

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

Escuela Académico Profesional de Ingeniería Eléctrica

Tesis

**Evaluación del sistema de coordinación de protecciones  
en subestaciones eléctricas móviles de media tensión  
con Digsilent en una empresa minera en la ciudad de  
Arequipa - 2021**

Cesar Augusto Flores Paredes

Para optar el Título Profesional de  
Ingeniero Electricista

Arequipa, 2021

Repositorio Institucional Continental  
Tesis digital



Esta obra está bajo una Licencia "Creative Commons Atribución 4.0 Internacional" .

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a mi asesor de tesis,  
por brindarme las pautas y las indicaciones  
para llevar a cabo la investigación de forma exitosa.  
Agradezco a mis compañeros y supervisores de mi centro de trabajo,  
por apoyarme con la información necesaria  
para la recopilación y el procesamiento de datos.

## **DEDICATORIA**

*A mi madre,  
por acompañarme,  
incluso a distancia,  
en cada una de las etapas de mi vida.*

## ÍNDICE

RESUMEN .....	xiii
ABSTRACT .....	xiv
INTRODUCCIÓN .....	xv
CAPÍTULO I PLANTEAMIENTO DEL ESTUDIO .....	1
1.1. Planteamiento y formulación del problema .....	1
1.1.1. <i>Problema general</i> .....	1
1.1.2. <i>Problemas específicos</i> .....	2
1.2. Objetivos .....	2
1.2.1. <i>Objetivo general</i> .....	2
1.2.2. <i>Objetivos específicos</i> .....	2
1.3. Justificación e importancia .....	3
1.3.1. <i>Justificación teórica</i> .....	3
1.3.2. <i>Justificación práctica</i> .....	3
1.3.3. <i>Justificación técnica</i> .....	4
1.3.4. <i>Justificación económica</i> .....	4
1.3.5. <i>Justificación social</i> .....	4
1.4. Hipótesis y descripción de variables .....	5
1.4.1. <i>Hipótesis general</i> .....	5
1.4.2. <i>Hipótesis específicas</i> .....	5
1.4.2.1. Hipótesis específica 1 .....	5
1.4.2.2. Hipótesis específica 2 .....	5
1.4.2.3. Hipótesis específica 3 .....	6
1.4.2.4. Hipótesis específica 4 .....	6
1.4.3. <i>Variables</i> .....	6
CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO .....	7
2.1. Antecedentes .....	7
2.1.1. <i>Antecedentes locales</i> .....	7
2.1.2. <i>Antecedentes nacionales</i> .....	8
2.1.3. <i>Antecedentes internacionales</i> .....	10
2.2. Bases teóricas .....	12
2.2.1. <i>Sistema de protecciones eléctricas</i> .....	12
2.2.1.1. Generalidades .....	12
2.2.1.2. Objetivos de un sistema de protección .....	13
2.2.1.3. Formas de operación .....	14
2.2.1.4. Criterios de Ajuste y coordinación .....	15
2.2.1.5. Cualidades de los sistemas de protección .....	19
2.2.1.6. Respaldo .....	22
2.2.1.7. Proceso de ajuste y coordinación de las protecciones .....	22
2.2.1.8. Tipos de protecciones eléctricas .....	23
2.2.2. <i>Subestación eléctrica</i> .....	25
2.2.2.1. Generalidades .....	25
2.2.2.2. Tipos de Subestaciones .....	26

A. Subestaciones con Aislamiento de Gas (GIS) .....	26
B. Subestaciones con Aislamiento de Aire (AIS) .....	28
C. Diferencias GIS y AIS .....	29
2.2.2.3. Componentes de una subestación .....	30
A. Transformador .....	30
B. Seccionador.....	32
C. Interruptor .....	36
D. Barras.....	39
E. Descargadores de sobretensión.....	45
F. Sistema de medición y control .....	48
2.2.2.4. Subestación móvil.....	54
2.2.3. <i>Protecciones aplicables a esta investigación</i> .....	56
2.2.3.1. Sobrecorriente de fases (Funciones 50/51).....	56
2.2.3.2. Sobrecorriente a tierra/neutro (Función 50N/51N).....	60
2.2.3.3. Secuencia negativa / Desbalance (Función 46).....	62
2.2.3.4. Protecciones de tensión (Funciones 27 y 59).....	63
2.2.3.5. Protección diferencial de transformador (Función 87T) .....	65
2.3. Definición de términos básicos .....	67
CAPÍTULO III METODOLOGÍA.....	70
3.1. Método, y alcance de la investigación .....	70
3.1.1. <i>Método de la investigación</i> .....	70
3.1.2. <i>Tipo de la investigación</i> .....	70
3.1.3. <i>Nivel de la investigación</i> .....	71
3.2. Diseño de la investigación .....	71
3.3. Población y muestra .....	72
3.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos .....	72
CAPÍTULO IV RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	74
4.1. Resultados del análisis y tratamiento de la información .....	74
4.1.1. <i>Información general</i> .....	74
4.1.2. <i>Resumen de protecciones habilitadas actualmente</i> .....	74
4.1.3. <i>Estadísticas por subestación</i> .....	77
4.1.4. <i>Resumen de Protecciones según estudio propuesto</i> .....	85
4.2. PRUEBA DE HIPÓTESIS .....	88
4.2.1. <i>Hipótesis específica 1</i> .....	88
4.2.1.1. Sobrecorriente temporizada de fases .....	88
4.2.1.2. Sobrecorriente instantánea de fases .....	89
4.2.1.3. Sobrecorriente instantánea de fases – segunda etapa.....	90
4.2.1.4. Sobrecorriente a tierra .....	90
4.2.1.5. Secuencia Negativa/Desbalance de fases .....	91
4.2.2. <i>Hipótesis específica 2</i> .....	92
4.2.2.1. Sobretensión.....	92
4.2.2.2. Mínima Tensión/Subtensión .....	93
4.2.2.3. Sobretensión de Neutro.....	93

4.2.3. Hipótesis específica 3 .....	94
4.2.3.1. Diferencial de transformador .....	95
4.2.4. Hipótesis específica 4 .....	95
4.2.5. Hipótesis general.....	97
4.3. Discusión de resultados.....	98
<b>CAPÍTULO V ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES</b>	
<b>PROPUESTO.....</b>	<b>100</b>
5.1. Objetivo.....	100
5.2. Generalidades .....	100
5.2.1. Características generales de subestaciones.....	100
5.2.2. Características específicas de las subestaciones .....	101
5.2.3. Switch House .....	106
5.2.4. Cargas.....	107
5.2.5. Alimentador línea 34.5kV .....	108
5.2.6. Sistemas de puesta a tierra.....	109
5.2.7. Fenómenos mitigables con la propuesta de protecciones.....	111
5.3. Normas de aplicación y referencia.....	113
5.4. Criterios para coordinación .....	113
5.4.1. Sobrecorrientes.....	113
5.4.2. Diferencial de transformador .....	114
5.4.3. Discontinuidad de fases .....	117
5.4.4. Protecciones de tensión .....	118
5.5. Costos y beneficios económicos.....	119
5.6. Ajustes de protecciones.....	120
5.6.1. Tipo 1 - Subestaciones 51, 52, 53.....	121
5.6.2. Tipo 2 - Subestación 054 .....	129
5.6.3. Tipo 3 - Subestación 55 .....	139
5.6.4. Tipo 4 - Subestación 056/057 .....	150
5.6.5. Tipo 5 - Subestación 058/061 .....	161
5.6.5. Tipo 6 - Subestación 059/060 .....	172
CONCLUSIONES.....	183
RECOMENDACIONES .....	185
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	187
ANEXOS .....	199

## ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1.</i> Variables de Investigación. ....	6
<i>Tabla 2.</i> Tolerancias para ajustes de tensión. ....	18
<i>Tabla 3.</i> Tolerancias para ajustes de corriente. ....	18
<i>Tabla 4.</i> Tolerancias para ajustes de impedancias. ....	18
<i>Tabla 5.</i> Variables para fórmula de Sobrecorriente. ....	58
<i>Tabla 6.</i> Valores recomendados para la protección de desbalance. ....	62
<i>Tabla 7.</i> Protecciones habilitadas actualmente en Subestaciones Tipo 1. ....	75
<i>Tabla 8.</i> Protecciones habilitadas actualmente en Subestaciones Tipo 2. ....	75
<i>Tabla 9.</i> Protecciones habilitadas actualmente en Subestaciones Tipo 3. ....	75
<i>Tabla 10.</i> Protecciones habilitadas actualmente en Subestaciones Tipo 4. ....	76
<i>Tabla 11.</i> Protecciones habilitadas actualmente en Subestaciones Tipo 5. ....	76
<i>Tabla 12.</i> Protecciones habilitadas actualmente en Subestaciones Tipo 6. ....	76
<i>Tabla 13.</i> Protecciones a habilitar en Subestaciones Tipo 1 de acuerdo con estudio propuesto. ....	86
<i>Tabla 14.</i> Protecciones a habilitar en Subestaciones Tipo 2 de acuerdo con estudio propuesto. ....	86
<i>Tabla 15.</i> Protecciones a habilitar en Subestaciones Tipo 3 de acuerdo con estudio propuesto. ....	86
<i>Tabla 16.</i> Protecciones a habilitar en Subestaciones Tipo 4 de acuerdo con estudio propuesto. ....	87
<i>Tabla 17.</i> Protecciones a habilitar en Subestaciones Tipo 5 de acuerdo con estudio propuesto. ....	87
<i>Tabla 18.</i> Protecciones a habilitar en Subestaciones Tipo 6 de acuerdo con estudio propuesto. ....	87
<i>Tabla 19.</i> Resumen de porcentajes de modificaciones por protección. ....	97
<i>Tabla 20.</i> Características generales de las Subestaciones de mina. ....	101
<i>Tabla 21.</i> Características de subestaciones Tipo 1. ....	102
<i>Tabla 22.</i> Características de subestaciones Tipo 2. ....	103
<i>Tabla 23.</i> Características de subestaciones Tipo 3. ....	103
<i>Tabla 24.</i> Características de subestaciones Tipo 4. ....	104
<i>Tabla 25.</i> Características de subestaciones Tipo 5. ....	105
<i>Tabla 26.</i> Características de subestaciones Tipo 6. ....	105



<i>Tabla 27.</i> Configuración de protecciones en Switch House.....	106
<i>Tabla 28.</i> Detalles de las cargas eléctricas.....	108
<i>Tabla 29.</i> Configuración de protecciones en Alimentador 34.5kV.....	109
<i>Tabla 30.</i> Costos de Implementación.....	119
<i>Tabla 31.</i> Costos de activos protegidos.....	120
<i>Tabla 32.</i> Gráficas de coordinación de protecciones para subestaciones Tipo 1.....	122
<i>Tabla 33.</i> Ajustes de protecciones SE tipo 1 – Celda H01.....	125
<i>Tabla 34.</i> Ajustes de protecciones SE tipo 1 – Celda H02.....	126
<i>Tabla 35.</i> Ajustes de protecciones SE tipo 1 – Celdas K01/K02.....	127
<i>Tabla 36.</i> Ajustes de protecciones SE tipo 1 – Celdas K03.....	128
<i>Tabla 37.</i> Gráficas de coordinación de protecciones para subestaciones Tipo 2.....	130
<i>Tabla 38.</i> Ajustes de protecciones SE tipo 2 – Celda H01.....	134
<i>Tabla 39.</i> Ajustes de protecciones SE tipo 2 – Celda K01.....	136
<i>Tabla 40.</i> Ajustes de protecciones SE tipo 2 – Celdas K02/K03.....	137
<i>Tabla 41.</i> Ajustes de protecciones SE tipo 2 – Celda K04.....	138
<i>Tabla 42.</i> Gráficas de coordinación de protecciones para subestaciones Tipo 3.....	140
<i>Tabla 43.</i> Ajustes de protecciones SE tipo 3 – Celda H02.....	144
<i>Tabla 44.</i> Ajustes de protecciones SE tipo 3 – Celda K01.....	146
<i>Tabla 45.</i> Ajustes de protecciones SE tipo 3 – Celdas K02/K03.....	147
<i>Tabla 46.</i> Ajustes de protecciones SE tipo 3 – Celda K04.....	148
<i>Tabla 47.</i> Gráficas de coordinación de protecciones para subestaciones Tipo 4.....	151
<i>Tabla 48.</i> Ajustes de protecciones SE tipo 4 – Celda H02.....	155
<i>Tabla 49.</i> Ajustes de protecciones SE tipo 4 – Celda K01.....	157
<i>Tabla 50.</i> Ajustes de protecciones SE tipo 4 – Celdas K02/K03.....	158
<i>Tabla 51.</i> Ajustes de protecciones SE tipo 4 – Celdas K04.....	159
<i>Tabla 52.</i> Gráficas de coordinación de protecciones para subestaciones Tipo 5.....	162
<i>Tabla 53.</i> Ajustes de protecciones SE tipo 5 – Celda H01.....	166
<i>Tabla 54.</i> Ajustes de protecciones SE tipo 5 – Celda K01.....	168
<i>Tabla 55.</i> Ajustes de protecciones SE tipo 5 – Celdas K02/K03.....	170
<i>Tabla 56.</i> Ajustes de protecciones SE tipo 5 – Celda K04.....	171
<i>Tabla 57.</i> Gráficas de coordinación de protecciones para subestaciones Tipo 6.....	172
<i>Tabla 58.</i> Ajustes de protecciones SE tipo 6 – Celda H02.....	177
<i>Tabla 59.</i> Ajustes de protecciones SE tipo 6 – Celda K01.....	179
<i>Tabla 60.</i> Ajustes de protecciones SE tipo 6 – Celdas K02/K03.....	180

*Tabla 61.* Ajustes de protecciones SE tipo 6 – Celda K04 .....181

## ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1.</i> Interruptores y seccionadores en patio de llaves.....	12
<i>Figura 2.</i> Protección graduada y unitaria.....	15
<i>Figura 3.</i> Curva de daño de transformador.....	17
<i>Figura 4.</i> Ejemplo de selectividad.....	20
<i>Figura 5.</i> Aspectos de la confiabilidad en sistemas de protección.....	22
<i>Figura 6.</i> Proceso de ajuste y coordinación de la protección.....	23
<i>Figura 7.</i> Subestación Eléctrica.....	25
<i>Figura 8.</i> Subestación GIS.....	26
<i>Figura 9.</i> Subestaciones AIS.....	28
<i>Figura 10.</i> Diferencias de tamaño entre subestaciones GIS y AIS.....	29
<i>Figura 11.</i> Transformador de potencia.....	31
<i>Figura 12.</i> Seccionador de cuchilla giratoria.....	34
<i>Figura 13.</i> Seccionador de cuchillas deslizantes.....	34
<i>Figura 14.</i> Seccionador de columnas giratorias.....	35
<i>Figura 15.</i> Seccionador de pantógrafo.....	35
<i>Figura 16.</i> Seccionador semi pantógrafo.....	36
<i>Figura 17.</i> Interruptor de aire.....	37
<i>Figura 18.</i> Partes de un interruptor de vacío.....	38
<i>Figura 19.</i> Interruptor en aceite.....	38
<i>Figura 20.</i> Interruptor en gas.....	39
<i>Figura 21.</i> Ejemplo de barras.....	40
<i>Figura 22.</i> Configuración de barra simple.....	41
<i>Figura 23.</i> Configuración de barra principal y transferencia.....	41
<i>Figura 24.</i> Configuración de doble barra.....	42
<i>Figura 25.</i> Configuración de doble barra con seccionador de By-Pass.....	42
<i>Figura 26.</i> Configuración de doble barra con seccionador de transferencia.....	43
<i>Figura 27.</i> Configuración de doble barra con barra transferencia.....	43
<i>Figura 28.</i> Configuración anillo.....	44
<i>Figura 29.</i> Configuración interruptor y medio.....	44

<i>Figura 30.</i> Configuración barra con doble interruptor.....	45
<i>Figura 31.</i> Configuración de descargadores en sistema trifásico. ....	45
<i>Figura 32.</i> Características de tensión residual para diferentes elementos resistivos.....	46
<i>Figura 33.</i> Parámetros a considerarse en los descargadores de tensión.....	47
<i>Figura 34.</i> Circuito equivalente de transformador de tensión. ....	48
<i>Figura 35.</i> Diversos modelos de transformadores de corriente. ....	49
<i>Figura 36.</i> Curva característica en función del tipo de TC. ....	50
<i>Figura 37.</i> Errores y desfases para los tipos de TC. ....	51
<i>Figura 38.</i> Relé de alimentador ABB, modelos REF 630. ....	52
<i>Figura 39.</i> Medidor ION.....	54
<i>Figura 40.</i> Modelo de subestación móvil. ....	56
<i>Figura 41.</i> Variables de operación para la función de sobrecorriente de fases.....	58
<i>Figura 42.</i> Ajuste de sobrecorriente.....	59
<i>Figura 43.</i> Diagrama Funcional bloque PDNSPTOC. ....	63
<i>Figura 44.</i> Operación de una protección diferencial.....	66
<i>Figura 45.</i> Curva característica de la protección diferencial. ....	67
<i>Figura 46.</i> Diseño de Switch House en Digsilent. ....	106
<i>Figura 47.</i> Variables de operación para la función de sobrecorriente de fases.....	107
<i>Figura 48.</i> Variables de operación para la función de sobrecorriente de fases.....	107
<i>Figura 49.</i> . Esquema básico de malla de puesta a tierra para subestaciones. ....	109
<i>Figura 50.</i> Esquema de medición con equipo Megger.....	111
<i>Figura 51.</i> Área de operación de protección 87T. ....	115
<i>Figura 52.</i> Diagrama Funcional bloque PDNSPTOC. ....	117
<i>Figura 53.</i> Diagrama Funcional protecciones de tensión. ....	118
<i>Figura 54.</i> Diseño de Subestación Tipo 1 en Digsilent. ....	121
<i>Figura 55.</i> Diseño de Subestación Tipo 2 en Digsilent. ....	129
<i>Figura 56.</i> Diseño de Subestación Tipo 3 en Digsilent. ....	139
<i>Figura 57.</i> Diseño de Subestación Tipo 4 en Digsilent. ....	150
<i>Figura 58.</i> Diseño de Subestación Tipo 5 en Digsilent. ....	161
<i>Figura 59.</i> Diseño de Subestación Tipo 6 en Digsilent. ....	172

## ÍNDICE DE GRÁFICAS

<i>Gráfica 1.</i> Balance de protecciones Subestación 051.....	78
<i>Gráfica 2.</i> Balance de protecciones Subestación 052.....	78
<i>Gráfica 3.</i> Balance de protecciones Subestación 053.....	79
<i>Gráfica 4.</i> Balance de protecciones Subestación 054.....	80
<i>Gráfica 5.</i> Balance de protecciones Subestación 055.....	81
<i>Gráfica 6.</i> Balance de protecciones Subestación 056.....	82
<i>Gráfica 7.</i> Balance de protecciones Subestación 057.....	82
<i>Gráfica 8.</i> Balance de protecciones Subestación 058.....	83
<i>Gráfica 9.</i> Balance de protecciones Subestación 061.....	83
<i>Gráfica 10.</i> Balance de protecciones Subestación 059.....	84
<i>Gráfica 11.</i> Balance de protecciones Subestación 060.....	84
<i>Gráfica 12.</i> Resumen final estado de subestaciones. ....	85
<i>Gráfica 13.</i> Estadística de sobrecorriente temporizada de fases. ....	89
<i>Gráfica 14.</i> Estadística de sobrecorriente instantánea de fases. ....	89
<i>Gráfica 15.</i> Estadística de sobrecorriente instantánea de fases – Etapa 2. ....	90
<i>Gráfica 16.</i> Estadística de sobrecorriente instantánea a tierra. ....	91
<i>Gráfica 17.</i> Estadística de desbalance de fases. ....	91
<i>Gráfica 18.</i> Estadística de sobretensión. ....	93
<i>Gráfica 19.</i> Estadística de mínima tensión.....	93
<i>Gráfica 20.</i> Estadística de sobretensión de neutro. ....	94
<i>Gráfica 21.</i> Estadística de diferencial de transformador. ....	95
<i>Gráfica 22.</i> Estadística de celdas evaluadas. ....	96

## RESUMEN

La presente investigación tiene como objetivo principal evaluar el estado del sistema de protecciones de una empresa minera, en la ciudad de Arequipa, específicamente de las subestaciones usadas como fuentes de alimentación para palas eléctricas empleadas en tajo abierto. Para lograr esto, se recopiló la información de la configuración de los relés usados en las subestaciones para, posteriormente, procesarla y analizarla en el software Digsilent, utilizado específicamente en la especialidad de sistemas eléctricos de potencia. Con esta herramienta, se generó un nuevo estudio de coordinación de protecciones que permite contrastar los valores óptimos recomendados con los que forman parte de la configuración actual. Con toda esta información, se pudo evaluar la condición de las protecciones de sobrecorriente, diferencial de transformador y de tensiones que componen el sistema de relés. Así, se desarrolla la propuesta de coordinación de protecciones, que servirá como guía para su implementación la empresa minera, logrando mejoras en el funcionamiento de su sistema eléctrico.

**Palabras clave:** Protecciones Eléctricas, Digsilent, sobrecorriente, coordinación, sistemas de potencia.

## **ABSTRACT**

The main objective of this research is to determine the conditions of the protection system of a mining company in the city of Arequipa, specifically of the substations used as power sources for electric shovels used in the open pit. To achieve this, the information about the configuration of the relays used in the substations was collected, to later process it and analyze it in the Digsilent software, used specifically in the specialty of electrical power systems. Using this tool, a new protection coordination study was created, which makes it possible to contrast the recommended optimal values with those that are part of the current configuration. As a result, the condition of the overcurrent, transformer differential and voltage protections that make up the relay system could be determined. Thus, the protection coordination proposal is developed, which serves as a guide for its implementation by the mining company, achieving improvements in the operation of its electrical system.

**Keywords:** Electrical Protection, Digsilent, overcurrent, coordination, power systems.

## INTRODUCCIÓN

En la actualidad, los sistemas eléctricos de potencia cuentan con dispositivos conocidos como relés, que se encargan de proteger a los equipos asociados con la instalación eléctrica de diversas condiciones de falla, mediante el reconocimiento de parámetros de operación anormal y la rápida generación de señales de disparo para el despeje efectivo de dichas fallas. Sin embargo, estos dispositivos son configurables de acuerdo con las necesidades específicas del sistema eléctrico, por lo que, si no se determinan apropiadamente los parámetros de detección de perturbaciones, se corre el riesgo de una operación inadecuada del sistema de protecciones, ya sea por disparos indeseados o por la demora en la actuación de las protecciones.

Entre las fuentes consultadas, se tiene la tesis de Manchego llamada *“Análisis de Flujo de Potencia de la Nueva Línea de Transmisión de la Central Hidroeléctrica Ángel I, II Y III en Interconexión con el SEIN, Mediante el Software ETAP”* o la tesis de Cárdenas: *“Estudio de la coordinación del sistema de protección de TISUR considerando la ampliación del muelle “F”*, se busca aprovechar el uso de herramientas computacionales para el análisis de diversas condiciones en sistemas eléctricos de potencia. El uso de software como Etap o Digsilent permite evaluar no solo el comportamiento de los componentes eléctricos en un sistema, sino que, además, cuentan con herramientas específicas como el análisis para coordinación de protecciones, la cual fue empleada en las investigaciones mencionadas. De esta forma, se puede conocer cuál es la óptima configuración de valores de arranque y disparo frente a condiciones de falla, de acuerdo con las protecciones usadas en los relés del sistema.

Así, la presente investigación busca también el aprovechamiento de las herramientas brindadas por el software Digsilent, con el objetivo de contrastar el estado actual del sistema de protecciones que se usa en las subestaciones de una operación con la información que se obtenga como resultado del análisis y uso del software mencionado.

En primera instancia, se revisan los fundamentos básicos de las protecciones eléctricas, así como algunos criterios que se usan para las coordinaciones en el caso de determinadas protecciones. Posteriormente, se revisa la información teórica concerniente a las protecciones aplicables a las subestaciones bajo estudio. Luego, se recopila la información de los relés y se usa el software Digsilent para optimizar la coordinación y selectividad de las protecciones involucradas, entre las cuales se tiene a las



sobrecorrientes de fase y tierra, desbalance de fases, diferencial de transformador y protecciones de tensión. Finalmente, se contrastan los resultados obtenidos con el estado actual de las protecciones con el objetivo de determinar su condición actual y la posibilidad de mejora usando los parámetros obtenidos.

El nuevo estudio de coordinación se basa en normas que brindan criterios generales para su análisis, sin embargo, se toman en mayor consideración los requerimientos específicos del sistema, ya que la propuesta debe estar acorde con el funcionamiento y las condiciones reales del sistema eléctrico bajo estudio.

Así, el objetivo principal de esta investigación es determinar la condición del sistema de protecciones actual, de tal forma que sea posible proponer mejoras basadas en la cantidad de protecciones que presenten desviaciones sobre la base del estudio obtenido en software.

# CAPÍTULO I

## PLANTEAMIENTO DEL ESTUDIO

### 1.1. Planteamiento y formulación del problema

Los dispositivos de protección permiten controlar el estado de los elementos de un circuito o una red eléctrica, mediante el accionamiento de dispositivos de apertura en el momento de una perturbación o falla eléctrica [1].

En dichos sistemas eléctricos, se suelen diseñar sistemas de protección con diversos objetivos, entre los que se destacan la protección de activos, disminución de riesgo por fallas catastróficas y mayor seguridad para el personal. Estos sistemas son creados basándose en las necesidades específicas del tipo de carga correspondiente, como la disponibilidad de márgenes de coordinación hacia los alimentadores superiores; y deben actuar acorde al tipo de falla que se presenta en el circuito.

En algunas situaciones, cuando estos márgenes son muy estrechos, se producen comportamientos indeseados imprevistos en la red, especialmente cuando no se toma en consideración cambios en la configuración del sistema de alimentación y no se llevan a cabo los trabajos de reconfiguración de parámetros de protecciones o pruebas periódicas para comprobar su operación.

En este caso, se identifica la necesidad de una empresa minera de evaluar el comportamiento actual de su sistema de protecciones, debido a que se presentan eventos en los que se producen disparos redundantes y se cubren ineficientemente los casos requeridos para cada una de las protecciones.

#### **1.1.1. Problema general**

La empresa minera cuenta con protecciones predefinidas, sin embargo, se requiere evaluar su comportamiento y funcionamiento ante los casos esperados de operación y falla. Así, se presenta el siguiente desafío:

- ¿Cuál es el estado de la configuración del sistema de coordinación de protecciones en las subestaciones móviles de media tensión de una empresa minera en la ciudad de Arequipa?

### **1.1.2. Problemas específicos**

Si bien el principal problema es evaluar el comportamiento de cómo operan y se coordinan las protecciones que actualmente se encuentran en las subestaciones, se identifica la necesidad de evaluar el funcionamiento de cada una de las funciones presentes.

- ¿Cuál es el estado de la configuración de las protecciones de monitoreo de corriente en las subestaciones móviles de una empresa minera en la ciudad de Arequipa?
- ¿Cuál es el estado de la configuración de las protecciones de tensión en las subestaciones móviles de una empresa minera en la ciudad de Arequipa?
- ¿Cuál es el estado de la configuración de la protección diferencial de transformador en las subestaciones móviles de una empresa minera en la ciudad de Arequipa?
- ¿Es apropiado el uso del software Digsilent para generar un estudio de coordinaciones en una empresa minera en la ciudad de Arequipa?

## **1.2. Objetivos**

### **1.2.1. Objetivo general**

- Evaluar la configuración del sistema de coordinación de protecciones en las subestaciones móviles de media tensión de una empresa minera en la ciudad de Arequipa.

### **1.2.2. Objetivos específicos**

- Evaluar si las protecciones basadas en el monitoreo de corriente, en sus diferentes etapas, son adecuadas para las subestaciones móviles de una empresa minera en la ciudad de Arequipa.
- Evaluar si la configuración de las protecciones de sobretensión, sobretensión a tierra y mínima tensión, están correctamente dimensionadas en las subestaciones móviles de una empresa minera en la ciudad de Arequipa.

- Comprobar los valores de configuración de la protección diferencial, para determinar si son adecuados para los transformadores de las subestaciones móviles de una empresa minera en la ciudad de Arequipa.
- Determinar si el software Digsilent permite obtener un estudio de coordinaciones para realizar mejoras en las subestaciones móviles de una empresa minera en la ciudad de Arequipa

### **1.3. Justificación e importancia**

Los sistemas de protección cumplen un papel vital en el funcionamiento adecuado de un sistema eléctrico, ya que ante la presencia de cualquier condicional anormal se producen alarmas y disparos, de acuerdo con la magnitud de la falla, que permite tomar acción de forma eficaz y además evita la sobreexposición al daño al personal electricista y a los equipos del circuito.

#### **1.3.1. Justificación teórica**

- Los sistemas de protecciones se basan en estudios de coordinación previos, que también usan flujos de carga para simular su comportamiento. Sin embargo, muchas veces los circuitos eléctricos cambian a través de los años y las protecciones no se actualizan de acuerdo con estas modificaciones.
- La simulación de flujos de carga permite una aproximación real al comportamiento de un sistema eléctrica en condiciones de operación normales y de falla.

#### **1.3.2. Justificación práctica**

Los resultados de la presente investigación permitirán:

- Evitar daños a los equipos y a las cargas mediante un adecuado funcionamiento de las protecciones. En este caso, se busca proteger los cables alimentadores y las palas eléctricas en la empresa minera.
- Una adecuada coordinación de protección salvaguarda al personal electricista que trabaja con cada uno de los equipos y circuitos.
- Evitar llegar a fallas catastróficas para así también ahorrar costos de reemplazo y reparación.

### **1.3.3. Justificación técnica**

El estudio propuesto permite:

- Conocer de forma precisa la configuración de protecciones más apropiada para los activos disponibles de la empresa minera.
- Tener una forma gráfica y didáctica de ajuste de protecciones previa a la carga de configuración a los relés.
- Rápidas modificaciones en caso de que los sistemas evaluados tengan cambios considerables.
- Uso de software especializado y de calidad para mapear la estructura y componentes de las subestaciones disponibles.
- El SEIN es controlado con el software Digsilent, lo que podría permitir la rápida integración de otros proyectos.

### **1.3.4. Justificación económica**

Como se puede apreciar en el cuadro de costo beneficio presentado en el capítulo 5, los beneficios de ejecutar el presente estudio de coordinación se traducen en:

- Reducir pérdidas por daños por fallas eléctricas en cables mineros de 8kV y 15kV, encargados de alimentar las palas eléctricas.
- Evitar pérdidas parciales o totales, así como reparaciones por fallas por sobrecorrientes o sobrecargas en los transformadores de las subestaciones móviles.
- Evitar pérdidas por paradas innecesarias de palas eléctricas que afectan directamente la operación minera.

### **1.3.5. Justificación social**

Si bien el estudio de coordinación está enfocado al ámbito industrial, se pueden destacar los siguientes puntos como parte de su aplicación:

- Al evitar fallas catastróficas en la alimentación de la mina, se evita el rechazo de carga en la ciudad de Arequipa, lo que permite que la población no se vea afectada por cualquier condición de falla en la mina.
- La configuración de protecciones eléctricas es importante en el área de distribución en las ciudades, es importante reconocer la utilidad y practicidad de la aplicación de software en proyectos locales que lo requieran.

#### **1.4. Hipótesis y descripción de variables**

En los siguientes puntos se describen las hipótesis que servirán para desarrollar la presente investigación, tomando en consideración el enunciado nulo y alterno en cada caso.

##### **1.4.1. Hipótesis general**

- H0: La configuración del sistema de coordinación de protecciones de las subestaciones móviles de media tensión en una empresa minera en la ciudad de Arequipa es adecuada y no es necesario proponer mejoras en sus ajustes.
- H1: La configuración del sistema de coordinación de protecciones de las subestaciones móviles de media tensión en una empresa minera en la ciudad de Arequipa es inadecuada, y es posible proponer mejoras en sus ajustes.

##### **1.4.2. Hipótesis específicas**

###### **1.4.2.1. Hipótesis específica 1**

- H0: Las protecciones basadas en el monitoreo de corriente en las subestaciones móviles de una empresa minera en la ciudad de Arequipa están debidamente configuradas, y no requieren mejoras.
- H1: Las protecciones basadas en el monitoreo de corriente en las subestaciones móviles de una empresa minera en la ciudad de Arequipa no están debidamente configuradas, y se pueden proponer mejoras.

###### **1.4.2.2. Hipótesis específica 2**

- H0: La configuración de las protecciones de tensión en las subestaciones móviles de una empresa minera en la ciudad de Arequipa es adecuada, y no existe oportunidad de mejora.
- H1: La configuración de las protecciones de tensión en las subestaciones móviles de una empresa minera en la ciudad de Arequipa no es adecuada, y presenta oportunidad de mejora.

### 1.4.2.3. Hipótesis específica 3

- H0: La configuración de la protección de diferencial de transformador en las subestaciones móviles de una empresa minera presenta un ajuste adecuado, y no requiere mejoras.
- H1: La configuración de la protección de diferencial de transformador en las subestaciones móviles de una empresa minera no presenta un ajuste adecuado, y es posible mejorarla.

### 1.4.2.4. Hipótesis específica 4

- H0: El uso de software dedicado al análisis de sistemas eléctricos de potencia no la herramienta apropiada para generar un estudio de coordinación de protecciones aplicable a una industria minera.
- H1: El uso de software dedicado al análisis de sistemas eléctricos de potencia es una herramienta que permite generar un estudio de coordinación de protecciones aplicable a una industria minera.

### 1.4.3. Variables

Tabla 1

Variables de Investigación

Variable	Dimensiones	Indicadores
Coordinación del Sistema de Protecciones Eléctricas	Protecciones de Alimentador	<ul style="list-style-type: none"><li>• Protecciones de Corriente (Sobrecorrientes de fase, sobrecorrientes a tierra, desbalance)</li><li>• Protecciones de Tensión (Sobretensión, mínima tensión y sobretensión a tierra)</li></ul>
	Protección de Transformador	<ul style="list-style-type: none"><li>• Diferencial de transformador</li></ul>

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1. Antecedentes**

Se cuenta con diversos documentos de investigación relacionados a las protecciones en sistemas eléctricos y al uso de flujos de cargas para evaluar la coordinación de estas, entre las cuales se destacan los siguientes.

##### **2.1.1. Antecedentes locales**

En su tesis para optar por el Título de Ingeniero Electricista denominada “Estudio de la coordinación del sistema de protección de TISUR considerando la ampliación del muelle “F””, en la Universidad Nacional de San Agustín, Cárdenas busca realizar el ajuste de las protecciones para una modificación específica en el circuito eléctrico, que considera una carga en 0.23kV, mediante la simulación de flujos de potencia del sistema eléctrico y el uso del software Digsilent. Como resultado, logró determinar el nuevo ajuste para cada una de las protecciones del sistema, basándose en la información recopilada por el software y permitiendo una adecuada implementación de la ampliación del muelle. [2]

También en la Universidad Nacional de San Agustín, Sacasqui presenta su tesis denominada “Implementación y diseño de un estimador de estado para el sistema eléctrico de potencia de Arequipa, validación”, para optar por el título de Ingeniero Electricista. En este documento, el autor tiene como objetivo determinar la forma más adecuada de implementar un estimador de estado que cumpla con las necesidades con las que cuenta la ciudad de Arequipa. Para ello, y considerando la complejidad de las redes de la ciudad, usa los software SCILAB y Digsilent para evaluar diversas condiciones del sistema. Como resultado, logra determinar la viabilidad y la practicidad del uso de estimadores de estado en el sistema SCADA, quedando abierta la implementación de las herramientas diseñadas en los centros de control de la ciudad de Arequipa. [3]

En la Universidad Católica Santa María, Manchego presenta su tesis para optar por el título profesional de Ingeniero Electricista, denominada “Análisis de Flujo de Potencia de la Nueva Línea de Transmisión de la Central Hidroeléctrica Ángel I, II Y III en Interconexión con el SEIN, Mediante el Software ETAP”. En este documento,



el autor busca ofrecer una solución frente a una ampliación del SEIN, para lo cual lleva a cabo un estudio de flujos de carga de las nuevas líneas eléctricas usando el software ETAP. Como resultado, determinó las protecciones a utilizarse en el proyecto y el estudio de cortocircuito correspondiente, permitiendo reducir los niveles de arco de las celdas a categoría 2. [4]

Bravo lleva a cabo su investigación denominada “Diseño del subsistema eléctrico primario en redes de distribución subterránea y subestaciones tipo bóveda en media tensión para el intercambio vial de alto tránsito de la ciudad de Arequipa.”, para la Universidad Nacional de San Agustín, con el objetivo de obtener el título profesional de Ingeniero Electricista. El autor se dispone a diseñar un sistema eléctrico en media tensión, de tal manera que recurre al uso de herramientas informáticas para el diseño de algunas soluciones para el proyecto, como es la coordinación de protecciones eléctricas. En el capítulo 2 dedica un apartado al diseño de las protecciones usando el software ETAP. Como resultado, pudo determinar exitosamente no sólo los parámetros para cada una de las protecciones necesarias en el sistema, sino que el software le permitió determinar los aspectos fundamentales del proyecto, como son las especificaciones técnicas y el flujo de carga del sistema. [5]

En la Universidad Continental, Cerna presenta su investigación denominada “Planteamiento de metodologías para la verificación y comprobación del funcionamiento de las protecciones mecánicas y eléctricas ante anomalías que mejoren la confiabilidad de un banco de autotransformadores de 250/250/75 MVA ONAF en una subestación eléctrica de 220/138/22.9 kV en zona de selva peruana”, para obtener el título de ingeniero electricista. El autor busca llevar a cabo la revisión de protecciones mecánicas y eléctricas de un autotransformador ubicado en la selva del país. Para ello, propone el uso de metodologías de revisión periódica que permita llevar un control de las principales partes del transformador de la subestación. Mediante esta aplicación, el autor logra mejorar la confiabilidad de las protecciones eléctricas de la subestación y de las protecciones mecánicas del autotransformador. [6]

### **2.1.2. Antecedentes nacionales**

Chávez, en su tesis para optar por el título profesional de Ingeniero Electricista, presentada en la Universidad Nacional del Centro del Perú, denominada

*“Coordinación de protección de las minicentrales hidroeléctricas Huarisca-Ingenio y El Machu para su reconocimiento por el COES”*, busca gestionar la conexión de 3 nuevas hidroeléctricas al Sistema Eléctrico Interconectado, para lo cual lleva a cabo un estudio detallado de flujo de potencia y cálculos de cortocircuito que permita determinar la coordinación de protecciones del sistema. Como resultado, logró obtener un estudio detallado del sistema en condiciones estacionarias de máxima y mínima demanda, además de presentar el ajuste de protecciones correspondiente. [7]

Tume Rendón lleva a cabo su investigación denominada: *“Estudio de coordinación de protecciones para un pequeño sistema eléctrico”*, como parte del proceso para titularse como ingeniero electricista, en la Universidad Nacional de Ingeniería. El autor se propone llevar a cabo el nuevo diseño de protecciones del sistema de la empresa Cemento Sur S.A., debido a modificaciones en la instalación. El autor usa simulaciones en software para el análisis de las nuevas especificaciones del sistema. Así, logra obtener los nuevos valores y ajustes para los relés de la empresa. [8]

También en la Universidad Nacional de Ingeniería, el autor Inga, presenta su tesis denominada *“Uso de software computacional para el cálculo de la coordinación de las protecciones”*, con el objetivo de obtener el título de ingeniero electricista. Como objetivo principal, busca presentar una metodología que permita aprovechar las bondades del software Digsilent. Para esto, lleva a cabo la simulación de diversos casos de estudio que permitirán analizar las diversas funciones que ofrece el programa. Como resultado, el autor logra obtener una serie de pasos con información detallada que permite determinar los ajustes para las protecciones de los relés en un determinado sistema eléctrico. [9]

En la Universidad Nacional San Antonio de Abad del Cusco, Velarde y Fuentes presentan su tesis *“Análisis estacionario en Digsilent del subsistema de distribución primaria georeferenciado en la ciudad del Cusco”*, para obtener el título de Ingeniero electricista. Dado el crecimiento de la ciudad, los autores se disponen a evaluar la situación del sistema eléctrico actual con el objetivo de establecer un mejor control y mejorar el planeamiento de las cargas a futuro. Para ello, usan el software Digsilent, desarrollando estudios de carga y de cortocircuito basándose en las redes del sistema eléctrico. Finalmente, logran determinar la utilidad del uso de herramientas de este tipo para el control y planeamiento de la producción en la

ciudad, brindando pautas para establecer diagnósticos y mejorar la respuesta del sistema en diversas condiciones. [10]

En la Universidad Tecnológica de Lima Sur, Carrillo lleva a cabo una tesis relacionada al tema, con el objetivo de obtener el título de ingeniero electricista, denominada *“Estudio de Coordinación de Protecciones Con El Software ETAP Versión 12.6 del Proyecto Túnel Línea Amarilla Ubicado En El Distrito del Rímac”*. Como parte de las obras para mejorar la infraestructura vial de la ciudad de Lima, se lleva a cabo la ejecución de un túnel que une 2 distritos importantes. El autor busca analizar el sistema eléctrico del proyecto usando el software ETAP, en su versión 12.6. Finalmente, mediante la toma de datos del proyecto y la simulación en el programa, logra determinar los ajustes de las protecciones de la SED\_01, principal subestación del proyecto. [11]

### **2.1.3. Antecedentes internacionales**

Carrera y Villacreses presentaron su tesis para obtener el título de Ingenieros Electricistas *“Estudio de coordinación de las protecciones eléctricas para la empresa eléctrica peninsular de Santa Elena (EMEPE) año 2001, subestaciones: Sta. Rosa, Libertad, Salinas y Chipipe”*, para la Escuela superior politécnica del litoral, en la cual buscaban mejorar la confiabilidad y continuidad del servicio de energía eléctrica en la zona. Para ello, usaron software para analizar los flujos de carga de las subestaciones. Con esto, lograron proponer un estudio de coordinaciones de protecciones de sobrecorriente para manejar las fallas del sistema, con lo que se mejorarían la confiabilidad del sistema. [12]

En Ecuador, Anchundia, Chere y Martínez presentan un artículo de investigación, denominado *“Estudio de coordinación de protecciones eléctricas en la Subestación Tachina, aplicando el software Digsilent Power Factory”*. En este artículo, se describe principalmente la aplicación de las propiedades del software Digsilent para trabajar en un proyecto en una subestación eléctrica. Gracias a los ajustes obtenidos, se pudo que los niveles de tensión y corriente no exceden parámetros de estudio, además de demostrar la utilidad de esta herramienta computacional. [13]

En la ciudad de Concepción, en Chile, y para la Universidad del Bío-Bío, Cabrera y Vásquez presentan su seminario para optar por el título de ingenieros electricistas, denominado *“Diseño de línea aérea en 13,2 KV y estudio de*

*protecciones eléctricas de línea 2 de Planta Celulosa Río Bravo*". Los autores buscan determinar las características específicas para la construcción de una línea aérea, incluyendo los cálculos eléctricos y mecánicos. Para ello, usan el software ETAP, que permite la simulación de los componentes de la línea y su posterior evaluación en diversas condiciones de operación. Con ello logran obtener los parámetros necesarios para llevar a cabo la ejecución de la línea eléctrica. [14]

También en Chile, el autor Soto lleva a cabo su investigación "*Actualización y modelación del sistema eléctrico de la planta concentradora de Codelco Chile mediante software de simulación Etap*", para obtener el título de Ingeniero Civil Electricista. En la minera Codelco se cuenta con un sistema eléctrico de potencia para alimentar la concentradora de cobre, por lo que el autor se dispone a modelar en el software ETAP los componentes de la línea con los datos obtenidos en campo. Mediante el uso de las herramientas brindadas por el software, el autor obtiene un modelo que representa el sistema eléctrico usado en la empresa. Con este modelo, el autor logra exponer problemas presentes en la planta, como es la mala coordinación de protecciones en algunos relés, o la baja calidad de tensión en algunos puntos de la red. Finalmente pudo proponer puntos de mejora basados en la simulación realizada. [15]

En México, Merla desarrolla su investigación para obtener el título de Maestro en Ingeniería Eléctrica, denominada "*Simulación y protección de sistemas eléctricos de distribución tipo radial mediante ETAP con y sin generación distribuida*". En este documento el autor evalúa un sistema eléctrico de distribución tipo radial, mediante el uso del software ETAP. Como resultado obtiene las variables y parámetros correspondientes al análisis de cortocircuito, sistemas de protecciones y el impacto de la generación distribuida en la red estudiada. Con respecto a este último punto, el autor hace especial énfasis en identificar el comportamiento de red en condiciones de inyección de generación distribuida. [16]

## 2.2. Bases teóricas

### 2.2.1. Sistema de protecciones eléctricas

#### 2.2.1.1. Generalidades

De acuerdo con [17], se empieza por definir a los elementos que se encargan de ejecutar las funciones de protecciones de acuerdo con los ajustes predeterminados, llamados relés de protección. En algunos estos son dispositivos con funcionamientos relativamente simples, en otros casos ofrecen funciones más complejas, sin embargo, su trabajo principal es, en todos los casos, la de hacer cálculos y comparaciones. Actualmente se usan en mayor medida los relés digitales; sin embargo, aún existen en funcionamiento dispositivos analógicos.

Sin embargo, estos relés no actúan de forma aislada, sino que se deben coordinar entre ellos para lograr un adecuado funcionamiento en casos de falla. Dicha coordinación se lleva a cabo mediante el ajuste de los parámetros en cada uno de los dispositivos, de acuerdo con las necesidades del sistema eléctrico. Por este motivo se habla de un sistema de protecciones como un conjunto de relés que actúan de forma coordinada, de acuerdo con los requerimientos de un determinado sistema eléctrico.



*Figura 1.* Interruptores y seccionadores en patio de llaves.

*Fuente:* "La importancia de un ingeniero de protecciones", abcontrol.com.mx.

Para determinar dichos ajustes, en primera instancia se debe determinar el comportamiento del sistema eléctrico en diversas condiciones, mediante un estudio que permita llevar a cabo el análisis de los componentes de la red.

Así, Tamasco define un sistema de protecciones como “un conjunto completo de equipos de protección (relés) y otros dispositivos (TP's, TC's, baterías, mini interruptores, etc.) requeridos para lograr una función específica con base en la protección principal.” [18]

Es importante realizar una aclaración con respecto a las perturbaciones (definidas como una variación fuera de rango de algún parámetro eléctrico), ya que existen algunas que no son necesariamente fallas aisladas, o son causadas por factores externos, pero para las cuales aun así se cuentan con protecciones previstas.

#### **2.2.1.2. Objetivos de un sistema de protección**

Según [17], el objetivo principal de dichos sistemas de protecciones es reducir los efectos que pueden llegar a causar las perturbaciones que se dan en el sistema eléctrico de potencia, mediante el despeje de las fallas por la actuación de interruptores asociados a diferentes secciones del circuito. Estos sistemas de protección llevan a cabo el control de la red eléctrica, pero lo hacen específicamente a través de la apertura de interruptores.

Además, el sistema de protecciones de un sistema eléctrico presenta los siguientes objetivos principales:

- Detectar condiciones de falla que permitan aislar los equipos o circuitos afectados en el menor tiempo posible.
- Detectar y alertar las condiciones no deseadas en equipos, que permitan aislarlo de ser necesario.
- Detectar y alertar las condiciones de operación del sistema que se consideren anormales, para poder aislar equipos que se puedan ser afectados por ellas.

El sistema debe tener en consideración una doble contingencia, en otras palabras, considerar que se pueda llevar a cabo, además de una falla en el sistema eléctrico, una falla del sistema de protecciones (ya sea en relé o interruptor). Para evitar estas situaciones, se aplican los siguientes criterios, además de una redundancia o respaldo, que será detallada más adelante. [19]

- La primera línea de defensa de protecciones en una zona determinada debe tener la actuación más veloz, en otras palabras, instantánea.
- Las de respaldo, que son la segunda instancia, deben brindar un margen que permita actuar en primera instancia a la protección principal. Para se cuentan con estas protecciones:

*Protección de falla de interruptor:* Cuando esta protección actúa, se asume que el interruptor no ha logrado despejar la corriente de falla, por lo que se procede con la actuación de los interruptores vecinos para el despeje de la falla.

*Protección de respaldo:* Detecta una falla en caso de un mal funcionamiento de la actuación principal. Este relé de protección debe ser físicamente diferente al de la protección principal.

### **2.2.1.3. Formas de operación**

Las protecciones son diseñadas para operar de dos formas: Como protecciones unitarias, que detectan perturbaciones en una determinada zona, o como Protecciones Graduadas, que permiten detectar fallas en más de una zona.  
[19]

#### **Protecciones unitarias:**

- Sólo detectan perturbaciones en una zona determinada. Son totalmente selectivas.
- No son protecciones de respaldo, porque sólo operan dentro de su zona.
- Operan bajo el principio diferencial, calculando las corrientes de entrada y salida de la zona bajo protección, de esta forma detectando las posibles corrientes de falla.

#### **Protecciones graduadas:**

- Relativamente selectivas, ya que pueden detectar fallas fuera de su zona.
- Se pueden desempeñar como funciones de respaldo, ya que son sensibles a perturbaciones en zonas aledañas.
- Operan mediante la medición de corriente, potencia, tensiones, etc.; lo que determina su tiempo de actuación en base a la graduación de la protección.
- Se debe determinar los tiempos de actuación de acuerdo con los requerimientos del sistema.

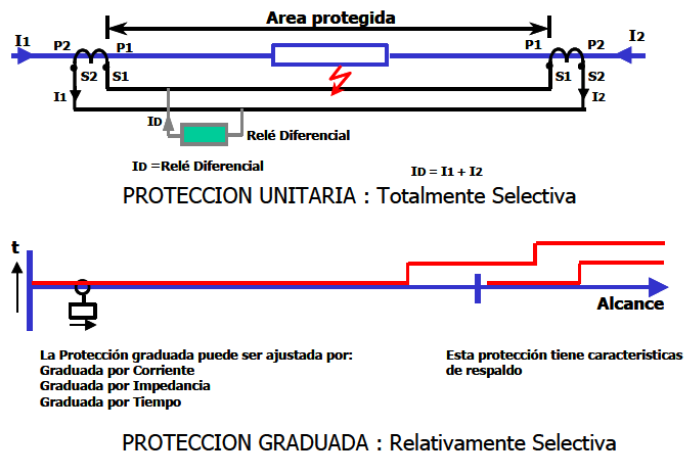


Figura 2. Protección graduada y unitaria.

Fuente: “Criterios de ajuste y coordinación de los sistemas de protección del SEIN” por COES. 2014, p. 5.

#### 2.2.1.4. Criterios de Ajuste y coordinación

##### Ajuste de la protección

Permite definir los límites o umbrales de la característica de la función que permite detectar las fallas, las condiciones anormales del sistema eléctrico y las condiciones indeseadas de los equipos. Estos umbrales se basan en las señales de entrada que se usan como referencia para la operación del sistema.

Para esto se debe tomar en cuenta las capacidades de los equipos y las instalaciones del sistema eléctrico en todas las condiciones de operación.

##### Coordinación de la protección

Definir los tiempos de actuación de cada una de las funciones de protección de los relés, de acuerdo con la magnitud de la falla y garantizando un margen de diferencia de tiempo razonable entre las protecciones, tanto las principales como las de respaldo.

Se toma como base la definición de tiempos de operación y las magnitudes de falla que puede soportar el sistema sin recibir daños.



### *Criterios*

- Cuando las protecciones principales y de respaldo actúen como unitarias, se ajustarán de acuerdo con las características de operación de las cargas y de los equipos.
- Cuando las protecciones principales y de respaldo actúen como graduadas, se debe tener en consideración una coordinación apropiada con todas las protecciones involucradas.
- Las protecciones preventivas y propias de los equipos serán ajustadas de acuerdo con las especificaciones de los manuales o de acuerdo con las especificaciones el fabricante, cuidado que estas sean compatibles con la aplicación del proyecto diseñado.

En rasgos generales, se debe considerar las condiciones de operación de las instalaciones y equipos del sistema, tanto temporales como permanentes. Se debe tener especial cuidado con las corrientes de conexión de algunos elementos, como:

- Corriente de In Rush de transformadores
- Corriente de carga de líneas de transmisión
- Corrientes de arranque de motores de gran potencia

Es importante tomar en cuenta las capacidades y márgenes de sobrecarga admisibles de todos los elementos del sistema. Son justamente los ajustes de las protecciones los que suelen delimitar dichos umbrales, de acuerdo con ciertos márgenes de seguridad. Estos son inversamente proporcionales al tiempo al que se encuentran sometidas bajo sobrecarga, es decir, que se trabajan con márgenes mayores cuando los tiempos de exigencia son de menor duración. [19]

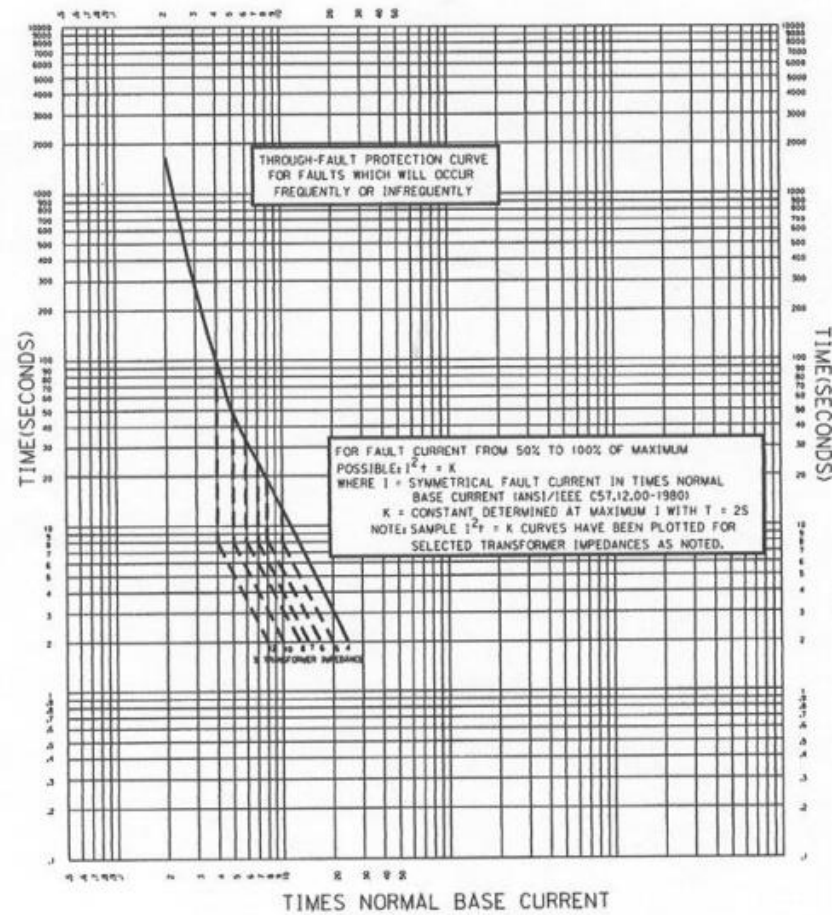


Figura 3. Curva de daño de transformador.

Fuente: “Criterios de ajuste y coordinación de los sistemas de protección del SEIN” por COES. 2014, p. 14.

### Márgenes de tolerancia

De acuerdo con el COES, se definen los siguientes márgenes de tolerancia de acuerdo con la magnitud medida:

Tabla 2

*Tolerancias para ajustes de tensión*

<b>AJUSTES DE TENSIÓN</b>	
<b>Error de los transformadores de tensión</b>	1%
<b>Error del relé</b>	1%
<b>Conexiones</b>	1%
<b>Tolerancia de Cálculo</b>	5%
<b>Total</b>	8% => 10%

*Fuente: COES, 2014, p.15*

Tabla 3

*Tolerancias para ajustes de corriente*

<b>AJUSTES DE CORRIENTE</b>	
<b>Error de los transformadores de corriente</b>	5%
<b>Error del relé</b>	1%
<b>Tolerancia de Cálculo</b>	5%
<b>Total</b>	11% => 15%

*Fuente: COES, 2014, p.15*

Tabla 4

*Tolerancias para ajustes de impedancias*

<b>AJUSTES DE IMPEDANCIAS</b>	
<b>Error de los transformadores de tensión</b>	1%
<b>Conexiones</b>	1%
<b>Error de los transformadores de corriente</b>	5%
<b>Error del relé</b>	1%
<b>Tolerancia de cálculo</b>	5%
<b>Error de parámetros de líneas</b>	5%
<b>Total</b>	18% => 20%

*Fuente: COES, 2014, p.15*

En resumen, para los ajustes relacionados a los niveles de tensión, se deberá considerar un margen de  $\pm 10\%$ . En ajustes de corriente se debe considerar un  $\pm 15\%$  y para impedancias se debe usar un margen de  $\pm 20\%$ .

#### **2.2.1.5. Cualidades de los sistemas de protección**

Los sistemas de protecciones cuentan con 3 aspectos que se consideran básicos para su evaluación:

- **Velocidad:** Condición de los tiempos de actuación frente a una perturbación.
- **Selectividad:** Seleccionar adecuadamente el segmento del sistema en el que se produce la perturbación.
- **Confiabilidad:** Habilidad del sistema para llevar a cabo sus funciones de forma adecuada.

#### **Sensibilidad y Velocidad:**

El ajuste y coordinación de las protecciones del sistema eléctrico deben contar con estas características:

- Sensibilidad, que permita detectar la falla desde el primer momento en que empieza a manifestarse.
- Velocidad, para el despeje en el menor tiempo posible.

En una protección unitaria la sensibilidad debe detectar la operación de la función correspondiente bajo la condición de falla. En una protección graduada, se busca detectar los mínimos niveles de corrientes de falla, es el decir en el extremo más alejado de la zona adyacente de protección.

La velocidad de operación deberá tomar en cuenta:

- El tiempo de operación del relé de protección no debe ser superior a 2 ciclos.
- En sistemas con comunicación integrada, se debe agregar el tiempo de transmisión de señales.
- El tiempo de apertura de interruptor, que varía de acuerdo con el tipo de interruptor usado y el nivel de tensión, y puede variar entre dos y cuatro ciclos.

La protección primaria no debe tener ninguna temporización configurada, sin embargo, la secundaria deberá tener en cuenta:

- Tiempo crítico para despeje de la falla, según criterios de estabilidad.
- Tiempo que puede soportar el sistema y los equipos en este sin recibir daño físico o se genere la posibilidad de daño a las personas.

Se recomienda limitar los tiempos máximos de operación de las protecciones a 500ms, no sólo para conservar la vida útil de los equipos del sistema, sino también para evitar daños que puedan ocasionar la falla permanente de algún componente.

### Selectividad de la protección

Un ajuste apropiado de las protecciones permitirá detectar todas las fallas dentro la zona protegida, pero también debe ser coordinar correctamente.

Para lograr la mejor operación del sistema de protecciones se busca cumplir con 3 requisitos específicos, una selectividad total, con máxima sensibilidad y menor tiempo de operación posible.

Sin embargo, estas características son dependientes entre ellas, por lo que se debe buscar el mejor punto de equilibrio. Para ilustrar mejor la selectividad de protecciones, se tiene la siguiente figura: [20]

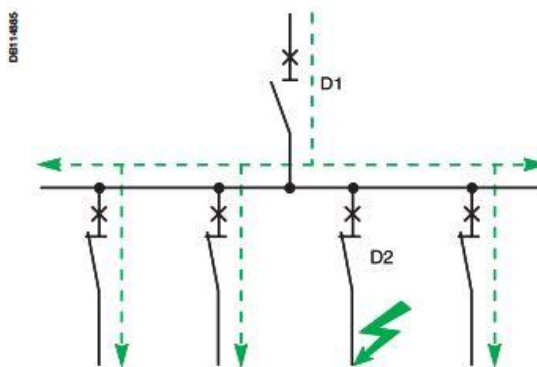


Figura 4. Ejemplo de selectividad.

Fuente: “¿Qué es la selectividad?”, Schneider. 2021.

*Selectividad total:* Para la falla, desde la sobrecarga hasta cortocircuito franco, la protección se considera selectiva si el interruptor D2 se abre y D1 permanece cerrado.

*Selectividad parcial:* Si la selectividad total no se cumple hasta la corriente máxima de cortocircuito, sino que sólo hasta un valor inferior, se habla de selectividad parcial. Este valor se conoce como límite de selectividad.

*Sin selectividad:* Se abre el interruptor D1.

### **Confiabilidad de la protección**

En este punto se recomienda que las protecciones sean redundantes, considerando además un relé físicamente diferente del primero, que actúen como protecciones primaria y secundaria, que actúen de forma independiente. También deberán contar con fuentes de alimentación independientes.

Cuando la seguridad de la apertura de un interruptor no esté garantizada, se recomienda la utilización de 2 interruptores en serie y que actúen de forma simultánea, de tal forma que se lleve a cabo una actuación efectiva del disparo.

La confiabilidad de un sistema de protección es definida como su habilidad de operar correctamente. Este factor se puede cuantificar como la probabilidad de que una de las protecciones no actúe correctamente.

Así, se pueden definir los siguientes aspectos:

*Dependencia:* Es la certeza de operación del sistema en el momento de una falla. Este operar adecuadamente cuando se necesite. Se refiere a los equipos físicos del sistema de protección y se verifica mediante pruebas eléctricas y funcionales en fábrica y en sitio. Se cuantifica como la probabilidad de que no omita un disparo.

