UNIVERSIDAD DE ATACAMA

FACULTAD TECNOLÓGICA

DEPARTAMENTO DE TECNOLOGÍA DE LA ENERGÍA

ANÁLISIS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN S.C.M. CAROLA PARA LA MEJORA DE LA CONFIABILIDAD OPERACIONAL MEDIANTE SIMULACIÓN EN ETAP 20

Profesor Guía: José Raphael Gómez Vega

Lucas Renato González Cáceres

José Joaquín René Vergara Vergara

Copiapó, Chile 2025

UNIVERSIDAD DE ATACAMA

FACULTAD TECNOLÓGICA

DEPARTAMENTO DE TECNOLOGÍA DE LA ENERGÍA

ANÁLISIS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN S.C.M. CAROLA PARA LA MEJORA DE LA CONFIABILIDAD OPERACIONAL MEDIANTE SIMULACIÓN EN ETAP 20

Trabajo de titulación presentado en conformidad a los requisitos para obtener el título de Ingeniero de ejecución en Electricidad

Profesor Guía: José Raphael Gómez Vega

Lucas Renato González Cáceres

José Joaquín René Vergara Vergara

Copiapó, Chile 2025

ÍNDICE

INDICE DE FIGURAS iv

INDICE DE TABLAS iv

RESUMEN vi

ABSTRAC vii

CAPÍTULO I 1

INTRODUCCIÓN 1

1.1 Objetivo general 2

1.2 Objetivos específicos 2

1.3 Alcances 2

1.4 Metodología 3

CAPÍTULO II 4

ANTECEDENTES TÉCNICOS 4

2.1. Protecciones eléctricas 4

2.1.1. Relé de protección electromagnético. 5

2.1.2. Relé de protección 6

2.1.3. Relé Orion Italia SMPR 6

2.1.4. Principales funciones del Relé Orion Italia SMPR 7

2.1.5 Características y aplicaciones del Relé Orion Italia SMPR 9

2.1.6 Interruptor al vacío Hyundai HVG 10

2.1.6 Mecanismo de operación Interruptor al vacío 10

2.1.7 Transformadores de protección TP y TC 11

2.1.8 Transformador tipo Pad-Mounted 13

2.1.9 Características técnicas del transformador Pad- Mounted 14

2.2 Software, Normativas y Simbología relacionadas al estudio 16

2.2.1. Software ETAP 20 16

2.2.1.1. Low FLow 16
2.2.1.2. Short Circuit 16
2.2.1.3. Device Coordination 17
2.2.2 Descripción de normativa ANSI 17
2.2.3 Descripción de la normativa IEC 18
2.2.4 Simbología a utilizar 19
CAPÍTULO III 20
MODELADO Y SIMULACIÓN DE LA RED 20
3.1. Modelado 20
3.2. Diseño del diagrama unifilar de la red a trabajar 21
3.2.1. Datos para el diseño y configuración del esquema unifilar 21
3.2.2. Ingreso de parámetros 22
3.2.2.1. Alimentación 22
3.2.2.2. Transformador de poder 22
3.2.2.3. Flujo de cargas 23
CAPÍTULO IV 32
COORDINACIÓN DE PROTECCIONES. 32
4.1 Problemática 32
4.2. Coordinación mediante software 33
4.3 verificación de Corrientes Primarias y Secundarias de cada Relé 34
4.3.1 Fórmulas para la comprobación de los cálculos hechos por el Software .. 35
4.3.1 Cálculo del Relay _A 35
4.3.2 Cálculo del Relay _B 37
4.3.3 Cálculo del Relay _C 38
4.3.3 Cálculo del Relay _D 39
4.4 Cálculos de tiempos en ajuste en relés de sobrecorriente 40
4.4.1 Ajuste relé falla barra S/E Nivel 255 40

4.4.2 Ajuste relé falla barra S/E Nivel 272 45
4.5 Coordinación de relés en barras en cortocircuito simulación ETAP 20 49
4.5.1 Protección y coordinación Nivel 255 49
4.5.2 Protección y coordinación Nivel 272 50
CAPÍTULO V 52
ANÁLISIS DE RESULTADOS 52
5.1 Comparación de desempeño entre sistema no coordinado y sistema con coordinación de protecciones 52
5.2 Análisis y Discusión de Resultados 53
CAPÍTULO VI 55
CONCLUSIONES 55
BIBLIOGRAFÍA 57

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N° 2.1 SSEE Batea Rama principal 5
Figura N° 2.2 Relé Orion Italia SMPR 7
Figura N° 2.3 Componentes interpretativos de interruptor al vacío Hyundai HVG .. 10
Figura N° 2.4 Esquema de función TC y TP 12
Figura N° 2.5 Esquema Transformador Pad - Mounted 14
Figura N° 2.6 Representación esquemática transformador tipo Pad - Mounted..... 16
Figura N° 2.7 Cuadro de simbología norma IEC 19
Figura N° 3.1 Modelado subestación principal 20
Figura N° 3.2 Alimentación barra S/E Nivel 11 22
Figura N° 3.3 Configuración de transformador 23
Figura N° 3.4 Flujo de cargas alimentación principal 24
Figura N° 3.5 Flujo de cargas ramificación nivel 255 26
Figura N° 3.6 Flujo de cargas ramificación nivel 272 29
Figura N° 4.1 Simulación de falla trifásica en sistema no coordinado 32
Figura N° 4.2 Curvas de protecciones del sistema no coordinado 33
Figura N° 4.3 Curva IEC C - Extremadamente inversa 34
Figura N° 4.4 Resultados obtenidos en ETAP 20 34
Figura N° 4.5 Obtención de datos calculados por ETAP Relay_A 36
Figura N° 4.6 Obtención de datos calculados por ETAP Relay_B 37
Figura N° 4.7 Obtención de datos calculados por ETAP Relay_C 38
Figura N° 4.8 Obtención de datos calculados por ETAP Relay_D 39
Figura N° 4.9 Tiempos de operación Relay_D - Secuencia de operación 41
Figura N° 4.10 Tiempos de operación Relay_B - Secuencia de operación 42
Figura N° 4.11 Tiempos de operación Relay_A - Secuencia de operación 43
Figura N° 4.12 Curva de protección NV_255 44
Figura N° 4.13 Tiempos de operación Relay_C - Secuencia de operación 45
Figura N° 4.14 Tiempos de operación Relay_B - Secuencia de operación 46
Figura N° 4.15 Tiempos de operación Relay_A - Secuencia de operación 47
Figura N° 4.16 Curva de protección NV_272 48
Figura N° 4.17 Simulación de selectividad de los relés D, B y A 49
Figura N° 4.18 Simulación de selectividad de los relés C, B y A 50
Figura N° 5.1 Gráfico comparativo del sistema no coordinado y coordinado 53

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N° 2.1 Funciones ANSI del relé SMPR Orion Italia 8
Tabla N° 2.2 Características técnicas transformador Pad - Mounted 14
Tabla N° 3.1 Alimentación nominal de las barras 21
Tabla N° 3.2 Recolección de datos flujo de cargas alimentación principal 25
Tabla N° 3.3 Recolección de datos flujo de cargas ramificación nivel 255 27
Tabla N° 3.4 Recolección de datos flujo de cargas ramificación nivel 272 30
Tabla N° 4.1 Valores para las constantes alfa y beta 40
Tabla N° 5.1 Datos del sistema no coordinado 52
Tabla N° 5.2 Datos del sistema coordinado 52

RESUMEN

El documento analiza y rediseña la coordinación de protecciones eléctricas en la red de media tensión de Minera Carola, con el objetivo de mejorar su confiabilidad y selectividad ante fallas. Se detectaron deficiencias en la coordinación de relés e interruptores, que causaban disparos innecesarios y cortes de energía.

Se recopiló información técnica del sistema y se modeló la red de 4,16 kV en ETAP 20, abarcando los niveles 272 y 255. Se realizaron simulaciones de flujo de carga y cortocircuito para evaluar corrientes de falla y tiempos de despeje.

Los resultados mostraron falta de selectividad, por lo que se propuso un nuevo esquema de coordinación basado en curvas IEC extremadamente inversas y ajustes conforme a normativas IEC 60255 y ANSI C37.2, verificando coherencia entre cálculos manuales y simulados.

Las simulaciones confirmaron que el nuevo esquema permite aislar fallas solo en el área afectada y evita interrupciones aguas arriba, mejorando la confiabilidad y reduciendo significativamente las pérdidas operativas. Se concluye que una correcta coordinación de protecciones incrementa la continuidad y seguridad eléctrica en la mina.

PROTECCIÓN, SELECTIVIDAD, SIMULACIÓN

ABSTRACT

This document analyzes and redesigns the electrical protection coordination of the medium-voltage network at Minera Carola, with the aim of improving its reliability and selectivity under fault conditions. Deficiencies were identified in the coordination of relays and circuit breakers, which were causing unnecessary trips and power outages.

Technical information of the system was collected, and the 4.16 kV network was modeled in ETAP 20, covering levels 272 and 255. Load flow and short-circuit simulations were performed to evaluate fault currents and clearing times.

The results revealed a lack of selectivity; therefore, a new coordination scheme was proposed based on IEC extremely inverse curves and relay settings in accordance with IEC 60255 and ANSI C37.2 standards. Consistency between manual calculations and simulation results was verified.

The simulations confirmed that the new scheme allows faults to be isolated only in the affected area and prevents upstream interruptions, thereby improving system reliability and significantly reducing operational losses. It is concluded that proper protection coordination increases electrical continuity and safety in the mining operation.

PROTECTION, SELECTIVITY, SIMULATION

CAPÍTULO I
INTRODUCCIÓN

La presente investigación tiene como objetivo general diseñar una actualización en la coordinación de las protecciones eléctricas en Minera Carola. La operación continua y segura de los sistemas eléctricos es un factor crítico en la industria minera, dado que cualquier interrupción puede generar pérdidas productivas y riesgos en la seguridad de las instalaciones. En el caso de **Minera Carola**, se ha identificado que su red de media tensión presenta deficiencias en la coordinación de los dispositivos de protección, lo que limita la capacidad del sistema para responder de manera selectiva frente a fallas eléctricas. Esta situación representa un riesgo tanto para la integridad de los equipos como para la confiabilidad de los procesos productivos de la faena.

Frente a esta problemática, la presente investigación plantea la necesidad de implementar un esquema de protección actualizado, basado en la correcta coordinación de relés. Para ello, se delimita un alcance específico: analizar y simular escenarios de cortocircuito mediante el software **ETAP 20**, con el propósito de diseñar una coordinación que permita aislar fallas por niveles y optimizar la selectividad. Cabe señalar que el estudio se centra exclusivamente en el análisis técnico y la propuesta de mejora, sin considerar aspectos económicos, constructivos ni pruebas en terreno.

La metodología utilizada responde a un enfoque aplicado y cuantitativo, que inicia con la recopilación de la información técnica del sistema eléctrico, tales como planos unifilares y configuraciones actuales de protección. Posteriormente, se desarrolla un modelo en ETAP 20, sobre el cual se ejecutan simulaciones de fallas en distintas condiciones operativas. El análisis de los tiempos de despeje y la coordinación entre los dispositivos permitirá identificar las brechas existentes en el sistema, para finalmente proponer una actualización que refuerce la continuidad operativa y eleve el nivel de seguridad eléctrica en la mina.

1.1 Objetivo general

Diseñar una actualización en la coordinación de las protecciones eléctricas en SCM Minera Carola, para el proceso de extracción de minerales en desarrollo y producción, con software ETAP 20.

1.2 Objetivos específicos

- Identificar las configuraciones actuales de protección eléctrica en el sistema de media tensión en Minera Carola.
- Simular escenarios de falla por cortocircuito en ETAP 20 para diagnosticar la coordinación de las protecciones eléctricas bajo distintas condiciones operativas.
- Proponer mejoras en la selectividad del sistema eléctrico basadas en los resultados obtenidos.
- Diseñar la coordinación de las protecciones destinadas al sistema.

1.3 Alcances

La necesidad de este estudio radica en que la red eléctrica de Minera Carola no cuenta con una coordinación adecuada entre sus dispositivos de protección, lo que representa un riesgo para la continuidad operativa de los procesos productivos como para la seguridad del sistema eléctrico. Ante esta situación, se plantea como mejora la implementación de un esquema de protección basado en la correcta coordinación de relés, capaz de aislar y sectorizar las fallas por niveles mediante el uso del software ETAP 20.

En coherencia con esta necesidad, el alcance de la investigación se limita al análisis y simulación de escenarios de cortocircuito en el sistema de media tensión de la faena, con el fin de proponer un diseño de coordinación actualizado que optimice la selectividad, sin abordar aspectos económicos, constructivos o de pruebas en terreno, y limitándose al período y condiciones actuales de operación de la mina.

1.4 Metodología

La metodología del estudio consiste en recopilar la información técnica del sistema eléctrico de media tensión de Minera Carola, incluyendo planos unifilares y configuraciones de protecciones actualmente en operación. Con estos datos se modelará el sistema en el software ETAP 20, con la finalidad de realizar simulaciones de fallas por cortocircuito en diferentes condiciones operativas. El procedimiento contempla el análisis de los tiempos de despeje y la coordinación entre dispositivos de protección, evaluando su grado de selectividad. A partir de los resultados obtenidos en las simulaciones, se espera identificar las deficiencias presentes en la coordinación existente. Finalmente, se elaborará una propuesta de actualización en la coordinación de protecciones, orientada a optimizar la continuidad y seguridad del sistema eléctrico de la faena minera.

CAPÍTULO II
ANTECEDENTES TÉCNICOS

El capítulo siguiente presenta los antecedentes teóricos necesarios para comprender el funcionamiento y la importancia de las protecciones eléctricas dentro de los sistemas de potencia. Se abordan los conceptos fundamentales que sustentan el diseño y la operación de los dispositivos de protección, destacando su rol en la seguridad, continuidad operativa y resguardo de los equipos. Asimismo, se revisan las normativas y estándares aplicables al estudio, los cuales constituyen la base regulatoria y técnica que orienta el desarrollo del proyecto.

2.1. Protecciones eléctricas

En todo sistema eléctrico de potencia es fundamental contar con un esquema de protecciones que se encargue de despejar las fallas que puedan poner en riesgo la seguridad de las personas, la integridad de los equipos o la continuidad del suministro. Para que se pueda lograr, los dispositivos de protección deben operar de manera coordinada, por lo cual, se requiere que sea un diseño cuidadoso. Entre las posibles soluciones, las protecciones de sobrecorriente son parte de las opciones más utilizadas en redes de media tensión, debido a su eficacia y capacidad de adaptación. Durante el desarrollo de este estudio, surgen conceptos técnicos apropiados y de relevancia para el proyecto, tal como la sensibilidad, que para este estudio será entendida en el sentido de la capacidad de detectar condiciones anormales sin operar durante situaciones normales, y la selectividad, que corresponde a la acción de las protecciones más cercanas al punto de falla para aislar únicamente el sector afectado. Este enfoque suma relevancia en la definición de zonas de protección, que delimitan áreas específicas del sistema donde los dispositivos actúan de manera prioritaria. Dirigiendolo a la realidad y al proyecto de ejecución en Minera Carola, de la cual, la red de distribución opera en 4,16 KV para abastecer procesos críticos como perforación, tronadura y extracción de mineral, resulta esencial para poder garantizar una correcta capacidad de selección de las protecciones, aplicando estos principios fundamentales para asegurar la continuidad y confiabilidad del sistema eléctrico.

Figura N° 2.1 SSEE Batea Rama principal

2.1.1. Relé de protección electromagnético.

Para entender de mejor forma las protecciones eléctricas, es importante conocer cómo funcionan y qué características tienen los relés de protección electromagnéticos. En el cual se entenderá los relés como dispositivos destinados a producir específicas modificaciones en un circuito eléctrico cuando se cumplen ciertas condiciones que modifican sobre él, ya sea en el mismo circuito o en otro distinto. Su función puede estar asociada al control, la señalización o la protección, integrando un componente esencial dentro del mundo de los automatismos industriales. Entre los diferentes tipos que existen, los relés electromagnéticos corresponden a una de las tecnologías más tradicionales y ampliamente utilizadas en los sistemas eléctricos. En cuanto al principio de funcionamiento tiene como base el efecto del campo magnético generado por una bobina, que al ser energizada produce la atracción de un núcleo móvil y como consecuencia, el cierre o apertura de contactos eléctricos. Esta intervención, va a permitir que otros dispositivos se pongan en marcha o que se interrumpa el paso de corriente según las condiciones detectadas en el sistema.

Debido a su resistencia y facilidad de uso, los relés electromagnéticos han sido históricamente empleados en aplicaciones de control y protección, particularmente en esquemas de sobrecorriente en redes de media tensión, constituyendo un referente fundamental en la evolución de los sistemas de protección modernos (Gómez, 2012).

