



UNIVERSIDAD
DE ATACAMA

FACULTAD TECNOLÓGICA

DEPARTAMENTO DE TECNOLOGÍAS DE LA ENERGÍA

**COORDINACIÓN DE PROTECCIONES, SIMULACIÓN DE
CORTOCIRCUITOS Y ARCO ELÉCTRICO EN UNA SUBESTACIÓN DE
45MVA, 220/23KV**

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

Profesor guía: José Gómez.

David Rojas Gil

Marcelo Gómez Ortiz de zarate

Copiapó, Chile, 2024



UNIVERSIDAD
DE ATACAMA

FACULTAD TECNOLÓGICA

DEPARTAMENTO DE TECNOLOGÍAS DE LA ENERGÍA

**COORDINACIÓN DE PROTECCIONES, SIMULACIÓN DE
CORTOCIRCUITOS Y ARCO ELÉCTRICO EN UNA SUBESTACIÓN DE
45MVA, 220/23KV**

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

Profesor guía: José Gómez.

David Rojas Gil

Marcelo Gómez Ortiz de Zarate

Copiapó, Chile, 2024

ÍNDICE

RESUMEN	viii
ABSTRACT	ix
CAPITULO I	1
INTRODUCCIÓN	1
1.2. Objetivos.....	2
1.2.1. Objetivo General	2
1.2.2. Objetivos Específicos	2
1.2.3. Alcances	2
CAPITULO II.....	3
ANTECEDENTES Y DESCRIPCIÓN DE CARGAS	3
2.1. Antecedentes.....	3
2.1.1 Función de los relés.....	3
2.1.2 Diagrama unilineal del sistema	4
2.2. Descripción de las cargas	6
2.2.1 Cargas asociadas al sistema	6
2.2.2. Transformadores	7
2.2.3 Línea de la red eléctrica.....	7
CAPITULO III.....	8
ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITOS.....	8
3.1. Fundamentos de los cortocircuitos	8
3.1.1 Causas y tipos de cortocircuitos	9
3.1.2 Métodos de cálculo	12
3.2. Diagrama unilineal en Software ETAP	15
3.2.1 Descripción del diagrama unilineal modelado en ETAP.....	17
3.2.2 Parámetros del diagrama	18
3.3. Análisis y simulaciones	20
3.3.1 Simulación de cortocircuito simétrico Trifásico	20
3.3.2 Simulación de cortocircuito monofásico a tierra.....	22
3.3.3 Simulación de cortocircuito línea a línea.....	25
3.3.4 Análisis del resultado de las simulaciones de cortocircuitos	28
CAPITULO IV	36
COORDINACIÓN DE PROTECCIONES en ETAP	36

4.1 Fundamentos de la coordinación de protecciones	36
4.2 Métodos de coordinación de protecciones	39
4.2.1 Tipos de coordinación	39
4.3 Definición de protecciones 50/51	40
4.3.1 Ajuste y elección de las protecciones 50/51	40
4.3.2 Simulación y análisis de la coordinación de protecciones en ETAP	45
CAPITULO V	66
SIMULACIÓN DE ARCO ELÉCTRICO Y MEDIDAS DE MITIGACIÓN	66
5.1 Norma NFPA 70-E	66
5.1.2 Artículo 130, 235 y 250	66
5.2 Arc Flash	72
5.2.1 Simulación y resultados Arc Flash en ETAP	72
CAPITULO VI	79
CONCLUSIÓN	79
BIBLIOGRAFÍA	81
ANEXO A	82
A.1 Reporte de falla Trifásica y monofásica a tierra en barra 1	82
A.2 Reporte de falla L-L en barra 1	82
A.3 Reporte de falla L-L-G en barra 1	83
A.4 Reporte de falla trifásica y monofásica a tierra en barra 2	83
A.5 Reporte de falla L-L en barra 2	84
A.6 Reporte de falla L-L-G en barra 2	84
A.7 Reporte de falla trifásica y monofásica a tierra de ½ ciclo en barra 1	85
A.8 Reporte de L-L de ½ ciclo en barra 1	85
A.9 Reporte de falla L-L-G de ½ ciclo en barra 1	86
A.10 Reporte de falla trifásica y monofásica a tierra de ½ ciclo en barra 2	86
A.10 Reporte de falla L-L de ½ ciclo en barra 2	87
A.11 Reporte de falla L-L-G de ½ ciclo en barra 2	87
A.12 Reporte de relé de tiempo inverso 51-0 y 51-1	88
A.13 Reporte de relé de tiempo inverso 51-21 y 51-22	88

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Componentes del sistema de protección	3
--	---

Figura 2.2 Diagrama Unilineal completo simplificado CNN-Totalillo	4
Figura 2.3 Diagrama unilineal Totalillo.....	5
Figura 2.4 Diagrama unilineal simplificado 220kV	5
Figura 2.5 Diagrama unilineal simplificado 23kV	6
Figura 3.1 Cortocircuito trifásico.....	10
Figura 3.2 Cortocircuito monofásico a tierra (L-G).....	11
Figura 3.3 Cortocircuito bifásico (L-L)	11
Figura 3.4 Cortocircuito bifásico a tierra (L-G).....	12
Figura 3.5 Diagrama Unilineal completo en ETAP.	15
Figura 3.6 Diagrama Unilineal Zona Red (Cardones-CNN).	16
Figura 3.7 Diagrama Unilineal Zona Barra 1 (CNN-Totalillo).....	16
Figura 3.8 Diagrama Unilineal Zona Barra 2 (Totalillo)	17
Figura 3.9 Parámetros de la Red (Impedancias y MVA-kA por fase)	18
Figura 3.10 Parámetros del conductor CAD-CNN 65km (Impedancias positivas y cero) .	19
Figura 3.11 Parámetros del conductor CNN 75km (Impedancias positivas y cero)	19
Figura 3.12 Parámetros del Transformador (Impedancias positivas y cero)	19
Figura 3.13 Parámetros de la carga de alimentación 1 (P, Q, S, FP y I)	19
Figura 3.14 Parámetros de la carga de alimentación 2 (P, Q, S, FP y I)	19
Figura 3.15 Parámetros de la carga de alimentación 3 (P, Q, S, FP y I)	20
Figura 3.16 Parámetros de la carga de alimentación 4 (P, Q, S, FP y I)	20
Figura 3.17 Parámetros de la carga de alimentación 5 (P, Q, S, FP y I)	20
Figura 3.18 Cortocircuito trifásico en Zona Red	21
Figura 3.19 Cortocircuito trifásico en Zona Barra 1	21
Figura 3.20 Cortocircuito trifásico en Zona Barra 2	21
Figura 3.21 Cortocircuito monofásico a tierra V_b y $3I_0$ en zona red.....	22
Figura 3.22 Cortocircuito monofásico a tierra sec: 1,2 y 0 en zona red.....	22
Figura 3.23 Cortocircuito monofásico a tierra valores por fase A,B y C en zona red.....	23
Figura 3.24 Cortocircuito monofásico a tierra V_b y $3I_0$ en zona barra 1.	23
Figura 3.25 Cortocircuito monofásico a tierra sec: 1,2 y 0 en zona barra 1	23
Figura 3.26 Cortocircuito monofásico a tierra valores por fase: A,B y C en zona barra 1.	24
Figura 3.27 Cortocircuito monofásico a tierra V_b y $3I_0$ en zona barra 2.	24
Figura 3.28 Cortocircuito monofásico a tierra sec: 1,2 y 0 en zona barra 2	24
Figura 3.29 Cortocircuito monofásico a tierra valores por fase: A,B y C en zona barra 2.	25

Figura 3.30 Cortocircuito línea a línea sec: 1, 2 y 0 en zona red	25
Figura 3.31 Cortocircuito línea a línea valores por fase: A,B y C en zona red.....	26
Figura 3.32 Cortocircuito línea a línea sec: 1,2 y 0 en zona barra 1	26
Figura 3.33 Cortocircuito línea a línea valores por fase: A,B y C en zona barra 1.....	27
Figura 3.34.Cortocircuito línea a línea sec: 1, 2 y 0 en zona barra 2	27
Figura 3.35 Cortocircuito línea a línea valores por fase: A,B y C en zona barra 2.....	27
Figura 4.1 Fusible desconectador	37
Figura 4.2 Interruptor automático	37
Figura 4.3 Relé de protección alimentador.....	38
Figura 4.4 Transformador de corriente (TC).....	38
Figura 4.5 Transformador de potencial (TP)	39
Figura 4.6 Protecciones 50/51 a ajustar zona subestación.....	41
Figura 4.7 Protecciones 50/51 a ajustar zona red.....	42
Figura 4.8 Curva ANSI – Extremely Inverse	46
Figura 4.9 Curva IEC – Tipo A	47
Figura 4.10 Comparación de curvas de relés de sobre corriente.....	47
Figura 4.11 Simulación en barra 1	48
Figura 4.12 Curva de los relés 51-0, 51-1 y 51-21.....	49
Figura 4.13 Curva de los relés instantáneos 50-0, 50-1 y 50-21	50
Figura 4.14 Tiempos de actuación en la simulación barra 1	50
Figura 4.15 Simulación en barra 2.....	51
Figura 4.16 Curva de los relés 51-22 hasta 51-0	52
Figura 4.17 Tiempo de actuación en la simulación barra 2.....	52
Figura 4.18 Curva de los relés instantáneos 50-0 hasta 50-22.....	53
Figura 4.19 Simulación en carga 1.....	54
Figura 4.20 Curva del relé 51-3 hasta 51-21	55
Figura 4.21 Tiempos de actuación en carga 1	55
Figura 4.22 Simulación en carga 2.....	56
Figura 4.23 Curva del relé 51-4 hasta 51-21	57
Figura 4.24 Tiempos de actuación en carga 2	57
Figura 4.25 Simulación en carga 3.....	58
Figura 4.26 Curva del relé 51-5 hasta 51-21	59
Figura 4.27 Tiempo de actuación en carga 3.....	59

Figura 4.28 Simulación en carga 4.....	60
Figura 4.29 Curva del relé 51-6 hasta 51-21	61
Figura 4.30 Tiempos de actuación carga 4.....	61
Figura 4.31 Simulación en carga 5.....	62
Figura 4.32 Curva del relé 51-7 hasta 51-21	62
Figura 4.33 Tiempos de actuación en carga 5	63
Figura 4.34 Curva de los relés 51-22 hasta 51-7	64
Figura 4.35 Curva de los relés desde 51-0 hasta 51-7.....	65
Figura 5.1 Corriente de Arco Eléctrico en barra 1 y 2	72
Figura 5.2 Falla de Arco Eléctrico en barra 2.....	73
Figura 5.3 Falla de Arco Eléctrico en barra 1.....	73
Figura 5.4 Voltaje nominal barra 1	74
Figura 5.5 Tiempos de actuación barra 1 Arc Flash	74
Figura 5.6 Voltaje nominal barra 2	76
Figura 5.7 Tiempos de actuación barra 2	77

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Resumen de datos de cargas.....	6
Tabla 2.2 Resumen de datos de transformador.....	7
Tabla 2.3 Resumen de datos de conductor.....	7
Tabla 2.4 Resumen de datos de la línea.....	8
Tabla 3.1 Comparativa corrientes de cortocircuito.....	35
Tabla 4.1 Corrientes máximas de cortocircuitos.....	42
Tabla 4.2 TT.CC.....	43
Tabla 4.3 TAP.....	43
Tabla 4.4 Elección Ajuste Relé de sobrecorriente instantáneo (50)	43
Tabla 4.5 Elección Ajuste Relé de sobrecorriente de tiempo Inverso (51).	44
Tabla 4.6 Ajustes relé 51-0 y 51-1.....	44
Tabla 4.7 Ajustes Relé 51-1, Relé 51-21, Relé 51-22, Relé 51-3 y Relé 51-4	45
Tabla 4.8 Ajustes relé 51-5, Relé 51-6 y Relé 51-7	45
Tabla 5.1 Datos de Arco Eléctrico	74

RESUMEN

Este proyecto se enfocó en el análisis de un sistema eléctrico real ubicado en la subestación Totalillo, en la región de Atacama. Utilizando el software ETAP, se desarrollaron simulaciones de fallas eléctricas, incluyendo cortocircuitos trifásicos, monofásicos a tierra y línea a línea, además de la coordinación de protecciones eléctricas con relés 50/51 y la simulación de fallas de arco eléctrico. Estas simulaciones se orientaron a evaluar y garantizar la protección adecuada de los equipos y circuitos de la subestación.

El proyecto comenzó con la presentación de los antecedentes de la subestación, incluyendo datos sobre las cargas y los elementos eléctricos presentes en el sistema. También se proporcionó el diagrama unifilar del sistema, que sirvió como referencia para las simulaciones y análisis. Adicionalmente, se incluyeron las definiciones generales de los cortocircuitos, protecciones eléctricas y los métodos de cálculo utilizados para analizar las corrientes de cortocircuito y coordinar las protecciones.