*Seguridad:* Habilidad del sistema de operación para evitar malas operaciones. El sistema no debe actuar cuando el circuito está en condiciones normales de trabajo, incluyendo los parámetros identificados durante maniobras, ni para fallas en otras zonas. Se verifica con estudios en campo y condiciones operativas. Se refiere al entorno de aplicación específico de los equipos y la probabilidad de que no operen inadecuadamente. [21]

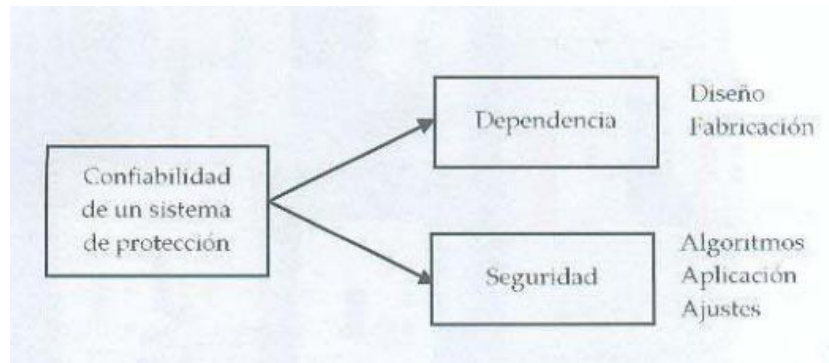


Figura 5. Aspectos de la confiabilidad en sistemas de protección.

Fuente: “Aspectos de confiabilidad de las protecciones de los sistemas eléctricos.”, por Zapata y Ortiz. p.16.

#### 2.2.1.6. Respaldo

De acuerdo con [17], los sistemas de protección deben contar con un respaldo de funcionamiento, es decir que, en caso de un funcionamiento defectuoso durante una falla, la protección no se pierda totalmente, sino que se cuente con una alternativa que evite que se produzcan mayores daños.

Se debe diferenciar el respaldo entre dispositivos y el respaldo entre sistemas de protecciones. Se cuenta con:

##### **Respaldo Remoto:**

Cuando se prevé el mal funcionamiento de un relé mediante la actuación de otros relés en otros puntos de la red eléctrica. Cuando se produce la actuación de un relé de respaldo se asume la pérdida de cierto nivel de selectividad en la protección.

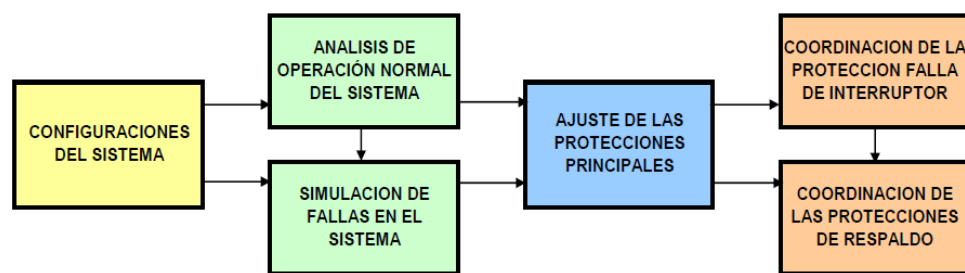
##### **Respaldo Local:**

Cuando tanto el relé correspondiente como sus dispositivos asociados se encuentran duplicados en la función de protección específica. Si bien la función puede estar duplicada en base de funcionamiento, puede contar con ajustes ligeramente diferentes.

#### 2.2.1.7. Proceso de ajuste y coordinación de las protecciones

En este punto se evalúa una perspectiva usada por el COES para la evaluación y coordinación de un sistema de protecciones. Esta información será de vital importancia para poder determinar el estado del sistema de protecciones de la presente tesis.

Este proceso comprende varias etapas integradas, cada una con una serie de pasos que permitirá obtener la información necesaria para continuar con la siguiente parte del proceso. En primera instancia, se debe identificar las condiciones de operación iniciales del sistema eléctrico, que definen las condiciones en las cuales las protecciones no deben activarse. Se debe identificar todas las configuraciones posibles del sistema. Sobre estas condiciones, se evalúa el ajuste de las protecciones.



*Figura 6.* Proceso de ajuste y coordinación de la protección.

*Fuente:* “Criterios de ajuste y coordinación de los sistemas de protección del SEIN” por COES. 2014, p. 8.

### 2.2.1.8. Tipos de protecciones eléctricas

Según [22], se tienen los siguientes tipos de protecciones eléctricas.

#### **Protección de Generadores**

Un generador es una máquina rotativa que produce que gira y produce energía eléctrica a través del fenómeno de inducción producido por la energía mecánica de giro aplicada a su eje. Estas protecciones se encargan de regular que los valores de la electricidad generada se encuentren dentro de rangos adecuados, además de cuidar a la propia máquina con información como la velocidad de giro, que está relacionado a la frecuencia de la red.

#### **Protecciones de motores**

Otra máquina rotativa, que produce energía mecánica al inducir el movimiento de un eje mediante el uso de la electricidad. Es ampliamente usado en



diversas aplicaciones y se encuentran en todos los sistemas de potencia, por lo que se acentúa la necesidad de adecuadas protecciones para estas máquinas, ya que suelen ocasionar que falle el sistema eléctrico en general. Las protecciones de motores en particular se encargan de garantizar la desconexión oportuna de los motores de la red eléctrica antes de que se produzcan alteraciones al funcionamiento normal del sistema.

### **Protecciones de transformadores**

Se considera al transformador como el corazón de un sistema de potencia, ya que se encuentra en cada interconexión donde se produce un cambio en el nivel de voltaje. Sus protecciones se destinan principalmente a identificar niveles de pérdidas anormales al interior del transformador, mediante la diferencial de corrientes. Para ello se tienen monitoreadas las corrientes a ambos lados del transformador, lo que permite detectar desviaciones en los valores medidos de acuerdo con la relación de transformación específica de la máquina.

### **Protecciones de Línea de transmisión**

La línea de transmisión es el elemento más importante de un sistema eléctrico de potencia cuando se habla de transportar la energía desde la generación hasta los puntos de consumo. Aquí es donde la importancia de las protecciones primarias y de respaldo se incrementa, ya que se debe realizar una coordinación adecuada de acuerdo con la ubicación y la magnitud de la falla. Se deben considerar además otros factores como son el diseño de la red eléctrica y los niveles de tensión. Algunos esquemas de protección son: Protección contra sobre corriente (PSC), Protección de distancia (PD), Protección de hilo piloto (PHP), y la protección híbrida (PH).

### **Protecciones de Barras:**

Las barras con un conjunto de elementos mecánicos destinados a brindar estabilidad mecánica a ciertos puntos del sistema, donde se realizan interconexiones a otros elementos eléctricos o a cargas que forman parte del sistema. La protección principal que se usa es la protección diferencial de barras.

## 2.2.2. Subestación eléctrica

### 2.2.2.1. Generalidades

Una subestación eléctrica se define como “Una subestación eléctrica es un conjunto de equipos destinados a dirigir la energía eléctrica, en un punto de la red, en el que confluyen generalmente generadores, líneas y transformadores, al combinarse con equipos de control, medición, protección y regulación, dan un acoplamiento cuyas funciones son transformar tensiones y derivar circuitos de potencia”. [23]

Entre sus funciones principales:

- Convertir energía eléctrica, mediante el transformador de potencia.
- Regular los niveles de tensión y corriente, de acuerdo con la relación de transformación y las necesidades del sistema.
- Repartir la energía a cada una de las cargas o circuitos conectados.
- Distribuir adecuadamente la energía disponible, cuidando los equipos y cargas conectadas al sistema.

En resumen, una subestación debe garantizar que la energía llegue hasta los puntos de utilización de forma segura, y cumpliendo con los márgenes mínimos requeridos por el organismo regulador. [24]



*Figura 7. Subestación Eléctrica.*

*Fuente: “Tipos de subestaciones”, rte.mx. 2020.*

## 2.2.2.2. Tipos de Subestaciones

### A. Subestaciones con Aislamiento de Gas (GIS)

Las subestaciones que son aisladas con gas, conocidas como GIS por sus siglas en inglés (Gas Insulated Substation), usan hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>) a presión moderada entre las fases y entre fases y tierra. Los elementos energizados en media y alta tensión, los interruptores y en algunos casos incluso los transformadores de instrumento se encuentran en recintos metálicos conectados a tierra en los que se encuentra el gas SF<sub>6</sub>. Esto brinda como ventaja que mientras que para las subestaciones aisladas en aire se requieren metros de distancia de aislamiento, las celdas GIS sólo requieren de centímetros, reduciendo el tamaño usado hasta en 10 veces.

Estas celdas se suelen usar cuando el espacio disponible es limitado. Además, las partes activas y normalmente energizadas se encuentran protegidos permanentemente de factores como la humedad, deterioro por aire atmosférico, contaminación, etc. De acuerdo con [25], las subestaciones GIS presentan:



*Figura 8.* Subestación GIS.

*Fuente:* "Subestaciones GIS", Electrowerke.

### **A.1. SF6**

El hexafluoruro de azufre es un gas inerte, incoloro, insípido, inodoro, no inflamable y no tóxico, el cual consiste químicamente en un átomo de azufre unido a 6 de flúor. Es 5 veces más denso que el aire, y se suele usar en presiones entre 400 a 600kPa absolutos. La presión se elige de acuerdo con la aplicación y el nivel de tensión del sistema, sin embargo, se busca que el líquido no se condense en las temperaturas más bajas a las que puede estar sometido.

Este gas tiene una capacidad de aislamiento mayor por 2 o 3 veces a la del aire a la misma presión, y es aproximadamente 100 veces mejor como extintor de arcos eléctricos. De hecho, este gas se usa ampliamente en interruptores automáticos de alta tensión, sustituyendo a medios más antiguos como aceite y aire. Se descompone debido a las altas temperaturas durante los arcos eléctricos, sin embargo, se recombina al instante, lo que hace que no sea necesario reponerlo.

### **A.2. Humedad**

El equipo debe encontrarse en lugares secos con el objetivo de evitar la condensación del gas en los aisladores sólidos, lo que podría generar una ruptura dieléctrica. Sin embargo, si se condensa como hielo, la tensión de ruptura no es afectada. Esto hace que el punto de rocío del gas al interior del equipo sea menor a 10°C. Con el objetivo de brindar márgenes adicionales, los niveles de menos de 1000 ppmv de humedad suelen ser especificados. Dentro de los recintos GIS se suelen instalar además absorbentes con el objetivo de evitar humedad en las superficies internas.

### **A.3. Medio Ambiente**

El SF6 contribuye a acrecentar el efecto invernadero que produce el calentamiento global. En la conferencia de Kioto en 1997, el SF6 se encontraba dentro de la lista de gases cuyas emisiones debían disminuir. Este gas contribuye mínimamente al total de gases que causan el efecto invernadero producto de la actividad humana, sin embargo, presentan un tiempo de vida muy largo en la atmósfera, lo que ocasiona que se acumule y sea prácticamente permanente.

Afortunadamente, existen pautas para poder contener y reciclar el SF6, y su tasa de emisión se ha reducido en los últimos años.

## B. Subestaciones con Aislamiento de Aire (AIS)

Las subestaciones aisladas en aire, conocidas como AIS por sus siglas en inglés (Air Insulated Substation), según la fuente consultada [26], son tradicionalmente las más utilizadas. Todos los elementos de la subestación se encuentran al aire libre, aislados por la distancia entre las partes energizadas. Los tamaños de los elementos y las barras resultan ser mucho mayores justamente por esta razón, ya que se debe tener en cuenta las distancias de seguridad requeridas.



*Figura 9.* Subestaciones AIS.

*Fuente:* "Subestaciones y equipos de distribución", Crushtymks. 2019.

### B.1. Características

Estas subestaciones permiten una gran variedad de dispositivos de diversas marcas y fabricantes, ya que al tener independizada cada sección del sistema eléctrico de potencia no se dificulta su reparación y reemplazo. Sin embargo, esto suele representar en algunos casos una complejidad mayor para la selección de componentes y búsqueda de reemplazos.

Con respecto al transporte, la logística en general requiere un estudio de optimización de transporte, para gestionar de la mejor manera la distribución de los componentes en el desplazamiento hacia los puntos de instalación, sobre todo en instalación con voltajes y potencias muy altas.

Sin embargo, dada la complejidad que se puede presentar en los elementos usados, se requiere de una ingeniería y diseño más detallado, tanto por las

coordinaciones de aislamiento o tensiones o corrientes de falla admitidas por las máximas características de los equipos.

### C. Diferencias GIS y AIS

La diferencia más importante entre estos dos tipos de subestaciones es el volumen y las dimensiones que ocuparán el conjunto de la instalación eléctrica. Las subestaciones GIS pueden ser fabricadas ocupando entre el 3 a 8% del espacio que usaría una subestación AIS para el mismo nivel de tensión y características funcionales.

Esto se hace más importante a considerar y más evidente en tensiones muy altas de operación, donde una subestación GIS puede llegar a ser hasta 30 veces menor en tamaño que una AIS, como es el caso de las Subestaciones para 800kV.

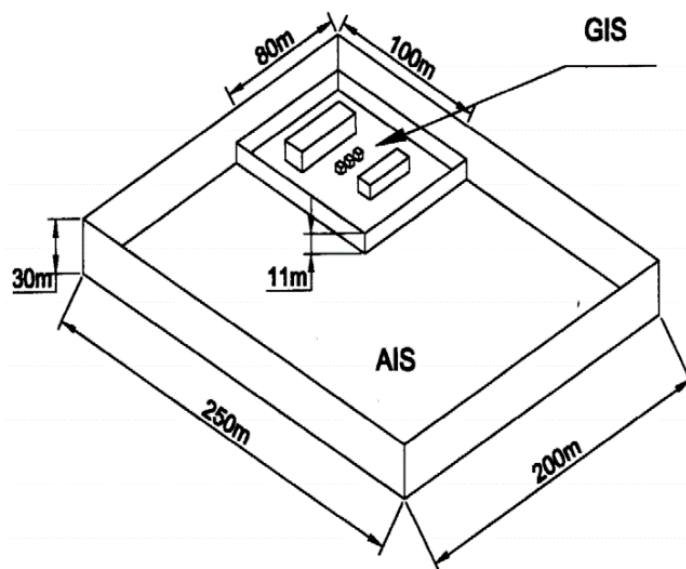


Figura 10. Diferencias de tamaño entre subestaciones GIS y AIS.

Fuente: "Cinco diferencias entre las subestaciones aisladas en aire y las subestaciones aisladas en gas", Sector Electricidad. 2019.

Algunas diferencias específicas son: [27]

**Construcción:** Las subestaciones AIS suelen usar disyuntores de tiro de tres posiciones (apagado, encendido y prueba), mientras que los GIS usan disyuntores fijos montados. Los interruptores montados suelen ser sellados permanentemente,

mientras que los disyuntores en AIS pueden ser retirados para su mantenimiento y realización de trabajos correctivos.

**Instalación:** La instalación de una subestación GIS suele tomar menos tiempo que la de una subestación AIS, principalmente debido al hecho de que los sistemas y componentes son más pequeños y de menor peso, esto considerando que el equipo técnico no tenga que manipular el gas en sí. El tiempo medio que toma la instalación se reduce aproximadamente en 30%.

**Operación:** Los sistemas GIS son más fáciles de operar ya que suelen ofrecer acceso frontal e instrumentos propios en las celdas.

**Mantenimiento:** Las instalaciones GIS requieren de menos mantenimiento debido que sólo se necesita una inspección visual aproximadamente cada 4 años, y los componentes móviles, de acuerdo con el fabricante, sólo se re engrasan después de más de 10 años.

Las instalaciones AIS deben ser inspeccionadas cada año, revisando cada compartimento aislado y cuidando que se mantenga el monitoreo en el tiempo.

**Costo:** Se debe considerar además de los componentes iniciales, el costo de mantenimiento requerido de por vida. A grandes rasgos, la inversión inicial es más alta en las subestaciones GIS, sin embargo, su tecnología permite disminuir costos en el tiempo en términos de instalación y mantenimiento.

### **2.2.2.3. Componentes de una subestación**

#### **A. Transformador**

El transformador es el elemento principal de una subestación, y es el principal elemento por el cual se ha permitido el desarrollo y crecimiento de la electricidad a través de los años. Estas máquinas permiten modificar los parámetros de la electricidad, como son voltaje o corriente, de unos niveles determinados a otros, mediante su propia relación de transformación. [28]

Un transformador de potencia permite convertir la electricidad en magnetismo, para posteriormente volverlo a convertir en electricidad. Las pérdidas en estas máquinas son casi despreciables, sin embargo, esta variable siempre depende del diseño, tamaño, etc.

Su funcionamiento se regula por inducción electromagnética. Son utilizados en subestaciones para convertir la transformación de energía en todos los niveles de tensión. Se usan también en distribución, centrales de generación y en usuarios de gran potencia de consumo.



*Figura 11.* Transformador de potencia. Tomada de “Transformadores de potencia”, Cctrafo.

#### **A.1. Partes de un transformador**

- Núcleo: Constituido por chapas de material ferromagnético construidas y apiladas como columnas de acero. Su función principal es hacer circular el campo magnético entre los devanados primario y secundario. Este puede tener diferentes formas y ser de distintos materiales dependiendo del tipo de transformador y de su uso.
  
- Devanados: Son hilos de cobre enrollados alrededor de las chapas que conforman el núcleo. De acuerdo con el número de vueltas que den alrededor del núcleo, se produce un voltaje de proporcional magnitud. Por lo tanto, para



lograr una relación de transformación deseada se determina la cantidad de vueltas para primario y secundario.

- Aislamiento: Debido que existen diferentes tensiones al interior de un transformador, es vital lograr un adecuado aislamiento entre sus partes para evitar la aparición de arcos eléctricos. Existe aislamiento entre el devanado y el núcleo, entre distintos devanados, entre espiras un mismo devanado.

#### **A.2. Tipos de transformadores [29]**

- Transformador tipo seco: Se usa en interiores y en espacios concretos, con tamaños específicos para la aplicación deseada. Su medio de refrigeración es el aire, evitando el uso de aceite para esta tarea.
- Transformador en aceite: Sumerge la parte activa en aceite, con el objetivo de refrigerar todos sus elementos. Este tipo de transformadores son mayormente usados en aplicaciones de gran potencia y cuentan con mayor cantidad de elementos.

#### **B. Seccionador**

También conocido como desconectador, es un componente electromecánico que permite separar un determinado circuito de su alimentación, garantizando el aislamiento mediante una distancia de seguridad visible.

Se puede usar para diversas situaciones, como garantizar la seguridad del personal durante trabajos eléctricos, o aislar una sección averiada para que el resto del circuito opere con normalidad.

Su principal característica, que lo hace sobre todo diferenciarse el interruptor, es que no cuenta con un sistema para suprimir arcos eléctricos producidos durante su apertura, por lo que carece de la habilidad de corte bajo carga. Es necesario asegurar que el circuito a ser seccionado no cuenta con cargas en funcionamiento, ya que de lo contrario la corriente circulante puede generar arcos eléctricos de gran tamaño que dañarían el equipo. Aun así, existen seccionadores capaces de interrumpir la alimentación de energía aun cuando existen bajas corrientes de carga.

## **B.1. Clasificación:**

### ***Según su uso:***

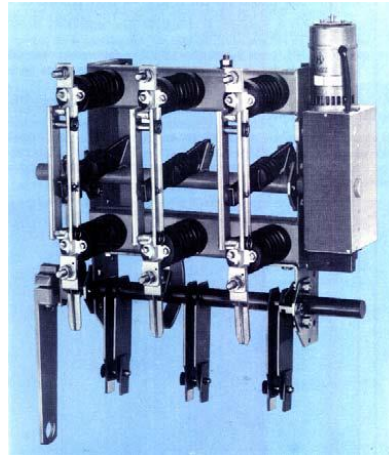
- Seccionador de puesta a tierra: Sirve para descargar la energía remanente en los circuitos eléctricos, con el objetivo de realizar trabajos y reparaciones, siendo en muchos casos un requisito de seguridad,
- Seccionador portafusibles: En algunas instalaciones, se incorpora el uso de un fusible de protección, por lo que estos equipos cumplen ambas funciones.

### ***Según el tipo de mando:*** [30]

- Mando por pértiga
- Mando mecánico a distancia
  - Mecanismo de biela y manivela
  - Mecanismo por árbol y transmisión
  - Mecanismo por cadena y piñones
- Mando por servomotor
  - Motor eléctrico con reducción
  - Grupo motor-bomba y transmisión hidráulica
  - Grupo motor-compresor y transmisión neumática

### ***Según el tipo constructivo:*** [31]

**Seccionador de cuchilla giratoria:** Son los más usados, y pueden ser tanto unipolares como tripolares. Está conformado por una base metálica rígida, donde se instalan todos los componentes, dos aisladores, un contacto o pinza fija y una cuchilla giratoria.



*Figura 12. Seccionador de cuchilla giratoria.*

*Fuente: "Seccionadores y cuchillas de tierra". p. 2.*

**Seccionadores de cuchillas deslizantes:** Cuenta con una estructura similar al seccionador anterior, pero requiere menor espacio de operación ya que el movimiento de las cuchillas es longitudinal, lo que permite su instalación en espacios más angostos. Por esta misma razón, su capacidad de desconexión es menor en 70% a los anteriores.



*Figura 13. Seccionador de cuchillas deslizantes.*

*Fuente: "Seccionadores y cuchillas de tierra". p. 3.*

**Seccionador de columnas giratorias:** Se usa en instalaciones a la intemperie y con tensiones de servicio desde 33kV a 220kV. Puede estar construido con una columna giratoria central o una de tres columnas por polo. Además, al tener dos puntos de contacto y por ende doble interrupción, se requiere una distancia igual a

la mitad del total. Los 2 puntos exteriores son fijos y están ubicados en soportes metálicos con sus respectivos aisladores.

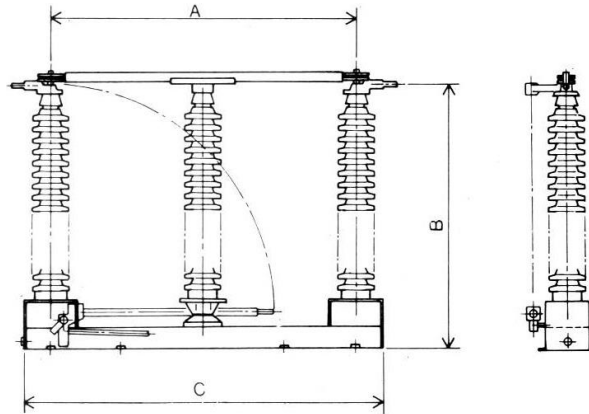


Figura 14. Seccionador de columnas giratorias.

Fuente: "Seccionadores y cuchillas de tierra". p. 3.

**Seccionador de pantógrafo:** Fueron creados para su uso a la intemperie, y facilitan la conexión entre líneas o barras ubicados a distinta altura o cruzados. No cuenta con contacto fijo y la conexión es directamente en la línea eléctrica (con un contacto especial usado en ella). Están formados por un solo poste sobre el cual se sitúa la parte móvil. El sistema mecánico eleva el contacto móvil permitiendo su conexión al punto de contacto ubicado en la línea, conocido como trapecio.

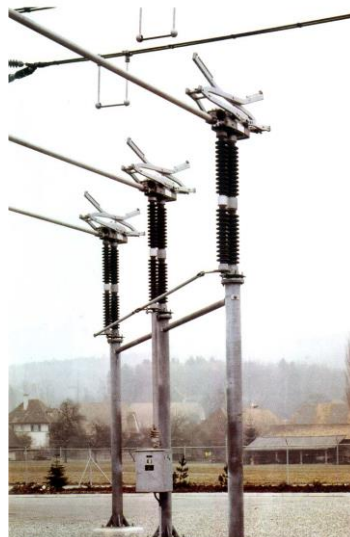


Figura 15. Seccionador de pantógrafo.

Fuente: "Seccionadores y cuchillas de tierra". p. 7.

**Seccionadores semipantógrafos o tipo rodilla:** Este seccionador cuenta con un brazo usado como contacto móvil, que se desplaza verticalmente, permitiendo un aislamiento horizontal en posición abierta. Presenta confiabilidad operacional y simple diseño. Su diseño consiste en dos brazos paralelos y unidos entre sí, articulado en u puntos (rodilla). El contacto móvil es conducido en uno de sus extremos por el mecanismo de giro, y el otro se introduce horizontalmente en el contacto fijo, siendo asegurado por una guía unida al mecanismo de giro.

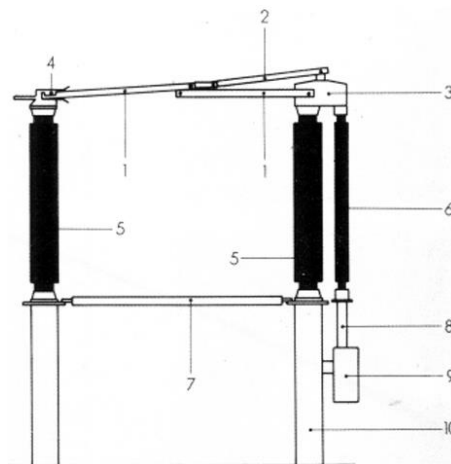


Figura 16. Seccionador semipantógrafo.

Fuente: "Seccionadores y cuchillas de tierra". p. 10.

### C. Interruptor

Es un dispositivo electromecánico cuya función principal es aislar una parte de un circuito eléctrico ya sea por operación normal o por condiciones de falla. Además, la mayoría de los interruptores deben ser capaces de efectuar maniobras de re cierre cuando la instalación esté diseñada para ello.

Forman parte de los elementos más importantes en una subestación, ya sean aisladas en aire (AIS) o aisladas en gas (GIS). [32]

El objetivo principal de un interruptor de potencia es eliminar la conducción de corriente hacia un circuito, actuando como un aislador ideal al momento de realizar la apertura ya sea por maniobras o por corrientes de falla, y como un conductor al momento de un cierre. Un interruptor de potencia tiene la capacidad de interrumpir un circuito con carga, sin necesidad de haber eliminado la corriente

circulante, mediante el uso de un medio de extinción de arco, lo que hace que sea el elemento ideal para aislar circuitos que presentan fallas eléctricas.

### C.1. Tipos de interruptores [33]

**Interruptor de aire:** Dentro de los más usados, principalmente debido a su uso en instalación antiguas y que aún se encuentran en uso, y a su bajo costo. Sus mecanismos de operación se encuentran expuestos al ambiente. Su capacidad de interrupción se define en base a la capacidad de las bobinas de soplado para existir el arco durante cierres o aperturas. Cuando se crea un arco eléctrico, estas bobinas actúan creando un campo magnético, distribuyendo el arco a unos chutes donde el arco se alarga, se enfría y se extingue. Pueden ser extraíbles o fijos.

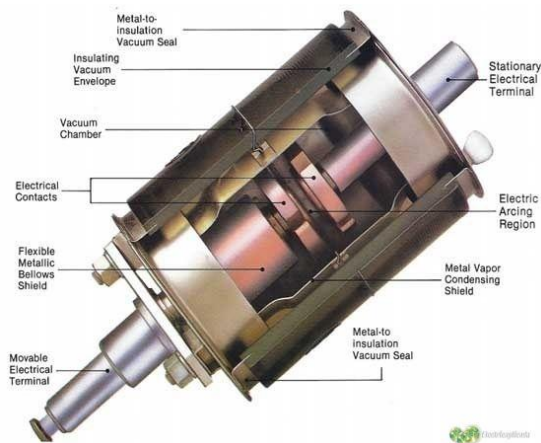


*Figura 17.* Interruptor de aire.

*Fuente:* “Tipos principales de interruptores, disyuntores o breakers en media tensión”, *Eléctrica Aplicada*. 2021.

**Interruptor de vacío:** Son el tipo más popular en entornos industriales, debido a su tamaño reducido y mayor confiabilidad con respecto a los interruptores de aire. Se diferencian a los anteriores principalmente por la ubicación del contacto móvil, ya que se encuentra encapsulado en una botella de vacío.

Unos resortes se encargan de generar la compresión adecuada para separar el contacto móvil del contacto fijo, y mantenerlo en ese estado durante la apertura. Tienen un período de vida relativamente largo, debido a que la erosión de los contactos se controla por vacío, además sin libres de mantenimiento y no crean grandes corrientes de corte, por lo que se suele reducir la necesidad del uso de supresores de voltaje.



*Figura 18.* Partes de un interruptor de vacío.

*Fuente:* “Tipos principales de interruptores, disyuntores o breakers en media tensión”, *Eléctrica Aplicada*. 2021.

**Interruptores en aceite:** Para uso al aire libre, tienen cada vez menor uso en la industria, ya que suelen reemplazados por interruptores de vacío.

Las partes móviles de alojan en un tanque con aceite, que se encarga de brindar aislamiento y enfriamiento al arco eléctrico. Para realizar su mantenimiento, se requiere que el aislamiento del interruptor y el drenado de aceite. Sus características de operación son las mismas que las de un interruptor de aire.

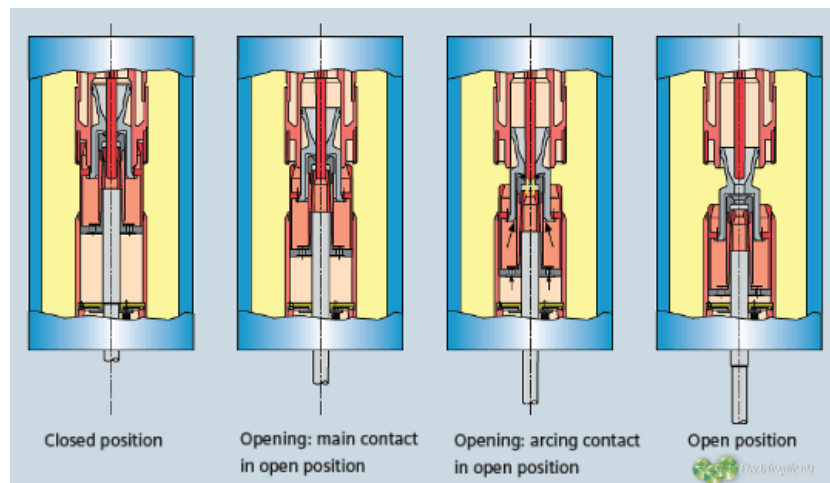


*Figura 19.* Interruptor en aceite.

*Fuente:* “Tipos principales de interruptores, disyuntores o breakers en media tensión”, *Eléctrica Aplicada*. 2021.

**Interruptor en gas:** También usados en aplicaciones al aire libre, aunque presentan ventajas con respecto a los interruptores en aceite, debido a sus menores costos de mantenimiento.

La extinción del arco eléctrico se produce con un gas llamado SF6 (hexafluoruro de azufre), que actúa como aislante eléctrico y se encuentra encapsulado dentro de una cámara. Su funcionamiento es similar al de los interruptores de vacío, con la principal diferencia de que el conjunto de contactos se encuentra en una botella presurizada, la cual libera el gas altamente comprimido durante la actuación, para ser posteriormente recogido en un depósito de baja presión para ser redireccionado a la cámara de alta presión.



*Figura 20.* Interruptor en gas.

*Fuente:* "Tipos principales de interruptores, disyuntores o breakers en media tensión", Eléctrica Aplicada. 2021.

Aun cuando el gas pierda presión a través de los años, el SF6 suele ser suficiente para continuar con las aperturas bajo corrientes de carga normales. Su principal desventaja es el efecto negativo del gas sobre la atmósfera.

#### **D. Barras**

Las barras en subestaciones son los conductores de baja impedancia, que operan a un determinado nivel de tensión, y al cual se conectan diversos circuitos por separado. Es en este punto el que se tiene preparado para entregar o retirar energía hacia un punto determinado.



Son puntos comunes que se utilizan en subestaciones donde se agrupan cierta cantidad de módulo o equipos y se recibe la energía eléctrica, para la distribución y alimentación a diversos circuitos, basados en un diseño previo de ingeniería.

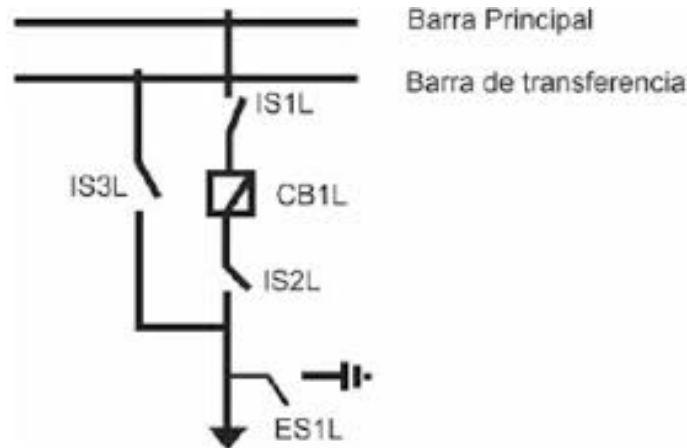


Figura 21. Ejemplo de barras.

Fuente: "Configuración de subestaciones eléctricas", XM.

Algunas clases de barras son: [34]

- Juego de barras principales: Cualquier conjunto de barras que se use en condiciones normales de operación.
- Juego de barras de reserva: Cualquier barra que se tenga prevista en caso la barra principal tenga que salir de servicio por alguna condición anormal. No suele estar igual de equipada que la barra principal.
- Juego de barras de transferencia: Barra también de reserva que sirve para la conexión de cualquier circuito de una barra hacia otra, ya sea por mantenimiento o por contingencia.
- Juego de barras seccionable: Puede contar con un interruptor o con un seccionador, su objetivo es desconectar dos secciones de una misma barra, pudiendo hacerlo con carga cuando se cuenta con un interruptor disponible.

- Sector de barra: Parte de un juego de barras ubicado entre dos dispositivos de interrupción de energía.

### D.1. Configuraciones de barras en subestaciones [35]

**Barra simple:** Se alimentan las cargas a través de un solo punto de conexión. Media confiabilidad, ya que se requiere se requiere des energizar para realizar los mantenimientos o reparaciones

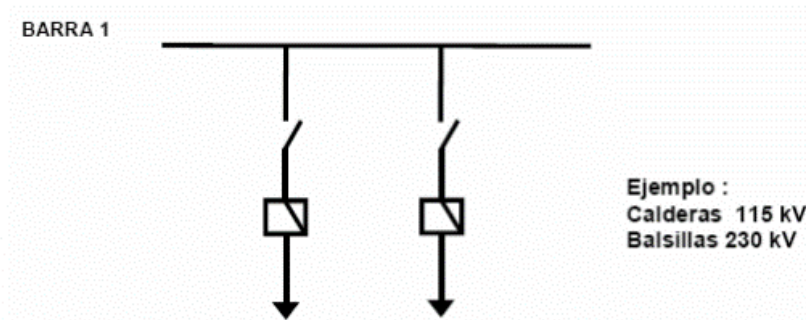


Figura 22. Configuración de barra simple.

Fuente: "Configuración de subestaciones eléctricas", XM.

**Barra principal y barra de transferencia:** La alimentación de las cargas se puede conmutar entre la barra principal y la de reserva, garantizando la continuidad del servicio.

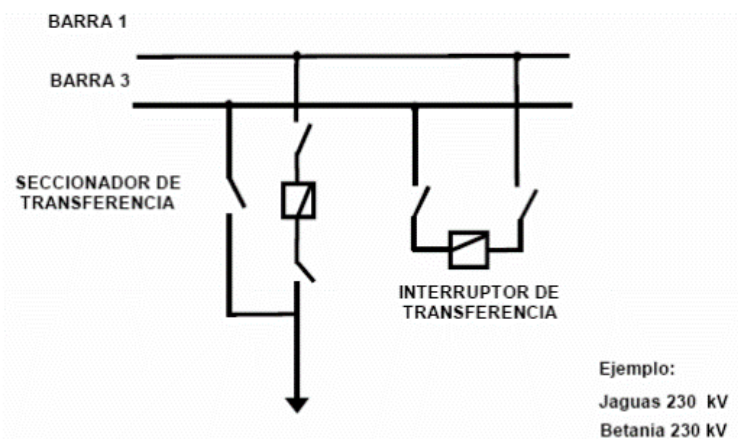


Figura 23. Configuración de barra principal y transferencia.

Fuente: "Configuración de subestaciones eléctricas", XM.

**Doble Barra:** Permite separar los circuitos y distribuirlos en ambas barras. Se puede usar el acople como seccionador de barra, permitiendo conectar circuitos a una misma fuente.

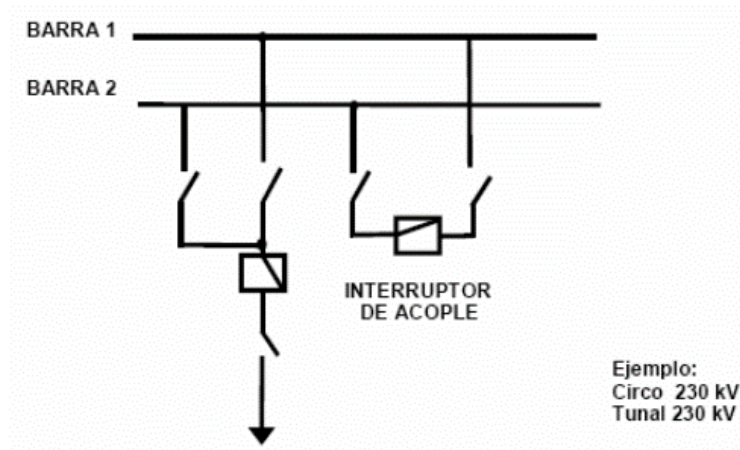


Figura 24. Configuración de doble barra.

Fuente: "Configuración de subestaciones eléctricas", XM.

**Doble barra más seccionador de "By-Pass":** Se puede usar como doble barra o como barra principal con transferencia. Se usa un seccionador para evitar el uso del conjunto seccionador-interruptor alimentador.

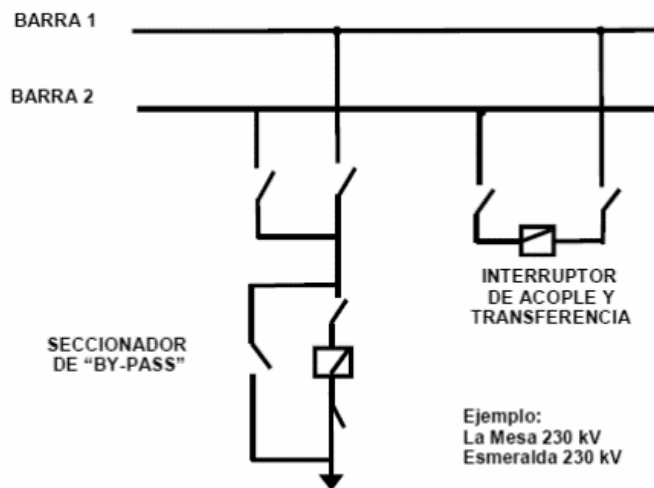


Figura 25. Configuración de doble barra con seccionador de By-Pass.

Fuente: "Configuración de subestaciones eléctricas", XM.

**Doble barra más seccionador de transferencia:** Variante del anterior, descartando el uso de un seccionador. Sólo permite la transferencia directa de energía de una de las 2 barras.

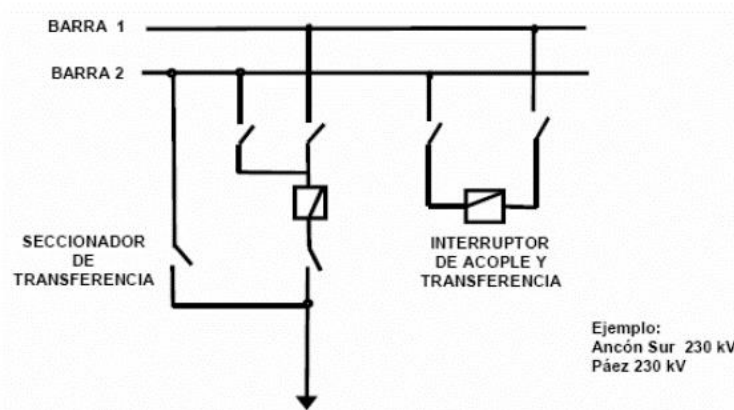


Figura 26. Configuración de doble barra con seccionador de transferencia.

Fuente: "Configuración de subestaciones eléctricas", XM.

**Doble barra más barra de transferencia:** Combinación de doble barra y transferencia, brindando mayor confiabilidad y flexibilidad. Normalmente se usan dos interruptores para efectuar maniobras de forma adecuada.

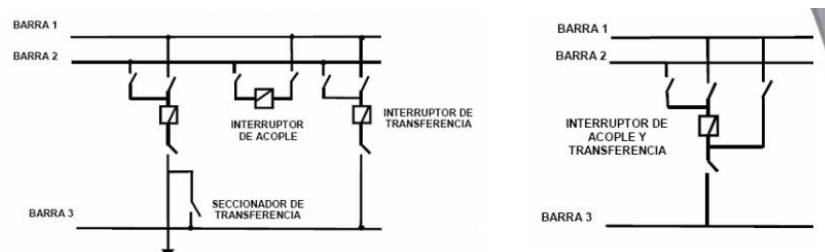


Figura 27. Configuración de doble barra con barra transferencia.

Fuente: "Configuración de subestaciones eléctricas", XM.

**Anillo:** Las barras se conforman por interruptores dispuestos como anillo, requiere la apertura de dos interruptores para el aislamiento de un circuito. Presenta complicaciones al momento de fallas o mantenimiento, ya que se corre el riesgo de dividir el anillo y perder la seguridad del sistema.

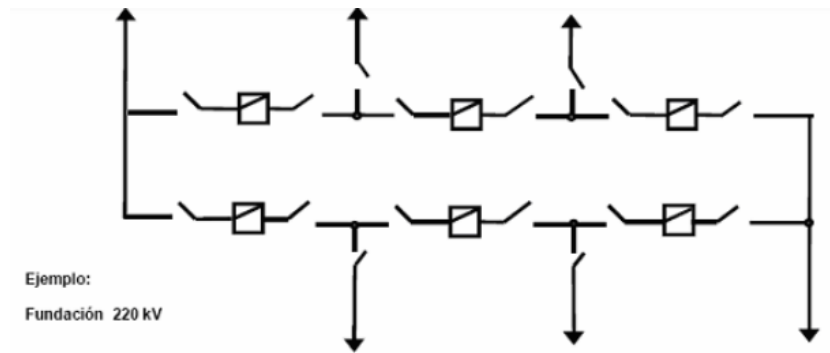


Figura 28. Configuración anillo.

Fuente: "Configuración de subestaciones eléctricas", XM.

**Interruptor y medio:** Se usan 3 interruptores por cada 2 salidas. Permite hacer tareas en cualquier interruptor sin perder continuidad de servicio, y sin cambiar el sistema de protecciones. Los circuitos asociados a cada barra no pueden ser transferidos a la otra.

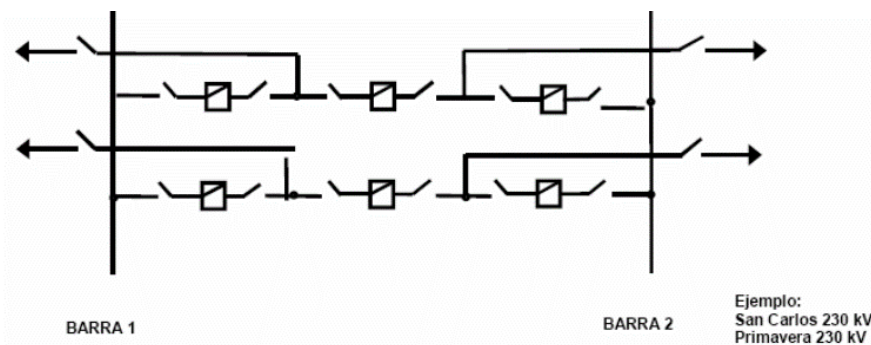


Figura 29. Configuración interruptor y medio.

Fuente: "Configuración de subestaciones eléctricas", XM.

**Barra con doble interruptor:** Se duplica la cantidad de barras e interruptores para cada circuito. Es la de mayor seguridad, tanto en barras como en interruptores, sin embargo, es también la más costosa.

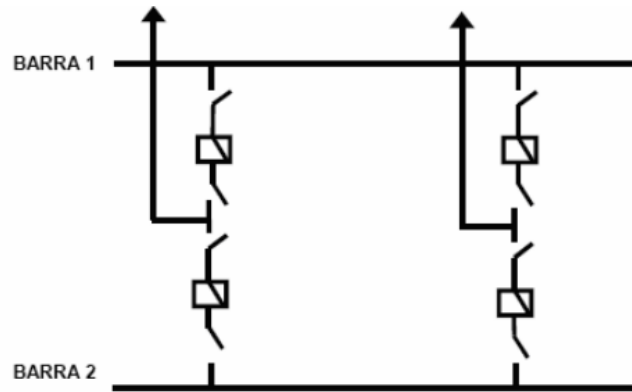


Figura 30. Configuración barra con doble interruptor.

Fuente: "Configuración de subestaciones eléctricas", XM.

### E. Descargadores de sobretensión

Los descargadores protegen contra dichas sobretensiones mediante su descarga a tierra, y limitando la duración y amplitud de la corriente que se produce debido a este evento.

Usualmente se cuenta con estos dispositivos en un punto previamente evaluado de acuerdo con el diseño de la subestación, teniendo uno por cada una de las fases y con nivel de tensión acorde a las tensiones de operación de la subestación. Se conectan entre cada uno de los conductores de red y la tierra (en Y). [36]

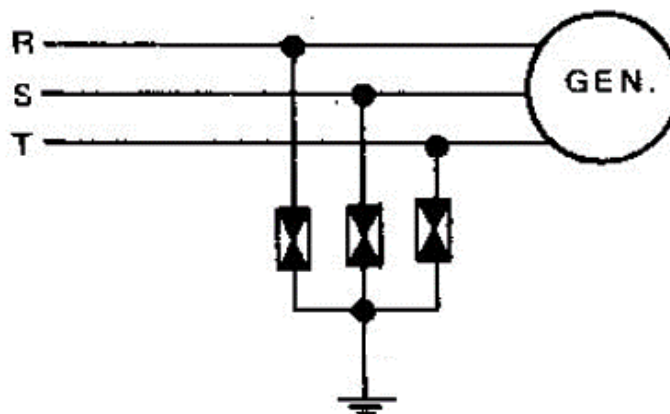


Figura 31. Configuración de descargadores en sistema trifásico.

Fuente: "Las protecciones de sobretensión", SIPA. 2021.

En algunos documentos también se les suele llamar a los descargadores "pararrayos", sin embargo, no deben ser confundidos con los elementos que sirven

para generar un punto de descarga a tierra al momento de la caída de rayos, sino que su uso se aplica a cualquier tipo de sobretensión que pudiera producirse en el sistema eléctrico.

Algunas de las variables a considerar para el uso de un descargador de sobretensión son:

- Dispersión del instante de cierre de los contactos de los interruptores.
- Instante de ocurrencia de una falla en el sistema.
- Amplitud y relación de crecimiento de las descargas atmosféricas.
- Condiciones operativas de la instalación al momento de la ocurrencia.

Los descargadores comenzaron a usarse tomando la forma de un par de conductores a una distancia fija entre los cuales se iniciaba una descarga, para luego evolucionar al uso de resistencias no lineales (carburo de silicio), conectado en serie a un explosor, para posteriormente dar paso al uso del óxido de zinc.

Estos últimos son los más modernos y se empezaron a usar en la década de los 70, y su funcionamiento se puede comparar al de los diodos Zener que usan en electrónica.

La figura que se muestra a continuación compara la característica de la tensión residual de los dos tipos de descargadores mencionados con el de una resistencia lineal.

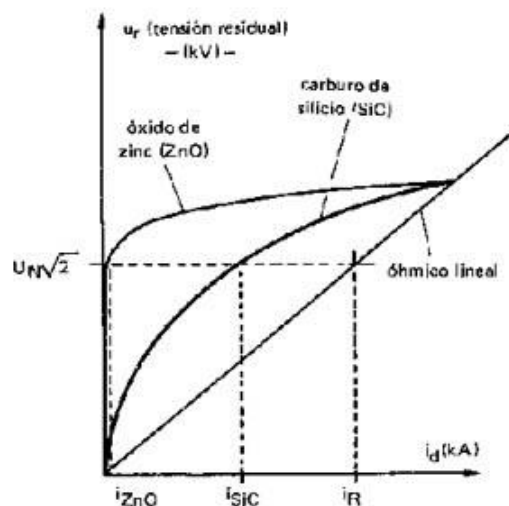


Figura 32. Características de tensión residual para diferentes elementos resistivos.

Fuente: "Las protecciones de sobretensión", SIPA. 2021

Se aprecia que la corriente presenta un valor mucho más bajo al usar resistencias no lineales de óxido de zinc, lo que facilita la extinción de las corrientes de fuga, y justificando la no utilización del explosor de disparo.

Su conexión a los sistemas eléctricos es permanente, sin embargo, no demandan gran cantidad de energía y las pérdidas que representan son menores a 0.15 W/kV. [37]

### Parámetros del sistema y del descargador

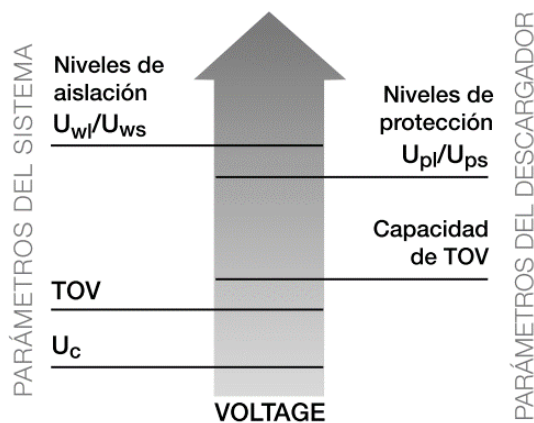


Figura 33. Parámetros a considerarse en los descargadores de tensión.

Fuente: "Descargadores de sobretensiones de alto voltaje", ABB.

Donde:

- $U_c$  = Tensión de trabajo continuo
- TOV = Sobretensión temporal
- T = Factor de resistencia de sobretensión temporal
- $U_{ps}$  = Nivel de protección de impulso de funcionamiento
- $U_{pl}$  = Nivel de protección de impulso de descarga
- $U_{ws}$  = Nivel de resistencia de impulso de funcionamiento
- $U_{wl}$  = Nivel de resistencia de impulso de descarga [38]



## F. Sistema de medición y control

### F.1. Transformador de tensión

Es un transformador reductor, donde el primario es conectado en paralelo a la línea normal de operación y el secundario a un dispositivo ya sea de medición o de protección. Se utiliza para escalar los valores de alta tensión a valores máximos de hasta 110V.

Generalmente se conecta uno por fase y a través de fusibles de protección. La construcción de estos elementos es variada, pudiendo ser de un solo alcance o de múltiple alcance, portátiles o estacionarios, de interior o exterior, trifásico o monofásico; y se fabrican en base a las tensiones normalizadas.

Son de potencia nominal baja, y deben ser de precisión adecuada para no distorsionar los valores de medición verdaderos.

Los transformadores de potencial se comportan en forma similar a un transformador convencional de dos bobinas. Por lo tanto, el circuito equivalente referido al secundario es el siguiente.

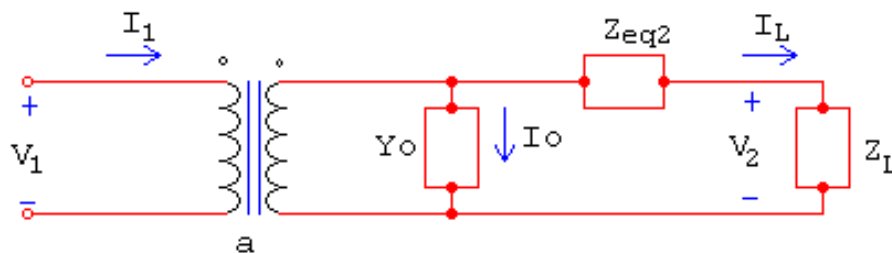


Figura 34. Circuito equivalente de transformador de tensión.

Fuente: "Transformadores de Medida", por Patricio Concha.

Donde:

- $Z_{eq2}$  = Impedancia equivalente con respecto al secundario
- $Z_L$  = Impedancia del instrumento (voltímetro, similar)
- $V_2$  = Tensión secundaria, a escala del primario.
- $Y_0 \approx 0$

Tipos de errores: [39]

- Error de relación: Diferencia entre la relación de las magnitudes del primario y secundario, de acuerdo con los valores de placa.

- Error de ángulo: Diferencia de los fasores del secundario con respecto al primario.

## **F.2. Transformadores de corriente**

Un transformador cuya construcción cuenta con muchas espiras en el lado secundario que, en el primario, y cuyo objetivo es tomar una muestra de la corriente de línea y disminuirla a niveles seguros y medibles por los equipos en la subestación.

El secundario es conectado a un dispositivo de control o medición, y tiene valores estándar de 5 o 1A.

El primario es conectado en serie con la carga, y la carga que pueden asumir estos transformadores está conformada únicamente por la impedancia de los equipos que son conectados a este.



*Figura 35. Diversos modelos de transformadores de corriente.*

*Fuente: "Transformadores de Medida", por Patricio Concha.*

### **Tipos de construcción: [39]**

- Tipo primario devanado: Consta de 2 devanados aislados uno del otro, montados sobre el circuito bajo medición.
- Tipo barra: Similar al anterior, pero el primario está conformado por una sola barra conductora.

- Tipo toroidal: Tiene un secundario aislado, y una ventana a través de la cual pasa el conductor de fase del sistema, que hace de devanado primario e induce al secundario.
- Tipo para bornes: Tipo especial de toroidal, que sirve para usarse en los bornes aislados de los aparatos, siendo este el devanado primario.

Además, según el tipo de aislamiento principal usado, pueden ser de tipo seco, relleno de compuestos, moldeados o en baño de líquido.

Se debe distinguir además si el uso es para protección o medida, ya que se debe mantener la linealidad de la precisión ante el funcionamiento en diferentes rangos de corriente.

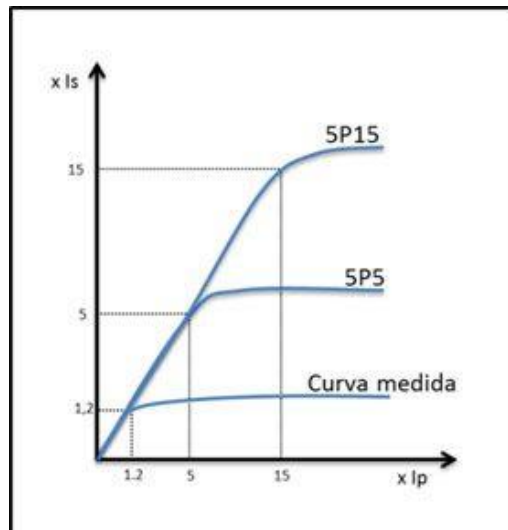


Figura 36. Curva característica en función del tipo de TC.

Fuente: "Como elegir un transformador de intensidad", Circutor. 2015

### Características eléctricas:

De acuerdo con [40]:

- *Tensión de servicio*: Indica el nivel de aislamiento que se requiere para el transformador.
- *Corriente primaria*: Debe ser acorde a la corriente máxima de operación que va a circular por el circuito. Si se elige una corriente inferior el TC se puede saturar, generando errores o en el peor de los casos se estropearía.

- *Corriente secundaria:* De acuerdo con el tipo de equipo que actuará como receptor, y de acuerdo con las pérdidas que se pudieran producir entre el punto de medición y la subestación.
- *Potencia:* Este parámetro debe ser superior a las pérdidas que se producen en la línea sumadas a las de consumo de los equipos conectados al secundario.
- *Precisión:* Establecido de acuerdo con la norma IEC 61869, en la que se establecen los porcentajes máximos de desfase con respecto a la corriente nominal.

Tipo Type	± % Error para % $I_n$ ± % error for % $I_n$				Desfase ± para % $I_n$ ± Phase displacement for % $I_n$							
	5	20	100	120	Minutos / Minutes				Centiradianes / Centiradians			
					5	20	100	120	5	20	100	120
0,1	0,40	0,20	0,10	0,10	15	8	5	5	0,45	0,24	0,15	0,15
0,2	0,75	0,35	0,20	0,20	30	15	10	10	0,9	0,45	0,30	0,30
0,5	1,50	0,75	0,50	0,50	90	45	30	30	2,7	1,35	0,90	0,90
1,0	3,00	1,50	1,00	1,00	180	90	60	60	5,4	2,70	1,80	1,80

Tipo Type	± % Error para % $I_n$ ± % of error for % $I_n$					Desfase ± para % $I_n$ ± Phase displacement for % $I_n$									
	1	5	20	100	120	Minutos / Minutes					Centiradianes / Centiradians				
						1	5	20	100	120	1	5	20	100	120
0,2S	0,75	0,35	0,20	0,20	0,20	30	15	10	10	10	0,90	0,45	0,30	0,30	0,30
0,5S	1,50	0,75	0,50	0,50	0,50	90	45	30	30	30	2,70	1,35	0,90	0,90	0,90

Tipo Type	% Error para % $I_n$ % of error for % $I_n$	Desfase para % $I_n$ Phase displacement for % $I_n$		Error compuesto Composite error
		Minutos / Minutes	Centiradianes Centiradians	
5P	±1	±60	±1,8	5
10P	±3	---	---	10

Figura 37. Errores y desfases para los tipos de TC.

Fuente: "Como elegir un transformador de intensidad", Circutor. 2015

### F.3. Relés

Son elementos que se encargan de ejecutar órdenes de disparo en caso de fallas específica. Son la parte principal del sistema de protección, y contienen un conjunto de lógicas mediante los cuales se llevan a cabo los cálculos necesarios y se envían las señales hacia los interruptores o dispositivos de control.

Se comunica con el sistema de potencia mediante los instrumentos de medida y operar además diversos dispositivos en subestaciones, como son seccionadores, reconectadores, etc.

Existen diversos tipos de relés, de acuerdo con los tipos de protecciones vistos anteriormente, por lo que usualmente se dividen en los siguientes tipos:

- Relés de protección de generadores
- Relés de protección de motores
- Relés de protección de transformadores
- Relés de protección de líneas de transmisión
- Relés de protección de barras

Cada uno de ellos presenta funciones específicas dedicadas a los elementos a los que protegen, por lo que suelen tener configuraciones de lógicas específicas basadas en esta información.



*Figura 38.* Relé de alimentador ABB, modelos REF 630.

*Fuente:* "Feeder Protection and control REF 630", ABB.

### **Características del uso de los relés de protección [41]**

- *Fiabilidad:* Grado de certeza con el que dispositivo actuará, de acuerdo con especificaciones de diseño. Los relés más modernos presentan grados de fiabilidad óptima, de acuerdo con los momentos más críticos de falla.

- *Seguridad:* Se refiere a la certeza bajo la cual el relé no actuará en condiciones normales de operación. Esto debe garantizar que las protecciones sólo actúen en momentos de falla.
- *Selectividad:* Debe existir una secuencia adecuada de actuación de los relés de protección, de manera que sólo el relé correspondiente ejecute la orden de apertura a su circuito supervisado, y en caso esta falle, actúe el relé de respaldo o el siguiente más próximo a la zona de falla.
- *Velocidad:* Se refiere al tiempo de procesamiento de la información recibida sumado al tiempo de en el que se detecta y se ejecuta la acción de protección. Esto se considera instantánea, sin embargo, algunos se tardan fracciones de segundo en enviar las señales de disparo.
- *Simplicidad:* Capacidad de integrarse a un determinado diseño de protección en un sistema eléctrico de potencia.
- *Economía:* Al momento de la evaluación del proyecto, se debe considera el costo de los elementos a ser protegidos. Mientras mayor sea el costo de estos, la configuración y prioridad de protección será de mayor magnitud, por lo que el costo de los equipos de protección puede pasar a ser secundario dependiendo del sistema.

#### **F.4. Medidores**

Son elementos que se encargan de recibir las señales de los Transformadores de medición en la subestación, y realizar diversas funciones de procesamiento de información para mostrar el comportamiento del sistema eléctrico. Estos dispositivos tienen tiempos de muestreo de la información similares a los de los relés, sin embargo, suelen tener configuraciones adicionales que permiten recopilar diversos parámetros del sistema y almacenarlos en diversos módulos, lo que facilita el llevar a cabo los análisis correspondientes.

Esta información es enviada con frecuencia a un centro de control en el que se gestionan los datos y se recopila la data obtenida.

Estos medidores son capaces de procesar eventos, tales como cortes o reconexiones de suministro, fallas de fase y similares. La frecuencia de la medición para almacenamiento es configurable en los dispositivos más modernos, lo que permite flexibilidad al momento de realizar análisis más específicos.



Figura 39. Medidor ION.

Fuente: “Inergy presenta medidor ION 7650”, INERGY. 2019.

Funciones: [42]

- Obtener información para llevar a cabo el estudio energético de las subestaciones (relacionado a la facturación de energía)
- Mide permanentemente la calidad del producto y la calidad del servicio técnico brindado.
- Brindar lecturas de energía de forma periódica.
- Brindar lecturas de parámetros del sistema y control de equipos de la subestación.
- Control del equilibrio de fases.
- Adquisición digital de información para posterior procesamiento de datos.

#### 2.2.2.4. Subestación móvil

Las subestaciones móviles son las soluciones más modernas del mercado, permitiendo aplicaciones específicas y personalizadas. Estas subestaciones cumplen con los componentes y las características típicas de maniobra, conmutación, control, protección y supervisión, tanto local como remota; siendo diseñadas con el objetivo de ser prácticas y seguras. Su uso permite ejecutar operaciones de forma confiable y en el menor tiempo posible. [43]

Permite asegurar el abastecimiento de energía a puntos específicos de acuerdo con los requerimientos, y reduce el tiempo de interrupciones en caso se quieran usar como una alternativa de energización de cargas.

Las subestaciones móviles son equipos que han sido pensados como una solución frente a situaciones en las que el consumo eléctrico puede cambiar su ubicación física a medida que el proceso productivo se lleve a cabo y/o el lugar operativo sea de una accesibilidad geográfica compleja, como es el caso de la actividad minera. [44]

### **Características:**

Algunas de las características comunes de estos equipos son las siguientes:

- Rango de fabricación hasta 20 MVA en voltajes de hasta 34,5 kV (IEEE) y 36 kV (IEC).
- Diseño y construcción versátil para múltiples funciones, incluyendo: operación, protección, maniobra, comunicaciones, transformadores para aplicaciones especiales (por ejemplo, para cargas no lineales), sistemas de filtros y de compensación de reactivos, sistemas de respaldo, entre otros.
- Diseñados y contruidos para uso exterior bajo condiciones ambientales extremas.
- Montaje sobre trailers diseñados especialmente para este tipo de aplicaciones.

