos sistemas supervisan las variaciones en los parámetros (primera derivada respecto al tiempo) y los cambios en esas variaciones (segunda derivada respecto al tiempo). Estos dispositivos se implementan tanto de forma individual como parte integral de un Sistema de Control (SCADA) de las instalaciones.

b. Protecciones incorporadas en los equipos.

Las protecciones propias son mecanismos integrados en los equipos mismos, diseñados de acuerdo con las especificaciones de fabricación de estos dispositivos, para supervisar sus condiciones operativas, como temperatura, presión, nivel, entre otros. Estas salvaguardias suelen ser establecidas por los fabricantes de los equipos, basándose en su diseño y experiencia, con el objetivo

de proporcionar garantías de funcionamiento. La implementación de estas protecciones es fundamental en el Sistema de Protección.

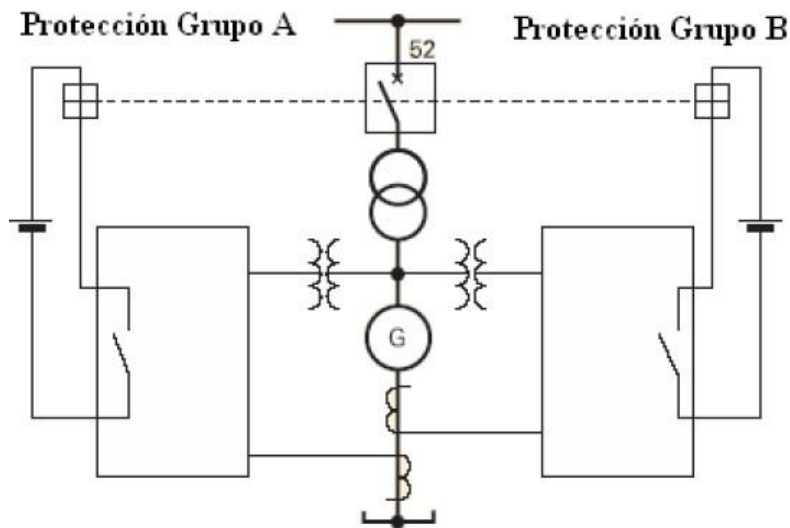
c. Protecciones principales

Las protecciones principales representan la primera línea de defensa del sistema de protección y deben reaccionar de manera instantánea. En ocasiones, el sistema de protección incorpora dos protecciones redundantes: la protección principal y la secundaria. Ambas actúan simultáneamente sin necesidad de coordinación, ya que la primera en responder será efectiva. La redundancia puede ser total, lo que implica duplicar todos los componentes clave, incluyendo:

- Dos relés de protección.
- Dos bobinas de control de interruptores.
- Dos juegos de transformadores de tensión.
- Dos juegos de transformadores de corriente.
- Dos enlaces de comunicación entre los relés de diferentes estaciones.
- Dos fuentes de alimentación para los circuitos de protección.
- Dos juegos de cables de control.

Sin embargo, en situaciones prácticas, la duplicación puede ser parcial y enfocarse en elementos esenciales. Por ejemplo, se puede usar un solo juego de transformadores de corriente con dos secundarios diferentes. En el caso de los transformadores de tensión, la duplicación parcial podría consistir en separar los circuitos en la salida de los transformadores si se utiliza solo un secundario.

Figura 2.3 Protecciones redundantes



Fuente: COES-SINAC, Requisitos Mínimos para los Sistemas de Protección del SEIN.

d. Protecciones de respaldo

Las Protecciones de Respaldo representan la segunda etapa de intervención en el sistema de protección y deben incorporar un retardo en su funcionamiento para garantizar que la Protección Principal y/o Secundaria actúen primero. Esta dinámica requiere la coordinación de las diferentes protecciones con el fin de lograr un rendimiento más eficiente del Sistema de Protección.

2.2.6. Comportamiento de los sistemas de protección

El sistema de protección para que cumpla con sus funciones de manera óptima, debe de tener las siguientes características:

a. Sensibilidad

Es la capacidad que tiene un equipo de protección en detectar una falla por más pequeña que sea, además de discernir una situación de falla con una situación de no falla.

b. Selectividad

Es la capacidad de detectar la falla dentro de la zona de protección. Evitando así retrasos e identificando el lugar de falla.

c. Velocidad

Es la capacidad que tiene los equipos de actuar en el menor tiempo posible ante una falla, minimizando daños en el sistema eléctrico.

d. Fiabilidad (“dependability”)

Es la capacidad que cuenta el equipo de actuar correctamente cuando sea necesario, aun cuando el escenario no sea nada favorable para su detención.

e. Seguridad

Es la capacidad que brinda el equipo de protección al momento de actuar ante una falla existente, aislando la zona de protección.

2.2.7. Ajuste de las protecciones de corriente

a. Funciones 50/51 – 50N/51N

Según el portal Web del COES se tiene que, la protección de corriente mide permanentemente la corriente de cada fase con la finalidad de detectar las sobrecorrientes que se pueden producir en un cortocircuito. El tiempo de actuación de esta protección es una función del valor de la corriente y puede ser:

- De tiempo definido cuando se supera un umbral previamente calibrado. En este caso su operación puede ser instantánea (función 50) o temporizada (función 51)
- De tiempo inverso cuya operación depende del tiempo según una función exponencial establecida por la siguiente expresión:

$$t = TMS * \left(\frac{K}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha} + C \right) \dots\dots\dots 2.1$$

Donde:

t = Tiempo de actuación del relé (variable dependiente)

I = Corriente que mide el relé (variable independiente)

α = Parámetro que define la curva característica de operación del Relé

I_s = Corriente de arranque del relé

TMS = Constante de ajuste del Relé

K = Parámetro que define la curva característica de operación del relé
C = Constante de ajuste del relé

Para el ajuste del relé se debe definir lo siguiente:

Para la función (51)

- La corriente de Arranque del Relé (I_s) que viene a ser el umbral de la corriente de operación del relé.
- La constante de ajuste del Relé (TMS) que viene a ser el parámetro que permite definir los tiempos de operación según su curva característica

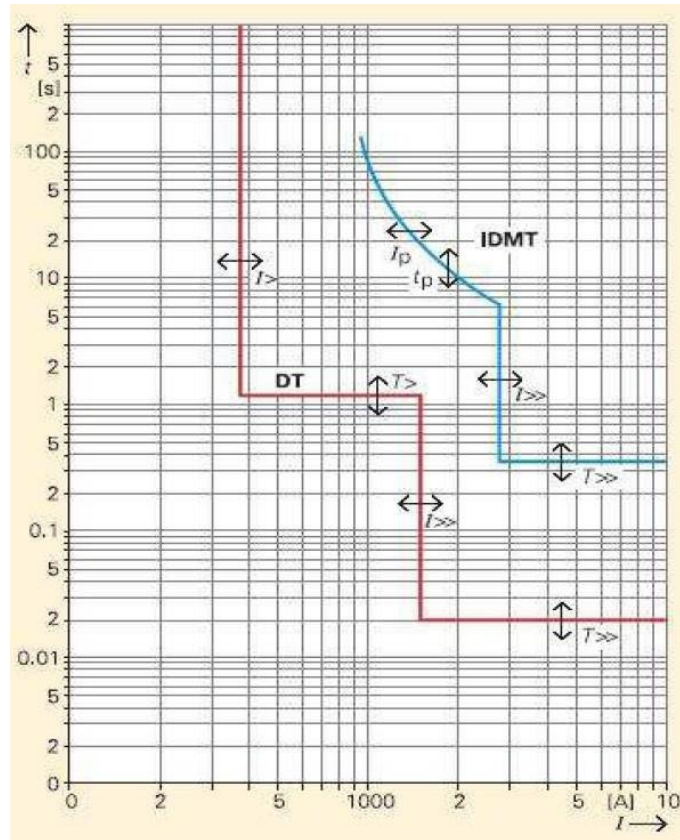
➤

Para la función (50)

- La corriente de arranque del Relé (I_s) que viene a ser el umbral de la corriente de operación del relé.
- A pesar que se trata de una función instantánea por definición (ANSI 50), es posible definir una temporización de su actuación cuando resulte conveniente

En la figura 1 se muestra los ajustes del relé de sobrecorriente de tiempo inverso (51) combinado con la función instantánea (50) en comparación con un relé de sobrecorriente de tiempo definido con dos umbrales de operación (50/51)

Figura 2.4 Características de operación de los relés de sobrecorriente



Fuente: COES-SINAC, Criterios de ajuste y coordinación del SEIN.

La característica de tiempo inverso será de acuerdo a los valores de los parámetros como son el exponente α y K, a los cuales se asocian los otros parámetros del Relé, conforme ha sido establecido por las normas. En la tabla 1 se indica estos valores.

Tabla 2.1 Relés de sobrecorriente

Característica	IEC/BS			ANSI/IEEE			
	α	K	C	α	K	C	
Tiempo definido	-	0	1				
Normal Inverso	NI	0.02	0.14	0	2.0938	8.9341	0.17966
Muy Inverso	VI	1	13.5	0	2	3.922	0.0982
Extremadamente Inverso	EI	2	80	0	2	5.64	0.02434
Inverso de Largo Tiempo	LI	1	120	0	2	5.6143	2.18592

Fuente: COES-SINAC, Criterios de ajuste y coordinación del SEIN.

2.2.8. Coordinación de las protecciones de sobrecorriente

a. Arranque de la protección

El arranque de las protecciones de sobrecorriente requiere ser definido considerando dos aspectos que son:

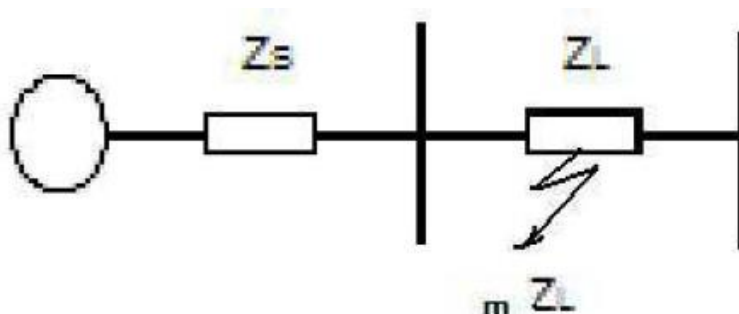
- La capacidad de corriente del elemento protegido, la cual depende de la duración prevista para la corriente de falla. Lo usual es considerar un margen de seguridad sobre esta capacidad a fin de preservar su vida útil.
- La sensibilidad a las corrientes mínimas de falla que se pueden producir al final de la zona protegida, la cual corresponde al elemento protegido (línea o transformador) y al elemento siguiente. Para las protecciones de sobrecorriente de fases, la sensibilidad está en función a las corrientes de falla para fallas bifásicas y para las protecciones de sobrecorriente a tierra, está en función a las corrientes de falla considerando resistencias de falla.

b. Ajuste de las unidades temporizadas e instantáneas

El ajuste de tiempo debe hacerse para que las fallas en el extremo remoto (far-end) sean despejadas en un tiempo máximo de 500 ms. Este tiempo asegura que la operación más allá de la zona de protección el tiempo de operación es mayor de 500 ms, lo que permite obtener el adecuado margen de tiempo para la operación coordinada de las protecciones de la propia zona con la de la zona siguiente. Este ajuste corresponde al elemento (51).

Es posible considerar la utilización del elemento instantáneo (50) para lo cual se puede considerar el circuito mostrado en la figura 2.14 donde se considera que el elemento instantáneo solo alcanzará hasta una fracción del elemento protegido.

Figura 2.5 Ajuste del elemento instantáneo



Fuente: COES-SINAC, Criterios de ajuste y coordinación del SEIN.

La corriente de falla al final de la línea será:

$$I_{CC} = \frac{V}{Z_S + Z_L} \dots\dots\dots 2.2$$

La corriente para la cual se ajusta el elemento instantáneo (50) corresponde a un punto intermedio de la línea, para el cual la corriente será:

$$I_{50} = \frac{V}{Z_S + m \cdot Z_L} \dots\dots\dots 2.3$$

La relación entre estas corrientes podemos definirla como

$$K = \frac{I_{50}}{I_{CCC}} = \frac{Z_S + Z_L}{Z_S + m \cdot Z_L} = \frac{(Z_S/Z_L)^{+1}}{(Z_S/Z_L)^m} = \frac{SIR+1}{SIR+m} \dots\dots\dots 2.4$$

El valor mínimo de “K” debe ser 1.25 con la finalidad de asegurar el ajuste a un valor que tome en cuenta los posibles errores de las corrientes (±11%). Por tanto, se puede plantear que

$$\frac{SIR+1}{SIR+m} > 1.25 \dots\dots\dots 2.5$$

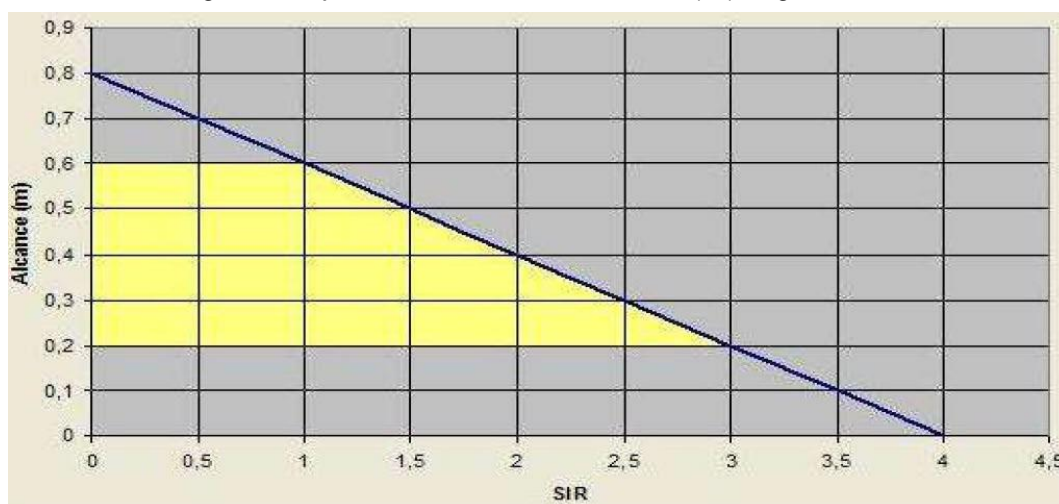
De donde se deduce que

$$m < 0.8 - 0.2 * SIR \dots\dots\dots 2.6$$

En consecuencia, los ajustes del elemento instantáneo (50) se aplican según el valor del SIR de la línea. En la figura 2.15 se muestra los valores de ajuste del elemento instantáneo y se puede ver que solamente se aplica para líneas medianas y largas.

Lo recomendable es un alcance del 50% del circuito protegido por lo que se ha resaltado un alcance entre el 20% y el 60% del circuito como valores prácticos recomendados. Esto significa que para un SIR de 3 solamente es posible proteger con el elemento (50) hasta el 20%, del circuito; pero, para un SIR de 1 se puede ajustar hasta el 60% del circuito.

Figura 2.6 Ajuste del elemento instantáneo (50) según el SIR



Fuente: COES-SINAC, Criterios de ajuste y coordinación del SEIN.

2.2.9. Configuración de dos transformadores de dos bobinados en paralelo

a. Escenarios

Se debe definir los escenarios que corresponden a las mínimas y máximas corrientes de fallas, las cuales corresponden a los siguientes casos:

Máxima corriente de falla:

Con máxima demanda en estiaje o avenida, lo que ocasione el mayor nivel de cortocircuito en barras de alta tensión de la subestación.