En cuanto al análisis de cortocircuitos, se realizaron simulaciones en la zona de la red, barra uno y barra dos del sistema, evaluando fallas trifásicas, monofásicas a tierra y fallas línea a línea. Estas simulaciones se realizaron utilizando el software ETAP y fueron verificadas mediante cálculos manuales, lo que nos permitió entender los resultados obtenidos. Por otro lado, en el ajuste de la coordinación de protecciones, se configuraron los relés de sobrecorriente de fase 50/51 de todo el sistema, desde la zona de la red hasta la barra 2. Este ajuste tuvo como finalidad garantizar que el relé más cercano a la falla actuara primero, optimizando la selectividad del sistema. Además, se realizó con el fin de que los relés respondan con mayor rapidez en función de la potencia de cada carga, asegurando una operación más eficiente.

Al finalizar el análisis, se realizó una simulación de arco eléctrico para evaluar los riesgos, establecer distancias seguras de trabajo y definir medidas preventivas que garanticen la seguridad en las barras de la subestación. Este proyecto permitió reflexionar sobre los peligros de los cortocircuitos y los arcos eléctricos, destacando el aprendizaje en protección, coordinación de protecciones y cálculos técnicos. El estudio busca proteger

equipos, garantizar la continuidad operativa y, sobre todo, promover la seguridad del personal y la confiabilidad del sistema eléctrico en la subestación Totoralillo.

Palabras clave: Cortocircuito – Coordinación – Protecciones – Relés -Arco

ABSTRACT

The main aim of this project is to analyze a real electric system located at the Totoralillo substation, in the Atacama Region. With the ETAP software, simulations of electrical fault are carried out, including three-phase short-circuit, single-phase-to-ground and line-to-line faults, plus the coordination of power protection with 50/51 relays and the simulation of arc faults. The simulations are oriented to evaluate and guarantee the adequate protection of the equipment and circuits of the substation.

The project starts with the background of the substation, including data of static loads and electric elements present in the system. Also, a single-line diagram of the system is presented, used as a reference for the simulations and analysis. Additionally, the general definitions of short-circuits, electric protections, and the calculation methods used to analyze short-circuit current and coordinate the protections are included. The zones where the fault simulations were carried out are specified, detailing the points in where the different types of short-circuit are analyzed. This approach is complemented with justified calculations that supports the process of development and ensure a solid technical analysis.

Regarding the short-circuit analysis, simulations were conducted in the network area, Bus one, and bus two of the system, evaluating three-phase, single-phase-to-ground, and line-to-line faults. These simulations were carried out using the ETAP software and were verified through manual calculations, which helped us understand the results obtained. Additionally, for the protection coordination adjustment, phase overcurrent relays 50/51 were configured for the entire system, from the network area to Bus 2. The purpose of this adjustment was to ensure that the relay closest to the fault would operate first, optimizing the system's selectivity. Furthermore, it was done to ensure that the relays responded more quickly based on the power of each load, ensuring more efficient operation.

At the end of the analysis, an arc flash simulation was performed to evaluate the risks, establish safe working distances, and define preventive measures to ensure safety at the substation's buses.

This project allowed for reflection on the hazards of short circuits and arc flashes, emphasizing the knowledge gained in protection coordination, and technical calculations. The study aims to protect equipment, ensure operational continuity, and, most importantly, promote the safety of personnel and the reliability of the electrical system at the substation.

Keywords: Short-circuit – Coordination – Protections – Relays – Arc

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. Introducción

En el ámbito de la electricidad, el área de coordinación de protecciones y análisis de cortocircuitos son fundamentales para cualquier sistema de potencia, para cualquier empresa y en general en todo ámbito laboral. Esto se debe a que todo sistema necesita de protecciones eléctricas para prevenir daños que ocasionan las fallas en los sistemas eléctricos de potencia, la correcta elección de las protecciones mejora significativamente la seguridad de los equipos, por eso mismo al elegir las protecciones que tendrán los sistemas de potencia se deben realizar pruebas para verificar si estas funcionarán de la manera correcta y estas pruebas se suelen realizar en softwares eléctricos. Para que estas pruebas de coordinación de protecciones funcionen de la manera correcta es que se debe realizar antes un estudio de análisis de cortocircuitos, para ver las corrientes de falla a las que posiblemente se pueda enfrentar el sistema de potencia y poder realizar bien la elección de las protecciones eléctricas, junto con su coordinación. Debido a lo dicho anteriormente y a la necesidad de realizar estos estudios cada cierto tiempo en las empresas, es que este proyecto se centrará en la coordinación de protecciones y en el análisis de cortocircuitos, junto con pruebas de Arc Flash en ETAP, estudiando el sistema de potencia de la subestación Totoralillo que cuenta con dos barras principales de 220kV/23kV, se realizarán las pruebas de cortocircuito trifásicas y monofásicas en ambas barras siguiendo la norma IEC 60909, también, la coordinación de protecciones en el esquema completo del sistema, considerando cortocircuitos simétricos de medio ciclo. Finalmente, es necesario realizar pruebas de arco eléctrico (Arc Flash) siguiendo las descripciones de la norma NFPA 70-E para realizar medidas de mitigación y protección.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

Realizar los estudios de cortocircuitos y coordinación de protecciones utilizando la norma IEC 60909, junto con el estudio Arc Flash siguiendo la norma NFPA 70-E para un sistema de potencia de una subestación de 45Mva con una tensión de 220/23kV.

1.2.2. Objetivos Específicos

Con el fin de realizar un estudio de forma correcta y clara se dispondrán de los siguientes objetivos de forma lógica al desarrollo del estudio.

- Investigar los antecedentes del sistema eléctrico y las características de las cargas conectadas.
- Análisis sobre las corrientes de cortocircuitos usando simulaciones de ETAP en las barras del sistema.
- Diseñar la coordinación de protecciones de sobrecorrientes 50/51 utilizando ETAP para garantizar la protección del sistema.
- Simulación de arco eléctrico en el sistema con ETAP utilizando Arc Flash.
- Proponer medidas de mitigación basadas en la simulación de arco eléctrico orientadas a mejorar la seguridad del sistema.

1.2.3. Alcances

El fin de este proyecto se centra en la coordinación de protecciones, estudios de cortocircuitos y pruebas de Arc Flash en la subestación Totoralillo, siguiendo las normas que estas pruebas requieren. Lo mencionado anteriormente surge con el objetivo de verificar el correcto funcionamiento de las coordinaciones y sus ajustes, para asegurar la continuidad del servicio de la red eléctrica. También para poder asegurar la sensibilidad, confiabilidad y la rapidez de las protecciones instaladas para que actúen ante los diferentes escenarios que pueden ocurrir en la industria.

CAPITULO II

ANTECEDENTES Y DESCRIPCIÓN DE CARGAS

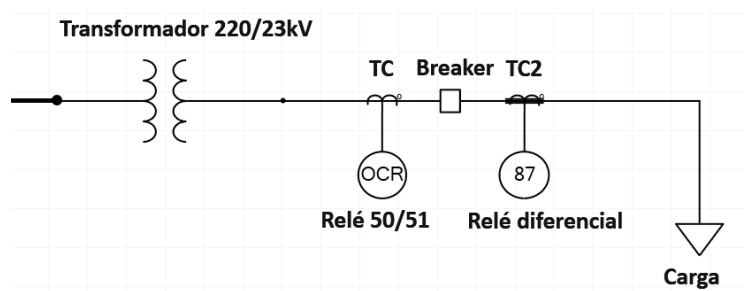
2.1. Antecedentes

Antes de llegar a la descripción de las cargas, se hará un pequeño inciso para indicar los antecedentes del sistema al que va dirigido el proyecto.

Los sistemas de protecciones eléctricas es la parte más fundamental de una subestación eléctrica, por lo que mencionaremos los componentes que utilizaremos para las protecciones y los diagramas unilineales de la subestación.

- Transformadores de corriente
- Transformadores de Poder
- Relés diferenciales
- Relés instantáneos y de sobre corriente (50/51)

Fig 2.1: Componentes del sistema de protección



Fuente: Elaboración propia

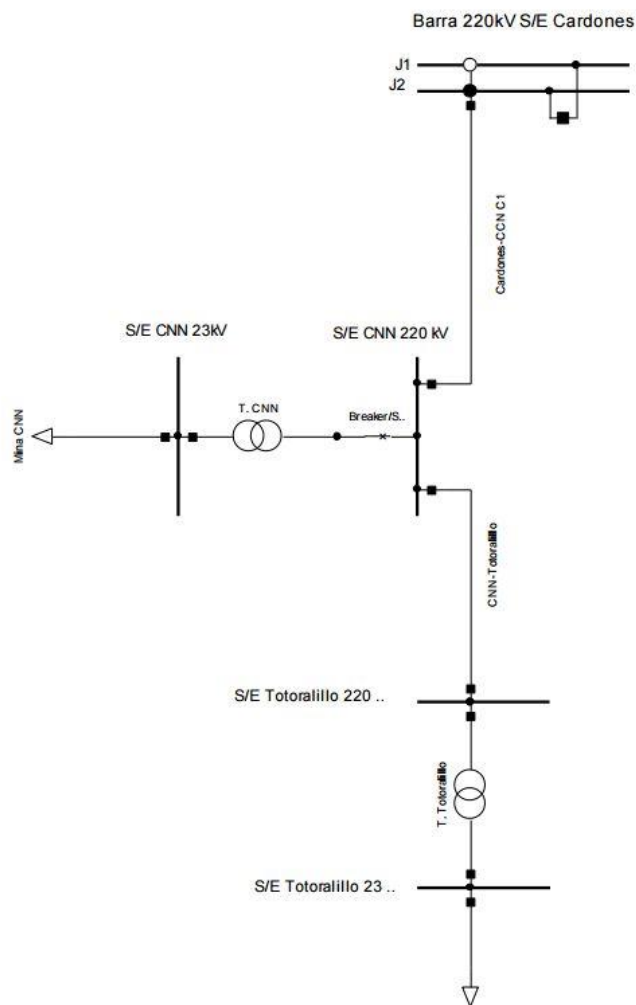
2.1.1 Función de los relés

- Relé 50/51: El relé 50/51 o también conocido como relé de sobre corriente instantánea y de tiempo inverso se pondrá aguas arriba del breaker para lograr detectar fallas en el lado de alta tensión y cumplir el objetivo de proteger contra sobrecorrientes e incluyendo fallas en la línea de alimentación o del transformador.
- Relé diferencial: El relé diferencial se ubicará aguas abajo del breaker y, el uso de dos transformadores de corriente en ambos lados va a permitir que el relé compare las corrientes en ambos lados del transformador y pueda detectar fallas internas.

2.1.2 Diagrama unilineal del sistema

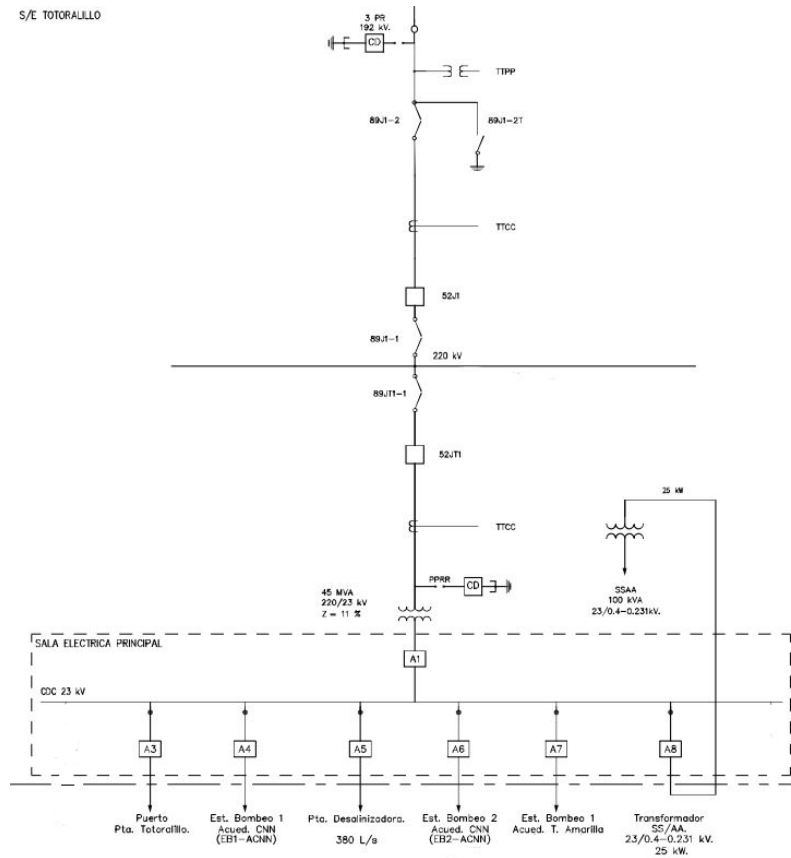
El diagrama unilineal del sistema de la subestación tiene dos partes, la primera parte es de donde viene la red eléctrica, proveniente de CNN y la segunda parte que estudiaremos es de donde se deriva a la subestación Totoralillo, esta subestación cuenta con dos barras, una de 220kV y otra de 23kV, las cuales están alimentadas por la fuente de la red con una potencia de 100Mva. Las barras 1 y 2 son las barras a estudiar, en donde se centra la mayor parte del trabajo.