### **Ventajas:**

- Reducción de tiempo de interrupciones en atenciones de emergencia
- Reducción en el tiempo de interrupciones en atenciones de emergencia;
- Flexibilidad en la programación para mantenimientos;
- Agilidad y flexibilidad en la operación y movimiento de los módulos;
- Movilidad en concordancia con las leyes de tráfico de la región;
- Sin necesidad de obra civil;
- Fácil conexión eléctrica con cables y barramientos existentes en las subestaciones convencionales;
- Elimina la necesidad de altas inversiones con subestaciones provisorias;
- Solución integrada y compacta;
- Aplicación efectiva para suplir la necesidad de una elevada demanda zafral, como altas temporadas.



## Aplicaciones

- Mantenimiento preventivo a diversos equipos.
- Atención urgente en casos de mantenimientos correctivos
- Aumento de demanda disponible
- Implementación de puntos de energización de acuerdo con la necesidad del usuario.

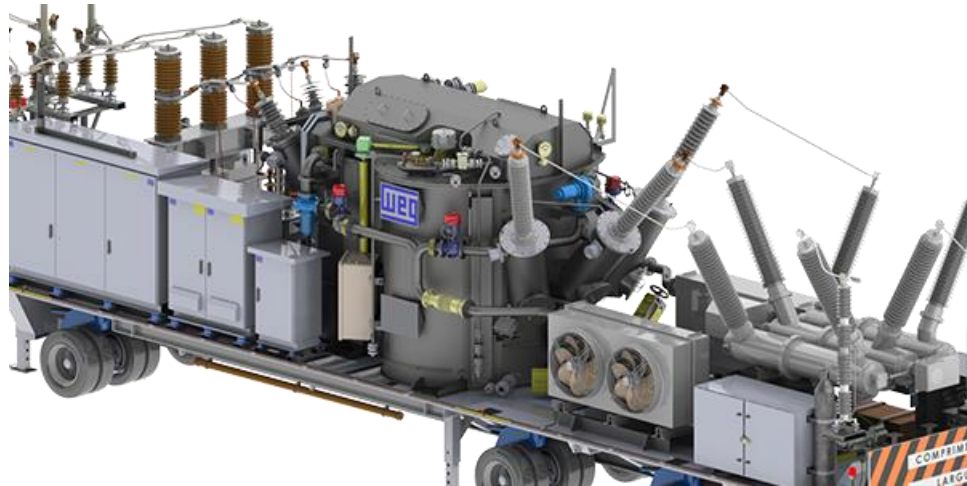


Figura 40. Modelo de subestación móvil.

Fuente: "Subestación Móvil", WEG.

### 2.2.3. Protecciones aplicables a esta investigación

#### 2.2.3.1. Sobrecorriente de fases (Funciones 50/51)

La protección de sobrecorriente de fases se encarga de monitorear la magnitud de corriente de las fases del sistema, en busca de niveles que indiquen la presencia de un cortocircuito. El tiempo de operación de la protección se basa en el nivel de corriente del sistema, y puede configurarse en base a 2 tiempos:

- **Tiempo definido** – Actúa cuando se supera un nivel de corriente predefinido. En este caso la operación puede ser instantánea (50), o con temporización (51).
- **Tiempo Inverso** – Cuando se usa una función exponencial para determina el tiempo de apertura, basado en el nivel de corriente del sistema.

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

Donde:

- t = Tiempo de actuación del relé (variable dependiente)
- I = Corriente que mide el Relé (variable independiente)
- $\alpha$  = 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

#### **Función 51:**

- La corriente de arranque  $I_s$ , es el umbral de corriente de operación del relé, el mínimo nivel con el que opera el dispositivo.
- La constante TMS permite definir el tiempo de disparo de acuerdo con la curva característica.

#### **Función 50:**

- La corriente de arranque  $I_s$ , es el umbral de corriente de operación del relé, el mínimo nivel con el que opera el dispositivo.
- Es posible que se requiera un tiempo de temporización, algunos dispositivos cuentan con ajustes mínimos aun cuando la configuración es instantánea por definición.

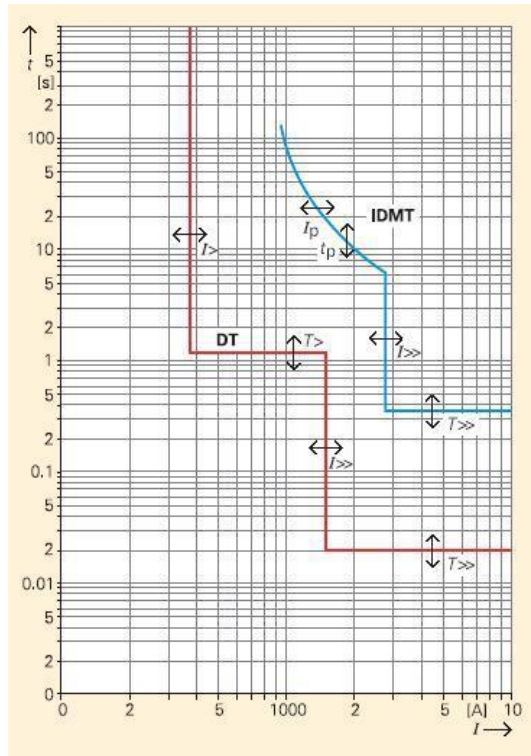


Figura 41. Variables de operación para la función de sobrecorriente de fases.

Fuente: "Criterios de ajuste y coordinación de los sistemas de protección del SEIN" por COES. 2014, p. 17.

Las variables de tiempo inverso que se tienen en las fórmulas se asocian con los parámetros del relé, de acuerdo con las normas establecidas, que se muestran en la tabla a continuación.

Tabla 5

Variables para fórmula de Sobrecorriente

Característica		IEC/BS			ANSI/IEEE		
		$\alpha$	K	C	$\alpha$	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, 2014, p.17.

### Coordinación:

#### *Arranque de la protección.*

Para definir el arranque de la protección de sobrecorriente se debe tener en cuenta:

- La capacidad de corriente del equipo o elemento bajo protección, que es dependiente del tiempo previsto para la corriente de falla. A este tiempo se le debe añadir un margen de seguridad, con el objetivo de preservar la vida útil de los dispositivos.
- La sensibilidad a las mínimas corrientes que se puedan generar en el extremo más lejano de la zona de protección (para línea o transformador). En las protecciones de fases, se considera una resistencia de falla que deberá tenerse en cuenta para las fallas bifásicas.

#### *Ajuste de unidades temporizadas o instantáneas*

El ajuste de tiempo debe realizarse considerando las fallas en el extremo opuesto de la zona de protección, a un despeje máximo de 500ms. Esto permite dar un margen para coordinar los tiempos de operación con los de las otras zonas (Función 51). Para ilustrar el uso de la función 50, se tiene el siguiente gráfico, considerando que sólo se alcanzará una fracción del elemento protegido.

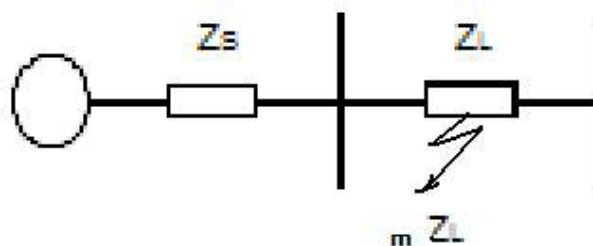


Figura 42. Ajuste de sobrecorriente.

Fuente: "Criterios de ajuste y coordinación de los sistemas de protección del SEIN" por COES. 2014, p. 35.

La corriente al final de la línea será:

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

La corriente que se usará para la actuación instantánea (50), equivale a un punto medio de la línea, por lo que:

$$I_{50} = \frac{V}{Z_S + m * Z_L}$$

La relación entre estas dos corrientes se puede definir como:

$$K = \frac{I_{50}}{I_{CC}} = \frac{Z_S + Z_L}{Z_S + m * Z_L} = \frac{SIR + 1}{SIR + m}$$

K no debe ser inferior a 1.25 con el objetivo de asegurar que el ajuste tome en cuenta los errores de los dispositivos de corriente (10%), por lo que:

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

De donde se deduce:

$$m < 0.8 - 0.2 * SIR$$

El ajuste de la función 50 se aplica en base a la relación SIR, de acuerdo con el largo de línea, pero generalmente usada en medianas y largas longitudes.

### **2.2.3.2. Sobrecorriente a tierra/neutro (Función 50N/51N)**

En media tensión, se define una falla a tierra como un contacto de una fase o más con el cable de tierra, con impedancia cero o con una impedancia determinada. Esta falla también se conoce como sobrecorriente de neutro debido a la conexión del neutro de los transformadores a tierra, o en otros casos cuando una de las fases es sobrecargada.

En distribución se acostumbra a conectar el neutro de forma directa a un punto de tierra, provocando que una falla a tierra en cualquiera de las fases del sistema genere corrientes elevadas. La detección de la magnitud de la corriente de neutro puede ser directa o calculada.

- Directa – Mediante el uso de un TC dedicado a la medición de la corriente de neutro.
- Calculada – Mediante la suma vectorial de las corrientes de las 3 fases del sistema.

Los relés de media tensión cuentan con una entrada analógica dedicada para la función de medición de corriente de neutro, en la que se puede conectar la señal proveniente del TC en la barra de neutro o en otros casos un toroidal que pase por las tres fases del sistema, midiendo la sumatorio vectorial. También se puede conectar el neutro de los secundarios de los TC de las 3 fases a dicha entrada analógica.

Para la forma calculada, no se realiza cableado adicional, siempre y cuando el relé sea capaz de realizar el cálculo de la magnitud basándose en las magnitudes de las fases. Cualquiera de estas 2 opciones permite tener habilitada en el relé la función de sobrecorriente de neutro. [45]

Con respecto a la base de la protección, funciona de igual forma que la protección de fases, pudiendo ser de tiempo definido o inverso:

- Tiempo definido – Actúa cuando se supera un nivel de corriente predefinido. En este caso la operación puede ser instantánea (50), o con temporización (51).
- Tiempo Inverso – Cuando se usa una función exponencial para determina el tiempo de apertura, basado en el nivel de corriente del sistema.

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

Donde:

- t = Tiempo de actuación del relé (variable dependiente)
- I = Corriente que mide el Relé (variable independiente)
- $\alpha$  = Parámetro que define la curva característica de operación del Relé
- Is= 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 y coordinación, se siguen las mismas bases teóricas mencionadas en el punto de Sobrecorriente de fases.

### 2.2.3.3. Secuencia negativa / Desbalance (Función 46)

Esta protección se basa en la detección de las corrientes de secuencia negativa, que sólo se presentan cuando existen asimetrías en el sistema, producidas por una carga desbalanceada. Los porcentajes admisibles para una corriente permanente de secuencia negativa no deben sobrepasar el 10%. [19]

La operación de esta función se basa en la siguiente fórmula:

$$\left(\frac{I_2}{I_N}\right)^2 * t = K$$

Donde:

- $I_2$  = Corriente de secuencia negativa
- $I_N$  = Corriente nominal de la máquina
- $t$  = tiempo
- $K$  = Constante de la máquina

El relé debe ser ajustado de acuerdo con los requerimientos del sistema, y en dos niveles, Alarma y Disparo. A continuación, se muestran los valores típicos para estos niveles.

Tabla 6

*Valores recomendados para la protección de desbalance*

Característica	Nivel Alarma	Nivel Disparo
Corriente no balanceada permisible Valores referidos indicados en IEEE C37.102	80%	100%
Temporización de la operación	5 segundos	10 segundos
Tiempo de reposición	240 segundos	240 segundos

*Fuente: COES, 2014, p.18.*

De acuerdo con el manual del relé REF630 [46], la función usada para la protección 46PD evalúa los desbalances generados por conductores rotos.

Se detecta cuando la relación entre las corrientes de secuencia positiva y negativa supera los valores fijados en al menos una de las fases.

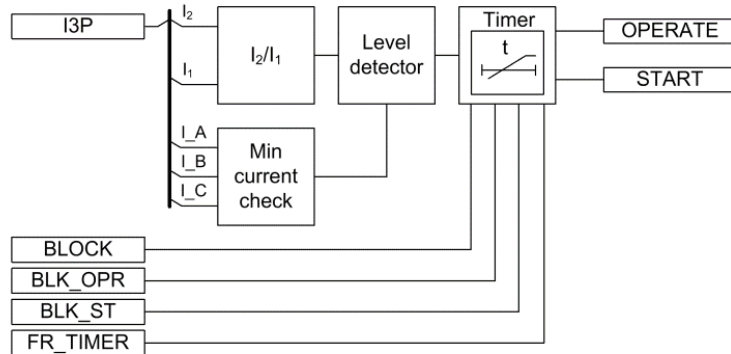


Figura 43. Diagrama Funcional bloque PDNSPTOC.

Fuente: "630 Series, Technical Manual" por ABB. 2011, p. 536.

En el siguiente diagrama funcional se aprecian los módulos que intervienen en la operación de la protección

- $I_2/I_1$  – Calcula la relación de las corrientes de secuencia negativa y positiva y envía el valor calculado al detector de voltaje
- Level Detector – El detector de nivel compara el valor calculado con el configurado como valor de arranque. Si este excede la configuración, envía la señal al timer.
- Min Current Check – Detecta que las corrientes en las fases se encuentren por encima del mínimo requerido para la actuación de la protección.
- Timer – De tiempo definido, empieza una cuenta determinada desde que se recibe la señal del detector de nivel.

#### 2.2.3.4. Protecciones de tensión (Funciones 27 y 59)

Las protecciones de tensión se encargan de monitorear permanentemente dicha magnitud en cada una de las fases del sistema, de tal forma que se detecten niveles por encima o por debajo del valor normal de operación.

#### Subtensión

Se define como la disminución del nivel de tensión, por debajo de un límite mínimo permisible. Estas se pueden producir debido a ciertas fallas en el sistema



eléctrico, fallas en línea, arranque de motores de gran potencia, etc.; y pueden ocasionar el mal funcionamiento algunos dispositivos y equipos conectados al sistema, así como el aumento de la corriente de carga. Para su detección se usa la función 27. [47]

### **Sobretensión**

Se considera sobretensión al aumento del nivel de tensión por encima de los valores máximos predefinidos. Estas perturbaciones pueden ocasionar desde envejecimiento a equipos hasta incendios o fallas catastróficas. Para su detección se usa la función 59. [48]

Algunos de los tipos de sobretensión son:

- Sobretensión a frecuencia industrial
- Sobretensión atmosférica
- Sobretensión de maniobra
- Sobretensión por ferresonancia

Los tiempos de actuación de las funciones 27 y 59 pueden ser:

#### **Tiempo Definido:**

Cuando la tensión supera un umbral previamente configurado.

Para función 59 – Sobretensión:

$$V > V_{SET-OVER} \quad t = T_{OVER}$$

Para función 27 – Subtensión:

$$V < V_{SET-UNDER} \quad t = T_{UNDER}$$

#### **Tiempo Inverso:**

Que depende de la función que figura en las normas:

$$t = TMS \left( \frac{1}{\left( \frac{V}{V_S} - 1 \right)} \right)$$

Donde:

- $t$ = Tiempo de actuación del Relé (variable dependiente)
- $V$ = Tensión que mide el Relé (variable independiente)
- $V_s$ = Tensión de Arranque del Relé
- $TMS$ = Constante de ajuste del relé

Así, se entiende que el tiempo de actuación de la protección depende, tanto en subtensiones como en sobretensiones, del valor absoluto de la diferencia. Por lo que el umbral de arranque, desde donde se empieza a contar el tiempo configurado es:

Para función 59 – Sobretensión:

$$V > V_{SET-OVER}$$

Para función 27 – Subtensión:

$$V < V_{SET-UNDER}$$

#### **2.2.3.5. Protección diferencial de transformador (Función 87T)**

En general, la función diferencial calcula la diferencia de las corrientes de ingreso y salida de una determinada zona de protección. Estas diferencias se pueden producir en diferentes elementos del sistema eléctrico, sin embargo, la función 87T hace referencia a que el elemento protegido es un transformador de potencia.

Es importante destacar que en una protección diferencial existen pérdidas que no corresponden a una falla eléctrica, que son las siguientes:

- Corriente de magnetización o de carga del elemento bajo protección, cuya magnitud es constante.
- Error de relación en los TC (Transformadores de corriente), con valores proporcionales a los niveles de corriente. Además, si el transformador de potencia cuenta con un cambiador de taps, el error de los TC será proporcional.
- Error debido a la saturación de los TC, prácticamente inexistente con pequeñas magnitudes de corriente.

La suma de estas 3 componentes determina el valor de corriente diferencial que no corresponde a una falla, y que deberá tenerse en cuenta para evitar la actuación del relé en estos niveles de corriente diferencial.

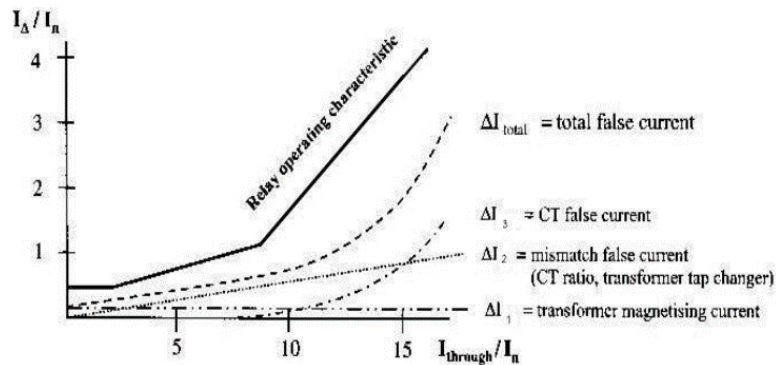


Figura 44. Operación de una protección diferencial.

Fuente: "Criterios de ajuste y coordinación de los sistemas de protección del SEIN" por COES. 2014, p. 22.

Así, los ajustes de una protección diferencial se definen por 3 zonas, cuyo rango de valores estará definido por:

- **Zona 1** – Mínima corriente diferencial, de valor constante y definida por la corriente de magnetización mencionada anteriormente.
- **Zona 2** – Pendiente que debe tener en consideración las diferencias correspondientes a la relación de transformación del elemento protegido. En la imagen se observa como  $k_1$ .
- **Zona 3** – Evita errores producidos por la saturación de los TC, sobre todo cuando existe la posibilidad de encontrar flujo remanente en los mismos. Se define como  $k_2$ .

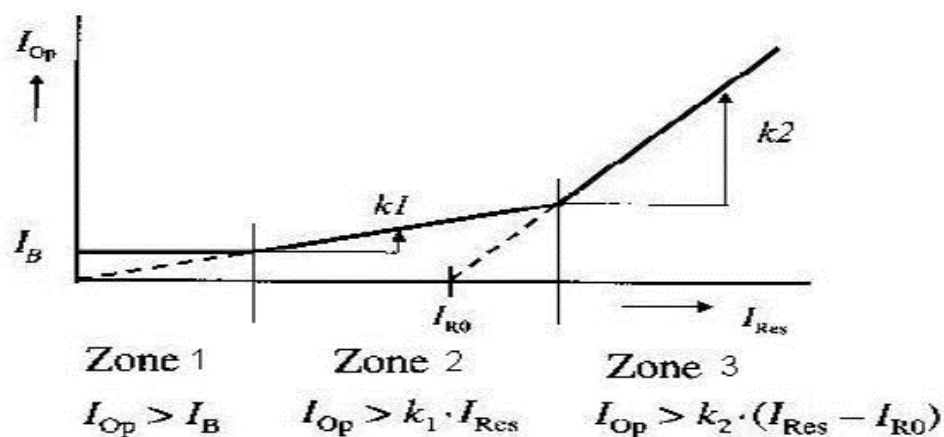


Figura 45. Curva característica de la protección diferencial.

Fuente: "Criterios de ajuste y coordinación de los sistemas de protección del SEIN" por COES. 2014, p. 23.

### 2.3. Definición de términos básicos

En este apartado se describen algunos términos fundamentales que serán de utilidad para el desarrollo de la presente investigación.

- *Aislante*: Material que evita desplazamiento de electrones, y por ende, el paso de la electricidad, al aplicarse una diferencia de tensión entre dos puntos del mismo.
- *Alimentador*: Circuito que está conectado a una unidad de recepción, que permite entregar energía eléctrica a diversas cargas o a otras subestaciones distribuidoras.
- *Arranque de protección*: Acción por la cual una protección detecta un evento sin embargo aún no se han cumplido todas las condiciones para hacerla disparar.
- *Disparo de protección*: Orden de apertura de los interruptores asociados a una protección, ante la presencia de un evento y cuando se cumplan todas las condiciones preconfiguradas.
- *Bloqueo*: Medio por el cual se impide el funcionamiento parcial o total de un dispositivo o elemento en un sistema eléctrico.
- *Carga requerida*: Cantidad de potencia que debe ser entregada a un punto del sistema eléctrico de acuerdo con lo que necesiten los equipos conectados.

- *Carga:* Equipo de consumo de energía que se encuentra conectado a un punto del sistema eléctrico.
- *Confiabilidad:* Habilidad del sistema eléctrico para mantenerse operativo y suministrando los requerimientos de energía a los puntos de conexión, manteniéndose dentro de los márgenes de calidad establecidos por ley.
- *Continuidad:* Suministro permanente del servicio eléctrico, de acuerdo con lo establecido por ley y contrato.
- *Cortocircuito:* Unión de dos terminales con diferencia de potencial, que ocasiona un aumento súbito de la corriente del sistema, y que puede generar daños a los equipos o personas.
- *Estabilidad:* Condición del sistema del eléctrico o de un parte de ella permanece conectada ante la ocurrencia de perturbaciones.
- *Estación:* Instalación dentro de un determinado espacio con una función determinada dentro del sistema eléctrico.
- *Falla:* Alteración o daño permanente o temporal en una parte del sistema eléctrico, que modifica su condición normal de operación.
- *Interconexión:* Conexión entre dos áreas diferentes de control de sistemas eléctricos de potencia, o de diferentes jurisdicciones.
- *Interrupción:* Suspensión de la continuidad del suministro en una determinada zona, debido a una causa externa o relacionada a la operación.
- *Línea de transmisión:* Conjunto de conductores y elementos que permiten el transporte de energía eléctrico desde un punto de interconexión a otro.
- *Maniobra:* Acción llevada a cabo por un operador o por accionamiento remoto, para que un elemento del sistema eléctrico cambie de estado.
- *Mantenimiento:* Conjunto de actividades que permiten el funcionamiento óptimo de los equipos a través del tiempo.
- *Masa:* Conjunto de partes metálicas que se encuentran aislado de las partes normalmente energizadas, estando conectados generalmente a tierra.
- *Operación:* Procedimientos destinados al uso de los elementos de un sistema eléctrico.
- *Perturbación:* Acción que modifica el estado estable del sistema eléctrico.
- *Protección:* Conjunto de aparatos que permiten la actuación de un interruptor con el objetivo de separar una parte del sistema que se encuentra bajo falla.

- *Sistema Eléctrico*: Conjunto de instalaciones de generación, transmisión y distribución que se encuentran conectadas entre sí y operando como una sola unidad.
- *SEIN*: Sistema Interconectado nacional, conjunto de instalaciones unidas que permiten el suministro de energía eléctrica al país.
- *Suministro*: Acto de proporcionar energía eléctrica.

## **CAPÍTULO III METODOLOGÍA**

### **3.1. Método, y alcance de la investigación**

#### ***3.1.1. Método de la investigación***

Esta tesis se llevó a cabo usando el Método Empírico, mediante la aplicación de la técnica de observación, que sirvió para encontrar las diferencias entre la configuración actual del sistema de protecciones, y las simulaciones ejecutadas en Digsilent, además de identificar puntos de mejora que serán de gran utilidad para la aplicación en el sistema eléctrico estudiado.

De acuerdo con Ramos Chagoya, en su artículo para Gestiópolis indica: “Los métodos de investigación empíricos, representan un nivel en el proceso de investigación cuyo contenido procede fundamentalmente de la experiencia, el cual es sometido a cierta elaboración racional y expresado en un lenguaje determinado.” [49]

Con respecto de la técnica de observación, además de permitir evaluar la información recopilada correspondiente a la configuración de protecciones actual, también permite identificar sus desviaciones con respecto a los datos obtenidos de los sistemas eléctricos diseñados en Digsilent y sus casos de estudio.

Ramos Chagoya indica que la observación científica “consiste en la percepción directa del objeto de investigación. La observación investigativa es el instrumento universal del científico. La observación permite conocer la realidad mediante la percepción directa de los objetos y fenómenos.” [49]

#### ***3.1.2. Tipo de la investigación***

El tipo de investigación es Aplicada.

Lozada menciona que la Investigación Aplicada “es un proceso que permite transformar el conocimiento teórico que proviene de la investigación básica en conceptos, prototipos y productos, sucesivamente.” [50]

Mediante el uso de las bases de una investigación de este tipo, se pudo identificar las protecciones principales usadas en las subestaciones de mina, permitiendo el estudio de estas variables mediante la utilización de conceptos y

conocimientos relacionados a sistemas de potencia, así como su relación con los software usados para la simulación de los diversos casos de análisis.

Además, se elabora la propuesta del nuevo estudio de coordinación con el uso de la información brindada por el software y desarrollando soluciones en base a los resultados obtenidos, de tal forma que se pueda mejorar la coordinación de las protecciones en las subestaciones móviles de la empresa minera.

### **3.1.3. Nivel de la investigación**

El nivel de investigación es descriptivo – propositivo.

Para Gross, la investigación descriptiva “Consiste, fundamentalmente, en caracterizar un fenómeno o situación concreta indicando sus rasgos más peculiares o diferenciadores. El objetivo de la investigación descriptiva consiste en llegar a conocer las situaciones, costumbres y actitudes predominantes a través de la descripción exacta de las actividades, objetos o procesos” [51]

El añadir el factor propositivo a una investigación propositiva permite, de acuerdo con Fernández y Baptista “dar pautas sobre como deberían ser las cosas para poder alcanzar fines específicos y funcionar de forma adecuada” [52]

Mediante la identificación de puntos de mejora en las protecciones de las subestaciones estudiadas, se puede brindar sugerencias y mejoras para la aplicación de un estudio de coordinación de protecciones propuesto, de acuerdo con la información obtenida de la simulación en software.

## **3.2. Diseño de la investigación**

El diseño de la investigación es Experimental y Transversal.

Grajales indica lo siguiente con respecto a la investigación experimental “Consiste en la manipulación de una (o más) variable experimental no comprobada, en condiciones controladas, con el fin de describir de qué modo o por qué causa se produce una situación o acontecimiento particular.” [53]

Si bien no se manipulan variables físicas directamente en las subestaciones, la investigación se considera experimental porque se busca proponer mejoras mediante la manipulación de las variables en el software Digsilent, de tal forma que se pueda evaluar la mejor configuración de protecciones eléctricas para cada uno de los sistemas involucrados. Con el uso de una base de datos previa, se pueden probar y coordinar de mejor forma las protecciones bajo estudio.



Con respecto a las investigaciones transversales, Hernández menciona que “su propósito es describir variables y analizar su incidencia e interrelación en un momento dado. Los diseños transeccionales descriptivos tienen como objetivo indagar la incidencia y los valores en lo que se manifiestan una o más variables dentro del enfoque cuantitativo.” [52]

No existe un cambio de las variables de protecciones a través del tiempo, sino que se busca ofrecer una solución que permite una mejor operación y selectividad de las protecciones en las subestaciones de mina.

### **3.3. Población y muestra**

#### **Población:**

La población está compuesta por las 11 subestaciones móviles ubicadas en tajo, alimentadoras de las palas eléctricas de la operación minera.

#### **Muestra:**

Se consideró la totalidad de la población como muestra para la evaluación y comparación de datos con respecto a los flujos de carga, siendo divididos en 6 tipos constructivos y de configuración de protecciones para el análisis y procesamiento de información.

### **3.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos**

Como se mencionó anteriormente, se usó la técnica de observación para poder recopilar y analizar los datos correspondientes. Se aplica tanto en trabajo de campo como de gabinete.

Los instrumentos de recolección de datos serán:

- Registro de configuración de protecciones – Se obtuvo una recopilación de la información y condiciones de los relés de cada una de las subestaciones móviles, así como las protecciones y parámetros cargados. Además, se observaron las condiciones de diseño específico de cada subestación, lo que permite un análisis específico en base a la construcción y elementos presentes en cada una de ellas.

Como herramienta de procesamiento y contrastación de la información obtenida, además del diseño del nuevo estudio de coordinaciones, se usó:

- Simulación en software – Con la data adquirida en campo, se diseñaron los diagramas o modelos de carga en el software Digsilent, lo que permitió la evaluación de los casos en condiciones de operación normal y de falla, para evaluar el estado de la configuración de protecciones de los relés e identificar si se requiere alguna modificación o mejora.
- Excel – Esta herramienta permitirá ordenar los resultados obtenidos y obtener las estadísticas necesarias para poder determinar la condición actual del sistema de protecciones.

## **CAPÍTULO IV**

### **RESULTADOS Y DISCUSIÓN**

#### **4.1. Resultados del análisis y tratamiento de la información**

##### **4.1.1. Información general**

En las siguientes páginas se describe la configuración de protecciones con las que cuentan las 11 subestaciones de mina, divididas en grupos de acuerdo con su forma constructiva y distribución de celdas, siendo estas las siguientes.

- Tipo 1 – Subestaciones 51, 52 y 53
- Tipo 2 – Subestación 54
- Tipo 3 – Subestación 55
- Tipo 4 – Subestación 56 y 57
- Tipo 5 – Subestación 58 y 61
- Tipo 6 – Subestación 59 y 60

El detalle de cada una de las celdas por subestación, así como las diferencias de componentes y distribución de relés y medidores se encuentra en el estudio de protecciones propuesto en el Capítulo V del presente documento.

##### **4.1.2. Resumen de protecciones habilitadas actualmente**

A continuación, se muestra un compilado con las protecciones habilitadas actualmente en las subestaciones de mina, distribuidas de acuerdo con el tipo constructivo de las mismas. El detalle de configuración de cada una de las protecciones se encuentra en el Anexo 1 de la presente tesis.

NOTA: Se usa el color verde para las celdas del lado AT, y el azul para las celdas del lado BT de las subestaciones.

### A. Tipo 1

Tabla 7

*Protecciones habilitadas actualmente en Subestaciones Tipo 1*

		Subestación 051/052/053									
Celda	Función	51P	50P	50P-2	50N	59	59N	27	87T	46	
H01	Alimentador AT	■	■		■	■		■			
H02	SSAA	■	■	■	■	■		■			
K01	Salida 2	■	■		■	■		■		■	
K02	Salida 1	■	■		■	■		■		■	
K03	RET630	■	■		■	■	■	■	■		

Fuente: Elaboración propia, 2021

### B. Tipo 2

Tabla 8

*Protecciones habilitadas actualmente en Subestaciones Tipo 2*

		Subestación 054									
Celda	Función	51P	50P	50P-2	50N	59	59N	27	87T	46	
H01	RET630	■	■	■	■	■		■	■		
K01	SSAA	■	■		■	■		■			
K02	Salida 2	■	■		■	■		■		■	
K03	Salida 1	■	■		■	■		■		■	
K04	Alimentador BT	■	■		■	■		■			

Fuente: Elaboración propia, 2021

### C. Tipo 3

Tabla 9

*Protecciones habilitadas actualmente en Subestaciones Tipo 3*

		Subestación 055									
Celda	Función	51P	50P	50P-2	50N	59	59N	27	87T	46	
H02	Alimentador TP	■	■	■	■	■		■			
K01	SSAA	■	■		■	■		■			
K02	Salida 2	■	■		■	■		■		■	
K03	Salida 1	■	■		■	■		■		■	
K04	RET630	■	■	■		■		■	■		

Fuente: Elaboración propia, 2021

#### D. Tipo 4

Tabla 10

*Protecciones habilitadas actualmente en Subestaciones Tipo 4*

		Subestación 056/057									
Celda	Función	51P	50P	50P-2	50N	59	59N	27	87T	46	
H02	Alimentador TP	■	■	■	■	■		■			
K01	SSAA	■	■		■	■		■			
K02	Salida 2	■	■		■	■		■		■	
K03	Salida 1	■	■		■	■		■		■	
K04	RET630	■	■			■		■	■		

Fuente: Elaboración propia, 2021

#### E. Tipo 5

Tabla 11

*Protecciones habilitadas actualmente en Subestaciones Tipo 5*

		Subestación 058/061									
Celda	Función	51P	50P	50P-2	50N	59	59N	27	87T	46	
H02	Alimentador TP	■	■	■	■	■		■			
K01	RET630	■	■		■		■		■		
K02	Salida 1	■	■		■	■		■		■	
K03	Salida 2	■	■		■	■		■		■	
K04	SSAA	■	■		■	■		■			

Fuente: Elaboración propia, 2021

#### F. Tipo 6

Tabla 12

*Protecciones habilitadas actualmente en Subestaciones Tipo 6*

		Subestación 059/060									
Celda	Función	51P	50P	50P-2	50N	59	59N	27	87T	46	
H02	Alimentador TP	■	■	■	■	■		■			
K01	SSAA	■	■		■	■		■			
K02	Salida 2	■	■		■	■		■		■	
K03	Salida 1	■	■		■	■		■		■	
K04	RET630	■	■			■		■	■		

Fuente: Elaboración propia, 2021

La distribución de protecciones final se muestra luego de obtener el balance de cambios requeridos según el estudio realizado en Digsilent.

#### **4.1.3. Estadísticas por subestación**

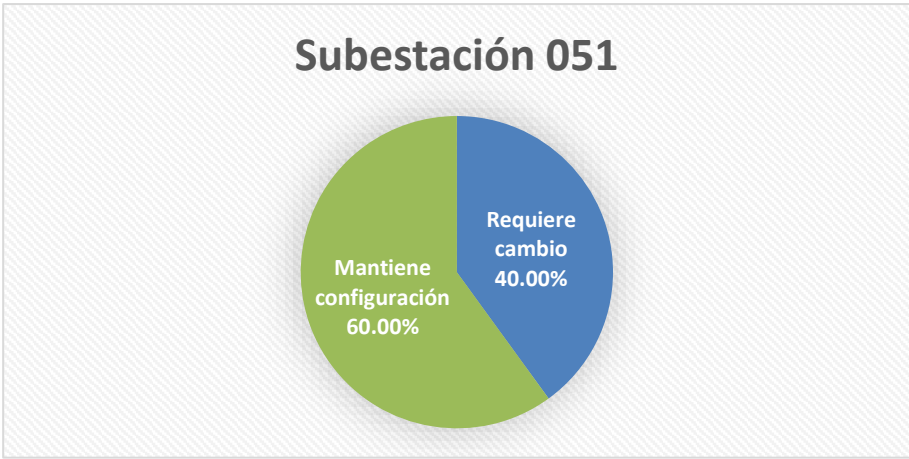
A continuación, se muestran los resultados obtenidos del análisis de las protecciones, distribuidos en porcentajes, para cada uno de los tipos de subestaciones analizadas. Dichos datos se evalúan en base a las etapas de protección consideradas en las subestaciones.

##### **A. Tipo 1 – Subestaciones 051, 052 y 053**

El primer tipo de subestación analizado en el software Digsilent está compuesto por las subestaciones 051, 052 y 053. Su característica más destacable es que sólo opera con 7.2Kv, a diferencia de las otras subestaciones de este estudio. Además, el transformador de potencia es de 5MVA. Debido a este hecho, se limita su uso a las palas P&H2800XPC, y a pesar de tener 2 salidas, la subestación sólo permite la conexión de una debido a las corrientes de carga.

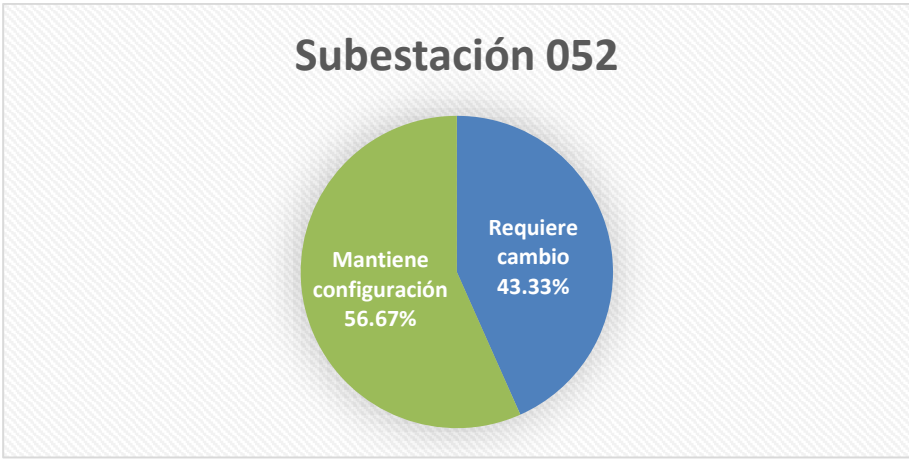
Se encontraron observaciones en todas las etapas de sobrecorriente de fase de las celdas analizadas. Se agregan los grupos de configuración correspondiente al uso de las celdas en coordinación con el SH. Además, se detectó una discordancia de configuración en la subestación 052, específicamente en la protección de diferencial de transformador. Revisando el historial de modificaciones, se identifica que se debió a un cambio operativo a modo de prueba, pero que no fue regularizado. No se identifican observaciones en las protecciones de tensión ni en las protecciones 46PD usadas en las salidas.

En el estudio final propuesto obtenido de la simulación en Digsilent, se considera un total de 30 bloques de protección para las celdas correspondientes, de las cuales 12 requieren modificación con respecto a la configuración actual en las Subestaciones 051 y 053, y 13 requieren modificaciones en la Subestación 052.



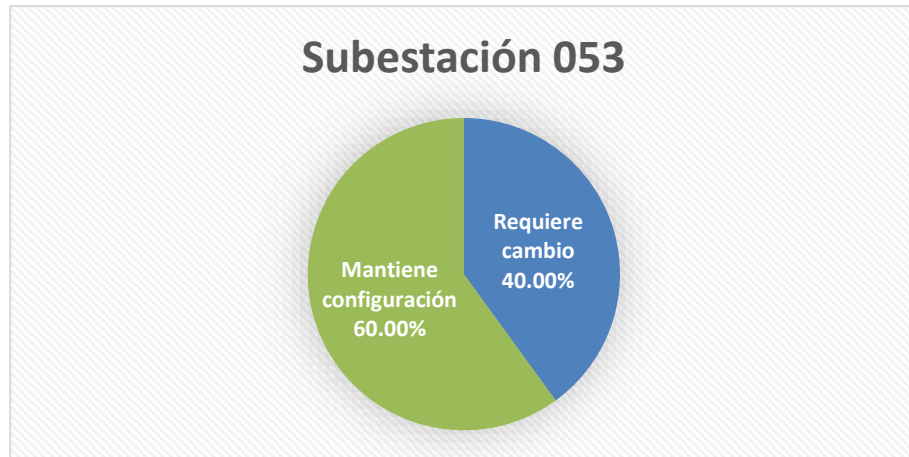
*Gráfica 1. Balance de protecciones Subestación 051*

*Fuente: Elaboración propia, 2021*



*Gráfica 2. Balance de protecciones Subestación 052*

*Fuente: Elaboración propia, 2021*



Gráfica 3. Balance de protecciones Subestación 053

Fuente: Elaboración propia, 2021

### B. Tipo 2 – Subestación 054

Esta subestación cuenta con un transformador de 10MVA, y permite su operación con 2 palas 4100XPC o 2800XPC.

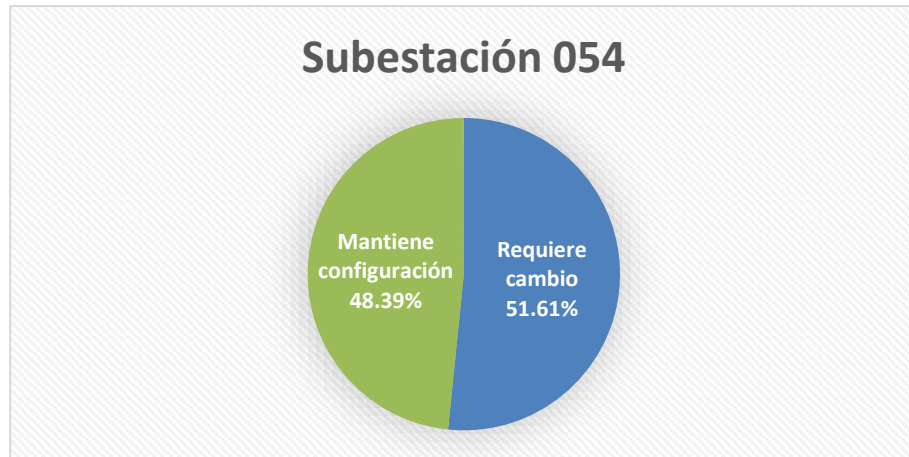
El relé de protección de transformador RET630 se encuentra en el lado del primario del transformador, por lo que los disparos de este relé están direccionados a todos los interruptores de la subestación.

Esto permite la coordinación de la celda K04, que cuenta con un REF630, lo que permite discriminar fallas en la barra del secundario sin necesidad de sacar el transformador de potencia fuera de servicio.

El estudio propuesto requiere la modificación de todas las etapas de protección de sobrecorriente de fases habilitadas en la subestación, de acuerdo con el uso del Switch House. Se encuentran observaciones en la protección de sobrecorriente a tierra en las salidas. La protección 50N configurada en las celdas K04 y H01 toma como referencia el transformador de corriente usando en la resistencia limitadora.

Además, se identifica discrepancias en la configuración de la protección de sobretensión en ambas celdas de salida de la subestación. Se agrega la configuración de la protección 59N, cuya referencia es el transformador de la resistencia de neutro. El mismo se encontraba cableado, pero no se usaba en ninguna protección.





*Gráfica 4. Balance de protecciones Subestación 054*

*Fuente: Elaboración propia, 2021*

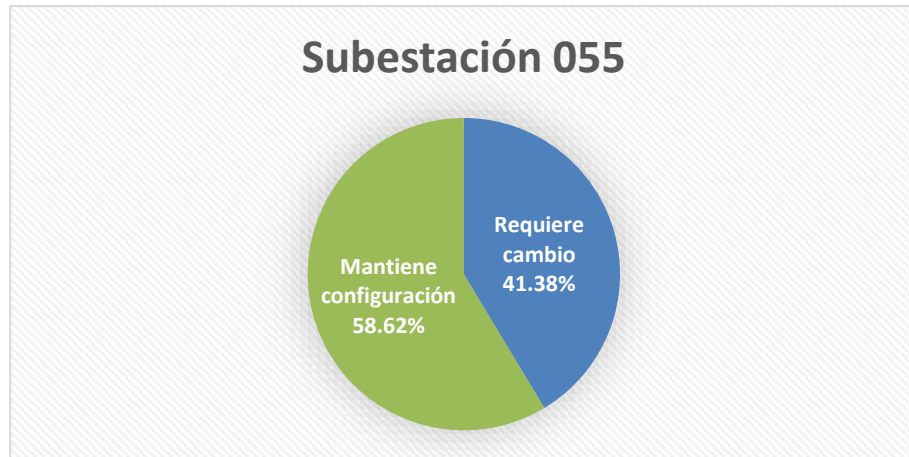
### **C. Tipo 3 - Subestación 055**

Al igual que la Subestación 054, esta subestación permite operar con 2 palas ya sea en 13.8kV o 7.2kV. Al tener la protección de transformador de potencia en la celda que energiza la barra en el lado BT, se requiere la coordinación mediante GOOSE de las protecciones de sobrecorriente de fase de las celdas K04 y H01, ya que terminan superponiéndose en la configuración de protecciones tanto en tiempo como en corriente.

Además, los disparos por sobrecorriente que sean detectados por la celda K04 desenergizará todas las celdas, por lo que se requiere mayor selectividad en las salidas con respecto a los SH.

La protección 50N de la celda H01 es una señal enviada por comunicación de la celda K04, ya que es la única que recibe el cableado desde el transformador de corriente usado en la resistencia de neutro.

No se encuentran observaciones en la configuración actual de protecciones de tensión, sin embargo, no se configura la protección 59N debido a que no cuenta con transformador de tensión en el neutro.



*Gráfica 5. Balance de protecciones Subestación 055*

*Fuente: Elaboración propia, 2021*

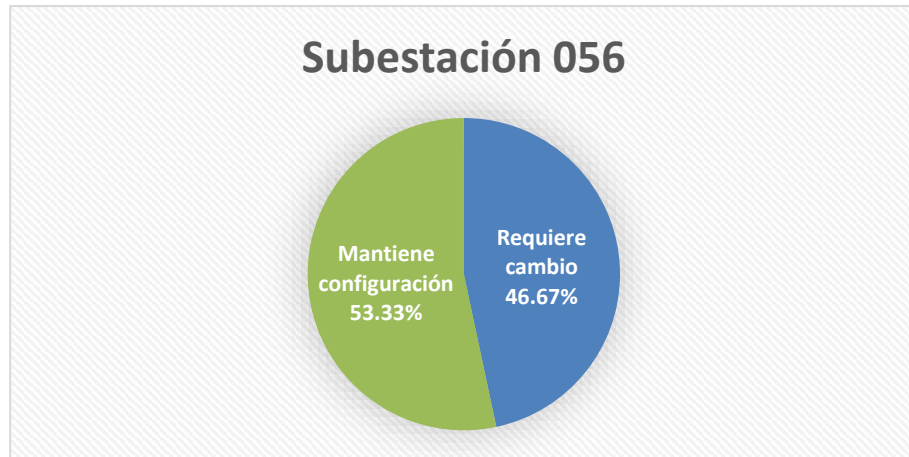
#### **D. Tipo 4 - Subestación 056/057**

Permite su operación en 13.8kV y 7.2kV, con la posibilidad de usar 2 palas en simultáneo. En este par de subestaciones se identificó la necesidad de modificar las etapas de sobrecorriente en todas las celdas, excepto en la celda K01 que corresponde a la de servicios auxiliares.

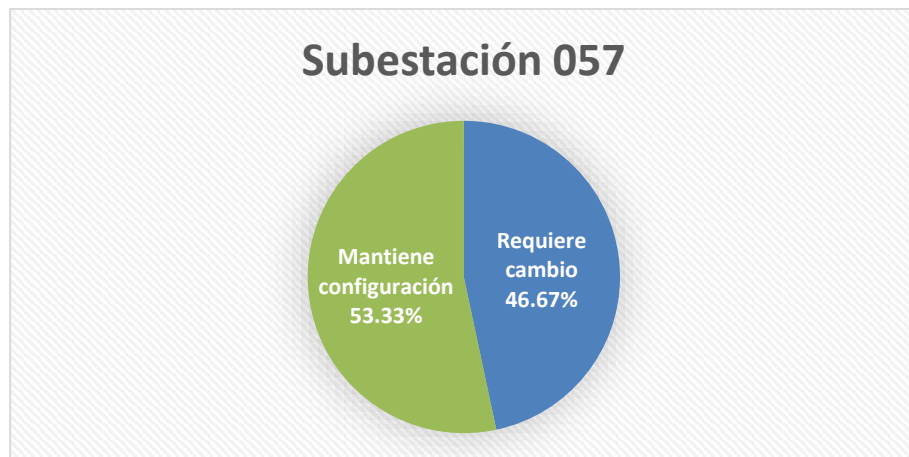
No se identifican diferencias entre ambas subestaciones en la configuración cargada actualmente. La protección 50N de la celda H01 es una señal enviada por comunicación de la celda K04, ya que es la única que recibe el cableado desde el transformador de corriente usado en la resistencia de neutro.

No se identifican observaciones en las protecciones de tensión usadas en las celdas ni en la de desbalance en las salidas.

Debido a limitaciones del relé RET 630 usado en la celda K04, la señal del transformador de tensión de neutro se direcciona a la celda H01, por lo que la protección se habilita en es celda.



*Gráfica 6. Balance de protecciones Subestación 056*  
Elaboración Propia, 2021



*Gráfica 7. Balance de protecciones Subestación 057*  
Elaboración Propia, 2021

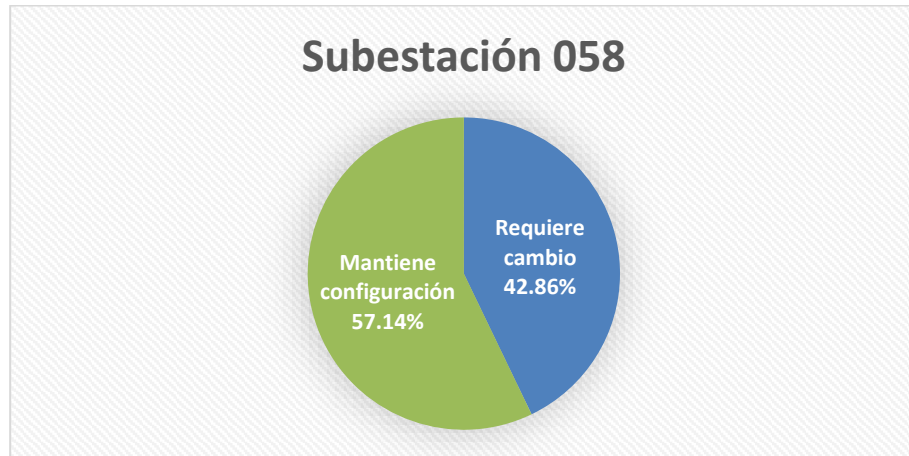
#### **E. Tipo 5 – Subestación 058/061**

Estas subestaciones tienen prestaciones similares al resto de subestaciones de 10MVA. Se requiere reajuste de protecciones de sobrecorriente de fases en todas las celdas, para una adecuada operación con los Switch Houses.

Esta subestación cuenta con la señal del transformador de corriente de neutro direccionada a las celdas H01 y K01, por lo que ambas cuentan con la misma referencia y configuración en la protección 50N.

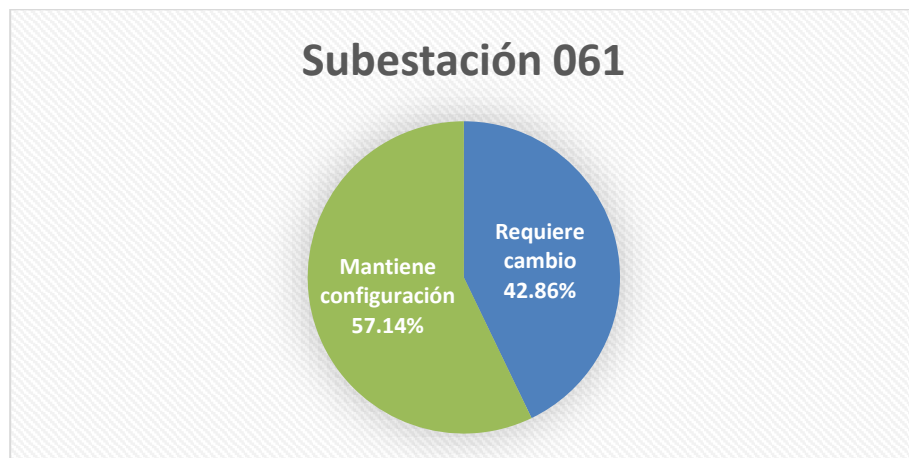
La señal del transformador de tensión de la resistencia de neutro se envía a la celda K01, para la habilitación de la protección 59N.

No se encuentran observaciones en las protecciones de tensión ni en las de desbalance de fases. La celda K01 no cuenta con transformador de tensión de fases, por lo que no se habilitan las protecciones 27 y 59.



Gráfica 8. Balance de protecciones Subestación 058

Fuente: Elaboración propia, 2021



Gráfica 9. Balance de protecciones Subestación 061

Fuente: Elaboración propia, 2021

#### F. Tipo 6 – Subestaciones 059 y 060

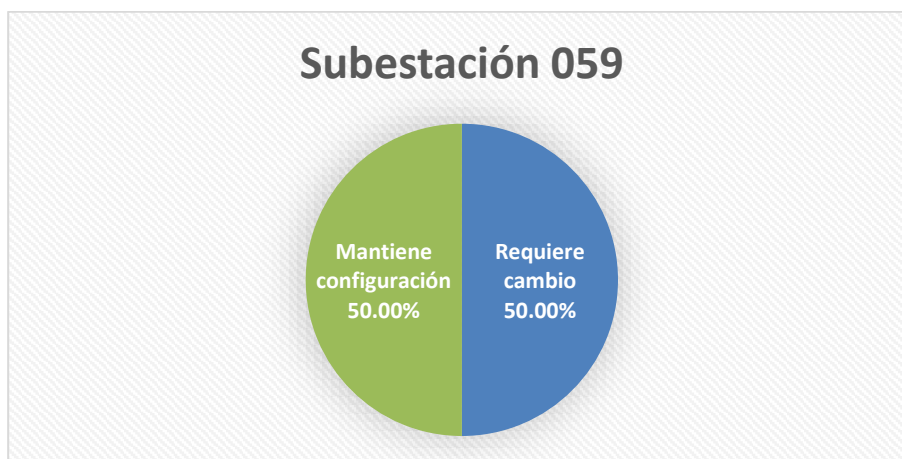
Permiten operar con 2 palas en 7.2kV o 13.8kV, potencia de 10MVA. Se identifica la necesidad de reconfigurar las protecciones de sobrecorriente de fases, excepto en la celda K01 correspondiente a la de servicios auxiliares.

La protección 50N de la celda H01 es una señal enviada por comunicación de la celda K04, ya que es la única que recibe el cableado desde el transformador de corriente usado en la resistencia de neutro.

Se encuentra una diferencia en la protección 46PD de la celda K03 de la SE060, debido a pruebas de operación.

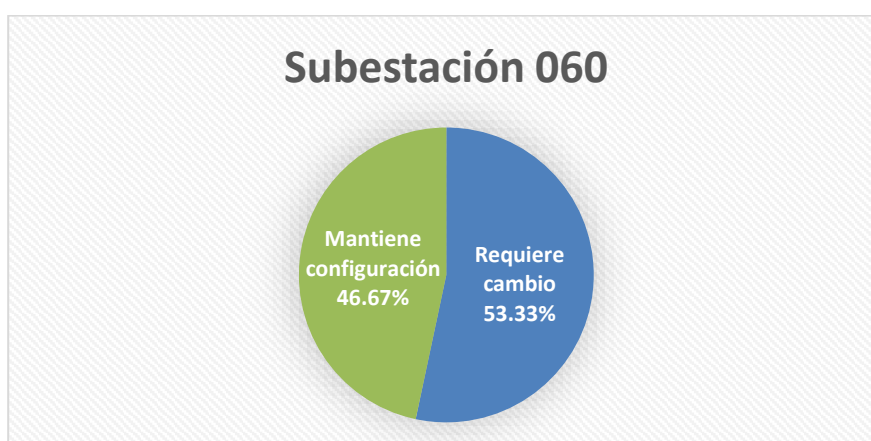
También se identifica que las protecciones de mínima tensión en las salidas tenían un ajuste más sensible que el resto de las subestaciones, sin embargo, el estudio propuesto estandariza estos valores y permite configurarlos como en el resto de las subestaciones.

La protección de sobretensión de neutro se configura en la celda H01, lado AT.



Gráfica 10. Balance de protecciones Subestación 059

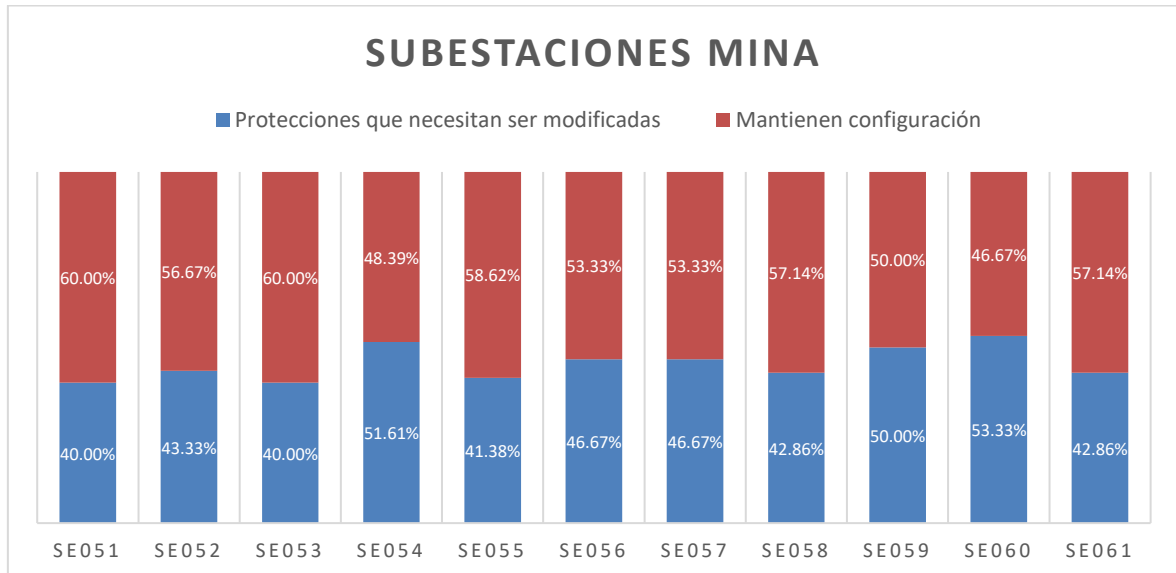
Fuente: Elaboración propia, 2021



Gráfica 11. Balance de protecciones Subestación 060

Fuente: Elaboración propia, 2021

De la misma forma, se busca obtener un balance final con el total de bloques de protección usados por las 5 celdas de cada una de las subestaciones, obteniendo la siguiente recopilación:



*Gráfica 12. Resumen final estado de subestaciones*

*Fuente: Elaboración propia, 2021*

Como se puede observar, se encuentran ligeras diferencias incluso entre subestaciones de un mismo tipo constructivo, lo que puede haber sido ocasionado por modificaciones circunstanciales o por errores humanos durante la carga de información a los relés.

#### **4.1.4. Resumen de Protecciones según estudio propuesto**

Se reevalúa la distribución de protecciones en los diferentes tipos de subestaciones, de acuerdo con el estudio de coordinación propuesto. Así, los bloques de protección quedarían habilitados de la siguiente manera.

### A. Tipo 1

Tabla 13

*Protecciones a habilitar en Subestaciones Tipo 1 de acuerdo con estudio propuesto*

Subestación 051/052/053										
Celda	Función	51P	50P	50P-2	50N	59	59N	27	87T	46
H01	Alimentador AT	■	■		■	■		■		
H02	SSAA	■	■	■	■	■		■		
K01	Salida 2	■	■		■	■		■		■
K02	Salida 1	■	■		■	■		■		■
K03	RET630	■	■		■	■	■	■	■	

Fuente: Elaboración Propia, 2021

### B. Tipo 2

Tabla 14

*Protecciones a habilitar en Subestaciones Tipo 2 de acuerdo con estudio propuesto*

Subestación 054										
Celda	Función	51P	50P	50P-2	50N	59	59N	27	87T	46
H01	RET630	■	■	■	■	■	■	■	■	
K01	SSAA	■	■		■	■		■		
K02	Salida 2	■	■		■	■		■		■
K03	Salida 1	■	■		■	■		■		■
K04	Alimentador BT	■	■	■	■	■		■		

Fuente: Elaboración propia, 2021

### C. Tipo 3

Tabla 15

*Protecciones a habilitar en Subestaciones Tipo 3 de acuerdo con estudio propuesto*

Subestación 055										
Celda	Función	51P	50P	50P-2	50N	59	59N	27	87T	46
H02	Alimentador TP	■	■	■	■	■		■		
K01	SSAA	■	■		■	■		■		
K02	Salida 2	■	■		■	■		■		■
K03	Salida 1	■	■		■	■		■		■
K04	RET630	■	■		■	■		■	■	

Fuente: Elaboración propia, 2021

#### D. Tipo 4

Tabla 16

*Protecciones a habilitar en Subestaciones Tipo 4 de acuerdo con estudio propuesto*

		Subestación 056/057								
Celda	Función	51P	50P	50P-2	50N	59	59N	27	87T	46
H02	Alimentador TP									
K01	SSAA									
K02	Salida 2									
K03	Salida 1									
K04	RET630									

Fuente: Elaboración propia, 2021

#### E. Tipo 5

Tabla 17

*Protecciones a habilitar en Subestaciones Tipo 5 de acuerdo con estudio propuesto*

		Subestación 058/061								
Celda	Función	51P	50P	50P-2	50N	59	59N	27	87T	46
H02	Alimentador TP									
K01	RET630									
K02	Salida 1									
K03	Salida 2									
K04	SSAA									

Fuente: Elaboración propia, 2021

#### F. Tipo 6

Tabla 13

*Protecciones a habilitar en Subestaciones Tipo 1 de acuerdo con estudio propuesto*

		Subestación 059/060								
Celda	Función	51P	50P	50P-2	50N	59	59N	27	87T	46
H02	Alimentador TP									
K01	SSAA									
K02	Salida 2									
K03	Salida 1									
K04	RET630									

Fuente: Elaboración propia, 2021



## **4.2. PRUEBA DE HIPÓTESIS**

Para la prueba de hipótesis, se evaluará las diferentes protecciones encontradas actualmente en las subestaciones, con el objetivo de determinar diferencias que pueden ser mejoradas con el estudio de coordinación propuesto y el análisis realizado en el software.

Para que la hipótesis sea validada y se considere una configuración como inadecuada, basta con que se requiera modificaciones en alguna de las celdas bajo estudio, por protección evaluada. Esto debido a que las protecciones requieren ser implementadas de forma precisa para un adecuado funcionamiento del sistema.