2.1.2. Relé de protección

Posteriormente, aparecen los relés de protección, los cuales serán entendidos como dispositivos diseñados para detectar condiciones anormales en un sistema eléctrico de potencia y, por lo tanto, enviar señales de apertura a interruptores o disyuntores con la finalidad de aislar la sección afectada. En comparación con los relés convencionales de control o señalización, los relés de protección cumplen un papel crítico en la seguridad y confiabilidad de la red, ya que su función principal es limitar los efectos de fallas como sobrecorrientes, cortocircuitos o fallas a tierra. Su funcionamiento se basa en la medición continua de variables eléctricas (corriente, tensión, frecuencia, impedancia), comparando dichos valores con parámetros de ajuste preestablecidos. Cuando se exceden los límites permitidos, el relé actúa en milisegundos, enviando la orden de disparo al interruptor de potencia correspondiente.

De acuerdo con Blackburn y Domin (2014), los relés de protección deben cumplir principios de sensibilidad, selectividad, rapidez y confiabilidad, garantizando que solo se desconecte la parte estrictamente necesaria del sistema. En este sentido, los relés de protección constituyen el núcleo de los esquemas modernos de protección eléctrica, donde su correcta coordinación resulta esencial para mantener la estabilidad y continuidad del suministro eléctrico.

En Minera Carola, los relés de protección cumplen un rol clave porque permiten detectar fallas y aislar de inmediato la parte afectada del sistema. Esto asegurará que la red pueda seguir funcionando sin comprometer los procesos críticos de la mina. De esta manera, se relacionan directamente con el objetivo del proyecto, que busca mejorar la coordinación de las protecciones para garantizar un suministro más confiable y seguro.

2.1.3. Relé Orion Italia SMPR

En este caso, se destaca el relé SMPR de Orion Italia, el cual corresponde a un dispositivo de protección multifunción, diseñado para medir corrientes RMS de línea y de tierra, así como voltajes RMS en condiciones normales o ante anomalías en el sistema eléctrico. Esta información es procesada mediante un microprocesador, lo que le permite actuar de manera precisa y confiable frente a contingencias. El instrumento

ha sido desarrollado para entender a estándares internacionales como ANSI, IAC e IEC, lo que asegura que sus funciones de protección puedan configurarse de acuerdo con criterios universalmente aceptados en la industria eléctrica. De este modo, el SMPR se presenta como una solución integral en la supervisión y protección de sistemas de media tensión, combinando versatilidad, cumplimiento normativo y tecnología digital avanzada. A continuación, se presenta la siguiente ilustración del instrumento Relé Orion Italia SMPR.

Figura N° 2.2 Relé Orion Italia SMPR

El relé Orion Italia SMPR es un ejemplo concreto de cómo la tecnología avanzada mejora la protección en sistemas eléctricos. En el caso de Minera Carola, su aplicación resulta eficiente, porque entrega mayor precisión, confiabilidad y versatilidad frente a distintas condiciones de operación. Esto resulta que sea un equipo fundamental para cumplir con el objetivo del proyecto, que es lograr una coordinación de protecciones más efectiva y segura en la red de media tensión.

2.1.4. Principales funciones del Relé Orion Italia SMPR

De acuerdo con lo mencionado con anterioridad, el SMPR ofrece una amplia gama de funciones protectoras, las cuales se mencionan a continuación.

Tabla N° 2.1 Funciones ANSI del relé SMPR Orion Italia

Código ANSI	Función	Descripción
27	Subtensión	Detecta cuando la tensión cae por debajo de un valor límite establecido.
32	Potencia direccional	Supervisa la dirección del flujo de potencia activa o reactiva en el sistema.
37	Corriente	Protege frente a condiciones anormales de corriente distintas a sobrecarga.
46	Corriente de secuencia negativa	Detecta desequilibrios de corriente entre fases o fallas en motores trifásicos.
47	Voltaje de secuencia de fase	Identifica pérdida o inversión de fase y desequilibrio de tensiones.
50	Sobrecorriente instantánea de fase	Opera instantáneamente ante corrientes de falla elevadas en fase.
50N / 50G	Sobrecorriente instantánea de tierra	Detecta corrientes de falla a tierra de forma inmediata.
51	Sobrecorriente de fase con tiempo inverso	Opera con retardo dependiente de la magnitud de la corriente de falla.
51N / 51G	Sobrecorriente de tierra con tiempo inverso	Protege ante fallas a tierra con curvas de tiempo inverso.
55	Factor de potencia	Supervisa el valor del factor de potencia y genera alarmas por desviaciones.
59	Sobretensión	Detecta cuando la tensión excede un valor máximo permitido.
68	Bloqueo de salida	Función de seguridad que impide el disparo indebido del interruptor.
81	Subfrecuencia y sobrefrecuencia	Protege frente a variaciones de frecuencia fuera de rango.
86	Bloqueo de disparo	Mantiene el interruptor bloqueado tras una falla grave hasta su rearme manual.

—	Acumulado kA por fase en la interrupción	Registra el valor acumulado de corriente de cortocircuito interrumpida por fase.

Fuente: ANSI/IEEE C37.2 (2008)

- Curvas de disparo según normas ANSI, IAC o IEC/BS142: moderadamente inversa, inversa normal, muy inversa, extremadamente inversa y tiempo definido

Las distintas funciones del relé Orion Italia SMPR muestran que no solo se trata de un dispositivo de protección, sino también de supervisión y control del sistema eléctrico. Este dispositivo resulta adecuado para su implementación en entornos mineros y para el propósito específico de este proyecto. Además, reúne las características técnicas necesarias para garantizar una selectividad apropiada y una programación que permita una correcta coordinación de las protecciones eléctricas.

2.1.5 Características y aplicaciones del Relé Orion Italia SMPR

En relación con lo anterior, el relé SMPR de Orion Italia se caracteriza por su diseño multifunción, que integra versatilidad y confiabilidad en sistemas eléctricos de media tensión. Entre sus especificaciones técnicas más relevantes destacan la relación primaria del transformador de corriente seleccionable en un amplio rango (5 a 6000 A), la programación mediante touchpad y la disponibilidad de un relé de disparo junto a tres auxiliares programables, que permiten adaptarlo a distintas funciones de protección. Asimismo, dispone de entradas digitales configurables y alarmas asociadas a fallas internas o a la operación del interruptor, lo que refuerza la seguridad del sistema.

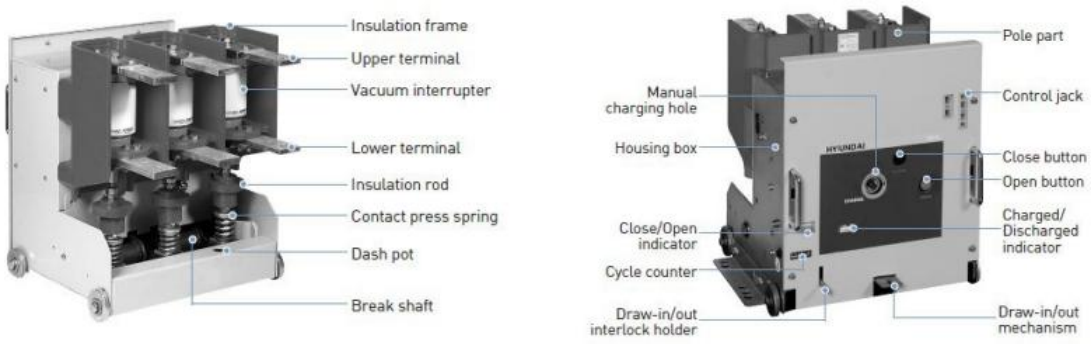
En relación con sus aplicaciones, este relé es utilizado tanto en protecciones primarias como de respaldo, siendo empleado en alimentadores de servicios públicos, plantas de energía y sistemas de distribución industrial. Su capacidad de protección se integra en transformadores, líneas aéreas, cables subterráneos y generadores, lo que lo convierte en una solución integral para garantizar la continuidad y confiabilidad de la operación eléctrica en entornos industriales y de servicios.

2.1.6 Interruptor al vacío Hyundai HVG

En este sentido, además de los relés de protección, se incorpora el análisis del interruptor al vacío Hyundai HVG, el cual es un equipo de media tensión diseñado para la maniobra y protección de sistemas eléctricos industriales y mineros. El equipo funciona en base a la apertura de contactos dentro de una cámara sellada al vacío, lo que permite extinguir el arco eléctrico de forma rápida y segura. Este modelo opera en tensiones de hasta 24 kV, con corrientes nominales entre 630 A y 3150 A y capacidades de interrupción de cortocircuito que alcanzan valores de 25 kA a 40 kA, dependiendo de la configuración.

Con base a lo mencionado anteriormente, se considera necesario abordar entre sus principales utilidades del equipo, en donde destacan la protección de equipos y personas frente a fallas, la alta confiabilidad en la operación y la reducción de costos de mantenimiento, ya que no requiere gases aislantes ni recambios en la cámara de vacío. Además, su diseño permite una óptima coordinación con relés digitales, lo que lo convierte en un componente clave para garantizar la continuidad operacional y la seguridad en redes de media tensión, especialmente en contextos mineros.

Figura N° 2.3 Componentes interpretativos de interruptor al vacío Hyundai HVG



2.1.6 Mecanismo de operación Interruptor al vacío

Posteriormente, se aborda el mecanismo de operación del interruptor al vacío, considerado importante para comprender su desempeño. Los interruptores automáticos al vacío HVG cuentan con un mecanismo simplificado de acumulación de energía mediante resorte-motor, el cual está compuesto por el resorte de cierre, el motor, los

mecanismos de enlace, los solenoides, los interruptores auxiliares y los indicadores, tal como se muestra en la Fig. 2.3.

El resorte de cierre puede cargarse manual o eléctricamente, y liberarse de manera mecánica mediante el pulsador manual de cierre, o de forma eléctrica a través del control remoto eléctrico. Una vez liberado, el resorte de cierre se recarga automáticamente mediante el motor de carga, lo que permite ejecutar la secuencia de maniobra "abrir-cerrar-abrir", requerida cuando se intenta una operación de reconexión automática no exitosa. Asimismo, el modelo de interruptor tipo HVG presenta las siguientes características:

- Diseño altamente compacto, lo que permite reducir el tamaño del equipo de maniobra y minimizar el espacio destinado al aislamiento.
- Estructura de fácil mantenimiento, diseñada para requerir un número mínimo de intervenciones de servicio.

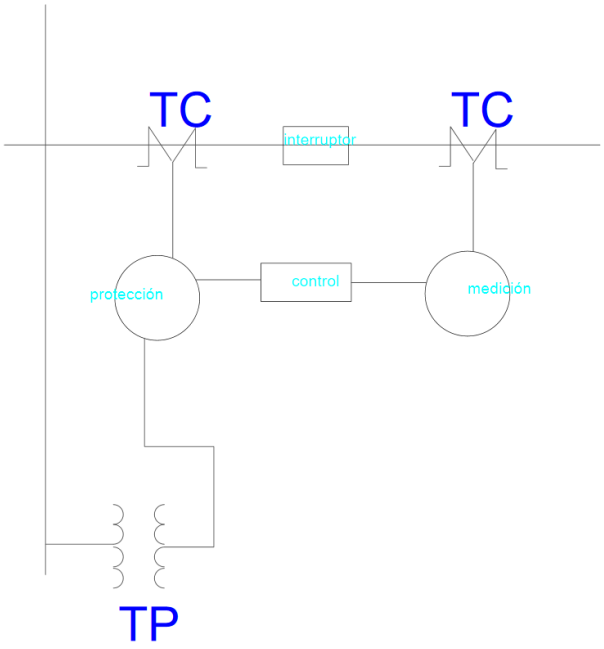
El mecanismo de operación del interruptor al vacío Hyundai HVG demuestra que, además de ser compacto y seguro, es un equipo práctico de maniobrar debido a su sistema resorte-motor. En Mina Carola, esta característica es relevante porque permitirá realizar maniobras rápidas y confiables en la red de media tensión.

2.1.7 Transformadores de protección TP y TC

Junto con los equipos analizados con anterioridad, se suman los transformadores de tensión (TP) y los transformadores de corriente (TC), los cuales constituyen elementos fundamentales en los sistemas eléctricos de potencia, ya que permiten la medición, protección y control de las instalaciones de media y alta tensión. Su importancia radica en que reproducen en magnitudes reducidas y proporcionales las variables eléctricas originales, lo que posibilita su utilización segura en instrumentos de medición y relés de protección. De esta forma, los TP y TC cumplen un rol esencial en la operación confiable de los sistemas eléctricos, garantizando la seguridad del personal, la integridad de los equipos y la correcta coordinación de las protecciones.

En el ámbito industrial y minero, la utilización de estos transformadores resulta esencial para supervisar y proteger redes de media tensión, asegurando la continuidad operativa y minimizando riesgos frente a fallas eléctricas. Debido a ellos, es posible integrar mediciones precisas, monitoreo en tiempo real y esquemas de protección selectiva que fortalecen la eficiencia y seguridad de la infraestructura eléctrica.

Figura N° 2.4 Esquema de función TC y TP



Nota. Imagen extraída de *Diagrama unifilar* (Protecciones ITP, 2017),

La representación esquemática evidencia que los transformadores de corriente (TC) y los transformadores de tensión (TP) cumplen un papel importante en la interfaz entre la línea de media tensión y los sistemas de medición y protección. Ambos dispositivos permiten reducir las magnitudes eléctricas originales a valores seguros y proporcionales, lo que posibilita la integración de relés e instrumentos sin exponerlos directamente a niveles de alta tensión. Con ello, los TC y TP no solo garantizan la seguridad operativa y la protección de equipos, sino que también aseguran la precisión en las mediciones y la coordinación efectiva de protecciones, aspectos indispensables para la confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia en entornos industriales y minero

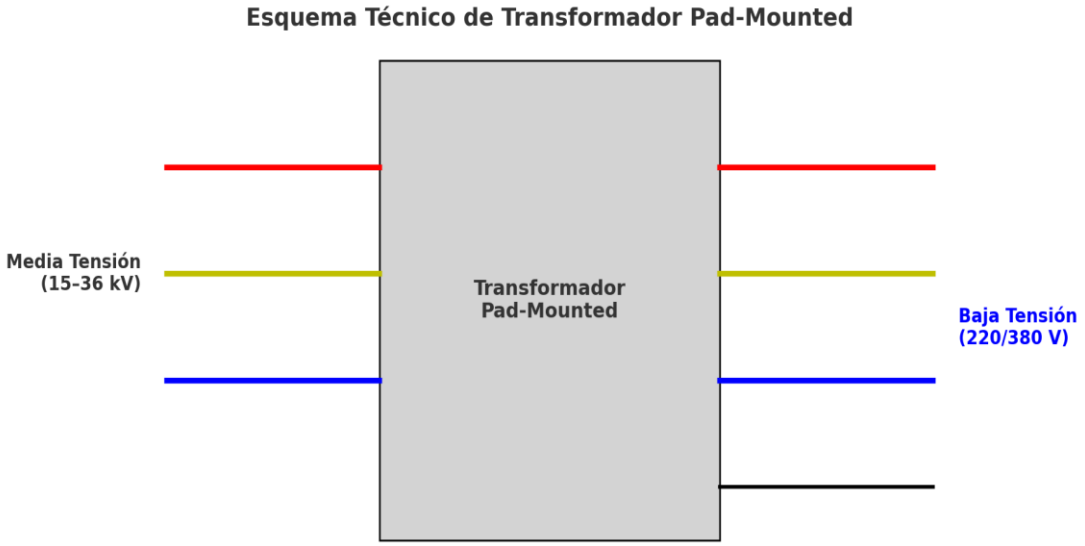
2.1.8 Transformador tipo Pad-Mounted

Posteriormente, corresponde abordar los transformadores tipo Pad-Mounted. El cual es un equipo de distribución de media tensión instalado sobre una base de hormigón a nivel de suelo, su función principal es reducir la tensión de los sistemas de distribución. habitualmente entre 15 kV y 36 kV a niveles de baja tensión utilizables, como 220/380 V o 400/230 V. Su diseño compacto y blindado, con compartimentos diferenciados para alta y baja tensión, permite una instalación segura en entornos urbanos, industriales y mineros sin requerir salas eléctricas especiales.

Estos transformadores operan en potencias típicas que van desde 75 kVA hasta 2500 kVA y utilizan aislamiento en aceite mineral, éster vegetal o material seco encapsulado, de acuerdo con normas como IEC 60076 y ANSI/IEEE C57.12.34. Sus principales ventajas son la seguridad para el personal y el público, la resistencia a condiciones ambientales exigentes y la facilidad de integración en sistemas de distribución modernos.

En el contexto minero, como en Minera Carola y en donde se ejecutará el proyecto, el uso de transformadores Pad-Mounted resulta conveniente, ya que permiten una distribución eficiente y confiable de la energía, coordinándose con interruptores y relés de protección para garantizar continuidad operacional y seguridad en la red de media tensión.

Figura N° 2.5 Esquema Transformador Pad - Mounted



El esquema planteado corresponde a una representación técnica formal del transformador Pad-Mounted, mostrando en colores trifásicos la entrada en media tensión (15–36 kV) y la salida en baja tensión (220/380 V) con neutro.

2.1.9 Características técnicas del transformador Pad- Mounted

A partir del esquema anterior, resulta necesario detallar las características técnicas del Transformador Pad- Mounted, según fabricantes como Daelim:

Tabla N° 2.2 Características técnicas transformador Pad - Mounted

Característica	Valores / Descripción
Voltajes primarios típicos	34.5 – 19.92 kV; 13.8 – 7.957 kV (otras configuraciones bajo pedido).
Voltajes secundarios	208 V, 240 V, 480 V, 600 V, entre otros.
Tap Changer	±2 × 2.5 % (regulación de tensión).
Conexiones típicas	Dyn11, YNyn0 (delta-estrella, estrella con neutro accesible).