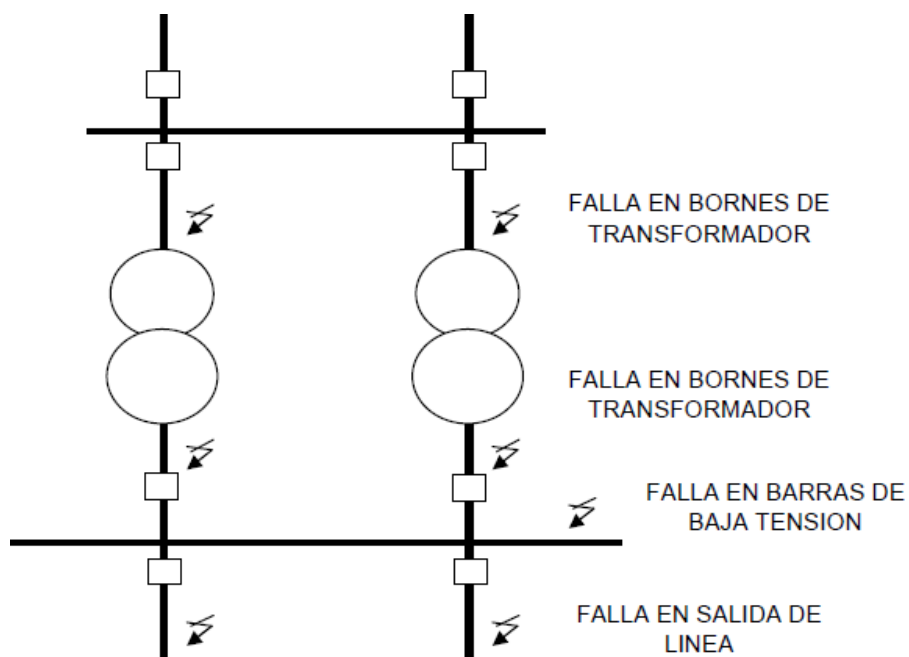
Mínima corriente de falla:

Con mínima demanda en estiaje o avenida, lo que ocasione el menor nivel de cortocircuito en barras de alta tensión de la subestación. Para las funciones de protección de fases debe calcularse las fallas bifásicas y para las funciones de protecciones de tierra las fallas monofásicas con resistencia de falla diferente de cero.

b. Simulación De Fallas

Se debe simular las fallas en las barras de alta y baja tensión de la subestación. Estas fallas deben ser analizadas en cada circuito conectado a estas barras. Una manera práctica es considerar las fallas en el 1% de la impedancia del circuito conectado.

Figura 2.7 Simulación de fallas en subestación pequeña



Fuente: COES-SINAC, Criterios de ajuste y coordinación del SEIN.

c. Criterio de ajuste

Se debe definir el ajuste de las siguientes protecciones graduadas

Tabla 2.2 Protecciones graduadas de las subestaciones pequeñas.

Relé de Protección	Mirando fallas hacia la subestación	Mirando fallas hacia el sistema interconectado
50/51 Ubicado en el lado AT del transformador	En el transformador En barras de baja tensión	
50N/51N Ubicado en el lado AT del transformador principal	En el transformador En barras de baja tensión	
51/67 Ubicado en el lado BT del transformador	En barras de baja tensión En líneas de salida de BT	En el transformador
51N/67N Ubicado en el lado BT del transformador principal	En barras de baja tensión En líneas de salida de BT	En el transformador

Fuente: COES-SINAC, Criterios de ajuste y coordinación del SEIN.

Para el ajuste se debe atender los requerimientos indicados

Tabla 2.3 Ajuste de las protecciones graduadas de las subestaciones pequeñas.

Relé de Protección	Por la instalación	Por la mínima generación
50/51 Ubicado en el lado AT del transformador	130% de la corriente nominal del transformador (mayor etapa de refrigeración)	Para detectar fallas en barras BT de la subestación
50N/51N Ubicado en el lado AT del transformador principal	20% a 40% de la corriente nominal del transformador	
51/67 Ubicado en el lado BT del transformador	130% de la corriente nominal del transformador (mayor etapa de refrigeración)	Para detectar las fallas al final de las líneas de salida de BT
50/51 Ubicado en el lado BT del transformador principal	20% de la corriente nominal del transformador	

Fuente: COES-SINAC, Criterios de ajuste y coordinación del SEIN.

d. Criterio de coordinación

- **Para fallas en bornes de AT del transformador**

1. La protección del lado de AT del transformador medirá las corrientes de falla que provienen del sistema y debe actuar en un tiempo máximo de 250 ms.

- **Para fallas en bornes de BT del transformador**

1. La protección del lado AT del transformador (51) verá como una falla en barras de BT y debe actuar en un tiempo máximo de 750 ms. Este tiempo es mayor que 500 ms porque se requiere coordinación con la protección del lado de BT del transformador.

2. La protección del lado BT del transformador verá una falla con una corriente en la dirección contraria al flujo de potencia normal. Por tal motivo, el elemento de protección direccional (67) protegerá este evento con un tiempo máximo de 250 ms.

- **Para fallas en barras de BT de la subestación**

1. Las protecciones del lado de BT de los transformadores (51) verán la falla y deben actuar en un tiempo máximo de 500 ms.

2. Las protecciones del lado de AT de los transformadores (51) medirán las corrientes de falla que provienen del sistema y deben actuar en un tiempo aproximado de 750 ms. Este tiempo es mayor que 500 ms porque se requiere coordinación con la protección del lado de BT del transformador.

- **Para fallas en las líneas de salida de BT**

1. Las protecciones de las líneas de salidas de BT deberán proteger los circuitos con elementos instantáneos (50) y temporizados (51), debiendo eliminar las fallas cercanas a la subestación en un tiempo máximo de 250 ms.

2. Las protecciones del lado de BT de los transformadores (51) verán la falla y deben actuar en un tiempo máximo de 500 ms.

3. La protección del lado AT del transformador (51) verá como una falla en barras de BT y debe actuar en un tiempo máximo de 750 ms.

2.3. Marco conceptual

2.3.1. Protección de sobrecorriente

Según el autor Enríquez menciona que la protección de sobrecorriente está diseñada para cortar el flujo eléctrico cuando la corriente alcanza niveles que podrían generar temperaturas peligrosas en los conductores o su aislamiento. (2006, p. 117)

Asimismo, el autor Ramírez menciona que la protección eléctrica busca detectar problemas en la corriente y desconectar la energía en caso de fallos mediante la protección de sobrecorriente. Además, debe actuar con precisión y rapidez, identificando la ubicación del problema (selectividad) y actuando en un tiempo mínimo (tiempo de despeje) mediante la configuración adecuada de dispositivos como los relés de sobrecorriente. (2003, p. 1)

Por lo tanto, se entiende que la protección de sobrecorriente es esencial para prevenir situaciones peligrosas relacionadas con niveles de corriente inseguros, y su implementación requiere dispositivos especializados que actúen con precisión y rapidez para garantizar la seguridad eléctrica.

2.3.2. Detección de fallas

Según el autor Alcalde menciona que la presencia de fallas en instalaciones eléctricas puede resultar en un aumento peligroso de corriente, por lo tanto, detectar y eliminar rápidamente estas fallas es esencial para prevenir incendios y garantizar la seguridad. (2014, p. 370)

Asimismo, el autor Mujal menciona que pese a ser poco común y de corta duración, los cortocircuitos tienen consecuencias impredecibles que requieren mejoras constantes en dispositivos de protección, destacando la importancia de detectar fallas para prevenir riesgos y daños en las instalaciones. (2014, p.17)

Según los autores podemos inferir que la detección y prevención eficientes de fallas en instalaciones eléctricas son fundamentales para salvaguardar la integridad de los sistemas eléctricos y, por ende, la seguridad de las personas y las propiedades.

2.3.3. Selectividad

Según el autor Martínez la selectividad en un sistema de protección implica desconectar solo el componente defectuoso. Se logra coordinando curvas o zonas de disparo para que el elemento más cercano actúe eficientemente. (2020, p. 6)

Según el COES menciona que es la capacidad de detectar la falla dentro de la zona de protección. Evitando así retrasos e identificando el lugar de falla. (2014, p.15)

Por lo tanto, se entiende que alcanzar selectividad en protección eléctrica significa desconectar únicamente la parte afectada, coordinando eficazmente las respuestas del sistema. El propósito es evitar demoras y localizar con precisión el punto exacto de la falla.

2.3.4. Tiempo de despeje

Según el autor García el tiempo de despeje de una falla se vincula al tipo de protecciones, así como a las características mecánicas y eléctricas del equipo. La eliminación del defecto implica la activación de un elemento de corte, controlado por un dispositivo de protección que detecta la falla. (1990, p.98)

Asimismo, el autor Tora menciona que, en las líneas con cables de guarda de fibra óptica, se emplea doble protección principal para asegurar un tiempo de despeje instantáneo y brindar redundancia en caso de fallo. Las protecciones garantizan la eliminación de la falla en menos de 300 milisegundos. (1997, p. 203)

Según los autores podemos inferir que el tiempo de despeje de una falla está vinculado al tipo de protecciones y las características del equipo. La eliminación de la falla implica la activación de elementos de corte controlados por dispositivos

de protección, y en algunos casos, se busca un tiempo de despeje instantáneo para garantizar la seguridad del sistema eléctrico.

2.3.5. Marco normativo

➤ **Comité de Operación Económica del Sistema (COES):**

Es el organismo que opera el sistema eléctrico peruano, administra el mercado eléctrico peruano y planifica la transmisión eléctrica del sistema con criterios de economía, calidad y seguridad. El COES es una entidad privada sin fines de lucro cuyos aportantes son los agentes del mercado.

➤ **Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin):**

Es la institución pública que supervisa que las empresas formales eléctricas y de hidrocarburos brinden un servicio permanente, seguro y de calidad, y que las empresas mineras realicen sus actividades de manera segura.

➤ **Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN):**

Conjunto de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas conectadas entre sí, así como sus respectivos centros de despacho de carga, que permite la transferencia de energía eléctrica entre dos o más sistemas de generación.

➤ **Procedimiento técnico del COES N°20: Ingreso, modificación y retiro de instalaciones en el SEIN (PR -20)**

Regula para las instalaciones de generación que se quieren conectar al SEIN un proceso denominado de "conexión", mientras que para las instalaciones de transmisión con el mismo propósito regula un proceso diferente denominado de "integración", con reglas, plazos y alcances también diferentes.

2.4. Definición de términos básicos

- **Barras:** Es un punto en el sistema eléctrico habilitado para proporcionar o recibir energía eléctrica.

- **Líneas de transmisión:** Es el soporte físico utilizado para transportar y distribuir la energía eléctrica.
- **Transformador de potencia:** Es una máquina eléctrica estacionaria que, a través de una conversión intermedia en un campo magnético, transforma la potencia eléctrica alterna de un nivel de tensión y corriente dado en otro nivel de tensión y corriente.
- **Perfil de tensión:** Un perfil de tensión de barras es un registro de la variación de la tensión eléctrica en puntos específicos de una red eléctrica.
- **Cargabilidad por las líneas de transmisión:** Se refiere a la cantidad de energía eléctrica que puede ser transportada por el cable sin que esto cause problemas en su funcionamiento dentro de condiciones de operación adecuadas.
- **Cargabilidad por los transformadores:** Se refiere a la capacidad de un transformador para soportar y suministrar energía eléctrica a una carga específica sin sobrecargarse o experimentar pérdida de eficiencia.
- **Área de Influencia:** Es una parte del sistema de transmisión o distribución que se encuentra bajo la responsabilidad de una subestación eléctrica, o una sección del sistema interconectado compuesta por centrales de generación y redes de transmisión y distribución que es atendida por dos o más subestaciones eléctricas.

HIPÓTESIS Y VARIABLES

3.1. Hipótesis

3.1.1. Hipótesis general

La evaluación de las protecciones de sobrecorriente permite la simulación del tiempo de respuesta ante una falla en el centro de transformación de la central eólica Punta Lomitas.

3.1.2. Hipótesis específicas

- La determinación de la detección de fallas por sobrecorriente permite calcular el nivel de cortocircuito en el centro de transformación de la central eólica Punta Lomitas.
- La determinación de selectividad de los equipos por sobrecorriente permite estimar el tiempo de disparo del relé en el centro de transformación de la central eólica Punta Lomitas.
- La determinación del tiempo de despeje por sobrecorriente permite estimar el tiempo de respuesta ante una falla en el centro de transformación de la central eólica Punta Lomitas.

3.2. Definición conceptual de variables

a. Protección de sobrecorriente

Según el autor Ramírez menciona que el objetivo principal de cualquier sistema de protección eléctrica es detectar de manera eficiente cualquier problema en la corriente eléctrica y tomar medidas para cortar la energía en caso de una falla. Esto se logra de manera efectiva a través de la protección de sobrecorriente. El segundo objetivo es asegurarse de que, en caso de una falla, el sistema de protección actúe de manera precisa y rápida. Esto significa que debe detectar qué parte del sistema tiene un problema (selectividad), y hacerlo en un período de tiempo lo suficientemente corto para evitar daños mayores (tiempo de despeje).(2003, p. 1)

3.3. Operacionalización de variables

Tabla 3.1 Matriz de operacionalización de variables.

Variables	Definición conceptual	Definición operacional	Dimensiones	Indicadores	Índices	Método	Técnica
Protección de sobrecorriente	El sistema de protección eléctrica tiene el objetivo es detectar de manera eficiente cualquier problema en la corriente eléctrica y tomar medidas para cortar la energía en caso de una falla, esto se logra de manera efectiva a través de la protección de sobrecorriente. (Ramírez, 2003).	El sistema protección de sobrecorriente debe garantizar en caso de una falla, la detección o ubicación del problema en el sistema (selectividad) y hacerlo en un lapso breve para evitar daños significativos (tiempo de despeje). Esta eficiencia se puede lograr ajustando adecuadamente los dispositivos de protección, como los relés de sobrecorriente, para que trabajen de forma coordinada y efectiva.	Detección de fallas	<ul style="list-style-type: none"> Falla monofásica Falla monofásica a tierra Falla bifásica Falla bifásica a tierra Falla trifásica 	Voltaje (KV) Amperios (A)	Deductivo	Documental: Investigaciones , libros, manuales y fichas técnicas.
			Selectividad	<ul style="list-style-type: none"> Intensidad de la corriente de disparo Tiempo de disparo 	Amperios (A) Tiempo (ms)		
			Tiempo de despeje	<ul style="list-style-type: none"> Tiempo de relé Tiempo del interruptor Simulación de protección 	Tiempo (ms)		

METODOLOGÍA DEL PROYECTO

4.1. Diseño metodológico

4.1.1. Enfoque de la investigación

- Cuantitativo

Según el autor Hernández sostiene que el enfoque cuantitativo utiliza la recopilación de datos con el propósito de poner a prueba hipótesis a través de mediciones numéricas y análisis estadísticos, todo ello con la finalidad de identificar patrones de comportamiento y validar teorías. (2018, p.4)

Esta tesis utilizó datos que luego de ser procesados se constató su desempeño basándose en indicadores (PR-20), asimismo, se hizo uso del software DIGSILENT para las simulaciones de fallas en el sistema analizado.

4.1.2. Tipo de investigación

- Básica

Según el autor Espinoza, la investigación básica tiene como propósito ampliar el conocimiento científico a partir de la observación del funcionamiento de los fenómenos de la realidad. (2014, p. 75)

Esta tesis es un aporte para entender la protección de sobrecorriente que debe tener una central eólica para no tener contratiempos a causa de una falla.

4.1.3. Nivel de investigación

- Descriptivo

Según el autor Espinoza, La investigación de tipo descriptivo busca ofrecer una representación minuciosa y precisa de los objetos en estudio en su estado actual de funcionamiento, sin que el investigador ejerza ninguna influencia sobre dicho funcionamiento. (2014, p.76)

En efecto, en esta tesis no se ejerció influencia alguna salvo en las simulaciones que se hicieron en el periodo de año analizado.