### **4.2.1. Hipótesis específica 1**

Las hipótesis nulas y alternas planteadas en el capítulo 1 son:

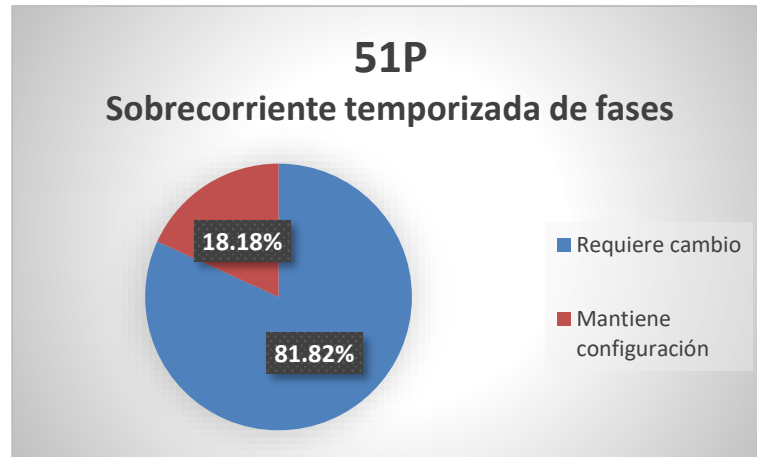
- H0: Las protecciones basadas en el monitoreo de corriente en las subestaciones móviles de una empresa minera en la ciudad de Arequipa están debidamente configuradas, y no requieren mejoras.
- H1: Las protecciones basadas en el monitoreo de corriente en las subestaciones móviles de una empresa minera en la ciudad de Arequipa no están debidamente configuradas, y se pueden proponer mejoras.

Para probar esta hipótesis, se tomó en cuenta la configuración de las protecciones de sobrecorriente temporizada de fases, primera etapa de sobrecorriente instantánea de fases y segunda etapa de sobrecorriente instantánea de fases; además de las protecciones de sobrecorriente a tierra, y se compararon con los resultados obtenidos del análisis en Digsilent.

#### **4.2.1.1. Sobrecorriente temporizada de fases**

De un total de 55 celdas con el bloque de protección 51P habilitado, se recomienda la modificación de 45. Esta primera etapa permite la coordinación usando curvas de corriente de característica extrema inversa, específicamente para los requerimientos de las subestaciones.

Así, se determina que un total de 81.82% de etapas de sobrecorriente temporizada de fases se puede mejorar con el estudio propuesto.

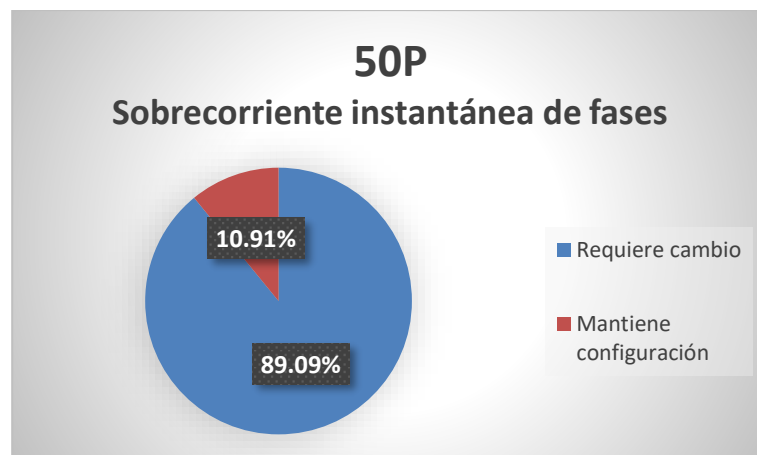


Gráfica 13. Estadística de sobrecorriente temporizada de fases

Fuente: Elaboración propia, 2021

#### 4.2.1.2. Sobrecorriente instantánea de fases

De un total de 55 celdas con el bloque de protección 50P habilitado, se propone la modificación de 49. Al igual que con los bloques 51P, esta etapa se ubica en todas las celdas de todas las subestaciones. De acuerdo con el estudio de coordinaciones propuesto se necesita modificar un total de 89.09% del total de protecciones 50P.

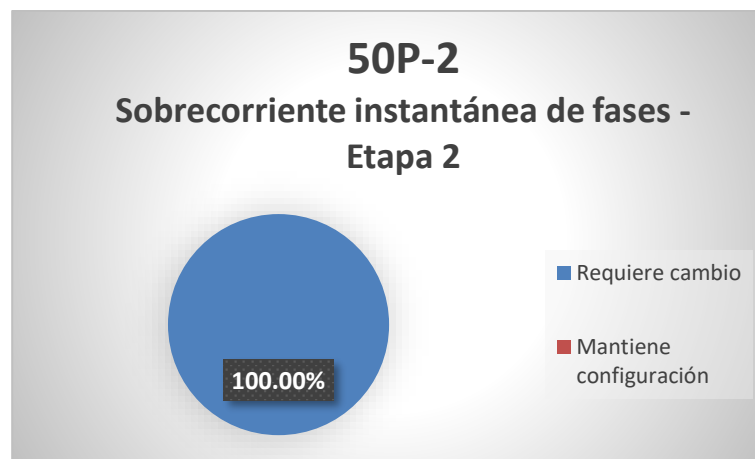


Gráfica 14. Estadística de sobrecorriente instantánea de fases

Fuente: Elaboración propia, 2021

#### 4.2.1.3. Sobrecorriente instantánea de fases – segunda etapa

Se usa para una mayor selectividad a niveles de corriente mucho más altos que en las etapas anteriores. De un total de 12 celdas con el bloque de protección 50P-2 habilitado, se requiere modificar la totalidad de estas, de acuerdo con el nuevo estudio de coordinación. Sólo se configura en las celdas que energizan la barra AT, a excepción de la SE054, donde también se configura en la celda K04 debido a la ubicación del relé RET630.

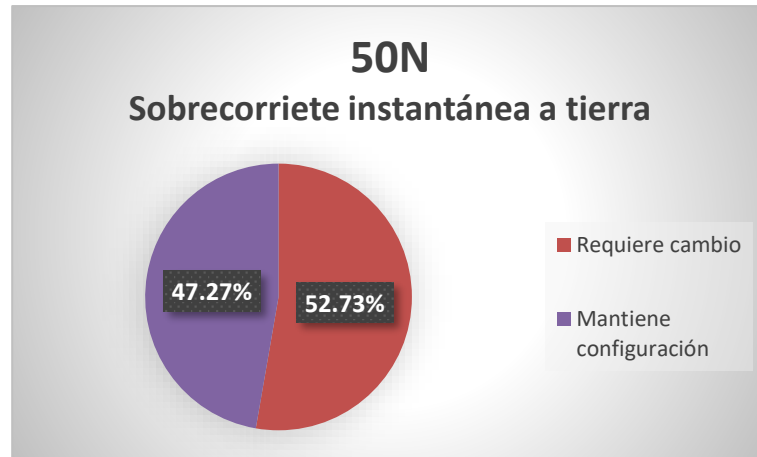


Gráfica 15. Estadística de sobrecorriente instantánea de fases – Etapa 2

Fuente: Elaboración propia, 2021

#### 4.2.1.4. Sobrecorriente a tierra

Se usa en todas las celdas. En algunos casos la referencia se toma del transformador de corriente instalado en la resistencia limitadora en el neutro del secundario del transformador. En las salidas la referencia es el transformador toroidal. De un total de 55 celdas con el bloque de protección 50N habilitado, se requiere cambiar la configuración en 29.

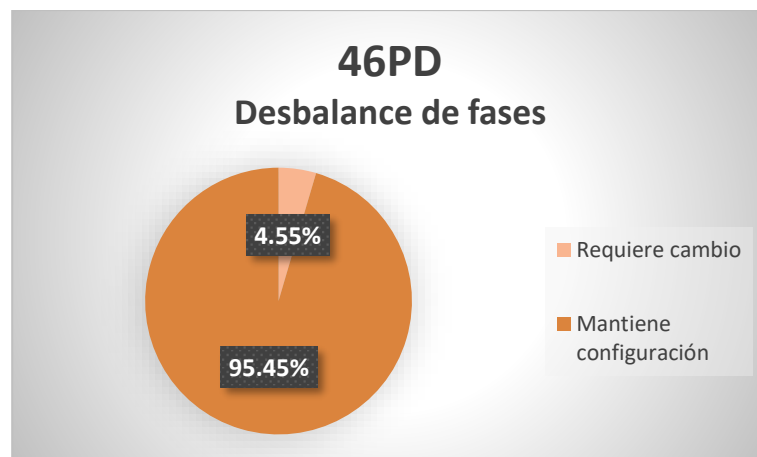


Gráfica 16. Estadística de sobrecorriente instantánea a tierra

Fuente: Elaboración propia, 2021

#### 4.2.1.5. Secuencia Negativa/Desbalance de fases

Finalmente, se tiene la protección de desbalance de fases, también conocida como protección de secuencia negativa. Esta protección se encuentra en ambas salidas de las 11 subestaciones. De un total de 22 celdas con el bloque de protección 46PD habilitado, sólo se requerirá la modificación de 1, ubicado en la celda K03 de la SE060.



Gráfica 17. Estadística de desbalance de fases

Fuente: Elaboración propia, 2021

Observando los resultados obtenidos de las Gráficas 13, 14 y 15, se puede concluir que todas las protecciones de sobrecorrientes de fase presentan posibilidad de mejora. Así, las subestaciones requieren un porcentaje de cambio en el 81.82% de las protecciones temporizadas, un 89.09% en la primera etapa instantánea y en la totalidad de las celdas con segunda etapa instantánea. En la gráfica 16, se observa que la protección de sobrecorriente a tierra se puede mejorar con el estudio de coordinaciones presentado. De acuerdo con la estadística obtenida, se necesitaría un cambio en el 52.73% de las celdas evaluadas. Finalmente, el 4.55% de las celdas bajo estudio (sólo 1, celda K03, SE060) requieren modificaciones en la protección de desbalance, como se muestra en la gráfica 17.

En general, se prueba la hipótesis alterna, ya que todas las protecciones de corriente bajo evaluación son inadecuadas en al menos alguna celda y es posible proponer una mejora con el estudio realizado.

#### **4.2.2. Hipótesis específica 2**

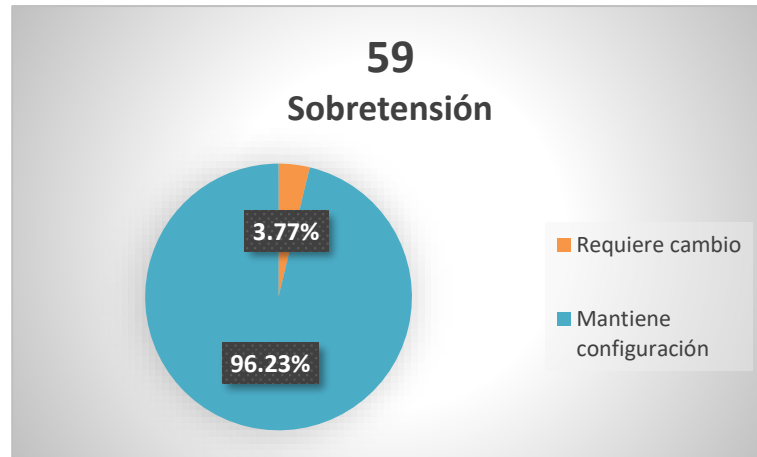
La segunda hipótesis específica planteada indica:

- H0: La configuración de las protecciones de tensión en las subestaciones móviles de una empresa minera en la ciudad de Arequipa es adecuada, y no existe oportunidad de mejora.
- H1: La configuración de las protecciones de tensión en las subestaciones móviles de una empresa minera en la ciudad de Arequipa no es adecuada, y presenta oportunidad de mejora.

Se consideran 3 protecciones de tensión para el análisis y comparación, siendo: Protección de sobretensión, protección de mínima tensión y protección de sobretensión a tierra.

##### **4.2.2.1. Sobretensión**

De un total de 53 celdas con el bloque de protección 59 habilitado, solo se necesita la reconfiguración de 2 en la SE054.

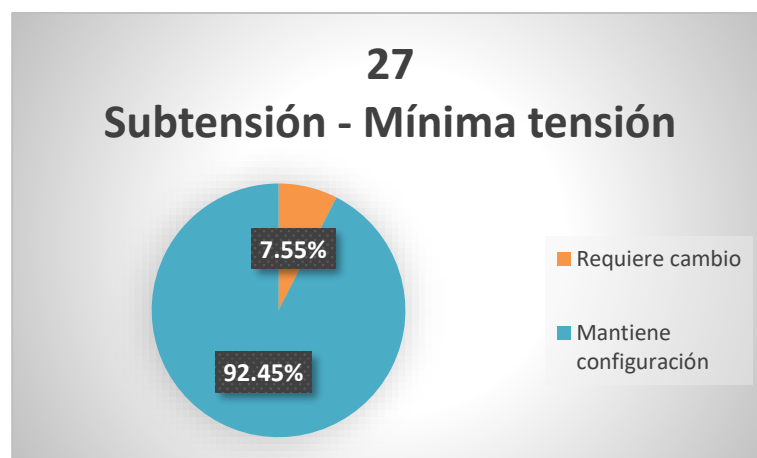


Gráfica 18. Estadística de sobretensión

Fuente: Elaboración propia, 2021

#### 4.2.2.2. Mínima Tensión/Subtensión

De un total de 53 celdas con el bloque de protección 27 (mínima tensión o Subtensión) habilitado, se modificaron 4, ubicados en las salidas del Tipo 6 de subestaciones evaluadas (SE059 y SE060).



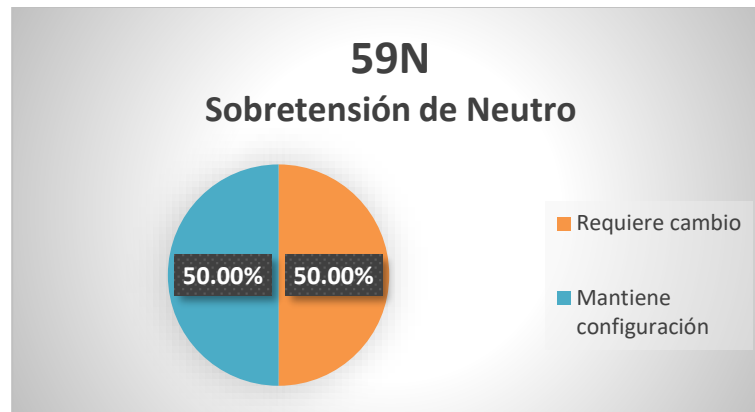
Gráfica 19. Estadística de mínima tensión

Fuente: Elaboración propia, 2021

#### 4.2.2.3. Sobretensión de Neutro

De un total de 10 celdas con el bloque de protección 59N habilitado, se necesita modificar 5. Esta protección toma como referencia la señal del transformador de tensión ubicado en la resistencia limitadora de corriente de neutro.

No se tiene la protección habilitada en la SE055, debido a la ausencia de dicho transformador.



Gráfica 20. Estadística de sobretensión de neutro

Fuente: Elaboración propia, 2021

Se prueba la hipótesis alterna, ya que las 3 protecciones requieren modificaciones como se puede apreciar en las gráficas 18, 19 y 20, siendo la que presenta mayor desviación la protección de sobretensión de neutro, requiriendo cambios en el 50% de las celdas evaluadas.

#### 4.2.3. Hipótesis específica 3

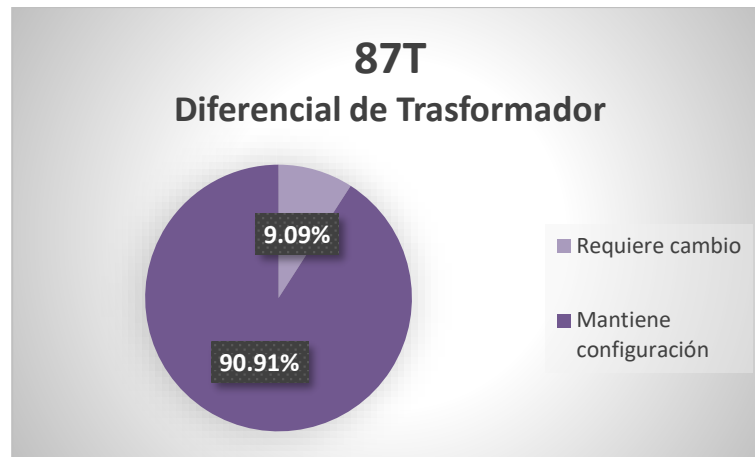
La tercera hipótesis de la presente investigación es:

- H0: La configuración de la protección de diferencial de transformador en las subestaciones móviles de una empresa minera presenta un ajuste adecuado, y no requiere mejoras.
- H1: La configuración de la protección de diferencial de transformador en las subestaciones móviles de una empresa minera no presenta un ajuste adecuado, y es posible mejorarla.

Se toma en cuenta una celda por subestación, específicamente de los relés RET630 que cuenta con esta protección habilitada para la protección de los transformadores.

#### 4.2.3.1. Diferencial de transformador

De un total de 11 celdas con el bloque de protección 87T habilitado, correspondientes los relés RET630 de cada uno de los transformadores de potencia en cada una de las subestaciones, sólo se necesita modificar 1, en la SE052.



Gráfica 21. Estadística de diferencial de transformador

Fuente: Elaboración propia, 2021

Se considera como cierta la hipótesis alterna, a pesar de que sólo 1 de las 11 celdas evaluadas requiere cambios en la configuración. Esto debido a la criticidad de la protección 87T, siendo que se encarga de proteger el elemento más importante y costoso de la subestación. El porcentaje de cambios corresponde al 9.09% de la totalidad de la muestra, como se aprecia en la Gráfica 21.

#### 4.2.4. Hipótesis específica 4

La siguiente hipótesis específica 4 planteada es la siguiente:

- H0: El uso de software dedicado al análisis de sistemas eléctricos de potencia no la herramienta apropiada para generar un estudio de coordinación de protecciones aplicable a una industria minera.
- H1: El uso de software dedicado al análisis de sistemas eléctricos de potencia es una herramienta que permite generar un estudio de coordinación de protecciones aplicable a una industria minera.

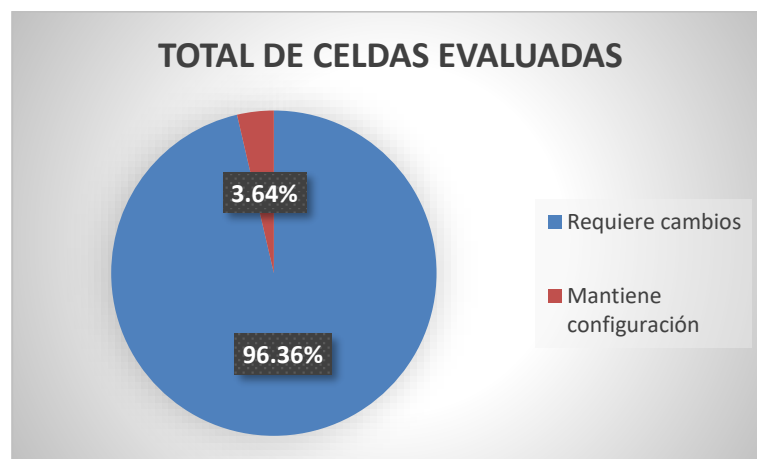


En este punto se espera demostrar que el software Digsilent, o en general los software especializados en el análisis de carga de sistemas de potencia son útiles para poder generar un estudio de coordinación entregable a la empresa minera, para su posterior implementación.

Así, se busca determinar de forma general la cantidad de celdas evaluadas que presentarían cambios en al menos una de sus protecciones, lo que implicaría que se configure los ajustes actuales de los relés encontrados en dichas celdas.

De un total de 11 subestaciones, cada una cuenta con 5 celdas que tienen un relé REF630 o RET 630, lo que resulta en un total de 55 celdas.

Como se puede apreciar en el Anexo 3 de la presente investigación, donde se muestra la estadística obtenida del análisis en todas las subestaciones, sólo la celda K01 de la Subestación 059 y la celda K01 de la Subestación 060 no requerirían de ninguna modificación.



Gráfica 22. Estadística de celdas evaluadas

Fuente: Elaboración propia, 2022

Como se aprecia en la gráfica 22, la gran mayoría de celdas requieren cambios en su configuración, después de la evaluación realizada en el software. Con esto se puede concluir que el estudio de coordinación generado en Digsilent permitirá tener una mejor configuración de protección en el 96.36% de celdas bajo estudio.

#### 4.2.5. Hipótesis general

La hipótesis general planteada en el punto 1.4 de esta investigación fue:

- *H0: La configuración del sistema de coordinación de protecciones de las subestaciones móviles de media tensión en una empresa minera en la ciudad de Arequipa es adecuada y no es necesario proponer mejoras en sus ajustes.*
- *H1: La configuración del sistema de coordinación de protecciones de las subestaciones móviles de media tensión en una empresa minera en la ciudad de Arequipa es inadecuada, y es posible proponer mejoras en sus ajustes.*

Para probar la hipótesis alterna, se tomó en cuenta la configuración de las protecciones de sobrecorriente temporizada de fases, primera etapa de sobrecorriente instantánea de fases y segunda etapa de sobrecorriente instantánea de fases, y se compararon con los resultados obtenidos del análisis en Digsilent.

De acuerdo con la información obtenida, si se aplica el estudio de coordinación propuesto se tendría que modificar la configuración de las protecciones de acuerdo con los siguientes valores.

Tabla 19

Resumen de porcentajes de modificaciones por protección

Protección (ANSI)	Porcentaje de modificación
51P	81.82%
50P	89.09%
50P-2	100%
50N	52.73%
46PD	4.55%
87T	9.09%
59	3.77%
27	7.55%
59N	50.00%

*Fuente:* Elaboración propia, 2021

El estudio de coordinación y la simulación en software de los diferentes tipos de subestación permite determinar que la configuración propuesta es la óptima para las condiciones de operación actuales, por lo que los porcentajes de modificación representan la mejoría en la configuración del sistema de protección.

Se aprecia la posibilidad de mejoría sobre todo en las protecciones de sobrecorriente de fase y sobrecorriente de neutro, donde los porcentajes más altos indican que la configuración que se usa actualmente es deficiente y se debe corregir para evitar inconvenientes como disparos indeseados, mala selectividad o falsos eventos.

Se concluye que la hipótesis general alterna es correcta, ya que se pudo determinar que el estado actual de la configuración de protecciones presenta deficiencias y puede ser mejorada con el estudio propuesto, como muestran la tabla resumen 19.

### **4.3. Discusión de resultados**

En este punto se tiene como objetivo determinar puntos de encuentro que permitan contrastar esta investigación con documentos de similar índole, los cuales se presentaron en el apartado de Antecedentes. Para ello, se toma como referencia las investigaciones que permitirán un mejor detalle y profundización de los resultados obtenidos.

En su tesis denominada “Análisis de flujo de potencia de la nueva línea de transmisión de la central hidroeléctrica Ángel I, II Y III en Interconexión con el SEIN, Mediante el Software ETAP”, Manchego se propone realizar un estudio para poder determinar las nuevas configuraciones del sistema insertado y evaluar si genera un cambio en las configuraciones de los sistemas adyacentes. Como resultado, logra obtener la configuración de protecciones que se debe usar en la ampliación de la línea eléctrica.

Como se demuestra en el punto 4.1., se encontraron gran cantidad de diferencias en las subestaciones analizadas, debido a que, al igual que en el caso de la investigación de Manchego, se realizaron modificaciones a las alimentaciones de las cargas actualmente. El autor rescata que algunas protecciones deben reajustarse al ingreso de la nueva línea Ángel, mientras que en la presente investigación también se logra brindar una reconfiguración de las protecciones usadas en las subestaciones del área de mina. En el caso de los circuitos analizados, es importante destacar que la mayoría de los cambios introducidos toman en cuenta la utilización de los Switch Houses, que fueron instalados con el objetivo de acercar la fuente a la carga, pero que sin embargo no había sido tomado en cuenta en la configuración de protecciones actual.

De la misma forma, Chávez lleva a cabo su investigación denominada “Coordinación de protección de las minicentrales hidroeléctricas Huarisca-Ingenio y El Machu para su reconocimiento por el COES”. Uno de los principales objetivos de este documento es lograr obtener la justificación técnica para que el sistema sea integrado al COES, dando como resultado la obtención del estudio de cortocircuito y coordinación de protecciones, gracias al uso de herramientas informáticas, lo que finalmente fue presentado al organismo regulador para su aprobación.

En esta investigación se tiene un objetivo similar, el obtener un sistema de protecciones con mayor selectividad y confiabilidad, pero que se encuentre respaldado por un análisis técnico profesional que permita que pueda ser implementado con mayores garantías. Como se determina en el capítulo 5, el uso de la herramienta informática Digsilent permitió el análisis correspondiente de las diferentes configuraciones de las subestaciones, además de la implementación de las protecciones y su coordinación en diversos escenarios. Además, se logra demostrar la utilidad del software, siendo usado por organismos nacionales como el COES, para poder evaluar sistemas eléctricos de potencia.

En el extranjero, específicamente en Ecuador, Anchundia presenta un artículo titulado “Estudio de coordinación de protecciones eléctricas en la Subestación Tachina, aplicando el software Digsilent Power Factory”, cuyo objetivo principal es evaluar desde cero la implementación de un nuevo proyecto eléctrico. Como resultado, logra organizar las protecciones y el uso de elementos dentro de la subestación de tal forma que no se cumplan con los parámetros técnicos del proyecto, además de demostrar la utilidad del software Digsilent.

Como se aprecia en el estudio de coordinación de protecciones propuesto, en algunos casos las subestaciones tienen configuraciones similares, sin embargo, es importante destacar que este tipo de estudio debe ser llevado a cabo para la aplicación específica correspondiente, ya que se toman en cuenta no sólo la distribución de las barras, sino que también aspectos como la distribución de relés, la distribución de los transformadores de corriente y tensión o los niveles de tensión de operación. El software Digsilent es un programa especializado que permite tomar en consideración todos estos factores, con el objetivo de obtener información confiable y precisa para su aplicación en sistemas de potencia.

## **CAPÍTULO V**

### **ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PROPUESTO**

#### **5.1. Objetivo**

Verificar la funcionalidad y selectividad de los dispositivos de protección y las configuraciones asociadas, de tal forma que se brinde confiabilidad a los sistemas eléctricos en mina.

#### **5.2. Generalidades**

##### **5.2.1. Características generales de subestaciones**

Antes de empezar con las diferencias para la coordinación de protecciones, se destaca que como proyecto minero los requerimientos de las 11 subestaciones son similares, por lo que todas cuentan con los elementos en común que se mencionan a continuación.

Tabla 20

*Características generales de las Subestaciones de mina*

<b>Elemento</b>	<b>Característica</b>
Aislamiento de celdas	GIS (Gas Insulated Substation) en SF6
Tipo de celda	<ul style="list-style-type: none"> <li>• SIEMENS 8DA10 (SE 51-57) (SE 59,60)</li> <li>• ABB ZX2 (SE 58-61)</li> </ul>
Transformadores	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 3 de 5MVA (SE51, 52, 53)</li> <li>• 8 de 10MVA (SE54 - 61)</li> </ul> Todos en Aceite FR3, ONAN
Seccionadores	<ul style="list-style-type: none"> <li>• De 3 posiciones, encapsulados en SF6</li> </ul> Ubicación y cantidad puede variar según el tipo de Subestación
Interruptores	<ul style="list-style-type: none"> <li>• En SF6 para Subestaciones SIEMENS (9)</li> <li>• VD4 para Subestaciones ABB (2)</li> </ul>
Configuración de Barras	Barra Simple
Relés por subestación	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 4 relés ABB REF630</li> <li>• 1 relé RET630</li> </ul> La distribución de los mismos varía con la función de la celda
Medidores por subestación	3 medidores ION (7650 o 9610): <ul style="list-style-type: none"> <li>• 2 en las Salidas</li> <li>• 1 en lado de AT</li> </ul>
Otros	Subestaciones móviles, con equipamiento de 6 ejes de ruedas y sistema hidráulico para estabilización y nivelación.

*Fuente: Elaboración propia, 2021*

**5.2.2. Características específicas de las subestaciones**

Se trabajará con las 11 subestaciones móviles ubicadas en el tajo, numeradas de 51 a 61. Para efectos prácticos, se dividirán en tipos constructivos, ya que no presentarán diferencias al momento de simular y coordinar protecciones.

### Tipo 1 - Subestación 051/052/053

- Transformador de Potencia 5MVA, 34.5 – 22.9kV / 7.5kV, Dyn5
- Transformador SSAA 50kVA, 34.5 – 22.9kV / 230V, Dyn5
- Resistencia Limitadora a 20A
- Celdas

Tabla 21

*Características de subestaciones Tipo 1*

	H01	H02	K01/K02	K03
<b>Nivel de tensión</b>	34.5kV	34.5kV	7.2kV	7.2kV
<b>Función</b>	Feeder SSAA	Feeder Transformador	Salida	Protección de Transformador
<b>Relé</b>	REF630	REF630	REF630	RET630
<b>CT Fases</b>	60/1 1VA 5P20	100/1 10VA 10P20	400/1 5VA 5P20	HV: 100/1 10VA 10P20 LV: 500/1 5VA 5P20
<b>CT Homopolar</b>	50/1 1.25VA 10P10	-	50/1 1.25VA 10P10	50/1 1.25VA 10P10
<b>VT</b>	34500/110	34500/110	7200/110	7200/110
<b>VT NGR</b>	-	-	-	7200/110
<b>CT NGR</b>	-	50/1	-	-

*Fuente:* Elaboración propia, 2021

### Tipo 2 – Subestación 054

- Transformador de Potencia 10MVA, 34.5 – 22.9kV / 13.8kV - 7.5kV, Dyn5
- Transformador SSAA 50kVA, 13.8kV – 7.5kV / 230V, Dyn5
- Resistencia Limitadora a 20A
- Celdas:

Tabla 22

*Características de subestaciones Tipo 2*

	H01	K01	K02/K03	K04
<b>Nivel de tensión</b>	34.5kV	13.8kV/7.2kV	13.8kV/7.2kV	13.8kV/7.2kV
<b>Función</b>	Protección de Transformador	SSAA	Salida 2	Alimentador de transformador
<b>Relé</b>	RET630	REF630	REF630	REF630
<b>CT Fases</b>	HV: 300/1 5VA 5P20 LV: 1200/1 20VA 5P20	20/1 25VA 10P10	600/1 10VA 5P20	1200/1 20VA 5P20
<b>CT Homopolar</b>	-	50/1 1.25VA 10P10	50/1 1.25VA 10P10	-
<b>VT</b>	34500/110	13800/110	13800/110	13800/110
<b>VT NGR</b>	13800/110	-	-	-
<b>CT NGR</b>	50/1	-	-	50/1

*Fuente: Elaboración propia, 2021*

**Tipo 3 – Subestación 055**

- Transformador de Potencia 10MVA, 34.5kV – 22.9kV / 13.8kV - 7.2kV, Dyn5
- Transformador SSAA 50kVA, 13.8kV – 7.2kV / 230V, Dyn5
- Resistencia Limitadora a 20A
- Celdas:

Tabla 23

*Características de subestaciones Tipo 3*

	H02	K01	K02/K03	K04
<b>Nivel de tensión</b>	34.5kV	13.8kV/7.2kV	13.8kV/7.2kV	13.8kV/7.2kV
<b>Función</b>	Alimentador de transformador	SSAA	Salida	Protección de Transformador
<b>Relé</b>	REF630	REF630	REF630	RET630
<b>CT Fases</b>	300/1 5VA 5P20	20/1 1.25VA 10P10	600/1 10VA 5P20	HV: 300/1 5VA 5P20 LV: 1200/1 30VA 5P20
<b>CT Homopolar</b>	-	50/1 1.25VA 10P10	50/1 1.25VA 10P10	-
<b>VT</b>	34500/110	13800/110	13800/110	13800/110
<b>VT NGR</b>	-	-	-	-
<b>CT NGR</b>	-	-	-	50/1

*Fuente: Elaboración propia, 2021*



#### Tipo 4 – Subestación 056/057

- Transformador de Potencia 10MVA, 34.5kV / 13.8kV - 7.5kV, Dyn5
- Transformador SSAA 50kVA, 13.8kV – 7.5kV / 230V, Dyn5
- Resistencia Limitadora a 20A
- Celdas:

Tabla 24

Características de subestaciones Tipo 4

	H02	K01	K02/K03	K04
<b>Nivel de tensión</b>	34.5kV	13.8kV/7.2kV	13.8kV/7.2kV	13.8kV/7.2kV
<b>Función</b>	Alimentador de transformador	SSAA	Salida	Protección de Transformador
<b>Relé</b>	REF630	REF630	REF630	RET630
<b>CT Fases</b>	300/1 10VA 5P20	20/1 1.25VA 10P10	500/1 20VA 5P20	HV: 300/1 10VA 5P20 LV: 1200/1 20VA 5P20
<b>CT Homopolar</b>	-	50/1 1.25VA 10P10	50/1 1.25VA 10P10	-
<b>VT</b>	34500/110	13800/110	13800/110	13800/110
<b>VT NGR</b>	13800/110	-	-	-
<b>CT NGR</b>	-	-	-	50/1

Fuente: Elaboración propia, 2021

#### Tipo 5 – Subestación 058/061

- Transformador de Potencia 10MVA, 34.5kV / 13.8kV - 7.2kV, Dyn5
- Transformador SSAA 50kVA, 13.8kV – 7.2kV / 230V, Dyn5
- Resistencia Limitadora a 20A
- Celdas:

Tabla 25

*Características de subestaciones Tipo 5*

	H01	K01	K02/K03	K04
<b>Nivel de tensión</b>	34.5kV	13.8kV/7.2kV	13.8kV/7.2kV	13.8kV/7.2kV
<b>Función</b>	Alimentador de transformador	Protección de Transformador	Salida	SSAA
<b>Relé</b>	REF630	RET630	REF630	REF630
<b>CT Fases</b>	300/1 10VA 5P20	HV: 300/1 10VA 5P20 LV: 1200/1 15VA 5P20	800/1 10VA 5P20	25/1 2VA 5P20
<b>CT Homopolar</b>	-	50/1 1.25VA 10P10	50/1 1.25VA 10P10	50/1
<b>VT</b>	34500/110	-	13800/110	13800/110
<b>VT NGR</b>	-	13800/110	-	-
<b>CT NGR</b>	50/1	-	-	-

*Fuente: Elaboración propia, 2021*

**Tipo 6 - Subestación 059/060**

- Transformador de Potencia 10MVA, 34.5kV / 13.8kV - 7.5kV, Dyn5
- Transformador SSAA 50kVA, 13.8kV – 7.5kV / 230V, Dyn5
- Resistencia Limitadora a 20A
- Celdas:

Tabla 26

*Características de subestaciones Tipo 6*

	H02	K01	K02/K03	K04
<b>Nivel de tensión</b>	34.5kV	13.8kV/7.2kV	13.8kV/7.2kV	13.8kV/7.2kV
<b>Función</b>	Alimentador de transformador	SSAA	Salida 2	Protección de Transformador
<b>Relé</b>	REF630	REF630	REF630	RET630
<b>CT Fases</b>	300/1 10VA 5P20	20/1 1.25VA 10P10	600/1 20VA 5P20	HV: 300/1 10VA 5P20 LV: 1200/1 20VA 5P20
<b>CT Homopolar</b>	-	50/1 1.25VA 10P10	50/1 1.25VA 10P10	-
<b>VT</b>	34500/110	13800/110	13800/110	13800/110
<b>VT NGR</b>	13800/110	-	-	-
<b>CT NGR</b>	-	-	-	50/1

*Fuente: Elaboración propia, 2021*

### 5.2.3. Switch House

La configuración de protecciones de los Switch House usados en mina es la siguiente:

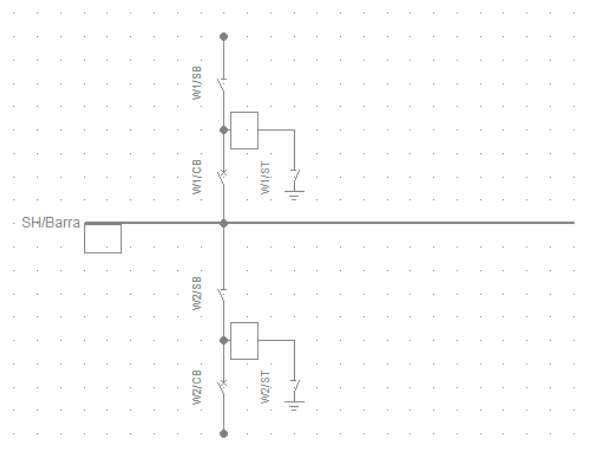
Tabla 27

*Configuración de protecciones en Switch House*

<b>Nivel de tensión</b>	13.8kV/7.2kV
<b>Función</b>	Feeder
<b>Relé</b>	REF615
<b>Relación CT</b>	660/1
<b>Relación CT N</b>	1000/5

Sobrecorriente temporizada de fases 51P		
	7.2kV	13.8kV
Start Value	0.5 pu	0.27 pu
Time Multiplier	0.15	0.25
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.
Sobrecorriente instantánea de fases 50P		
	7.2kV	13.8kV
Start Value	1.8 pu	1.6 pu
Operate Delay Time	0.02 s	0.02 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Sobrecorriente instantánea a tierra 50N		
	7.2kV	13.8kV
Start Value	0.10 pu	0.10 pu
Operate Delay Time	0.04 s	0.04 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

*Fuente: Elaboración propia, 2021*



*Figura 46. Diseño de Switch House en Digsilent.*

*Fuente: Elaboración propia, 2021*

#### 5.2.4. Cargas

En la operación minera se cuentan con 2 tipos de Palas eléctricas:

##### **P&H 2800XPC**

- Carga útil nominal de 59 tm (65 tc)
- Capacidad nominal del balde de 26.8 a 33.6 m<sup>3</sup> (de 35 a 44 yd<sup>3</sup>)
- Ideal para cargas de 154 a 218 tm (de 170 a 240 tc) y camiones de acarreo más grandes



*Figura 47. Pala 2800XPC.*

*Fuente: "P&H 2800XPC" por Komatsu. 2021. [55]*

##### **P&H 4100XPC**

- Carga útil nominal de 108.9 tm (120 tc)
- Capacidad nominal del balde de 52.8 a 61.2 m<sup>3</sup> (de 69 a 82 yd<sup>3</sup>)
- Ideal para camiones de carga de 218 a 363 tm (de 240 a 400 tc) y sistemas de trituradora-transportadora de alta capacidad (más de 8000 tph) en la mina



*Figura 48. Pala 4100XPC.*

*Fuente: "P&H 2800XPC" por Komatsu. 2021. [56]*

Esta información se usa para el dimensionamiento de las cargas en la simulación, sin embargo, no se necesita el detalle de funcionamiento ni equipamiento.

La simulación en Digsilent se realizó basándose en los registros de corriente de carga en las subestaciones los cuales muestran que los valores de corriente pico llegan a alcanzar los siguientes valores:

Tabla 28

*Detalles de las cargas eléctricas*

	Tensión de Operación	Corriente máxima de carga
4100XPC	13.8kV	210A
2800XPC	7.2kV	320A

*Fuente: Elaboración propia, 2021*

#### **5.2.5. Alimentador línea 34.5kV**

La línea que alimenta las subestaciones usadas en la operación minera es energizada desde puntos denominados Switchgears, donde se cuenta con un relé de protección que tiene la siguiente configuración de sobrecorrientes.

Esta información es vital para la coordinación de sobrecorrientes, ya que brinda el límite superior en corriente y tiempo que no se debe superar para una adecuada operación de la protección de línea.

Tabla 29

*Configuración de protecciones en Alimentador 34.5kV*

<b>Nivel de tensión</b>	34.5kV
<b>Función</b>	Feeder
<b>Relé</b>	REF630
<b>Relación CT</b>	1200/1
<b>Relación CT</b>	50/1

Sobrecorriente instantánea de fases 50P	
Start Value	0.50 pu
Operate Delay Time	0.5 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time

Sobrecorriente instantánea de fases – Etapa 2 50P-2	
Start Value	1.70 pu
Operate Delay Time	0.20 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time

Sobrecorriente instantánea a tierra 50N	
Start Value	0.30 pu
Operate Delay Time	0.20 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time

*Fuente: Elaboración propia, 2021*

**5.2.6. Sistemas de puesta a tierra**

Todas las subestaciones móviles cuentan con mallas de puesta a tierra y terminales de conexión para toda la masa de esta.

Las mallas de puesta a tierra de las subestaciones tienen una dimensión de 12m de largo por 6m de ancho.

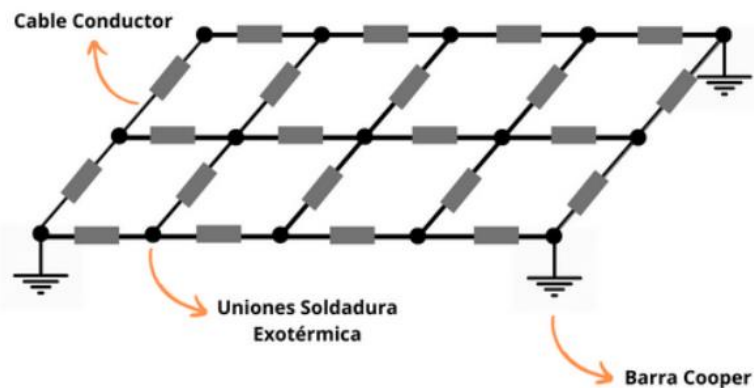


Figura 49. Esquema básico de malla de puesta a tierra para subestaciones.

*Fuente: "Mallas de puesta a tierra" por Terraweld. [57]*

Es importante indicar que el buen estado de la puesta a tierra es vital para el funcionamiento adecuado de las protecciones de falla a tierra. Por ello, se brindan las siguientes pautas generales para llevar a cabo el mantenimiento del sistema de puesta a tierra de las subestaciones.

- Revisar el estado de los cables salientes de las mallas de aterramiento, terminales y base.
- Revisar que los puntos de contacto sean efectivos, de ser necesario usar grasa de contacto.
- Humedecer las cajas de registro y en general los puntos donde se encuentre la puesta a tierra.
- Realizar la medición de la malla con un instrumento adecuado, usando el método de caída de potencial o de 62%. Proceder de acuerdo con las indicaciones brindadas en las siguientes páginas.
- Tomar apuntes de los datos obtenidos mediante la prueba y tener un registro de estos.

Las resistencias medidas en las Subestaciones no deben exceder el valor recomendado ( $25\Omega$ ) según CNE-2006 Utilización (apartado 060-712) y CNE-2011 Suministro (Apartado 036.D).

- ✓ Frecuencia de mantenimiento: 6 meses

Con respecto del método de medición de Resistencia del sistema, se brinda la siguiente información:

#### **Principio de operación (medición de resistencia de tres terminales) [54]**

La prueba “caída de potencial” clásica se utiliza para medir con precisión la resistencia de un electrodo de tierra mediante estacas auxiliares insertadas en la tierra, que forman un circuito para la inyección de corriente de prueba y medición de voltaje tal como se utiliza para el método de dos terminales.

El instrumento DET inyecta al sistema bajo prueba una corriente C.A. de magnitud conocida y mide el voltaje que se desarrolla en el mismo como se muestra en la *Figura 1*. La resistencia del sistema es una relación simple de acuerdo con la ley de

Ohm. En este caso, la estaca de potencial se mueve por incrementos fijos en línea recta entre el electrodo bajo prueba y la estaca de corriente. En cada sitio se calcula la resistencia como  $R=V/I$ . Se muestra un gráfico de la posición de la resistencia contra la estaca de potencial y se considera que la resistencia del electrodo bajo prueba es el punto más plano de la curva.

Las pruebas empíricas han demostrado que, con estacas adecuadamente ubicadas, este método puede abreviarse colocando la estaca de potencial a una distancia de alrededor del 62% entre el electrodo bajo prueba y la estaca de corriente. Es decir, a  $A = 0,62 \times B$ .

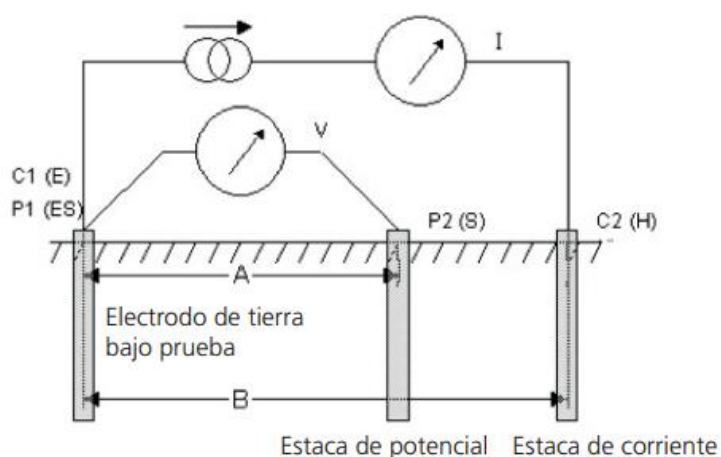


Figura 50. Esquema de medición con equipo Megger.

Fuente: "Probadores de electrodos de conexión a tierra" por Megger, p.23.

### 5.2.7. Fenómenos mitigables con la propuesta de protecciones

Al poner en funcionamiento el nuevo estudio de coordinación de protecciones, se mitigan varios fenómenos de forma indirecta, mediante una respuesta rápida del sistema en condiciones de falla.

Además de las fallas que se han mencionado explícitamente anteriormente, se destacan:



### **Ferroresonancia**

Este fenómeno se presenta cuando existe interacción en el sistema eléctrico con condensadores e inductancias conectadas en serie o en paralelo, además de la presencia de material ferromagnético.

Si bien los elementos que forman parte del presente estudio no cuentan con condensadores, algunas de las palas eléctricas que actúan como carga tienen bancos de compensación, por lo que es importante mitigar este fenómeno. Las protecciones eléctricas del estudio propuesto pueden lograrlo, evitando que se produzcan las condiciones en las cuales la ferroresonancia podría presentarse.

- Sobretensiones de fase o hacia tierra. Al evaluar el correcto funcionamiento de las protecciones 27, 59 y 59N, se garantiza el adecuado despeje de este tipo de fallas.
- Al implementar adecuadamente las protecciones de sobrecorriente fase y de tierra, se evitan las sobreintensidades permanentes elevadas.
- Grandes distorsiones permanentes de las formas de onda de tensión y corriente son mitigadas al usar la protección de desbalance y sobrecorriente.
- El calentamiento de los transformadores y sobrecarga de los transformadores se logra evitar mediante el funcionamiento conjunto de las protecciones ante condiciones de falla, además de la protección 87T, diferencial de transformador.
- Mediante la implementación del estudio propuesto, se puede evitar el disparo intempestivo de protecciones y con ello la desconexión imprevista de cargas.

### **Sobrecarga/Sobrettemperatura.**

Cuando existe sobrecarga en el sistema, los devanados tienen a sufrir gran estrés y pueden deteriorar el aislamiento de estos, lo que, a largo plazo, puede representar fallas importantes. Durante calentamientos excesivos, el aislamiento se descompone y a través de los años de vuelve más frágil.

Se estima que la descomposición térmica se duplica cada 10°C. Como es una relación exponencial, si se deja que la exposición a altas temperaturas sea prolongada, el transformador envejecerá de forma acelerada.

Así, durante fallas que requieran de resistencia mecánica, el aislamiento se puede agrietar y generar un cortocircuito interno. De la misma forma, altas temperaturas en el aceite de los transformadores reducen su rigidez dieléctrica.

El estudio de coordinación propuesto puede mitigar este efecto de las siguientes maneras:

- La correcta actuación de las protecciones de sobrecorriente evitarán que el transformador se encuentre sometido a temperaturas altas de forma prolongada, asegurando un despeje rápido de la falla.
- La protección de desbalance evitará que el transformador se someta por tiempos prolongados a cargas desbalanceadas, lo que evitará el aumento de temperatura en sus devanados.
- La protección diferencial de transformador detectará cualquier cortocircuito o falla interna que pueda producirse, incluso esta se produzca por el deterioro del aislamiento.

### 5.3. Normas de aplicación y referencia

- IEEE Std 399 “IEEE Recommended Practices for Industrial and Commercial Power System Analysis”.
- IEEE Std 242-2001 “IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power System” (IEEE Buf Book).
- ANSI/IEEEC 57, 91-1981 “Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers”.
- IEEE Std C57.109-1993 “IEEE Guide for Liquid-Immersed Transformers Through-Fault- Current Duration”.

### 5.4. Criterios para coordinación

#### 5.4.1. Sobrecorrientes

La calibración de las protecciones considera de acuerdo con las gráficas obtenidas del software Digsilent, y siguiendo ciertos criterios que se explican a continuación.

El margen de graduación de tiempo de las curvas de protección se sustenta de acuerdo con:

$$\Delta t_{DT} = 2 * t_E + t_R + t_{CB} + t_M$$

Donde:

$t_E$  = Tolerancia de tiempo de operación de relé

$t_R$  = Tiempo necesario para cancelar o resetear la operación del relé

$t_{CB}$  = Tiempo de operación del interruptor

$t_M$  = Margen de seguridad

De acuerdo con la información brindada, se cuenta con el tiempo de operación de los relés e interruptores usados en las subestaciones, por lo cual:

$$\Delta t_{DT} = 2 * 20 + 30 + 50 + 20 = 140ms$$

Debido a posibles pérdidas en los descargadores, y considerando que la totalidad de las subestaciones cuenta con resistencias limitadoras de corriente de falla a tierra, se toma como mínimo tiempo de ajuste entre curvas de 100ms.

Las características de las curvas han sido cargadas en el software usado (Digsilent) de acuerdo con las características de los relés ABB usados en las subestaciones.

Además, se considera la selectividad lógica entre los relés alimentadores de la barra BT y el relé en AT, para las protecciones de sobrecorriente de fase, ya que debido a los límites, inferior y superior de coordinación, no se logra cumplir con el mínimo margen de diferencia entre protecciones.

Para esto, se usará la mensajería GOOSE, con el objetivo de identificar el disparo en el relé que detecte primero la falla y bloquee la operación del otro.

#### **5.4.2. Diferencial de transformador**

Se considera una curva de daño térmico del transformador de potencia y del conductor eléctrico en función de los estándares ANSI C57.109 y IEEE 738-1993 respectivamente.

Para el caso del bloqueo por inrush se sugiere el ajuste de un 15 % de la componente de segunda armónica para controlar la inserción de transformadores.

La corriente de Inrush es 10 veces la corriente nominal. La configuración de la protección 87T sigue la curva mostrada a continuación:

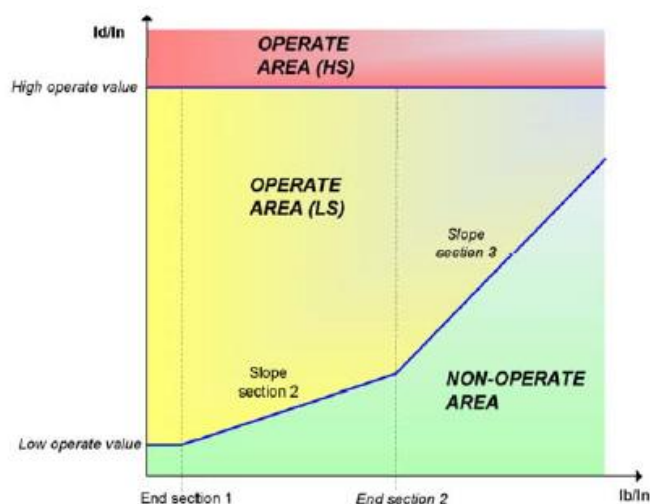


Figura 51. Área de operación de protección 87-1.

Fuente: "630 Series, Technical Manual" por ABB. 2011, p. 460.

#### Transformador 10MVA:

- Tensión: 34.5 / 13.8 – 7.2kV (7.5kV)
- Corrientes: 167.35 A / 418.37 A – 801.88 A (770A)
- Dyn5

#### Cálculo IdMin

La corriente diferencial para el conmutador de Taps en el lado de alta se considera:

- IdMin (Tap Min) = VABS(154.95-167.35) = 13.30A (7.4%In)
- IdMax (Tap Max) = VABS(181.90-167.35) = 14.55A (8.7%In)
- IdMin (P)  $\geq$  9% + 5% (Pérdidas del transformador + sobreexcitación) = 14%

Se ajusta a 0.20 como disparo.

#### Cálculo de Pendiente de Operación

Se consideran los errores de los componentes de la subestación.

- E = Error de los transformadores de corriente:  $\pm$ 5% (clase 5P20)
- A = Error de los Taps de los transformadores:  $\pm$ 5%
- R = Error del relé:  $\pm$ 5%
- T = Error por corriente de excitación del transformador:  $\pm$ 5%

La pendiente resultante es:

$$2 * E + A + R + T = 25\%$$

Además, se añade un margen de seguridad de 5%, resultando en 30%.

- Punto de cambio de pendiente 1: 50%
- Punto de cambio de pendiente 2: 150%
- Ajuste de Pendiente de Saturación: 100%
- Ajuste de corriente instantánea:  $I_{inst} \geq 1200\% * I_{base}$
- Bloqueo de segunda armónica: 15%
- Bloqueo de quinta armónica: 25%

#### **Transformador 5MVA:**

- Tensión: 34.5 / 13.8 – 7.5kV
- Corrientes: 83.67 A / 400.94 A
- Dyn5

#### ***Cálculo IdMin***

La corriente diferencial para el conmutador de Taps en el lado de alta se considera:

- $I_{dMin} (Tap Min) = VABS(79.69-83.67) = 3.98A (4.8\%I_n)$
- $I_{dMax} (Tap Max) = VABS(92.97-83.67) = 9.30A (11.1\%I_n)$
- $I_{dMin} (P) \geq 12\% + 5\%$  (Pérdidas del transformador + sobreexcitación) = 17%

Se ajusta a 0.20 como disparo.

#### ***Cálculo de Pendiente de Operación***

Se consideran los errores de los componentes de la subestación.

- E = Error de los transformadores de corriente:  $\pm 5\%$  (clase 5P20)
- A = Error de los Taps de los transformadores:  $\pm 5\%$
- R = Error del relé:  $\pm 5\%$
- T = Error por corriente de excitación del transformador:  $\pm 5\%$

La pendiente resultante es:

$$2 * E + A + R + T = 25\%$$

- Además, se añade un margen de seguridad de 5%, resultando en 30%.
- Punto de cambio de pendiente 1: 50%
- Punto de cambio de pendiente 2: 150%
- Ajuste de Pendiente de Saturación: 100%
- Ajuste de corriente instantánea:  $I_{inst} \geq 1200\% * I_{base}$
- Bloqueo de segunda armónica: 15%
- Bloqueo de quinta armónica: 25%

### 5.4.3. Discontinuidad de fases

Esta protección se usará en las salidas con el objetivo de detectar situaciones de desbalance ocasionadas por conductores rotos.

La función actúa cuando se detecta un desbalance entre las corrientes de secuencia negativa y positiva en una de las fases, después de un delay previamente determinado con una característica de tiempo definido

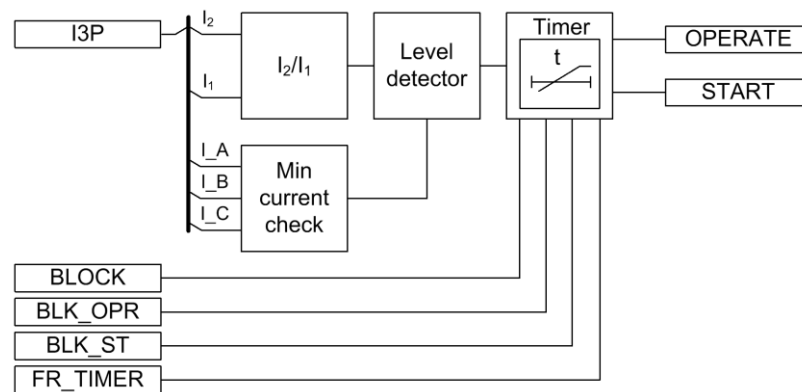


Figura 52. Diagrama Funcional 46PD.

Fuente: "630 Series, Technical Manual" por ABB. 2011, p. 536.

La operación de la protección requiere que se tenga un mínimo de corriente en al menos una de las fases.

Si se cumple este primer requerimiento, se evalúa la relación entre las corrientes, obteniendo los siguientes cálculos para las salidas.

Valor de arranque: 75% de diferencia entre la relación I2/I1 calculada y la medida.

Tiempo de actuación: 500ms

#### 5.4.4. Protecciones de tensión

Las protecciones de tensión se ajustan de acuerdo con las siguientes especificaciones:

- La protección 27 requiere evitar cualquier daño dispositivo encontrado en la carga.
- La protección 59 busca evitar llegar a los niveles de los pararrayos en las subestaciones y evitar estrés en conductores, carga, o transformador.

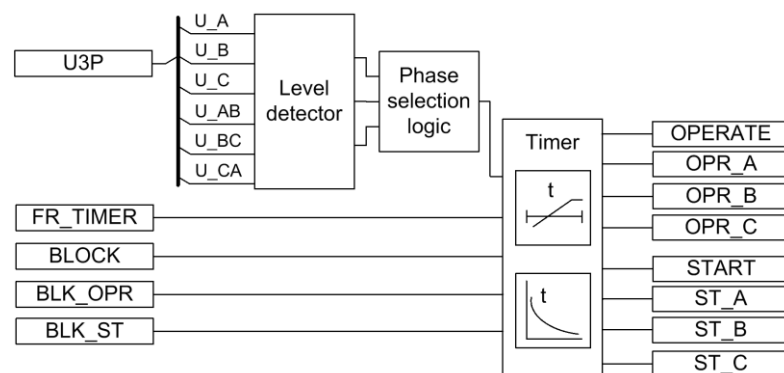


Figura 53. Diagrama funcional protecciones de tensión.

Fuente: "630 Series, Technical Manual" por ABB. 2011, p. 536.

La configuración óptima es:

- 27 – Mínima Tensión                      90%\*Vbase
- 59 – Sobretensión                            110%\*Vbase

Para las subestaciones que tengan transformador de tensión en 13800V, se debe considerar que cuando la subestación opere en 7200V, los valores de arranque de protección sean proporcionales al 90% y 110% del voltaje de operación.

Ejemplo:

VT: 13800/110

59:

- Para  $V_{operación}$  13.8kV: 1.1 pu
- Para  $V_{operación}$  7.2kV: 0.57 pu ( $7866V \approx 1.1 \cdot 7200$ )

Los ajustes de protección de 59N buscan evitar que las corrientes en la resistencia sean elevadas. De acuerdo con los valores de falla obtenidos, se busca que:

- La tensión máxima en operación de 7200V no supere los 2200V.
- La tensión máxima en operación de 138000V no supere los 4000V.

### 5.5. Costos y beneficios económicos

Para la elaboración del siguiente cuadro, se toma en consideración la carga de la configuración de protecciones a los relés de las subestaciones como servicio tercerizado.

Se toma en cuenta las siguientes valorizaciones como parte de los costos:

Tabla 30

#### *Costos de implementación*

Servicio – Carga de configuración de protecciones a relés de protección	USD 5000
---	----------

*Fuente:* Elaboración propia, 2021

Con respecto de los beneficios, estos se pueden considerar de forma indirecta, ya que no se genera ingresos con la puesta en práctica de la configuración propuesta.

Para esto, se evalúan los costos de los elementos que se verían afectados en caso las protecciones no se encuentren bien configuradas, ya sea pérdidas parciales o totales, ocasionadas generalmente por las altas corrientes de falla.

Los valores de referencia aproximados son los siguientes:



Tabla 31

*Costos de activos protegidos*

Costo de cable por carrete 8kV (300m)	USD 23 868
Costo de cable por carrete 15kV (300m)	USD 21 600
Costo de transformador 5MVA (subestación)	USD 800 000
Costo de transformador 10MVA (subestación)	USD 1 012 450
Costo de parada de Pala Eléctrica x hr	USD 40 000

*Fuente:* Elaboración propia, 2021

Así, evaluando la información presentada, se puede concluir que los beneficios de implementar un adecuado sistema de protecciones en las subestaciones de mina superan ampliamente al costo único del servicio de carga de configuración a los relés.

Además, si se toma en cuenta que la actividad se puede realizar con los equipos con los que cuenta la mina, el costo es ínfimo a comparación de las posibles pérdidas por falla. La implementación es altamente necesaria y beneficiosa para la empresa.

## **5.6. Ajustes de protecciones**

La información presentada a continuación se simuló usando el software Digsilent v15.1. En las siguientes páginas se proponen los grupos de configuración de acuerdo con el nivel de tensión y el tipo de operación, es decir si se conectará una carga directamente a la Subestación o si se instalará un Switch House en el circuito.

En las siguientes páginas se muestran también las gráficas de sobrecorriente de fase y de tierra obtenidas en el software, donde se pueden apreciar los tiempos y corrientes de operación en las diferentes etapas, además de los márgenes de coordinación de acuerdo con los criterios especificados en el punto 5.4.2.