Protección BIL	30 – 150 kV (resistencia a sobretensiones transitorias).
Normas aplicables	IEEE, DOE, CSA, UL, IEC 60076.
Aplicaciones	Carga de vehículos eléctricos (EV), redes de distribución (utility), centros de datos, integración de energías renovables, complejos industriales.
Dimensiones de referencia	Peso aproximado: 2 500 kg; Aceite dieléctrico: ~850 L; Eficiencia: ~99 %.
Sistema de refrigeración	ONAN (aceite natural, aire natural), estándar en distribución.
Accesorios comunes	Válvula de alivio de presión, indicador de nivel y temperatura de aceite, interruptor de baja tensión, fusibles en alta tensión.
Ventajas principales	Diseño compacto y seguro, fácil integración en zonas urbanas e industriales, bajo mantenimiento, alta confiabilidad.

A continuación, se presenta de forma ilustrativa lo que es un Transformador Pad-Mounted, donde se observan las conexiones de entrada en media tensión y las salidas en baja tensión.

Figura N° 2.6 Representación esquemática transformador tipo Pad - Mounted

2.2 Software, Normativas y Simbología relacionadas al estudio

2.2.1 Software ETAP 20

ETAP es un software orientado al análisis de sistemas eléctricos de potencia de bajo, medio y alto voltaje, el cual a través de sus diferentes módulos permite realizar simulaciones de flujos de potencia, cortocircuitos, coordinación de protecciones entre otros. Además, este software nos permite monitorear, controlar, optimizar y automatizar el sistema en estudio, por tal razón, la base de datos abarca desde el modelo hasta la operación. A continuación, se realiza una descripción de los módulos utilizados dentro del análisis del sistema eléctrico.

2.2.1.1 Low FLow

El análisis de flujos de potencia ETAP lo realiza a través de su módulo Low Flow, el cual es capaz de realizar el análisis en sistemas eléctricos cuya configuración es radial o en 24 anillos. Low Flow desarrolla el cálculo de tensiones en barra, factores de potencia de derivación, corrientes y flujos de potencia en todo el sistema eléctrico.

2.2.1.2 Short Circuit

El módulo de Short-Circuit utiliza el estándar de la norma IEC 60909 para calcular las corrientes de cortocircuito, generadas por fallas del tipo trifásicas, bifásicas, bifásicas a tierra y monofásicas. Este módulo de software ETAP calcula las corrientes totales de

cortocircuito, como también las contribuciones de generadores, motores y de conexiones de otros servicios del sistema.

2.2.1.3 Device Coordination

El módulo de coordinación de protecciones permite obtener el valor nominal y los ajustes requeridos por los equipos de protección como relés, breakers, o fusibles, determinación de ajustes y su dimensionamiento; este módulo además nos permite realizar la coordinación entre relés, el cual será de gran ayuda en el instante de producirse una falla dentro del sistema, ya que la falla será despejada o aislada lo más rápido posible, desconectando el menor número de equipos.

2.2.2 Descripción de normativa ANSI

La normativa ANSI (American National Standards Institute) establece una serie de estándares que regulan el diseño, operación y aplicación de dispositivos de protección en sistemas eléctricos. En el ámbito de la media tensión (generalmente entre 1 kV y 36 kV), estas normas resultan fundamentales para garantizar la confiabilidad, seguridad y coordinación adecuada de las protecciones.

La normativa ANSI ha sido clave para el estudio, ya que permitió estandarizar las funciones de protección a través de códigos numéricos. Estos códigos hacen más simple de entender y programar los relés de protección, además de ayudar a que la coordinación de las protecciones en media tensión sea más clara y ordenada. Entre los más utilizados y reconocidos se encuentran los siguientes:

- **50/51**: Protección de sobrecorriente instantánea y temporizada.
- **27/59**: Protección por baja y sobretensión.
- **81**: Protección de frecuencia (subfrecuencia y sobrefrecuencia).
- **87**: Protección diferencial de transformadores, barras o líneas.
- **46**: Protección por desbalance de corriente.

En el contexto del presente estudio, la aplicación de la normativa ANSI asegura que el diseño y coordinación de las protecciones cumplan con referencias internacionales.
En la tabla 2.1 se destacan los códigos implementados en nuestro Relé a coordinar ORION ITALIA SMPR de la normativa ANSI.

2.2.3 Descripción de la normativa IEC

La IEC (International Electrotechnical Commission) es uno de los principales organismos internacionales responsables de desarrollar normas técnicas en el ámbito eléctrico y electrónico. Sus estándares establecen criterios unificados para el diseño, la fabricación, la operación y las pruebas de equipos y sistemas eléctricos a nivel mundial. En el campo de las protecciones eléctricas de media tensión, sus normas constituyen un marco de referencia esencial para garantizar la seguridad, la confiabilidad y la compatibilidad de los equipos utilizados en sistemas de potencia. (Comisión Electrotécnica Internacional, 2025.)

A diferencia de la normativa ANSI, que utiliza códigos numéricos (ANSI device numbers) para identificar funciones de protección, la IEC emplea un sistema basado en denominaciones funcionales y estándares específicos, lo que permite un mayor nivel de detalle en las características técnicas de los dispositivos. Entre las normas más relevantes se encuentran:

- IEC 60909-0: Norma orientada al cálculo de corrientes de cortocircuito en sistemas de CA trifásicos de baja tensión y en sistemas de CA trifásicos de alta tensión que operan a una frecuencia nominal de 50 Hz o 60 Hz. Establece un procedimiento general, práctico y conciso que produce resultados generalmente de precisión aceptable y aborda el cálculo de corrientes de cortocircuito en caso de cortocircuitos equilibrados o desequilibrados. (Comisión Electrotécnica Internacional, 2016).
- IEC 60255: Norma orientada a las reglas y requisitos comunes aplicables a los relés de medición y equipos de protección, incluyendo cualquier combinación de equipos para formar un esquema de protección distribuida para la protección de sistemas de potencia, como equipos de control, monitorización e interfaz de proceso, con el fin de obtener uniformidad en los requisitos y las pruebas. (International Electrotechnical Commission, 2022).
- IEC 60044 / IEC 61869: Según lo planteado por International Electrotechnical Commission, (2012). La norma regula sobre los transformadores de medida (TC y TP) empleados en la medición y protección, asegurando precisión en la transmisión de señales hacia los relés.

- IEC 60076: La norma está orientada a transformadores de potencia trifásicos y monofásicos (incluidos los autotransformadores), con excepción de ciertas categorías de transformadores pequeños y especiales. Para las categorías de transformadores de potencia y reactancias que cuentan con sus propias normas IEC, esta parte solo es aplicable en la medida en que se mencione específicamente por referencia cruzada en la otra norma. (International Electrotechnical Commission, 2011).

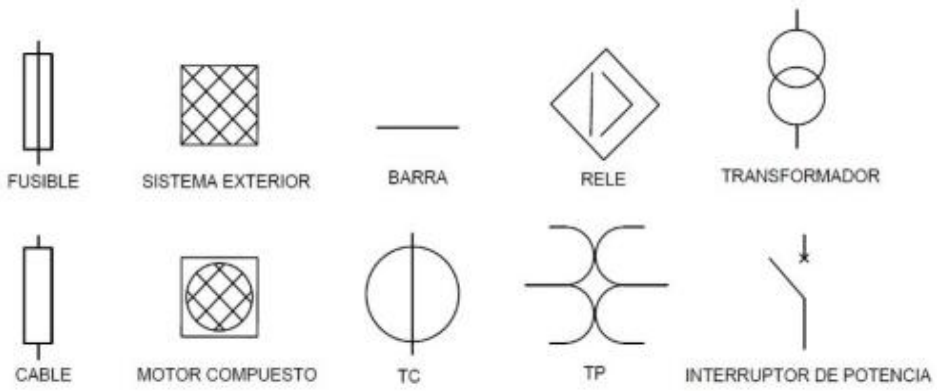
La aplicación de estas normas y otras correspondientes a la IEC, es fundamental para lograr selectividad, sensibilidad y confiabilidad en la operación de las protecciones eléctricas. Además, aseguran la interoperabilidad entre fabricantes y el cumplimiento de exigencias internacionales en materia de seguridad eléctrica.

En el contexto del presente estudio, la referencia a la normativa IEC resulta necesaria, ya que, permite validar que los criterios de coordinación de protecciones utilizados en media tensión cumplen con estándares reconocidos a nivel mundial y aplicados en Chile. Además, la normativa IEC está integrada en el software utilizado ETAP 20.

2.2.4 Simbología a utilizar

Se utilizará la simbología con la norma IEC para nuestros componentes en el circuito unifilar. Se presenciará la simbología del sistema exterior, fusibles, transformador, cable, TC, TP, breaker, barra y motor compuesto.

Figura N° 2.7 Cuadro de simbología norma IEC



CAPÍTULO III
MODELADO Y SIMULACIÓN DE LA RED

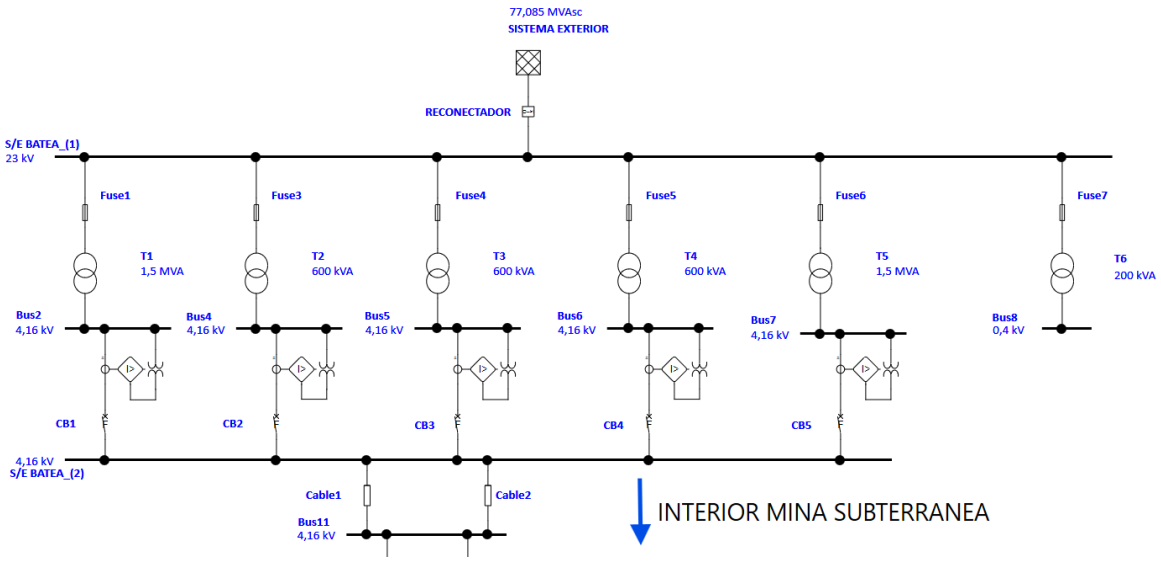
Para una mejor comprensión de la red, así como de la coordinación de protecciones, es necesario realizar el modelado correspondiente del diagrama unifilar, con el fin de llevar a cabo la simulación adecuada.

3.1. Modelado

Se modelará la red mediante el software ETAP 20 con una alimentación proporcionada por la empresa distribuidora CGE (Compañía General de Electricidad), abasteciendo a la subestación principal de nuestra red con 23kV.

El diseño del diagrama unifilar abarcará una de las ramificaciones de la red de 4,16kV ya que nos enfocaremos en las barras destinadas a los niveles 272 y 255.

Figura N° 3.1 Modelado subestación principal



La figura 3.2 ilustra el modelado del diagrama unifilar representativo de la subestación ubicada en superficie (23kV) que destina una alimentación de 4,16kV para la minera subterránea de la misma empresa.

3.2 Diseño del diagrama unifilar de la red a trabajar

El diseño del diagrama unifilar se enfocará en una de las ramas que inicia desde la subestación de la superficie conformada por 2 transformadores de 1,5MVA y 3 de 600kVA, los cuales reducen la tensión que alimenta la red de la subestación de 23kV a 4,16kV destinados a las subestaciones ubicadas al interior de la minera que están conformadas por transformadores de 500kVA los cuales modifican la tensión a una de 400V para la alimentación de los diferentes equipos mineros. La ramificación a trabajar abarca los niveles 272 y 255 respectivamente.

3.2.1 Datos para el diseño y configuración del esquema unifilar

Para la construcción de la red, se deben de ingresar ciertos parámetros a los debidos componentes, ya sean transformadores, alimentadores y protecciones para una futura simulación y coordinación de estas. A continuación, se visualizarán las correspondientes tablas de datos.

Tabla N° 3.1 Alimentación nominal de las barras

Voltaje (kV)	Destinación
23	Alimentación de la subestación principal en superficie
4,16	Distribución en interior mina
0,4	Alimentación de equipos en interior mina

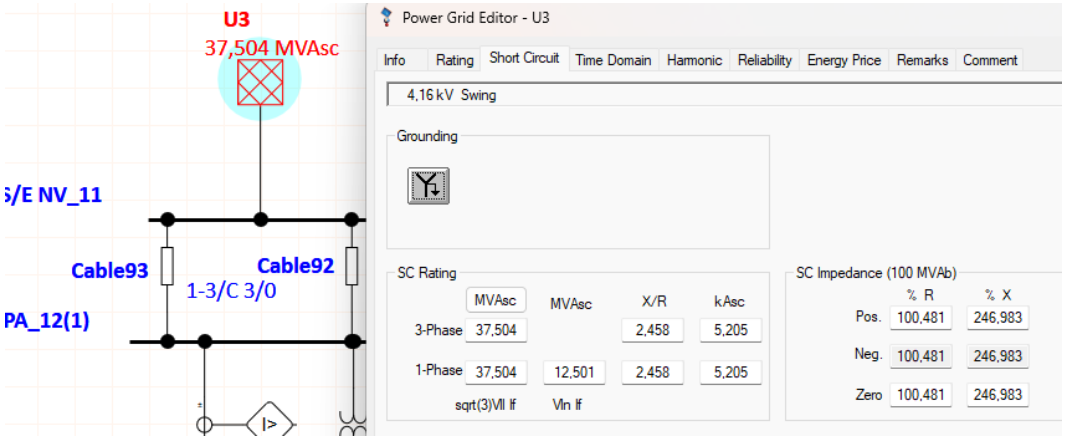
3.2.2 Ingreso de parámetros

Para el ingreso de los datos correspondientes para cada componente, se deberá de acceder a la ventana para el ingreso de parámetros haciendo doble click sobre estos.

3.2.2.1 Alimentación

Se ingresan los datos recopilados para la alimentación de la barra S/E NV 11, donde la tensión es 4,16kV con una potencia de cortocircuito trifásica de 37,504MVAsc, como también una monofásica de 37,504MVAsc entre algunos de los valores ingresados en la ventana de parámetros.

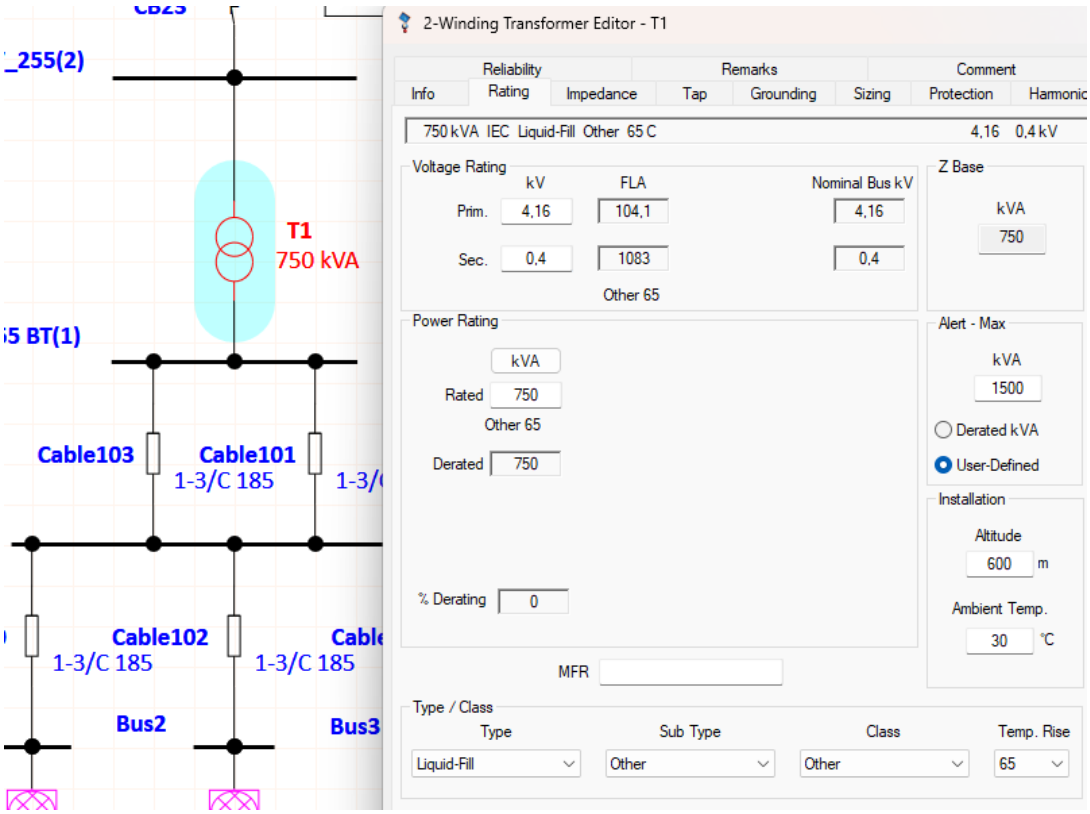
Figura N° 3.2 Alimentación barra S/E Nivel 11



3.2.2.2 Transformador de poder

En la siguiente figura se puede apreciar la interfaz de configuración del transformador, que incluye la simbología del equipo y en esta misma se ingresan los parámetros recopilados en las pestañas. Transformador de 4,16kV a 0,4kV 750kVA normativa IEC liquid-fill other 65 °C.