4.1.4. Diseño de investigación

- Descriptivo simple - transversal

Según el autor Carrasco, menciona que el diseño descriptivo transversal se aplica para investigar hechos y fenómenos del mundo real en un punto específico en el tiempo. (2006, p. 72)

En la tesis se describió y evaluó las fallas simuladas que afectaron el centro de transformación de la central eólica Punta Lomitas durante el periodo analizado del año 2023

4.2. Método de investigación

- Deductivo

Según el autor Bisquerra, sostiene que el método deductivo se basa en la comprobación de teorías, leyes y principios para su aplicación en situaciones específicas. (2009, p.29)

Esta tesis se fundamentó en teorías, leyes y principios de protecciones eléctricas ante altas corrientes.

4.3. Población y muestra

Según el autor Namkforoosh es importante definir la población en estudio; es decir, quien se va a estudiar. Si la población en estudio es pequeña deben estudiarse todos sus miembros; pero si es grande, es conveniente escoger una muestra representativa (2002, p. 77).

Asimismo, según los autores Collado y Baptista mencionan que la muestra es, en esencia, un subgrupo de la población. Es un Subconjunto de elementos que pertenecen a ese conjunto definido en sus características al que llamamos población (2014, p. 175).

La población y muestra de la investigación correspondió a las protecciones eléctricas de sobrecorriente dentro del centro de transformación.

4.4. Lugar de estudio y periodo desarrollado

El lugar de estudio de esta tesis fue el centro de transformación de la central eólica Punta Lomitas ubicado en los distritos de Ocucaje y Santiago, provincia de Ica, región Ica, a 418 km al sur de la ciudad de Lima.

4.5. Técnicas e instrumentos para la recolección de información

4.5.1. Técnica documental

Según el autor Espinoza, menciona que la técnica documental facilita la obtención de pruebas que respaldan las hipótesis de investigación a partir de una amplia gama de documentos, incluyendo revistas, memorandos, registros, actas, datos estadísticos y documentos de entidades comerciales e institucionales. (2014, p. 110)

Esta tesis recopiló documentación del portal Web de COES como los reportes de demanda, estudio de operación de tensión, base de datos y manuales tales como: requisitos mínimos para sistemas de protección, criterios de ajuste y coordinación de protección y procedimiento técnico del COES (PR-20).

4.6. Análisis y procesamiento de datos

Este trabajo de investigación se hizo en 4 etapas:

- Etapa 1: Adecuación de base de datos
- Etapa 2: Evaluación de flujo de carga
- Etapa 3: Evaluación de cortocircuito
- Etapa 4: Evaluación de protecciones eléctricas

Figura 4.1 Etapas del análisis y procesamiento de datos.

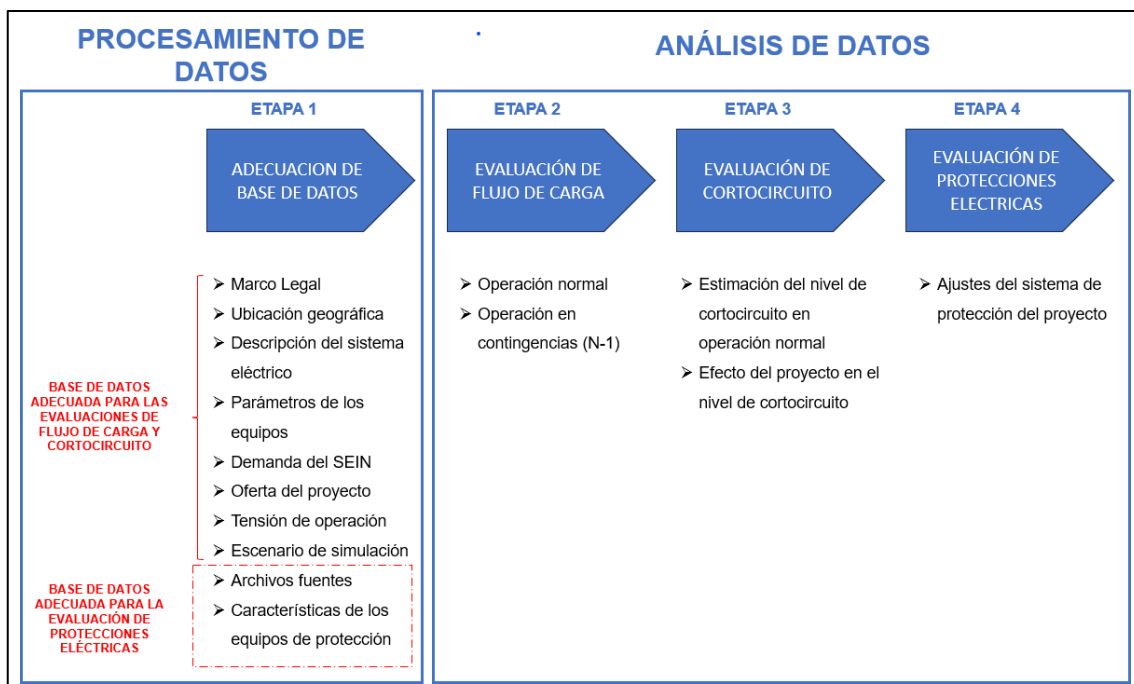
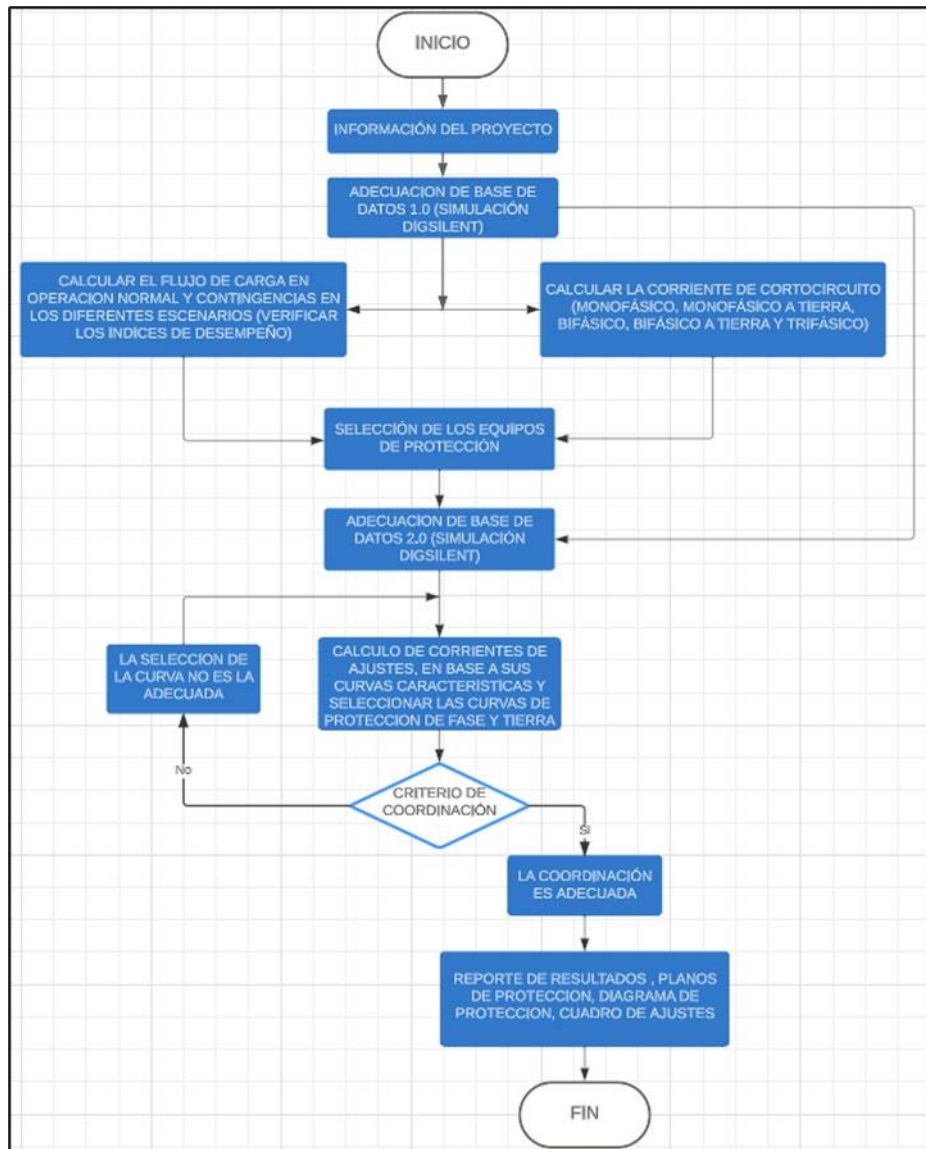


Figura 4.2 Flujo del proceso de análisis



4.6.1. Procesamiento de datos

ETAPA 1: ADECUACION DE BASE DE DATOS

Se adecuo la base de datos del COES para su posterior uso teniendo en consideración los siguientes instrumentos:

Marco Legal

- Ley de concesiones y su reglamento

- Procedimiento Técnico del Comité de operación económica del SEIN – PR 20: Ingreso, modificación y retiro de instalaciones en el SEIN
- Norma técnica de calidad de servicios eléctricos (NTCSE)
- Norma técnica para la coordinación de la operación en tiempo real de los sistemas interconectados (NTCOTRSI)

Ubicación geográfica

- Cuadro de coordenadas UTM WGS84 – Zona 18L

Descripción del sistema eléctrico

- Diagrama unifilar

Parámetros de los equipos

- Parámetros de los circuitos
- Parámetros del centro de transformación
- Datos técnicos del aerogenerador
- Modo de operación
- Curva de capacidad

Demanda del SEIN

Demanda utilizada para el SEIN para los escenarios hidrológicos de Avenida y Estiaje en condiciones de máxima y mínima demanda (Modelo del SEIN.pfd)

Oferta del proyecto

Comportamiento de las centrales eólicas del SEIN

Tensión de operación

Tensiones de referencia de la zona de influencia 2023 (Estudio de tensiones de operación 2022)

Escenario de simulación

Periodos hidrológicos de avenida y estiaje, durante los bloques horarios de máxima, media y mínima demanda del año 2023.

4.6.2. Análisis de datos

ETAPA 2: EVALUACIÓN DE FLUJO DE CARGA

Se evaluó el impacto que genera el proyecto al área de influencia mediante la evaluación del flujo de carga, tanto en condiciones normales de operación como en condiciones de contingencia. Los escenarios de análisis eléctricos se realizaron en el año 2023 para el periodo de estiaje y avenida, en los casos de máxima, media y mínima demanda respectivamente, considerando los escenarios “Sin Proyecto” y “Con Proyecto”, de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento Técnico N° 20 del COES.

Operación normal

- Perfil de tensión
- Cargabilidad de las líneas de transmisión
- Cargabilidad de los transformadores

Operación en contingencias (N-1)

Tabla 4.1 Contingencias analizadas

Contingencia	Nombre de la contingencia
C01	LT 220 kV Independencia - Ica (L-2210)
C02	LT 220 kV Ica – Derivación (L-2211)
C03	LT 220 kV Derivación – Marcona (L-2312)
C04	LT 220 kV Poroma – Mina Justa (L-2083)
C05	LT 220 kV Derivación – Punta Lomitas (L-2313)

ETAPA 3: EVALUACIÓN DE CORTOCIRCUITO

Se evaluó el impacto que genera el proyecto al área de influencia mediante la evaluación de cortocircuito, tanto en condiciones normales de operación como en condiciones de contingencia. Los escenarios de análisis eléctricos se realizaron en el año 2023 para el periodo de estiaje y avenida, en los casos de máxima, media y mínima demanda respectivamente, considerando los escenarios “Sin Proyecto” y “Con Proyecto”, de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento Técnico N° 20 del COES.

- Estimación del nivel de cortocircuito en operación normal

- Efecto del proyecto en el nivel de cortocircuito

ETAPA 4: EVALUACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS

Para el estudio se utilizó los datos técnicos de los equipos existentes, de los equipos nuevos y los ajustes actuales de los relés del sistema involucrado de acuerdo con los estudios establecidos para los diferentes equipos.

Los ajustes de los relés de protección se definieron teniendo en cuenta las características de los equipos, los criterios de ajustes definidos por COES y la experiencia operativa del sistema de protección. Los ajustes son verificados para los diferentes escenarios de operación y contingencia. Como herramienta se utiliza el software DlgSILENT Power Factory y la base de datos

- Ajustes del sistema de protección del proyecto

4.7. Aspectos éticos en investigación

La presente tesis consideró esencial mantener un alto nivel ético en diversos aspectos. Esto incluyó actuar con profesionalismo, cumplir con estándares y plazos, y presentar resultados de manera rigurosa y responsable. Asimismo, se destacó la importancia de la transparencia al proporcionar información detallada sobre métodos y resultados, permitiendo que otros pudieran verificar y replicar el estudio. La objetividad se consideró fundamental para evitar sesgos personales o influencias externas que pudieran afectar la integridad de los resultados. Además, se enfatizó el compromiso con la búsqueda de la verdad y el avance del conocimiento, lo que llevó a actuar de manera ética y responsable. La honestidad en la presentación de los resultados también fue un valor esencial, incluso cuando los resultados no respaldaron las hipótesis iniciales. Por último, se reconoció la necesidad de respetar la confidencialidad de la información sensible y la privacidad de los participantes, garantizando la protección adecuada de los datos y la integridad en la investigación. Estos principios éticos fueron esenciales para asegurar que la investigación fuera confiable y ética en todos los aspectos.

RESULTADOS

5.1. Resultados descriptivos

EVALUACIÓN DE FLUJO DE CARGA

Se realizó el análisis de flujo de carga del proyecto en el área de influencia, tanto en operación normal como en contingencia para los diferentes escenarios de los periodos de avenida y estiaje del año 2023.

Operación normal

- La tensión en las barras de 220,138,60,23 y 13.8 kV para los casos Sin y Con Proyecto, estuvo dentro de las tolerancias admisibles (0.975-1.025 pu.).
- La cargabilidad por las líneas de transmisión para los casos Sin y Con Proyecto, estuvo por debajo del 100% de su capacidad.
- La cargabilidad por los transformadores en los casos Sin y Con Proyecto, estuvo por debajo del 100% de su capacidad.

Operación en contingencias (N-1)

- Contingencia 1 (C01) : Desconexión de la línea L-2210 (Independencia – Ica)
- Contingencia 2 (C02) : Desconexión de la línea L-2211 (Ica - Derivación)
- Contingencia 3 (C03) : Desconexión de la línea L-2312 (Derivación - Marcona)
- Contingencia 4 (C04) : Desconexión de la línea L-2083 (Poroma – Mina Justa)
- Contingencia 5 (C05) : Desconexión de la línea L-2313 (Derivación – Punta Lomitas)

Del análisis de flujo de carga en estado estacionario en condición (N-1) se concluyó que:

En los casos Sin y Con Proyecto los perfiles de tensión de las barras en las contingencias C01, C02, C03, C04 y C05 estuvieron dentro de las tolerancias admisibles (0.90 – 1075 p.u.). Asimismo, la cargabilidad por las líneas estuvo por debajo del límite admisible (120%). Por otro lado, en el caso Sin proyecto la cargabilidad por los transformadores estuvo por encima del límite admisible (100%) pero mejoró con el ingreso del proyecto.

EVALUACIÓN DE CORTOCIRCUITO

Se ha realizado el cálculo de cortocircuito (niveles de cortocircuito de fases y de tierra (3xI₀)) con la influencia del SEIN bajo los periodos hidrológicos de Estiaje y Avenida del año 2023 respectivamente, durante los escenarios de máxima, media y mínima demanda; para los casos Sin y Con Proyecto.