Fig 2.2: Diagrama unilineal completo simplificado CNN-Totoralillo



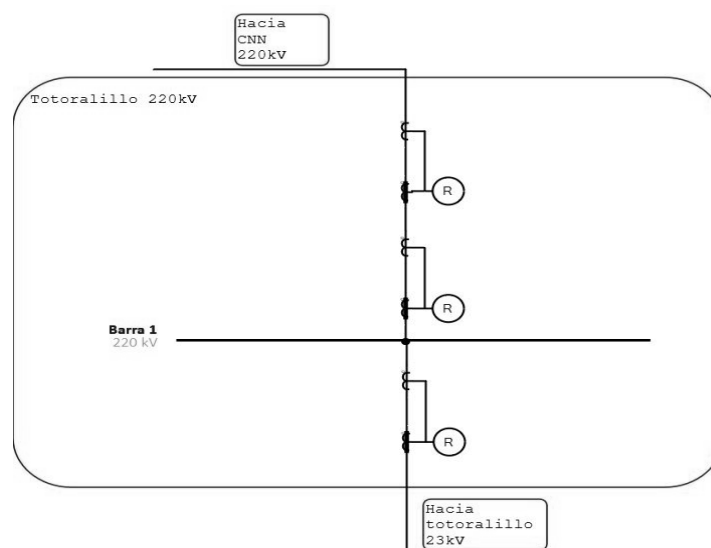
Fuente: Diagrama de elaboración propia

Fig 2.3: Diagrama unilineal Totoralillo



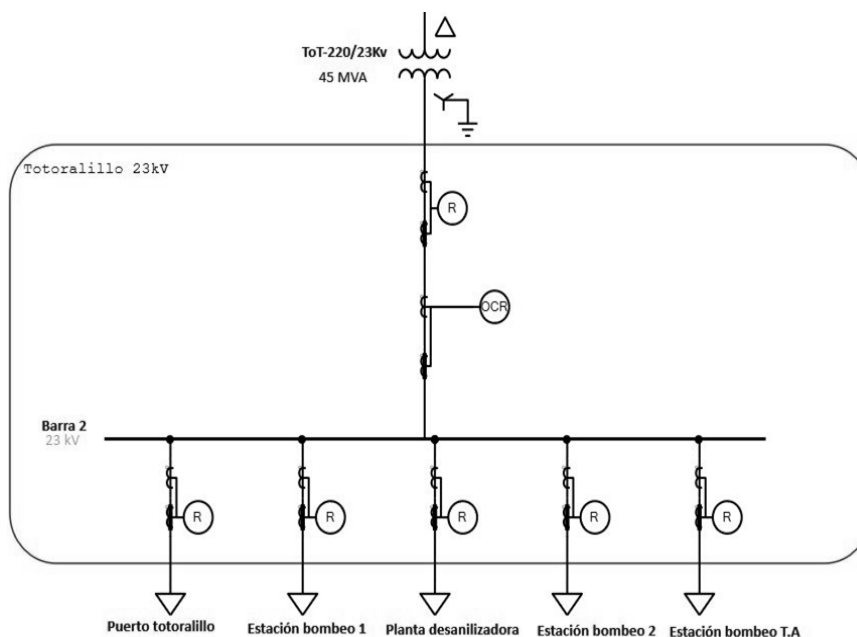
Fuente: Recuperado de CAP-CNN

Fig 2.4: Diagrama unilineal simplificado 220kV



Fuente: Diagrama de elaboración propia modelado en ETAP

Fig 2.5: Diagrama unilineal simplificado 23kV



Fuente: Diagrama de elaboración propia modelado en ETAP

2.2. Descripción de las cargas

En este capítulo se describirán las características de los componentes del sistema que se estudiará junto con todos sus parámetros.

2.2.1 Cargas asociadas al sistema

Con referencia al diagrama unilineal de la instalación (Ver figura 2.5), se identifica que este sistema contará con solamente cinco cargas. Los datos de las cargas entregadas por el programa se resumen en la Tabla 2.1

Tabla 2.1 Resumen de datos de cargas

Cargas	Potencia (MVA)	V.Nominal (kV)	P. Activa (MW)	P. Reactiva (Mvar)	I.Carga	Ángulo \angle °
S1	8,791	23kV	8	j3,645	220,7	24,495
S2	3,297	23kV	3	j1,367	82,76	24,497
S3	13,736	23kV	12,5	j5,695	344,8	24,494
S4	3,297	23kV	3	j1,367	82,76	24,497
S5	4,945	23kV	4,5	j2,05	124,1	24,491

2.2.2. Transformadores

Con referencia al diagrama unilineal de la instalación (Ver figura 2.5), se identifica que este sistema contará con solamente un transformador que se encargará de disminuir el nivel de tensión y de soportar la potencia demandada de todas las cargas. Los datos se resumen en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2 Resumen de datos de Transformador

Transformador	Potencias Demandadas	Resultado (Rec)	Potencia Transformador	Z(PU)	X/R
1	S1+S2+S3+S4+S5	34,1+j14,39	45MVA	0,10	29,5

Se debe especificar que los parámetros de X y X/R del transformador, se obtuvieron por los valores detallados de fábrica del mismo transformador.

2.2.3 Línea de la red eléctrica

En este apartado entregaremos los parámetros de las líneas Cardones-CNN y CNN-Totalillo 220kV junto con el tipo de conductor ocupado para esta misma línea. Hay que destacar que estos valores ya vienen dados, estos valores fueron proporcionados por la empresa por lo que, solamente se expresarán los parámetros de cada uno.

2.2.3.1. Conductor utilizado

El conductor que se utilizará para las líneas, se utilizará para la línea de CNN-Totalillo 220kV y CNN-Totalillo 23k. Los parámetros se resumen en la Tabla 2.3

Tabla 2.3: Resumen de datos de Conductor

Tipo de conductor	Conjunto de conductores por fase	AL/CU	Longitud	RHO	S. Transversal	Aislamiento
500MCM	3x3x1/C	Cu	65 km	120	253mm ²	XLPE
500 MCM	3x3x1/C	CU	75 km	120	253 mm ²	XLPE

En la Tabla 2.4 se presentarán los parámetros de impedancias de la línea Cardones-CNN y CNN-Totalillo 220kV. Estos datos fueron otorgados por la empresa.

Tabla 2.4 Resumen de parámetros de la línea

Línea	kV	Z1	Z0	Longitud
Cardones-CNN	220kV	5,73+j25,76 (Ohm)	23,27+j68,99(Ohm)	65(km)
CNN-Totalillo	220kV	6,71+j30,18 (Ohm)	27,28+j80,86(Ohm)	75(km)

Fuente: Valores de conductores proporcionados por la empresa

CAPITULO III

ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITOS

3.1. Fundamentos de los cortocircuitos

El objetivo de la sección de fundamentos es establecer cuáles son los términos, normas, condiciones y metodologías necesarias para calcular el nivel de corriente de cortocircuito. En la primera mitad del capítulo, se abordarán los fundamentos, la norma aplicable a este, los tipos de cortocircuitos y las causas que los originan, junto con los métodos de cálculo para cada cortocircuito en otro apartado.

En la segunda mitad, se presentarán los diagramas unilineales en ETAP, que servirán como base para realizar el análisis de cortocircuito siguiente la norma IEC 60909 y utilizando el software ETAP para las simulaciones de estos.

Los criterios utilizados en estas simulaciones estarán fundamentados en la norma “IEC 6909: Short-Circuit Current in Three-Phase a.c Systems”. Esta norma estandariza el cálculo de corrientes de cortocircuitos en sistemas de corriente alterna trifásicos y permite calcular tanto las corrientes de cortocircuito simétricas como las asimétricas. Nos enfocaremos especialmente en las corrientes de cortocircuito trifásicas, monofásicas aisladas a tierra (L-G) y línea a línea (L-L), aunque también se proporcionará contexto sobre otros tipos de cortocircuitos, que se pueden clasificar de esta manera:

- a. Cortocircuito trifásico
- b. Cortocircuito monofásico a tierra (L-G)
- c. Cortocircuito bifásico o línea a línea (L-L)
- d. Cortocircuito bifásico a tierra (L-L-G)

El análisis se va a centrar en los cortocircuitos simétricos (Trifásicos) y asimétricos (Monofásicas a tierra y bifásicas). Es importante tener en cuenta que un cortocircuito simétrico de forma sencilla es una falla en donde las tres fases se conectan entre sí de manera equilibrada, por lo que en este tipo de fallo las tres fases tienen la misma cantidad de corriente fluyendo, lo que hace que el sistema esté balanceado o en equilibrio. El cortocircuito asimétrico por otro lado sucede cuando el sistema se encuentra desbalanceado, esta generalmente afecta a una de las fases del sistema, pero no las tres, esto hace que las corrientes sean desiguales y por tanto el sistema sea desequilibrado, como cuando una sola fase toca tierra (cortocircuito monofásico a tierra).

3.1.1 Causas y tipos de cortocircuitos

Un cortocircuito es una falla que se produce en redes, sistemas y dispositivos eléctricos. Ocurre cuando dos puntos del mismo circuito o de uno externo, entran en contacto, provocando un aumento significativo de la magnitud de la corriente eléctrica, provocando alteraciones en la temperatura del sistema, lo que puede ocasionar daños graves en las instalaciones y equipos eléctricos. Existen diferentes tipos de cortocircuitos, cada uno con causas específicas que se describirán a continuación.

3.1.1.1 Cortocircuito trifásico

El cortocircuito trifásico es una falla eléctrica que ocurre siempre en sistemas de corrientes trifásicas tal como su nombre lo indica, donde las tres fases que forman parte del circuito se conectan entre sí o a tierra. Este es el cortocircuito que más peligro genera y que más daños provoca en una red eléctrica como para las personas que puedan estar cerca del mismo al momento de ocurrir.

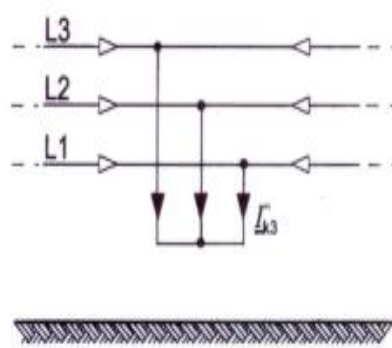
Las causas de un cortocircuito trifásico pueden ocurrir por distintas razones. Una de las más comunes, especialmente en instalaciones trifásicas antiguas, es la falla de aislamiento en cables. Con el tiempo, el material aislante puede deteriorarse debido al desgaste natural, lo que aumenta el riesgo de contacto entre conductores. Además de los factores medio ambientales, como temperaturas extremas que pueden afectar aún más la integridad de los materiales, esto facilita que los conductores se toquen y generen una falla.

Los errores humanos también suelen ser las causas de estos cortocircuitos. Esto puede ocurrir por malas conexiones y cables incorrectamente conectados, que pueden

sobrecalentarse y generar este tipo de corto, o por las malas maniobras que se pueden realizar durante los mantenimientos que lleven a cortocircuitos.

En resumen, este cortocircuito es el que presenta más riesgos a personas, sistemas y equipos eléctricos, por lo que es esencial realizar mantenimientos periódicos a las instalaciones eléctricas para prevenir todo este tipo de daños.

Fig 3.1: Cortocircuito trifásico



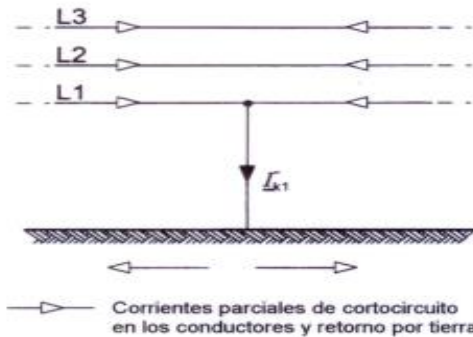
Fuente: Imagen extraída de IEC-60909 Types of short-circuit faults

3.1.1.2 Cortocircuito monofásico a tierra (L-G)

Este tipo de cortocircuito a diferencia del cortocircuito trifásico, se puede producir en sistemas trifásicos (tres fases) y monofásicos (fase y neutro) industriales. Ocurre cuando una fase energizada hace contacto directo con la tierra del sistema, esto produce que se haga un camino por donde la corriente fluya de forma no controlada. A diferencia del cortocircuito trifásico que es menos común y más dañino, este cortocircuito es más común pero menos dañino al estar involucrada solamente una fase y, por ende, genera menos corriente de cortocircuito que en la trifásica. Es más común que ocurra en instalaciones residenciales, comerciales e industriales, pero, esto no significa que no pueda causar daños significativos en este tipo de sistemas.