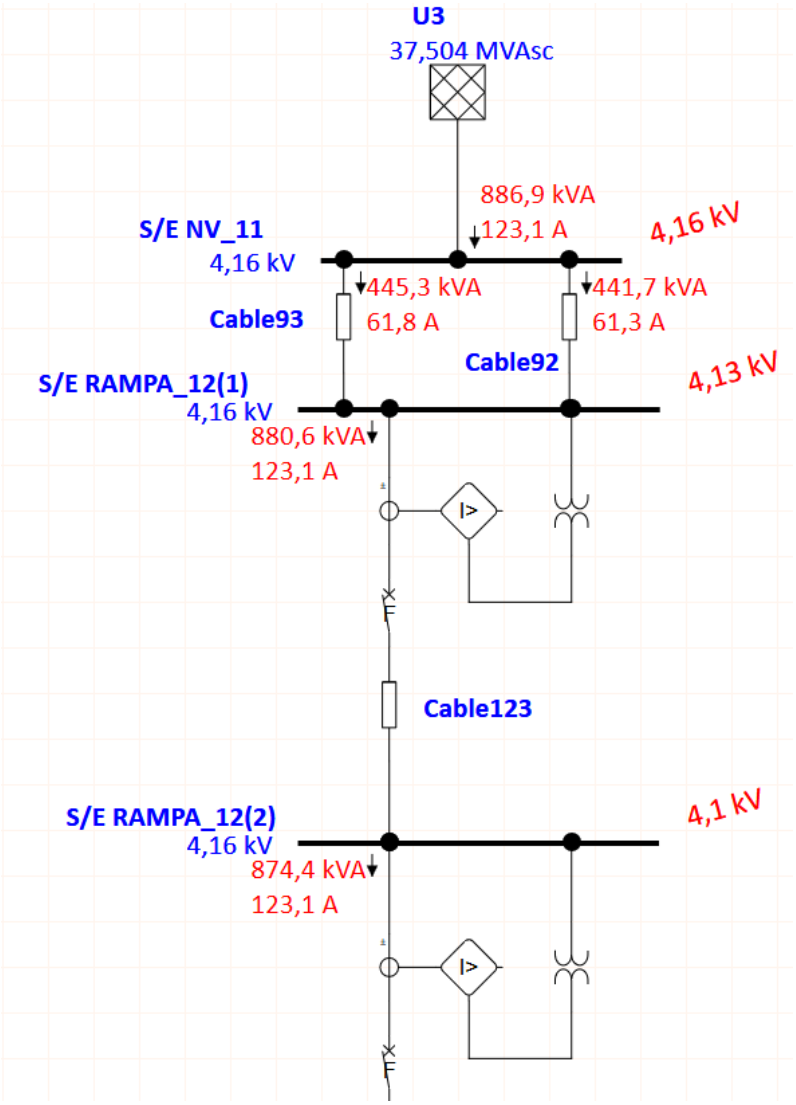
Figura N° 3.3 Configuración de transformador



3.2.2.3. Flujo de cargas

Se realiza la función de flujo de carga en el software mediante el módulo Run Load Flow, logrando visualizar los parámetros y el funcionamiento del circuito, donde a su vez se pueden identificar sus pérdidas por caída de tensión y la demanda de cada una de las cargas.

Figura N° 3.4 Flujo de cargas alimentación principal



Para la figura N° 3.4, en esta primera sección del alimentador se observa la distribución eléctrica en media tensión (4,16 kV) que parte desde el nivel 11 (S/E NV_11). El flujo de carga indica una potencia transferida de 886,9 kVA con una corriente de 123,1 A, valor coherente con el nivel de tensión mostrado. A través del cable 93, la potencia se divide hacia el nivel 12 (S/E RAMPA_12(1)) y posteriormente a una extensión del mismo nivel (S/E RAMPA_12(2)).

La barra de la S/E RAMPA_12(1) presenta una carga de 880,6 kVA con una corriente de 123,1 A, lo que demuestra una disminución respecto al punto de alimentación, esto corresponde al consumo parcial de la carga local conectada en esta subestación. Más

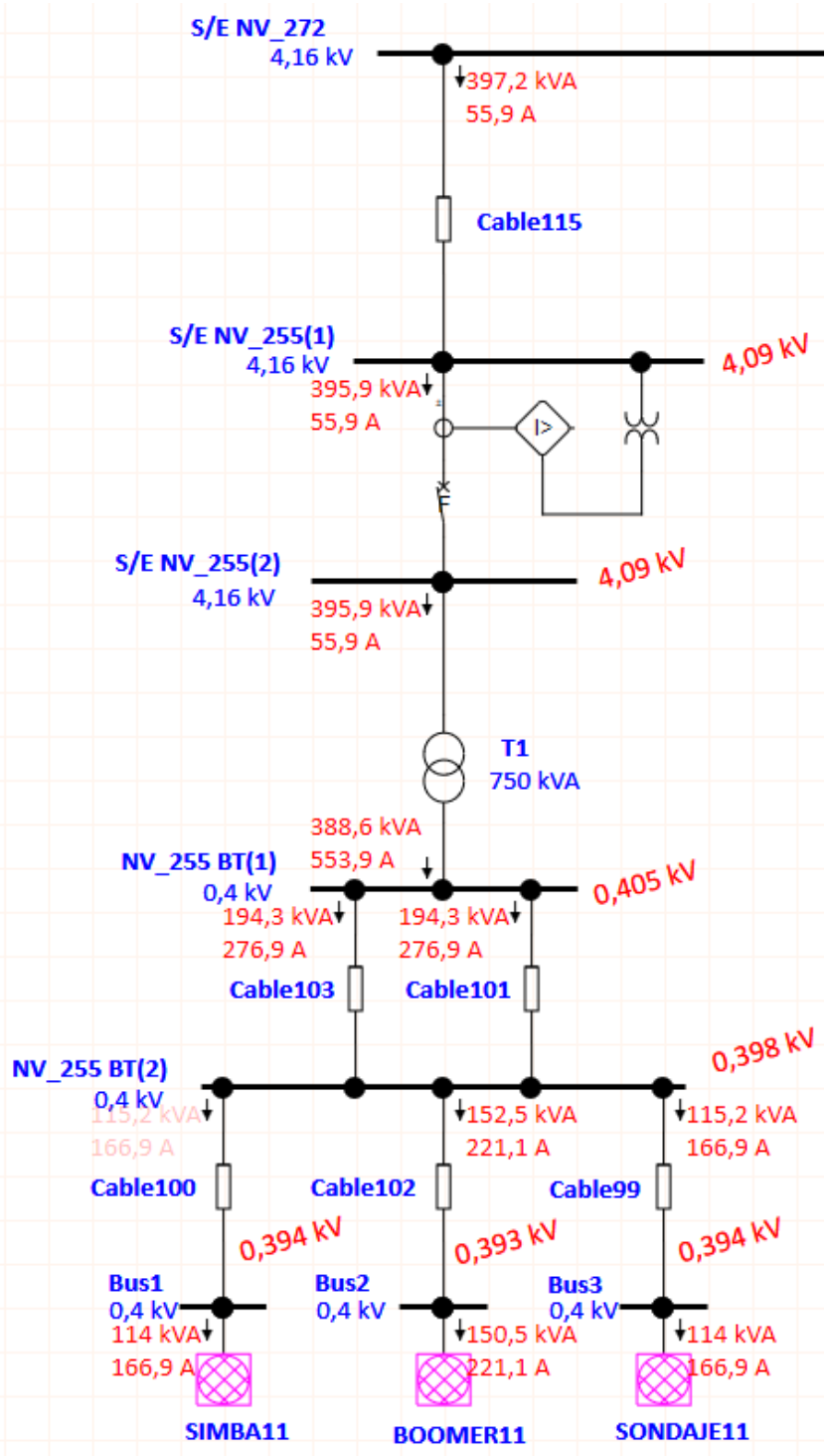
abajo, en la S/E RAMPA_12(2), se registra una carga de 874,4 kVA y 123,1 A, manteniendo la coherencia con la corriente principal del alimentador.

El sistema mantiene niveles de tensión de 4,16 kV, sin caídas apreciables que afecten la operación. Las protecciones representadas permiten discriminar fallas aguas abajo. El flujo se mantiene estable y adecuado para la distribución subterránea, indicando que el conductor opera dentro de su capacidad nominal, sin sobrecarga y con un perfil de tensión uniforme en este tramo.

Tabla N° 3.2 Recolección de datos flujo de cargas alimentación principal

Flujo de cargas en barras			
Barra ID	Potencia (kVA)	Voltaje (kV)	Corriente (A)
S/E NV_11	886,9	4,16	123,1
S/E RAMPA_12(1)	880,6	4,13	123,1
S/E RAMPA_12(2)	874,4	4,1	123,1

Figura N° 3.5 Flujo de cargas ramificación nivel 255



Esta figura 3.5, se muestra el tramo del alimentador hacia el nivel 272 (S/E NV_272) y posteriormente hacia la barra del Nivel 255 (S/E NV_255(1)) a 4,16 kV. El flujo de carga indica una potencia de 395,9 kVA con 55,9 A.

Al llegar a la barra NV_255(1) y NV_255(2), cada una presenta una carga similar cercana a 395 kVA y 388 kVA, lo cual indica una distribución equilibrada entre ambos lados del sistema. En este punto se alimenta al transformador T1 (750 kVA), que desciende la tensión de 4,16 kV a 0,4 kV para suministrar energía a equipos mineros como Simba, Boomer o Sondaje.

Los niveles de tensión secundarios se mantienen dentro del rango permitido por la normativa, mostrando valores entre 0,394 y 0,405 kV, lo cual refleja una correcta regulación y un impacto mínimo por caída de tensión en los conductores.

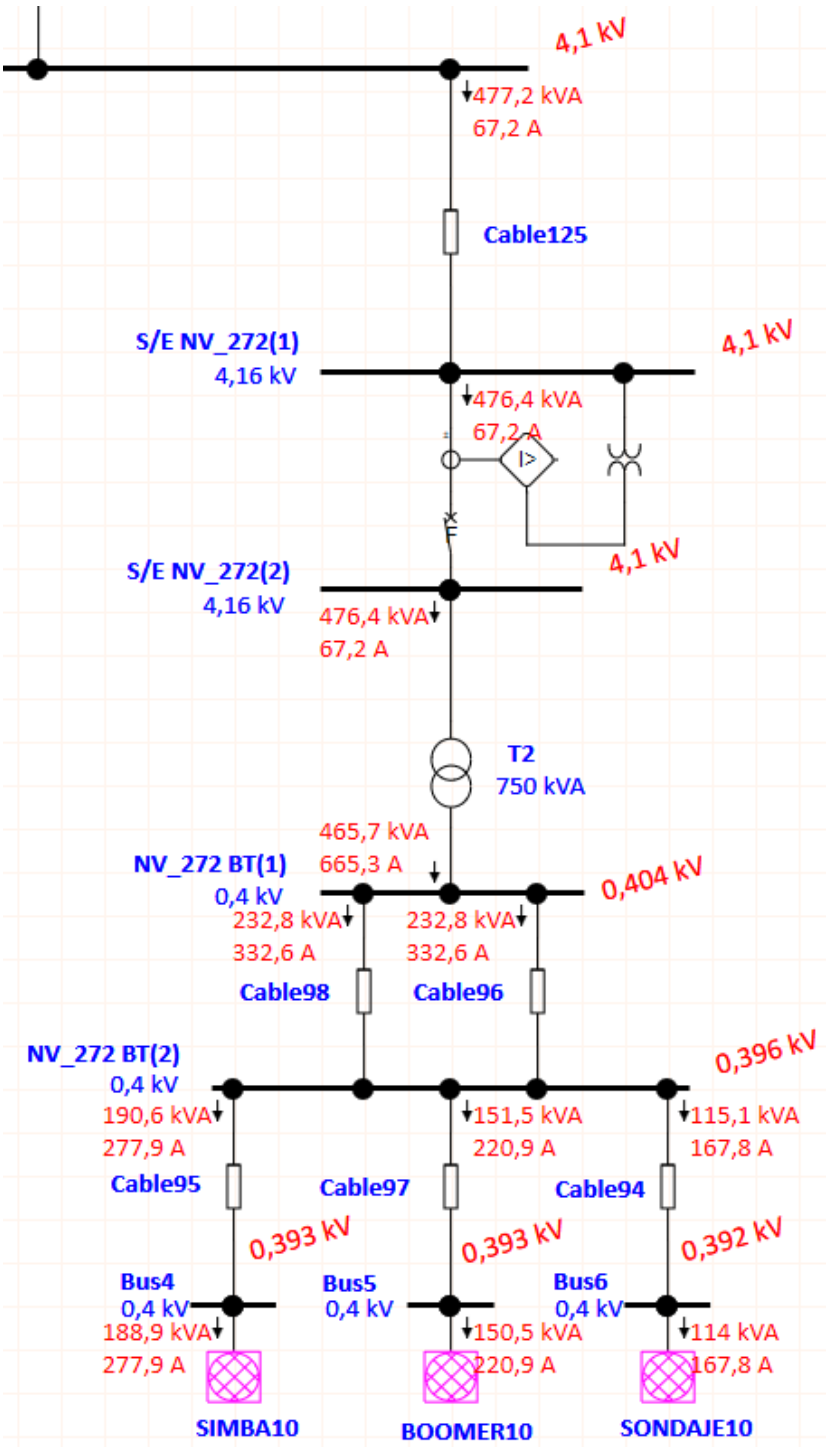
El flujo de carga hacia los equipos presenta corrientes entre 110 A – 160 A, coherentes con la demanda típica de maquinaria minera de perforación y desarrollo. Esto confirma que el transformador opera dentro de su capacidad y que los conductores cumplen adecuadamente con los requisitos térmicos y de caída de tensión en este tramo específico.

Tabla N° 3.3 Recolección de datos flujo de cargas ramificación nivel 255

Flujo de cargas en barras			
Barra ID	Potencia (kVA)	Voltaje (kV)	Corriente (A)
S/E NV_272	397,2	4,1	55,9
S/E NV_255(1)	395,9	4,09	55,9
S/E NV_255(2)	395,9	4,09	55,9
NV_255 BT(1)	388,6	0,405	553,9
NV_255 BT(1)-1	194,3	0,405	276,9
NV_255 BT(1)-2	194,3	0,405	276,9
NV_255 BT(2)	382,9	0,398	554,9
NV_255 BT(2)-1	115,2	0,394	166,9

NV_255 BT(2)-2	152,5	0,393	221,1
NV_255 BT(2)-3	115,2	0,394	166,9
Bus1	114	0,394	166,9
Bus2	150,5	0,393	221,1
Bus3	114	0,394	166,9

Figura N° 3.6 Flujo de cargas ramificación nivel 272



En esta figura 3.6, se aprecia la distribución desde el nivel 272 (S/E NV_272) y posterior a 2 barras del mismo nivel (S/E NV_272(1) y S/E NV_272(2)), acabando en el transformador T2 (750 kVA), donde el nivel de tensión primario es 4,1 kV y el secundario 0,404 kV, manteniendo una correcta regulación. La corriente primaria

medida es de 67,2 A, correspondiente a una potencia cercana a 476,4 kVA para el primario, valor dentro del rango seguro de operación del transformador.
En la barra de media tensión NV_272 BT, se observa una carga total de 465,7 kVA, que posteriormente se distribuye por los cables 98 y 96 hacia el sistema en baja tensión. Las corrientes secundarias cercanas a 332 A son coherentes con la demanda global del conjunto de cargas conectadas a este punto.

En la distribución en 0,4 kV hacia los equipos Simba, Boomer y sondaje, se aprecian tensiones entre 0,392 y 0,397 kV, valores que indican una caída mínima y dentro del estándar permitido por la IEC 60364 para sistemas de baja tensión en ambientes industriales. Las cargas individuales presentan corrientes de entre 114 A y 277 A, típicas de equipos de perforación, jumbo y sondaje utilizados en minería subterránea.

La estructura de ramales, junto con la adecuada distribución de cargas, asegura que el transformador trabaje de forma estable y con márgenes térmicos suficientes, sin evidencia de sobrecarga ni desequilibrios significativos.