De los resultados evaluados se obtuvo lo siguiente:

- ✓ La máxima corriente de cortocircuito para la barra de 500 kV de la S.E. Poroma es 4.95 kA por fase y 4.71 kA por tierra.
- ✓ La máxima corriente de cortocircuito para la barra de 220 kV de la S.E. Poroma es 7.21 kA por fase y 9.72 kA por tierra.
- ✓ La máxima corriente de cortocircuito para la barra de 220 kV de la S.E. Marcona es 5.55 kA por fase y 6.73 kA por tierra.
- ✓ La máxima corriente de cortocircuito para la barra de 60 kV de la S.E. Marcona es 9.29 kA por fase y 14.32 kA por tierra.
- ✓ La máxima corriente de cortocircuito para la barra de 220 kV de la S.E. Ica es 4.62 kA por fase y 4.79 kA por tierra.
- ✓ La máxima corriente de cortocircuito para la barra de 60 kV de la S.E. Ica es 9.9 kA por fase y 12.57 kA por tierra.
- ✓ La máxima corriente de cortocircuito para la barra de 220 kV de la S.E. Independencia es 6.42 kA por fase y 7.39 kA por tierra.
- ✓ La máxima corriente de cortocircuito para la barra de 60 kV de la S.E. Independencia es 12.21 kA por fase y 17.89 kA por tierra.
- ✓ **La máxima corriente de cortocircuito para la barra de 220 kV de la S.E. Derivación es 3.45 kA por fase y 3.44 kA por tierra.**
- ✓ **La máxima corriente de cortocircuito para la barra de 220 kV de la S.E. Derivación es 3.45 kA por fase y 3.44 kA por tierra.**
- ✓ **La máxima corriente de cortocircuito para la barra de 220 kV de la S.E. Punta Lomitas es 2.59 kA por fase y 3.43 kA por tierra.**
- ✓ **La máxima corriente de cortocircuito para la barra de 220 kV de la S.E. Punta Lomitas es 2.6 kA por fase y 3.47 kA por tierra.**

- ✓ La máxima corriente de cortocircuito para la barra de 33 kV de la S.E. Punta Lomitas es 8.67 kA por fase y 0.58 kA por tierra.
- ✓ La máxima corriente de cortocircuito para la barra de 33 kV de la S.E. Punta Lomitas es 8.63 kA por fase y 0.58 kA por tierra.

EVALUACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS

Protección de sobrecorriente del Transformador

El transformador estará protegido por los siguientes relés:

Marca / Modelo (Devanado 220 kV): Siemens / 7UT85 (2)

Marca / Modelo (Devanado 33 kV) : Siemens / 7UT85 (2)

Cálculo de Ajuste del devanado de 33 kV

TC : 1500-3100/1 A (PT1)

TC : 1575-3150/1 A (PT2 y 7SJ81)

Relés : Siemens / 7UT85 (PT1 y PT2)

Relés : Siemens / 7SJ81 (celda llegada barra 33 kV)

La función de sobrecorriente (51) se habilita para despejar fallas en la barra de 33 kV o proteger el transformador ante fallas externas no despejadas en la red 33 kV. La función sobrecorriente de tierra (50N) se habilita en los relés PT2 y 7SJ81 con la finalidad de despejar fallas a tierra en el cable de 33 kV (transformador – barra de 33 kV) aprovechando el aporte de la corriente a tierra del transformador Zig-Zag.

Función de Sobrecorriente de fases

Se habilita una etapa de tiempo inverso.

Curva : IEC normal inverse (IEC NI)

La corriente de arranque se ajusta 1,3 veces la corriente nominal del transformador.

$I > = 1.3 \times 2624.32 = 3411.62 \approx 3412 \text{ A-prim}$ (1.100 A-sec para TC 3100/1A y 1,083 A-sec para TC 3150/1A)

El TMS se ajusta con el objetivo de despejar una falla trifásica en la barra de 33 kV en un tiempo mayor a 600 ms y a la vez coordine con la función sobrecorriente del acoplamiento.

TMS = 0,09

Función de Sobrecorriente de tierra

Se habilita una etapa de tiempo definido. Esta función desconectará a todo el transformador, disparo a los interruptores de 220 y 33 kV.

Curva : DT

La corriente de arranque se ajusta igual a 5% de la corriente nominal del transformador.

$3I0 > = 0.05 \times 2624.32 = 131.22 \approx 130 \text{ A-prim}$ (0.041 A-sec, TC 3150/1A)

La temporización se ajusta igual a 200 ms. Con este se garantiza primero desconectar el transformador antes del transformador Zig-Zag.

$t_{3I0} > = 0.200 \text{ seg.}$

DISCUSION DE RESULTADOS

6.1. Contrastación y demostración de las hipótesis con los resultados

6.1.1. Contrastación de la hipótesis general

La hipótesis general se plantea lo siguiente: “La evaluación de las protecciones de sobrecorriente permite definir los ajustes del relé del centro de transformación de la central eólica Punta Lomitas para una correcta coordinación.”

Se comprobó que la información obtenida durante la evaluación de flujo de carga nos permitió analizar la situación del sistema eléctrico de la zona de influencia (ver tablas 8,19 y 10). Asimismo, la evaluación de cortocircuito nos permitió evaluar las características eléctricas de los equipos (Ver tabla 11).

Posteriormente se analizaron los criterios para los ajustes de protección del relé para una adecuada coordinación tomando como base teórica la información proporcionada por los “Criterios de Ajuste y coordinación de protección “(ver tablas 12, 13, 14 y 15).

Por lo que se contrasta y se acepta la hipótesis general

6.1.2. Contrastación de las hipótesis específicas

Se plantea de la primera hipótesis específica: “La determinación de la detección de fallas por sobrecorriente en el interruptor del lado de 220 kV del centro de transformación de la central eólica Punta Lomitas permite estimar el tiempo definido para una correcta coordinación.”

Se comprobó la estimación del tiempo definido en el lado de 220 kV del centro de transformación de fallas monofásicas y trifásicas en el bome (ver tabla 16 y las figura 16) para su reconocimiento siendo 250 ms lo más recomendable para una adecuada coordinación.

Por lo que se acepta la primera hipótesis específica.

En la segunda hipótesis específica: La determinación de selectividad de los equipos por sobrecorriente de fase y tierra para estimar el tiempo de activación

del relé en el centro de transformación de la central eólica Punta Lomitas para una correcta coordinación.

Se comprobó que la información obtenida en las curvas de selectividad definidas (ver figuras 14 y 15) para fallas simuladas en la barra Derivación, bornes en 220 kV y la salida de la línea de 220 kV son las adecuadas para una correcta coordinación siendo 0.603s, 0.480s y 0.432s respectivamente

Por lo que se acepta la segunda hipótesis específica.

En la tercera hipótesis se especifica: “La determinación del tiempo de despeje por sobrecorriente ante una falla del centro de transformación de la central eólica Punta Lomitas para una correcta coordinación.”

Se comprobó que la información obtenida del tiempo de despeje del relé ante una falla es la adecuada para una correcta coordinación entre los niveles de tensión, siendo en el lado de 220 kV donde se registre la falla para su posterior aislamiento (ver figuras 16 y 17)

Por lo que se acepta la tercera hipótesis específica.

6.2. Contrastación de los resultados con otros estudios similares

6.2.1. Contrastación de los resultados con estudios internacionales

- Según la tesis perteneciente a Vera (2021) con el título “**Análisis de protecciones para sobrecorrientes y sobretensiones en una subestación eléctrica de 69/13.8 kV, 16/24 MVA utilizando DIgSILENT y ATPDRAW**”. Nos permite reforzar el análisis realizado en protecciones de sobrecorriente con el fin de garantizar la continuidad del servicio y evitar cortes de energía prolongados. Por eso es recomendable la coordinación de las curvas de operación de un reconectador y los fusibles, para que el reconectador actúe frente a fallas temporales salvaguardando la vida del fusible (Prueba 5: Figura 6.32 y Figura 6.33).

Asimismo, la protección del transformador de potencia se realiza mediante un control diferencial de corriente. en este caso el relé (por ejemplo el SEL787), el cual registra las corrientes en el lado de 69 y 13.8 KV con las respectivas

relaciones de transformación de los TC se establece una comparación de corrientes y al existir una diferencia esto significa que existe una falla por lo tanto manda a disparar al interruptor de 69 KV.

- Según la tesis perteneciente a Gutiérrez (2021) con el título “**Estudio de ajuste y coordinación de protecciones de sobrecorriente y distancia en subestación Torca 115 kV y su área de influencia**”. Nos permite reforzar el estudio realizado en los ajustes que garanticen la respuesta selectiva de las protecciones de sobrecorriente en el área de influencia.

Asimismo, se verifico mediante la realización del estudio y los resultados obtenidos en las simulaciones contenidas en los anexos que los ajustes propuestos desde la Tabla 14 hasta la Tabla 17 para las protecciones de sobrecorriente y distancia en líneas y transformadores, son los óptimos para obtener la coordinación adecuada en la subestación Torca 115 kV y su zona influencia, la aplicación de estos ajustes propuestos representa una mejora en la selectividad y confiabilidad del sistema de protecciones

- Según la tesis perteneciente a Chapi (2019) con el título “**Determinación de ajustes de la protección de sobrecorriente en base a la estimación de corrientes de cortocircuito usando mediciones locales**”. Nos permite reforzar el estudio realizado en la metodología desarrollada que brinda al relé de sobrecorriente la característica de variar sus ajustes en función de la corriente de cortocircuito.

Asimismo, resolver los problemas de cobertura de las funciones de protección instantánea (50/50N), manteniendo una zona primaria de protección casi constante y, por otra parte, con las funciones temporizadas (51/51N), permite obtener mayor tiempo de coordinación entre la protección adaptativa y las protecciones aguas abajo, sin descuidar el adecuado intervalo de coordinación (Δt) con la protección ubicada aguas arriba.

6.2.2. Contrastación de los resultados con estudios nacionales

- Según la tesis perteneciente a Saavedra (2021) con el título **“Estudio de coordinación de protecciones de la nueva central eólica de 18 MVA Duna Huambos para la conexión al sistema interconectado nacional”**. Los resultados del estudio de flujo de potencia al ingreso del proyecto nos indica que los niveles de tensión en las barras del sistema mejoran encontrándose en los límites permitidos por las normas. Por otro lado, en el estudio de cortocircuito las variaciones de las corrientes no son muy significativas con respecto al estudio antes del ingreso del proyecto.

Asimismo, se realizó mediante el software DIgSILENT, una correcta coordinación de protecciones, demostrando de manera satisfactoria el comportamiento del sistema de protección propuesto ante la presencia de fallas eléctricas.

- Según la tesis perteneciente a Oré (2019) con el título **“Mejoramiento del sistema de protección de la Central Térmica Luren de 18,6 MW de ElectroDunas S.A.A. – Ica”**. Debido a la similitud en la aplicación del software de Power Factory DIgSILENT para el cálculo de cortocircuito y coordinación de protecciones de sobrecorriente el cual permitió contrastar y comparar los resultados obtenidos.

Por otro lado, existen diferencias de nivel de cortocircuito en la simulación entre Power Factory DIgSILENT sin embargo no afectan en la coordinación de la protección de sobrecorriente.

- Según la tesis perteneciente a Medina (2018) con el título **“Evaluación de las protecciones ante el incremento de la demanda en el sistema eléctrico Bagua – Jaén y las repercusiones al SEIN”**. Nos permite analizar la coordinación de las protecciones de sobrecorriente considerando la mínima y máxima corriente en máxima demanda de fallas obtenidas con la operación de todo el SEIN para simular los distintos escenarios de configuración eléctrica (avenida y estiaje).

Asimismo, los cálculos de cortocircuito observar los niveles de corriente de falla, los cuales están por debajo de la capacidad de ruptura de los interruptores de potencia.

6.3. Responsabilidad ética de investigación

El autor de la tesis para la titulación se responsabiliza por la información emitida en la investigación titulada “Evaluación de las protecciones de sobrecorriente del centro de transformación de la central eólica Punta Lomitas de 260 MW – Ica (Perú)” donde se somete a las normas, reglamentos y directivas de la Universidad Nacional de Callao para la obtención del título profesional.

CONCLUSIONES

- La evaluación de las protecciones de sobrecorriente con la simulación ante fallas en la central eólica ofrece beneficios significativos, mejorando la seguridad, eficiencia y confiabilidad del sistema eléctrico, y contribuyendo a la optimización general de la central.
- La determinación de la detección de fallas por sobrecorriente es esencial para calcular el nivel de cortocircuito, destacando la importancia de la detección temprana y la relación directa con la seguridad del sistema eléctrico.
- Es importante de la determinación de la selectividad de los equipos por sobrecorriente, ya que esto tiene un impacto directo en la capacidad de estimar y gestionar el tiempo de disparo del relé para garantizar un funcionamiento seguro y eficiente del sistema eléctrico.
- Es importante la determinación del tiempo de despeje por sobrecorriente para mejorar la eficiencia y la confiabilidad del sistema eléctrico en la central eólica Punta Lomitas, con un enfoque específico en la respuesta ante fallas.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda optimizar la seguridad y eficiencia del sistema eléctrico de la central eólica mediante evaluaciones regulares de las protecciones de sobrecorriente y simulaciones de fallas. Deberían considerarse revisiones periódicas y la adopción de tecnologías avanzadas para una gestión proactiva eficaz
- Se sugiere enfocarse en la determinación de la detección de fallas por sobrecorriente para calcular el nivel de cortocircuito. Esta estrategia resalta la importancia de la detección temprana y su impacto directo en la seguridad del sistema eléctrico
- Se aconseja dar prioridad a la determinación de la selectividad de los equipos por sobrecorriente, dada su influencia directa en la capacidad de estimar y gestionar el tiempo de disparo del relé. Esto asegura un funcionamiento seguro y eficiente del sistema eléctrico.
- Se recomienda priorizar la determinación del tiempo de despeje por sobrecorriente para optimizar la eficiencia y confiabilidad del sistema eléctrico en la central eólica Punta Lomitas. Este enfoque específico fortalecerá la respuesta ante fallas y mejorará la seguridad operativa.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. **COES.** *Requisitos mínimos para los sistemas de protección del SEIN.* Lima : COES, 2014.
2. **Alcalde San Miguel, Pablo.** *Electrotecnia.* 6ta edición. s.l. : Parainfo S.A., 2014. 978-84-283-9877-0.
3. **Martínez Cabrera, Luis Fabian.** *Sistema de protección en estaciones de transmisión.* 1era Edición. Buenos Aires : Autores de Argentina, 2020. 978-987-87-0877-5.
4. **Gilberto Enriquez, Harper.** *Proteccion de instalaciones electricas industriales y comerciales.* 2da Edicion. Ciudad de México : LIMUSA S.A., 2006. 968-18-6152-3.
5. **Mujal, Ramón M.** *Protección de sistemas eléctricos de potencia.* 1era Edición. Barcelona : Publicaciones Académiques Digitals de la UPC, 2014. 978-84-7653-973-6.
6. **García Márquez, Rogelio.** *La puesta a tierra de instalaciones eléctricas y el R.A.T.* 1era Edición. Barcelona : Marcombo S.A, 1990. 84-267-0799-8.
7. **Tora Galvan, Jose Luis.** *Transporte de la energia electrica.* 1era Edicion. Madrid : Universidad Pontificia de Comillas, 1997. 84-89708-19-3.
8. **Bernal, Cesar A.** *Metodologia de la investigacion: administración, economia, humanidades y ciencias sociales.* 3ra Edición. Bogotá : Pearson Educación, 2010. 978-958-699-128-5.
9. **Bisquerra Alzina, Rafael.** *Metodologia de la investigacion educativa.* 2da Edicion. Madrid : La Muralla S.A., 2004. 978-84-7133-748-1.
10. **Carrasco, Sergio.** *Metodologia de la investigacion: pautas metodológicas para diseñar y elaborar el proyecto de investigacion.* 1ra Edición. Lima : San Marcos, 2005. 9972-34-242-5.