Las causas de un cortocircuito monofásico a tierra pueden ser variadas, pero las más comunes incluyen fallas de aislamiento y sobrecargas. La sobrecarga ocurre cuando el circuito experimenta una carga mayor a la que este está diseñado para soportar, lo que lleva a que la corriente de alguna de las fases busque un camino más rápido y alternativo hacia la tierra.

Fig 3.2: Cortocircuito monofásico a tierra (L-G)



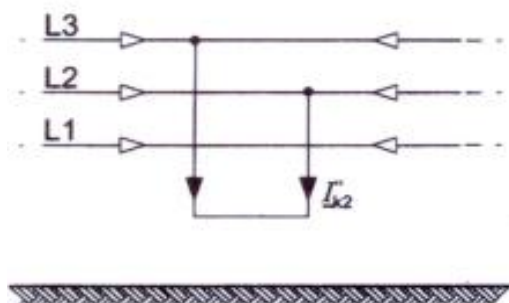
Fuente: Imagen extraída de IEC-60909 Types of short-circuit faults

3.1.1.3 Cortocircuito línea a línea o bifásico (L-L)

El cortocircuito bifásico, o cortocircuito línea a línea, se produce cuando las corrientes de dos conductores, uno que lleva corriente y otro que actúa como retorno se tocan accidentalmente. Esta conexión crea un camino para que la corriente fluya entre ellos sin ningún tipo de control. Como resultado la corriente puede aumentar rápidamente a niveles muy altos, lo que genera una gran cantidad de calor.

Se clasifica como bifásico cuando, en un sistema trifásico, ocurre un cortocircuito entre dos de las tres fases. Aunque este tipo de cortocircuito no es tan común como el monofásico a tierra, su peligrosidad es mayor también por la magnitud de la corriente que puede fluir. Para mitigar estos riesgos se implementan dispositivos de protección eléctrica que son diseñados específicamente para detectar y actuar frente a este tipo de casos, con el objetivo de que se eviten daños mayores al sistema eléctrico.

Fig 3.3: Cortocircuito bifásico (L-L)



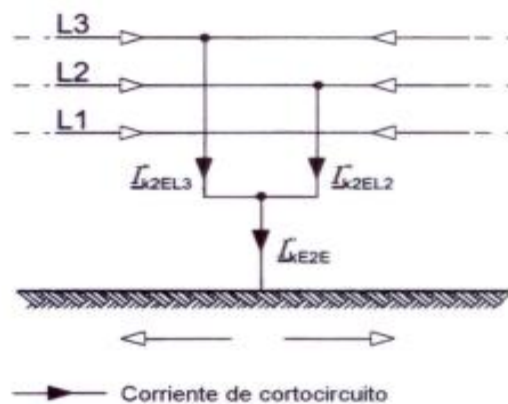
Fuente: Imagen extraída de IEC-60909 Types of short-circuit faults

3.1.1.4 Cortocircuito bifásico a tierra (L-L-G)

Los cortocircuitos bifásicos a tierra representan un fenómeno de gran preocupación en el ámbito de los sistemas eléctricos. Este tipo de falla ocurre cuando dos conductores entran en contacto entre sí, y al mismo tiempo, hacen contacto con la tierra del sistema. Este contacto combinado permite un aumento repentino de la corriente, lo que puede causar daños severos e irreversibles, solamente superado por el cortocircuito trifásico.

Este tipo de falla también tiene el mismo tipo de causas que los anteriores, fallas de aislamiento, sobrecarga, condiciones externas y errores humanos.

Fig 3.4: Cortocircuito bifásico a tierra (L-G)



Fuente: Imagen extraída de IEC-60909 Types of short-circuit faults

3.1.2 Métodos de cálculo

En este apartado, se detallan los métodos para calcular las corrientes de cortocircuitos simétricas en sistemas eléctricos, de acuerdo con la norma IEC 60909, que se centra en el análisis de cortocircuitos en sistemas trifásicos de corriente alterna. Se presentarán las fórmulas que corresponden a cada cortocircuito y se explicarán las razones X/R de cada cortocircuito.

3.1.2.1 Cortocircuito Trifásico y su razón X/R

Es el cortocircuito que representa una de las fallas más graves en los sistemas eléctricos, para calcular la corriente de cortocircuito simétrica se utiliza la siguiente fórmula:

$$I_{coci3\phi} = \frac{V_n}{Z_1} * I_b \quad \text{Ec (3.1)}$$

Donde:

- $I_{coci3\phi}$: Corriente de cortocircuito simétrica para el cortocircuito trifásico en [kA]
- V_n : Tensión nominal de la línea en [kV]
- Z_1 : Impedancia positiva del circuito
- I_b : Corriente de la carga en Amperios

La razón X/R para un cortocircuito trifásico se calcula como:

$$(X/R)_{3\phi} = \frac{X_1}{R_1} \quad \text{Ec (3.2)}$$

Donde X_1 es la reactancia positiva y R_1 es la resistencia positiva del circuito. Esta razón es importante para entender cómo se comportan las corrientes en caso de fallas.

3.1.2.2 Cortocircuito Monofásico y su razón X/R

El cortocircuito monofásico a tierra es una de las fallas más comunes en los sistemas eléctricos, para calcular la corriente de cortocircuito monofásica a tierra simétrica se calcula como:

$$I_{coci1\phi} = \frac{3 \cdot V_n}{X_1 + X_2 + X_0} * I_b \quad \text{Ec (3.3)}$$

Donde $I_{coci1\phi}$ describe la corriente de cortocircuito simétrica para el cortocircuito monofásico a tierra en [kA] y en donde X_1 , X_2 y X_0 son las reactancias positivas, negativa y cero respectivamente del circuito.

La razón X/R para este cortocircuito se expresa de la siguiente manera:

$$\left(\frac{X}{R}\right)_{1\phi} = \frac{X_1 + X_2 + X_0}{R_1 + R_2 + R_0} \quad \text{Ec (3.4)}$$

3.1.2.3 Cortocircuito Línea a Línea (bifásico aislado a tierra L-L) y su razón X/R

El cortocircuito bifásico aislado a tierra se produce cuando dos fases entran en contacto entre sí, sin conexión con la tierra. Para calcular la corriente bifásica aislada a tierra se calcula como:

$$I_{coci2\phi} = \frac{V_n}{Z_1+Z_2} * I_b \quad Ec (3.5)$$

Donde $I_{coci2\phi}$ describe la corriente de cortocircuito simétrica para el cortocircuito bifásico aislado a tierra y Z_1, Z_2 son las impedancias positivas y negativas del circuito

La razón X/R para este cortocircuito se expresa de la siguiente manera:

$$\left(\frac{X}{R}\right)_{2\phi} = \frac{X_1+X_2}{R_1+R_2} \quad Ec (3.6)$$

3.1.2.4 Cortocircuito bifásico a tierra (L-L-G) y su razón X/R

Para este cortocircuito bifásico se debe tener en cuenta más cosas, se debe de considerar dos fases y la tierra. Se emplean las siguientes fórmulas para el cálculo de las corrientes de las dos fases que llamaremos fase B y fase C:

$$I_{coci2T-B} = \left[\frac{(Z_0 - a * Z_2)}{Z_1 * Z_2 + Z_1 * Z_0 + Z_2 * Z_0} \right] \quad Ec (3.7) \quad a = -0,5 + j \frac{\sqrt{3}}{2} \quad Ec (3.9)$$

$$I_{coci2T-C} = \left[\frac{(Z_0 - a^2 * Z_2)}{Z_1 * Z_2 + Z_1 * Z_0 + Z_2 * Z_0} \right] \quad Ec (3.8) \quad a^2 = -0,5 - j \frac{\sqrt{3}}{2} \quad Ec (3.10)$$

La corriente total para el cortocircuito bifásico a tierra se obtiene al sumar ambas corrientes de las fórmulas anteriores:

$$I_{coci2T} = I_{coci2T-B} + I_{coci2T-C} = V_n \left[\frac{\sqrt{3} * Z_2}{Z_1 * Z_2 + Z_1 * Z_0 + Z_2 * Z_0} \right] \quad Ec (3.11)$$

Notación:

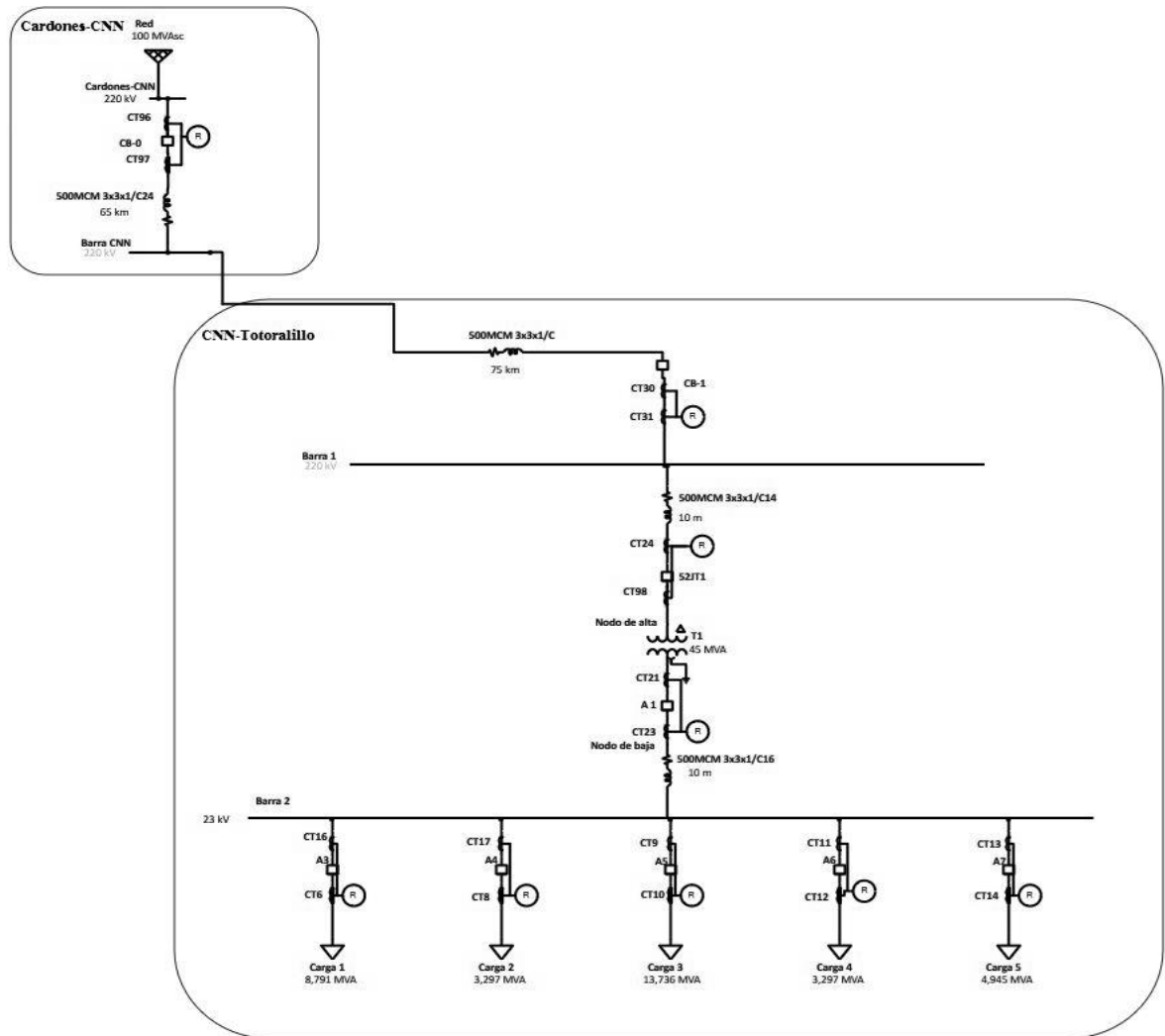
- V_n : Tensión nominal de la línea en kV
- I_b : Corriente de carga en Amperes
- X_1, X_2, X_0 : Reactancia positiva, negativa y cero de las impedancias equivalentes
- Z_1, Z_2, Z_0 : Impedancia positiva, negativa y cero del circuito equivalente
- R_1, R_2, R_0 : Resistencias positivas, negativas y cero del circuito equivalente
- $I_{coci3\phi}$: Corriente de cortocircuito simétrica para cortocircuito trifásico en kA
- $I_{coci1\phi}$: Corriente de cortocircuito simétrica para cortocircuito monofásico a tierra en kA

- Icoci2T: Corriente de cortocircuito simétrica para cortocircuito bifásico aislado a tierra en kA
- (X/R)30: Razón del cortocircuito trifásico
- (X/R)10: Razón del cortocircuito monofásico a tierra

3.2. Diagrama unilineal en Software ETAP

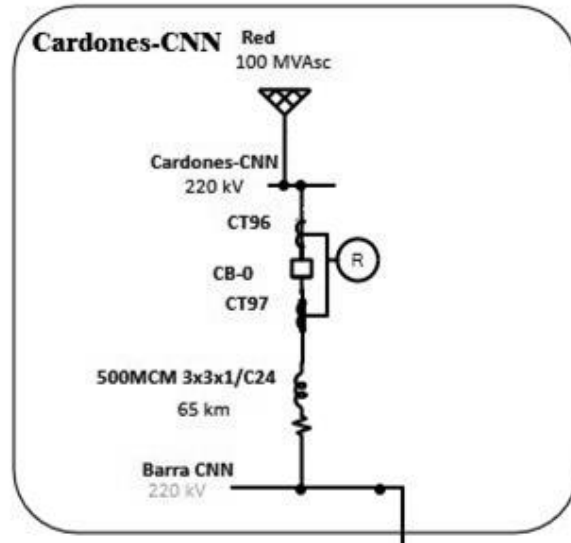
El diagrama unilineal modelado en ETAP cuenta con distintas zonas que se deben detallar y explicar para un mejor entendimiento de las simulaciones que se realizaran. Se presenta el diagrama unilineal completo, las zonas en las que se divide y en qué barras realizaremos las simulaciones de cortocircuitos.