Tabla N° 3.4 Recolección de datos flujo de cargas ramificación nivel 272

Flujo de cargas en barras			
Barra ID	Potencia (kVA)	Voltaje (kV)	Corriente (A)
S/E NV_272	477,2	4,1	67,2
S/E NV_272(1)	476,4	4,1	67,2
S/E NV_272(2)	476,4	4,1	67,2
NV_272 BT(1)	465,7	0,404	665,3
NV_272 BT(1)-1	232,8	0,404	332,6
NV_272 BT(1)-2	232,8	0,404	332,6
NV_272 BT(2)	457,2	0,396	666,6
NV_272 BT(2)-1	190,6	0,396	227,9

NV_272 BT(2)-2	151,5	0,396	220,9
NV_272 BT(2)-3	115,1	0,396	167,8
Bus4	188,9	0,393	227,9
Bus5	150,5	0,393	220,9
Bus6	114	0,392	167,8

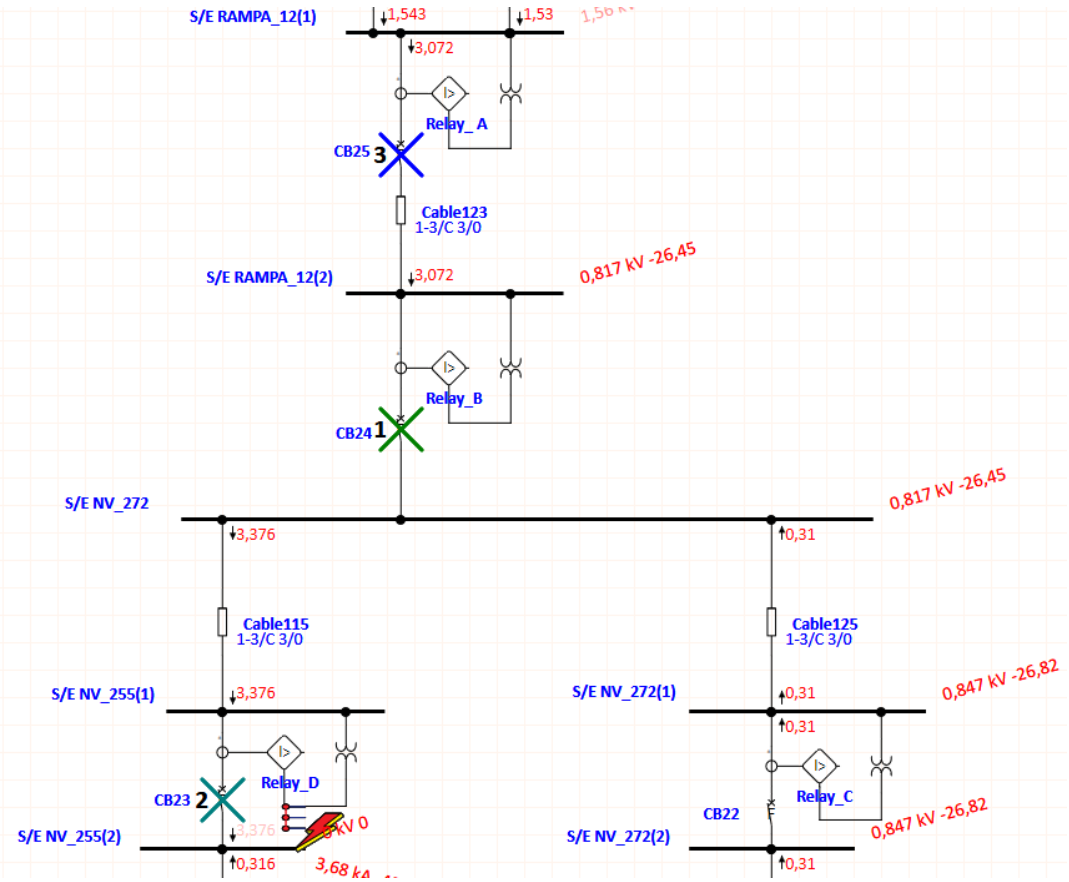
CAPÍTULO IV
COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.

Cuando hablamos de selectividad para las protecciones eléctricas, nos referimos a la discriminación que ejercen los dispositivos de protección instalados aguas arriba de la zona a apartar, ello sin alterar las demás protecciones.

4.1 Problemática

Una de las ramificaciones del sistema eléctrico de media tensión pertenecientes a la minera Carola presentaba problemas a la hora de coordinar con las demás protecciones, por lo que no se discrimina correctamente la falla sin interrumpir el sistema eléctrico de algunos procesos apartados de la falla.

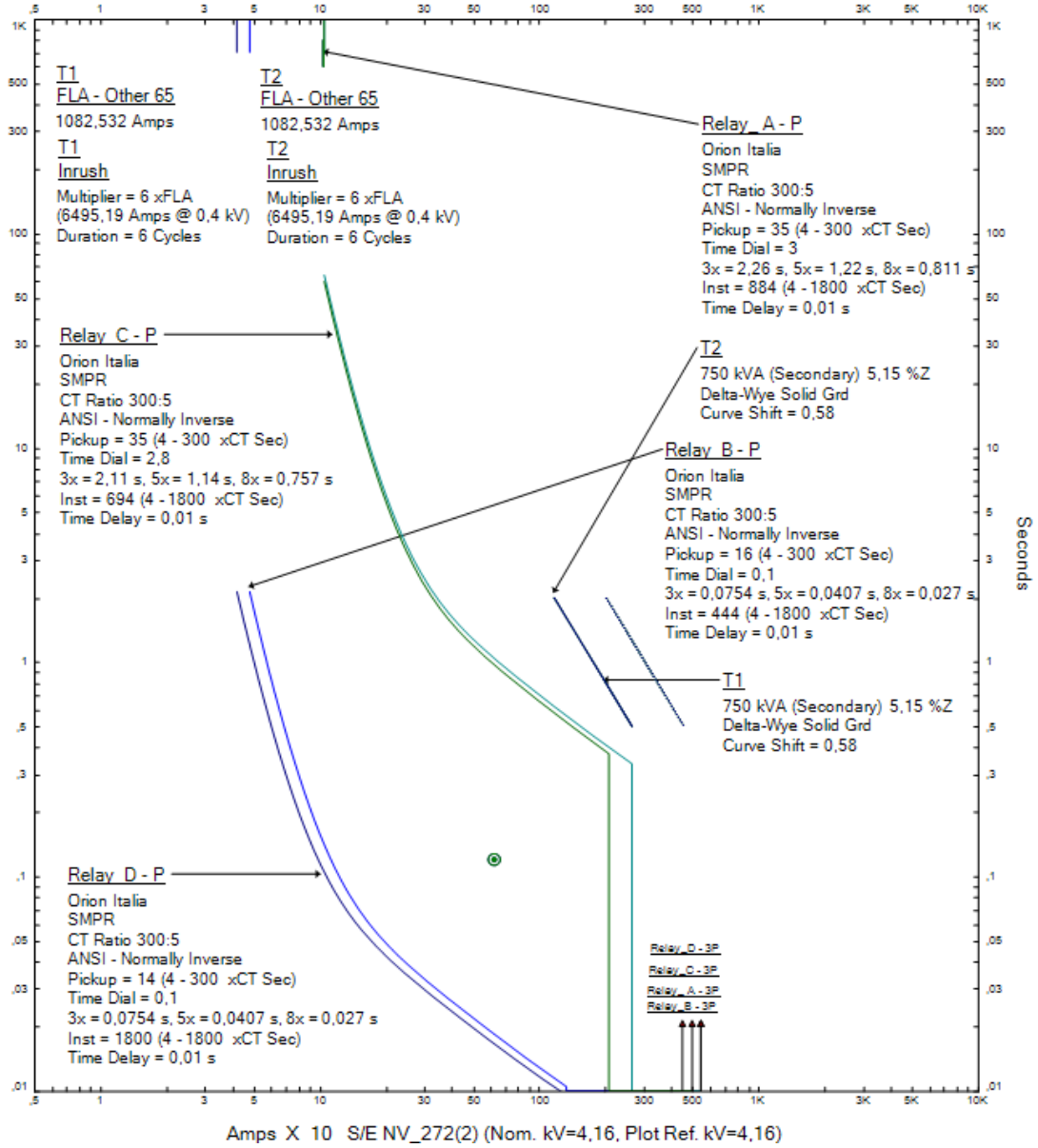
Figura N° 4.1 Simulación de falla trifásica en sistema no coordinado



En la figura nº 4.1 se simuló una falla trifásica en la barra del nivel 272, donde primeramente se acciona la protección general de ambas ramificaciones, luego la

protección de la ramificación correspondiente y, finalmente, la protección más lejana. Este comportamiento evidencia que el sistema no cumplía con los criterios de selectividad requeridos para las protecciones eléctricas.

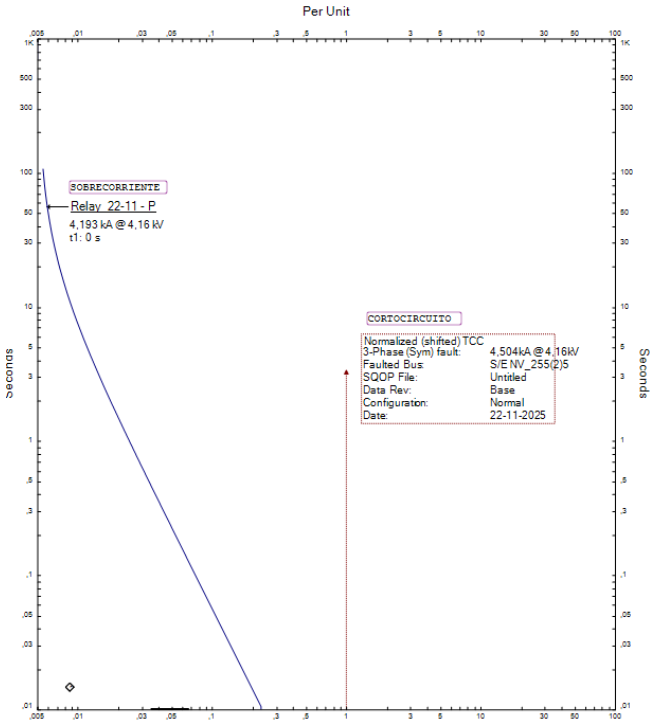
Figura N° 4.2 Curvas de protecciones del sistema no coordinado



4.2. Coordinación mediante software

Para la coordinación de los relés de protección se realizó la simulación de cortocircuito en media tensión en distintas barras, para lo cual en la coordinación se utilizó la curva extremadamente inversa, para lograr una correcta selectividad en las protecciones.

Figura N° 4.3 Curva IEC C - Extremadamente inversa

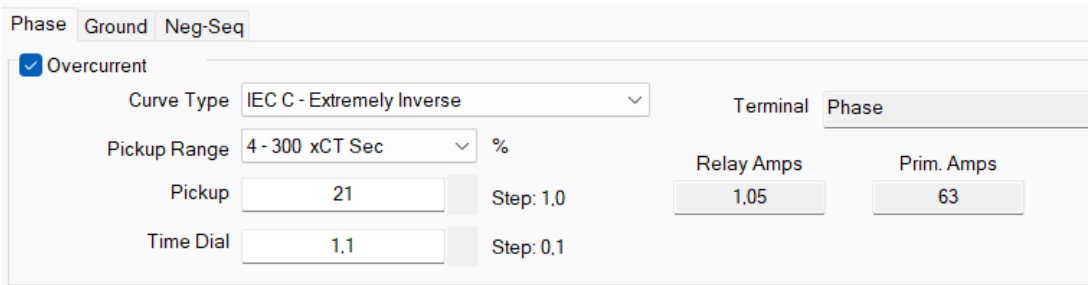


La Figura 4.3 muestra cómo opera el relé cuando está configurado con una curva extremadamente inversa. Este mismo criterio de ajuste se aplica de manera consistente al resto de los relés que participan en la coordinación.

4.3 verificación de Corrientes Primarias y Secundarias de cada Relé

Los valores de Relay Amp y Prim. Amp obtenidos mediante ETAP 20 se verifican aplicando la expresión correspondiente a la conversión entre corriente primaria y la corriente referida al relé. De este modo, se comprueba la coherencia de los resultados entregados por el software con los cálculos teóricos.

Figura N° 4.4 Resultados obtenidos en ETAP 20



En la Figura 4.4 se aprecia la configuración de parámetros del relé en la pestaña *OCR* (sobrecorriente y corriente instantánea), donde es posible visualizar los valores previamente calculados por el software para su ajuste."

4.3.1 Fórmulas para la comprobación de los cálculos hechos por el Software[1]

$$Ramp = \frac{I_{Pickup} \times N_S}{100}$$

Ecuación 4.1 Configuración de rampa relé de protección

$$Pamp = \frac{I_{Pickup} \times N_P}{100}$$

Ecuación 4.2 Configuración de pendiente relé de protección

Donde:

R_{amp} = corriente del relé

I_{Pickup} =corriente de curva del relé

N_s = relación de transformación secundario

N_p = relación de transformación primario

Se utiliza Pick up * (relación de transformación) /100

4.3.1 Cálculo del Relay _A

Determinación de las corrientes de disparo del relé para la función de sobrecorriente.

- Overcurrent:

$$Ramp = \frac{29 \times 5}{100} = 1{,}45\ Relay\ Amps$$

$$Pamp = \frac{29 \times 300}{100} = 87\ Prim.Amp$$

[1] Se declara la utilización de estas fórmulas para los relés A, B, C y D

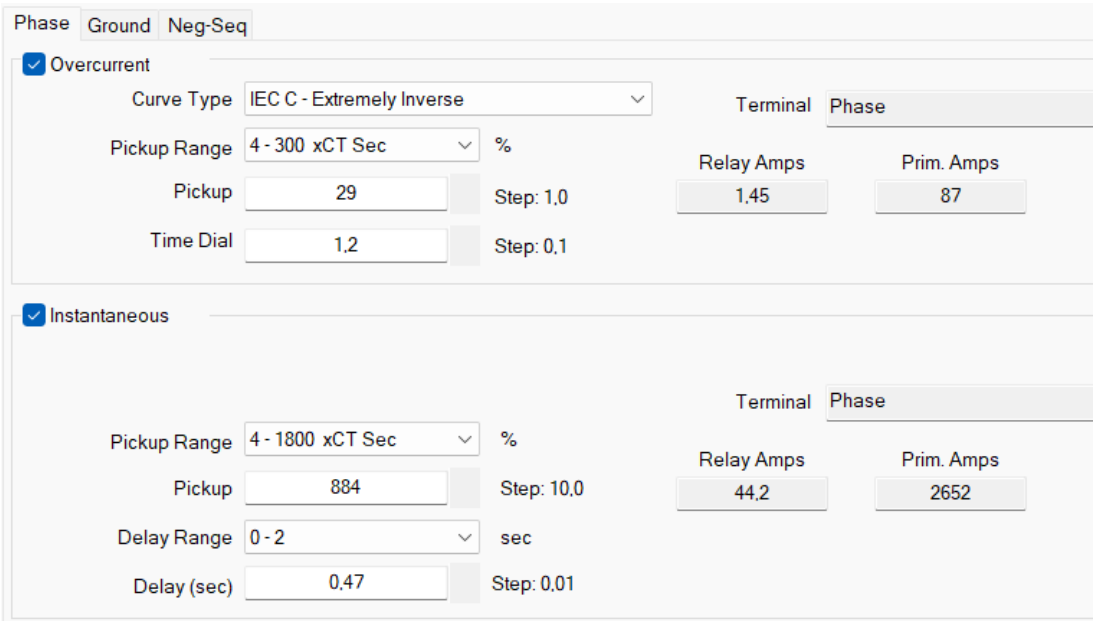
- Instantaneous:

$$Ramp = \frac{884 \times 5}{100} = 44{,}2\ Relay\ Amp$$

$$Pamp = \frac{884 \times 300}{100} = 2652\ Prim.\ Amp$$

A continuación, se presentan los distintos relés cuya coordinación se verifica mediante la comprobación entre los parámetros obtenidos en el software ETAP y los resultados derivados de los cálculos manualmente. En esa línea, los valores asociados a la curva extremadamente inversa se ajustan con el fin de garantizar una adecuada selectividad entre las protecciones, cuya verificación se realiza mediante las ecuaciones 4.1 y 4.2 correspondientes, establecidas por la norma IEC. Así mismo, en esta configuración, el Dial actúa como el parámetro que desplaza la curva de tiempo y corriente modificando su tiempo de operación, mientras que el Pickup corresponde a la corriente mínima desde la cual el relé comienza su proceso de temporización.

Figura N° 4.5 Obtención de datos calculados por ETAP Relay_A



La Figura 4.5 confirma la coherencia entre los resultados teóricos y los valores entregados por el software.

4.3.2 Cálculo del Relay _B

Determinación de las corrientes de disparo del relé para la función de sobrecorriente.