11. **Espinoza, Ciro.** *Metodología de investigación tecnológica : pensando en sistemas.* 1era Edición. Huancayo : Espinoza Montes, Ciro, 2010. 978-612-00-0222-3.

12. **Maya, Esther.** *Métodos y técnicas de investigación: una propuesta ágil para la presentación de trabajos científicos en las áreas de arquitectura, urbanismo y disciplinas afines.* 1era Edición. México, Distrito Federal : Facultad de Arquitectura, 2014. 978-97032-5432-3.

13. **Stevenson, W. Jr.** *Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia.* 2da Edición. México D.F. : McGraw - Hill, 1996. 970-10-0908-8.

ANEXOS

Tabla 10.1 Matriz de consistencia – Evaluación de las protecciones de sobrecorriente del centro de transformación de la central eólica Punta Lomitas de 260 MW – Ica (Perú)

PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPOTESIS	VARIABLES	METODOLOGIA	POBLACION Y MUESTRA
Problema general	Objetivo general	Hipótesis general			
¿Cómo evaluar las protecciones de sobrecorriente para definir ajustes del relé del centro de transformación de la central eólica Punta Lomitas?	Evaluar las protecciones de sobrecorriente para definir ajustes de relé del centro de transformación de la central eólica Punta Lomitas.	La evaluación de las protecciones de sobrecorriente permite definir los ajustes del relé del centro de transformación de la central eólica Punta Lomitas para una correcta coordinación	PROTECCION DE SOBRECORRIENTE	Tipo de investigación: Básica Método de investigación Deductivo	Población y muestra: Central eólica Punta Lomitas
Problemas específicos	Objetivos específicos	Hipótesis específicas			
<ul style="list-style-type: none"> • ¿Como determinar la detección de fallas por sobrecorriente en el interruptor del lado de 220 kV del centro de transformación de la central eólica Punta Lomitas para estimar el tiempo definido? • ¿Como determinar la selectividad por sobrecorriente de fase y tierra para estimar el tiempo de activación del relé en el centro de transformación de la central eólica Punta Lomitas? • ¿Como determinar el tiempo de despeje por sobrecorriente ante una falla en el centro de transformación de la central eólica Punta Lomitas? 	<ul style="list-style-type: none"> • Determinar la detección de fallas por sobrecorriente en el interruptor del lado de 220 kV del centro de transformación de la central eólica Punta Lomitas para estimar el tiempo definido. • Determinar la selectividad por sobrecorriente de fase y tierra para estimar el tiempo de activación del relé en el centro de transformación de la central eólica Punta Lomitas. • Determinar el tiempo de despeje por sobrecorriente ante una falla en el centro de transformación de la central eólica Punta Lomitas. 	<ul style="list-style-type: none"> • La determinación de la detección de fallas por sobrecorriente en el interruptor del lado de 220 kV del centro de transformación de la central eólica Punta Lomitas permite estimar el tiempo definido para una correcta coordinación. • La determinación de selectividad de los equipos por sobrecorriente de fase y tierra para estimar el tiempo de activación del relé en el centro de transformación de la central eólica Punta Lomitas para una correcta coordinación. • La determinación del tiempo de despeje por sobrecorriente ante una falla del centro de transformación de la central eólica Punta Lomitas para una correcta coordinación. 		Diseño de investigación: Descriptivo – transversal	

Figura 10.1 Área de influencia del proyecto central eólica Punta Lomitas

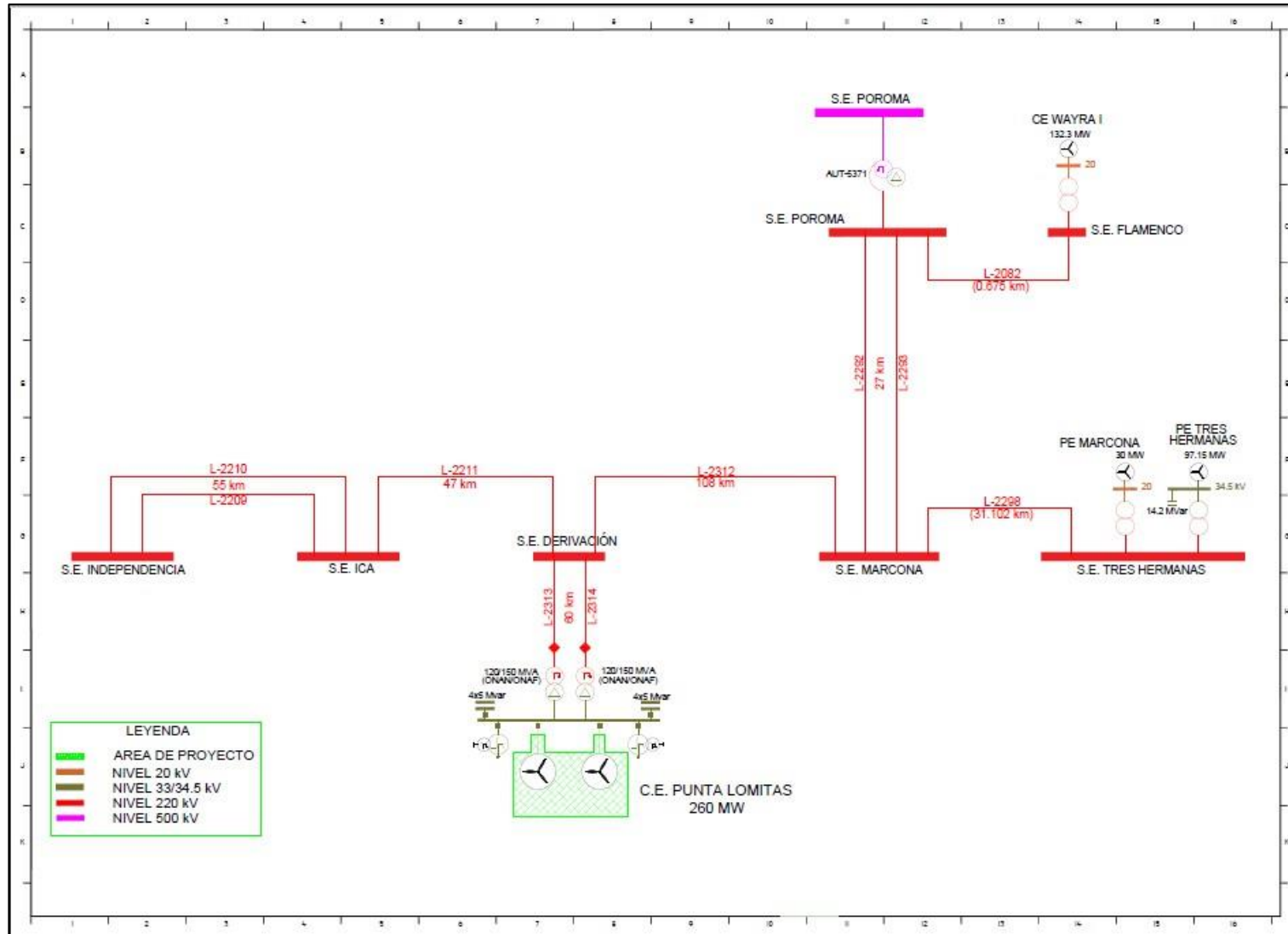


Figura 10.2 Diagrama unifilar de la central eólica Punta Lomitas – Sin Proyecto

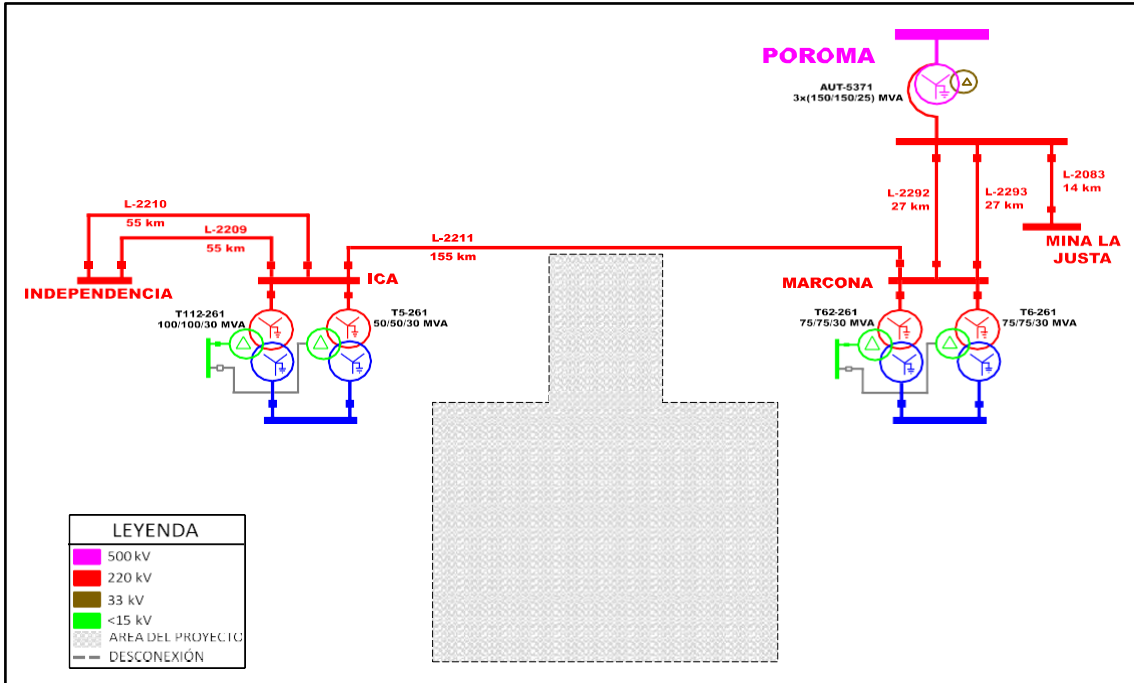


Figura 10.3 Diagrama unifilar de la central eólica Punta Lomitas – Con Proyecto

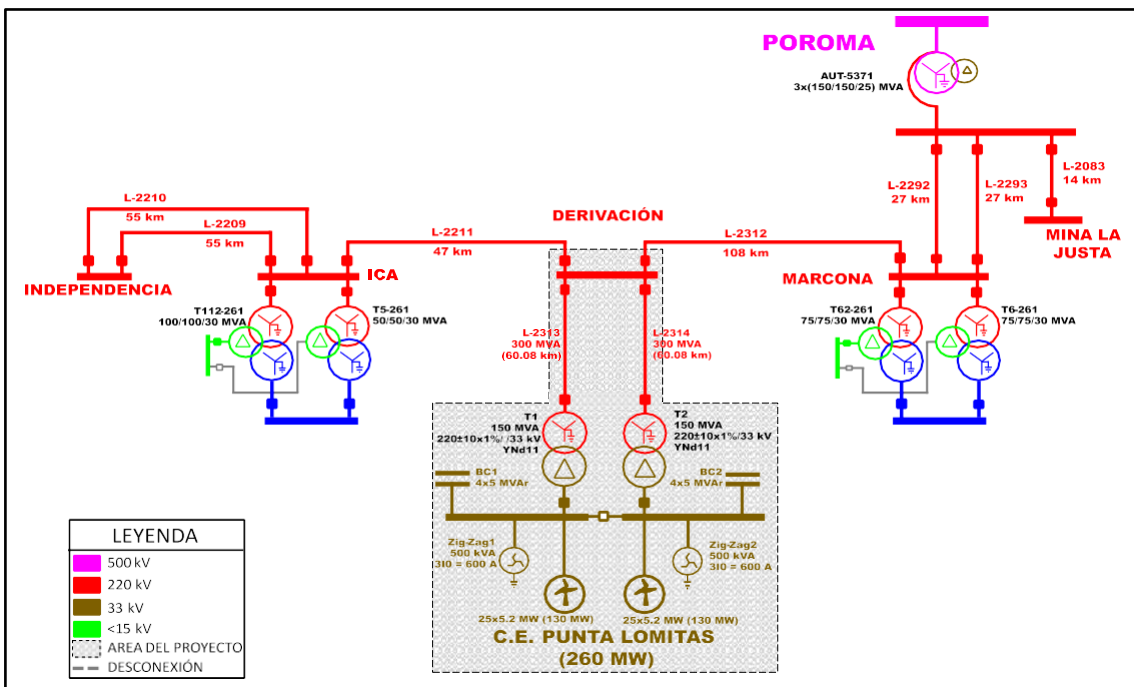


Tabla 10.2 Perfiles de Tensión – Sin Proyecto y Con Proyecto del año 2023

S.E.	Tensión de Referencia [kV]	Nombre DigSILENT	SIN PROYECTO						CON PROYECTO					
			Ave2023Max	Ave2023Med	Ave2023Min	Est2023Max	Est2023Med	Est2023Min	Ave2023Max	Ave2023Med	Ave2023Min	Est2023Max	Est2023Med	Est2023Min
			[pu]	[pu]	[pu]	[pu]	[pu]	[pu]	[pu]	[pu]	[pu]	[pu]	[pu]	[pu]
Poroma	500	POROMA 500A	1.003	1.008	1.008	0.997	1.001	0.997	1.003	0.997	1.009	0.992	0.998	0.991
	220	POROMA 220A	1.008	1.037	1.024	1.008	1.018	0.998	1.010	1.024	1.025	0.999	1.020	0.993
Ica	220	ICA 220A	0.999	0.979	1.001	1.007	0.986	1.001	1.005	0.984	1.007	1.006	0.996	1.004
	220	ICA 220B	0.999	0.979	1.001	1.007	0.986	1.001	1.005	0.984	1.007	1.006	0.996	1.004
	60	ICA 60A	1.024	1.003	1.025	1.024	1.013	1.018	1.021	1.007	1.021	1.023	1.022	1.020
Independencia	220	INDEPENDENCIA 220A	0.997	0.968	0.991	1.005	0.978	0.994	1.003	0.975	0.999	1.005	0.988	0.995
	220	INDEPENDENCIA 220B	0.997	0.968	0.991	1.005	0.978	0.994	1.003	0.975	0.999	1.005	0.988	0.995
	60	INDEPENDENCIA 60A	1.023	1.003	1.020	1.020	1.002	1.019	1.020	1.001	1.018	1.024	1.013	1.020
Marcona	220	MARCONA 220A	0.996	1.024	1.013	0.996	1.008	0.990	0.997	1.012	1.011	0.986	1.011	0.984
	220	MARCONA 220B	0.996	1.024	1.013	0.996	1.008	0.990	0.997	1.012	1.011	0.986	1.011	0.984
	60	MARCONA 60A	1.006	1.014	1.014	1.011	1.014	1.012	1.008	1.023	1.024	0.998	1.017	1.006
Derivación	220	Derivacion220A	-	-	-	-	-	-	1.019	1.012	1.022	1.016	1.017	1.014
	220	Derivacion220B	-	-	-	-	-	-	1.019	1.012	1.022	1.016	1.017	1.014
Lomitas	220	Lomitas220A	-	-	-	-	-	-	1.027	1.023	1.029	1.026	1.026	1.024
	220	Lomitas220B	-	-	-	-	-	-	1.027	1.023	1.029	1.026	1.026	1.024
	33	Lomitas33A	-	-	-	-	-	-	1.030	1.030	1.030	1.030	1.030	1.030
	33	Lomitas33B	-	-	-	-	-	-	1.030	1.030	1.030	1.030	1.030	1.030