Fig 3.5: Diagrama unilineal completo en ETAP



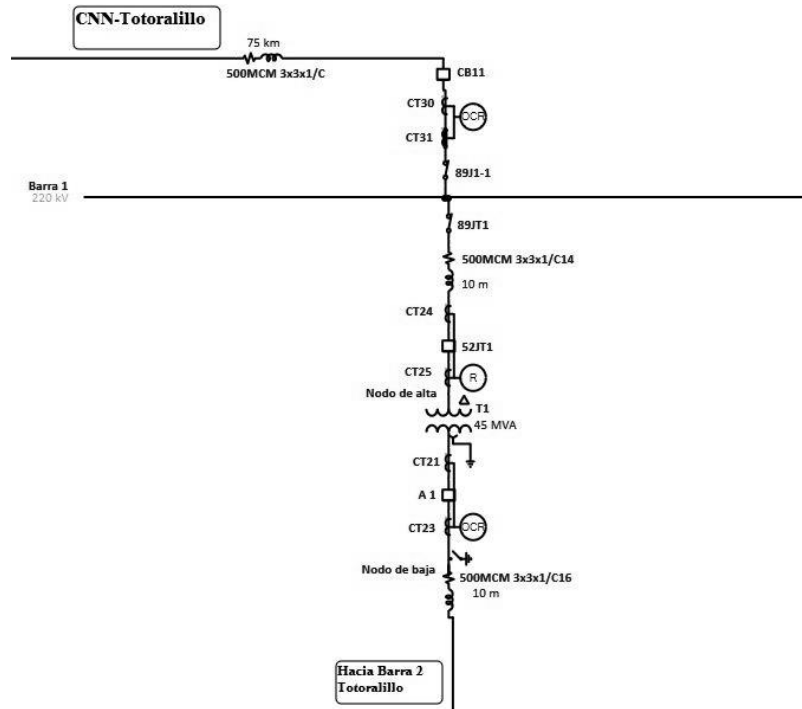
Fuente: Diagrama de elaboración propia modelado en ETAP

Fig 3.6: Diagrama unilineal Zona Red (Cardones-CNN)



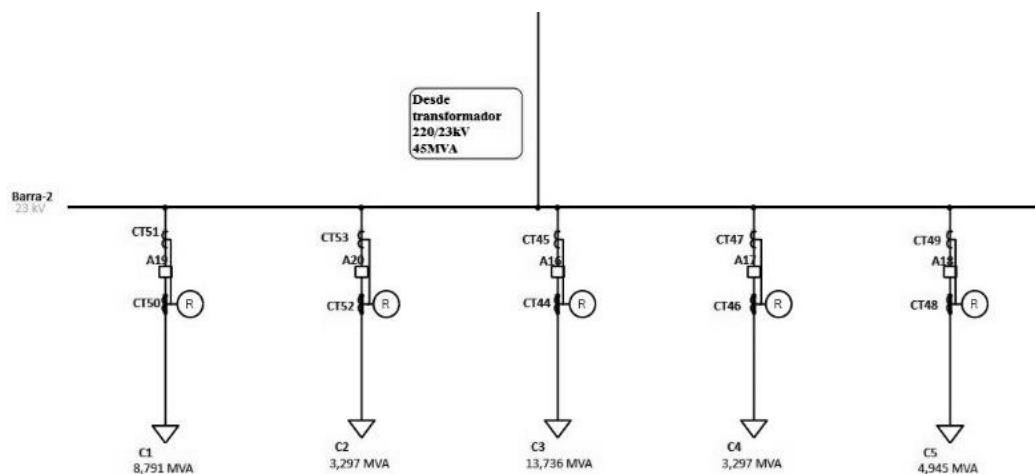
Fuente: Diagrama de elaboración propia modelado en ETAP

Fig 3.7: Diagrama unilineal Zona barra 1 (CNN-Totalillo)



Fuente: Diagrama de elaboración propia modelado en ETAP

Fig 3.8: Diagrama unilineal Zona barra 2 (Totoralillo)



Fuente: Diagrama de elaboración propia modelado en ETAP

3.2.1 Descripción del diagrama unilineal modelado en ETAP

Una vez modelado el diagrama unilineal en ETAP y definido las zonas en las figuras anteriores, se explicará el contenido de cada zona y cuáles serán las zonas en donde se realizarán las simulaciones.

Zona Red (Cardones-CNN):

En esta zona se encuentra la red de 100MVA_{asc}, que proporcionará de energía a las zonas 1 y 2 del sistema. Esta sección dispone de dos barras de 220kV: la primera es la zona de Cardones y la segunda es la que se lleva a CNN. Además, cuenta con un cable conductor de 500MCM con una configuración de 3x3x1/C, cuya longitud es de 65km.

Zona barra 1 (CNN-Totoralillo):

Esta es una de las dos zonas donde se llevará a cabo la simulación, por lo que es importante definir de forma clara qué elementos influirán en el cortocircuito de la barra 1. En esta zona, las cargas ubicadas aguas arriba de la barra 1 serán determinantes en la magnitud del cortocircuito, por lo que es necesario identificar qué factores afectarán directamente al cortocircuito:

1. Red 100MVA_{asc}
2. Barra Cardones 220kV

3. Conductor 500MCM 3x3x1/C 65km
4. Barra CNN 220kV
5. Conductor 500MCM 3x3x1/C 75km

Zona Barra 2 (Totoralillo)

Esta es la segunda zona en donde se llevará a cabo la simulación del cortocircuito, así que también se debe definir cuáles son los elementos que influirán en el cortocircuito de la barra 2. De la misma forma, las cargas están ubicadas aguas arriba de la barra 2, por lo que en esta barra se tomarán en cuenta todas las cargas de la zona barra 1 CNN-Totoralillo, por lo que a simple vista se puede intuir que en la barra 2, la magnitud del cortocircuito será mayor al de la barra 1. Los factores que afectarán directamente a este cortocircuito serán:

1. Red 100MVAsc
2. Transformador 45 MVA
3. 2x Conductor 500MCM 3x3x1/C 10m
4. Barra 1 220kV
5. Conductor 500MCM 3x3x1/C 75km
6. Barra Cardones 220kV
7. Conductor 500MCM 3x3x1/C 65km
8. Barra CNN 220kV

3.2.2 Parámetros del diagrama

En este apartado mostraremos los parámetros utilizados de cada elemento en el diagrama unilineal modelado en ETAP. Los parámetros de conductores (Ver Fig 3.10 y 3.11) se extrajeron de las tablas de parámetros de conductores y de línea (Ver tablas 2.3 y 2.4

Fig 3.9: Parámetros de la Red (Impedancias y MVA-kA por fase)

SC Rating				SC Impedance (100 MVA _b)		
	MVA _{asc}	MVA _{asc}	X/R	kAsc	% R	% X
3-Phase	100		10	0.262	Pos. 9,95037	99,5037
1-Phase	99,454	33,151	10	0.261	Neg. 9,95037	99,5037
	$\sqrt{3}V_{ll} I_f$	$V_{ln} I_f$			Zero 10,1141	101,141

Fuente: Parámetros calculados automáticamente por ETAP.

Fig 3.10: Parámetros del conductor Cardones-CNN 65km (Impedancias positivas y cero)

	R	X	L	Z	X/R	R/X	Y
Pos.	5,73	25,76	0,0819966	26,3896	4,496	0,222	0
Zero	23,27	68,99	0,219602	72,8087	2,965	0,337	0

Fuente: Parámetros calculados automáticamente por ETAP.

Fig 3.11: Parámetros del conductor CNN 75km (Impedancias positivas y cero)

	R	X	L	Z	X/R	R/X	Y
Pos.	6,71	30,18	0,0960659	30,9169	4,498	0,222	0
Zero	27,28	80,86	0,2573854	85,3378	2,964	0,337	0

Fuente: Parámetros calculados automáticamente por ETAP.

Fig 3.12: Parámetros del Transformador (Impedancias positiva y cero)

	%Z	X/R	R/X	%X	%R
Positive	10,45	29,5	0,034	10,444	0,354
Zero	10,5	29,5	0,034	10,494	0,356

Fuente: Parámetros calculados automáticamente por ETAP.

Fig 3.13: Parámetros de la carga alimentación 1 (P, Q, S, FP y I)

kV	MVA	MW	Mvar	% PF	Amps
23	8,791	8	3,645	91	220,7

Fuente: Parámetros calculados automáticamente por ETAP.

Fig 3.14 Parámetros de la carga alimentación 2 (P, Q, S, FP y I)

kV	MVA	MW	Mvar	% PF	Amps
23	3,297	3	1,367	91	82,76

Fuente: Parámetros calculados automáticamente por ETAP.

Fig 3.15: Parámetros de la carga alimentación 3 (P, Q, S, FP y I)

kV	MVA	MW	Mvar	% PF	Amps
23	13,736	12,5	5,695	91	344,8

Fuente: Parámetros calculados automáticamente por ETAP.

Fig 3.16: Parámetros de la carga alimentación 4 (P, Q, S, FP y I)

kV	MVA	MW	Mvar	% PF	Amps
23	3,297	3	1,367	91	82,76

Fuente: Parámetros calculados automáticamente por ETAP.

Fig 3.17: Parámetros de la carga alimentación 5 (P, Q, S, FP y I)

kV	MVA	MW	Mvar	% PF	Amps
23	4,945	4,5	2,05	91	124,1

Fuente: Parámetros calculados automáticamente por ETAP.

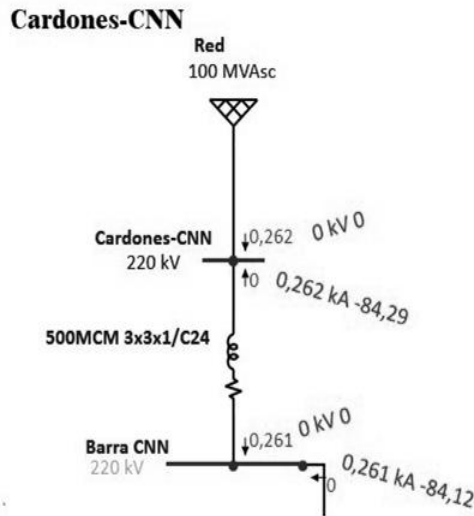
3.3. Análisis y simulaciones

En este apartado vamos a realizar las simulaciones de los cortocircuitos en ETAP para las barras 1 y 2, con sus cortocircuitos simétricos trifásicos, monofásicos a tierra y línea a línea. Para luego realizar el análisis de cada cortocircuito y comparar el resultado en ETAP con los cálculos matemáticos de cada cortocircuito con las fórmulas mencionadas anteriormente.

3.3.1 Simulación de cortocircuito simétrico Trifásico

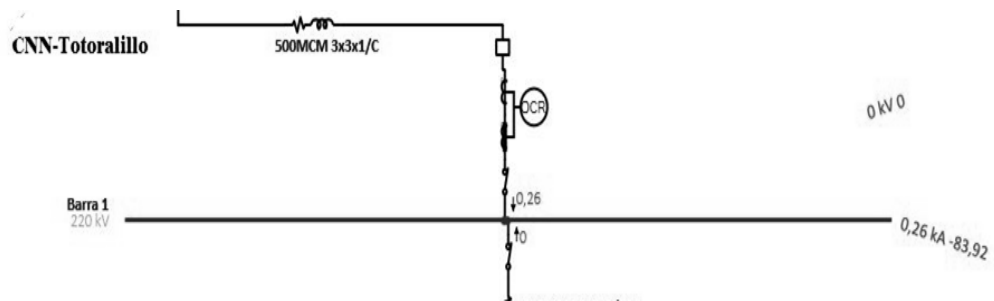
Una vez señalados los parámetros de los elementos del diagrama, realizaremos las simulaciones de cortocircuitos por zona. Primero se hará en la zona red, luego zona barra 1 y por último la zona de barra 2.