Overcurrent:

$$Ramp = \frac{19 \times 5}{100} = 0{,}95\ Relay\ Amp$$

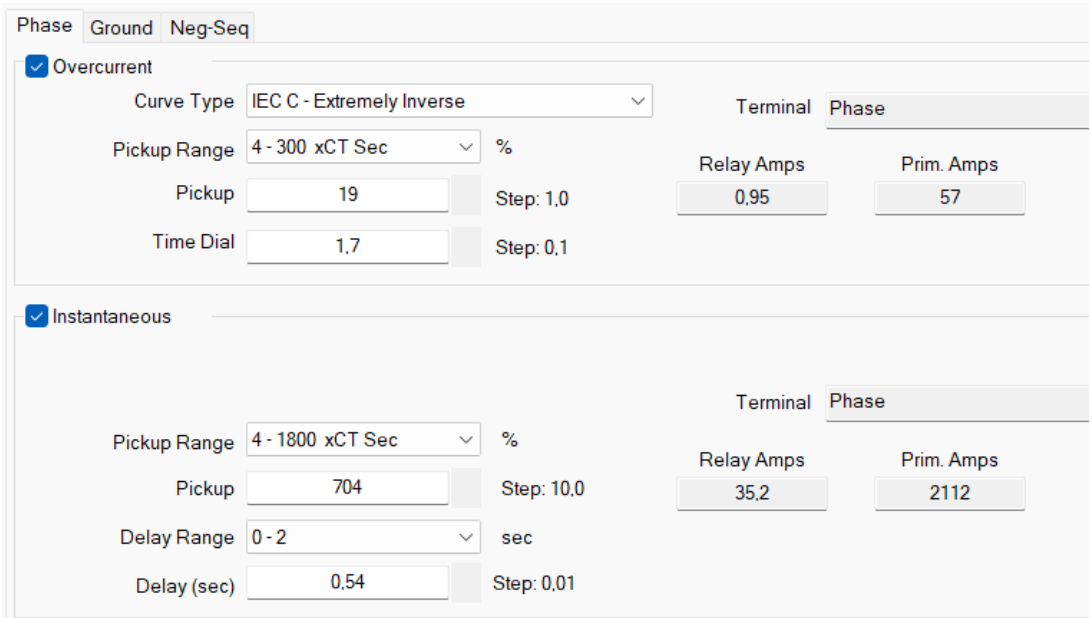
$$Pamp = \frac{19 \times 300}{100} = 57\ Prim.Amp$$

Instantaneous:

$$Ramp = \frac{704 \times 5}{100} = 35{,}2\ Relay\ Amp$$

$$Pamp = \frac{704 \times 300}{100} = 2112\ Prim.Amp$$

Figura N° 4.6 Obtención de datos calculados por ETAP Relay_B



La Figura 4.6 confirma la coherencia entre los resultados teóricos y los valores entregados por el software.

4.3.3 Cálculo del Relay _C

Determinación de las corrientes de disparo del relé para la función de sobrecorriente.

Overcurrent:

$$Ramp = \frac{21 \times 5}{100} = 1{,}05\ Relay\ Amp$$

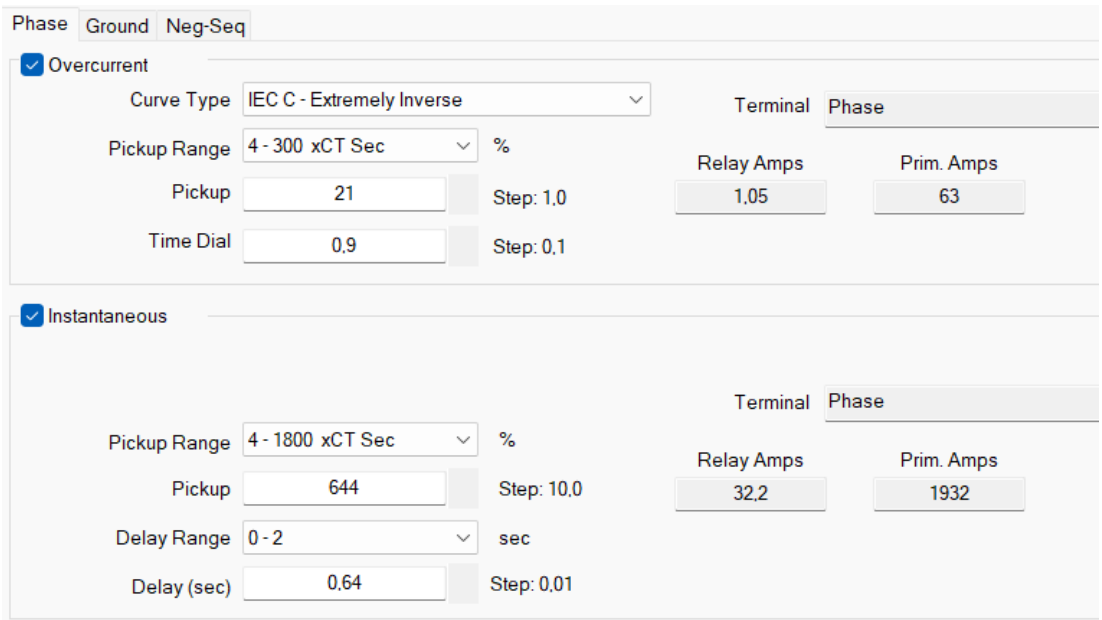
$$Pamp = \frac{21 \times 300}{100} = 63\ Prim.Amp$$

Instantaneous:

$$Ramp = \frac{644 \times 300}{100} = 32{,}2\ Relay\ Amp$$

$$Ramp = \frac{644 \times 300}{100} = 1932\ Prim.Amp$$

Figura N° 4.7 Obtención de datos calculados por ETAP Relay_C



La Figura 4.5 confirma la coherencia entre los resultados teóricos y los valores entregados por el software.

4.3.3 Cálculo del Relay _D

Determinación de las corrientes de disparo del relé para la función de sobrecorriente.

Overcurrent:

$$Ramp = \frac{21 \times 5}{100} = 1{,}05\ Relay\ Amp$$

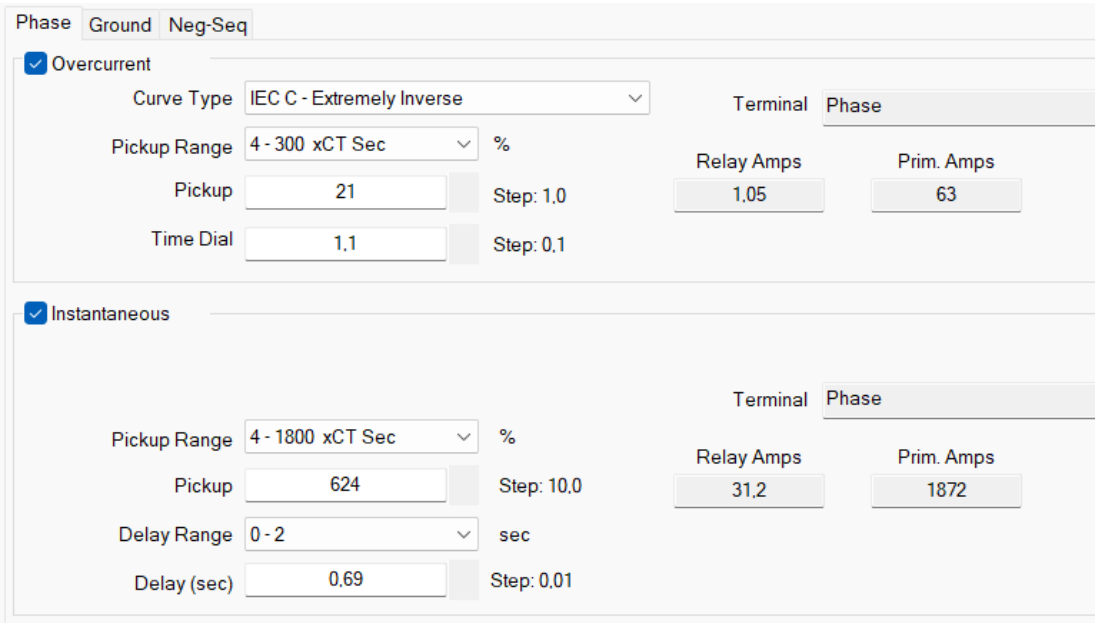
$$Pamp = \frac{21 \times 300}{100} = 63\ Prim.Amp$$

Instantaneous:

$$Ramp = \frac{624 \times 5}{100} = 31{,}2\ Relay\ Amp$$

$$Pamp = \frac{624 \times 300}{100} = 1872\ Prim.Amp$$

Figura N° 4.8 Obtención de datos calculados por ETAP Relay_D



La Figura 4.6 confirma la coherencia entre los resultados teóricos y los valores entregados por el software.

4.4 Cálculos de tiempos en ajuste en relés de sobrecorriente

Para definir adecuadamente los ajustes de las curvas de protección, es necesario efectuar los cálculos correspondientes. El tiempo de operación del relé y la sobrecorriente se encuentran vinculados mediante una ecuación que describe la curva característica de funcionamiento del dispositivo, la cual se presenta a continuación:

$$t = k \times \frac{\beta}{\left[\frac{I_f}{I_S}\right]^{\alpha} - 1}$$

Ecuación 4.3 Configuración de tiempo en relé de sobrecorriente

Donde:

t = tiempo de operación (s)

k = ajuste del multiplicador de tiempos (TMS)

I_f = corriente de falla que pasa por el relé (A)

I_S = corriente de ajuste o calibración de corriente (A)

Tabla N° 4.1 Valores para las constantes alfa y beta

CARACTERÍSTICA	α	β
Normalmente inversa	0,02	0,14
Muy inversa	1,00	13,50
Extremadamente inversa	2,00	80,00

La Tabla 4.1 presenta las curvas características definidas por la norma IEC para el cálculo de los tiempos de operación. En ellas, los parámetros α y β corresponden a valores estándar establecidos por dicha configuración.

4.4.1 Ajuste relé falla barra S/E Nivel 255

Cálculo tiempo de operación Relay _D

- K= 1,1
- α= 2
- β = 80
- I*f*= 1,259 [kA] =1259 [A]
- I*s*= 63

$$t = k \times \frac{\beta}{\left[\frac{I_f}{I_S}\right]^{\alpha} - 1} = t = 1{,}1 \times \frac{80}{\left[\frac{1259}{63}\right]^{2} - 1} = 22{,}1\ ms$$

Figura N° 4.9 Tiempos de operación Relay_D - Secuencia de operación

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: NV_255 BT4

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 30-11-2025

Time (...	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
22,1	Relay_D	1,259	22,1		Phase - OC1 - 51
32,1	CB23		10,0		Tripped by Relay_D Phase - OC1 - 51
34,1	Relay_B	1,145	< 34,1		Phase - OC1 - 51
44,1	CB24		10,0		Tripped by Relay_B Phase - OC1 - 51
51,1	Relay_ A	1,145	51,1		Phase - OC1 - 51
111	CB25		60,0		Tripped by Relay_ A Phase - OC1 - 51
4018	Relay_C	0,116	4018		Phase - OC1 - 51
4028	CB22		10,0		Tripped by Relay_C Phase - OC1 - 51

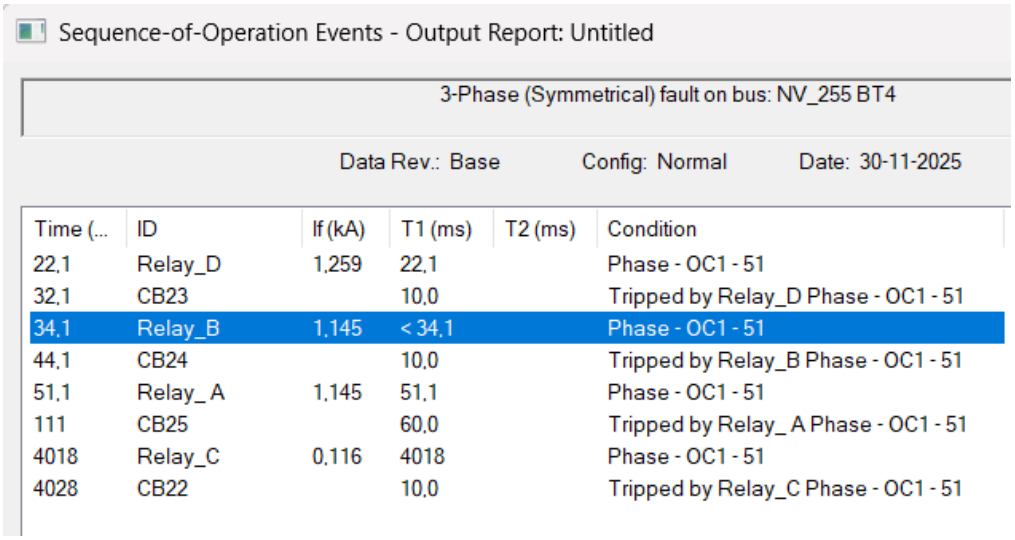
En la Figura 4.9 se observa la verificación del tiempo de operación por sobrecorriente en la barra NV_255, donde el relé D presenta un tiempo de actuación de 22,1 ms obtenido mediante el software ETAP 20. Estos valores coinciden plenamente con los resultados del cálculo manual.

Cálculo tiempo de operación Relay _B

- K= 1,7
- α= 2
- β = 80
- I*f*= 1,145 [kA] =1145 [A]
- I*s*= 57

$$t = k \times \frac{\beta}{\left[\frac{I_f}{I_S}\right]^{\alpha} - 1} = t = 1{,}7 \times \frac{80}{\left[\frac{1145}{57}\right]^{2} - 1} = 34{,}1\ ms$$

Figura N° 4.10 Tiempos de operación Relay_B - Secuencia de operación



Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: NV_255 BT4

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 30-11-2025

Time (...	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
22,1	Relay_D	1,259	22,1		Phase - OC1 - 51
32,1	CB23		10,0		Tripped by Relay_D Phase - OC1 - 51
34,1	Relay_B	1,145	< 34,1		Phase - OC1 - 51
44,1	CB24		10,0		Tripped by Relay_B Phase - OC1 - 51
51,1	Relay_ A	1,145	51,1		Phase - OC1 - 51
111	CB25		60,0		Tripped by Relay_ A Phase - OC1 - 51
4018	Relay_C	0,116	4018		Phase - OC1 - 51
4028	CB22		10,0		Tripped by Relay_C Phase - OC1 - 51

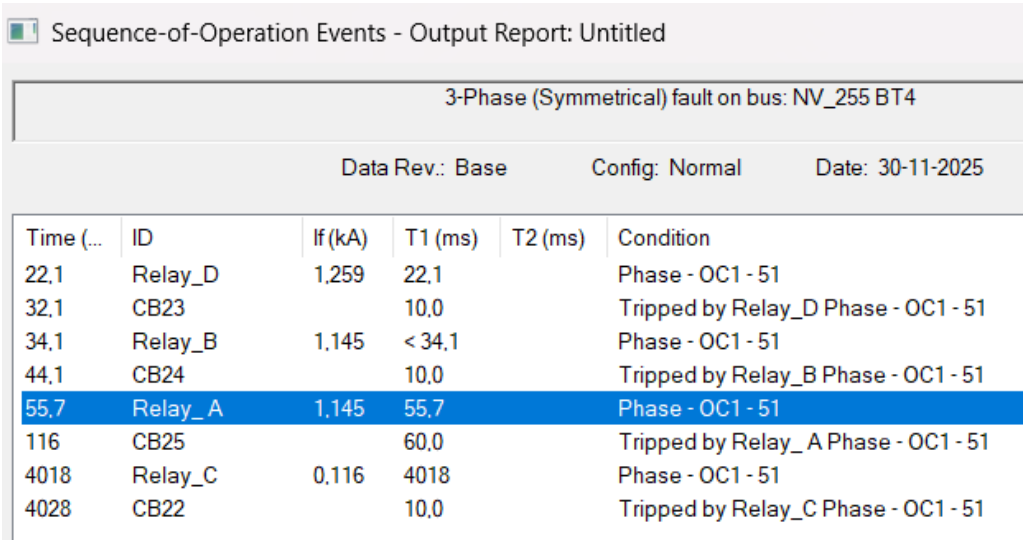
En la Figura 4.10 se observa la verificación del tiempo de operación por sobrecorriente en la barra NV_255, donde el relé B presenta un tiempo de actuación de 34,1 ms obtenido mediante el software ETAP 20. Estos valores coinciden plenamente con los resultados del cálculo manual.