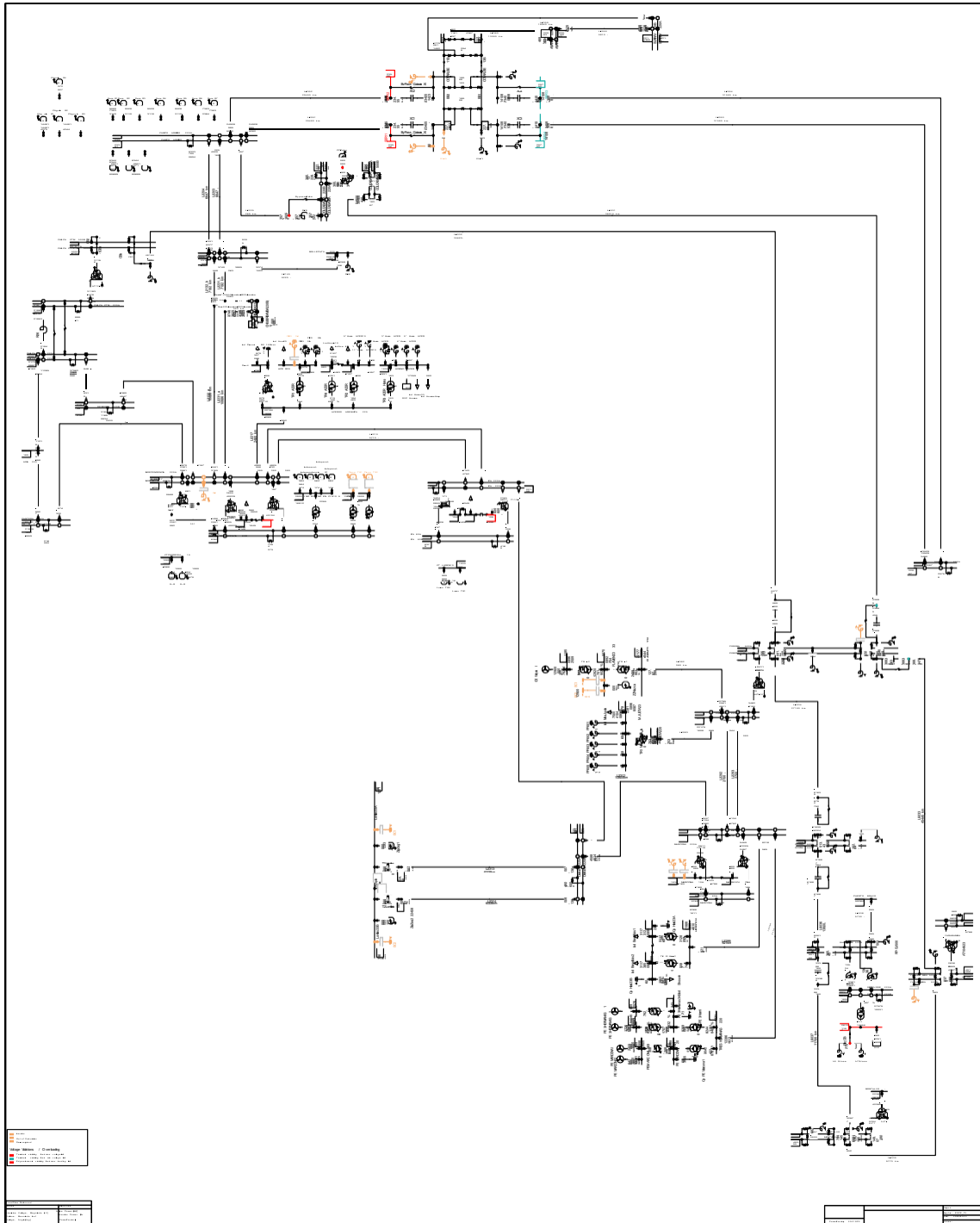
Tabla 10.3 Cargabilidad por las líneas de transmisión – Sin y Con Proyecto del año 2023

Línea	Extremos de Línea		Tensión [kV]	SIN PROYECTO						CON PROYECTO					
	Extremo local	Extremo Remoto		Ave2023Max	Ave2023Med	Ave2023Min	Est2023Max	Est2023Med	Est2023Min	Ave2023Max	Ave2023Med	Ave2023Min	Est2023Max	Est2023Med	Est2023Min
	L2083	Poroma		Mina Justa	220	24.23	19.29	25.17	26.82	22.59	23.83	16.97	22.72	14.76	13.77
L2209	Independencia	Ica	220	26.23	20.94	27.29	29.02	24.50	25.83	18.42	24.58	16.03	14.97	20.14	18.10
L2210	Independencia	Ica	220	7.60	9.92	8.39	6.61	7.25	5.08	10.42	7.98	8.22	10.25	7.19	8.98
L2292	Poroma	Marcona	220	7.60	9.92	8.39	6.61	7.25	5.08	10.42	7.98	8.22	10.25	7.19	8.98
L2293	Poroma	Marcona	220	20.98	20.28	20.59	20.98	20.74	21.26	20.92	20.59	20.57	21.23	20.67	21.37
L2211	Ica	Derivación	220	23.73	34.54	36.96	31.62	31.81	40.11	-	-	-	-	-	-
L2312	Derivación	Marcona	220	-	-	-	-	-	-	71.03	54.25	87.97	85.39	73.42	94.60
L2313	Derivación	Lomitas	220	-	-	-	-	-	-	41.64	41.86	41.60	41.68	41.66	41.74
L2314	Derivación	Lomitas	220	-	-	-	-	-	-	41.54	41.76	41.50	41.58	41.56	41.64

Tabla 10.4 Cargabilidad por los transformadores – Sin y Con Proyecto del año 2023

S.E.	Niveles de Tensión [kV]	Nombre DigSILENT	SIN PROYECTO						CON PROYECTO					
			Ave2023Max	Ave2023Med	Ave2023Min	Est2023Max	Est2023Med	Est2023Min	Ave2023Max	Ave2023Med	Ave2023Min	Est2023Max	Est2023Med	Est2023Min
Poroma	500/220/33	AUT-5371	16.34	24.78	29.27	20.28	17.26	17.23	30.51	15.60	17.87	32.35	14.72	14.09
Ica	220/60/10	T112-261	48.39	52.61	27.84	40.56	39.44	15.98	48.24	53.36	27.74	40.53	39.72	16.01
Ica	220/60/10	T5-261	47.47	51.60	27.27	39.56	38.84	16.60	46.94	52.36	26.88	39.53	39.15	16.56
Independencia	220/60/10	T3-261	71.16	99.42	59.33	40.23	66.28	33.96	70.19	97.03	58.43	56.68	66.02	34.00
Independencia	220/60/10	T4-261	70.29	98.21	58.57	40.19	65.43	33.55	69.66	95.86	57.90	56.19	65.17	33.59
Marcona	220/60/10	T6-261	72.77	62.07	62.73	74.72	63.48	63.67	72.61	61.47	62.07	76.09	63.21	64.17
Marcona	220/60/10	T62-261	74.37	63.40	64.09	76.36	64.85	65.06	74.20	62.80	63.41	77.75	64.57	65.58
Punta Lomitas	220/33	T1 Lomitas	--	--	--	--	--	--	83.33	83.59	83.26	83.40	83.38	83.48
Punta Lomitas	220/33	T2 Lomitas	--	--	--	--	--	--	83.13	83.39	83.05	83.20	83.18	83.28

Gráfica 10.1 Operación normal_Escenario Estiaje máximo del año 2023 – Sin Proyecto



Gráfica 10.2 Operación normal_Escenario Estiaje máximo del año 2023 – Con Proyecto

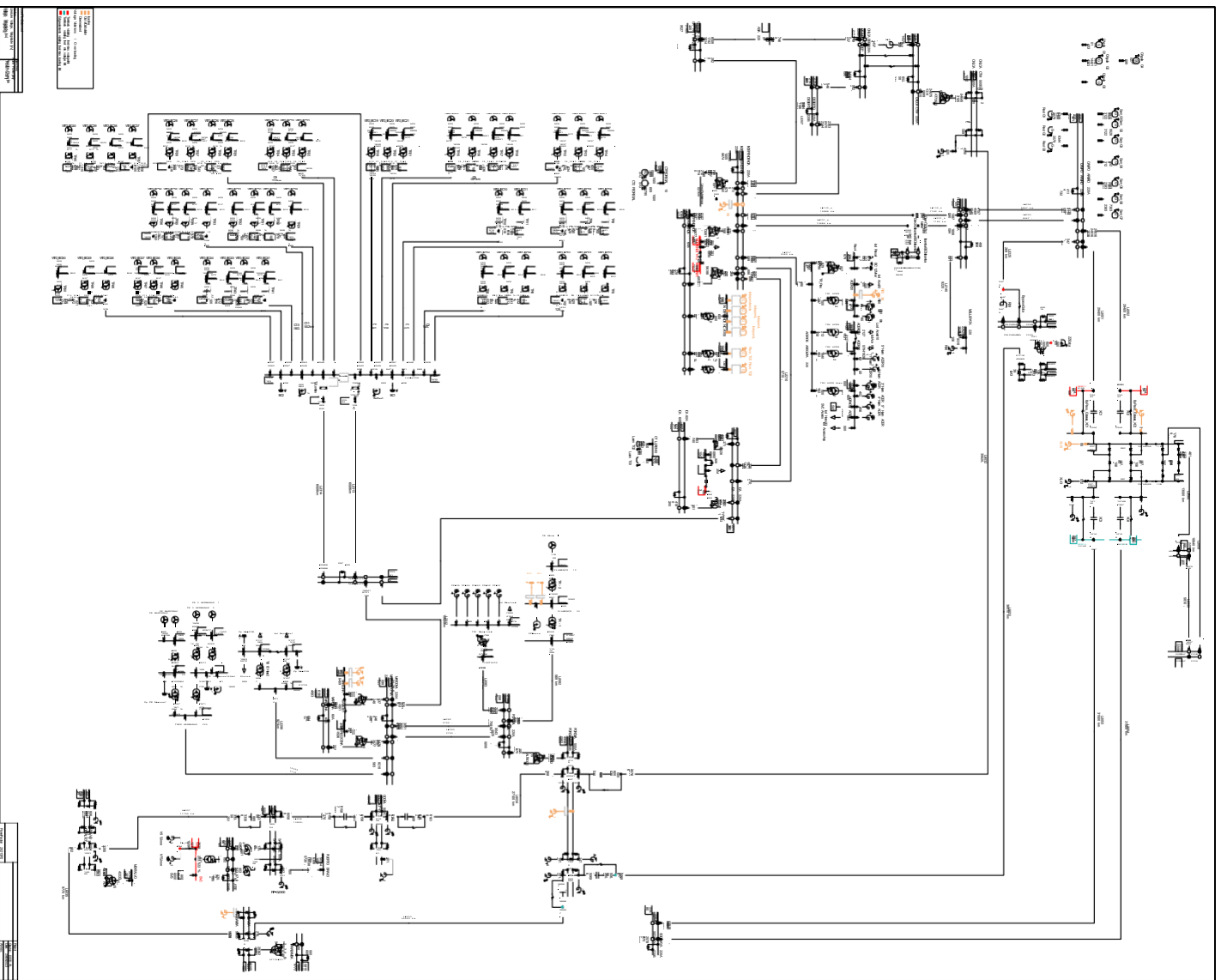
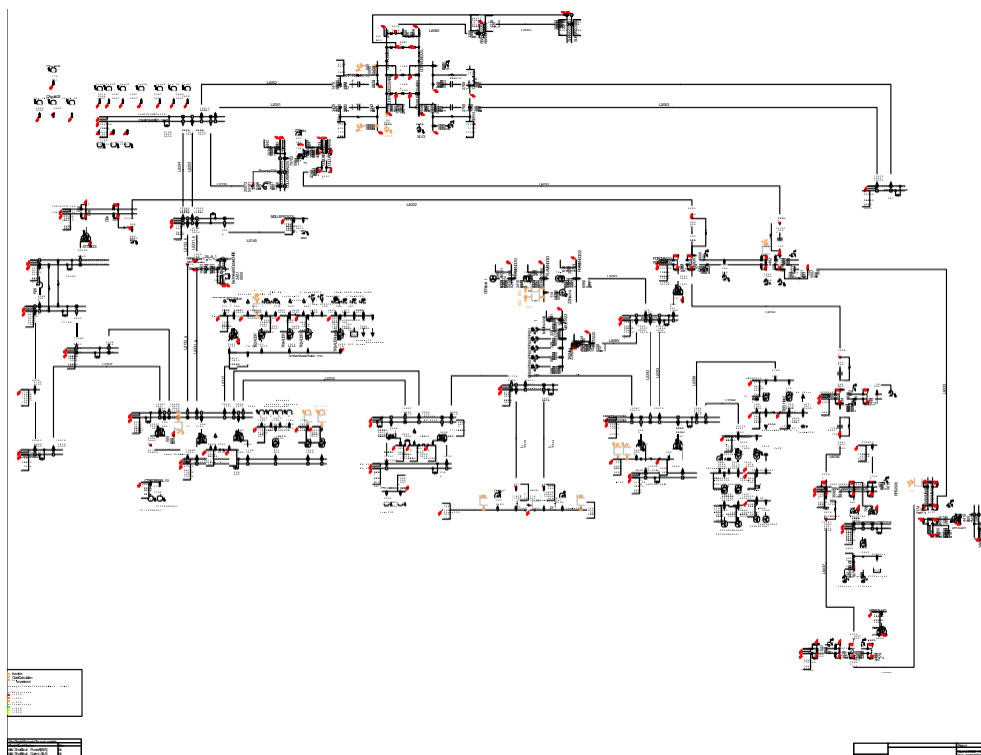


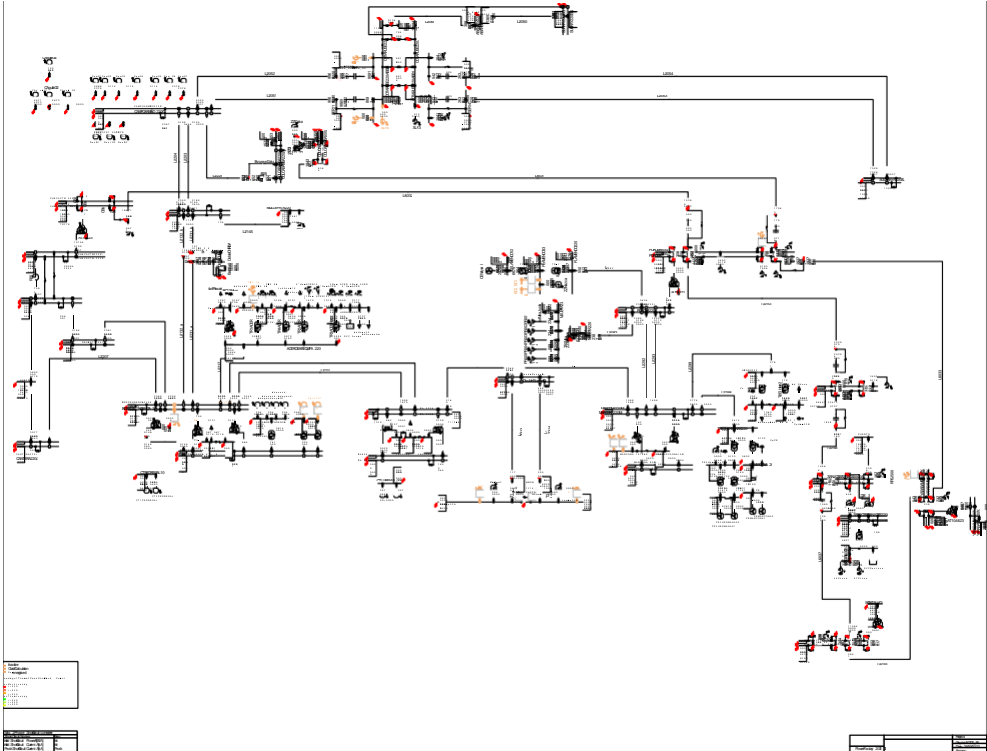
Tabla 10.5 Resultados de Cortocircuito Máximo