Fig 3.18: Cortocircuito trifásico en Zona Red



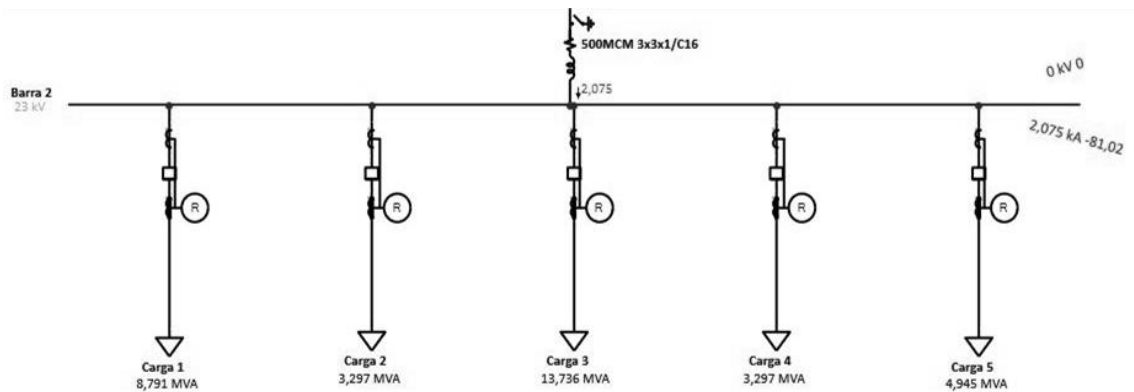
Fuente: Elaboración propia simulada utilizando ETAP

Fig 3.19: Cortocircuito trifásico en Zona Barra 1



Fuente: Elaboración propia simulada utilizando ETAP

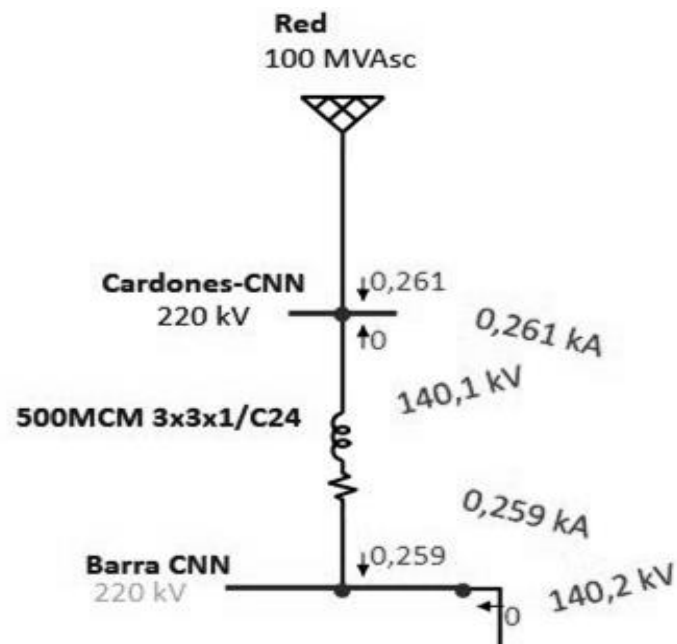
Fig 3.20: Cortocircuito trifásico en Zona Barra 2



Fuente: Elaboración propia simulada utilizando ETAP

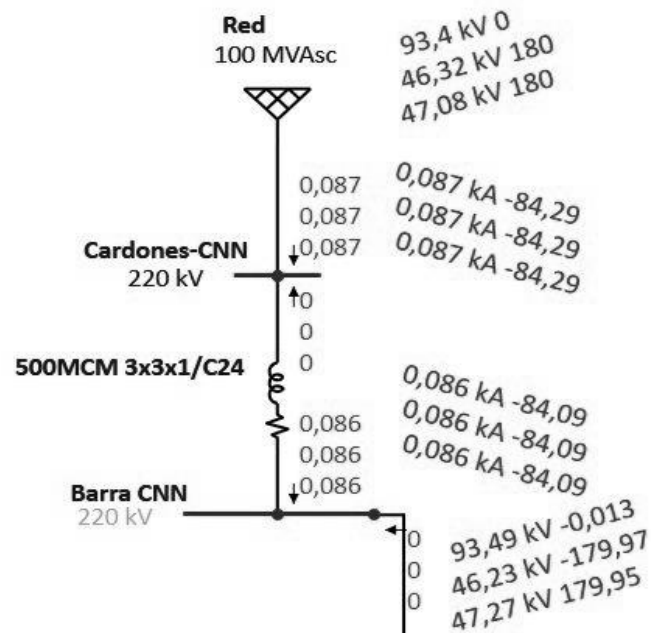
3.3.2 Simulación de cortocircuito monofásico a tierra

Fig 3.21: Cortocircuito monofásico a tierra Vb y 3lo en zona Red



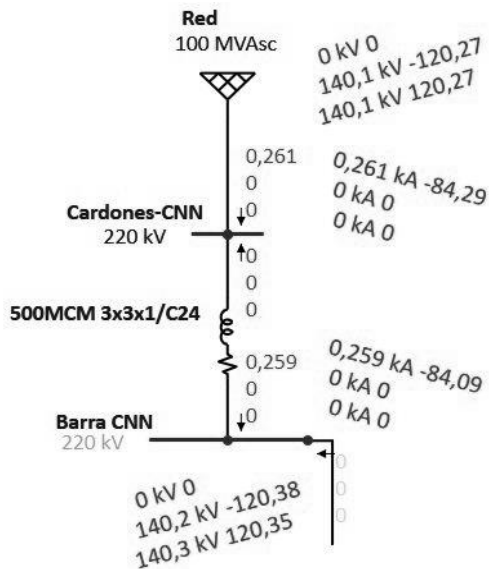
Fuente: Elaboración propia simulada utilizando ETAP

Fig 3.22: Cortocircuito monofásico a tierra sec: 1, 2 y 0 en zona Red



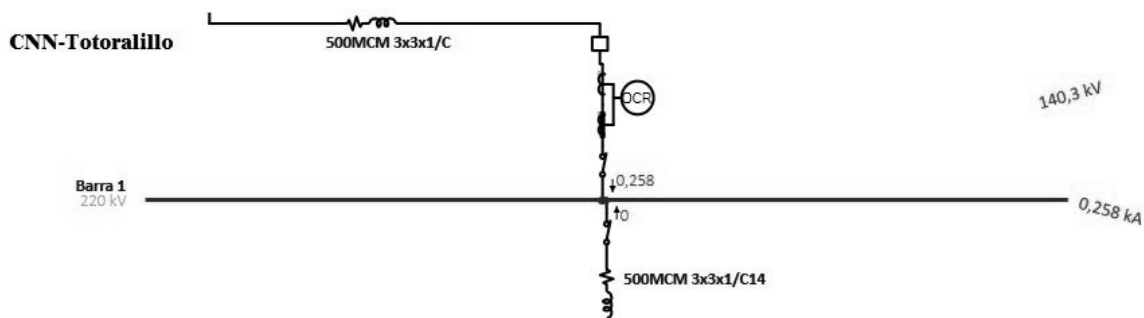
Fuente: Elaboración propia simulada utilizando ETAP

Fig 3.23: Cortocircuito monofásico a valores por fase: A, B y C en zona Red



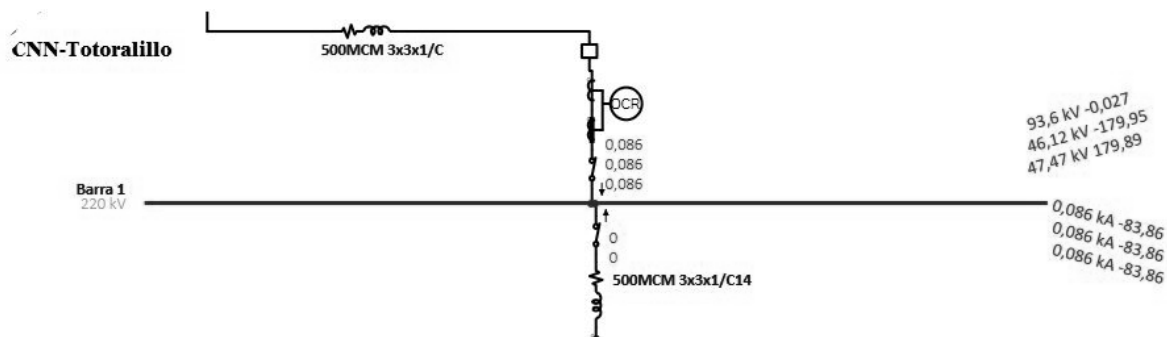
Fuente: Elaboración propia simulada utilizando ETAP

Fig 3.24: Cortocircuito monofásico a tierra Vb y 3lo en zona barra 1



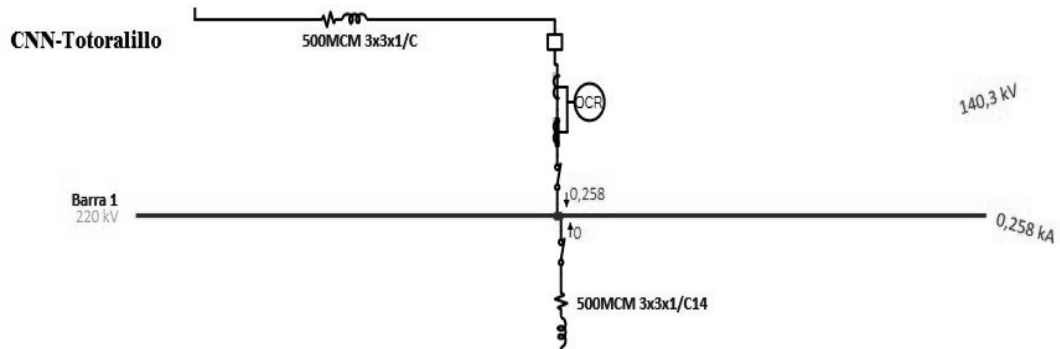
Fuente: Elaboración propia simulada utilizando ETAP

Fig 3.25: Cortocircuito monofásico a tierra sec: 1, 2 y 0 en zona barra 1



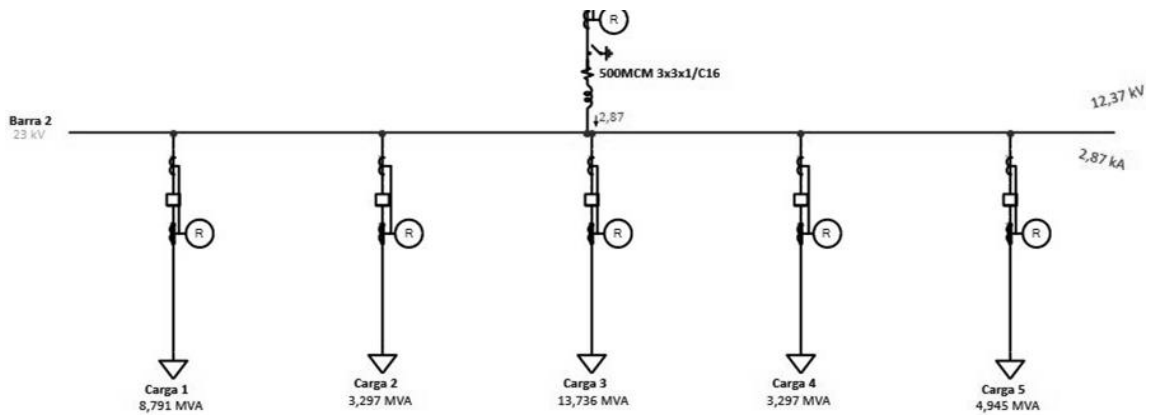
Fuente: Elaboración propia simulada utilizando ETAP

Fig 3.26 Cortocircuito monofásico a tierra valores por fase: A, B y C en zona barra 1