### 5.6.1. Tipo 1 - Subestaciones 51, 52, 53

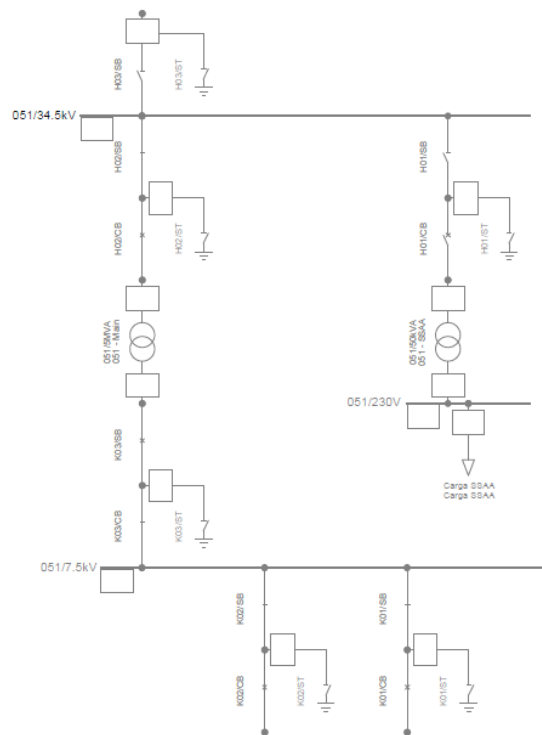
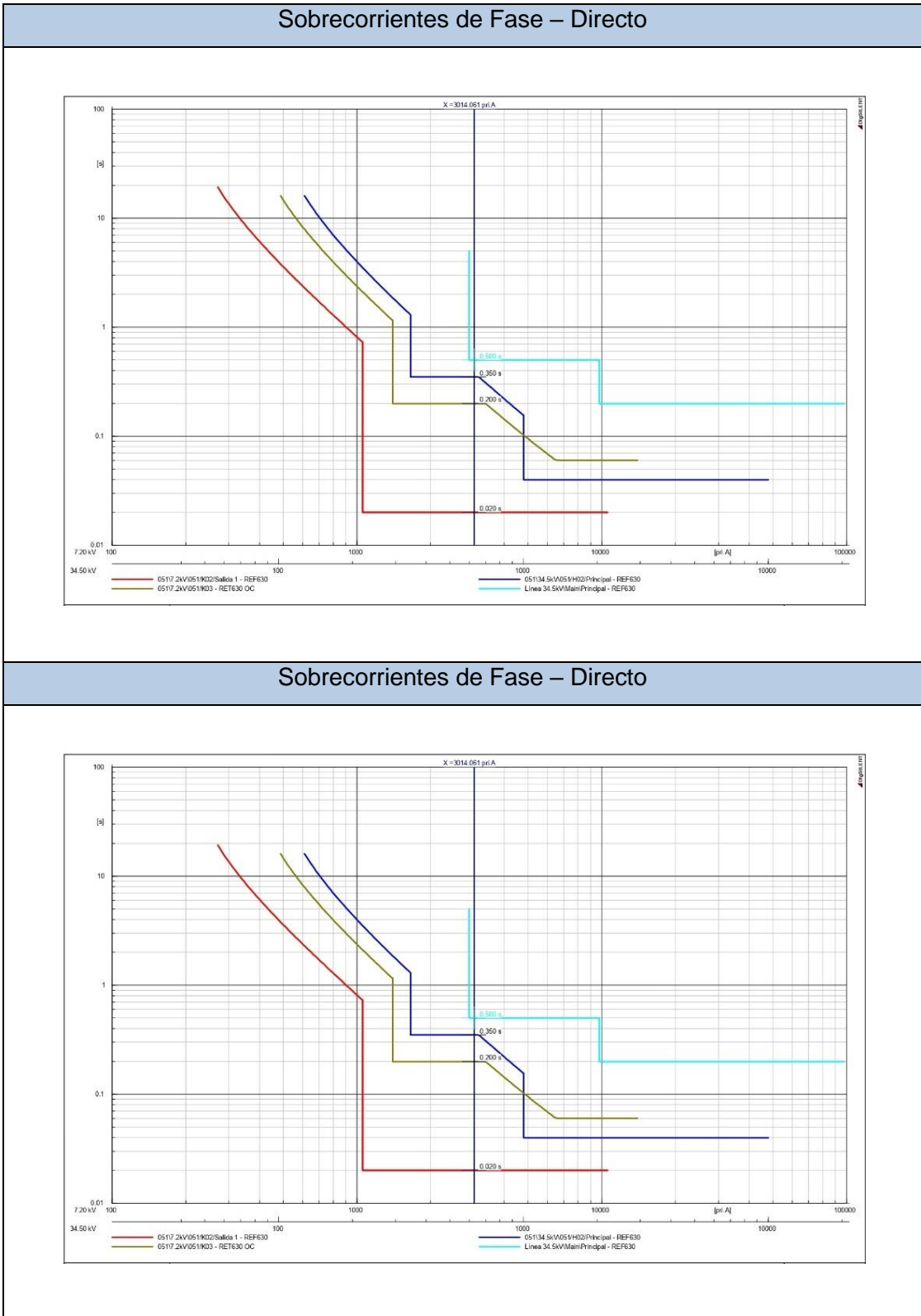


Figura 54. Diseño de Subestación Tipo 1 en Digsilent.

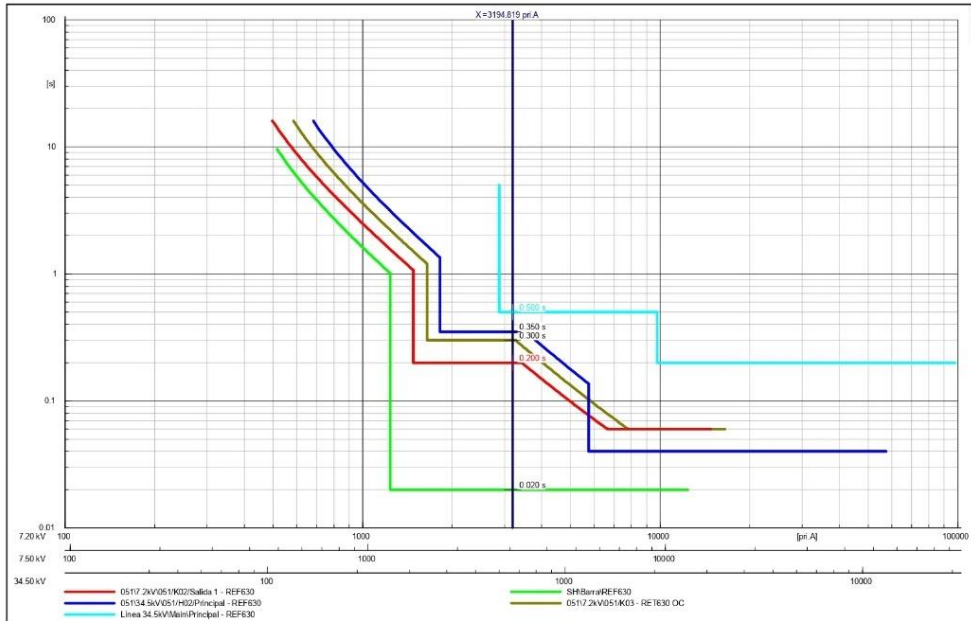
Fuente: Elaboración propia, 2021.

Tabla 32

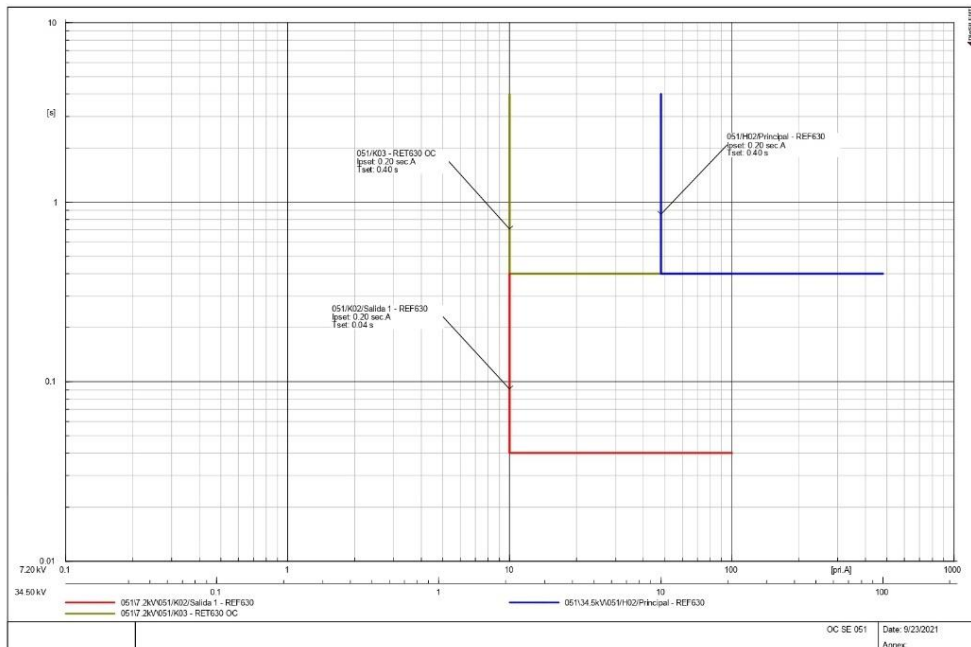
Gráficas de coordinación de protecciones para subestaciones Tipo 1



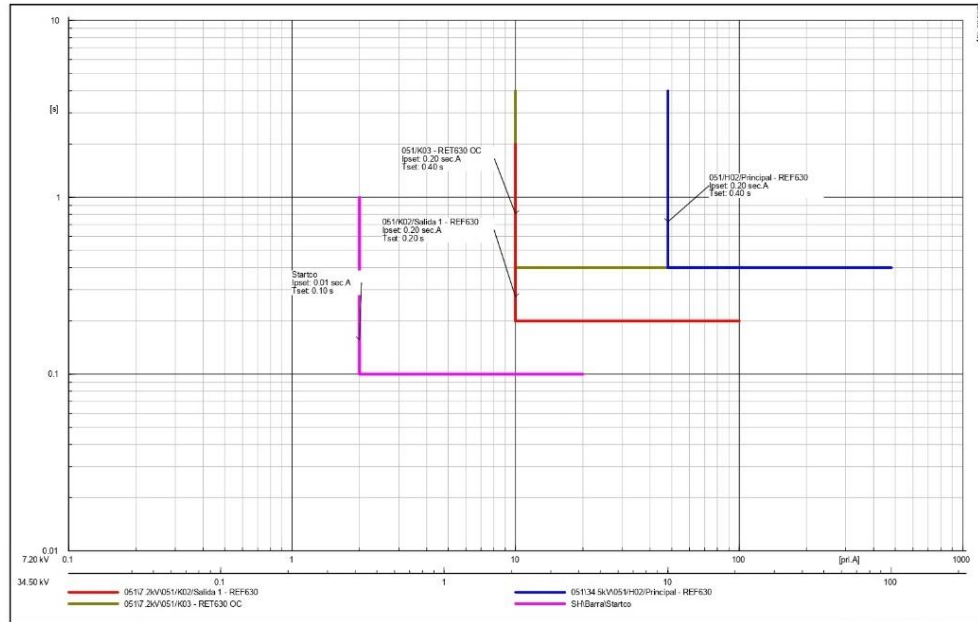
## Sobrecorrientes de Fase – Operación con Switch House



## Sobrecorrientes a tierra - Directo



## Sobrecorrientes a tierra – Operación con Switch House



Fuente: Elaboración propia, 2021

## Configuraciones de protecciones por celda –Subestaciones tipo 1

Tabla 33

*Ajustes de protecciones SE tipo 1 – Celda H01*

<b>H01</b>	
<b>Nivel de tensión</b>	34.5kV
<b>Función</b>	Feeder SSAA
<b>Relé</b>	REF630
<b>Relación CT</b>	60/1
<b>Relación CT</b>	50/1
<b>Relación VT</b>	34500/110
<b>Sobrecorriente temporizada de fases 51P</b>	
Start Value	0.07 pu
Time Multiplier	0.25
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.
<b>Sobrecorriente instantánea de fases 50P</b>	
Start Value	0.7 pu
Operate Delay Time	0.02 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time
<b>Sobrecorriente instantánea a tierra 50N</b>	
Start Value	0.20 pu
Operate Delay Time	0.04 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time
<b>Sobretensión 59</b>	
Start Value	1.10 pu
Operate Delay Time	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time
<b>Subtensión 27</b>	
Start Value	0.90 pu
Operate Delay Time	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time

*Fuente: Elaboración propia, 2021*

Tabla 34

Ajustes de protecciones SE tipo 1 – Celda H02

H02		
Nivel de tensión	34.5kV	
Función	Feeder Transformador	
Relé	REF630	
Relación CT	100/1	
Relación CT	50/1	
Resistencia Neutro		
Relación VT	34500/110	
Sobrecorriente temporizada de fases 51P		
	7.2 Directo	7.2 con SH
Start Value	0.85 pu	0.95
Time Multiplier	0.25	0.25
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.
Sobrecorriente instantánea de fases 50P		
	7.2 Directo	7.2 con SH
Start Value	3.46 pu	3.80
Operate Delay Time	0.35 s	0.35
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Sobrecorriente instantánea de fases (Etapa 2) 50P-2		
	7.2 Directo	7.2 con SH
Start Value	10.00 pu	12.00
Operate Delay Time	0.04 s	0.04
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Sobrecorriente instantánea a tierra 50N – Resistencia de Neutro BT		
	7.2 Directo	7.2 con SH
Start Value	0.20 pu	0.20 pu
Operate Delay Time	0.04 s	0.04 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Sobretensión 59		
	7.2 Directo	7.2 con SH
Start Value	1.10 pu	1.10 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Subtensión 27		
	7.2 Directo	7.2 con SH
Start Value	0.90 pu	0.90 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Fuente: Elaboración propia, 2021

Tabla 35

Ajustes de protecciones SE tipo 1 – Celdas K01/K02

<b>K01/K02</b>		
<b>Nivel de tensión</b>	7.2kV	
<b>Función</b>	Salida	
<b>Relé</b>	REF630	
<b>Relación CT</b>	400/1	
<b>Relación CT N</b>	50/1	
<b>Relación VT</b>	7200/110	
<b>Sobrecorriente temporizada de fases 51P</b>		
	7.2 Directo	7.2 con SH
Start Value	0.45 pu	0.83
Time Multiplier	0.30	0.25
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.
<b>Sobrecorriente instantánea de fases 50P</b>		
	7.2 Directo	7.2 con SH
Start Value	2.64 pu	3.70
Operate Delay Time	0.02 s	0.20
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time
<b>Sobrecorriente instantánea a tierra 50N</b>		
	7.2 Directo	7.2 con SH
Start Value	0.20 pu	0.20 pu
Operate Delay Time	0.04 s	0.20 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time
<b>Desbalance de fases 46PD</b>		
	7.2 Directo	7.2 con SH
Start Value	75%	75%
Operate Delay Time	0.5s	0.5s
<b>Sobretensión 59</b>		
	7.2 Directo	7.2 con SH
Start Value	1.10 pu	1.10 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time
<b>Subtensión 27</b>		
	7.2 Directo	7.2 con SH
Start Value	0.90 pu	0.90 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Fuente: Elaboración propia, 2021



Tabla 36

Ajustes de protecciones SE tipo 1 – Celda K03

K03	
Nivel de tensión	7.5kV
Función	Protección de Transformador
Relé	RET630
Relación CT HV	100/1
Relación CT LV	500/1
Relación CT N	50/1
Relación VT	7200/110
Relación VT	7200/110
Resistencia Neutro	

Diferencial de Transformador 87T	
Corriente Base HV	84 A
Corriente Base LV	401 A
Clock Number	Clk Num 5
Winding Type	Dyn
High Operate Value	1200%
Low Operate Value	20%
Slope Section 2	30%
End Section 2	150%
Start Value 2H	15%
Start Value 5H	35%
Stop Value 5H	35%

Sobrecorriente temporizada de fases 51P		
	7.2 Directo	7.2 con SH
Start Value	0.65 pu	0.78
Time Multiplier	0.25	0.25
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.

Sobrecorriente instantánea de fases 50P		
	7.2 Directo	7.2 con SH
Start Value	2.80 pu	3.30
Operate Delay Time	0.20 s	0.30
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobrecorriente instantánea a tierra 50N		
	7.2 Directo	7.2 con SH
Start Value	0.20 pu	0.20 pu
Operate Delay Time	0.40 s	0.40 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobretensión 59		
--------------------	--	--

	7.2 Directo	7.2 con SH
Start Value	1.10 pu	1.10 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Subtensión 27		
	7.2 Directo	7.2 con SH
Start Value	0.90 pu	0.90 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobretensión de Neutro 59N		
	7.2 Directo	7.2 con SH
Start Value	0.30 pu	0.30 pu
Operate Delay Time	1 s	1 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Fuente: Elaboración propia, 2021

### 5.6.2. Tipo 2 - Subestación 054



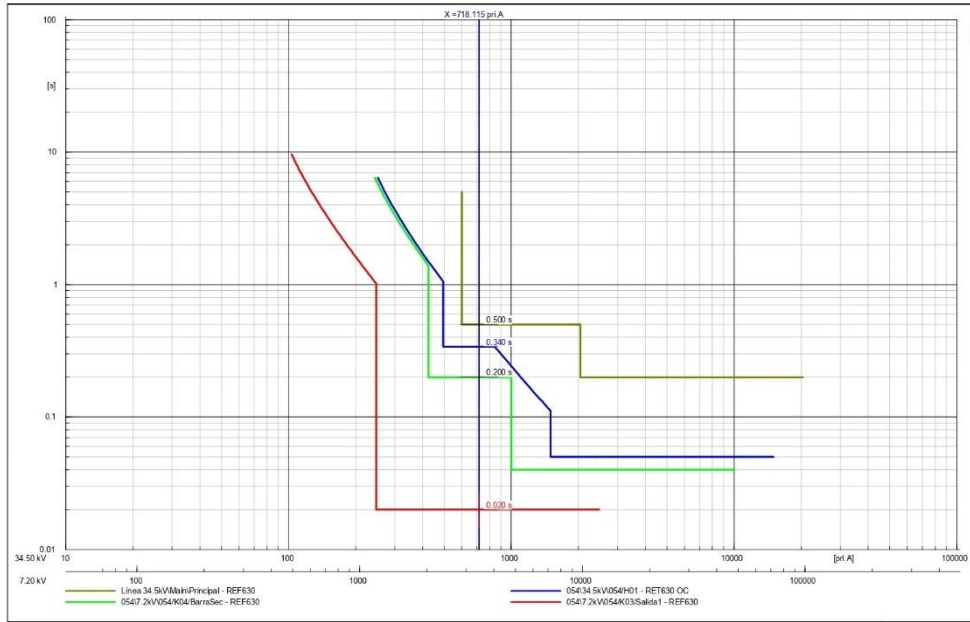
Figura 55. Diseño de Subestación Tipo 2 en Digsilent.

Fuente: Elaboración Propia, 2021.

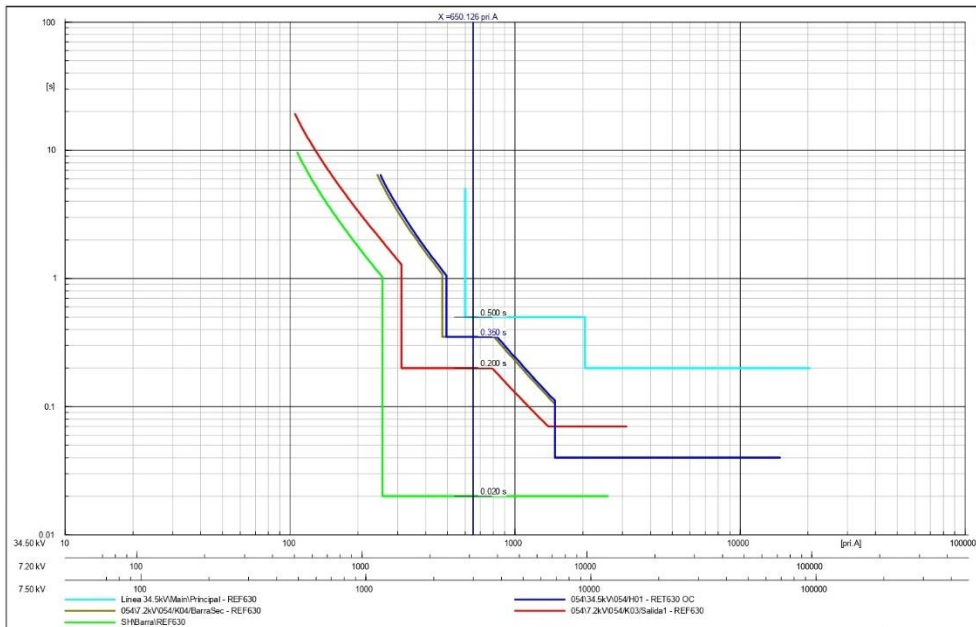
Tabla 37

Gráficas de coordinación de protecciones para subestaciones Tipo 2

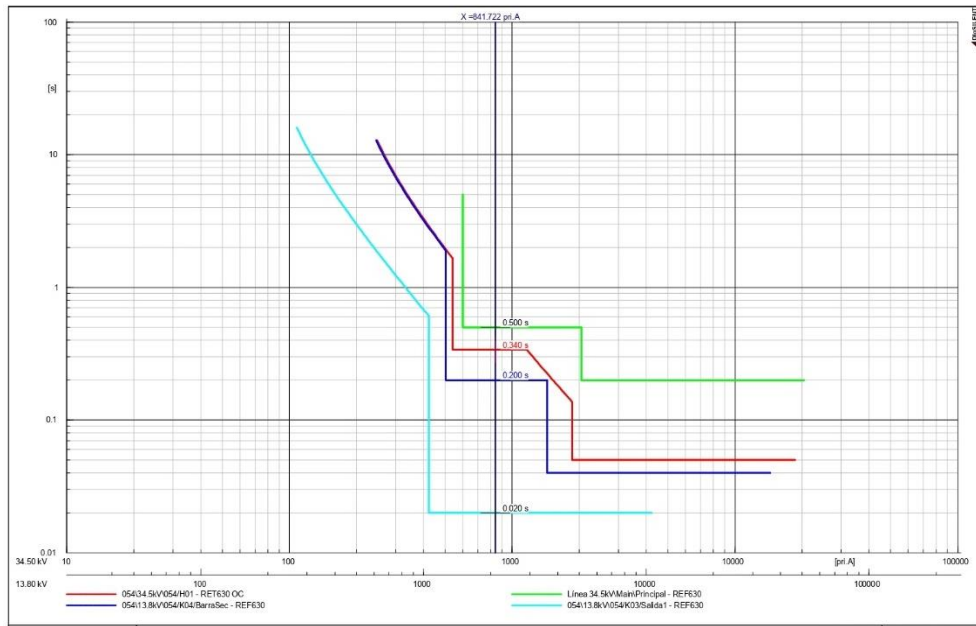
Sobrecorrientes de Fase 7.2kV – Directo



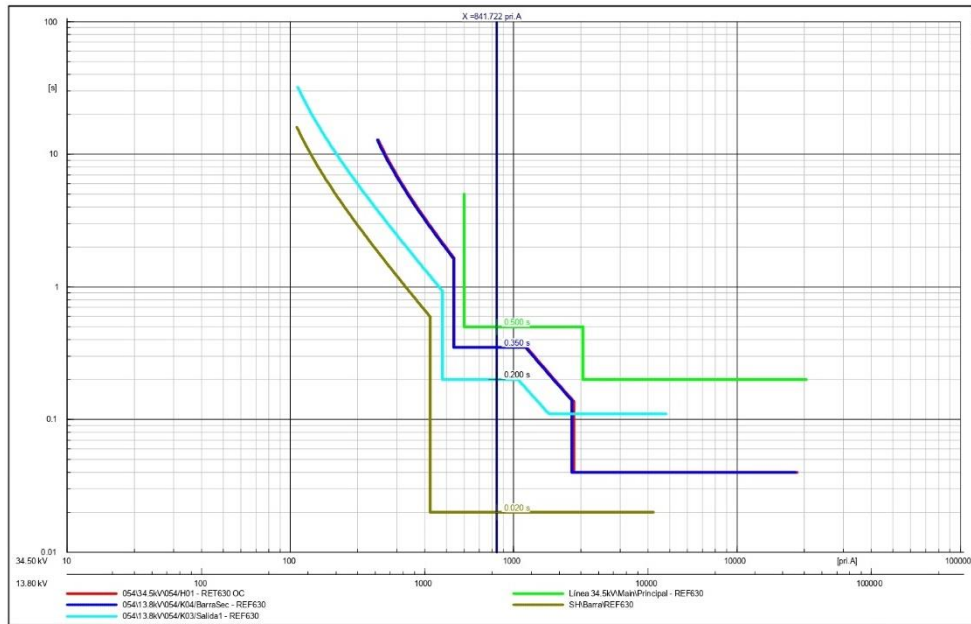
Sobrecorrientes de Fase 7.2kV – Operación con Switch House



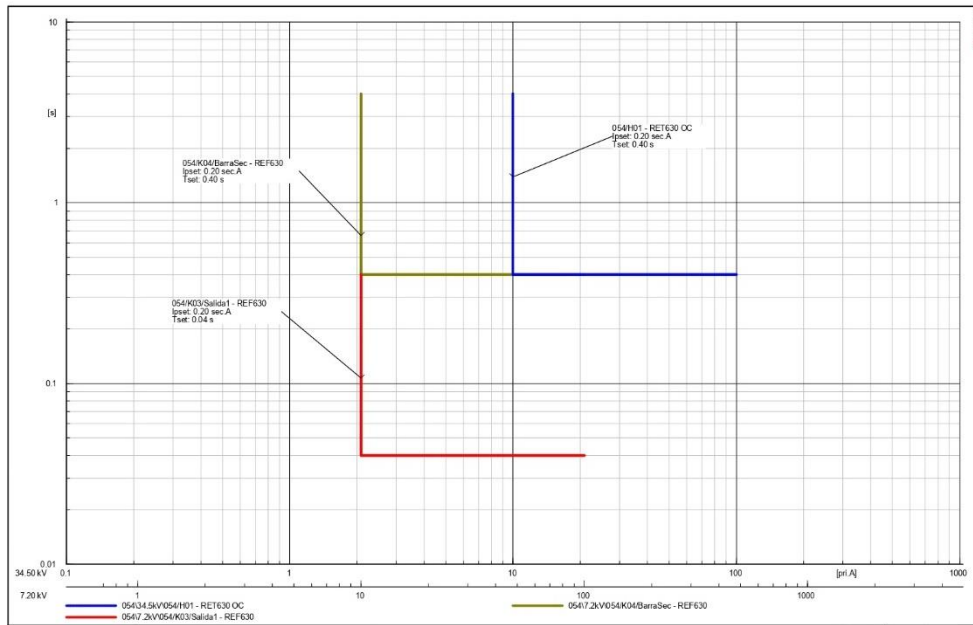
### Sobrecorrientes de Fase 13.8kV – Directo



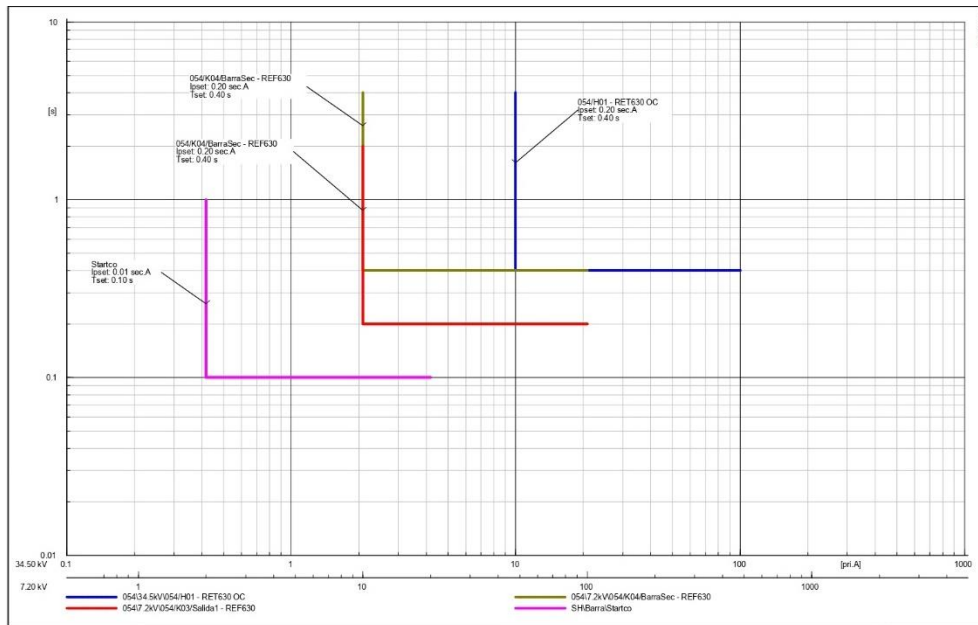
### Sobrecorrientes de Fase 13.8kV – Operación con Switch House



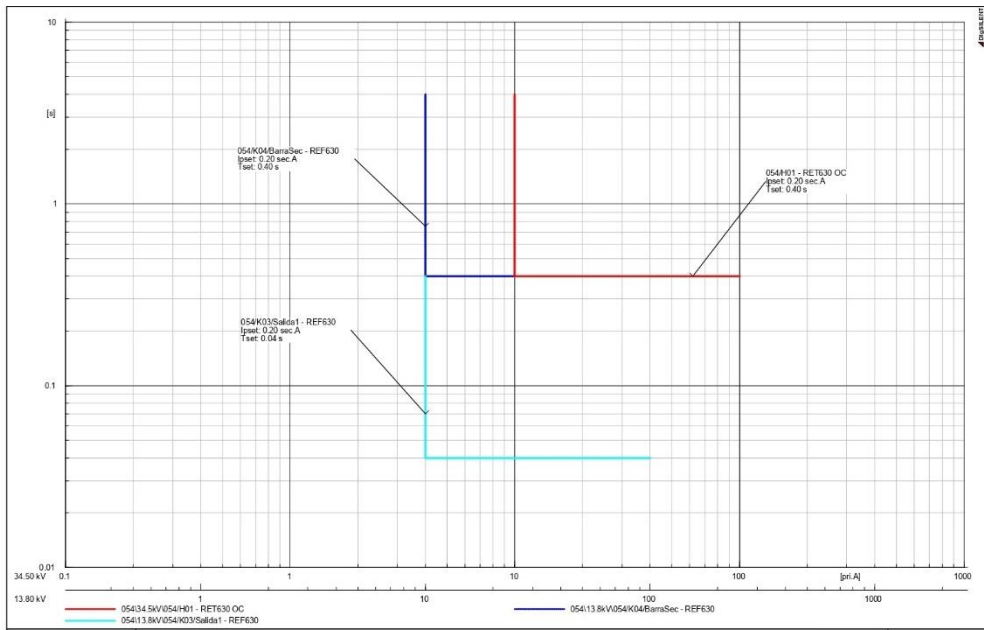
### Sobrecorrientes a tierra 7.2kV – Directo



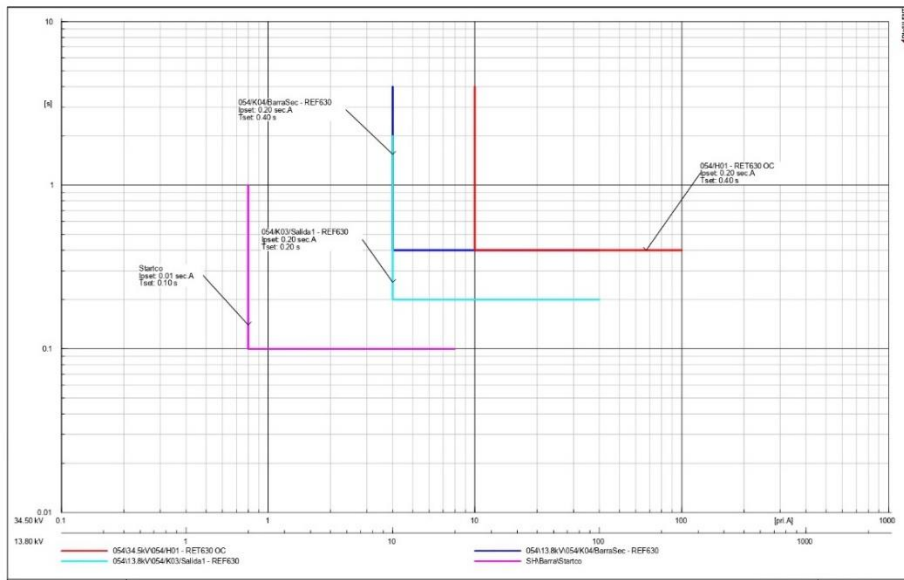
### Sobrecorrientes a tierra 7.2kV – Operación con Switch House



### Sobrecorrientes a tierra 13.8kV – Directo



### Sobrecorrientes a tierra 13.8kV – Operación con Switch House



Fuente: Elaboración propia, 2021

## Configuraciones de protecciones por celda –Subestaciones tipo 2

Tabla 38

Ajustes de protecciones SE tipo 2 – Celda H01

H01	
Nivel de tensión	34.5kV
Función	Protección de Transformador
Relé	RET630
Relación CT HV	300/1
Relación CT LV	1200/1
Relación CT Resistencia Neutro	50/1
Relación VT	34500/110
Relación VT Resistencia Neutro	13800/110

Diferencial de Transformador 87T		
	13.8kV	7.5kV
Corriente Base HV	167 A	167 A
Corriente Base LV	418 A	770 A
Clock Number	Clk Num 5	Clk Num 5
Winding Type	Dyn	Dyn
High Operate Value	1200%	1200%
Low Operate Value	20%	20%
Slope Section 2	30%	30%
End Section 2	150%	150%
Start Value 2H	15%	15%
Start Value 5H	35%	35%
Stop Value 5H	35%	35%

Sobrecorriente temporizada de fases 51P				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.55 pu	0.55 pu	0.56 pu	0.56 pu
Time Multiplier	0.20	0.20	0.10	0.10
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.

Sobrecorriente instantánea de fases 50P				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	1.80 pu	1.80 pu	1.65 pu	1.65 pu
Operate Delay Time	0.34 s	0.35 s	0.34 s	0.35
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobrecorriente instantánea de fases (Etapa 2) 50P-2				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	6.2 pu	6.2 pu	5.0 pu	5.0 pu

Operate Delay Time	0.05 s	0.04 s	0.05 s	0.04 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobrecorriente instantánea a tierra 50N - Resistencia de Neutro BT				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.2 pu	0.2 pu	0.2 pu	0.2 pu
Operate Delay Time	0.4 s	0.4 s	0.4 s	0.4 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobretensión 59				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	1.10 pu	1.10 pu	1.10 pu	1.10 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Subtensión 27				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.90 pu	0.90 pu	0.90 pu	0.90 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobretensión de Neutro 59N				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.28 pu	0.28 pu	0.15 pu	0.15 pu
Operate Delay Time	1 s	1 s	1 s	1 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Fuente: Elaboración propia, 2021



Tabla 39

Ajustes de protecciones SE tipo 2 – Celda K01

K01	
Nivel de tensión	13.8kV/7.2kV
Función	SSAA
Relé	REF630
Relación CT	20/1
Relación CT N	50/1
Relación VT	13800/110

Sobrecorriente temporizada de fases 51P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.1 pu	0.2 pu
Time Multiplier	0.25	0.25
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.

Sobrecorriente instantánea de fases 50P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.1 pu	2.10 pu
Operate Delay Time	0.02 s	0.02 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobrecorriente instantánea a tierra 50N		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.2 pu	0.2 pu
Operate Delay Time	0.04 s	0.04 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobretensión 59		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.10 pu	0.57 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Subtensión 27		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.90 pu	0.47 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Fuente: Elaboración propia, 2021

Tabla 40

Ajustes de protecciones SE tipo 2 – Celdas K02/K03

K02/K03				
Nivel de tensión	13.8kV/7.2kV			
Función	Salida 2			
Relé	REF630			
Relación CT	600/1			
Relación CT N	50/1			
Relación VT	13800/110			
Sobrecorriente temporizada de fases 51P				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.30 pu	0.30 pu	0.55 pu	0.56 pu
Time Multiplier	0.25	0.50	0.15	0.30
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.
Sobrecorriente instantánea de fases 50P				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	1.76 pu	2.00 pu	1.98 pu	2.50 pu
Operate Delay Time	0.02 s	0.20 s	0.02 s	0.20 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Sobrecorriente instantánea a tierra 50N				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.2 pu	0.2 pu	0.2 pu	0.2 pu
Operate Delay Time	0.04 s	0.2 s	0.04 s	0.2 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Desbalance de fases 46PD				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	75%	75%	75%	75%
Operate Delay Time	0.5 s	0.5 s	0.5 s	0.5 s
Sobretensión 59				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	1.10 pu	1.10 pu	0.57 pu	0.57 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Subtensión 27				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.90 pu	0.90 pu	0.47 pu	0.47 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Fuente: Elaboración propia, 2021

Tabla 41

Ajustes de protecciones SE tipo 2 – Celda K04

K04	
Nivel de tensión	13.8kV/7.2kV
Función	Alimentador de transformador
Relé	REF630
Relación CT	1200/1
Relación CT N	50/1
Relación VT	13800/110

Sobrecorriente temporizada de fases 51P				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.34 pu	0.34 pu	0.65 pu	0.65 pu
Time Multiplier	0.2	0.20	0.1	0.1
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.
Sobrecorriente instantánea de fases 50P				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	1.05 pu	1.12 pu	1.70 pu	1.90 pu
Operate Delay Time	0.20 s	0.35 s	0.20 s	0.35
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Sobrecorriente instantánea de fases (Etapa 2) 50P-2				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	3.00 pu	3.80 pu	4.00 pu	6.00
Operate Delay Time	0.04 s	0.04 s	0.04 s	0.04
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Sobrecorriente instantánea a tierra 50N				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.2 pu	0.2 pu	0.2 pu	0.2 pu
Operate Delay Time	0.40 s	0.40 s	0.40 s	0.40 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Sobretensión 59				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	1.10 pu	1.10 pu	0.57 pu	0.57 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Subtensión 27				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.90 pu	0.90 pu	0.47 pu	0.47 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Fuente: Elaboración propia, 2021

### 5.6.3. Tipo 3 - Subestación 55

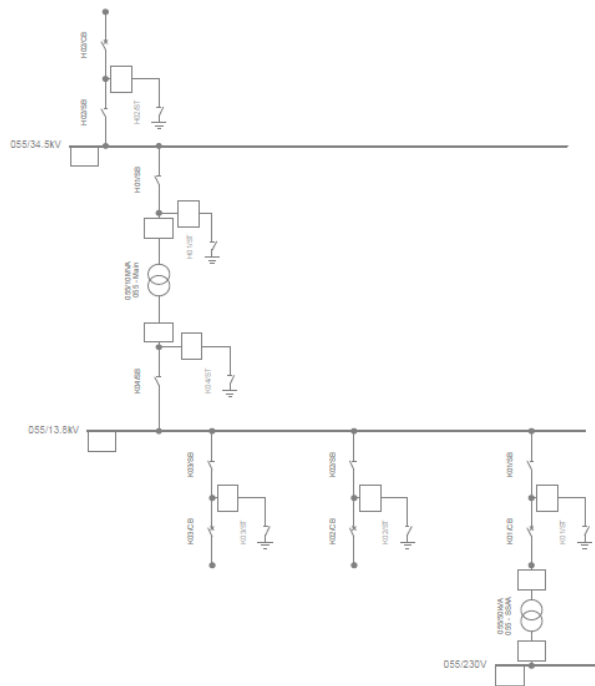
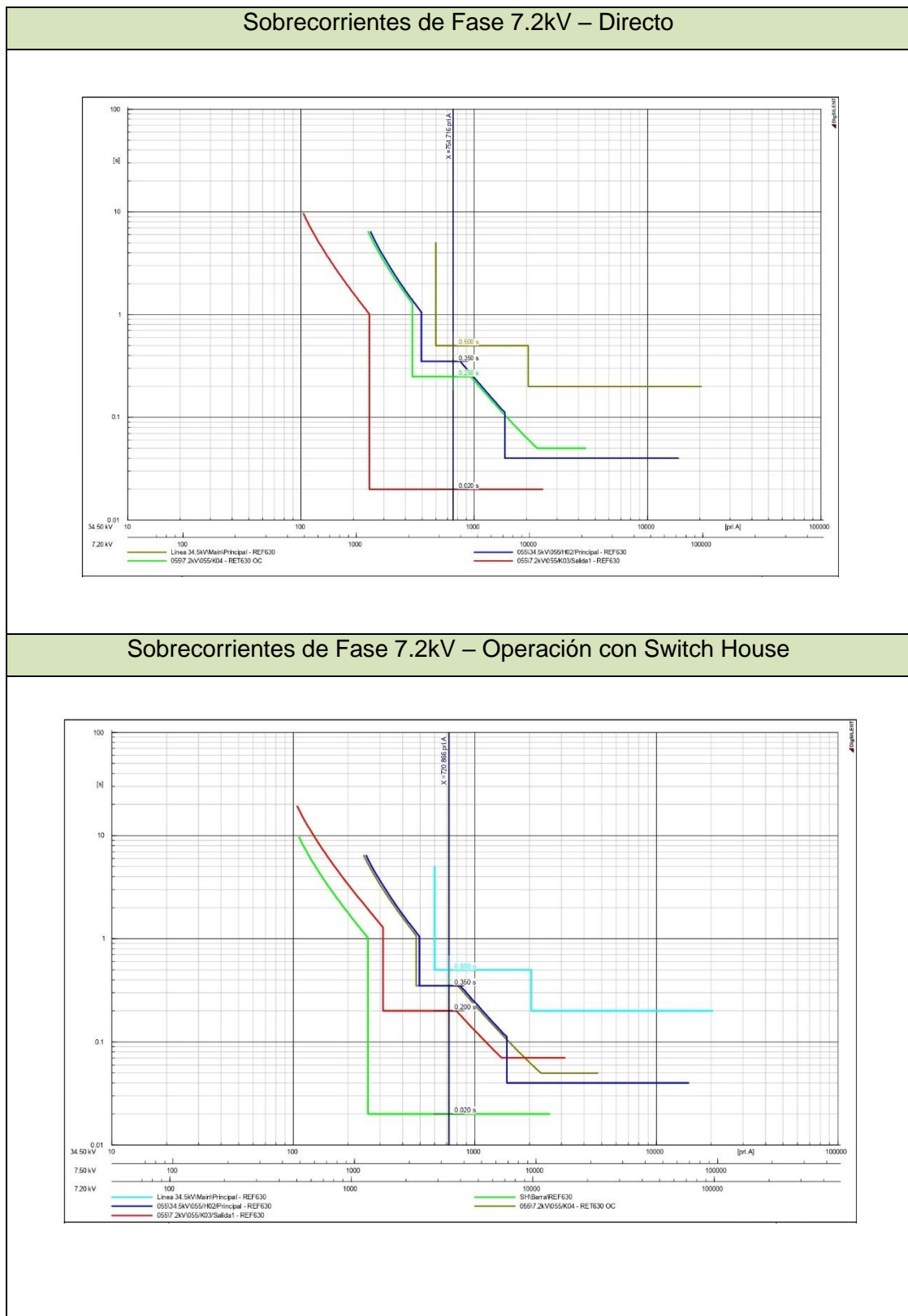


Figura 56. Diseño de Subestación Tipo 3 en Digsilent.

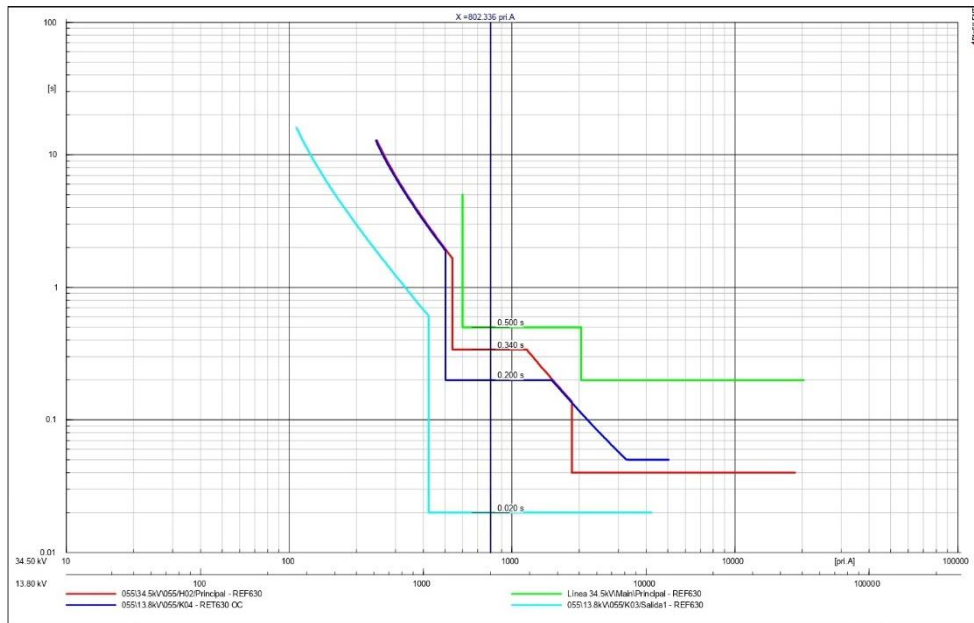
Fuente: Elaboración propia, 2021

Tabla 42

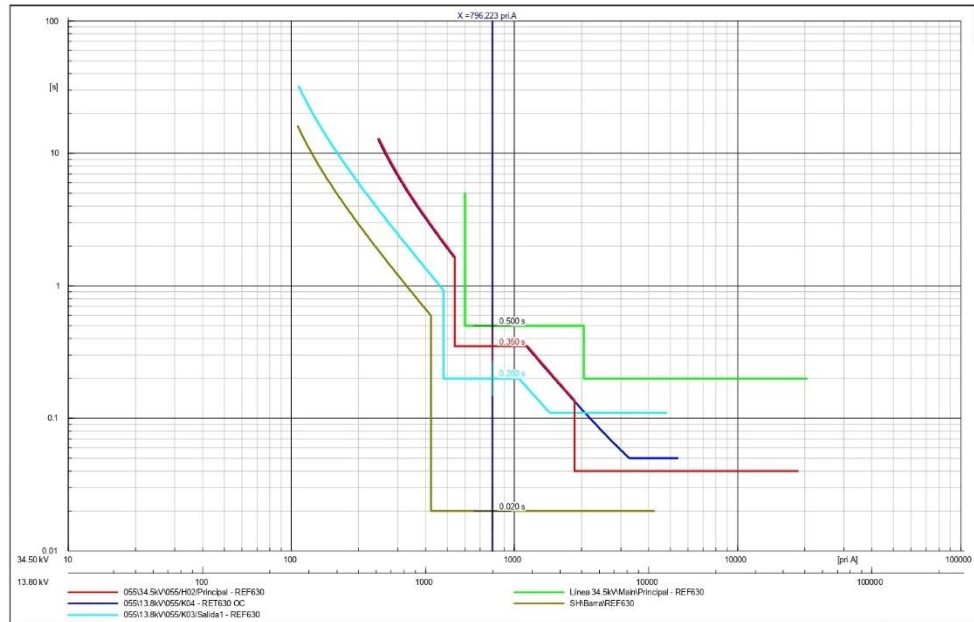
Gráficas de coordinación de protecciones para subestaciones Tipo 3



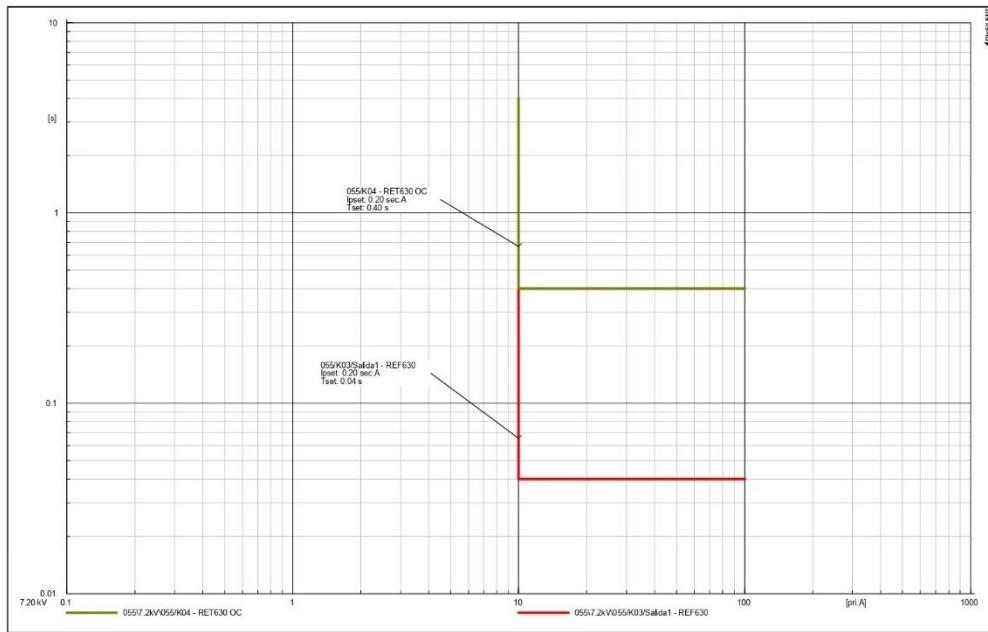
### Sobrecorrientes de Fase 13.8kV – Directo



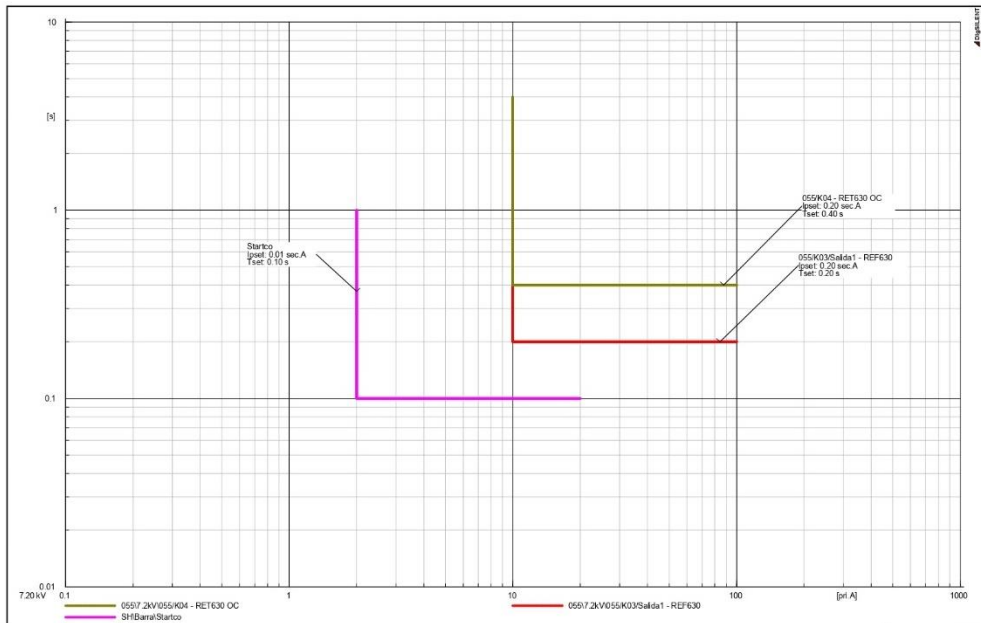
### Sobrecorrientes de Fase 13.8kV – Operación con Switch House



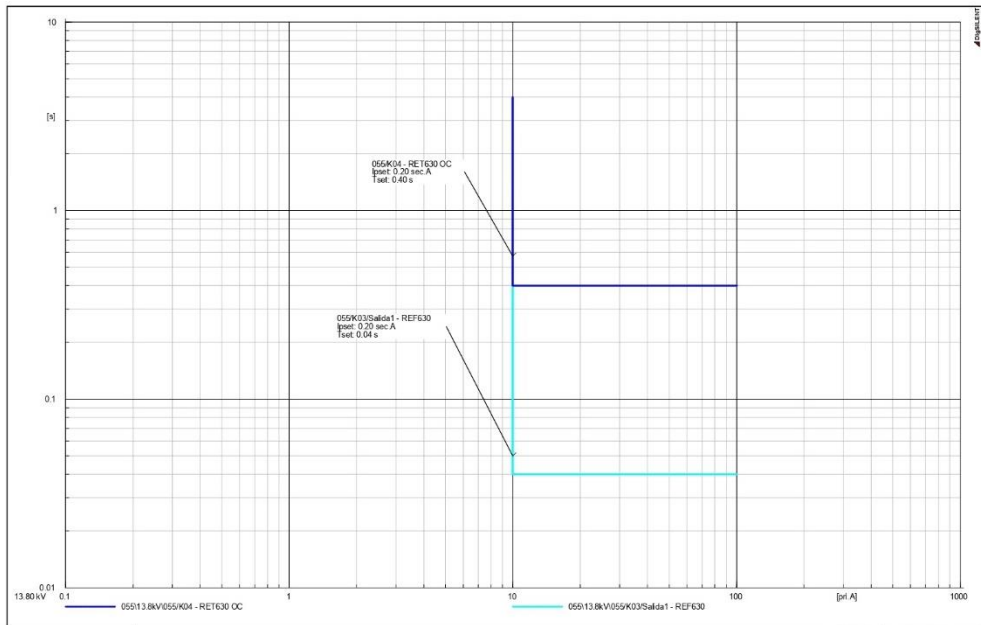
### Sobrecorrientes a tierra 7.2kV – Directo



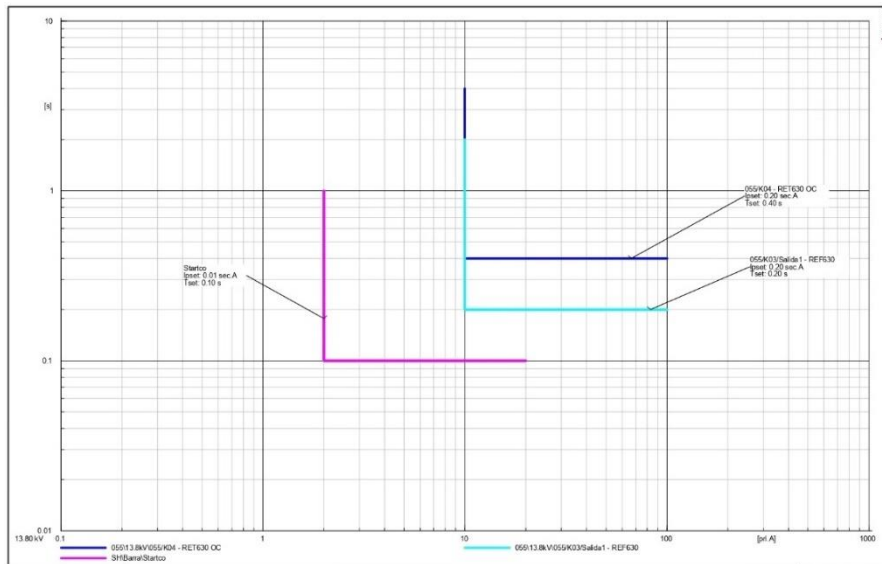
### Sobrecorrientes a tierra 7.2kV – Operación con Switch House



### Sobrecorrientes a tierra 13.8kV – Directo



### Sobrecorrientes a tierra 13.8kV – Operación con Switch House



Fuente: Elaboración propia, 2021



### Configuraciones de protecciones por celda –Subestaciones tipo 3

Tabla 43.

*Ajustes de protecciones SE tipo 3 – Celda H02*

<b>H02</b>				
<b>Nivel de tensión</b>	34.5kV			
<b>Función</b>	Alimentador de transformador			
<b>Relé</b>	REF630			
<b>Relación CT</b>	300/1			
<b>Relación VT</b>	34500/110			
<b>Sobrecorriente temporizada de fases</b>				
<b>51P</b>				
	<b>13.8kV Directo</b>	<b>13.8kV con SH</b>	<b>7.2kV Directo</b>	<b>7.2kV con SH</b>
Start Value	0.55 pu	0.55 pu	0.56 pu	0.56 pu
Time Multiplier	0.20	0.20	0.10	0.10
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.
<b>Sobrecorriente instantánea de fases</b>				
<b>50P</b>				
	<b>13.8kV Directo</b>	<b>13.8kV con SH</b>	<b>7.2kV Directo</b>	<b>7.2kV con SH</b>
Start Value	1.80 pu	1.80 pu	1.65 pu	1.65 pu
Operate Delay Time	0.34 s	0.35 s	0.34 s	0.35
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time
<b>Sobrecorriente instantánea de fases (Etapa 2)</b>				
<b>50P-2</b>				
	<b>13.8kV Directo</b>	<b>13.8kV con SH</b>	<b>7.2kV Directo</b>	<b>7.2kV con SH</b>
Start Value	6.2 pu	6.2 pu	5.0 pu	5.0 pu
Operate Delay Time	0.04 s	0.04 s	0.04 s	0.04 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time
<b>Sobrecorriente instantánea a tierra</b>				
<b>50N – Direccionada desde K04, mismos ajustes</b>				
	<b>13.8kV Directo</b>	<b>13.8kV con SH</b>	<b>7.2kV Directo</b>	<b>7.2kV con SH</b>
Start Value	0.2 pu	0.2 pu	0.2 pu	0.2 pu
Operate Delay Time	0.4 s	0.4 s	0.4 s	0.4 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time
<b>Sobretensión</b>				
<b>59</b>				
	<b>13.8kV Directo</b>	<b>13.8kV con SH</b>	<b>7.2kV Directo</b>	<b>7.2kV con SH</b>
Start Value	1.10 pu	1.10 pu	1.10 pu	1.10 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Subtensión 27				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.90 pu	0.90 pu	0.90 pu	0.90 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time

*Fuente:* Elaboración propia, 2021

Tabla 44

Ajustes de protecciones SE tipo 3 – Celda K01

K01	
Nivel de tensión	13.8kV/7.2kV
Función	SSAA
Relé	REF630
Relación CT	20/1
Relación CT N	50/1
Relación VT	13800/110

Sobrecorriente temporizada de fases 51P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.1 pu	0.2 pu
Time Multiplier	0.25	0.25
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.

Sobrecorriente instantánea de fases 50P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.1 pu	2.10 pu
Operate Delay Time	0.02 s	0.02 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobrecorriente instantánea a tierra 50N		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.2 pu	0.2 pu
Operate Delay Time	0.04 s	0.04 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobretensión 59		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.10 pu	0.57 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Subtensión 27		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.90 pu	0.47 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Fuente: Elaboración propia, 2021

Tabla 45

Ajustes de protecciones SE tipo 3 – Celdas K02/K03

K02/K03				
Nivel de tensión	13.8kV/7.2kV			
Función	Salida			
Relé	REF630			
Relación CT	600/1			
Relación CT N	50/1			
Relación VT	13800/110			
Sobrecorriente temporizada de fases 51P				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.30 pu	0.30 pu	0.55 pu	0.56 pu
Time Multiplier	0.25	0.50	0.15	0.30
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.
Sobrecorriente instantánea de fases 50P				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	1.76 pu	2.00 pu	1.98 pu	2.50 pu
Operate Delay Time	0.02 s	0.20 s	0.02 s	0.20 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Sobrecorriente instantánea a tierra 50N				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.2 pu	0.2 pu	0.2 pu	0.2 pu
Operate Delay Time	0.04 s	0.20 s	0.04 s	0.20 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Desbalance de fases 46PD				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	75%	75%	75%	75%
Operate Delay Time	0.5 s	0.5 s	0.5 s	0.5 s
Sobretensión 59				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	1.10 pu	1.10 pu	0.57 pu	0.57 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Subtensión 27				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.90 pu	0.90 pu	0.47 pu	0.47 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Fuente: Elaboración propia, 2021

Tabla 46

Ajustes de protecciones SE tipo 3 – Celda K04

K04	
Nivel de tensión	13.8kV/7.2kV
Función	Protección de Transformador
Relé	RET630
Relación CT HV	300/1
Relación CT LV	1200/1
Relación CT Resistencia Neutro	50/1
Relación VT	13800/110
Relación VT Resistencia Neutro	13800/110

Diferencial de Transformador 87T		
	13.8kV	7.2kV
Corriente Base HV	167 A	167 A
Corriente Base LV	418 A	802 A
Clock Number	Clk Num 5	Clk Num 5
Winding Type	Dyn	Dyn
High Operate Value	1200%	1200%
Low Operate Value	20%	20%
Slope Section 2	30%	30%
End Section 2	150%	150%
Start Value 2H	15%	15%
Start Value 5H	35%	35%
Stop Value 5H	35%	35%

Sobrecorriente temporizada de fases 51P				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.34 pu	0.34 pu	0.65 pu	0.65 pu
Time Multiplier	0.2	0.20	0.1	0.1
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.