Descripción			Sin Proyecto								Con Proyecto																
Subestación	Tensión Nominal (kV)	Nombre DigSILENT	Tensión de Referencia [kV]	3Ph		2Ph		2PhGn		1PhGn		MAX (lcc)		MAX (3*10)		3Ph		2Ph		2PhGn		1PhGn		MAX (lcc)		MAX (3*10)	
				Fase	Fase	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Fase	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra		
POROMA	500	POROMA 500A	500	4.90	4.17	4.88	4.64	4.54	4.54	4.90	4.64	4.95	4.20	4.92	4.71	4.59	4.59	4.95	4.71								
	220	POROMA 220A	220	5.96	4.89	7.21	9.72	6.81	6.81	7.21	9.72	5.90	4.83	7.13	9.62	6.72	6.72	7.13	9.62								
MARCONA	220	MARCONA 220A	221	4.97	4.15	5.55	6.73	5.38	5.38	5.55	6.73	4.94	4.10	5.53	6.73	5.33	5.33	5.53	6.73								
	60	MARCONA 60A	62	6.40	5.52	9.29	14.32	8.60	8.60	9.29	14.32	6.38	5.50	9.27	14.32	8.58	8.58	9.27	14.32								
ICA	220	ICA 220A	220	4.38	3.77	4.62	4.77	4.51	4.51	4.62	4.77	4.30	3.64	4.49	4.79	4.41	4.41	4.49	4.79								
	60	ICA 60A	62.3	8.25	7.12	9.74	12.57	9.90	9.90	9.90	12.57	8.12	7.00	9.65	12.51	9.76	9.76	9.65	12.51								
INDEPENDENCIA	220	INDEPENDENCIA 220A	221	5.76	4.93	6.42	7.39	6.41	6.41	6.42	7.39	5.60	4.76	6.09	7.35	6.22	6.22	6.09	7.35								
	60	INDEPENDENCIA 60A	62.3	9.41	8.09	12.20	17.89	12.21	12.21	12.21	17.89	8.71	7.47	11.51	16.93	11.36	11.36	11.51	16.93								
DERIVACIÓN	220	Derivación 220A	220	3.43	2.95	3.45	3.37	3.34	3.34	3.45	3.37	3.40	2.90	3.43	3.44	3.31	3.31	3.43	3.44								
	220	Derivación 220B	220	3.43	2.95	3.45	3.37	3.34	3.34	3.45	3.37	3.40	2.90	3.43	3.44	3.31	3.31	3.43	3.44								
Punta Lomitas	220	Lomitas 220A	220	2.13	1.87	2.57	3.38	2.58	2.58	2.58	3.38	2.14	1.86	2.59	3.43	2.59	2.59	2.59	3.43								
	220	Lomitas 220B	220	2.13	1.87	2.59	3.42	2.57	2.57	2.59	3.42	2.14	1.86	2.60	3.47	2.57	2.57	2.60	3.47								
	33	Lomitas 33A	33	8.58	7.32	7.34	0.30	0.58	0.58	0.58	0.58	8.67	7.32	7.33	0.22	0.42	0.42	0.42	7.33								
	33	Lomitas 33B	33	8.59	7.34	7.36	0.30	0.58	0.58	0.58	8.63	7.29	7.30	0.19	0.35	0.35	0.35	7.30	0.19								

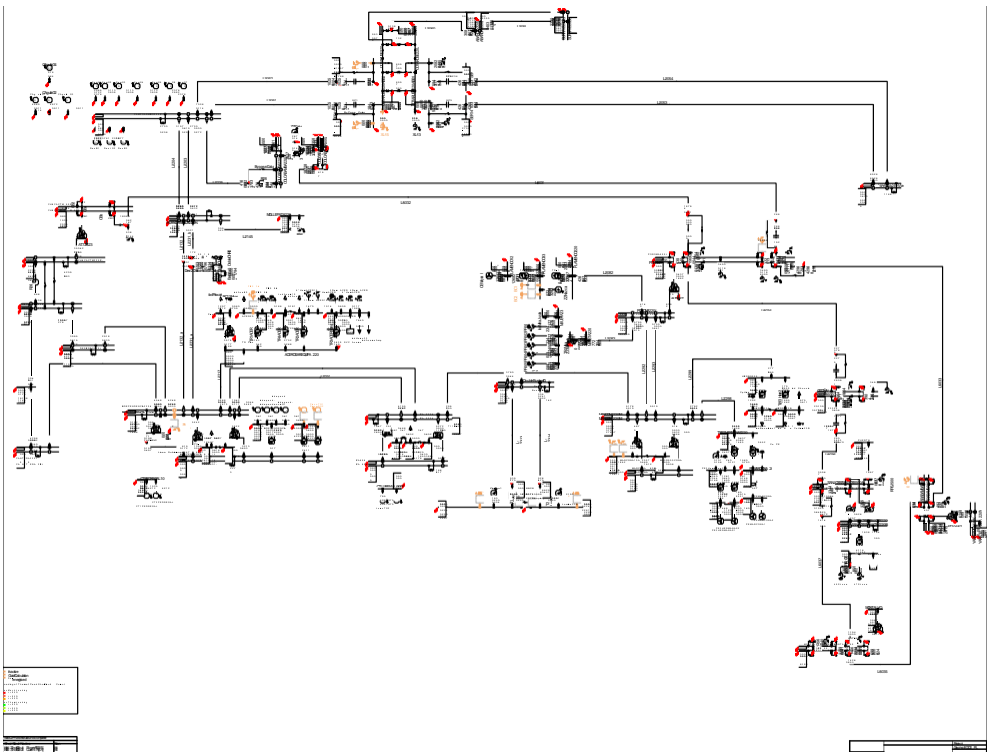
Gráfica 10.3 Cortocircuito monofásico a tierra en estiaje máxima demanda del año 2023_SP



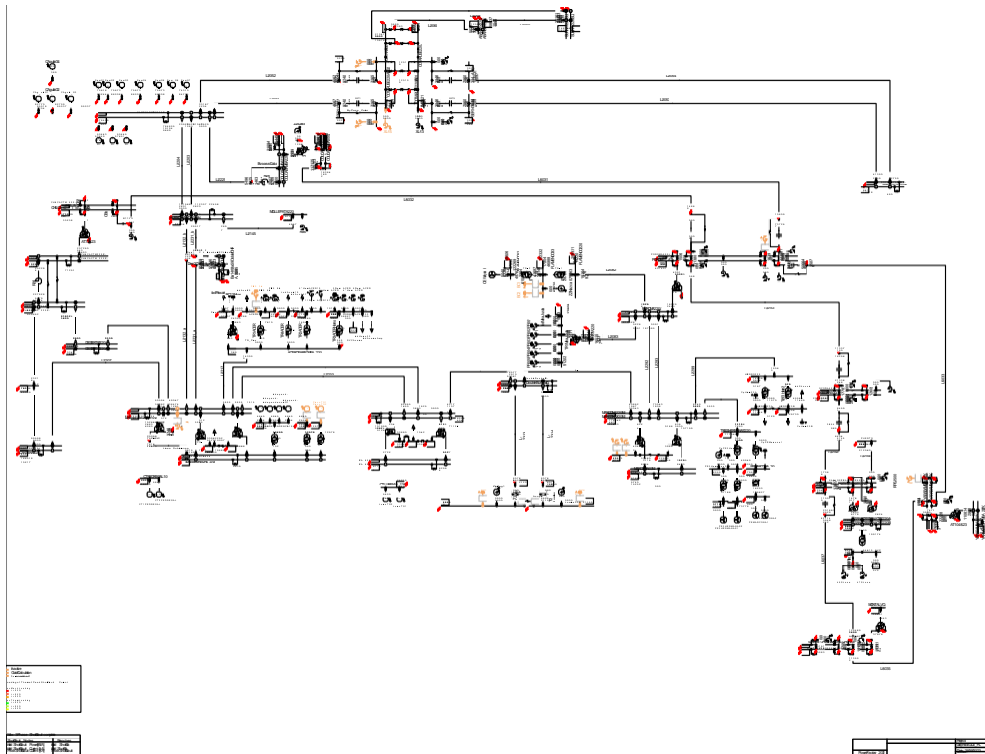
Gráfica 10.4 Cortocircuito bifásico aislado en estiaje máxima demanda del año 2023_SP



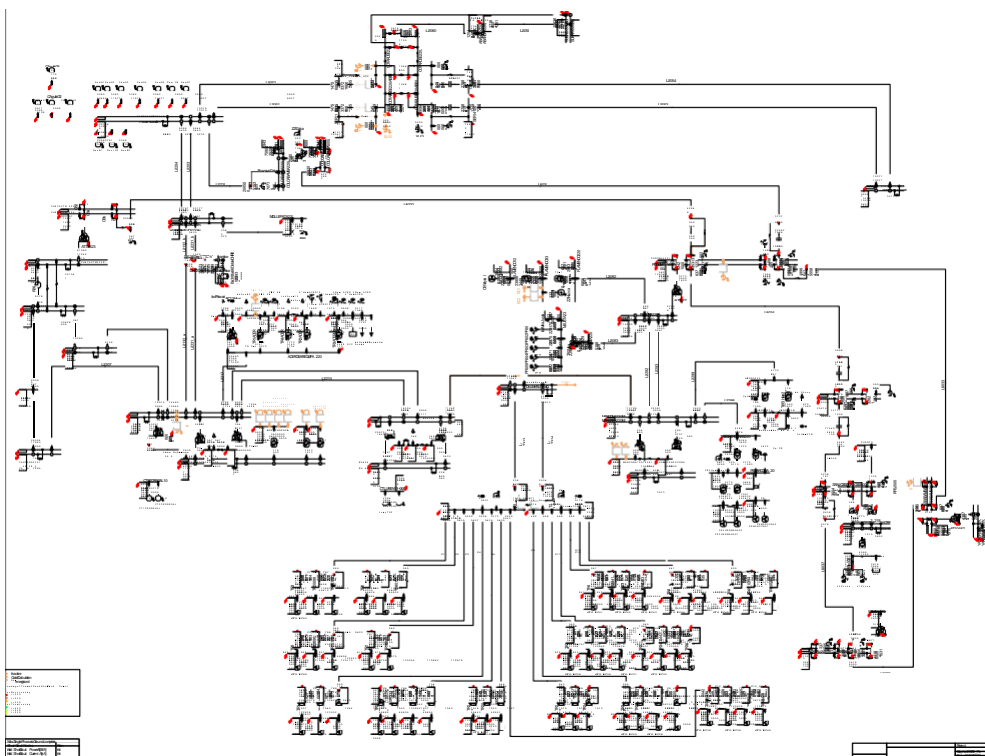
Gráfica 10.5 Cortocircuito bifásico a tierra en estiaje máxima demanda del año 2023_SP



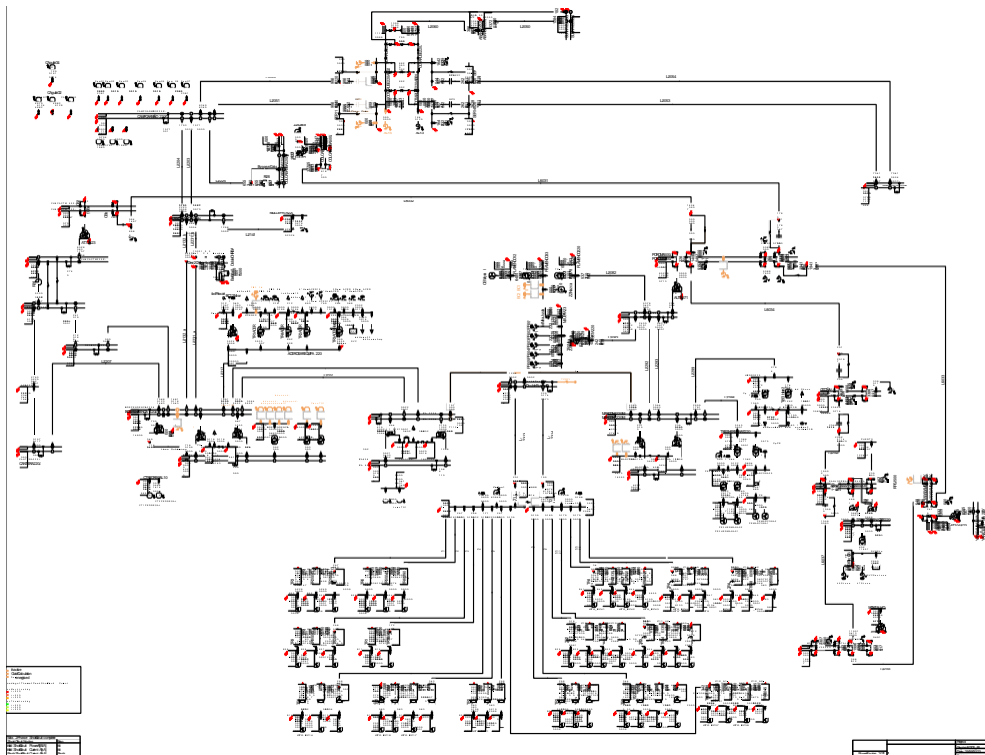
Gráfica 10.6 Cortocircuito trifásico en estiaje máxima demanda del año 2023_SP



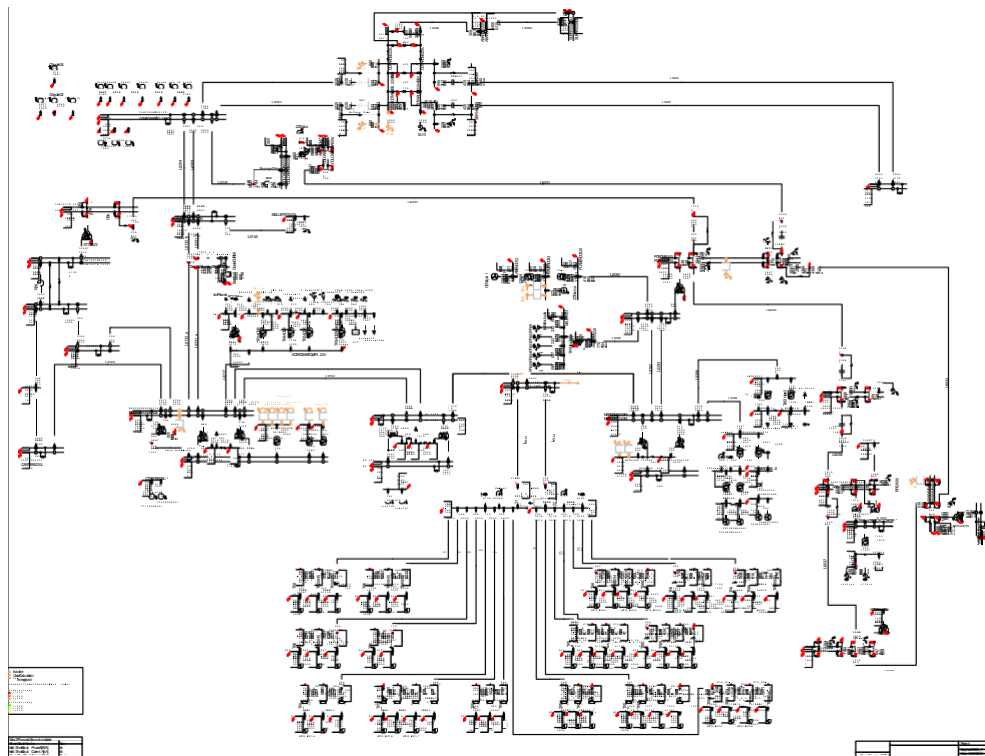
Gráfica 10.7 Cortocircuito monofásico a tierra en estiaje máxima demanda del año 2023_CP