Fuente: Elaboración propia simulada utilizando ETAP

Fig 3.27: Cortocircuito monofásico a tierra Vb y 3lo en zona barra 2



Fuente: Elaboración propia simulada utilizando ETAP

Fig 3.28: Cortocircuito monofásico a tierra sec: 1, 2 y 0 en zona barra 2

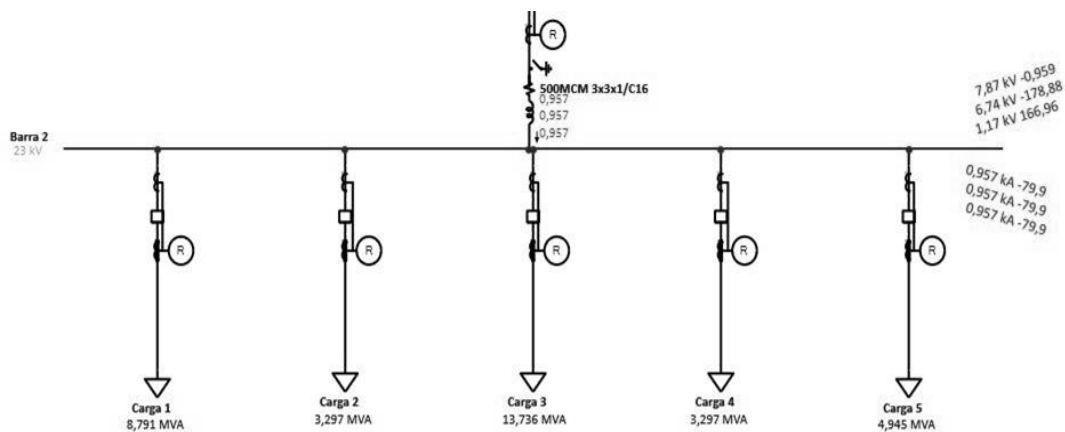
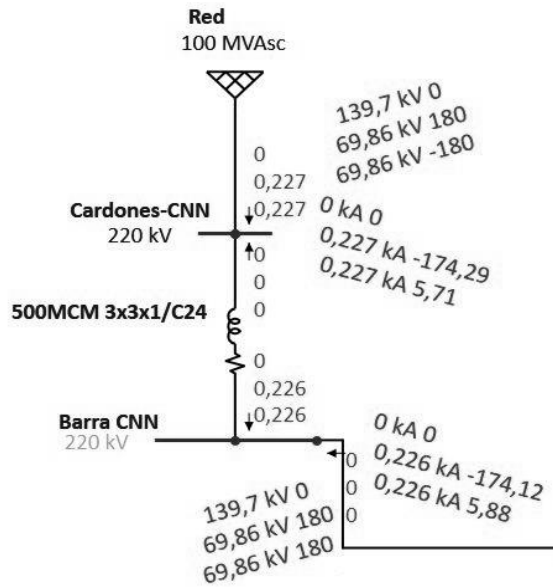
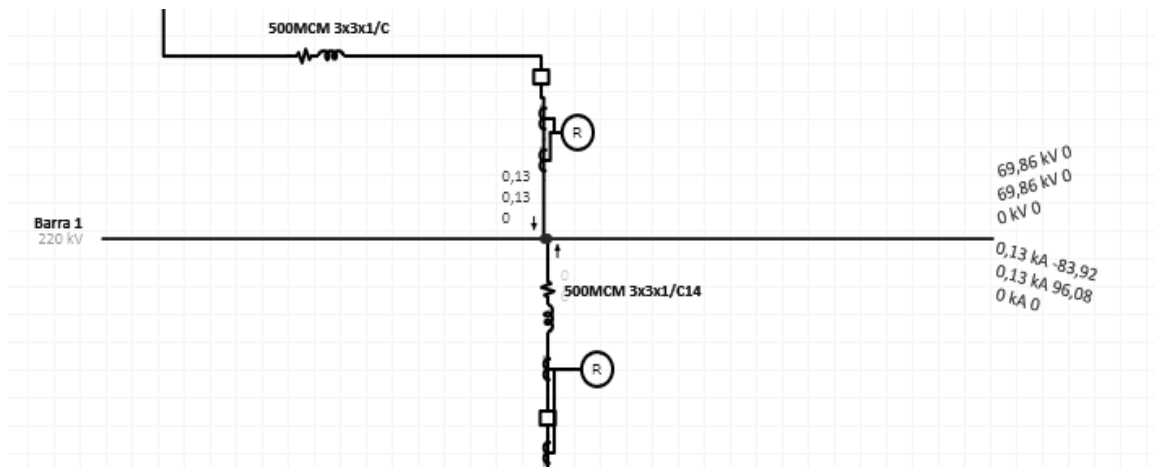


Fig 3.31: Cortocircuito Línea a Línea a valores por fase: A, B y C en zona Red



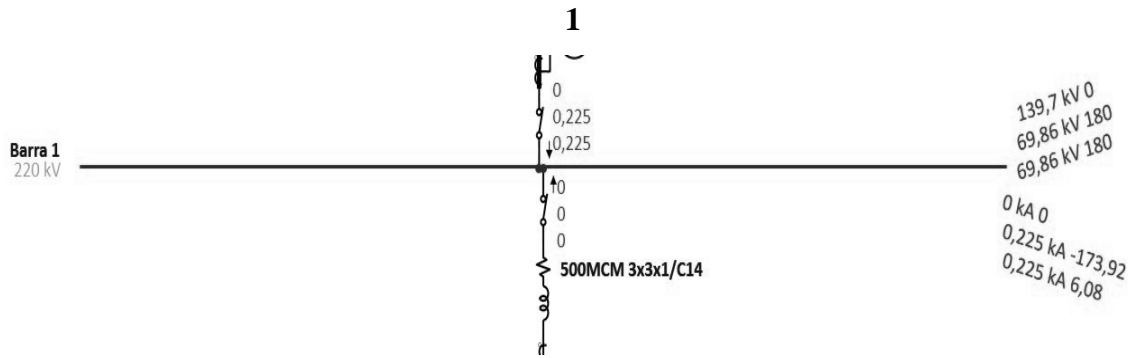
Fuente: Elaboración propia simulada utilizando ETAP

Fig 3.32: Cortocircuito Línea a Línea sec: 1, 2 y 0 en zona barra 1



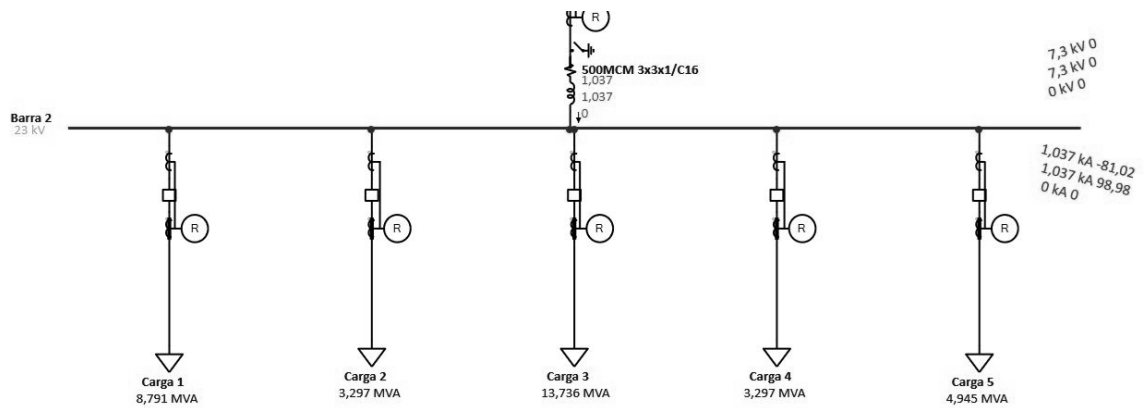
Fuente: Elaboración propia simulada utilizando ETAP

Fig 3.33: Cortocircuito Línea a Línea a valores por fase: A, B y C en zona barra



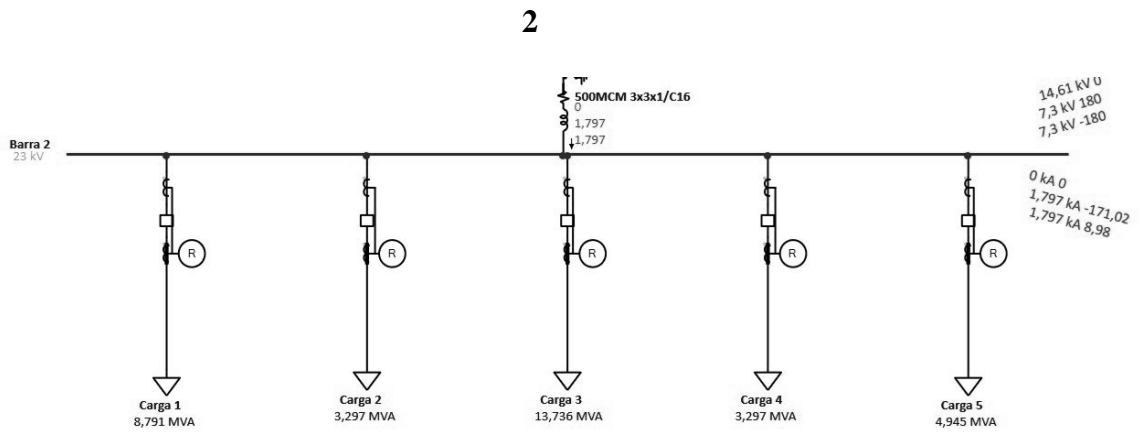
Fuente: Elaboración propia simulada utilizando ETAP

Fig 3.34: Cortocircuito Línea a Línea sec: 1, 2 y 0 en zona barra 2



Fuente: Elaboración propia simulada utilizando ETAP

Fig 3.35: Cortocircuito Línea a Línea a valores por fase: A, B y C en zona barra



Fuente: Elaboración propia simulada utilizando ETAP

3.3.4 Análisis del resultado de las simulaciones de cortocircuitos

Una vez terminada la simulación en el software Etap, realizaremos los análisis sobre los resultados obtenidos en los 3 tipos de cortocircuito, donde se comentará que tan dañinos son para el sistema y como se pueden solucionar de manera efectiva.

3.3.4.1 Cortocircuito Trifásico

El primer cortocircuito para analizar es el Trifásico o Simétrico, para esto se dividió el sistema en 3 partes, la primera es la “Zona de red”, donde nos encontramos la Barra Cardones-CNN y la Barra CNN, en la barra Cardones-CNN el cortocircuito trifásico es de 0,262kA, mientras que en la Barra CNN es de 0,261 kA. La segunda Zona es la “Zona Barra 1”, donde solo se sitúa una barra la cual es la barra 1, en aquella barra el cortocircuito trifásico es de 0,26 kA, y la última zona es la “Zona Barra 2”, en aquel segmento de igual manera que en la zona anterior solo encontraremos una barra la cual es la barra 2, esta barra tiene un cortocircuito trifásico de 2,075 kA, el cual es el más alto de las 3 zonas.

Para corroborar los datos obtenidos utilizaremos la ecuación para calcular la corriente de cortocircuito trifásico la cual ya fue mencionada anteriormente.

$$I_{coci3\phi} = \frac{V_n}{Z_1} * I_b \quad \text{Ec (3.12)}$$

Nuestra tensión nominal en la barra Cardones-CNN es de 220 kV, nuestra impedancia positiva es de 99,5, mientras que la corriente en la carga se debe calcular utilizando la siguiente ecuación:

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3} * V_n} \quad \text{Ec (3.13)}$$

Donde:

- I_b : Corriente de la carga
- S_b : Potencia Base
- V_n : Tensión Nominal

Sabemos que la potencia del sistema es de 100 MVA y que la tensión nominal es de 220 kV entonces:

$$I_b = \frac{100 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 220 \text{ KV}} = 262,43 \text{ A} \quad \text{Ec (3.14)}$$

Teniendo la Corriente de la carga podemos utilizar la próxima ecuación donde consideraremos el voltaje de operación mayor 10% por lo cual los resultados podrían variar con respecto a lo calculado en el software ETAP entonces:

- $V_n: 220 \text{ kV} + 10\% = 1,1$
- $Z_1: 99,5 \ \Omega = 0,995$
- $I_b: 262,43 \text{ A}$

$$I_{coci3\phi} = \frac{1,1}{0,995} * 262,43 \text{ A} = 0,291 \text{ kA} \quad \text{Ec (3.15)}$$

A continuación, se calculará la corriente de cortocircuito de la Barra CNN donde:

- $V_n: 220 \text{ kV} + 10\% = 1,1$
- $Z_1: 26,39 \ \Omega = 0,264$
- $I_b: 262,43 \text{ A}$

$$I_{coci3\phi} = \frac{1,1}{0,995+0,264} * 262,43 \text{ A} = 0,229 \text{ kA} \quad \text{Ec (3.16)}$$

Como se puede observar la corriente de cortocircuito varía un poco con respecto a la calculada por el software etapa, pero esto es normal considerando que se está considerando un voltaje de operación mayor 10 %.

Siguiendo con los cálculos, a continuación, se calculará la corriente de cortocircuito de la Zona Barra 1 donde tenemos los siguientes datos:

- $V_n: 220 \text{ kV} + 10\% = 1,1$
- $Z_1: 30,92 \ \Omega = 0,31$
- $I_b: 262,43 \text{ A}$

Al tener estos datos podemos utilizar la ecuación y quedaría de la siguiente manera

$$I_{coci3\phi} = \frac{1,1}{0,995+0,264+0,31} * 262,43 \text{ A} = 0,184 \text{ kA} \quad \text{Ec (3.17)}$$

La corriente de cortocircuito trifásica en la Barra 1 es de 0,184 kA según los cálculos hechos de manera manual.

A continuación, se calculará la corriente de cortocircuito de la Zona barra 2 donde tendremos que calcular nuevamente la corriente de la carga ya que cambian algunos parámetros, como por ejemplo el voltaje y la potencia aparente, quedando de la siguiente manera.

$$I_b = \frac{45\text{MVA}}{\sqrt{3} * 23\text{kV}} = 1130\text{A} \quad \text{Ec (3.18)}$$

- V_n : 23 kV
- S_b : 45 MVA
- I_b : 1130 A

Para calcular la corriente de cortocircuito en la barra 2 tendremos que ocupar 2 datos de impedancia, uno es el del transformador reductor y el otro es el de la línea.