Cálculo tiempo de operación Relay _A

- K= 1,2
- α= 2
- β = 80
- I*f*= 1,145 [kA] =1145 [A]
- I*s*= 87

$$t = k \times \frac{\beta}{\left[\frac{I_f}{I_S}\right]^{\alpha} - 1} = t = 1{,}2 \times \frac{80}{\left[\frac{1145}{87}\right]^{2} - 1} = 55{,}7\ ms$$

Figura N° 4.11 Tiempos de operación Relay_A - Secuencia de operación



Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

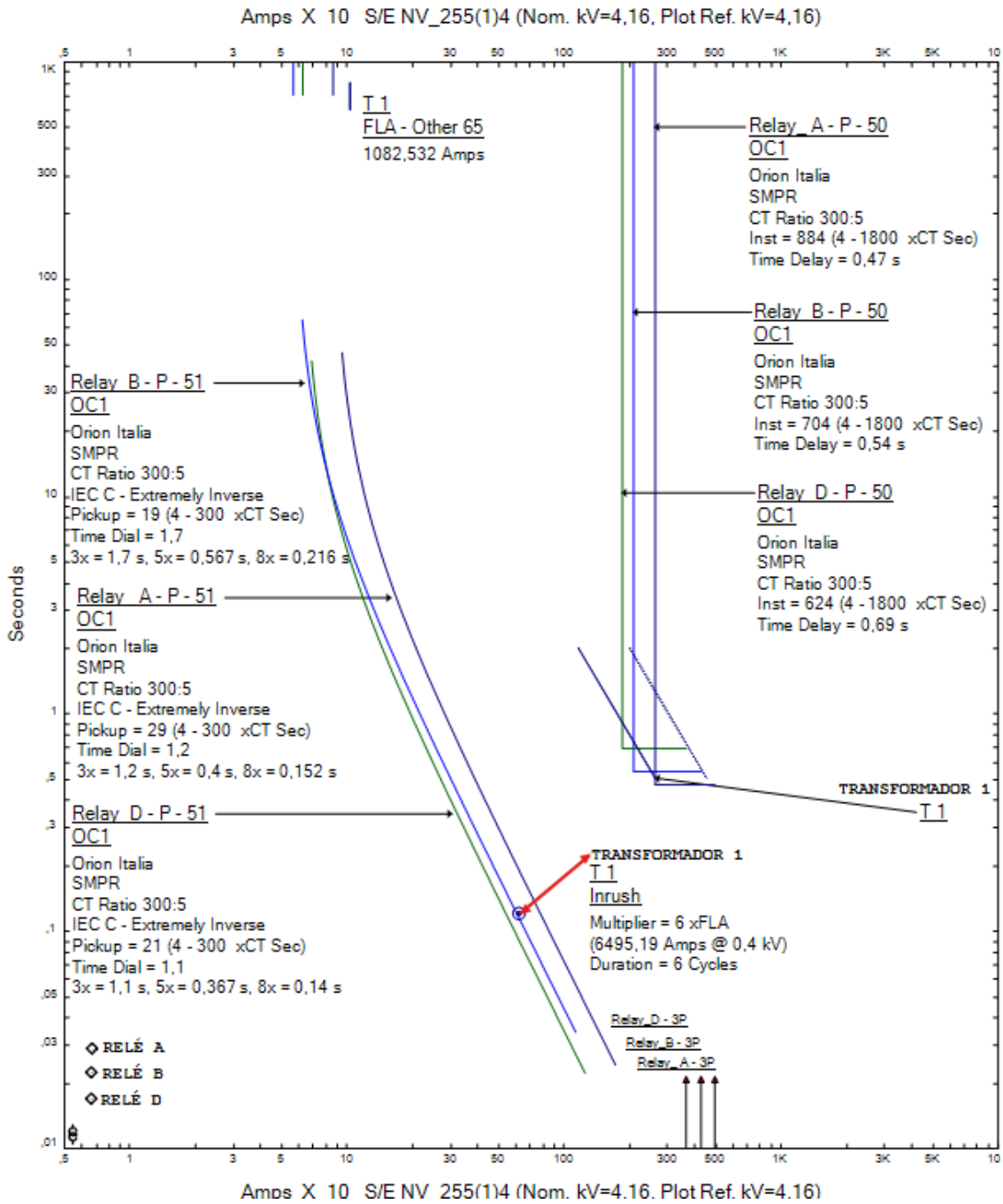
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: NV_255 BT4

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 30-11-2025

Time (...	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
22,1	Relay_D	1,259	22,1		Phase - OC1 - 51
32,1	CB23		10,0		Tripped by Relay_D Phase - OC1 - 51
34,1	Relay_B	1,145	< 34,1		Phase - OC1 - 51
44,1	CB24		10,0		Tripped by Relay_B Phase - OC1 - 51
55,7	Relay_ A	1,145	55,7		Phase - OC1 - 51
116	CB25		60,0		Tripped by Relay_ A Phase - OC1 - 51
4018	Relay_C	0,116	4018		Phase - OC1 - 51
4028	CB22		10,0		Tripped by Relay_C Phase - OC1 - 51

En la Figura 4.11 se muestra la verificación del tiempo de falla en la barra correspondiente a Nivel 255, obteniendo un tiempo de 55,7 ms para el relé A, según el análisis realizado en el software ETAP 20.

Figura N° 4.12 Curva de protección NV_255



En la Figura 4.12 se presenta la configuración de las curvas de operación de tipo normalmente inversa para un eventual cortocircuito en la barra NV_255. Se evidencia la selectividad entre los relés D, B y A, respetando el orden de actuación y cumpliendo con la secuencia de respaldo establecida para cada dispositivo.

4.4.2 Ajuste relé falla barra S/E Nivel 272

Cálculo tiempo de operación Relay _C

- K= 0,9
- α= 2
- β = 80
- I*f*= 1,291 [kA] =1291 [A]
- I*s*= 63

$$t = k \times \frac{\beta}{\left[\frac{I_f}{I_s}\right]^{\alpha} - 1} = t = 0{,}9 \times \frac{80}{\left[\frac{1291}{63}\right]^{2} - 1} = 17{,}18\, ms$$

Figura N° 4.13 Tiempos de operación Relay_C - Secuencia de operación

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: NV_272 BT6

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 30-11-2025

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
18,0	Relay_C	1,291	< 18,0		Phase - OC1 - 51
28,0	CB22		10,0		Tripped by Relay_C Phase - OC1 - 51
34,1	Relay_B	1,191	< 34,1		Phase - OC1 - 51
44,1	CB24		10,0		Tripped by Relay_B Phase - OC1 - 51
51,5	Relay_ A	1,191	51,5		Phase - OC1 - 51
111	CB25		60,0		Tripped by Relay_ A Phase - OC1 - 51
5430	Relay_D	0,102	5430		Phase - OC1 - 51
5440	CB23		10,0		Tripped by Relay_D Phase - OC1 - 51

En la Figura 4.13 se muestra la verificación del tiempo de operación por sobrecorriente en la barra NV _272, donde el relé C registra un tiempo de actuación de 18 ms mediante el software ETAP 20. Este valor resulta muy cercano al obtenido en el cálculo manual.

Cálculo tiempo de operación Relay _B

- K= 1,7
- α= 2
- β = 80
- I*f*= 1,191 [kA] =1191 [A]
- I*s*= 57

$$t = k \times \frac{\beta}{\left[\frac{I_f}{I_s}\right]^{\alpha} - 1} = t = 1{,}7 \times \frac{80}{\left[\frac{1291}{57}\right]^{2} - 1} = 31{,}2\ ms$$

Figura N° 4.14 Tiempos de operación Relay_B - Secuencia de operación

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: NV_272 BT6

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 30-11-2025

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
18,0	Relay_C	1,291	< 18,0		Phase - OC1 - 51
28,0	CB22		10,0		Tripped by Relay_C Phase - OC1 - 51
34,1	Relay_B	1,191	< 34,1		Phase - OC1 - 51
44,1	CB24		10,0		Tripped by Relay_B Phase - OC1 - 51
51,5	Relay_ A	1,191	51,5		Phase - OC1 - 51
111	CB25		60,0		Tripped by Relay_ A Phase - OC1 - 51
5430	Relay_D	0,102	5430		Phase - OC1 - 51
5440	CB23		10,0		Tripped by Relay_D Phase - OC1 - 51

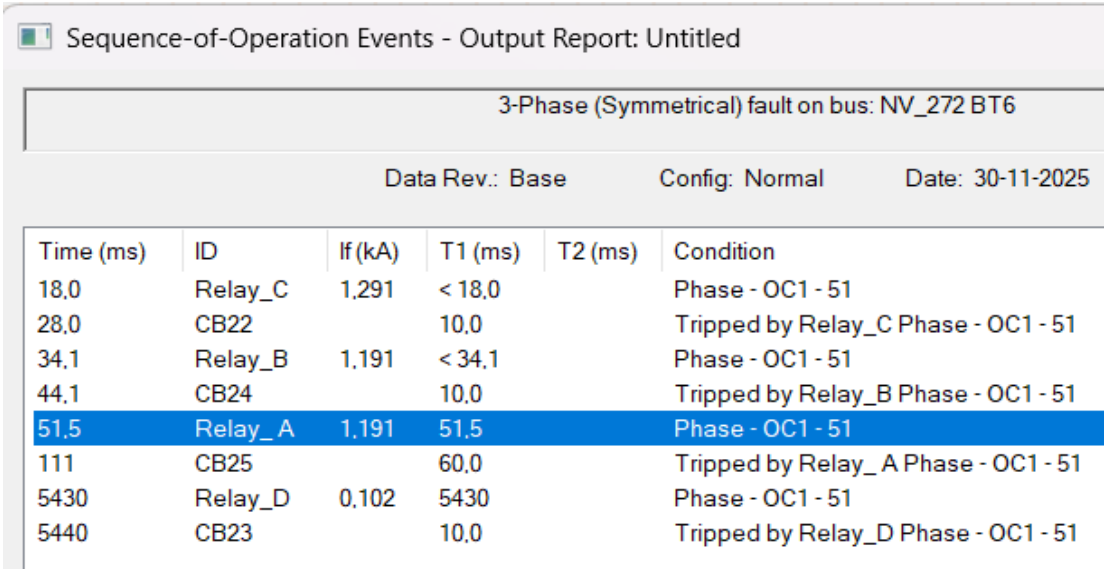
En la Figura 4.14 se muestra la verificación del tiempo de operación por sobrecorriente en la barra NV _ 272, donde el relé B registra un tiempo de actuación de 34,1 ms mediante el software ETAP 20. Este valor resulta muy cercano al obtenido en el cálculo manual.

Cálculo tiempo de operación Relay _A

- K= 1,2
- α= 2
- β = 80
- I*f*= 1,191 [kA] =1191 [A]
- I*s*= 87

$$t = k \times \frac{\beta}{\left[\frac{I_f}{I_s}\right]^{\alpha} - 1} = t = 1{,}2 \times \frac{80}{\left[\frac{1191}{87}\right]^{2} - 1} = 55{,}1\ ms$$

Figura N° 4.15 Tiempos de operación Relay_A - Secuencia de operación



Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

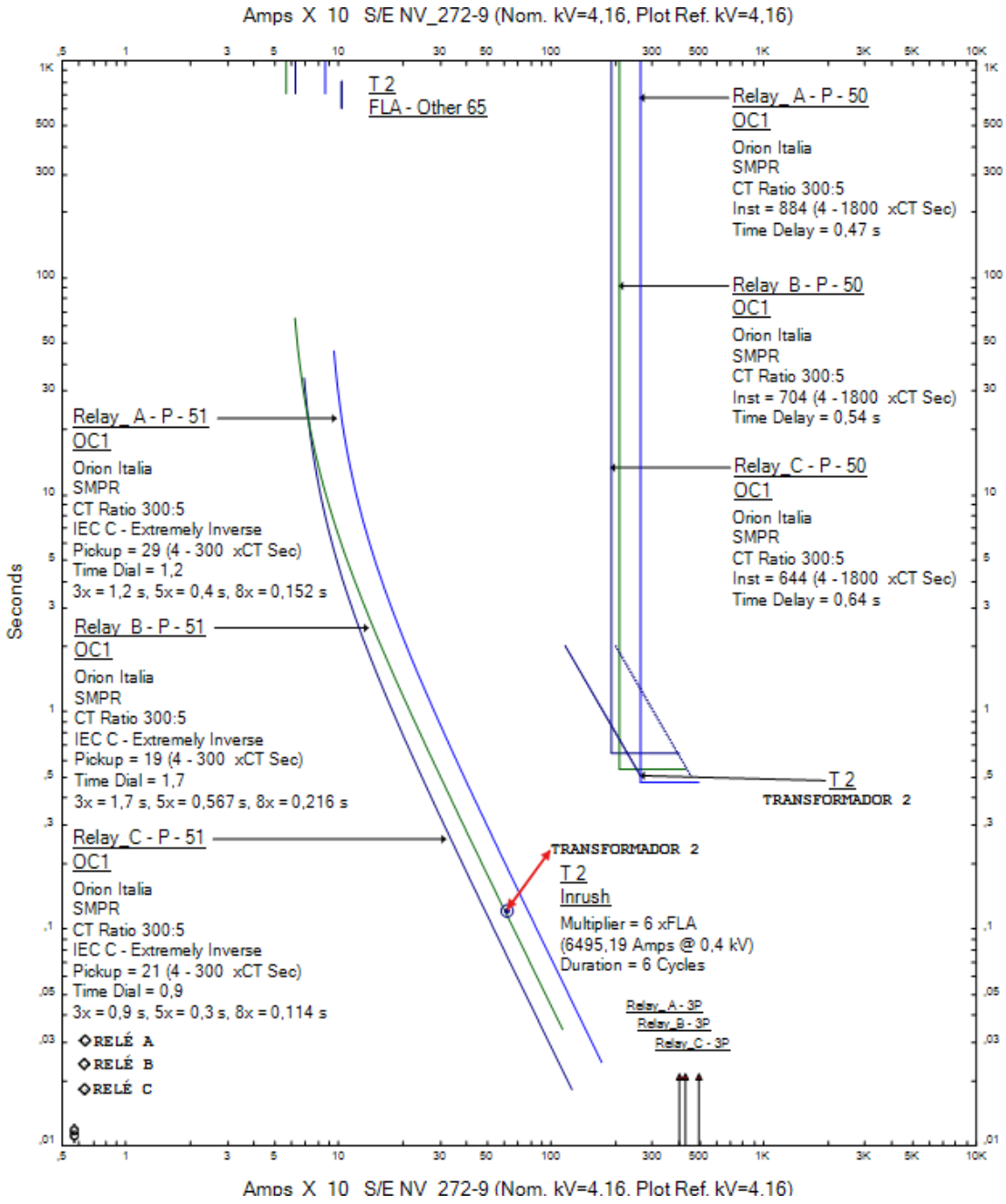
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: NV_272 BT6

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 30-11-2025

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
18,0	Relay_C	1,291	< 18,0		Phase - OC1 - 51
28,0	CB22		10,0		Tripped by Relay_C Phase - OC1 - 51
34,1	Relay_B	1,191	< 34,1		Phase - OC1 - 51
44,1	CB24		10,0		Tripped by Relay_B Phase - OC1 - 51
51,5	Relay_ A	1,191	51,5		Phase - OC1 - 51
111	CB25		60,0		Tripped by Relay_ A Phase - OC1 - 51
5430	Relay_D	0,102	5430		Phase - OC1 - 51
5440	CB23		10,0		Tripped by Relay_D Phase - OC1 - 51

En la Figura 4.15 se observa la verificación del tiempo de operación por sobrecorriente en la barra NV _272, donde el relé A presenta un tiempo de actuación de 51,5 ms obtenido mediante el software ETAP 20. Estos valores coinciden plenamente con los resultados del cálculo manual.

Figura N° 4.16 Curva de protección NV_272



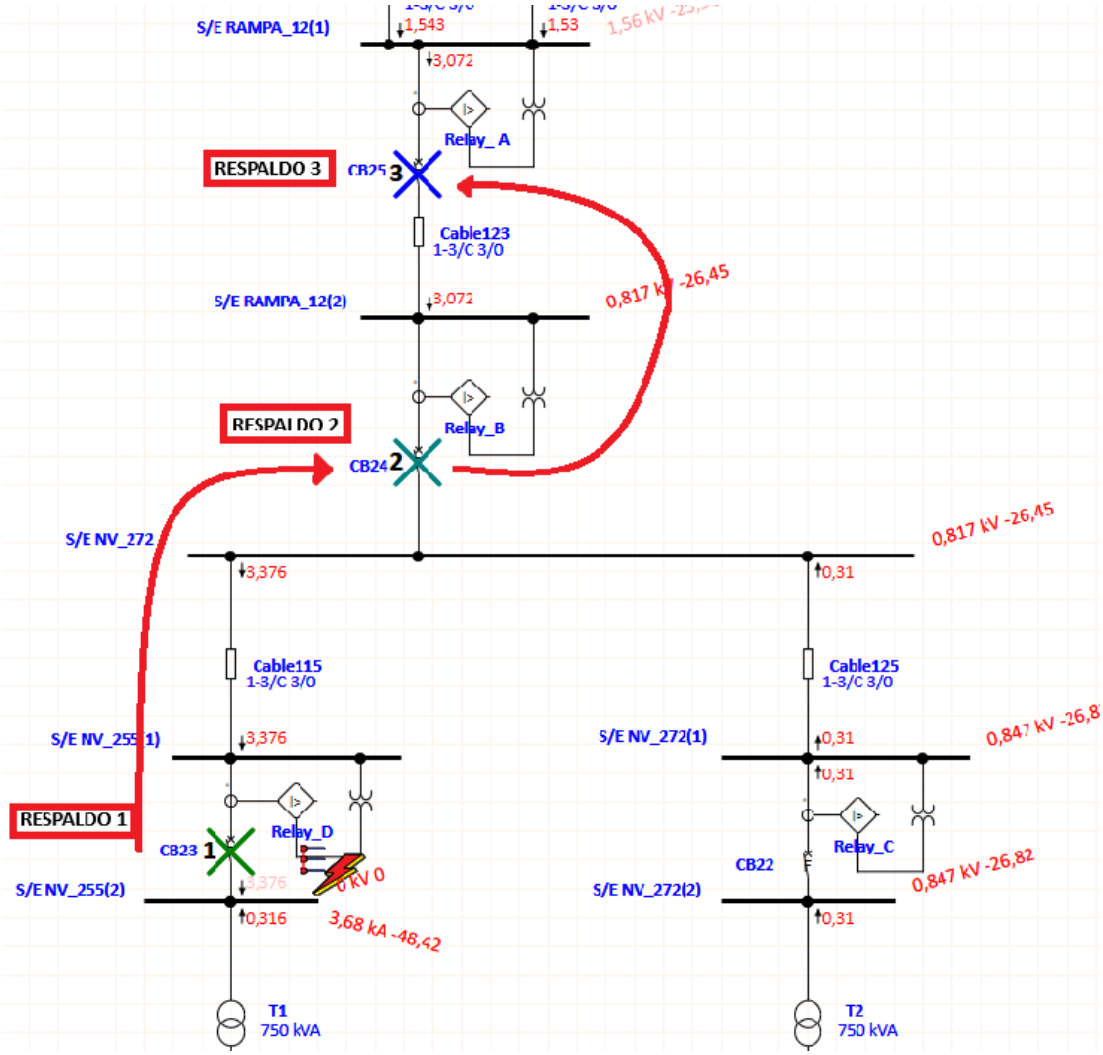
En la Figura 4.16 se presenta la configuración de las curvas de operación de tipo normalmente inversa para un eventual cortocircuito en la barra NV_272. Se evidencia la selectividad entre los relés C, B y A, respetando el orden de actuación y cumpliendo con la secuencia de respaldo establecida para cada dispositivo.