Sobrecorriente instantánea de fases 50P				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	1.05 pu	1.12 pu	1.70 pu	1.90 pu
Operate Delay Time	0.20 s	0.35 s	0.20 s	0.35
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobrecorriente instantánea a tierra 50N				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.2 pu	0.2 pu	0.2 pu	0.2 pu
Operate Delay Time	0.40 s	0.40 s	0.40 s	0.40 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobretensión 59				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	1.10 pu	1.10 pu	0.57 pu	0.57 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Subtensión 27				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.90 pu	0.90 pu	0.47 pu	0.47 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time

---

*Fuente:* Elaboración propia, 2021

#### 5.6.4. Tipo 4 - Subestación 056/057

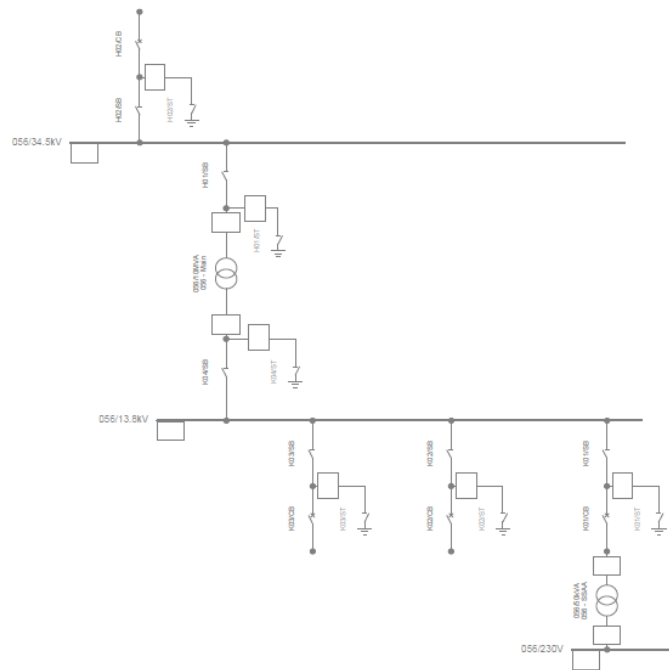
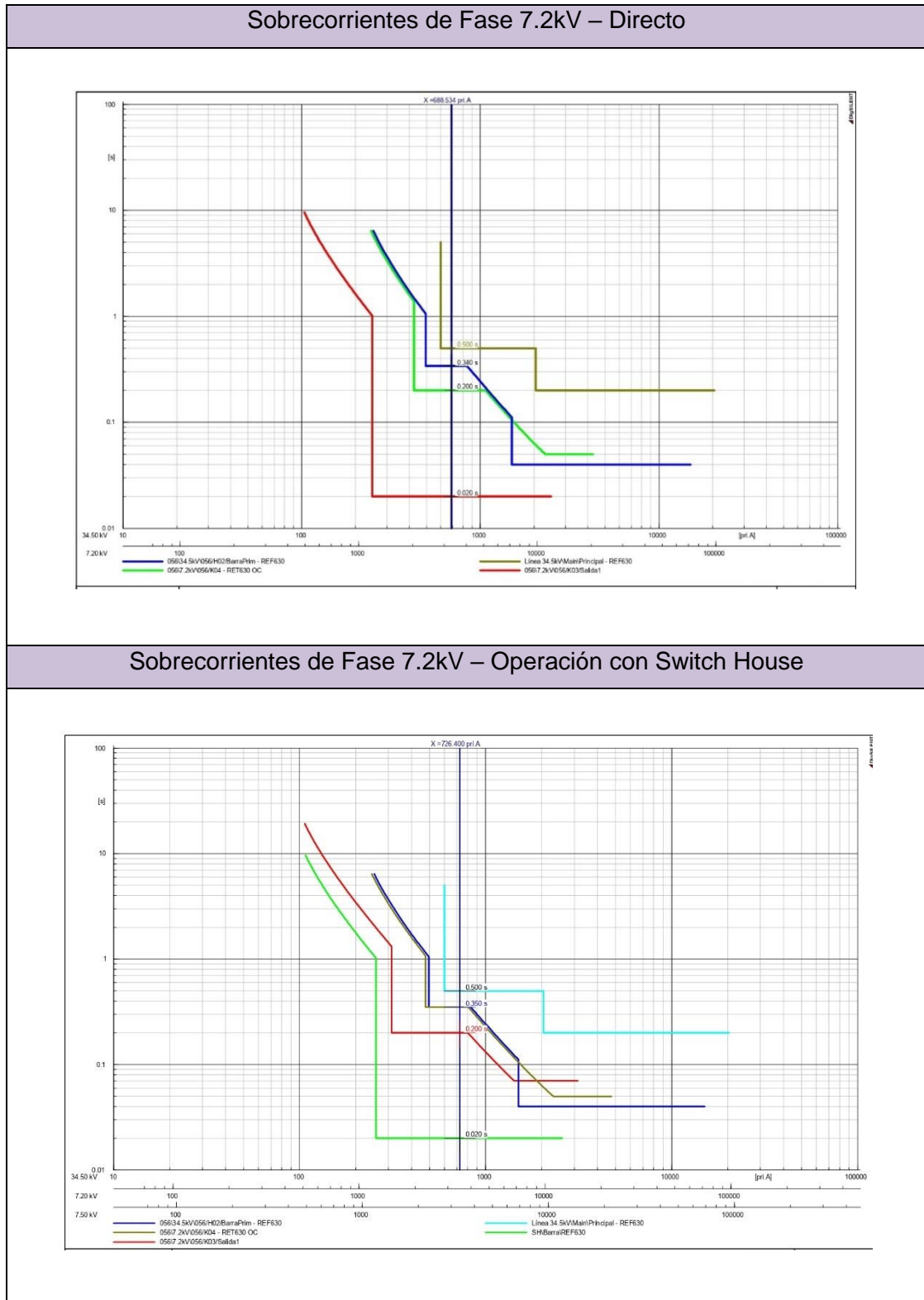


Figura 57. Diseño de Subestación Tipo 4 en Digsilent.

Fuente: Elaboración propia, 2021

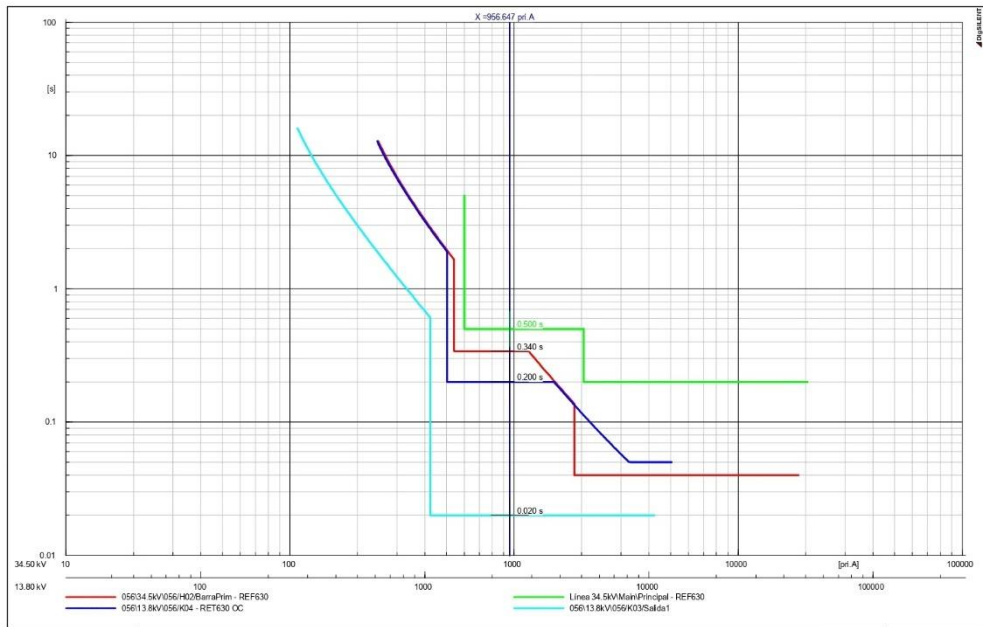
Tabla 47

Gráficas de coordinación de protecciones para subestaciones Tipo 4

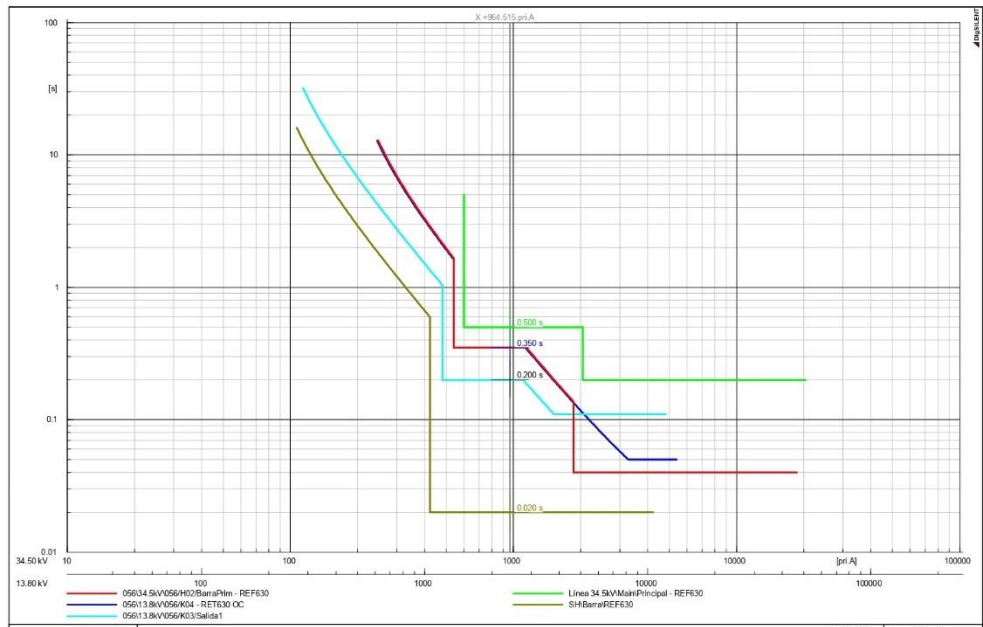




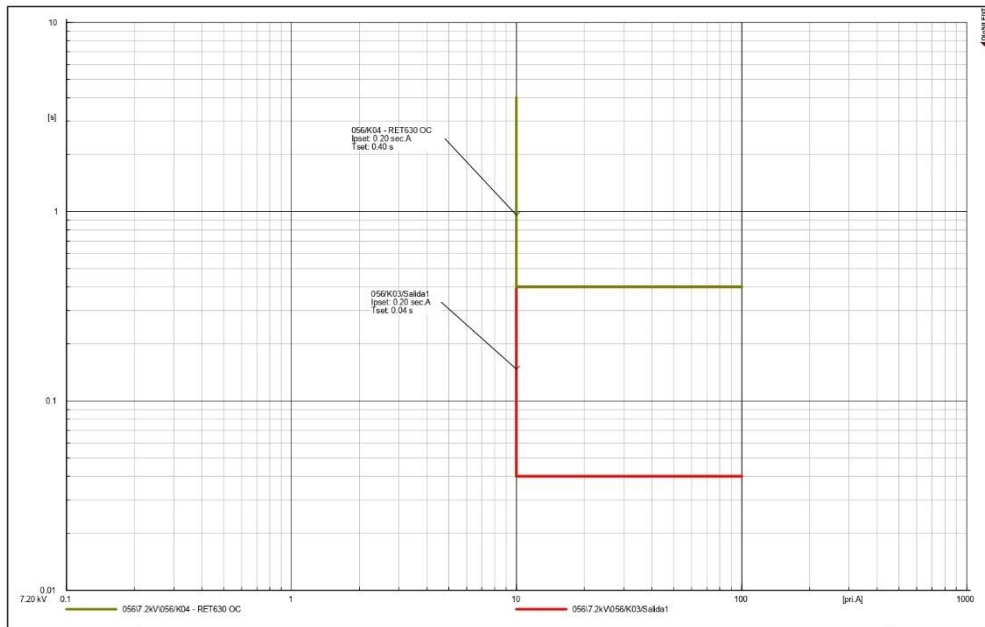
### Sobrecorrientes de Fase 13.8kV – Directo



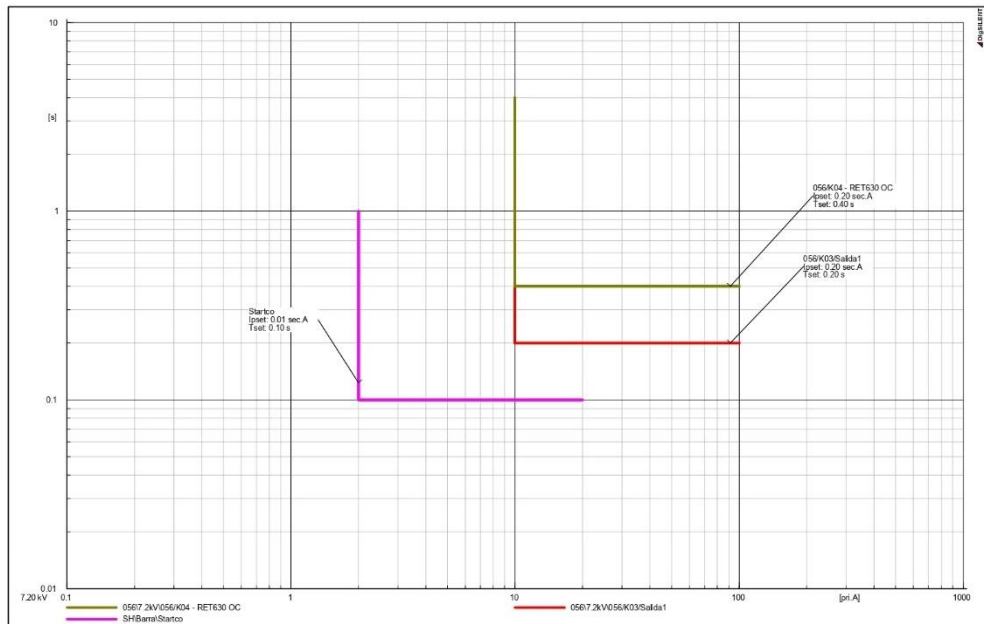
### Sobrecorrientes de Fase 13.8kV – Operación con Switch House



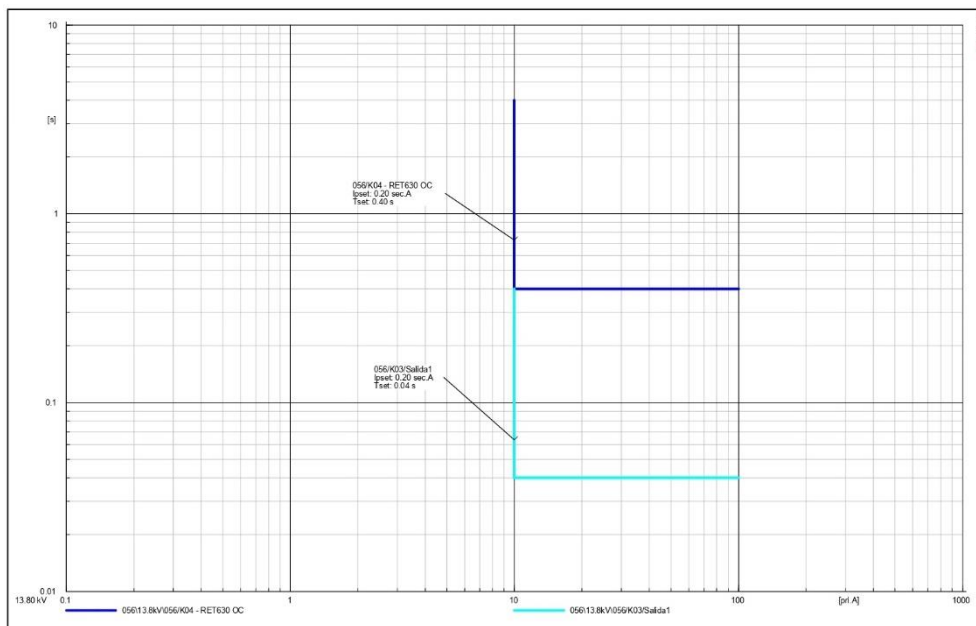
### Sobrecorrientes a tierra 7.2kV – Directo



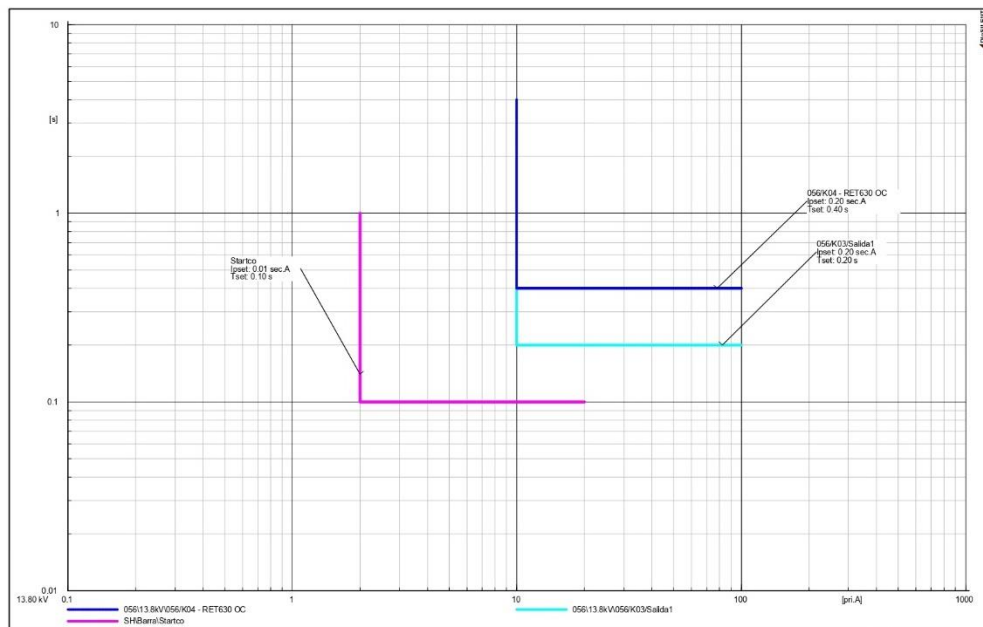
### Sobrecorrientes a tierra 7.2kV – Operación con Switch House



### Sobrecorrientes a tierra 13.8kV – Directo



### Sobrecorrientes a tierra 13.8kV – Operación con Switch House



Fuente: Elaboración propia, 2021

## Configuraciones de protecciones por celda –Subestaciones tipo 4

Tabla 48

Ajustes de protecciones SE tipo 4 – Celda H02

H02	
Nivel de tensión	34.5kV
Función	Alimentador de transformador
Relé	REF630
Relación CT	300/1
Relación VT	34500/110
Relación VT	13800/110
Resistencia Neutro	

Sobrecorriente temporizada de fases 51P				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.55 pu	0.55 pu	0.56 pu	0.56 pu
Time Multiplier	0.2	0.20	0.1	0.10
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.
Sobrecorriente instantánea de fases 50P				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	1.8 pu	1.80 pu	1.65 pu	1.65 pu
Operate Delay Time	0.34 s	0.35 s	0.34 s	0.35
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Sobrecorriente instantánea de fases (Etapa 2) 50P-2				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	6.2 pu	6.2 pu	5.0 pu	5.0 pu
Operate Delay Time	0.04 s	0.04 s	0.04 s	0.04 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Sobrecorriente instantánea a tierra 50N – Direccionada desde K04, mismos ajustes				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.2 pu	0.2 pu	0.2 pu	0.2 pu
Operate Delay Time	0.4 s	0.4 s	0.4 s	0.4 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Sobretensión 59				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	1.10 pu	1.10 pu	1.10 pu	1.10 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Subtensión 27				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.90 pu	0.90 pu	0.90 pu	0.90 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Sobretensión de Neutro 59N				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.28 pu	0.28 pu	0.15 pu	0.15 pu
Operate Delay Time	1 s	1 s	1 s	1 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Tabla 49

Ajustes de protecciones SE tipo 4 – Celda K01

K01	
Nivel de tensión	13.8kV/7.2kV
Función	SSAA
Relé	REF630
Relación CT	20/1
Relación CT N	50/1
Relación VT	13800/110

Sobrecorriente temporizada de fases 51P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.1 pu	0.2 pu
Time Multiplier	0.25	0.25
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.
Sobrecorriente instantánea de fases 50P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.1 pu	2.10 pu
Operate Delay Time	0.02 s	0.02 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Sobrecorriente instantánea a tierra 50N		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.2 pu	0.2 pu
Operate Delay Time	0.04 s	0.04 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Sobretensión 59		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.10 pu	0.57 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Subtensión 27		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.90 pu	0.47 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Fuente: Elaboración propia, 2021

Tabla 50

Ajustes de protecciones SE tipo 4 – Celda K02/K03

K02/K03	
Nivel de tensión	13.8kV/7.2kV
Función	Salida
Relé	REF630
Relación CT	500/1
Relación CT N	50/1
Relación VT	13800/110

Sobrecorriente temporizada de fases 51P				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.36 pu	0.38 pu	0.66 pu	0.68 pu
Time Multiplier	0.25	0.50	0.15	0.30
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.
Sobrecorriente instantánea de fases 50P				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	2.11 pu	2.40 pu	2.38 pu	3.00
Operate Delay Time	0.02 s	0.20 s	0.02 s	0.20 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Sobrecorriente instantánea a tierra 50N				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.2 pu	0.2 pu	0.2 pu	0.2 pu
Operate Delay Time	0.04 s	0.20 s	0.04 s	0.20 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Desbalance de fases 46PD				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	75%	75%	75%	75%
Operate Delay Time	0.5 s	0.5 s	0.5 s	0.5 s
Sobretensión 59				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	1.10 pu	1.10 pu	0.57 pu	0.57 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Subtensión 27				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.90 pu	0.90 pu	0.47 pu	0.47 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Fuente: Elaboración propia, 2021

Tabla 51

Ajustes de protecciones SE tipo 4 – Celda K04

K04	
Nivel de tensión	13.8kV/7.5kV
Función	Protección de Transformador
Relé	RET630
Relación CT HV	300/1
Relación CT LV	1200/1
Relación CT Resistencia Neutro	50/1
Relación VT	13800/110

Diferencial de Transformador 87T		
	13.8kV	7.5kV
Corriente Base HV	167 A	167 A
Corriente Base LV	418 A	770 A
Clock Number	Clk Num 5	Clk Num 5
Winding Type	Dyn	Dyn
High Operate Value	1200%	1200%
Low Operate Value	20%	20%
Slope Section 2	30%	30%
End Section 2	150%	150%
Start Value 2H	15%	15%
Start Value 5H	35%	35%
Stop Value 5H	35%	35%

Sobrecorriente temporizada de fases 51P				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.34 pu	0.34 pu	0.65 pu	0.65 pu
Time Multiplier	0.2	0.20	0.1	0.1
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.

Sobrecorriente instantánea de fases 50P				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	1.05 pu	1.12 pu	1.70 pu	1.90 pu
Operate Delay Time	0.20 s	0.35 s	0.20 s	0.35
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobrecorriente instantánea a tierra 50N				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.2 pu	0.2 pu	0.2 pu	0.2 pu
Operate Delay Time	0.40 s	0.40 s	0.40 s	0.40 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time



Sobretensión 59				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	1.10 pu	1.10 pu	0.57 pu	0.57 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Subtensión 27				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.90 pu	0.90 pu	0.47 pu	0.47 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time

---

*Fuente:* Elaboración propia, 2021

### 5.6.5. Tipo 5 - Subestación 058/061

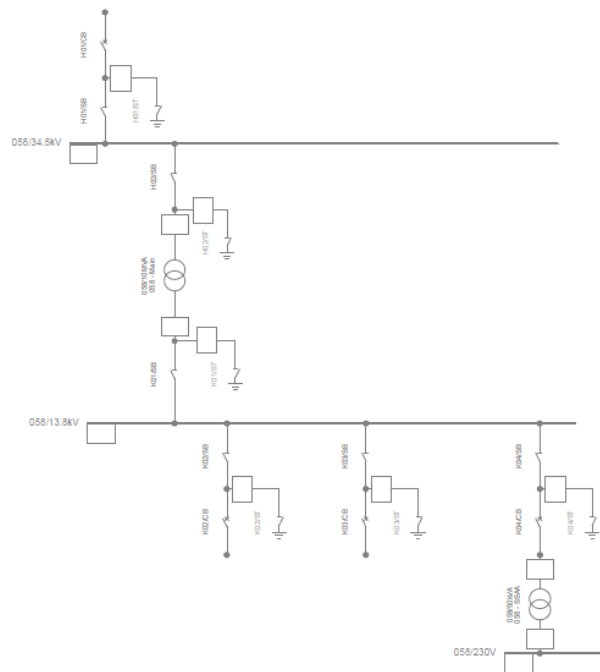
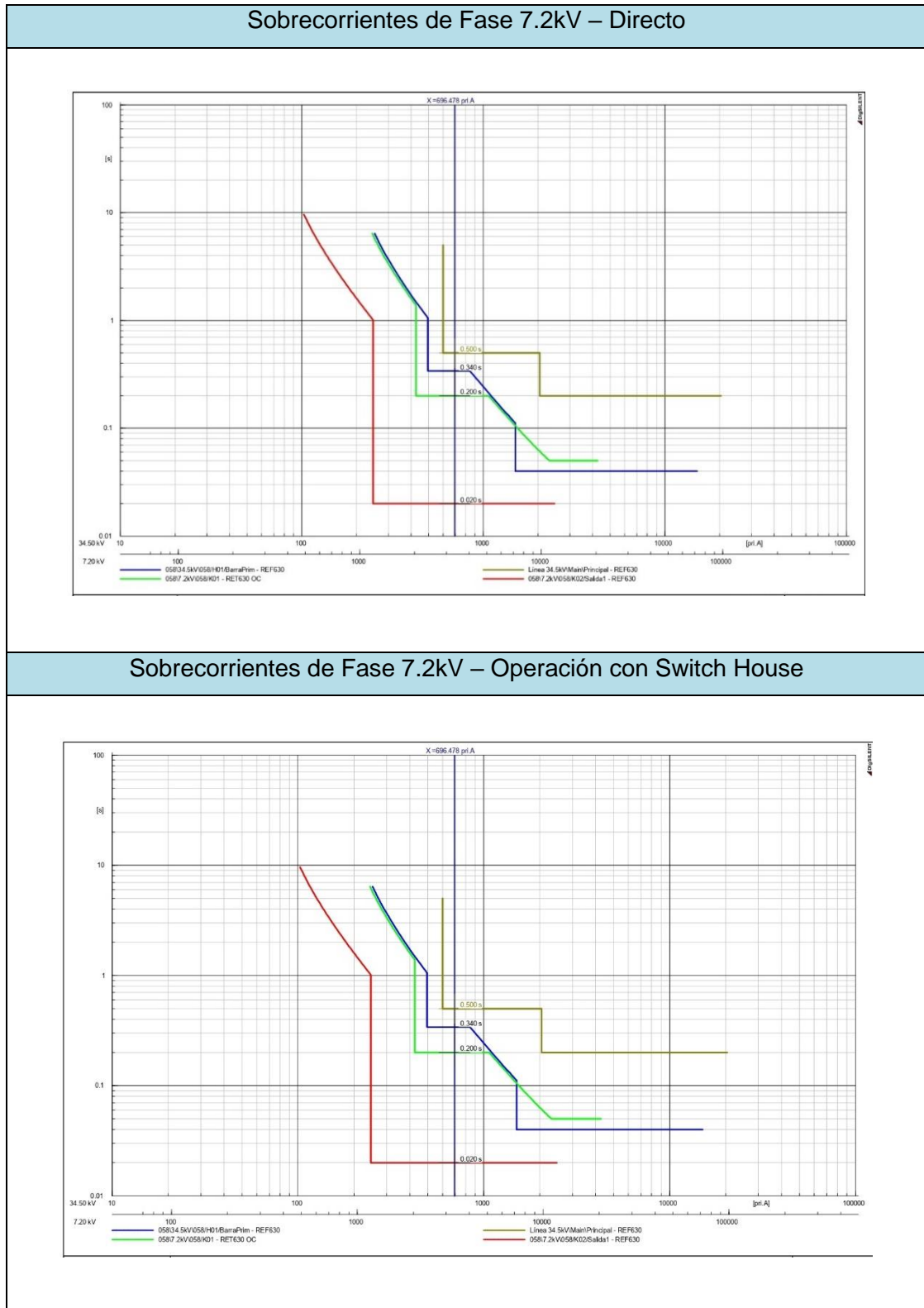


Figura 58. Diseño de Subestación Tipo 5 en Digsilent.

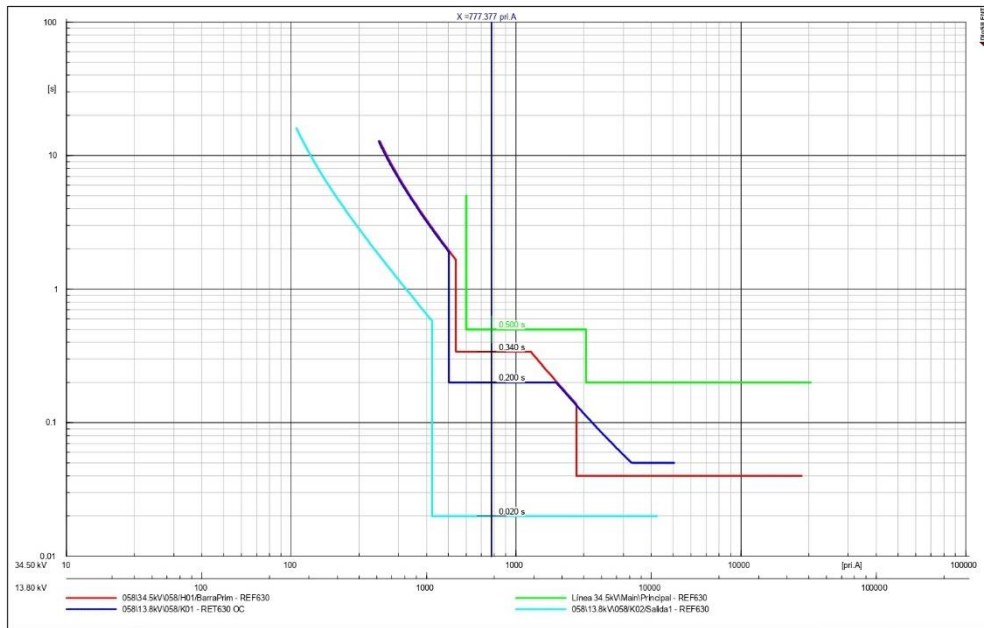
Fuente: Elaboración propia, 2021

Tabla 52

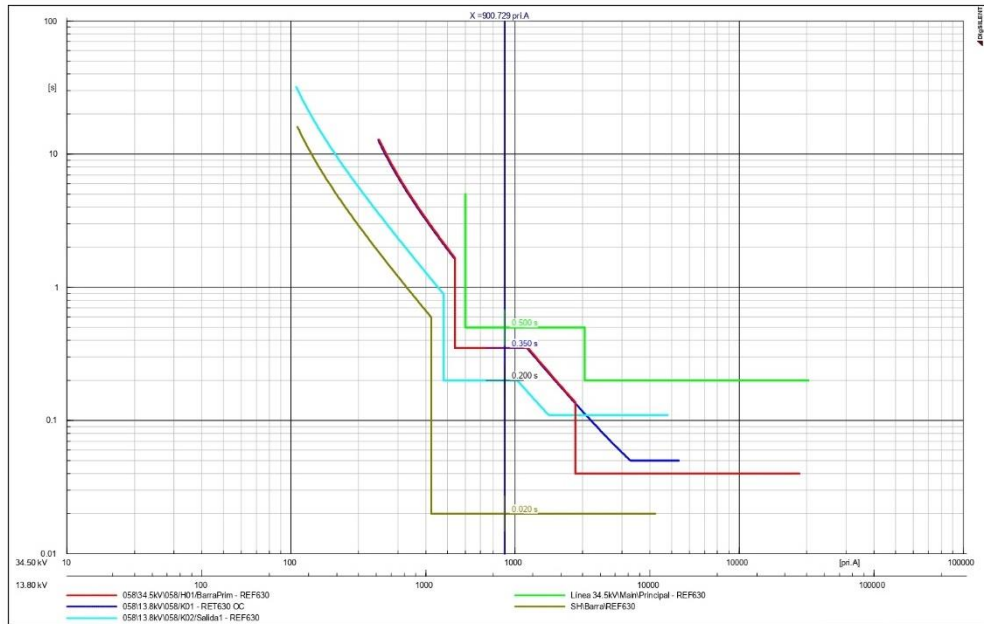
Gráficas de coordinación de protecciones para subestaciones Tipo 5



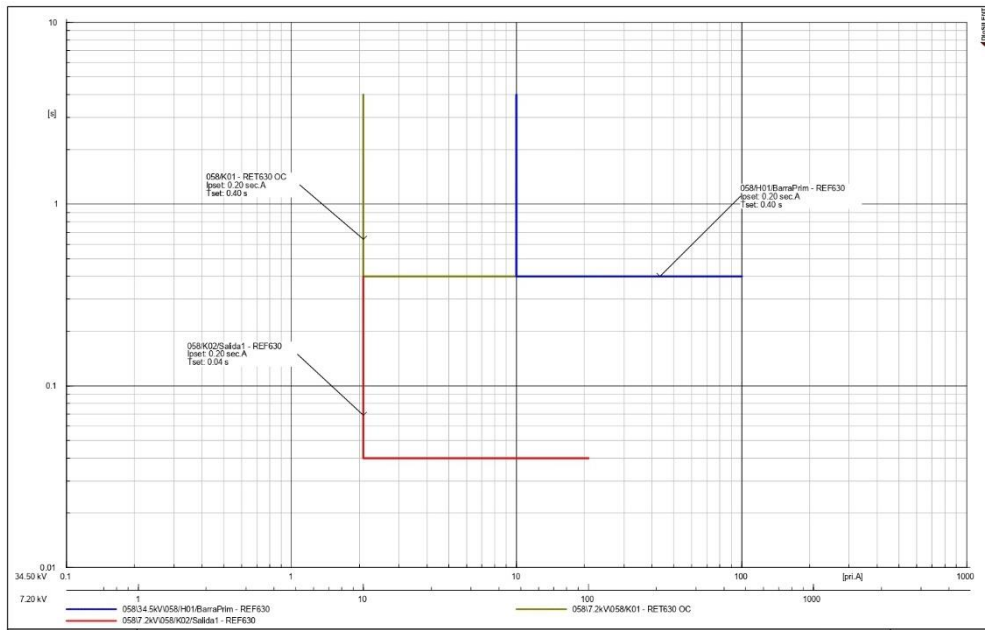
### Sobrecorrientes de Fase 13.8kV – Directo



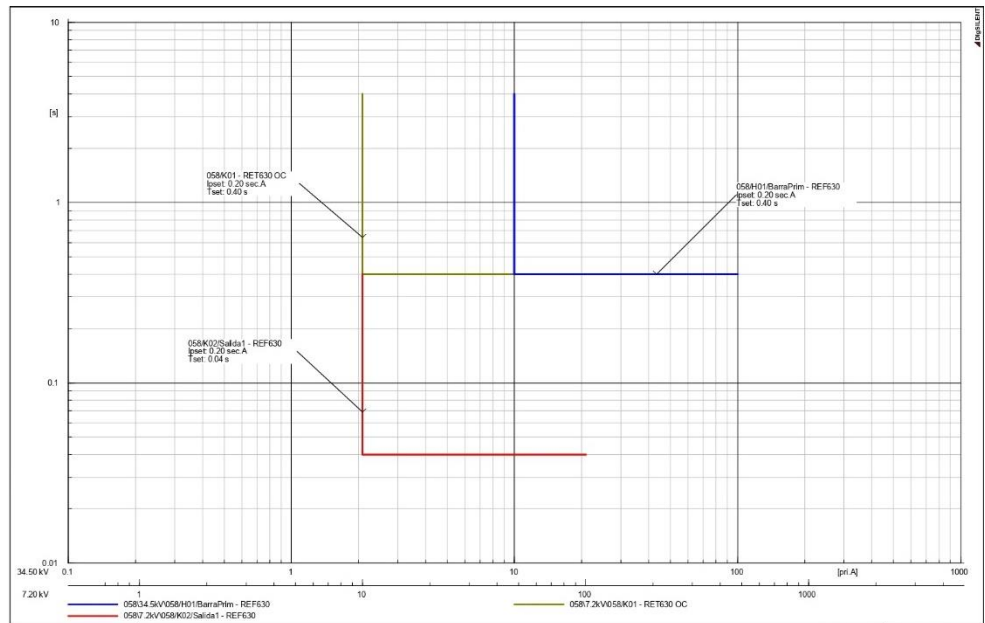
### Sobrecorrientes de Fase 13.8kV – Operación con Switch House



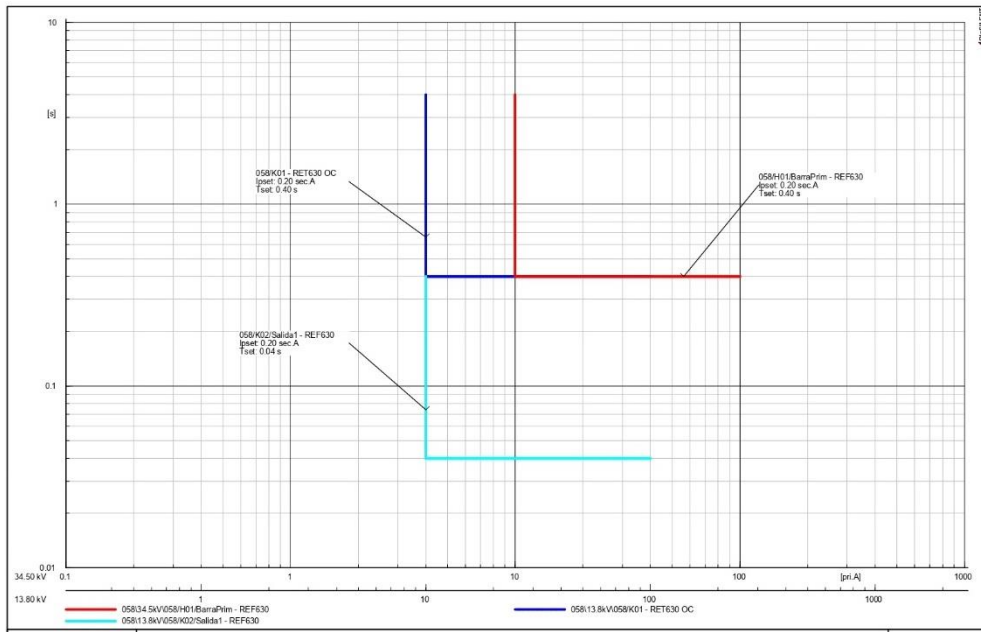
### Sobrecorrientes a tierra 7.2kV – Directo



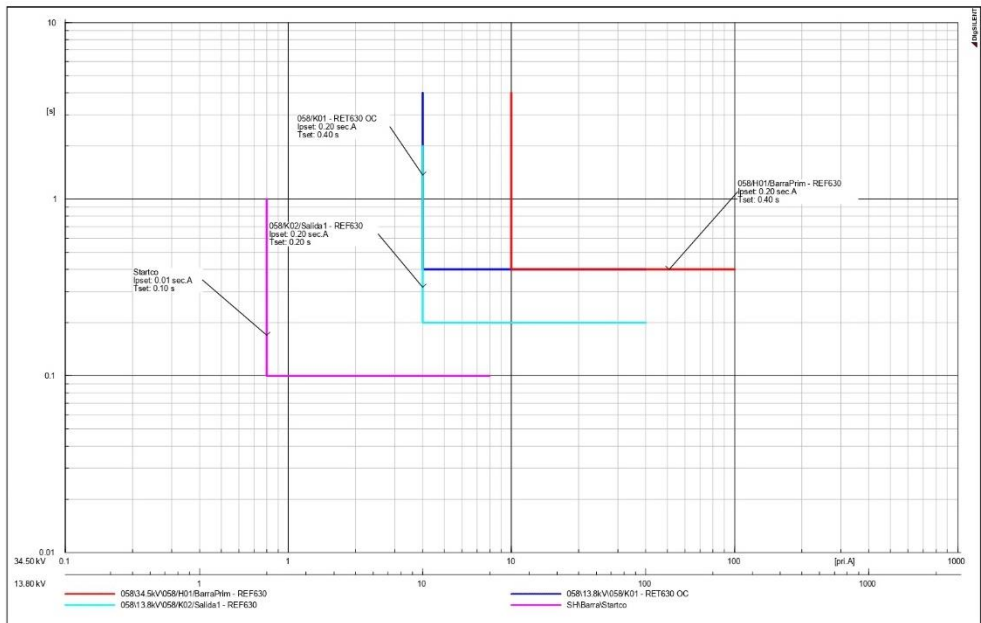
### Sobrecorrientes a tierra 7.2kV – Operación con Switch House



### Sobrecorrientes a tierra 13.8kV – Directo



### Sobrecorrientes a tierra 13.8kV – Operación con Switch House



Fuente: Elaboración propia, 2021

## Configuraciones de protecciones por celda –Subestaciones tipo 5

Tabla 53

Ajustes de protecciones SE tipo 5 – Celda H01

H01	
Nivel de tensión	34.5kV
Función	Alimentador de transformador
Relé	REF630
Relación CT	300/1
Relación VT	34500/110
Relación CT Resistencia Neutro	50/1

Sobrecorriente temporizada de fases 51P				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.55 pu	0.55 pu	0.56 pu	0.56 pu
Time Multiplier	0.20	0.20	0.10	0.10
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.
Sobrecorriente instantánea de fases 50P				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	1.80 pu	1.80 pu	1.65 pu	1.65 pu
Operate Delay Time	0.34 s	0.35 s	0.34 s	0.35
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Sobrecorriente instantánea de fases (Etapa 2) 50P-2				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	6.2 pu	6.2 pu	5.0 pu	5.0 pu
Operate Delay Time	0.04 s	0.04 s	0.04 s	0.04 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Sobrecorriente instantánea a tierra 50N – Resistencia de Neutro directa				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.2 pu	0.2 pu	0.2 pu	0.2 pu
Operate Delay Time	0.4 s	0.4 s	0.4 s	0.4 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Sobretensión 59				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	1.10 pu	1.10 pu	1.10 pu	1.10 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Subtensión 27				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.90 pu	0.90 pu	0.90 pu	0.90 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time

---

*Fuente:* Elaboración propia, 2021



Tabla 54

Ajustes de protecciones SE tipo 5 – Celda K01

K01	
Nivel de tensión	13.8kV/7.2kV
Función	Protección de Transformador
Relé	RET630
Relación CT HV	300/1
Relación CT LV	1200/1
Relación CT N	50/1
Relación VT	13800/110
Resistencia Neutro	

Diferencial de Transformador 87T		
	13.8kV	7.2kV
Corriente Base HV	167 A	167 A
Corriente Base LV	418 A	802 A
Clock Number	Clk Num 5	Clk Num 5
Winding Type	Dyn	Dyn
High Operate Value	1200%	1200%
Low Operate Value	20%	20%
Slope Section 2	30%	30%
End Section 2	150%	150%
Start Value 2H	15%	15%
Start Value 5H	35%	35%
Stop Value 5H	35%	35%

Sobrecorriente temporizada de fases 51P				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.34 pu	0.34 pu	0.65 pu	0.65 pu
Time Multiplier	0.2	0.20	0.1	0.1
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.

Sobrecorriente instantánea de fases 50P				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	1.05 pu	1.12 pu	1.70 pu	1.90 pu
Operate Delay Time	0.20 s	0.35 s	0.20 s	0.35
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobrecorriente instantánea a tierra 50N				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.2 pu	0.2 pu	0.2 pu	0.2 pu
Operate Delay Time	0.4 s	0.4 s	0.4 s	0.4 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobretensión de Neutro 59N				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.28 pu	0.28 pu	0.15 pu	0.15 pu
Operate Delay Time	1 s	1 s	1 s	1 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time

---

*Fuente.* Elaboración propia, 2021

Tabla 55

Ajustes de protecciones SE tipo 5 – Celdas K02/K03

K02/K03	
Nivel de tensión	13.8kV/7.2kV
Función	Salida
Relé	REF630
Relación CT	800/1
Relación CT N	50/1
Relación VT	13800/110

Sobrecorriente temporizada de fases 51P				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.22 pu	0.22 pu	0.41 pu	0.42 pu
Time Multiplier	0.25	0.50	0.15	0.30
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.
Sobrecorriente instantánea de fases 50P				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	1.32 pu	1.50 pu	1.48 pu	1.88
Operate Delay Time	0.02 s	0.20 s	0.02 s	0.20 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Sobrecorriente instantánea a tierra 50N				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.2 pu	0.2 pu	0.2 pu	0.2 pu
Operate Delay Time	0.04 s	0.2 s	0.04 s	0.2 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Desbalance de fases 46PD				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	75%	75%	75%	75%
Operate Delay Time	0.5 s	0.5 s	0.5 s	0.5 s
Sobretensión 59				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	1.10 pu	1.10 pu	0.57 pu	0.57 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Subtensión 27				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.90 pu	0.90 pu	0.47 pu	0.47 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Fuente: Elaboración propia, 2021

Tabla 56

Ajustes de protecciones SE tipo 5 – Celda K04

K04	
Nivel de tensión	13.8kV/7.2kV
Función	SSAA
Relé	REF630
Relación CT	25/1
Relación CT N	50/1
Relación VT	13800/110

Sobrecorriente temporizada de fases 51P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.08 pu	0.16 pu
Time Multiplier	0.25	0.25
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.
Sobrecorriente instantánea de fases 50P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.88 pu	1.68 pu
Operate Delay Time	0.02 s	0.02 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Sobrecorriente instantánea a tierra 50N		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.2 pu	0.2 pu
Operate Delay Time	0.04 s	0.04 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Sobretensión 59		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.10 pu	0.57 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Subtensión 27		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.90 pu	0.47 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Fuente: Elaboración propia, 2021

### 5.6.5. Tipo 6 - Subestación 059/060

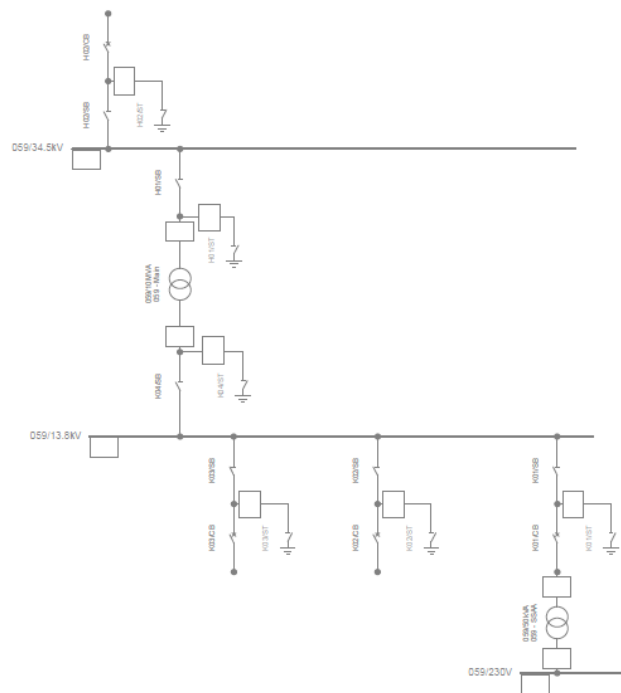
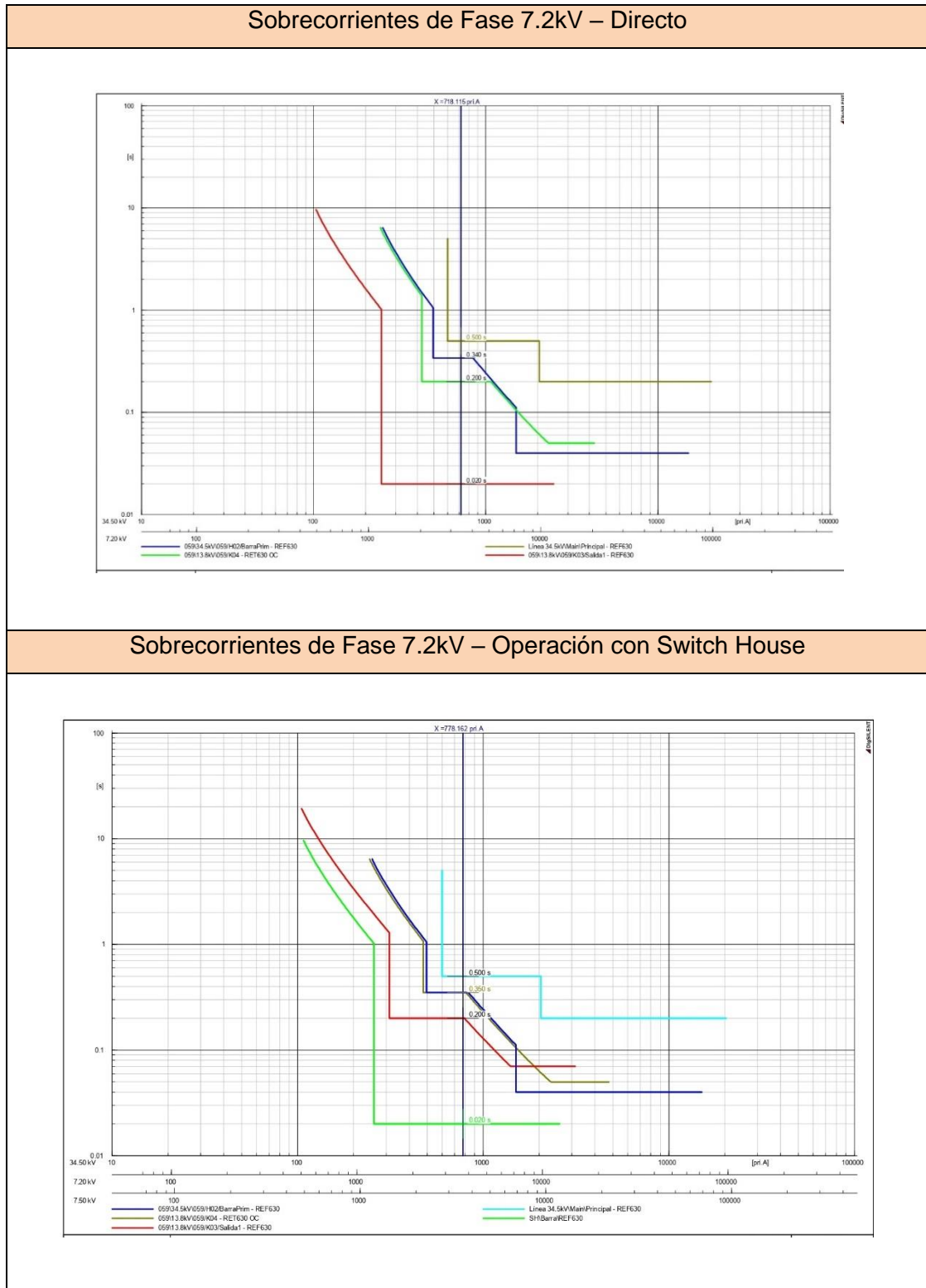


Figura 59. Diseño de Subestación Tipo 6 en Digsilent.

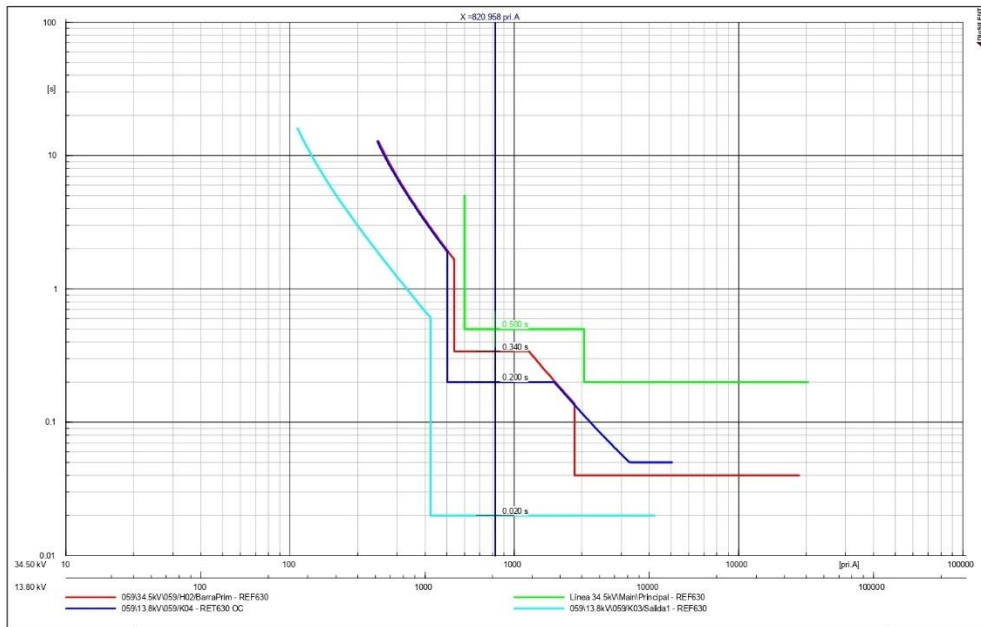
Fuente: Elaboración propia, 2021

Tabla 57

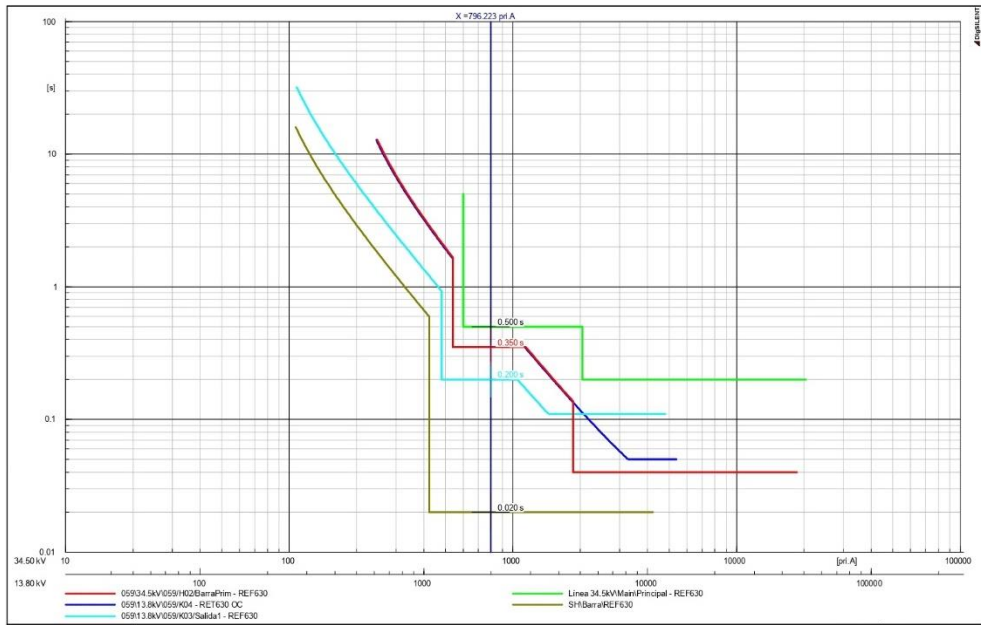
Gráficas de coordinación de protecciones para subestaciones Tipo 6



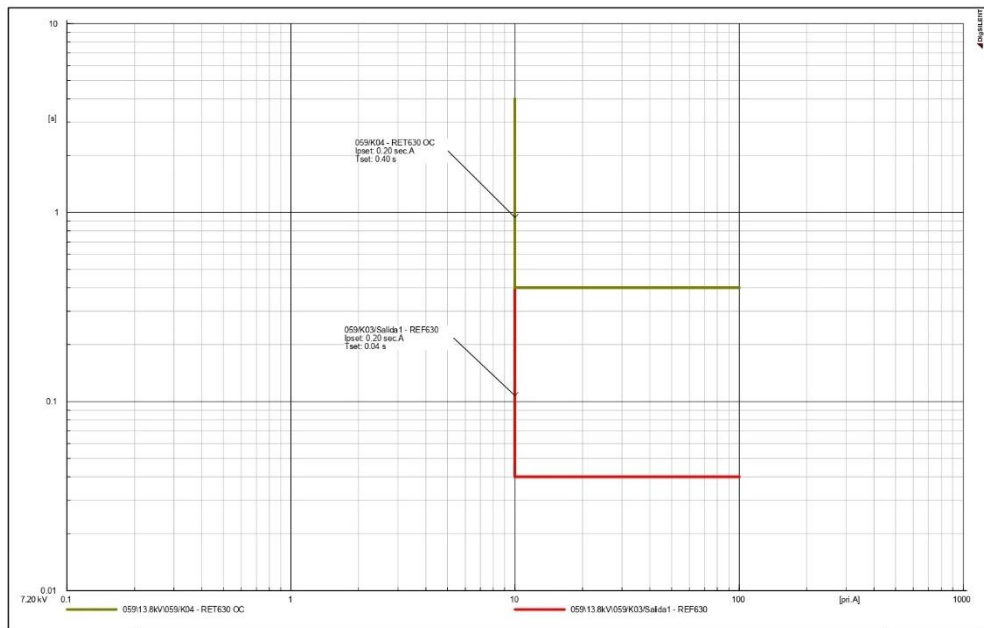
### Sobrecorrientes de Fase 13.8kV – Directo



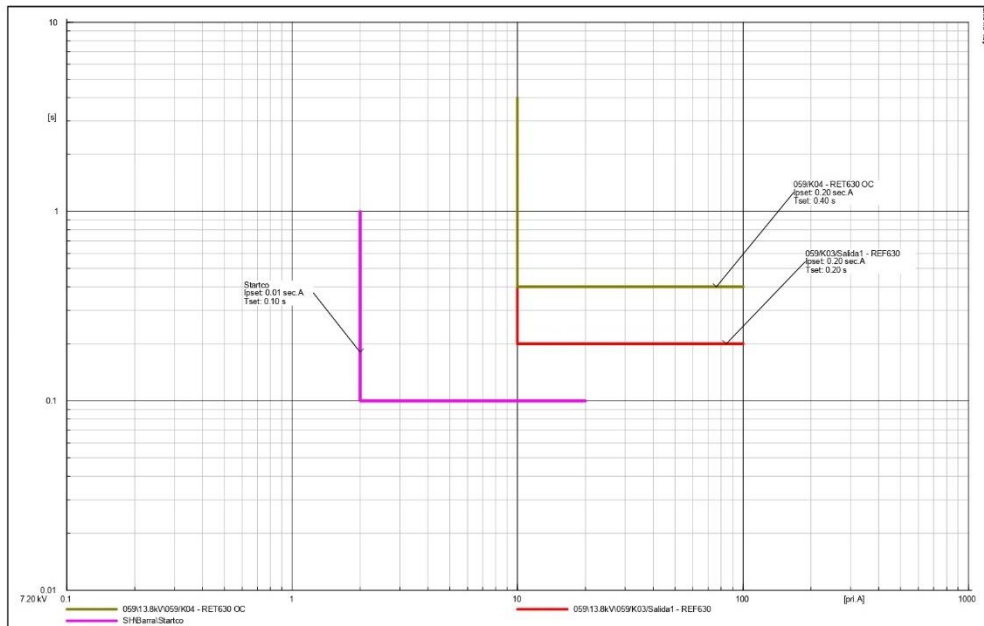
### Sobrecorrientes de Fase 13.8kV – Operación con Switch House



### Sobrecorrientes a tierra 7.2kV – Directo

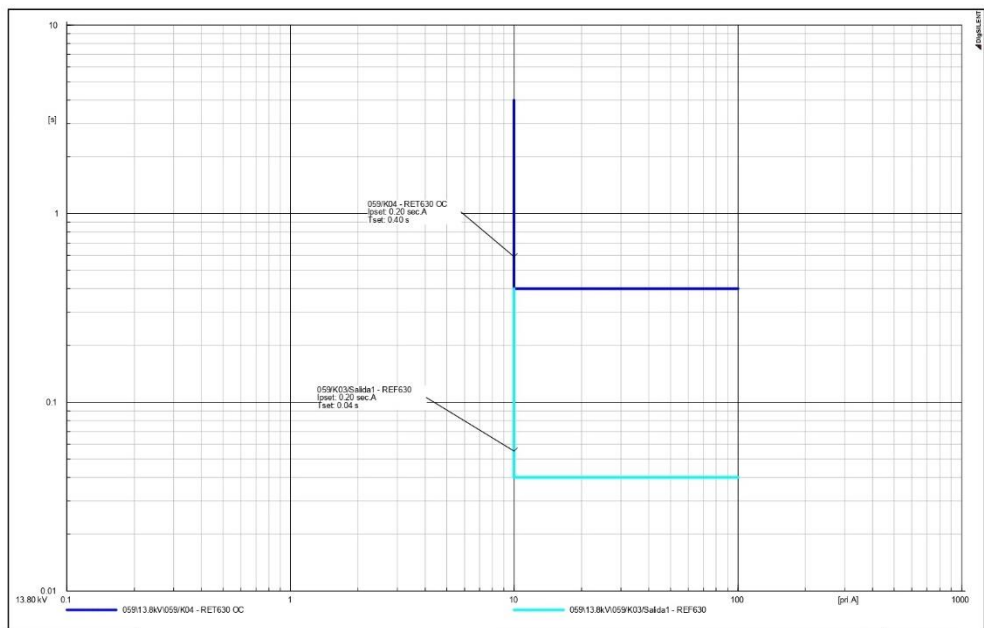


### Sobrecorrientes a tierra 7.2kV – Operación con Switch House

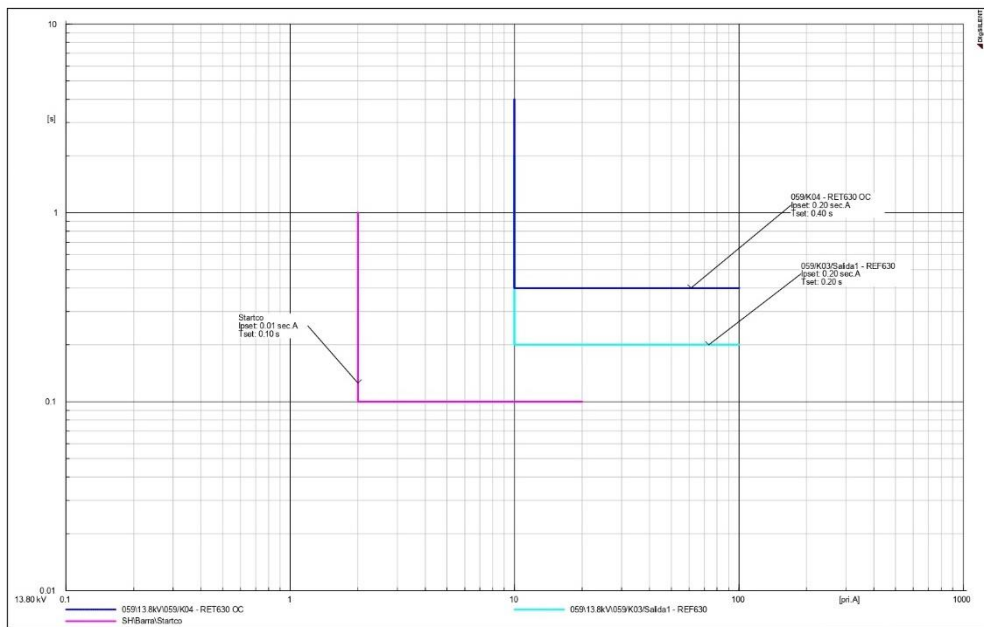




### Sobrecorrientes a tierra 13.8kV – Directo



### Sobrecorrientes a tierra 13.8kV – Operación con Switch House



Fuente: Elaboración propia, 2021

## Configuraciones de protecciones por celda –Subestaciones tipo 6

Tabla 58

Ajustes de protecciones SE tipo 6 – Celda H02

H02	
Nivel de tensión	34.5kV
Función	Alimentador de transformador
Relé	REF630
Relación CT	300/1
Relación VT	34500/110
Relación VT	13800/110
Resistencia Neutro	

Sobrecorriente temporizada de fases 51P				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.55 pu	0.55 pu	0.56 pu	0.56 pu
Time Multiplier	0.2	0.20	0.1	0.10
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.