Gráfica 10.8 Cortocircuito bifásico aislado en estiaje máxima demanda del año 2023_CP



Gráfica 10.9 Cortocircuito bifásico a tierra en estiaje máxima demanda del año 2023_CP



Gráfica 10.10 Cortocircuito trifásico en estiaje máxima demanda del año 2023_CP

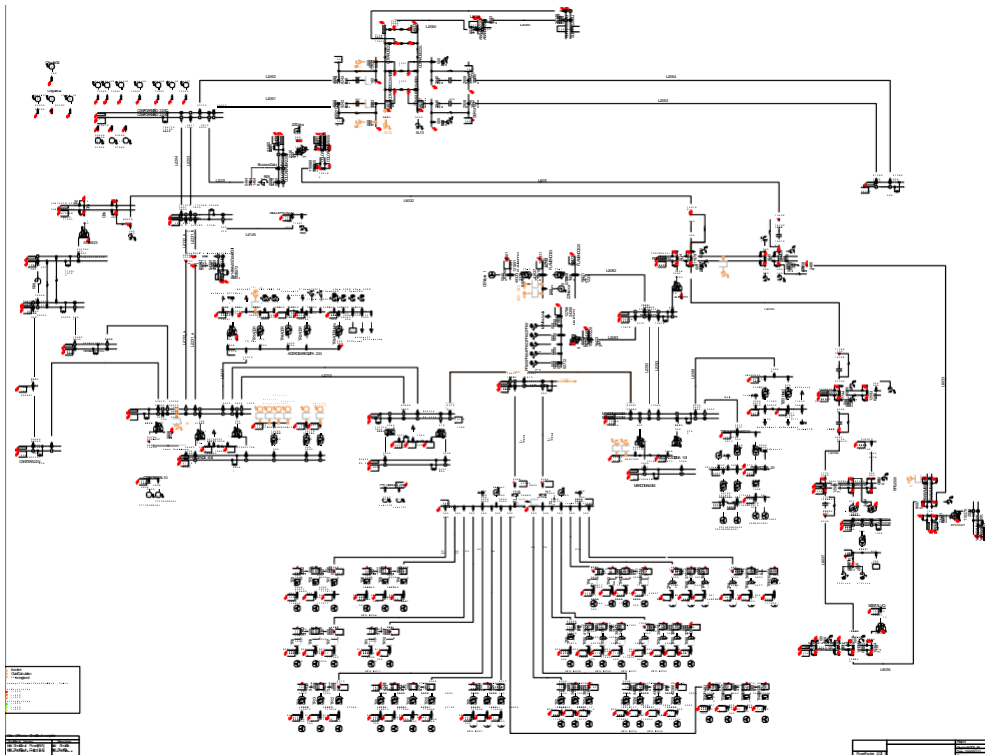


Figura 10.4 Diagrama unifilar de protecciones eléctricas

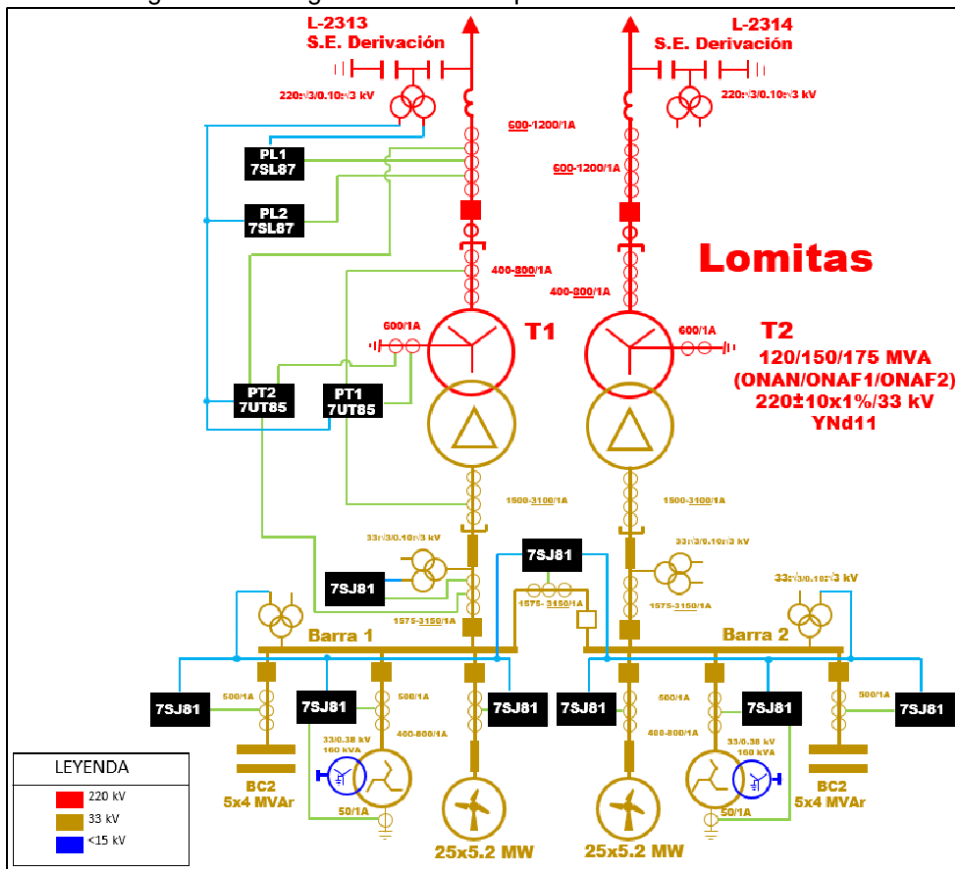


Tabla 10.6 Lado 220kV – Relé PT1 (Marca/Modelo): SIEMENS/7UT85

	IC:800/1A	Umbral 1			Umbral 2			Umbral 3		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2	Curva	I3(A)	t3
Fase	IEC-NI	597	0.13	DT	2000	0.1	-	-	-	
Tierra	IEC-NI	118	0.17	-	-	-	-	-	-	

Tabla 10.7 Lado 220kV – Relé PT2 (Marca/Modelo): SIEMENS/7UT85

	IC:600/1A	Umbral 1			Umbral 2			Umbral 3		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2	Curva	I3(A)	t3
Fase	IEC-NI	597	0.13	DT	2000	0.1	-	-	-	
Tierra	IEC-NI	118	0.17	-	-	-	-	-	-	

Tabla 10.8 Lado 33kV – Relé PT1 (Marca/Modelo): SIEMENS/7UT85

	TC:3100/1A	Umbral 1			Umbral 2			Umbral 3		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2	Curva	I3(A)	t3
Fase	IEC-NI	3412	0.09	-	-	-	-	-	-	
Tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Tabla 10.9 Lado 33kV – Relé PT2/7SJ81 (Marca/Modelo): SIEMENS/7UT85/7SJ81

	TC:3150/1A	Umbral 1			Umbral 2			Umbral 3		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2	Curva	I3(A)	t3
Fase	IEC-NI	3412	0.09	-	-	-	-	-	-	
Tierra	DT	130	0.20	-	-	-	-	-	-	

Tabla 10.10 Fallas registradas en el interruptor del lado de 220 kV para definir el tiempo definido

Transformadores en servicio	Ubicación de falla	3PH	2PH	2PH-E	1PH-E	2PH-E	1PH-E	Criterio para la función 50
		Icc [kA]	Icc [kA]	Icc [kA]	Icc [kA]	3I0 [kA]	3I0 [kA]	
Dos Transformadores	Lomitas220B	0.145	0.233	0.955	0.772	2.375	1.732	No debe activarse
	Lomitas33B	1.317	1.288	1.288	0.334	0.025	0.007	No debe activarse
	Bornes TR	<u>2.210</u>	2.029	2.207	2.070	<u>1.330</u>	0.966	Debe activarse
Un solo Transformador	Lomitas220B	0.146	0.226	1.037	0.878	2.620	2.067	No debe activarse
	Lomitas33B	1.307	1.292	1.292	0.330	0.035	0.011	No debe activarse
	Bornes TR	<u>2.173</u>	2.021	2.083	1.857	<u>0.713</u>	0.534	Debe activarse

Figura 10.6 Curvas de selectividad: Sobrecorriente de Fases – Falla Trifásica franca en Barra de 33kV

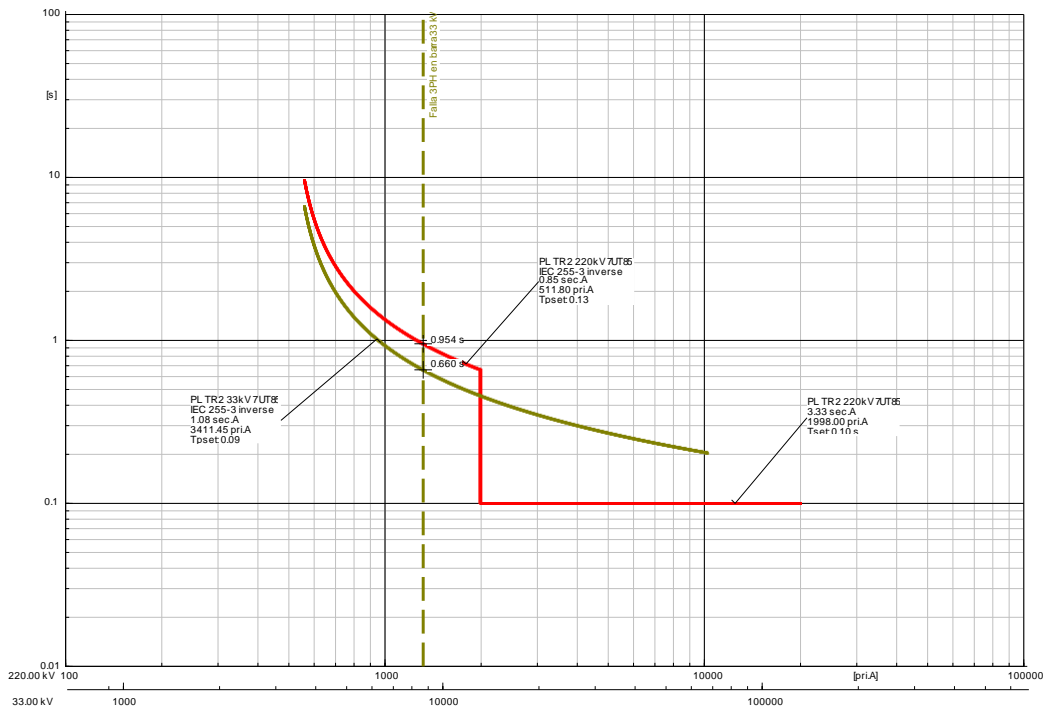


Figura 10.5 Curvas de selectividad: tiempo de activación de la función sobrecorriente de tierra del devanado de 220 kV, Fallas en el nivel de 220 kV en barra, bornes y salida de la línea

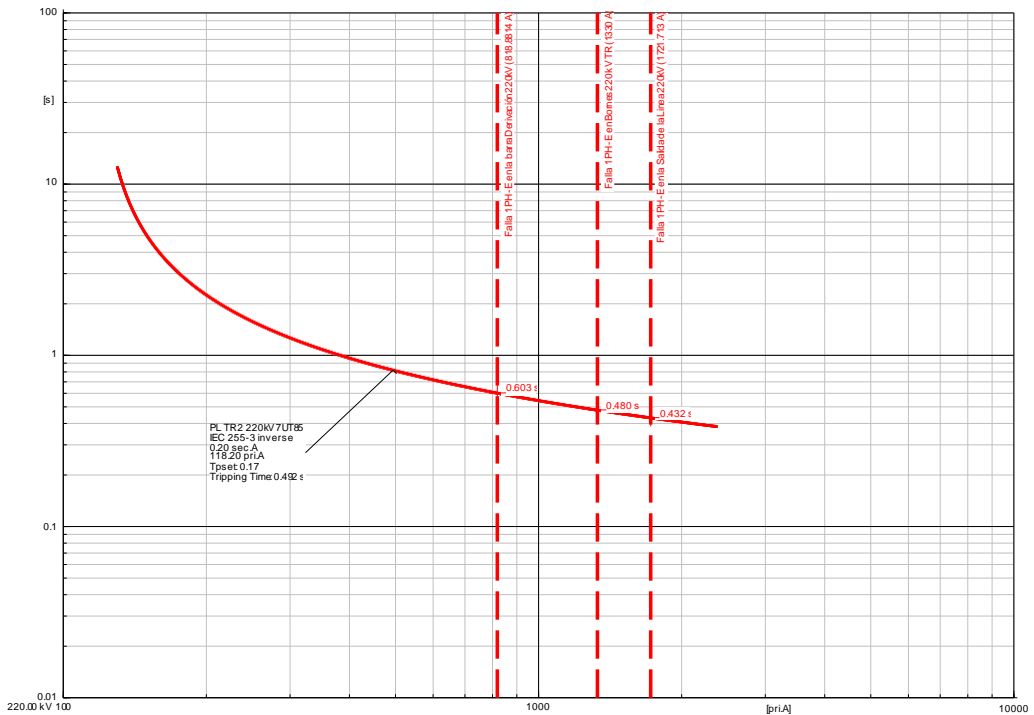


Figura 10.7 Tiempo de activación de la función sobrecorriente de tierra del devanado de 220 kV, Fallas al 50% de la línea L-2314

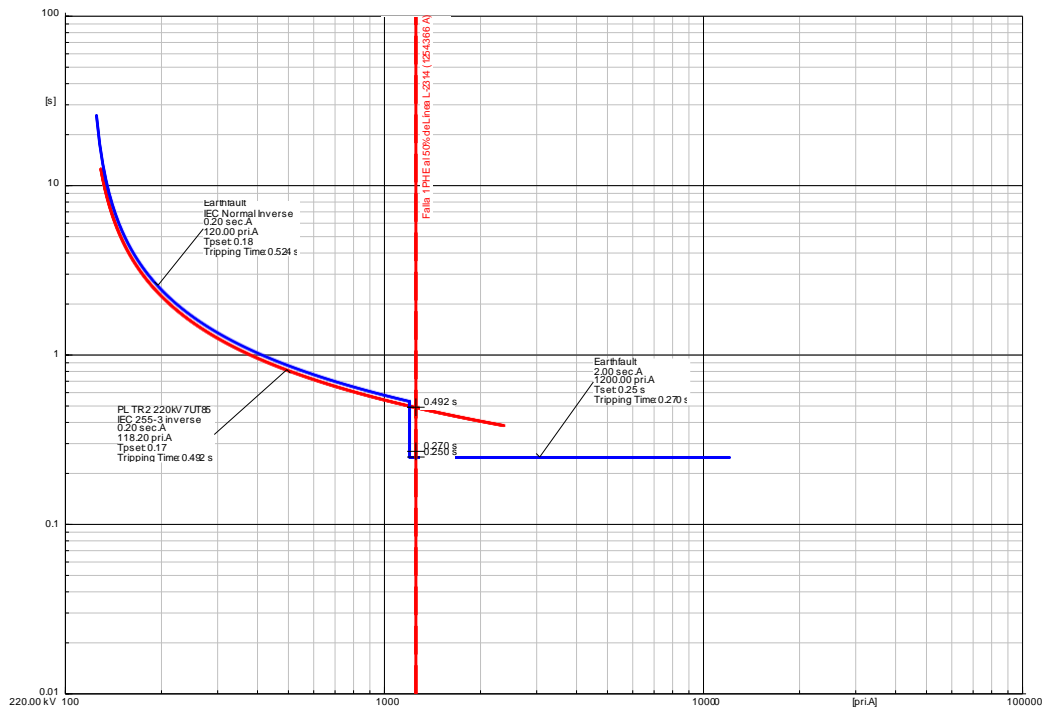


Figura 10.8 Tiempo de activación de la función sobrecorriente de tierra del devanado de 33 kV