4.5 Coordinación de relés en barras en cortocircuito simulación ETAP 20

4.5.1 Protección y coordinación Nivel 255

En la imagen se observa la adecuada coordinación de las protecciones ante un cortocircuito aplicado en la barra de Nivel 255. En primera instancia actúa el relé D, abriendo su interruptor asociado. En caso de falla de este, entra en operación el relé B como respaldo, y finalmente el relé A como última etapa de protección. De esta manera, el circuito queda correctamente protegido y sectorizado frente a fallas en el punto indicado.

Figura N° 4.17 Simulación de selectividad de los relés D, B y A



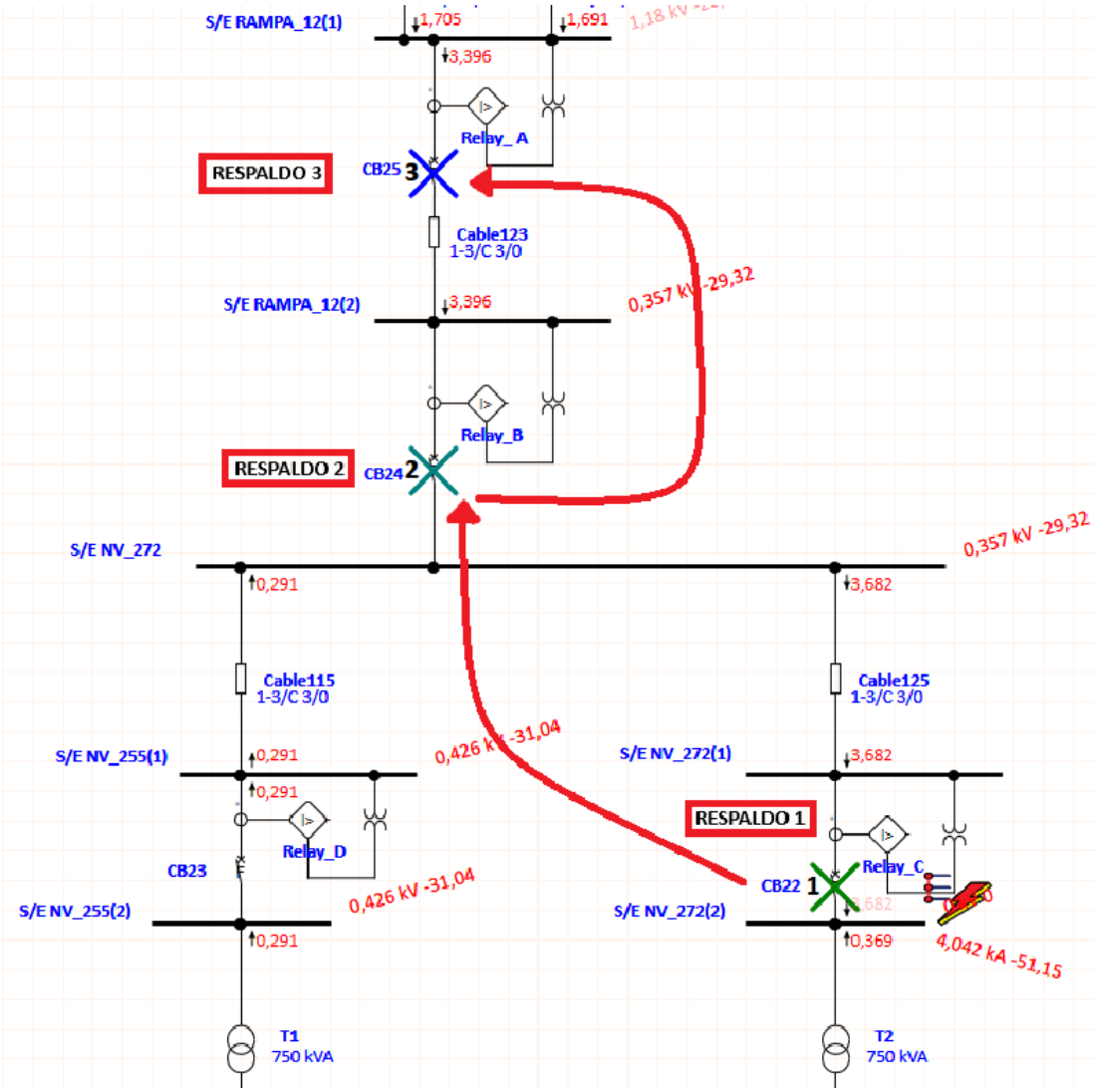
En la Figura 4.17 se muestra la simulación del sistema mediante la herramienta de protección y coordinación del software ETAP 20, aplicando una falla trifásica en la

barra de Nivel 255. Esta simulación permite evaluar el desempeño real de los relés frente a una condición de cortocircuito severo, verificando la correcta secuencia de operación previamente definida.

4.5.2 Protección y coordinación Nivel 272

En la imagen se aprecia la coordinación de las protecciones ante una falla en la barra de Nivel 272, actuando inicialmente el relé C, seguido por el relé B y posteriormente el relé A como respaldos sucesivos. Esto confirma una correcta selectividad y sectorización del circuito frente a este tipo de contingencias.

Figura N° 4.18 Simulación de selectividad de los relés C, B y A



En la Figura 4.18 se presenta la simulación del sistema mediante el módulo de protección y coordinación del software ETAP 20, considerando una falla trifásica en la barra de Nivel 272. Esta evaluación permite analizar el comportamiento operativo de los relés ante un escenario de cortocircuito de alta severidad y confirmar que la secuencia de actuación se desarrolla conforme a la coordinación establecida.

CAPÍTULO V
ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1 Comparación de desempeño entre sistema no coordinado y sistema con coordinación de protecciones

Para el entendimiento de los cambios que traen consigo una mejor selectividad de las protecciones eléctricas es importante comparar ambos sistemas, el no coordinado y el coordinado.

Tabla N° 5.1 Datos del sistema no coordinado

Categoría	Valor	Equipos detenidos	Horas perdidas
Cortes de energía general	13	6	2
Impactos anuales	15	78	26

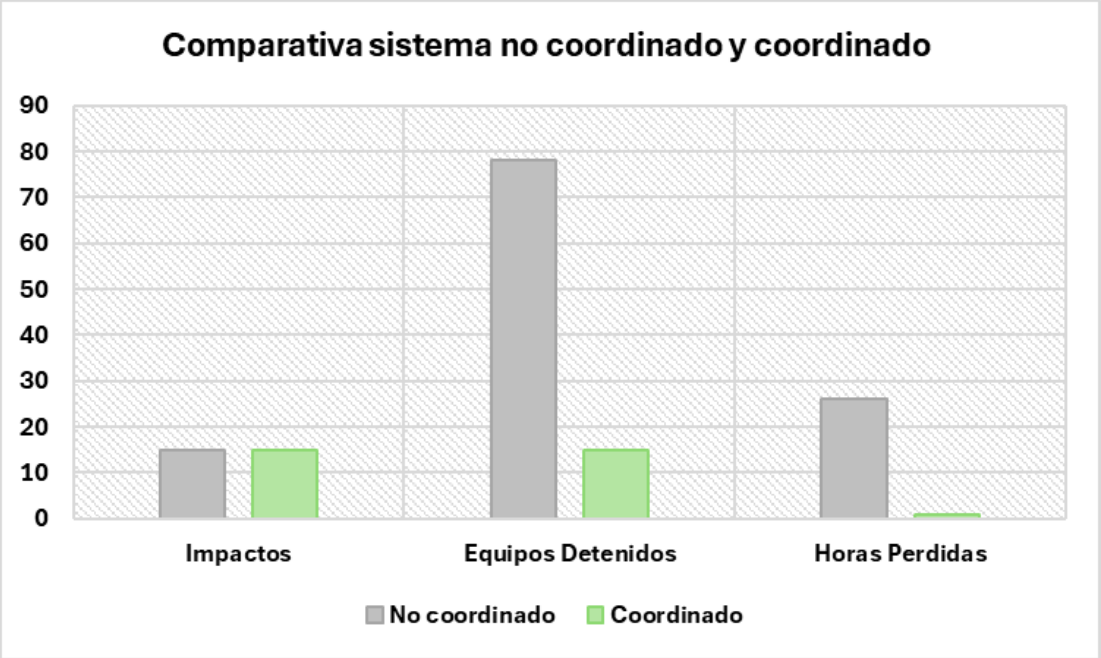
Para la tabla 5.1, se aprecian los datos de los impactos, las horas perdidas totales, las detenciones de los equipos y la cantidad de cortes de suministro eléctrico general.

Tabla N° 5.2 Datos del sistema coordinado

Categoría	Valor	Equipos detenidos	Horas perdidas
Cortes de energía general	0	1	0
Impactos anuales	15	15	1

Para la tabla 5.2, se aprecian los datos de los impactos, las horas perdidas totales, las detenciones de los equipos y la cantidad de cortes de suministro eléctrico general para el sistema con una correcta selectividad de protecciones eléctricas.

Figura N° 5.1 Gráfico comparativo del sistema no coordinado y coordinado



Una adecuada coordinación y selectividad de las protecciones eléctricas garantiza que las fallas sean aisladas de manera precisa, evitando que afecten equipos no involucrados y reduciendo el impacto sobre la continuidad operativa y la disponibilidad del personal. En contraste, un sistema sin una correcta coordinación puede provocar desconexiones innecesarias, daños colaterales y mayores tiempos de indisponibilidad.

5.2 Análisis y Discusión de Resultados

Los resultados obtenidos tras la evaluación del sistema de protecciones permiten establecer un contraste claro entre la condición inicial de la red caracterizada por una coordinación deficiente y el desempeño alcanzado luego de aplicar los ajustes propuestos mediante el modelado en ETAP 20. En el escenario previo, las simulaciones evidenciaron disparos innecesarios de protecciones aguas arriba, pérdida de selectividad y afectación a equipos no involucrados en la falla. Esto generaba interrupciones extensas, mayor tiempo de indisponibilidad y un aumento del riesgo operacional para los procesos críticos de Minera Carola.

Con la implementación del nuevo esquema de coordinación, basado en curvas IEC de tipo extremadamente inversa, se observa una disminución significativa de estos

eventos. La secuencia de operación registrada en las simulaciones muestra que los relés actúan de forma ordenada conforme a su ubicación en la red, asegurando que las fallas sean aisladas exclusivamente en el nivel afectado. Este comportamiento no solo mejora la continuidad de servicio, sino que también contribuye a proteger transformadores, cables e interruptores, reduciendo la probabilidad de daños por esfuerzos térmicos y dinámicos prolongados.

Los datos comparativos presentados en las Tablas 5.1 y 5.2 refuerzan esta observación. El sistema coordinado elimina por completo los cortes generales de energía y reduce prácticamente a cero las detenciones de equipos por fallas no selectivas. De igual manera, las horas perdidas disminuyen notablemente, lo que se traduce en un incremento directo en disponibilidad y eficiencia operativa. Este impacto es especialmente relevante en el contexto minero, donde la continuidad del suministro eléctrico condiciona la producción y la seguridad del personal.

A nivel técnico, los ajustes propuestos presentan altos niveles de coherencia entre los cálculos manuales, las ecuaciones IEC utilizadas para el modelamiento de las curvas de tiempo y los resultados entregados por ETAP 20. Esta correspondencia válida tanto la metodología como la consistencia del modelo implementado. No obstante, los resultados deben interpretarse considerando que el análisis se realizó bajo condiciones idealizadas; en la práctica, factores como la saturación de transformadores de corriente, la variación de cargas en el tiempo y la respuesta real de los interruptores pueden introducir desviaciones respecto a los valores simulados.

En términos generales, los resultados demuestran que un ajuste adecuado de los relés de sobrecorriente sustentado en una correcta selección de curvas, análisis de corrientes primarias/secundarias y tiempos de despeje permite configurar un sistema eléctricamente más robusto y seguro. La propuesta presentada constituye una mejora significativa respecto al estado inicial de la red y establece una base técnica sólida para futuras actualizaciones.

CAPÍTULO VI
CONCLUSIONES

De acuerdo con el objetivo específico 1 del proyecto, se concluye que el análisis del sistema original evidenció una falta total de selectividad, ya que ante una falla trifásica en el nivel 272, el 100 % de las simulaciones provocó la operación de la protección general antes que las protecciones locales. Este comportamiento generaba cortes generales de energía, afectando simultáneamente procesos no asociados a la zona de falla y reduciendo significativamente la confiabilidad operacional del sistema.

En relación con el objetivo específico 2, correspondiente a la simulación de fallas y desempeño temporal, se determinó mediante simulaciones de cortocircuito en software ETAP 20 que, en el sistema coordinado, los tiempos de despeje ante una falla en el nivel 255 fueron de 22,1 ms para el relé D, 34,1 ms para el relé B y un mayor retardo para el relé A, cumpliendo una separación temporal efectiva entre protecciones primaria y de respaldo. En comparación con el sistema no coordinado, donde no existía una jerarquía temporal definida, se logró una mejora cuantificable en la discriminación temporal de las protecciones.

Asimismo, para el objetivo específico 3, asociado a la mejora en la selectividad del sistema, la implementación de curvas IEC extremadamente inversas permitió aumentar la selectividad del sistema desde un estado no selectivo (0 % de discriminación efectiva) a un estado completamente selectivo (100 % de las fallas despejadas por la protección más cercana), tanto en el nivel 255 como en el nivel 272. Esto se comprobó mediante la correcta secuencia de operación D–B–A y C–B–A respectivamente.

Respecto del objetivo específico 4, orientado diseño de la coordinación de protecciones se concluye que la propuesta permitió establecer una estructura jerárquica clara, donde los relés de nivel actúan como protección primaria y los relés aguas arriba como respaldo. En el sistema coordinado, el 100 % de las fallas simuladas fueron aisladas exclusivamente en el sector afectado, eliminando completamente los disparos innecesarios de protecciones generales.

Finalmente, como resultado directo de la coordinación implementada, se logró una eliminación del 100 % de los cortes generales de energía observados en el sistema original. Esto implica una reducción total de detenciones simultáneas de equipos, mejorando la continuidad del suministro eléctrico y fortaleciendo la confiabilidad operacional de los procesos mineros en Minera Carola.

En síntesis, el estudio demuestra cuantitativamente que la correcta coordinación de protecciones en redes de media tensión permite reducir los tiempos de despeje a decenas de milisegundos, aumentar la selectividad al 100 %, y eliminar completamente eventos de desconexión general, validando que la propuesta desarrollada en ETAP 20 cumple eficazmente los criterios de selectividad, rapidez y confiabilidad exigidos por las normas IEC y ANSI.

BIBLIOGRAFÍA

Blackburn, J. L., & Domin, T. J. (2014). Protecciones eléctricas: Principios y aplicaciones. CRC Press.

Comisión Electrotécnica Internacional. (2025). IEC**.** **https://www.iec.ch/what-we-do**

Comisión Electrotécnica Internacional. (2016). IEC 60909-0: Corrientes de cortocircuito en sistemas de CA trifásicos – Parte 0: Definiciones, condiciones y tablas.

IEC. https://webstore.iec.ch/en/publication/24100

Comisión Electrotécnica Internacional. (2022). IEC 60255: Relevadores de medida y equipos de protección. IEC. https://webstore.iec.ch/en/publication/59762

Comisión Electrotécnica Internacional. (2011). IEC 60076: Transformadores de potencia. IEC. https://webstore.iec.ch/en/publication/588

Comisión Electrotécnica Internacional. (2012). Norma IEC para transformadores de medida. IEC. https://webstore.iec.ch/en/publication/6050