Sobrecorriente instantánea de fases 50P				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	1.8 pu	1.80 pu	1.65 pu	1.65 pu
Operate Delay Time	0.34 s	0.35 s	0.34 s	0.35 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobrecorriente instantánea de fases (Etapa 2) 50P-2				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	6.2 pu	6.2 pu	5.0 pu	5.0 pu
Operate Delay Time	0.04 s	0.04 s	0.04 s	0.04 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobrecorriente instantánea a tierra 50N – Direccionada desde K04, mismos ajustes				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.2 pu	0.2 pu	0.2 pu	0.2 pu
Operate Delay Time	0.4 s	0.4 s	0.4 s	0.4 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobretensión 59				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	1.10 pu	1.10 pu	1.10 pu	1.10 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Subtensión 27				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.90 pu	0.90 pu	0.90 pu	0.90 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Sobretensión de Neutro 59N				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.28 pu	0.28 pu	0.15 pu	0.15 pu
Operate Delay Time	1 s	1 s	1 s	1 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time

---

*Fuente:* Elaboración propia, 2021

Tabla 59

Ajustes de protecciones SE tipo 6 – Celda K01

K01	
Nivel de tensión	13.8kV/7.2kV
Función	SSAA
Relé	REF630
Relación CT	20/1
Relación CT N	50/1
Relación VT	13800/110

Sobrecorriente temporizada de fases 51P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.1 pu	0.2 pu
Time Multiplier	0.25	0.25
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.
Sobrecorriente instantánea de fases 50P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.1 pu	2.10 pu
Operate Delay Time	0.02 s	0.02 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Sobrecorriente instantánea a tierra 50N		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.2 pu	0.2 pu
Operate Delay Time	0.04 s	0.04 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Sobretensión 59		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.10 pu	0.57 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Subtensión 27		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.90 pu	0.47 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Fuente: Elaboración Propia, 2021

Tabla 60

Ajustes de protecciones SE tipo 6 – Celdas K02/K03

K02/K03				
Nivel de tensión	13.8kV/7.2kV			
Función	Salida 2			
Relé	REF630			
Relación CT	600/1			
Relación CT N	50/1			
Relación VT	13800/110			
Sobrecorriente temporizada de fases 51P				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.3 pu	0.3 pu	0.55 pu	0.56 pu
Time Multiplier	0.25	0.50	0.15	0.30
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.
Sobrecorriente instantánea de fases 50P				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	1.76 pu	2.00 pu	1.98 pu	2.50
Operate Delay Time	0.02 s	0.20 s	0.02 s	0.20 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Sobrecorriente instantánea a tierra 50N				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.2 pu	0.2 pu	0.2 pu	0.2 pu
Operate Delay Time	0.04 s	0.20 s	0.04 s	0.20 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Desbalance de fases 46PD				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	75%	75%	75%	75%
Operate Delay Time	0.5 s	0.5 s	0.5 s	0.5 s
Sobretensión 59				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	1.10 pu	1.10 pu	0.57 pu	0.57 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Subtensión 27				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.90 pu	0.90 pu	0.47 pu	0.47 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Fuente: Elaboración propia, 2021

Tabla 61

Ajustes de protecciones SE tipo 6 – Celda K04

K04	
Nivel de tensión	13.8kV/7.5kV
Función	Protección de Transformador
Relé	RET630
Relación CT HV	300/1
Relación CT LV	1200/1
Relación CT	50/1
Resistencia Neutro	
Relación VT	13800/110

Diferencial de Transformador 87T		
	13.8kV	7.5kV
Corriente Base HV	167 A	167 A
Corriente Base LV	418 A	770 A
Clock Number	Clk Num 5	Clk Num 5
Winding Type	Dyn	Dyn
High Operate Value	1200%	1200%
Low Operate Value	20%	20%
Slope Section 2	30%	30%
End Section 2	150%	150%
Start Value 2H	15%	15%
Start Value 5H	35%	35%
Stop Value 5H	35%	35%

Sobrecorriente temporizada de fases 51P				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.34 pu	0.34 pu	0.65 pu	0.65 pu
Time Multiplier	0.2	0.20	0.1	0.1
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.

Sobrecorriente instantánea de fases 50P				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	1.05 pu	1.12 pu	1.70 pu	1.90 pu
Operate Delay Time	0.20 s	0.35 s	0.20 s	0.35
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobrecorriente instantánea a tierra 50N				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.2 pu	0.2 pu	0.2 pu	0.2 pu
Operate Delay Time	0.40 s	0.40 s	0.40 s	0.40 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobretensión 59				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	1.10 pu	1.10 pu	0.57 pu	0.57 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Subtensión 27				
	13.8kV Directo	13.8kV con SH	7.2kV Directo	7.2kV con SH
Start Value	0.90 pu	0.90 pu	0.47 pu	0.47 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time	IEC Def. Time

---

*Fuente:* Elaboración propia, 2021

## CONCLUSIONES

1. Se determinó que la configuración de protecciones de sobrecorriente de fases presenta oportunidades de mejora, de acuerdo con el estudio propuesto, se puede mejorar la selectividad de las protecciones en las diferentes etapas. Para poder configurar el sistema de acuerdo con el estudio propuesto, se debe modificar la etapa temporizada de las celdas de las 11 subestaciones estudiadas en un 81.82%, la etapa instantánea en un 89.09% y la segunda etapa de sobrecorrientes (sólo disponible en 12 celdas) en un 100%.
2. Las configuraciones de la protección de sobrecorriente a tierra también presenta desviaciones y se requiere modificaciones para mejorar el funcionamiento del sistema. De acuerdo con los resultados obtenidos, se requiere optimizar el 52.73% de las celdas que cuentan con esta protección.
3. La configuración de la protección de desbalance de fases requiere de pocos cambios, pero aun así se considera inadecuada, debido a que presenta la necesidad de modificación en el 4.55% de las 22 celdas evaluadas, correspondiente únicamente a la celda K03 de la SE060. Debido al porcentaje bajo, se sospecha que esta desviación se haya producido debido a un error humano durante la carga de parámetros.
4. La configuración de las protecciones de tensión es mejorable, de acuerdo con el estudio presentado se necesitaría la modificación del 3.77% de las celdas con protección de sobretensión habilitada, el 7.55% de las celdas con protección de mínima tensión y el 50% de las celdas que cuentan con la protección de sobretensión de neutro.
5. La protección diferencial también presenta desviación, sin embargo, el porcentaje es bajo y solo se requeriría la modificación de la Subestación 052, lo que representa el 9.09% del total de celdas evaluadas.



6. Se demuestra que el software Digsilent es apropiado para poder obtener un estudio de coordinación que puede ser aplicado en una empresa minera. Según las estadísticas obtenidas se tiene que mediante la aplicación del estudio se pueden realizar mejoras en el 96.36% de las celdas evaluadas.
  
7. En general, se concluye que todas las protecciones evaluadas tienen lugar para mejoras y modificaciones, por lo que el estudio de coordinación propuesto es una excelente opción para subsanar las deficiencias encontradas en las subestaciones de mina.

## RECOMENDACIONES

1. Se recomienda usar los grupos de configuración disponibles en relés REF630 de ABB para ajustar los valores de acuerdo con el nivel de tensión y el modo de operación de la subestación, de tal forma que el cambio pueda ser rápido y eficaz al momento de hacer alguna modificación. Con esto se evita cambiar la configuración cada cambio de nivel de tensión y se evita también errores indeseados producidos al momento de modificar parámetros de forma manual.
2. Una vez se implemente la configuración de protecciones, se recomienda la prueba de las protecciones mediante instrumentos de prueba de inyección secundaria, como la maleta CMC356 de OMICRON o equipos similares, de tal forma que se garantice el funcionamiento adecuado de las configuraciones, se detecten errores de carga de parámetros a tiempo, y se mida el tiempo efectivo de procesamiento de señales en los relés.
3. El direccionamiento de las señales de disparo debe ser conforma al funcionamiento de la protección, se recomienda que se verifique que el disparo de las protecciones de diferencial de transformador esté direccionadas a todas las celdas en caso de operación.
4. Ante cualquier cambio en la potencia de la carga, o en caso se requiera alimentar otro tipo de cargas que no se encuentren comprendidas dentro del estudio, se debe realizar una reevaluación de las protecciones involucradas, específicamente en las salidas de las subestaciones ya que al ser alimentadores son las primeras en actuar en caso de fallas en la carga.
5. Se debe limitar el acceso de carga de parámetros sólo al personal calificado, con el objetivo de evitar cambios en la configuración de protecciones. Esto se puede lograr con la configuración de usuarios al relé de protección.

6. Hacer pruebas también al Switch House con el objetivo de verificar la operación adecuada específicamente de las protecciones de corriente, ya que en el caso de alimentar a las palas eléctricas estos equipos pasan a ser los primeros en actuar en condiciones de falla.
  
7. Implementar el bloqueo de disparo en las etapas de sobrecorriente indicadas por comunicación GOOSE es vital para lograr una adecuada selectividad, especialmente entre los relés de las celdas que energizan la barra del secundario y el relé del lado AT de la subestación. Además, se puede mejorar aún más la coordinación implementando comunicación entre los Switch House y las subestaciones.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. CENTRO DE FORMACIÓN SCHNEIDER. *Protecciones eléctricas en MT*. [en línea]. 2003. [fecha de consulta: 12 de mayo de 2021]. Disponible en: [https://frrq.cvg.utn.edu.ar/pluginfile.php/2738/mod\\_resource/content/0/PT071-Protecciones\\_en\\_MT.pdf](https://frrq.cvg.utn.edu.ar/pluginfile.php/2738/mod_resource/content/0/PT071-Protecciones_en_MT.pdf).
2. CÁRDENAS, Susan. *Estudio de la coordinación del sistema de protección de TISUR considerando la ampliación del muelle "F"*. 2019. Tesis (Título de Ingeniera Electricista). Arequipa: Universidad Nacional de San Agustín, 2019. [fecha de consulta: 16 de abril de 2021]. Disponible en: <http://repositorio.unsa.edu.pe/handle/UNSA/10018>.
3. HUAITO, Rogger. *Implementación y diseño de un estimador de estado para el sistema eléctrico de potencia de Arequipa*. Tesis (Título de Ingeniero Electricista). Arequipa: Universidad Nacional de San Agustín, 2019. [fecha de consulta: 20 de abril de 2021]. Disponible en: <http://190.119.145.154/handle/UNSA/3149>.
4. MANCHEGO, Erick. *Análisis de Flujo de Potencia de la Nueva Línea de Transmisión de la Central Hidroeléctrica Ángel I, II Y III en Interconexión con el Sein, Mediante el Software Etap*. 2019. Tesis (Título de Ingeniero Electricista). Arequipa: Universidad Católica Santa María, 2019. 315 pp. [fecha de consulta: 17 de abril de 2021]. Disponible en: <http://tesis.ucsm.edu.pe/repositorio/handle/UCSM/8944>.

5. BRAVO, Jack. *Diseño del subsistema eléctrico primario en redes de distribución subterránea y subestaciones tipo bóveda en media tensión para el intercambio vial de alto tránsito de la ciudad de Arequipa*. 2019. Tesis (Título de Ingeniero Electricista). Arequipa: Universidad Nacional de San Agustín, 2019. 215 pp. [fecha de consulta: 20 de abril de 2021]. Disponible en: <http://repositorio.unsa.edu.pe/handle/UNSA/9628>.
  
6. CERNA, Carlos. *Planteamiento de metodologías para la verificación y comprobación del funcionamiento de las protecciones mecánicas y eléctricas ante anomalías que mejoren la confiabilidad de un banco de autotransformadores de 250/250/75 MVA ONAF en una subestación eléctrica de 220/138/22.9 kV en zona de selva peruana*. 2021. Tesis (Grado de Bachiller en Ingeniería Eléctrica). Arequipa: Universidad Continental, 2021. 136 pp. [fecha de consulta: 25 de abril de 2021]. Disponible en: <https://hdl.handle.net/20.500.12394/8786>.
  
7. ORTIZ, David. *Coordinación de protección de las minicentrales hidroeléctricas Huarisca-Ingenio y El Machu para su reconocimiento por el Coes*. 2009. Tesis (Título de Ingeniero Electricista). Huancayo: Universidad Nacional del Centro del Perú, 2009. 55 pp. [fecha de consulta: 18 de abril de 2021]. Disponible en: <http://repositorio.uncp.edu.pe/handle/UNCP/3557>.
  
8. TUME, Erick. *Estudio de coordinación de protecciones para un pequeño sistema eléctrico*. 2010. Tesis (Título de Ingeniero Electricista). Universidad Nacional de Ingeniería. [fecha de consulta: 22 de abril de 2021]. Disponible en: <http://cybertesis.uni.edu.pe/handle/uni/9024>.

9. INGA, Christian. *Uso de software computacional para el cálculo de la coordinación de las protecciones*. Tesis (Título de Ingeniero Electricista). Universidad Nacional de Ingeniería. [fecha de consulta: 22 de abril de 2021]. Disponible en: <http://cybertesis.uni.edu.pe/handle/uni/9404>.
  
10. VELARDE, William; Edgar Fuentes. *Análisis estacionario en Digsilent del subsistema de distribución primaria georeferenciado en la ciudad del Cusco*. Tesis (Título de Ingeniero Electricista). Cusco: Universidad Nacional de San Antonio de Abad del Cusco, 2014. [fecha de consulta: 25 de abril de 2021]. Disponible en: <http://200.48.82.27/handle/20.500.12918/1556>.
  
11. CARRILLO, Rómulo. *Estudio de Coordinación de Protecciones Con El Software ETAP Versión 12.6 del Proyecto Túnel Línea Amarilla Ubicado En El Distrito del Rímac*. 2018. Trabajo de Suficiencia Profesional (Título de Ingeniero Mecánico Electricista). Lima: Universidad Tecnológica Nacional de Lima Sur, 2018. [fecha de consulta: 28 de abril de 2021]. Disponible en: <http://repositorio.untels.edu.pe/jspui/handle/123456789/495>.
  
12. CARRERA, Andrés; Javier Villacreses; Alberto Hanze. *Estudio de coordinación de las protecciones eléctricas para la empresa eléctrica peninsular de Santa Elena (EMEPE) año 2001, sub-estaciones: Sta. Rosa, Libertad, Salinas y Chipipe*. 2002. Tesis (Título de Ingeniero Electricista). Guayaquil: Escuela Superior Politécnica del Litoral, 2002. 175 pp. [fecha de consulta: 19 de abril de 2021]. Disponible en: <https://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/3060>.

13. ANCHUNDIA-MORALES, Juan. *Estudio de coordinación de protecciones eléctricas en la subestación Tachina aplicando el software Digsilent Power Factory*. Dominio de las Ciencias, 2019, vol. 5, no 1, p. 323-340. Artículo digital, Ecuador. [fecha de consulta 23 de abril de 2021]. Disponible en: <https://dominiodelasciencias.com/ojs/index.php/es/article/view/1047/1534>.
  
14. PARRA, Cabrera, et al. *Diseño de línea aérea en 13, 2 KV y estudio de protecciones eléctricas de línea 2 de Planta Celulosa Río Bravo*. Tesis (Título de Ingeniero Electricista). Concepción: Universidad del Bío-Bío, 2015. [fecha de consulta: 23 de abril de 2021]. Disponible en: <http://repobib.ubiobio.cl/jspui/handle/123456789/3291>.
  
15. SOTO, José. *Actualización y modelación del sistema eléctrico de la planta concentradora de Codelco Chile mediante software de simulación Etap*. Tesis (Título de Ingeniero Civil Electricista). Santiago de Chile: Universidad de Chile, 2012. 144 pp. [fecha de consulta: 27 de abril de 2021]. Disponible en: <http://repositorio.uchile.cl/handle/2250/111951>.
  
16. MERLA, Alfonso. *Simulación y protección de sistemas eléctricos de distribución tipo radial mediante Etap con y sin generación distribuida*. 2018. Tesis (Título de Maestro en Ingeniería Eléctrica). Madero: Tecnológico Nacional de México, 2018. 174 pp. [fecha de consulta: 27 de abril de 2021]. Disponible en: <http://repositorio.tecnm.mx:8080/jspui/handle/123456789/37>.

17. DEGL'INNOCENTI, Alejandro. *SAF: sistema para el análisis y diagnóstico de fallas en líneas eléctricas de transmisión*. Tesis (Magister en Ingeniería de Software). Buenos Aires, 2004. 515 pp. [fecha de consulta: 8 de junio de 2021]. Disponible en: <https://ri.itba.edu.ar/handle/123456789/2478>.
18. TAMASCO, Renzo. *Protecciones eléctricas* [en línea]. Colombia, 2017. 48 pp. [fecha de consulta: 01 de Julio de 2021]. Disponible en: [https://sistemamid.com.ar/panel/uploads/biblioteca/2014-09-05\\_06-04-14109556.pdf](https://sistemamid.com.ar/panel/uploads/biblioteca/2014-09-05_06-04-14109556.pdf).
19. COES. *Criterios de ajuste y coordinación de los sistemas de protección del SEIN*. [en línea]. Lima, 2014. [fecha de consulta: 9 de junio de 2021]. Disponible en: <http://contenido.coes.org.pe/alfrescostruts/download.do?nodeId=b957d7f4-8553-40f6-b85a-e019714e41a1>.
20. SCHNEIDER. *¿Qué es la selectividad? ¿Hay alguna tabla de Selectividad y filiación de la oferta de interruptores de Schneider Electric?* [en línea]. 2021. [fecha de consulta: 16 de junio de 2021]. Disponible en: <https://www.se.com/ar/es/faqs/FA171447/>.
21. ZAPATA, Carlos, Eduardo Ortiz, Mario Ríos. *Aspectos de confiabilidad de las protecciones de los sistemas eléctricos* [en línea]. Medellín. 6pp. [fecha de consulta: 18 de junio de 2021]. Disponible en: <https://academia.utp.edu.co/planeamiento/files/2014/01/aspectos-confi-protecciones.pdf>.



22. Protecciones de sistemas de potencia [en línea]. *Wikipedia.org* [fecha de consulta: 20 de junio de 2021]. Disponible en: [https://es.wikipedia.org/wiki/Protecciones\\_de\\_sistemas\\_de\\_potencia](https://es.wikipedia.org/wiki/Protecciones_de_sistemas_de_potencia).
23. VAZ, Teresa. *Las partes de una subestación eléctrica* [en línea]. *Energiatoday.com*. [fecha de consulta: 24 de junio de 2021]. Disponible en: [https://energiatoday.com/electrica/subestaciones/partes/#%C2%BFQue es una subestacion electrica](https://energiatoday.com/electrica/subestaciones/partes/#%C2%BFQue_es_una_subestacion_electrica).
24. MONTEGAR. *Elementos que componen las subestaciones eléctricas de alto voltaje* [en línea]. *Montegar.es* [fecha de consulta: 24 de junio de 2021]. Disponible en: <https://montegar.es/elementos-que-componen-las-subestaciones-electricas-de-alto-voltaje/>.
25. SECTOR ELECTRICIDAD. *Subestaciones con aislamiento de gas GIS* [en línea]. *sectorelectricidad.com*, 2017. [fecha de consulta: 25 de junio de 2021]. Disponible en: <http://www.sectorelectricidad.com/18038/subestaciones-con-aislamiento-de-gas-gis/>.
26. RODRIGUEZ, Iñáqui. *Subestaciones aisladas al aire* [en línea]. *Prezi.com*, 2017. [fecha de consulta: 25 de junio de 2021]. Disponible en: <https://prezi.com/p/rj3r24cxxizy/subestaciones-aisladas-al-aire/>.

27. SECTOR ELECTRICIDAD. *Cinco diferencias entre las subestaciones aisladas en aire y las subestaciones en gas* [en línea]. sectorelectricidad.com, 2019. [fecha de consulta: 26 de junio de 2021]. Disponible en: <http://www.sectorelectricidad.com/18038/subestaciones-con-aislamiento-de-gas-gis/>.
28. CTC. *Transformadores de potencia* [en línea]. ctctrafo.es. [fecha de consulta: 26 de junio de 2021]. Disponible en: <http://www.ctctrafo.es/transformadores-de-potencia/>.
29. Transformador [en línea]. *Wikipedia.org*. [fecha de consulta: 26 de junio de 2021]. Disponible en: <https://es.wikipedia.org/wiki/Transformador>.
30. Seccionador [en línea]. *Wikipedia.org*. [fecha de consulta: 27 de junio de 2021]. Disponible en: <https://es.wikipedia.org/wiki/Seccionador>.
31. UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL. *Seccionadores y cuchillas de tierra* [en línea]. La plata, 2021. [fecha de consulta: 28 de junio de 2021]. Disponible en: <http://www.frlp.utn.edu.ar/materias/tydee/seccionadores.pdf>.
32. INGELMEC. *Interruptor de potencia* [en línea]. ingelmec.com.pe [fecha de consulta: 29 de junio de 2021]. Disponible en: <https://ingelmec.com.pe/servicios/pruebas-electricas/sub-estaciones/interruptor-de-potencia>.

33. ELÉCTRICA APLICADA. *Tipos principales de interruptores, disyuntores o breakers en media tensión* [en línea]. electricaaplicada.com [fecha de consulta: 29 de junio de 2021]. Disponible en: <https://www.electricaplicada.com/principales-interruptores-disyuntores-breakers-en-media-tension/>.
34. BLOGSPOT. *Barras S/E Eléctricas* [en línea]. barrasubestaciones.blogspot.com, 2011. [fecha de consulta: 29 de junio de 2021]. Disponible en: <http://barrasubestaciones.blogspot.com/2011/05/definicion-de-barras.html>.
35. XM S.A. *Configuración de subestaciones eléctricas* [en línea]. xm.com.co. [fecha de consulta: 30 de junio de 2021]. Disponible en: [https://subestacionesupe.files.wordpress.com/2017/03/03\\_configuracion-de-subestaciones-electricas.pdf](https://subestacionesupe.files.wordpress.com/2017/03/03_configuracion-de-subestaciones-electricas.pdf).
36. ELECTROWERKE. *Pararrayos de subestación* [en línea]. electrowerke.com [fecha de consulta: 30 de junio de 2021]. Disponible en: <https://www.electrowerke.com.pe/productos/alta-tension/pararrayos/pararrayos-de-subestacion/>.
37. SACCHI, Jorge, Alfredo Rifaldi. *Introducción a la técnica de alta tensión* [en línea] academia.edu [fecha de consulta: 30 de junio de 2021]. Disponible en: <https://www.academia.edu/32034082>.

38. ABB. *Descargadores de sobretensiones de alto voltaje* [en línea]. ABB, Edición 5, 2005-10 [fecha de consulta: 01 de julio de 2021]. Disponible en: [https://www.unioviado.es/pcasielles/uploads/cat%C3%A1logos/Pararrayos/ABB\\_pararrayos\\_guia\\_comprador.pdf](https://www.unioviado.es/pcasielles/uploads/cat%C3%A1logos/Pararrayos/ABB_pararrayos_guia_comprador.pdf).
39. CONCHA, Patricio. *Transformadores de medida* [en línea]. Universidad del Bío-Bío. [fecha de consulta: 01 de julio de 2021]. Disponible en: [http://patricioconcha.ubb.cl/transformadores/transformadores\\_de\\_medida.htm](http://patricioconcha.ubb.cl/transformadores/transformadores_de_medida.htm).
40. ÁVILA, Alex. *Como elegir un transformador de intensidad* [en línea]. circutor.es, 2015. [fecha de consulta: 01 de julio de 2021]. Disponible en: <http://circutor.es/es/documentacion-es/articulos/3124-como-elegir-un-transformador-de-intensidad>.
41. Protecciones de sistemas de potencia [en línea]. *Wikipedia.org*. [fecha de consulta: 01 de julio de 2021]. Disponible en: [https://es.wikipedia.org/wiki/Protecciones\\_de\\_sistemas\\_de\\_potencia](https://es.wikipedia.org/wiki/Protecciones_de_sistemas_de_potencia).
42. DISCAR. *Medidores para el monitoreo de subestaciones transformadoras* [en línea]. discar.com [fecha de consulta: 01 de julio de 2021]. Disponible en: [http://www.discar.com/?page\\_id=26](http://www.discar.com/?page_id=26).

43. WEG. Subestación móvil [en línea]. weg.net. [fecha de consulta: 11 de julio de 2021]. Disponible en: [https://www.weg.net/catalog/weg/ES/es/Generaci%C3%B3n%2CTransmisi%C3%B3n-y-Distribuci%C3%B3n/Subestaciones/Soluciones-M%C3%B3viles/Subestaci%C3%B3n-M%C3%B3vil/p/MKT\\_WTD\\_MOBILE\\_SUBSTATION](https://www.weg.net/catalog/weg/ES/es/Generaci%C3%B3n%2CTransmisi%C3%B3n-y-Distribuci%C3%B3n/Subestaciones/Soluciones-M%C3%B3viles/Subestaci%C3%B3n-M%C3%B3vil/p/MKT_WTD_MOBILE_SUBSTATION).
44. ELECTRICIDAD. Subestaciones eléctricas móviles: mercado introduce mejoras en autonomía y diseño [en línea]. revistaei.cl, 2013. [fecha de consulta: 11 de julio de 2021]. Disponible en: <https://www.revistaei.cl/informes-tecnicos/subestaciones-electricas-moviles-mercado-introduce-mejoras-en-autonomia-y-diseno/>.
45. ARÉVALO, Fredy. *Guía metodológica para pruebas de relés de protección multifuncional con el equipo de inyección Omicron CMC*. Tesis (Título de Ingeniero Electricista). Bogotá: Universidad Distrital Francisco José de Caldas, 2015. 139 pp. [fecha de consulta: 21 de junio de 2021], Disponible en: <https://repository.udistrital.edu.co/bitstream/handle/11349/4674/Ar%E9valoMorenoFredyWilson2016.pdf;jsessionid=FAC80D1420CE05D5A7FC2E0BF68CFECD?sequence=1>.
46. ABB. 630 Series, Technical Manual [en línea]. AbbLibrary, 2011. [fecha de consulta: 20 de septiembre de 2021]. Disponible en: [https://library.e.abb.com/public/c0a0a5145c74dc8bc1257b0c0055ff0d/RE\\_630\\_tech\\_756508\\_ENb.pdf](https://library.e.abb.com/public/c0a0a5145c74dc8bc1257b0c0055ff0d/RE_630_tech_756508_ENb.pdf).

47. ANDI. *Calidad de la energía eléctrica* [en línea]. andi.hn. [fecha de consulta: 21 de junio de 2021] Disponible en: [http://www.andi.hn/wp-content/uploads/2014/11/3-Calidad-de-la-Energ+C2%A1a\\_sn.pdf](http://www.andi.hn/wp-content/uploads/2014/11/3-Calidad-de-la-Energ%C2%A1a_sn.pdf).
48. Sobretensión (electricidad) [en línea]. *Wikipedia.org* [fecha de consulta: 23 de junio de 2021]. Disponible en: [https://es.wikipedia.org/wiki/Sobretensi%C3%B3n\\_\(electricidad\)](https://es.wikipedia.org/wiki/Sobretensi%C3%B3n_(electricidad)).
49. RAMOS, Ed. *Métodos y técnicas de investigación* [en línea]. Gestiópolis, 2016 [fecha de consulta: 24 de julio de 2021]. Disponible en: <https://www.gestiopolis.com/metodos-y-tecnicas-de-investigacion/>.
50. LOZADA, José. *Investigación Aplicada: Definición, Propiedad Intelectual e Industria* [en línea]. Quito: Universidad Tecnológica Indoamericana, 2014 [fecha de consulta: 24 de julio de 2021]. Disponible en: <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=6163749>.
51. GROSS, Manuel. *Conozca los 3 tipos de investigación: Descriptiva, Exploratorio y Explicativa* [en línea]. 2010 [fecha de consulta: 25 de julio de 2021]. Disponible en: [https://www.academia.edu/8101101/Conozca\\_3\\_tipos\\_de\\_investigacion](https://www.academia.edu/8101101/Conozca_3_tipos_de_investigacion).
52. HERNÁNDEZ, Roberto, Carlos Fernández, Pilar Baptista. *Metodología de la investigación* [en línea]. México: McGraw-Hill Interamericana, 2003 [fecha de consulta: 26 de julio de 2021]. ISBN: 970-10-3632-8. Disponible en: <https://www.urbe.edu/UDWLibrary/InfoBook.do?id=9290>.

53. GRAJALES, Tevni. Tipos de Investigación [en línea]. Grajales.net. 2000 [fecha de consulta: 01 de diciembre de 2021]. Disponible en: <https://revistas.udea.edu.co/index.php/ceo/article/view/6545>.
54. MEGGER. Probadores de electrodos de conexión a tierra. [en línea]. 2019. [fecha de consulta: 01 de diciembre de 2021]. Disponible en: [https://www.cedesa.com.mx/pdf/megger/megger\\_DET\\_serie\\_manual.pdf](https://www.cedesa.com.mx/pdf/megger/megger_DET_serie_manual.pdf).
55. P&H. Palas Eléctricas de cable 2800XPC. [en línea]. [fecha de consulta: 01 de diciembre de 2021]. Disponible en: <https://mining.komatsu/es/product-details/p-h-2800xpc>.
56. P&H. Palas Eléctricas de cable 4100XPC. [en línea]. [fecha de consulta: 01 de diciembre de 2021]. Disponible en: <https://mining.komatsu/es/product-details/p-h-4100xpc>.
57. TERRAWELD. Mallas de puesta a tierra. [en línea]. [fecha de consulta: 02 de diciembre de 2021]. Disponible en: <http://www.terraweld.cl/productos/10/ficha.pdf>.

## **ANEXOS**



## ANEXO 1. CONFIGURACIONES ACTUALES DE SUBESTACIONES

### Tipo 1: Subestaciones 51, 52, 53

Celda +H01:

<b>Nivel de tensión</b>	34.5kV
<b>Función</b>	Feeder SSAA
<b>Relé</b>	REF630
<b>Relación CT</b>	60/1
<b>Relación CT</b>	50/1
<b>Relación VT</b>	34500/110

Sobrecorriente temporizada de fases 51P	
Start Value	0.07 pu
Time Multiplier	0.25
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.

Sobrecorriente instantánea de fases 50P	
Start Value	0.07 pu
Operate Delay Time	0.02 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time

Sobrecorriente instantánea a tierra 50N – Resistencia de Neutro BT	
Start Value	0.20 pu
Operate Delay Time	0.04 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time

Sobretensión 59	
Start Value	1.10 pu
Operate Delay Time	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time

Subtensión 27	
Start Value	0.90 pu
Operate Delay Time	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time

Celda +H02:

<b>Nivel de tensión</b>	34.5kV
<b>Función</b>	Feeder Transformador
<b>Relé</b>	REF630

<b>Relación CT</b>	100/1
<b>Relación CT</b>	50/1
<b>Resistencia Neutro</b>	
<b>Relación VT</b>	34500/110

Sobrecorriente temporizada de fases 51P	
Start Value	0.8 pu
Time Multiplier	0.25
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.

Sobrecorriente instantánea de fases 50P	
Start Value	3.46 pu
Operate Delay Time	0.35 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time

Sobrecorriente instantánea de fases (Etapa 2) 50P-2	
Start Value	10.00 pu
Operate Delay Time	0.04 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time

Sobrecorriente instantánea a tierra 50N	
Start Value	0.20 pu
Operate Delay Time	0.04 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time

Sobretensión 59	
Start Value	1.10 pu
Operate Delay Time	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time

Subtensión 27	
Start Value	0.90 pu
Operate Delay Time	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time

Celda +K01:

<b>Nivel de tensión</b>	7.5kV
<b>Función</b>	Salida 2
<b>Relé</b>	REF630
<b>Relación CT</b>	400/1
<b>Relación CT N</b>	50/1
<b>Relación VT</b>	7200/110

Sobrecorriente temporizada de fases 51P	
Start Value	0.45 pu
Time Multiplier	0.30
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.

Sobrecorriente instantánea de fases 50P	
Start Value	2.64 pu
Operate Delay Time	0.02 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time

Sobrecorriente instantánea a tierra 50N	
Start Value	0.20 pu
Operate Delay Time	0.04 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time

Desbalance de fases 46PD	
Start Value	75%
Operate Delay Time	0.5s

Sobretensión 59	
Start Value	1.10 pu
Operate Delay Time	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time

Subtensión 27	
Start Value	0.90 pu
Operate Delay Time	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time

Celda +K02:

<b>Nivel de tensión</b>	7.5kV
<b>Función</b>	Salida 1
<b>Relé</b>	REF630
<b>Relación CT</b>	400/1
<b>Relación CT N</b>	50/1
<b>Relación VT</b>	7200/110

Sobrecorriente temporizada de fases 51P	
Start Value	0.40 pu
Time Multiplier	0.30
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.

Sobrecorriente instantánea de fases 50P	
--	--

Start Value	2.60 pu
Operate Delay Time	0.02 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time

Desbalance de fases 46PD	
Start Value	75%
Operate Delay Time	0.5s

Sobrecorriente instantánea a tierra 50N	
Start Value	0.20 pu
Operate Delay Time	0.04 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time

Sobretensión 59	
Start Value	1.10 pu
Operate Delay Time	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time

Subtensión 27	
Start Value	0.90 pu
Operate Delay Time	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time

Celda +K03:

<b>Nivel de tensión</b>	7.5kV
<b>Función</b>	Protección de Transformador
<b>Relé</b>	RET630
<b>Relación CT HV</b>	100/1
<b>Relación CT LV</b>	500/1
<b>Relación CT N</b>	50/1
<b>Relación VT</b>	7200/110

Diferencial de Transformador 87T	
Corriente Base HV	84 A
Corriente Base LV	401 A
Clock Number	Clk Num 5
Winding Type	Dyn
High Operate Value	1200% (SE051/053) 1000% (SE052)
Low Operate Value	20%
Slope Section 2	30%
End Section 2	150%

Start Value 2H	15%
Start Value 5H	35%
Stop Value 5H	35%

Sobrecorriente temporizada de fases 51P	
--	--

Start Value	0.78 pu
Time Multiplier	0.25
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.

Sobrecorriente instantánea de fases 50P	
--	--

Start Value	3.30 pu
Operate Delay Time	0.35 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time

Sobrecorriente instantánea a tierra 50N	
--	--

Start Value	0.20 pu
Operate Delay Time	0.40 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time

Sobretensión 59	
--------------------	--

Start Value	1.10 pu
Operate Delay Time	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time

Subtensión 27	
------------------	--

Start Value	0.90 pu
Operate Delay Time	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time

Sobretensión de Neutro 59N	
-------------------------------	--

Start Value	0.30 pu
Operate Delay Time	1 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time

## **Tipo 2: Subestación 054**

Celda +H01:

<b>Nivel de tensión</b>	34.5kV
<b>Función</b>	Protección de Transformador
<b>Relé</b>	RET630
<b>Relación CT HV</b>	300/1
<b>Relación CT LV</b>	1200/1
<b>Relación CT</b>	50/1
<b>Resistencia Neutro</b>	
<b>Relación VT</b>	34500/110

Diferencial de Transformador 87T		
	13.8kV	7.5kV
Corriente Base HV	167 A	167 A
Corriente Base LV	418 A	770 A
Clock Number	Clk Num 5	Clk Num 5
Winding Type	Dyn	Dyn
High Operate Value	1200%	1200%
Low Operate Value	20%	20%
Slope Section 2	30%	30%
End Section 2	150%	150%
Start Value 2H	15%	15%
Start Value 5H	35%	35%
Stop Value 5H	35%	35%

Sobrecorriente temporizada de fases 51P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.55 pu	0.55 pu
Time Multiplier	0.25	0.1
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.

Sobrecorriente instantánea de fases 50P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.80 pu	1.65 pu
Operate Delay Time	0.35 s	0.35 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobrecorriente instantánea de fases (Etapa 2) 50P-2		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	6.2 pu	6.2 pu
Operate Delay Time	0.04 s	0.04 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobrecorriente instantánea a tierra 50N - Resistencia de Neutro BT		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.2 pu	0.2 pu
Operate Delay Time	0.4 s	0.4 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Sobretensión 59		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.10 pu	1.10 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Subtensión 27		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.90 pu	0.90 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Celda +K01:

<b>Nivel de tensión</b>	13.8kV/7.5kV
<b>Función</b>	SSAA
<b>Relé</b>	REF630
<b>Relación CT</b>	20/1
<b>Relación CT N</b>	50/1
<b>Relación VT</b>	13800/110

Sobrecorriente temporizada de fases 51P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.1 pu	0.2 pu
Time Multiplier	0.25	0.50
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.

Sobrecorriente instantánea de fases 50P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.1 pu	2.10 pu
Operate Delay Time	0.02 s	0.02 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobrecorriente instantánea a tierra 50N		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.2 pu	0.2 pu
Operate Delay Time	0.4 s	0.4 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobretensión 59		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.10 pu	0.57 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Subtensión 27		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.90 pu	0.47 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Celda +K02:

<b>Nivel de tensión</b>	13.8kV/7.5kV
<b>Función</b>	Salida 2
<b>Relé</b>	REF630
<b>Relación CT</b>	600/1
<b>Relación CT N</b>	50/1
<b>Relación VT</b>	13800/110

Sobrecorriente temporizada de fases 51P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.3 pu	0.55 pu
Time Multiplier	0.25	0.15
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.

Sobrecorriente instantánea de fases 50P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.76 pu	1.98 pu
Operate Delay Time	0.02 s	0.02 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobrecorriente instantánea a tierra 50N		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.2 pu	0.2 pu
Operate Delay Time	0.2 s	0.2 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Desbalance de fases 46PD		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	75%	75%
Operate Delay Time	0.5 s	0.5 s

Sobretensión 59		
--------------------	--	--



	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.20 pu	0.60 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Subtensión 27		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.90 pu	0.47 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Celda +K03:

<b>Nivel de tensión</b>	13.8kV/7.5kV
<b>Función</b>	Salida 1
<b>Relé</b>	REF630
<b>Relación CT</b>	600/1
<b>Relación CT N</b>	50/1
<b>Relación VT</b>	13800/110

Sobrecorriente temporizada de fases 51P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.3 pu	0.55 pu
Time Multiplier	0.25	0.15
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.

Sobrecorriente instantánea de fases 50P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.76 pu	2.00 pu
Operate Delay Time	0.02 s	0.02 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobrecorriente instantánea a tierra 50N		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.2 pu	0.2 pu
Operate Delay Time	0.04 s	0.04 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Desbalance de fases 46PD		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	75%	75%
Operate Delay Time	0.5 s	0.5 s

Sobretensión 59		
--------------------	--	--

	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.20 pu	0.60 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Subtensión 27		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.90 pu	0.47 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Celda +K04:

<b>Nivel de tensión</b>	13.8kV/7.5kV
<b>Función</b>	Alimentador de transformador
<b>Relé</b>	REF630
<b>Relación CT</b>	1200/1
<b>Relación CT</b>	50/1
<b>Resistencia Neutro</b>	
<b>Relación VT</b>	13800/110

Sobrecorriente temporizada de fases 51P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.35 pu	0.65 pu
Time Multiplier	0.2	0.1
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.

Sobrecorriente instantánea de fases 50P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.13 pu	2.00 pu
Operate Delay Time	0.35 s	0.35 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobrecorriente instantánea a tierra 50N		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.2 pu	0.2 pu
Operate Delay Time	0.4 s	0.4 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobretensión 59		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.10 pu	0.57 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Subtensión 27		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.90 pu	0.47 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

### Tipo 3: Subestación 55

Celda +H02:

<b>Nivel de tensión</b>	34.5kV
<b>Función</b>	Alimentador de transformador
<b>Relé</b>	REF630
<b>Relación CT</b>	300/1
<b>Relación CT N</b>	50/1
<b>Relación VT</b>	34500/110

Sobrecorriente temporizada de fases 51P		
--	--	--

	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.55 pu	0.55 pu
Time Multiplier	0.2	0.1
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.

Sobrecorriente instantánea de fases 50P		
--	--	--

	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.8 pu	1.65 pu
Operate Delay Time	0.35 s	0.35 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobrecorriente instantánea de fases (Etapa 2) 50P-2		
--	--	--

	13.8kV	7.2kV
Start Value	6.2 pu	6.2 pu
Operate Delay Time	0.04 s	0.04 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobrecorriente instantánea a tierra 50N - Resistencia de Neutro		
--	--	--

	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.2 pu	0.2 pu
Operate Delay Time	0.4 s	0.4 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobretensión 59		
--------------------	--	--

	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.10 pu	1.10 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Subtensión 27		
------------------	--	--

	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.90 pu	0.90 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Celda +K01:

<b>Nivel de tensión</b>	13.8kV/7.2kV
<b>Función</b>	SSAA
<b>Relé</b>	REF630
<b>Relación CT</b>	20/1
<b>Relación CT N</b>	50/1
<b>Relación VT</b>	13800/110

Sobrecorriente temporizada de fases 51P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.1 pu	0.2 pu
Time Multiplier	0.25	0.50
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.

Sobrecorriente instantánea de fases 50P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.1 pu	2.10 pu
Operate Delay Time	0.02 s	0.02 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobrecorriente instantánea a tierra 50N		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.2 pu	0.2 pu
Operate Delay Time	0.04 s	0.04 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobretensión 59		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.10 pu	0.57 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Subtensión 27		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.90 pu	0.47 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Celda +K02:

<b>Nivel de tensión</b>	13.8kV/7.2kV
<b>Función</b>	Salida 2
<b>Relé</b>	REF630
<b>Relación CT</b>	600/1
<b>Relación CT N</b>	50/1
<b>Relación VT</b>	13800/110

Sobrecorriente temporizada de fases 51P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.3 pu	0.55 pu
Time Multiplier	0.25	0.25
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.

Sobrecorriente instantánea de fases 50P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.76 pu	1.98 pu
Operate Delay Time	0.02 s	0.02 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobrecorriente instantánea a tierra 50N		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.2 pu	0.2 pu
Operate Delay Time	0.04 s	0.04 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Desbalance de fases 46PD		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	75%	75%
Operate Delay Time	0.5 s	0.5 s

Sobretensión 59		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.10 pu	0.57 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Subtensión 27		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.90 pu	0.47 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Celda +K03:

<b>Nivel de tensión</b>	13.8kV/7.2kV
<b>Función</b>	Salida 1
<b>Relé</b>	REF630
<b>Relación CT</b>	600/1
<b>Relación CT N</b>	50/1
<b>Relación VT</b>	13800/110

Sobrecorriente temporizada de fases 51P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.3 pu	0.55 pu
Time Multiplier	0.25	0.25
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.

Sobrecorriente instantánea de fases 50P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.76 pu	1.98 pu
Operate Delay Time	0.02 s	0.02 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobrecorriente instantánea a tierra 50N		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.2 pu	0.2 pu
Operate Delay Time	0.04 s	0.04 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Desbalance de fases 46PD		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	75%	75%
Operate Delay Time	0.5 s	0.5 s

Sobretensión 59		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.10 pu	0.57 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Subtensión 27		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.90 pu	0.47 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Celda +K04:

<b>Nivel de tensión</b>	13.8kV/7.2kV
<b>Función</b>	Protección de Transformador
<b>Relé</b>	RET630
<b>Relación CT HV</b>	300/1
<b>Relación CT LV</b>	1200/1
<b>Relación CT</b>	50/1
<b>Resistencia Neutro</b>	
<b>Relación VT</b>	13800/110

Diferencial de Transformador 87T		
	13.8kV	7.2kV
Corriente Base HV	167 A	167 A
Corriente Base LV	418 A	802 A
Clock Number	Clk Num 5	Clk Num 5
Winding Type	Dyn	Dyn
High Operate Value	1200%	1200%
Low Operate Value	20%	20%
Slope Section 2	30%	30%
End Section 2	150%	150%
Start Value 2H	15%	15%
Start Value 5H	35%	35%
Stop Value 5H	35%	35%
Sobrecorriente temporizada de fases 51P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.35 pu	0.65 pu
Time Multiplier	0.2	0.1
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.
Sobrecorriente instantánea de fases 50P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.13 pu	2.00 pu
Operate Delay Time	0.35 s	0.35 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Sobretensión 59		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.10 pu	0.57 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Subtensión 27		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.90 pu	0.47 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time



#### Tipo 4: Subestación 056/057

Celda +H02:

<b>Nivel de tensión</b>	34.5kV
<b>Función</b>	Alimentador de transformador
<b>Relé</b>	REF630
<b>Relación CT</b>	300/1
<b>Relación VT</b>	34500/110
<b>Relación VT</b>	13800/110
<b>Resistencia Neutro</b>	

Sobrecorriente temporizada de fases 51P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.55 pu	0.55 pu
Time Multiplier	0.2	0.1
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.

Sobrecorriente instantánea de fases 50P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.8 pu	1.65 pu
Operate Delay Time	0.35 s	0.35 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobrecorriente instantánea de fases (Etapa 2) 50P-2		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	6.2 pu	6.2 pu
Operate Delay Time	0.04 s	0.04 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobrecorriente instantánea a tierra 50N – Direccionada desde K04, mismos ajustes		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.2 pu	0.2 pu
Operate Delay Time	0.4 s	0.4 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobretensión 59		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.10 pu	1.10 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Subtensión 27		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.90 pu	0.90 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Celda +K01:

<b>Nivel de tensión</b>	13.8kV/7.5kV
<b>Función</b>	SSAA
<b>Relé</b>	REF630
<b>Relación CT</b>	20/1
<b>Relación CT N</b>	50/1
<b>Relación VT</b>	13800/110

Sobrecorriente temporizada de fases 51P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.1 pu	0.2 pu
Time Multiplier	0.25	0.25
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.

Sobrecorriente instantánea de fases 50P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.1 pu	2.10 pu
Operate Delay Time	0.02 s	0.02 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobrecorriente instantánea a tierra 50N		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.2 pu	0.2 pu
Operate Delay Time	0.02 s	0.02 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobretensión 59		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.10 pu	0.57 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Subtensión 27		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.90 pu	0.47 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Celda +K02:

<b>Nivel de tensión</b>	13.8kV/7.5kV
<b>Función</b>	Salida 2
<b>Relé</b>	REF630
<b>Relación CT</b>	500/1
<b>Relación CT N</b>	50/1
<b>Relación VT</b>	13800/110

Sobrecorriente temporizada de fases 51P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.36 pu	0.66 pu
Time Multiplier	0.25	0.15
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.

Sobrecorriente instantánea de fases 50P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	2.11 pu	2.38 pu
Operate Delay Time	0.02 s	0.02 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobrecorriente instantánea a tierra 50N		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.2 pu	0.2 pu
Operate Delay Time	0.04 s	0.04 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Desbalance de fases 46PD		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	75%	75%
Operate Delay Time	0.5 s	0.5 s

Sobretensión 59		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.10 pu	0.57 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Subtensión 27		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.90 pu	0.47 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Celda +K03:

<b>Nivel de tensión</b>	13.8kV/7.5kV
<b>Función</b>	Salida 1
<b>Relé</b>	REF630
<b>Relación CT</b>	500/1
<b>Relación CT N</b>	50/1
<b>Relación VT</b>	13800/110

Sobrecorriente temporizada de fases 51P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.36 pu	0.66 pu
Time Multiplier	0.25	0.15
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.

Sobrecorriente instantánea de fases 50P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	2.11 pu	2.38 pu
Operate Delay Time	0.02 s	0.02 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobrecorriente instantánea a tierra 50N		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.2 pu	0.2 pu
Operate Delay Time	0.04 s	0.04 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Desbalance de fases 46PD		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	75%	75%
Operate Delay Time	0.5 s	0.5 s

Sobretensión 59		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.10 pu	0.57 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Subtensión 27		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.90 pu	0.47 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Celda +K04:

<b>Nivel de tensión</b>	13.8kV/7.5kV
<b>Función</b>	Protección de Transformador
<b>Relé</b>	RET630
<b>Relación CT HV</b>	300/1
<b>Relación CT LV</b>	1200/1
<b>Relación CT N</b>	50/1
<b>Relación VT</b>	13800/110

Diferencial de Transformador 87T		
	13.8kV	7.5kV
Corriente Base HV	167 A	167 A
Corriente Base LV	418 A	770 A
Clock Number	Clk Num 5	Clk Num 5
Winding Type	Dyn	Dyn
High Operate Value	1200%	1200%
Low Operate Value	20%	20%
Slope Section 2	30%	30%
End Section 2	150%	150%
Start Value 2H	15%	15%
Start Value 5H	35%	35%
Stop Value 5H	35%	35%
Sobrecorriente temporizada de fases 51P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.35 pu	0.65 pu
Time Multiplier	0.2	0.1
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.
Sobrecorriente instantánea de fases 50P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.13 pu	2.00 pu
Operate Delay Time	0.35 s	0.35 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Sobretensión 59		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.10 pu	0.57 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Subtensión 27		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.90 pu	0.47 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

## Tipo 5: Subestación 058/061

Celda +H01:

<b>Nivel de tensión</b>	34.5kV
<b>Función</b>	Alimentador de transformador
<b>Relé</b>	REF630
<b>Relación CT</b>	300/1
<b>Relación VT</b>	34500/110
<b>Relación CT</b>	50/1
<b>Resistencia Neutro</b>	

Sobrecorriente temporizada de fases 51P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.55 pu	0.55 pu
Time Multiplier	0.2	0.1
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.

Sobrecorriente instantánea de fases 50P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.8 pu	1.65 pu
Operate Delay Time	0.35 s	0.35 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobrecorriente instantánea de fases (Etapa 2) 50P-2		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	6.2 pu	6.2 pu
Operate Delay Time	0.04 s	0.04 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobrecorriente instantánea a tierra 50N		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.2 pu	0.2 pu
Operate Delay Time	0.4 s	0.4 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobretensión 59		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.10 pu	1.10 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Subtensión 27		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.90 pu	0.90 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Celda +K01:

<b>Nivel de tensión</b>	13.8kV/7.2kV
<b>Función</b>	Protección de Transformador
<b>Relé</b>	RET630
<b>Relación CT HV</b>	300/1
<b>Relación CT LV</b>	1200/1
<b>Relación CT N</b>	50/1
<b>Relación VT</b>	13800/110
<b>Resistencia Neutro</b>	

Diferencial de Transformador 87T		
	13.8kV	7.2kV
Corriente Base HV	167 A	167 A
Corriente Base LV	418 A	802 A
Clock Number	Clk Num 5	Clk Num 5
Winding Type	Dyn	Dyn
High Operate Value	1200%	1200%
Low Operate Value	20%	20%
Slope Section 2	30%	30%
End Section 2	150%	150%
Start Value 2H	15%	15%
Start Value 5H	35%	35%
Stop Value 5H	35%	35%

Sobrecorriente temporizada de fases 51P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.35 pu	0.65 pu
Time Multiplier	0.2	0.1
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.

Sobrecorriente instantánea de fases 50P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.13 pu	2.00 pu
Operate Delay Time	0.35 s	0.35 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobrecorriente instantánea a tierra 50N		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.2 pu	0.2 pu
Operate Delay Time	0.04 s	0.04 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobretensión de neutro 59N		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.28 pu	0.15 pu
Operate Delay Time	1 s	1 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Celda +K02:

<b>Nivel de tensión</b>	13.8kV/7.2kV
<b>Función</b>	Salida 1
<b>Relé</b>	REF630
<b>Relación CT</b>	800/1
<b>Relación CT N</b>	50/1
<b>Relación VT</b>	13800/110

Sobrecorriente temporizada de fases 51P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.22 pu	0.41 pu
Time Multiplier	0.25	0.15
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.

Sobrecorriente instantánea de fases 50P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.32 pu	1.48 pu
Operate Delay Time	0.02 s	0.02 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobrecorriente instantánea a tierra 50N		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.2 pu	0.2 pu
Operate Delay Time	0.04 s	0.04 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Desbalance de fases 46PD		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	75%	75%
Operate Delay Time	0.5 s	0.5 s

Sobretensión 59		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.10 pu	0.57 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time



Subtensión 27		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.90 pu	0.47 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Celda +K03:

<b>Nivel de tensión</b>	13.8kV/7.2kV
<b>Función</b>	Salida 2
<b>Relé</b>	REF630
<b>Relación CT</b>	800/1
<b>Relación CT N</b>	50/1
<b>Relación VT</b>	13800/110

Sobrecorriente temporizada de fases 51P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.22 pu	0.41 pu
Time Multiplier	0.25	0.15
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.

Sobrecorriente instantánea de fases 50P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.32 pu	1.48 pu
Operate Delay Time	0.02 s	0.02 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobrecorriente instantánea a tierra 50N		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.2 pu	0.2 pu
Operate Delay Time	0.04 s	0.04 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Desbalance de fases 46PD		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	75%	75%
Operate Delay Time	0.5 s	0.5 s

Sobretensión 59		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.10 pu	0.57 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Subtensión		
------------	--	--

27		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.90 pu	0.47 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Celda +K04:

<b>Nivel de tensión</b>	13.8kV/7.2kV
<b>Función</b>	SSAA
<b>Relé</b>	REF630
<b>Relación CT</b>	25/1
<b>Relación CT N</b>	50/1
<b>Relación VT</b>	13800/110

Sobrecorriente temporizada de fases 51P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.08 pu	0.16 pu
Time Multiplier	0.25	0.25
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.

Sobrecorriente instantánea de fases 50P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.88 pu	1.76 pu
Operate Delay Time	0.02 s	0.02 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobrecorriente instantánea a tierra 50N		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.2 pu	0.2 pu
Operate Delay Time	0.04 s	0.04 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobretensión 59		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.10 pu	0.57 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Subtensión 27		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.90 pu	0.47 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

## Tipo 6: Subestación 059/060

Celda +H02:

<b>Nivel de tensión</b>	34.5kV
<b>Función</b>	Alimentador de transformador
<b>Relé</b>	REF630
<b>Relación CT</b>	300/1
<b>Relación VT</b>	34500/110

Sobrecorriente temporizada de fases 51P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.55 pu	0.55 pu
Time Multiplier	0.2	0.1
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.

Sobrecorriente instantánea de fases 50P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.8 pu	1.65 pu
Operate Delay Time	0.35 s	0.35 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobrecorriente instantánea de fases (Etapa 2) 50P-2		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	6.2 pu	6.2 pu
Operate Delay Time	0.04 s	0.04 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobrecorriente instantánea a tierra 50N		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.2 pu	0.2 pu
Operate Delay Time	0.4 s	0.4 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobretensión 59		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.10 pu	1.10 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Subtensión 27		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.90 pu	0.90 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Celda +K01:

<b>Nivel de tensión</b>	13.8kV/7.5kV
<b>Función</b>	SSAA
<b>Relé</b>	REF630
<b>Relación CT</b>	20/1
<b>Relación CT N</b>	50/1
<b>Relación VT</b>	13800/110

Sobrecorriente temporizada de fases 51P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.1 pu	0.2 pu
Time Multiplier	0.25	0.25
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.

Sobrecorriente instantánea de fases 50P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.1 pu	2.10 pu
Operate Delay Time	0.02 s	0.02 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobrecorriente instantánea a tierra 50N		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.2 pu	0.2 pu
Operate Delay Time	0.04 s	0.04 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobretensión 59		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.10 pu	0.57 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Subtensión 27		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.90 pu	0.47 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Celda +K02:

<b>Nivel de tensión</b>	13.8kV/7.5kV
<b>Función</b>	Salida 2
<b>Relé</b>	REF630
<b>Relación CT</b>	600/1
<b>Relación CT N</b>	50/1
<b>Relación VT</b>	13800/110

Sobrecorriente temporizada de fases 51P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.3 pu	0.55 pu
Time Multiplier	0.25	0.15
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.
Sobrecorriente instantánea de fases 50P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.76 pu	1.98 pu
Operate Delay Time	0.02 s	0.02 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Sobrecorriente instantánea a tierra 50N		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.2 pu	0.2 pu
Operate Delay Time	0.04 s	0.04 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Desbalance de fases 46PD		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	75%	75%
Operate Delay Time	0.5 s	0.5 s
Sobretensión 59		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.10 pu	0.57 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time
Subtensión 27		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.80 pu	0.42 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Celda +K03:

<b>Nivel de tensión</b>	13.8kV/7.5kV
<b>Función</b>	Salida 1
<b>Relé</b>	REF630
<b>Relación CT</b>	600/1
<b>Relación CT N</b>	50/1
<b>Relación VT</b>	13800/110

Sobrecorriente temporizada de fases 51P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.3 pu	0.55 pu
Time Multiplier	0.25	0.15
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.

Sobrecorriente instantánea de fases 50P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.76 pu	1.98 pu
Operate Delay Time	0.02 s	0.02 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Sobrecorriente instantánea a tierra 50N		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.2 pu	0.2 pu
Operate Delay Time	0.04 s	0.04 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

SUBESTACION 059 Desbalance de fases 46PD		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	90%	90%
Operate Delay Time	0.5 s	0.5 s

SUBESTACION 060 Desbalance de fases 46PD		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	80%	80%
Operate Delay Time	0.5 s	0.5 s

Sobretensión 59		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.10 pu	0.57 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Subtensión 27		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.80 pu	0.42 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Celda +K04:

<b>Nivel de tensión</b>	13.8kV/7.5kV
<b>Función</b>	Protección de Transformador
<b>Relé</b>	RET630
<b>Relación CT HV</b>	300/1
<b>Relación CT LV</b>	1200/1
<b>Relación CT</b>	50/1
<b>Resistencia Neutro</b>	
<b>Relación VT</b>	13800/110

Diferencial de Transformador 87T		
	13.8kV	7.5kV
Corriente Base HV	167 A	167 A
Corriente Base LV	418 A	770 A
Clock Number	Clk Num 5	Clk Num 5
Winding Type	Dyn	Dyn
High Operate Value	1200%	1200%
Low Operate Value	20%	20%
Slope Section 2	30%	30%
End Section 2	150%	150%
Start Value 2H	15%	15%
Start Value 5H	35%	35%
Stop Value 5H	35%	35%

Sobrecorriente temporizada de fases 51P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.35 pu	0.65 pu
Time Multiplier	0.2	0.1
Operating Curve Type	IEC Ext. Inv.	IEC Ext. Inv.

Sobrecorriente instantánea de fases 50P		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.13 pu	2.00 pu
Operate Delay Time	0.35 s	0.35 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

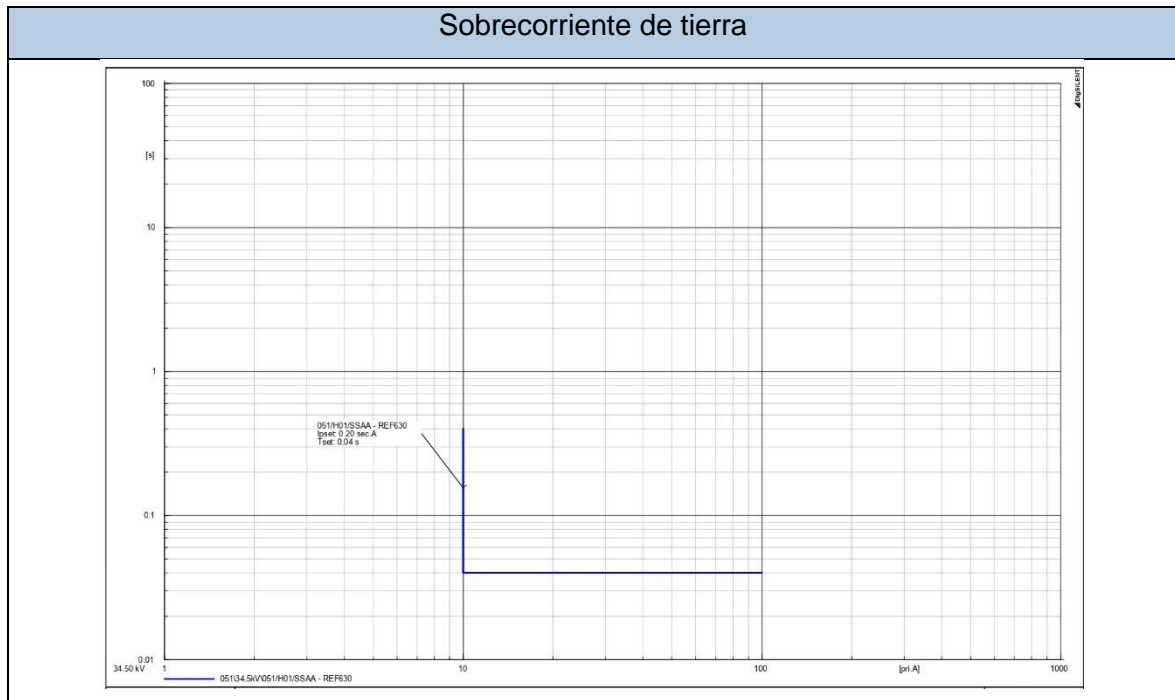
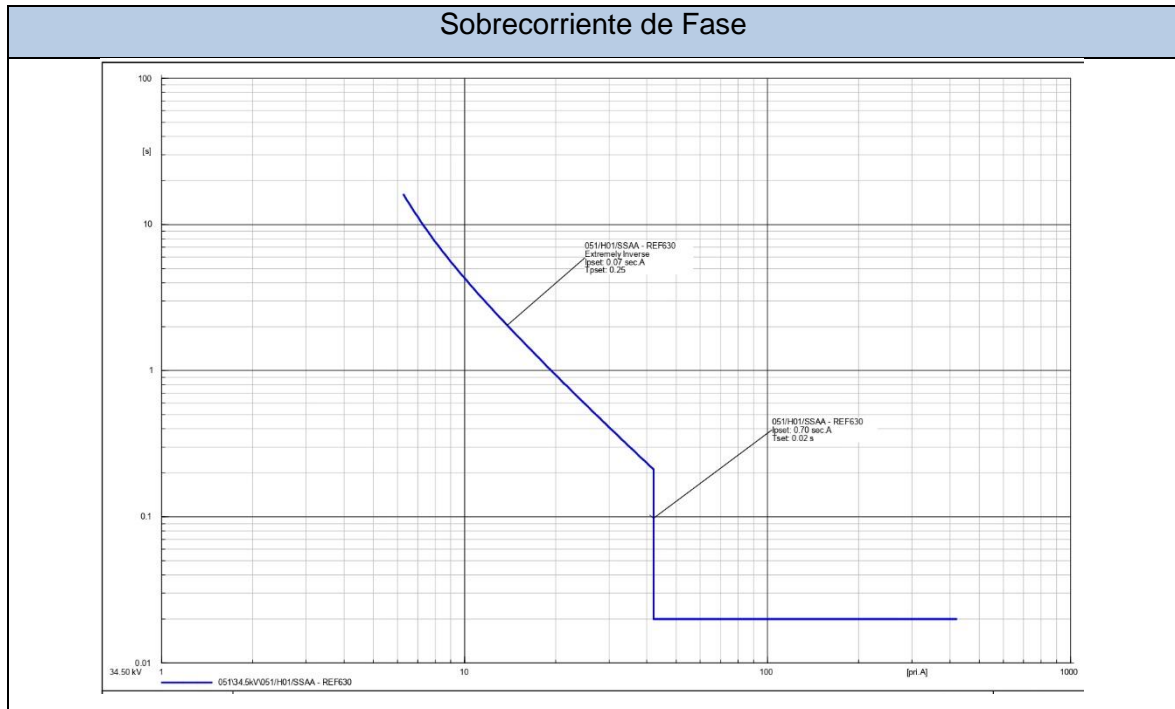
Sobretensión 59		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	1.10 pu	0.57 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time

Subtensión 27		
	13.8kV	7.2kV
Start Value	0.90 pu	0.47 pu
Operate Delay Time	3 s	3 s
Operating Curve Type	IEC Def. Time	IEC Def. Time



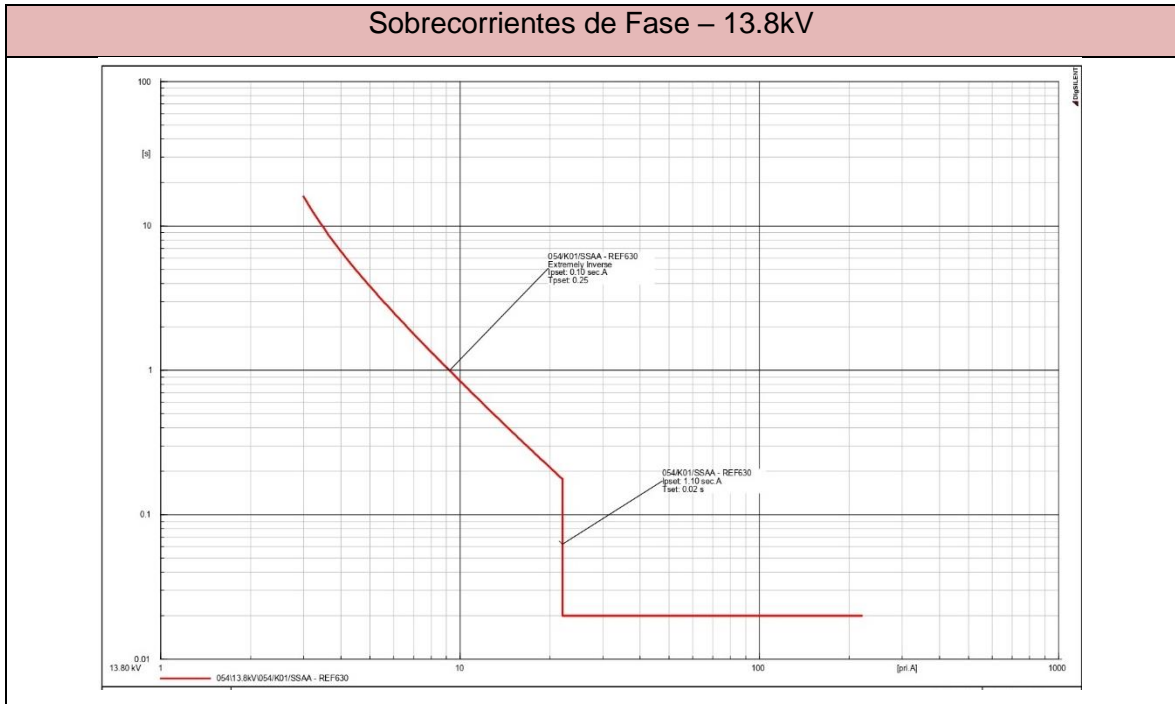
## ANEXO 2. GRÁFICAS SOBRECORRIENTES DE CELDAS DE SERVICIOS AUXILIARES

### Tipo 1 – Subestación 051, 052, 053 – Celda H02

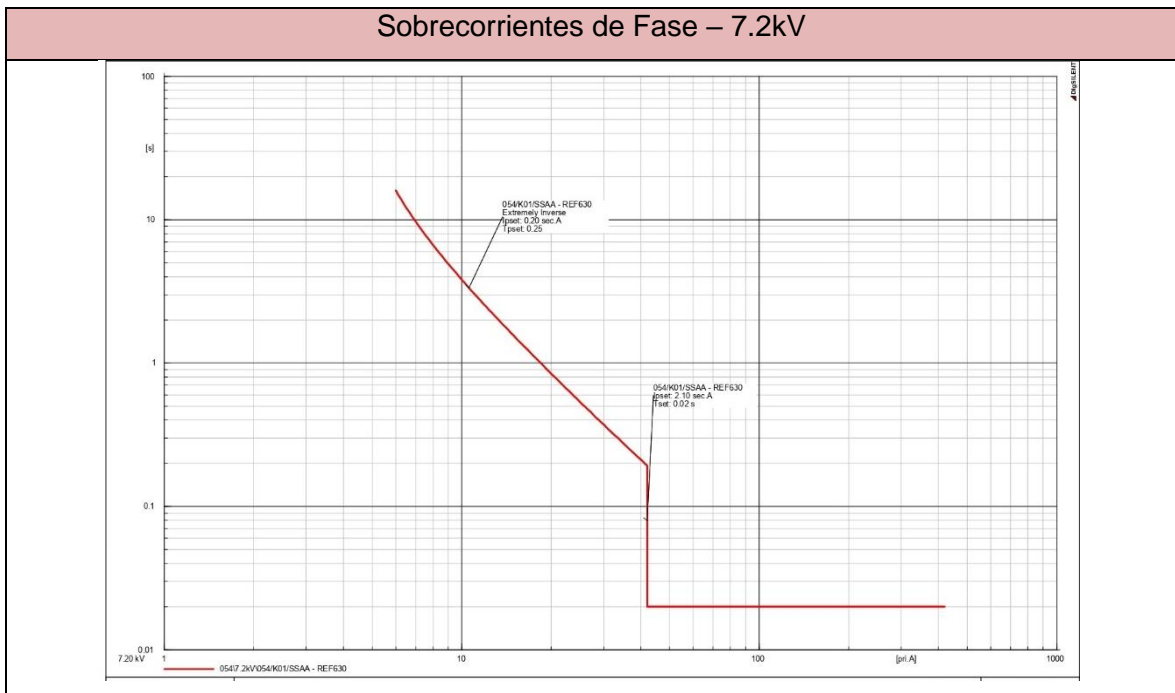


## Tipo 2 – Subestación 054 – Celda K01

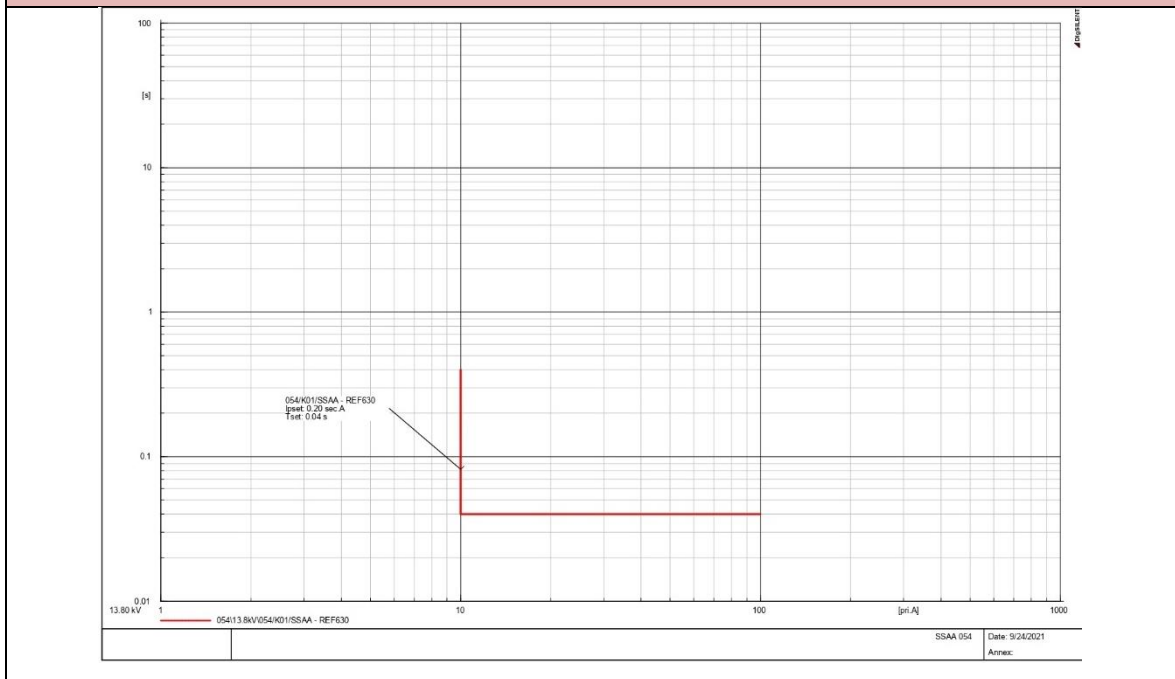
### Sobrecorrientes de Fase – 13.8kV



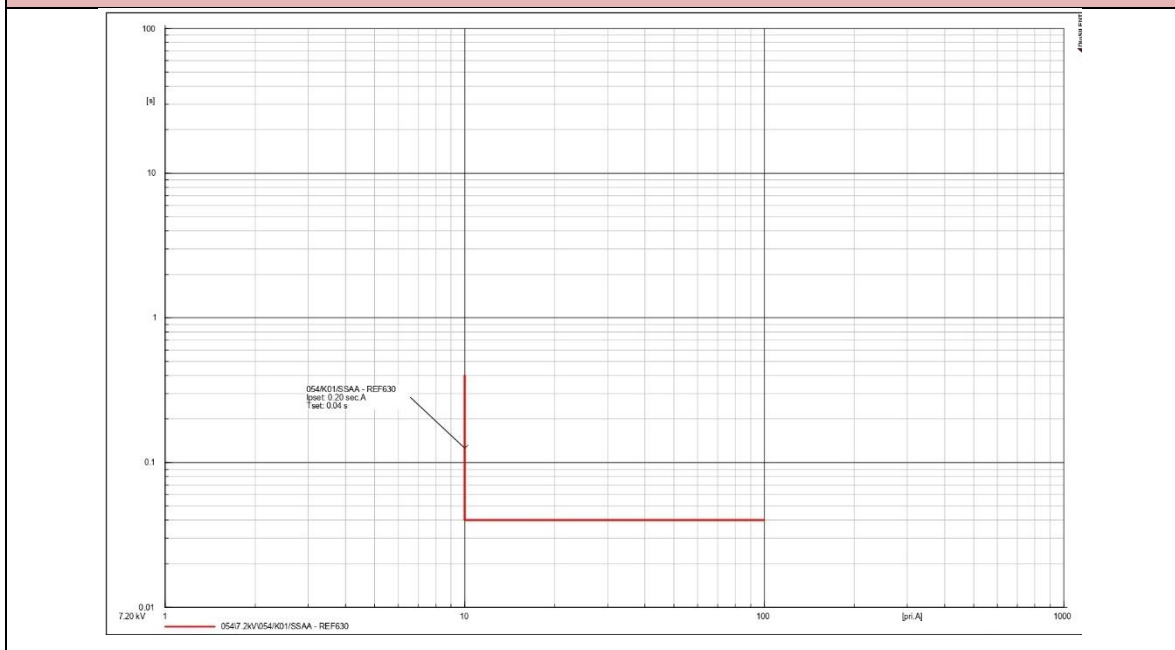
### Sobrecorrientes de Fase – 7.2kV



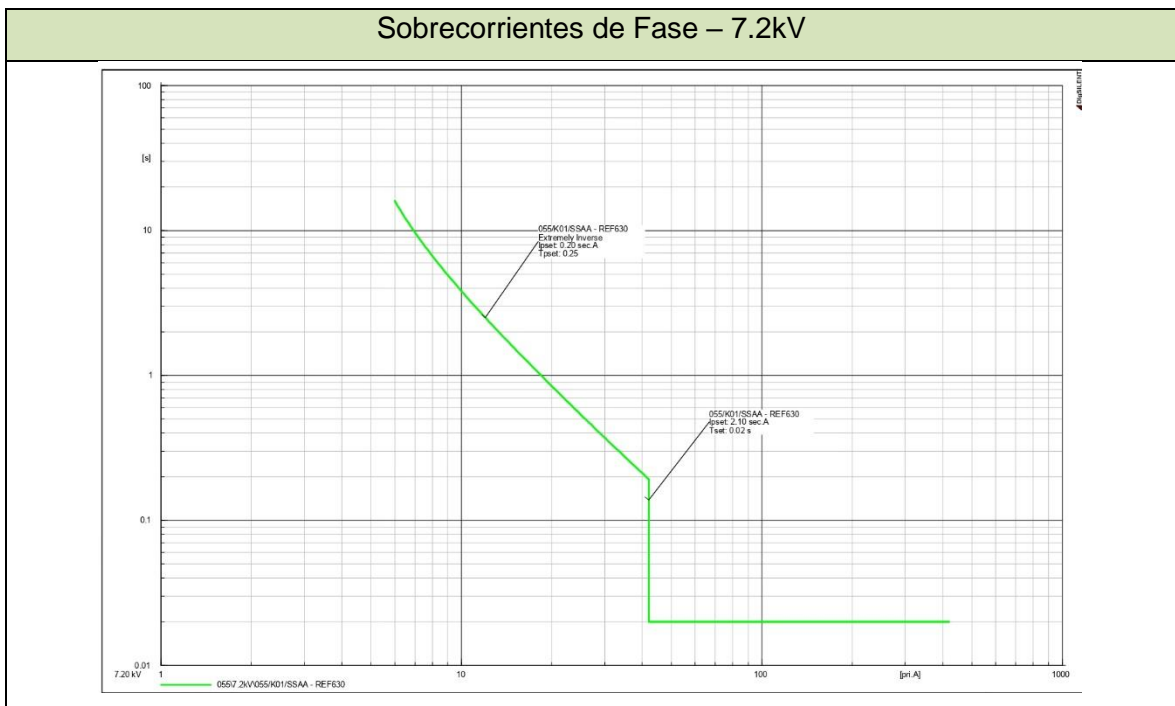
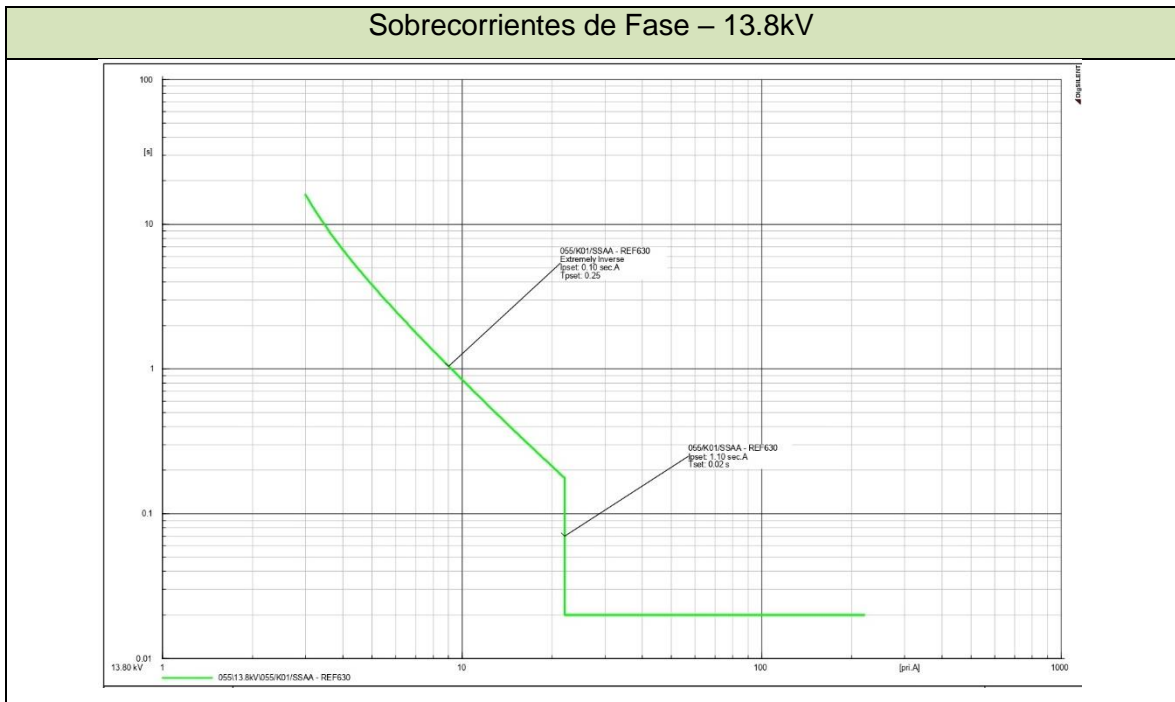
### Sobrecorrientes de tierra – 13.8kV



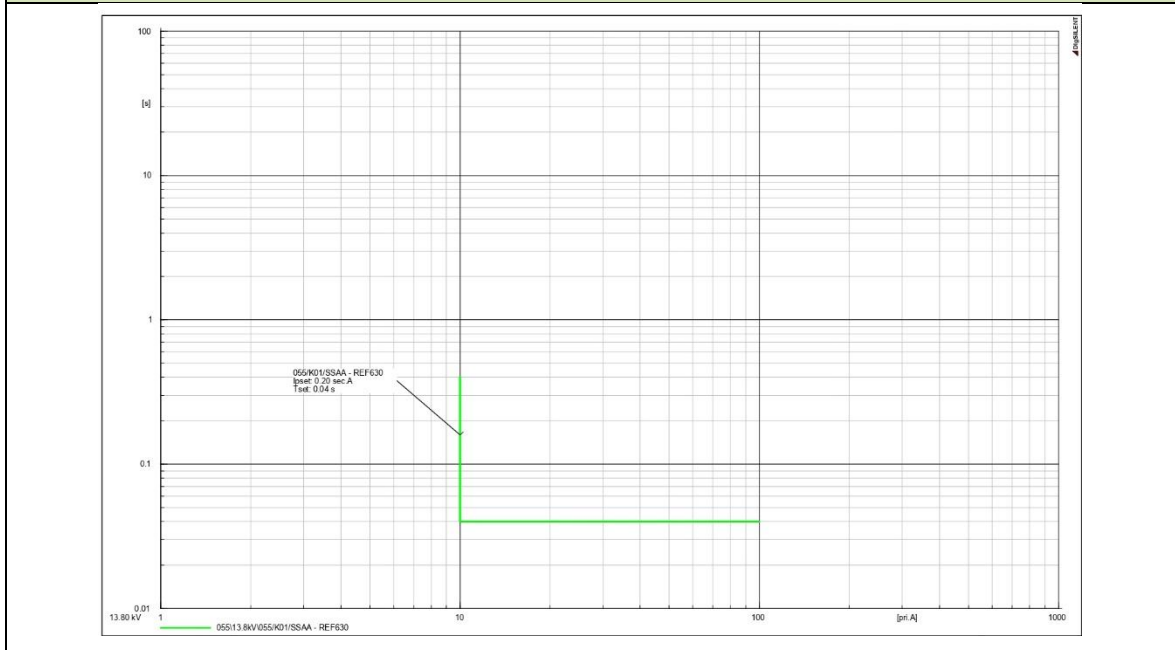
### Sobrecorrientes de tierra – 7.2kV



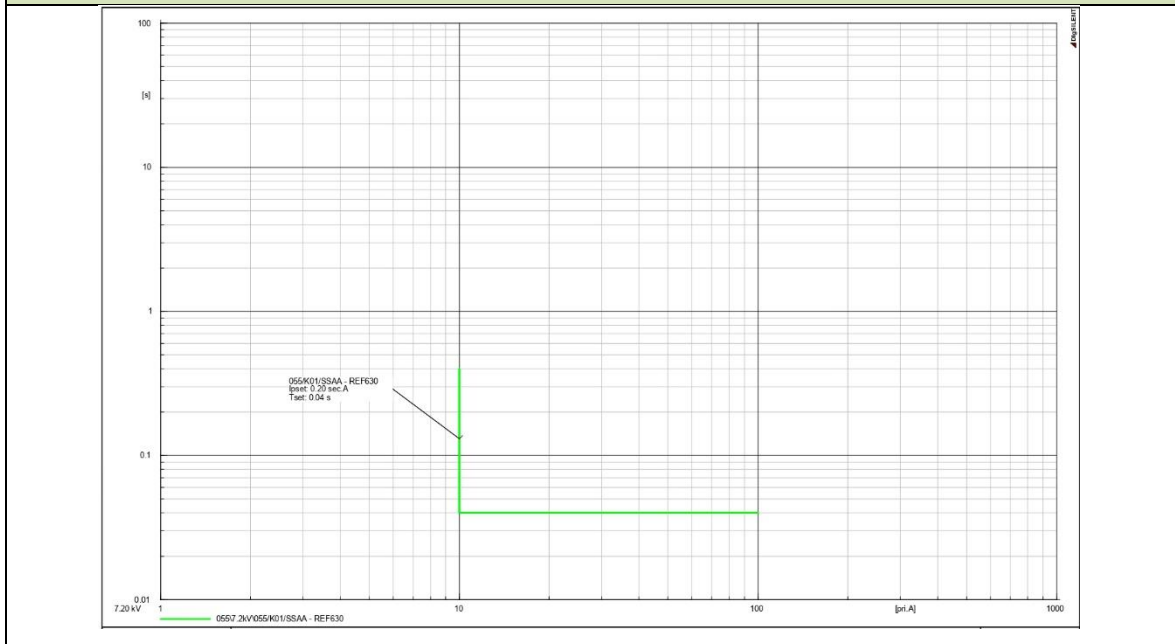
### Tipo 3 – Subestación 055 – Celda K01



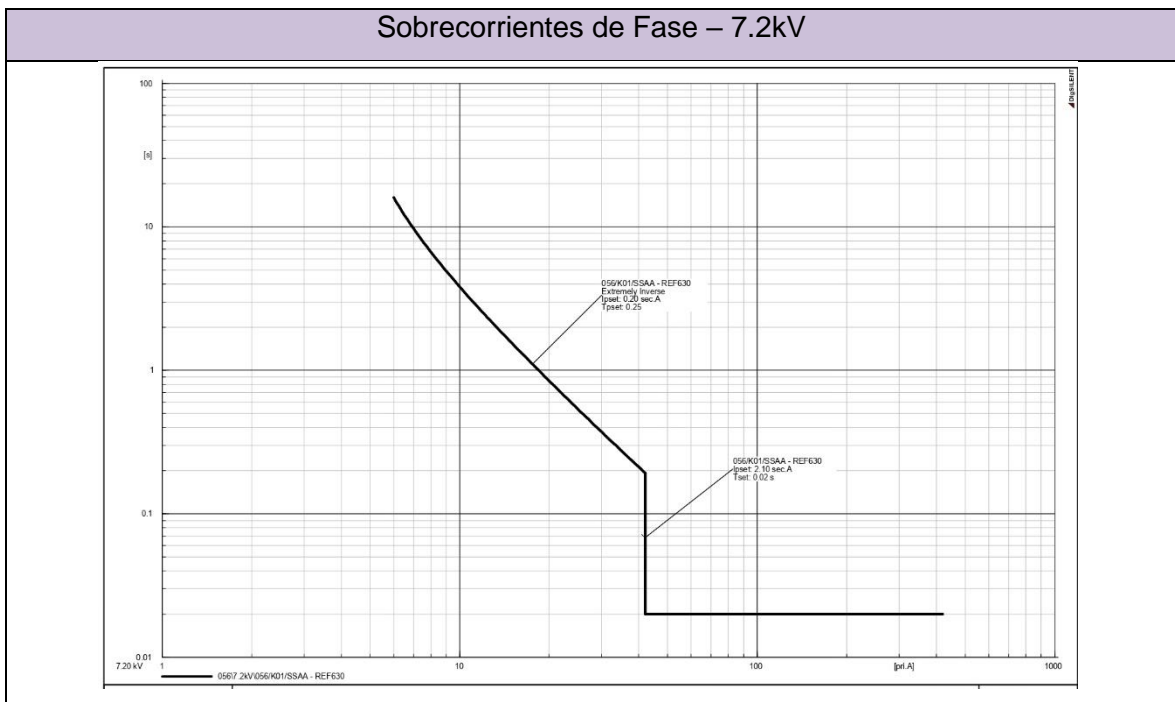
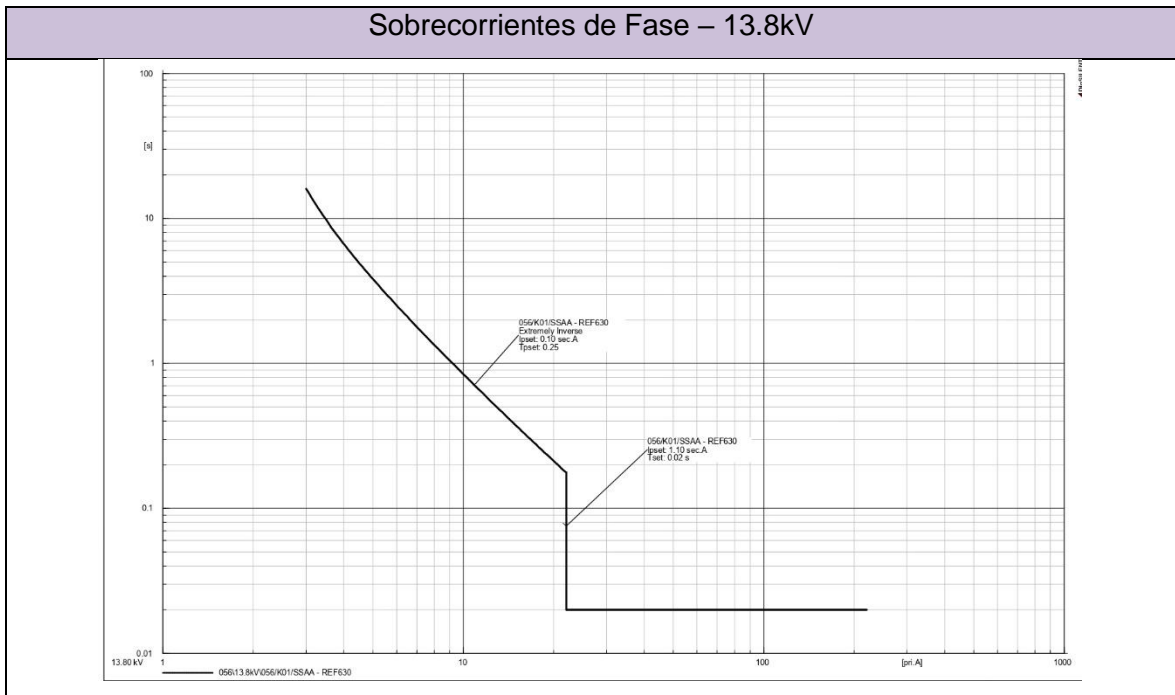
### Sobrecorrientes de tierra – 13.8kV



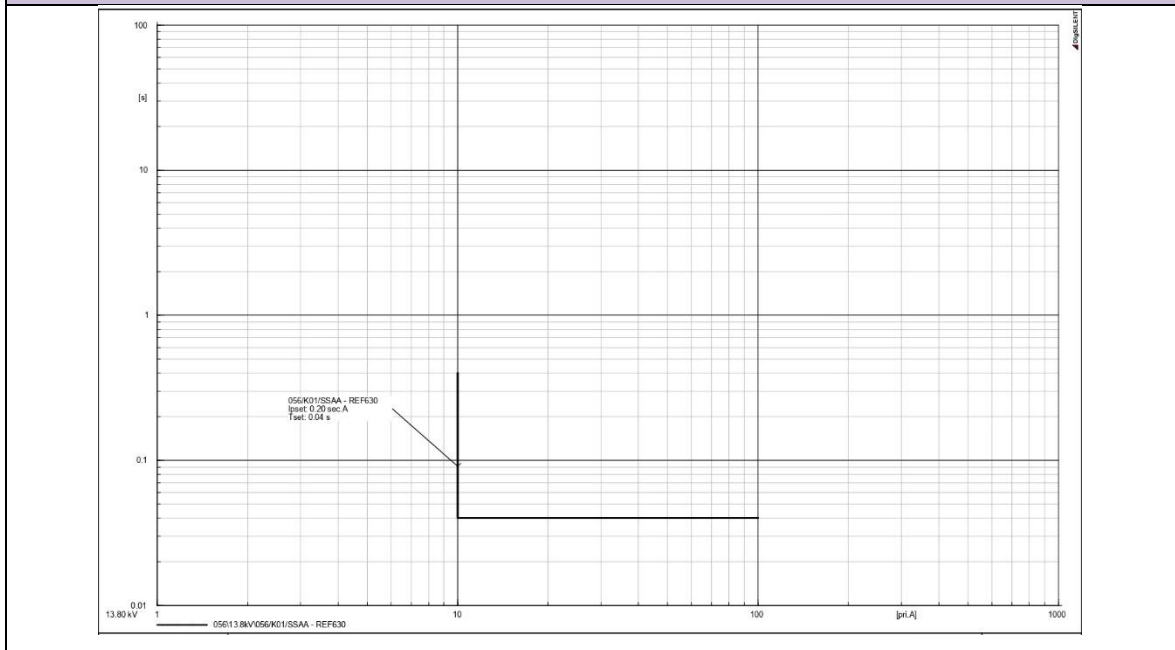
### Sobrecorrientes de tierra – 7.2kV



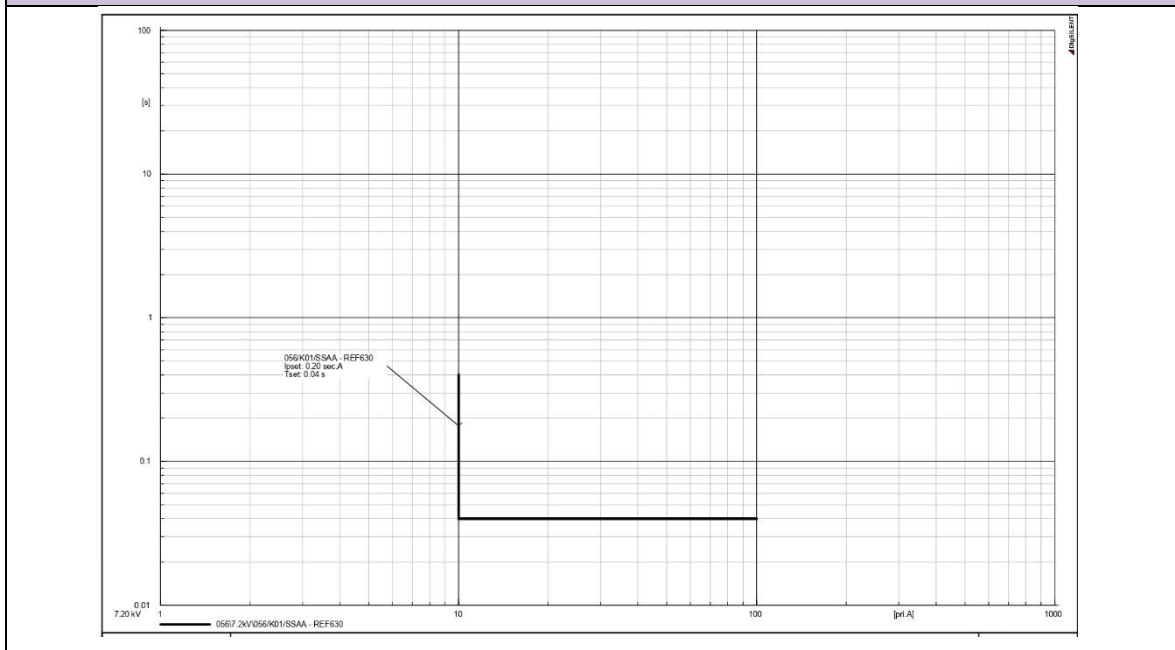
## Tipo 4 – Subestación 056, 057 – Celda K01



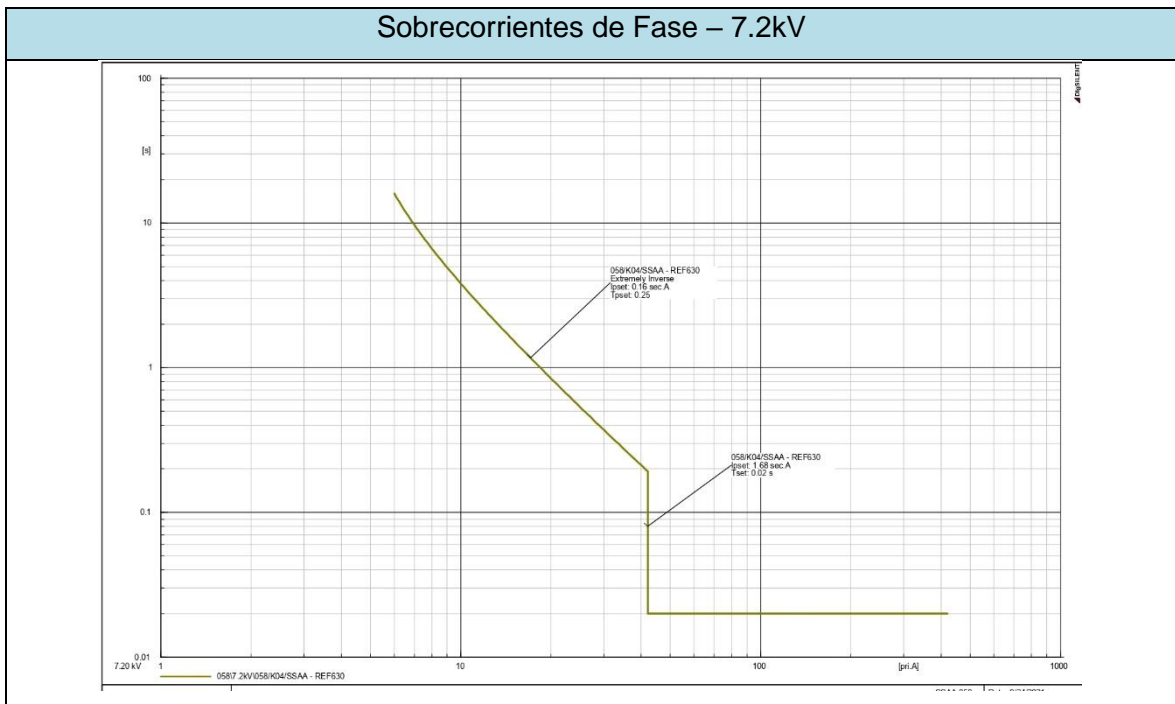
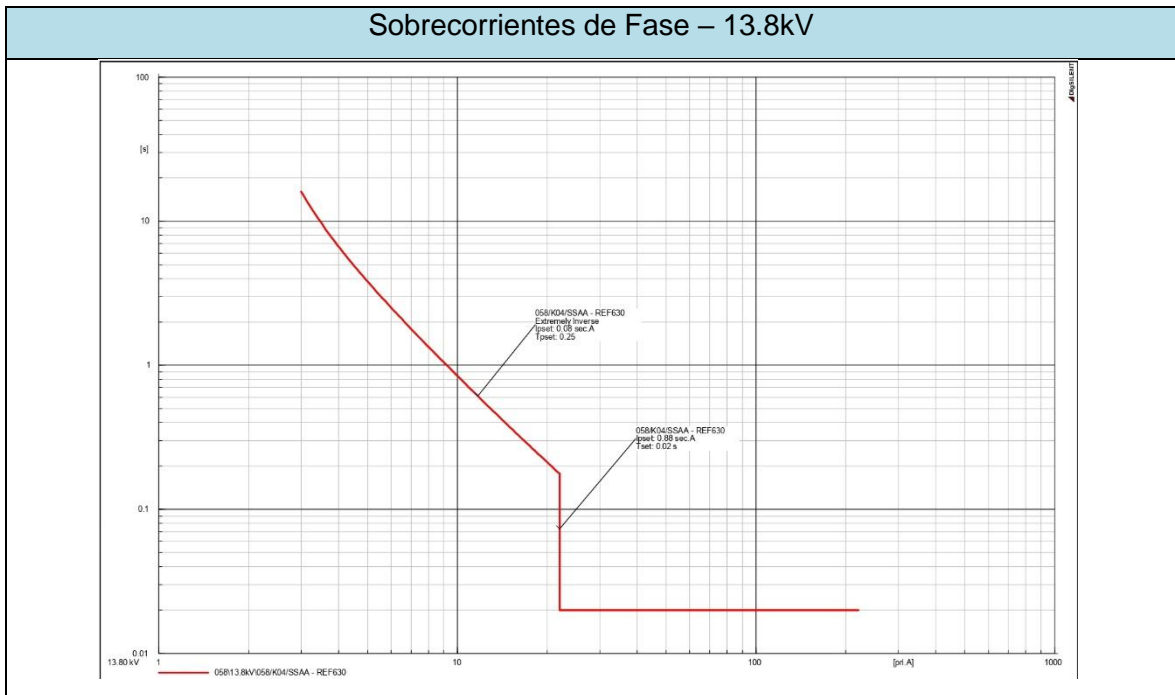
### Sobrecorrientes de tierra – 13.8kV



### Sobrecorrientes de tierra – 7.2kV

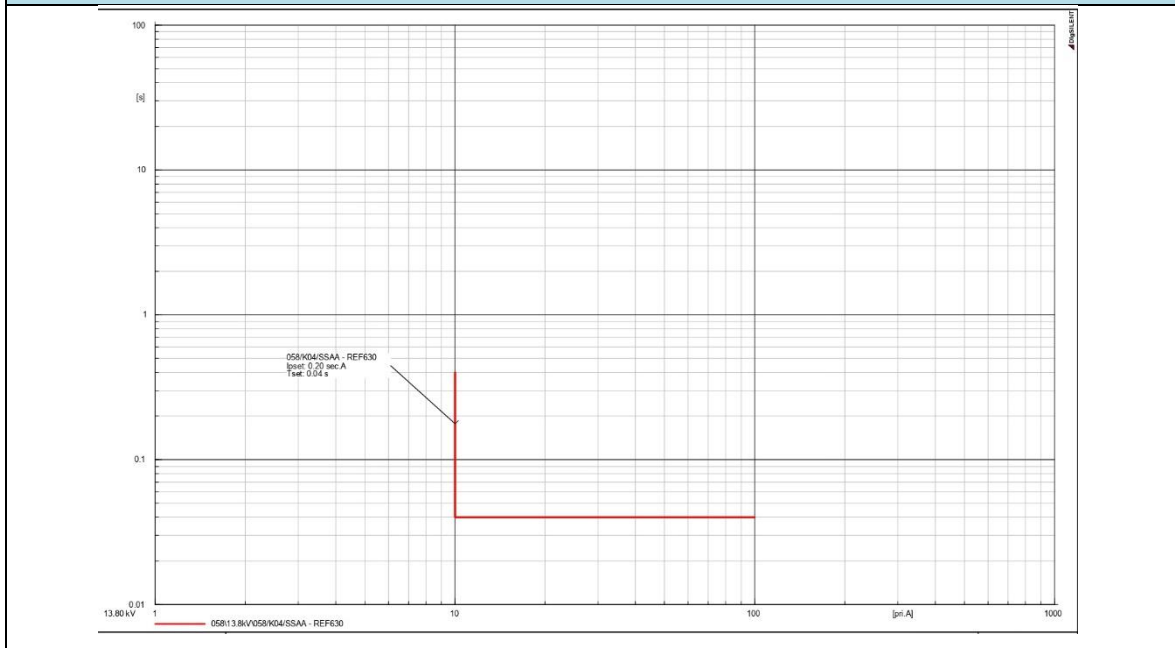


## Tipo 5 – Subestación 058, 061 – Celda K04

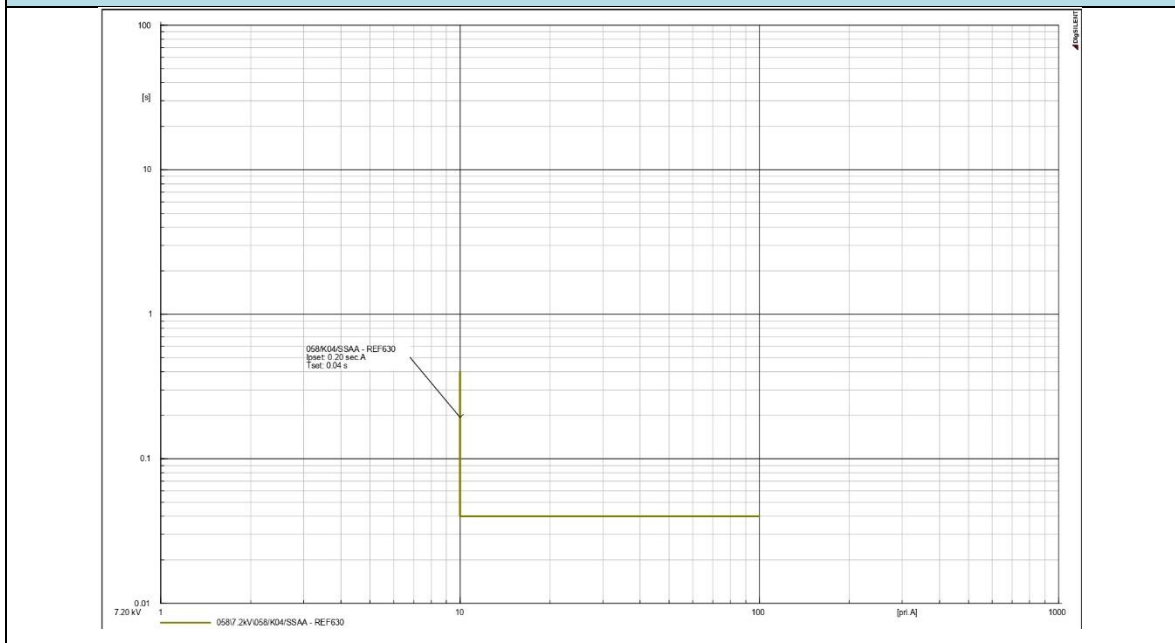




### Sobrecorrientes de tierra – 13.8kV

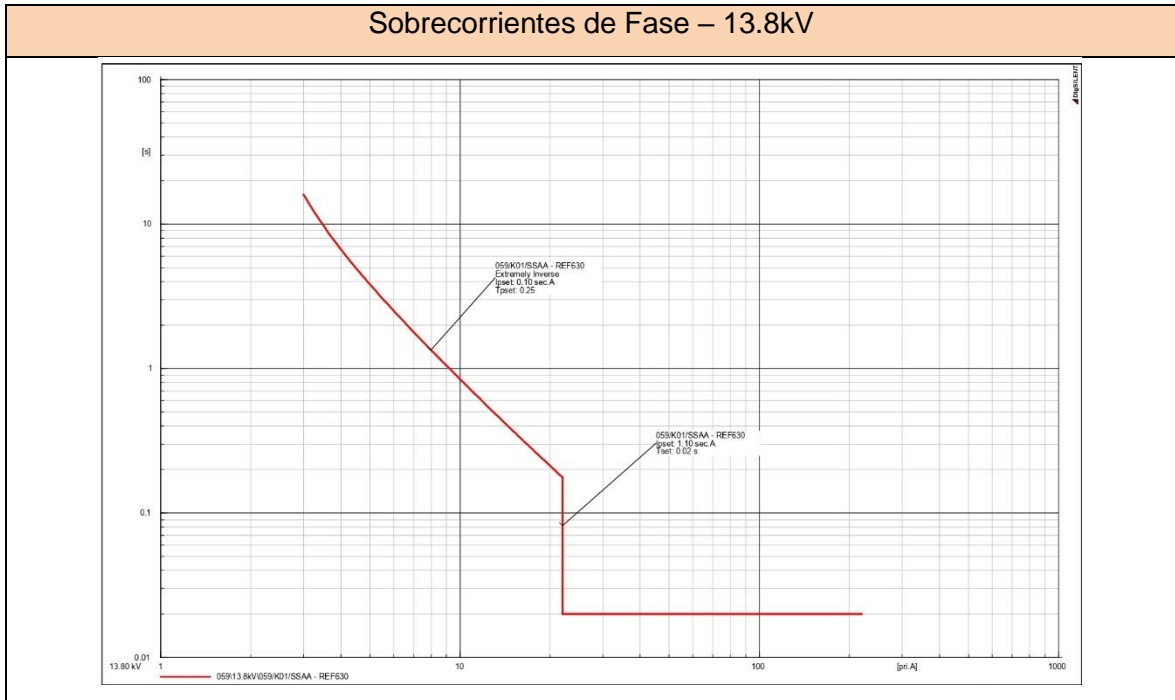


### Sobrecorrientes de tierra – 7.2kV

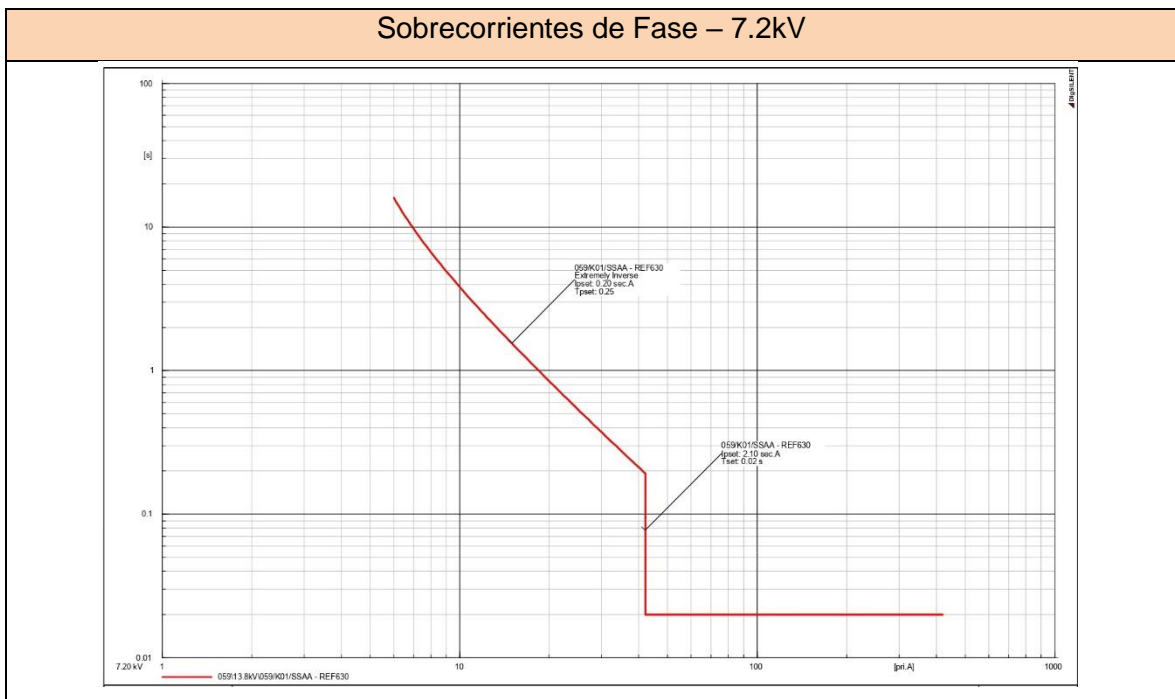


## Tipo 6 – Subestación 059, 060 – Celda K01

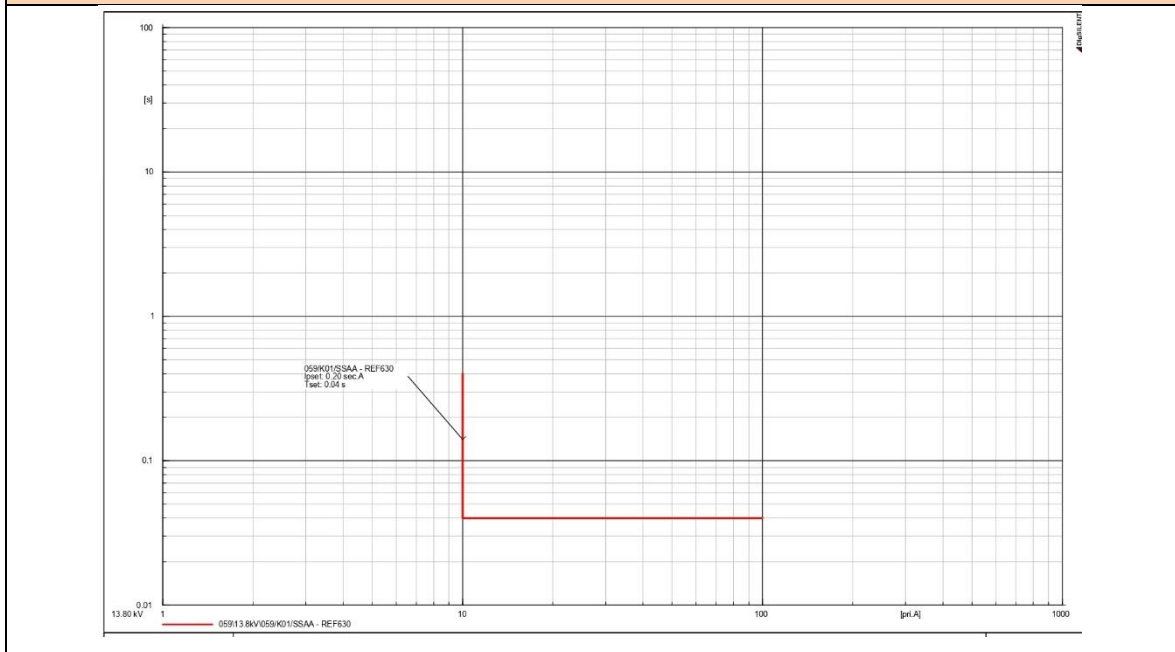
### Sobrecorrientes de Fase – 13.8kV



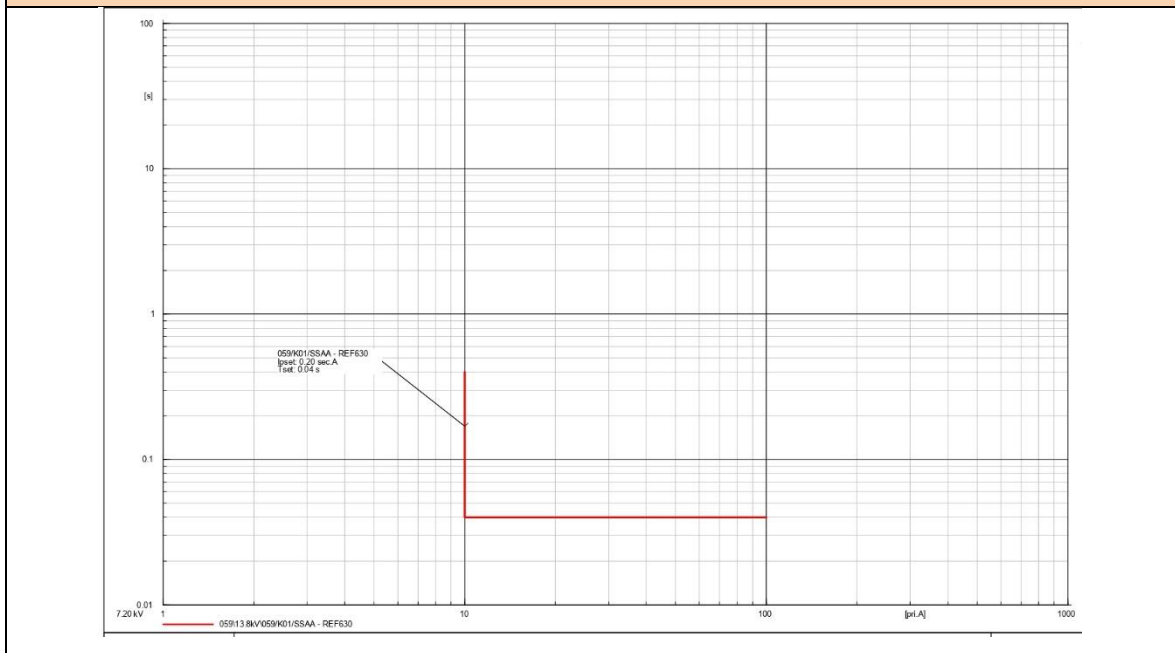
### Sobrecorrientes de Fase – 7.2kV



### Sobrecorrientes de tierra – 13.8kV



### Sobrecorrientes de tierra – 7.2kV



### ANEXO 3. DETALLE DE ESTADÍSTICAS EN SUBESTACIONES

Leyenda	
	Mantiene configuración
	Modificar
	No habilitada

SE051					
	H01	H02	K01	K02	K03
51P					
50P					
50P-2					
50N					
87T					
46PD					
59					
27					
59N					

SE052					
	H01	H02	K01	K02	K03
51P					
50P					
50P-2					
50N					
87T					
46PD					
59					
27					
59N					

SE053					
	H01	H02	K01	K02	K03
51P	Green	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
50P	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
50P-2	Black	Yellow	Black	Black	Black
50N	Green	Green	Yellow	Yellow	Green
87T	Black	Black	Black	Black	Green
46PD	Black	Black	Green	Green	Black
59	Green	Green	Green	Green	Green
27	Green	Green	Green	Green	Green
59N	Black	Black	Black	Black	Green

SE054					
	H01	K01	K02	K03	K04
51P	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
50P	Yellow	Green	Yellow	Yellow	Yellow
50P-2	Yellow	Black	Black	Black	Yellow
50N	Green	Green	Yellow	Yellow	Green
87T	Green	Black	Black	Black	Black
46PD	Black	Black	Green	Green	Black
59	Green	Green	Yellow	Yellow	Green
27	Green	Green	Green	Green	Green
59N	Yellow	Black	Black	Black	Black

SE055					
	H01	K01	K02	K03	K04
51P	Green	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
50P	Yellow	Green	Yellow	Yellow	Yellow
50P-2	Yellow	Black	Black	Black	Black
50N	Green	Green	Yellow	Yellow	Yellow
87T	Black	Black	Black	Black	Green
46PD	Black	Black	Green	Green	Black
59	Green	Green	Green	Green	Green
27	Green	Green	Green	Green	Green
59N	Black	Black	Black	Black	Black

SE056					
	H01	K01	K02	K03	K04
51P	Yellow	Green	Yellow	Yellow	Yellow
50P	Yellow	Green	Yellow	Yellow	Yellow
50P-2	Yellow	Black	Black	Black	Black
50N	Green	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
87T	Black	Black	Black	Black	Green
46PD	Black	Black	Green	Green	Black
59	Green	Green	Green	Green	Green
27	Green	Green	Green	Green	Green
59N	Yellow	Black	Black	Black	Black

SE057					
	H01	K01	K02	K03	K04
51P	Yellow	Green	Yellow	Yellow	Yellow
50P	Yellow	Green	Yellow	Yellow	Yellow
50P-2	Yellow	Black	Black	Black	Black
50N	Green	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
87T	Black	Black	Black	Black	Green
46PD	Black	Black	Green	Green	Black
59	Green	Green	Green	Green	Green
27	Green	Green	Green	Green	Green
59N	Yellow	Black	Black	Black	Black

SE058					
	H01	K01	K02	K03	K04
51P	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Green
50P	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
50P-2	Yellow	Black	Black	Black	Black
50N	Green	Green	Yellow	Yellow	Green
87T	Black	Green	Black	Black	Black
46PD	Black	Black	Green	Green	Black
59	Green	Black	Green	Green	Green
27	Green	Black	Green	Green	Green
59N	Black	Green	Black	Black	Black

SE059					
	H01	K01	K02	K03	K04
51P	Yellow	Green	Yellow	Yellow	Yellow
50P	Yellow	Green	Yellow	Yellow	Yellow
50P-2	Yellow	Black	Black	Black	Black
50N	Green	Green	Yellow	Yellow	Yellow
87T	Black	Black	Black	Black	Green
46PD	Black	Black	Green	Green	Black
59	Green	Green	Green	Green	Green
27	Green	Green	Yellow	Yellow	Green
59N	Yellow	Black	Black	Black	Black

SE060					
	H01	K01	K02	K03	K04
51P	Yellow	Green	Yellow	Yellow	Yellow
50P	Yellow	Green	Yellow	Yellow	Yellow
50P-2	Yellow	Black	Black	Black	Black
50N	Green	Green	Yellow	Yellow	Yellow
87T	Black	Black	Black	Black	Green
46PD	Black	Black	Green	Yellow	Black
59	Green	Green	Green	Green	Green
27	Green	Green	Yellow	Yellow	Green
59N	Yellow	Black	Black	Black	Black

SE061					
	H01	K01	K02	K03	K04
51P	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Green
50P	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
50P-2	Yellow	Black	Black	Black	Black
50N	Green	Green	Yellow	Yellow	Green
87T	Black	Green	Black	Black	Black
46PD	Black	Black	Green	Green	Black
59	Green	Black	Green	Green	Green
27	Green	Black	Green	Green	Green
59N	Black	Green	Black	Black	Black

## ANEXO 4 – MATRIZ DE CONSISTENCIA

Evaluación del sistema de coordinación de protecciones en subestaciones eléctricas móviles de media tensión con Digsilent en una empresa minera en la ciudad de Arequipa - 2021

Problemas	Objetivos	Hipótesis	Variables e Indicadores	Metodología
<u>Problema General</u>	<u>Objetivo General</u>	<u>Hipótesis General</u>	<b>Variable 1</b> Coordinación del sistema de Protecciones eléctricas	<b>Tipo de Investigación:</b> Aplicada
¿Cuál es el estado de la configuración del sistema de coordinación de protecciones en las subestaciones móviles de media tensión de una empresa minera en la ciudad de Arequipa?	Evaluar la configuración del sistema de coordinación de protecciones en las subestaciones móviles de media tensión de una empresa minera en la ciudad de Arequipa.	H0: La configuración del sistema de coordinación de protecciones de las subestaciones móviles de media tensión en una empresa minera en la ciudad de Arequipa es adecuada y no es necesario proponer mejoras en sus ajustes. H1: La configuración del sistema de coordinación de protecciones de las subestaciones móviles de media tensión en una empresa minera en la ciudad de Arequipa es inadecuada, y es posible proponer mejoras en sus ajustes.	<b>Dimensiones:</b>	<b>Nivel:</b> Descriptivo - Propositivo
<u>Problemas Específicos</u>	<u>Objetivos Específicos</u>	<u>Hipótesis Específicas</u>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Protecciones de alimentador.</li> <li>✓ Protecciones de Corriente (Sobrecorrientes de fase, sobrecorrientes a tierra, desbalance)</li> <li>✓ Protecciones de Tensión (Sobretensión, mínima tensión y sobretensión a tierra)</li> <li>• Protección de transformador.</li> <li>✓ Diferencial de transformador.</li> </ul>	<b>Diseño de la Investigación:</b> Experimental y transversal
¿Cuál es el estado de la configuración de las protecciones de monitoreo de corriente en las subestaciones móviles de una empresa minera en la ciudad de Arequipa?	Evaluar si las protecciones basadas en el monitoreo de corriente, en sus diferentes etapas, son adecuadas para las subestaciones móviles de una empresa minera en la ciudad de Arequipa.	Hipótesis Específica 1 • H0: Las protecciones basadas en el monitoreo de corriente en las subestaciones móviles de una empresa minera en la ciudad de Arequipa están debidamente configuradas, y no requieren mejoras. • H1: Las protecciones basadas en el monitoreo de corriente en las subestaciones móviles de una empresa minera en la ciudad de Arequipa no están debidamente configuradas, y se pueden proponer mejoras.		<b>Población:</b> 11 subestaciones.
¿Cuál es el estado de la configuración de las protecciones de tensión en las subestaciones móviles de una empresa minera en la ciudad de Arequipa?	Evaluar si la configuración de las protecciones de sobretensión, sobretensión a tierra y mínima tensión, está correctamente dimensionada en las subestaciones móviles de una empresa minera en la ciudad de Arequipa.	Hipótesis Específica 2 • H0: La configuración de las protecciones de tensión en las subestaciones móviles de una empresa minera en la ciudad de Arequipa es adecuada, y no existe oportunidad de mejora. • H1: La configuración de las protecciones de tensión en las subestaciones móviles de una empresa minera en la ciudad de Arequipa no es adecuada, y presenta oportunidad de mejora.		<b>Muestra:</b> Totalidad de la población, divididas en 6 tipos para evaluación en Digsilent
¿Cuál es el estado de la configuración de la protección diferencial de transformador en las subestaciones móviles de una empresa minera en la ciudad de Arequipa?	Comprobar los valores de configuración de la protección diferencial, para determinar si son adecuados para los transformadores de las subestaciones móviles de una empresa minera en la ciudad de Arequipa.	Hipótesis Específica 3 • H0: La configuración de la protección de diferencial de transformador en las subestaciones móviles de una empresa minera presenta un ajuste adecuado, y no requiere mejoras. • H1: La configuración de la protección de diferencial de transformador en las subestaciones móviles de una empresa minera no presenta un ajuste adecuado, y es posible mejorarla.		<b>Técnicas e Instrumentos:</b> Observación:
¿Es apropiado el uso del software Digsilent para generar un estudio de coordinaciones en una empresa minera en la ciudad de Arequipa?	Determinar si el software Digsilent permite obtener un estudio de coordinaciones para realizar mejoras en las subestaciones móviles de una empresa minera en la ciudad de Arequipa.	Hipótesis Específica 4 • H0: El uso de software dedicado al análisis de sistemas eléctricos de potencia no la herramienta apropiada para generar un estudio de coordinación de protecciones aplicable a una industria minera. • H1: El uso de software dedicado al análisis de sistemas eléctricos de potencia es una herramienta que permite generar un estudio de coordinación de protecciones aplicable a una industria minera.		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Registro de configuración de protecciones</li> </ul> <b>Instrumento:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Simulación en Software</li> <li>• Excel</li> </ul>