- Z transformador: $10,45 = 0,1045$
- Z Línea: $30,92 = 0,31$

$$I_{coci3\phi} = \frac{1,1}{0,1045+0,31} * 1130 \text{ A} = 2,99 \text{ kA} \quad \text{Ec (3.19)}$$

La corriente de cortocircuito trifásica en la barra 2 es de 2.99 kA como se comentó anteriormente la corriente de cortocircuito trifásico de la barra 2 es el más alto de todos los calculados anteriormente.

Al analizar la “Zona de red” nos damos cuenta que sus valores son bastante similares, es quiere decir que el sistema está bien distribuido tomando en cuenta la capacidad para manejar fallas en aquel punto.

De igual manera la “Zona Barra 1” tiene un valor cercano a las de la zona de red esto quiere decir que las condiciones de la red no varían significativamente con respecto a la sección anterior, también probablemente en esta zona las barras estén conectadas de manera similar a las de la “Zona de red”, lo que se refleja en el valor del cortocircuito.

En la “Zona Barra 2” se puede apreciar el incremento significativo del valor de corriente de cortocircuito, el cual es el más alto de las zonas revisadas anteriormente

3.3.4.2 Cortocircuito Monofásico a tierra

El segundo cortocircuito para analizar es el monofásico a tierra, para esto se analizará el sistema en las mismas 3 zonas analizadas anteriormente, la primera es la “Zona de red”, donde nos encontramos la Barra Cardones-CNN y la Barra CNN, en la barra Cardones-CNN el cortocircuito monofásico a tierra es de 0,261kA, mientras que en la Barra CNN es de 0,259 kA. En la segunda zona (Zona barra 1), el cortocircuito monofásico a tierra es de 0,258 kA, y la última zona (zona barra 2), la corriente de cortocircuito monofásico a tierra es de 2,87 kA, el cual es el más alto de las 3 zonas al igual que con la corriente de cortocircuito trifásica

Para comprobar las corrientes de cortocircuito utilizaremos la siguiente ecuación:

$$I_{coci1\phi} = \frac{3 \cdot V_n}{X_1 + X_2 + X_0} * I_b \quad \text{Ec (3.20)}$$

Donde:

- Vn: Tensión Nominal
- X1: Reactancia Positiva
- X2: Reactancia Negativa
- X0: Reactancia Cero
- Ib: Corriente Base

Una vez teniendo estos datos podemos comenzar a desarrollar la ecuación comenzando por la primera zona ya mencionada “Zona de Red”.

Iniciaremos por la Barra Cardones-CNN, para desarrollar el ejercicio tendremos que utilizar los datos de impedancia de la red los cuales son:

- Vn Barra Cardones-CNN: 220kV + 10%=1,1
- X1: 99,5 Ω =0,995
- X2: 99,5 Ω =0,995
- X0: 101,14 =1,01

- $I_b=262,43 \text{ A}$

$$I_{coci1\phi} = \frac{3 \cdot 1,1}{0,995+0,995+1,01} * 262,43 = 0,289 \text{ kA} \quad \text{Ec (3.21)}$$

Siguiendo con la “Zona de Red” desarrollaremos la Barra CNN, para ello utilizaremos los parámetros del conductor Cardones-CNN el cual es de 65 km.

- $V_n \text{ Barra CNN: } 220 \text{ kV} + 10\% = 1,1$
- $X1: 25,76 = 0,26$
- $X2: 25,76 = 0,26$
- $X0: 68,99 = 0,69$
- $I_b: 262,43 \text{ A}$

$$I_{coci1\phi} = \frac{3 \cdot 1,1}{(0,995+0,995+1,01)+(0,26+0,26+0,69)} * 262,43 = 0,206 \text{ kA} \quad \text{Ec (3.22)}$$

La siguiente zona es la de la barra 1 por lo cual necesitamos los parámetros del conductor CNN el cual es de 75 Km.

- $V_n \text{ Barra 1: } 220 \text{ kV} + 10\% = 1,1$
- $X1: 30,18 = 0,302$
- $X2: 30,18 = 0,302$
- $X0: 80,86 = 0,81$
- $I_b: 262,43 \text{ A}$

$$I_{coci1\phi} = \frac{3 \cdot 1,1}{(0,995+0,995+1,01)+(0,26+0,26+0,69)+(0,302+0,302+0,81)} * 262,43 = 0,154 \text{ kA} \quad \text{Ec (3.23)}$$

El siguiente cálculo es el de la corriente de cortocircuito monofásica de la barra 2 para lo cual utilizaremos los siguientes parámetros:

$$I_b = \frac{45 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 23 \text{ kV}} = 1130 \text{ A} \quad \text{Ec (3.24)}$$

- $I_b: 1130 \text{ A}$
- $Z1 \text{ y } Z2 \text{ Transformador: } 10,45 \Omega = 0,1045$
- $Z0 \text{ Transformador: } 10,5 \Omega = 0,105$

- Z1 y Z2 Línea: $30,92 \Omega = 0,31$
- Z0 Línea: $85,34 \Omega = 0,853$

Por lo tanto, la ecuación quedaría conformada de la siguiente manera:

$$I_{coci1\phi} = \frac{3 \cdot 1,1}{(0,1045 + 0,1045 + 0,105) + (0,31 + 0,31 + 0,853)} * 1130 = 2,1 \text{ kA} \quad \text{Ec (3.25)}$$

Al igual que en la corriente de cortocircuito trifásica, la corriente en la barra 2 es la más alta de todas las corrientes de cortocircuito monofásicas a tierra calculadas anteriormente

3.3.4.3 Cortocircuito Línea a Línea (bifásico)

El tercer y último cortocircuito para analizar es el de línea a línea o también conocido como cortocircuito bifásico, para esto se analizará el sistema de la misma manera que los cortocircuitos anteriores, separando al sistema en las mismas 3 zonas analizadas anteriormente, la primera es la “Zona de red”, donde nos encontramos la Barra Cardones-CNN y la Barra CNN, en la barra Cardones-CNN el cortocircuito Bifásico es de 0,131 kA, mientras que en la Barra CNN es de 0,131 kA. En la segunda zona (Zona barra 1), el cortocircuito bifásico es de 0,13 kA, y la última zona (zona barra 2), la corriente de cortocircuito bifásica es de 1,79 kA.

En el siguiente cálculo utilizaremos la siguiente ecuación y la emplearemos como siempre en la primera barra, la cual sería la barra “Cardones-Cnn” ubicada en la “Zona de Red”:

$$I_{coci2\phi} = \frac{V_n}{Z_1 + Z_2} * I_b \quad \text{Ec (3.26)}$$

- $V_n: 220 \text{ kV} + 10\% = 1,1$
- $Z_1: 99,5 \Omega = 0,995$
- $Z_2: 99,5 \Omega = 0,995$
- $I_b: 262,43 \text{ A}$

$$I_{coci2\phi} = \frac{1,1}{0,995 + 0,995} * 262,43 = 0,145 \text{ kA} \quad \text{Ec (3.27)}$$

La corriente de cortocircuito bifásica es de 0.145 kA, lo que no varía demasiado con lo calculado por el software Etap.

La siguiente barra a calcular es la barra Cnn, donde tenemos los siguientes datos:

- $V_n: 220 \text{ kV} + 10\% = 1,1$
- $Z_1: 26,39 \Omega = 0,264$
- $Z_2: 26,39 \Omega = 0,264$
- $I_b: 262,43 \text{ A}$

$$I_{coci2\phi} = \frac{1,1}{(0,995+0,995)+(0,264+0,264)} * 262,43 = 0,115 \text{ kA} \quad \text{Ec (3.28)}$$

En la barra CNN la corriente de cortocircuito es de 0.115 kA lo que no se aleja de lo calculado anteriormente por el software Etap.

Para continuar calcularemos la “Zona Barra 1”, para ello utilizaremos los siguientes datos:

- $V_n: 220 \text{ kV} + 10\% = 1,1$
- $Z_1 \text{ y } Z_2 \text{ Conductor Cnn}: 30,92 = 0,31$
- $Z_1 \text{ Y } Z_2 \text{ Conductor Cardones-Cnn}: 26,39 = 0,264$
- $Z_1 \text{ y } Z_2 \text{ Red}: 99,5 = 0,995$

Entonces:

$$I_{coci2\phi} = \frac{1,1}{(0,995+0,995)+(0,264+0,264)+(0,31+0,31)} * 262,43 = 0,092 \text{ kA} \quad \text{Ec (3.29)}$$

Como podemos observar la corriente de cortocircuito bifásica en la barra 1 es de 0.092 kA lo cual, si bien no es la información que nos entrega el software Etap, no es un valor demasiado alejado del resultado entregado por aquel software.

En la siguiente zona que es la de la barra 2 como en los demás cálculos de corrientes de cortocircuito, cambiaremos los parámetros para poder llevar a cabo el cálculo.

$$I_b = \frac{45\text{MVA}}{\sqrt{3} * 23\text{kV}} = 1130\text{A} \quad \text{Ec (3.30)}$$

- $I_b: 1130 \text{ A}$
- $Z_1 \text{ y } Z_2 \text{ Transformador}: 10,45 \Omega = 0,1045$
- $Z_1 \text{ y } Z_2 \text{ Línea}: 30,92 \Omega = 0,31$

$$I_{coci2\phi} = \frac{1,1}{(0,1045+0,1045)+(0,31+0,31)} * 1130 = 1,499 \text{ kA} \quad \text{Ec (3.31)}$$

En este último cálculo se observa que la corriente de cortocircuito bifásica en la barra 2 es de 1,499 kA como ya es una tendencia, en la barra 2 el valor de la corriente de cortocircuito es mayor a todas las demás calculadas.

Al finalizar con los cálculos correspondientes podemos analizar ciertas situaciones, como, por ejemplo, en el software ETAP la corriente de cortocircuito monofásica a tierra da más alta que la corriente de cortocircuito trifásica, esto no significa que esté mal, pero no es muy común, esto puede ser debido a que la falla está muy cerca de la subestación, pero al calcularlo manualmente, la corriente de cortocircuito trifásica si da mayor a la de cortocircuito monofásica a tierra. Esto se puede deber a que el software analiza más parámetros que quizás en los cálculos manuales no se toman en cuenta.

Otro punto para analizar es la primera simulación de la corriente de cortocircuito línea a línea o bifásica, donde en el software da 0, eso es debido a que en el circuito no tiene conectado un neutro y en el software utiliza el neutro para calcular ese parámetro, al no tener nada conectado el cálculo da 0.

Para tener un poco más presente los valores calculados recientemente se adjuntará una tabla donde se compararán tanto los datos obtenidos en el software ETAP como los resultados de los cálculos hechos en la sección anterior.

Tabla 3.1: Comparativa corrientes de cortocircuito

Tabla comparativa corrientes de cortocircuito						
	Icoci Trifásica Etap	Icoci Trifásica	Icoci Monofásica a tierra Etap	Icoci Monofásica a tierra	Icoci Bifásica Etap	Icoci Bifásica
Barra Cardones -CNN	0,262 kA	0,291 kA	0,261 kA	0,289 kA	0,131 kA	0,145 kA
Barra CNN	0,261 kA	0,229 kA	0,259 kA	0,206 kA	0,131 kA	0,115 kA
Barra 1	0,26 kA	0,184 kA	0,258 kA	0,154 kA	0,13 kA	0,092 kA
Barra 2	2,075 kA	2,99 kA	2,87 kA	2,1 kA	1,037 kA	1,499 kA

CAPITULO IV

COORDINACIÓN DE PROTECCIONES en ETAP

4.1 Fundamentos de la coordinación de protecciones

La coordinación de protecciones es esencial para que los dispositivos actúen de forma efectiva y en el orden adecuado en el que deben actuar para proteger equipos eléctricos y a las personas involucradas que trabajen y/o manipulen equipos eléctricos

Si hablamos de coordinación de protecciones no podemos olvidar que existen algunos conceptos básicos como los dispositivos de protección, un ejemplo de esto son los interruptores automáticos, los cuales detectan fallas en el sistema, como cortocircuitos, este dispositivo debe actuar lo más rápido posible para evitar que el sistema se vea afectado o tenga daños.

El tiempo de respuesta también es crucial a la hora de hacer una coordinación de protecciones y si bien se suele pensar que, mientras más rápido actúe mejor, esta una visión errónea, ya que esto pudiese desencadenar en desconexiones de circuitos de forma innecesaria, pero tampoco puede actuar de manera tardía ya que esto podría causar daños importantes, es por esto que es importante establecer un tiempo de respuesta óptimo.

Hay otro punto que destacar el cual es la jerarquía de protección, esta consiste en establecer niveles de protección, esto significa que el dispositivo más cercano a la falla debiese actuar de manera inmediata para no alterar el resto del sistema para que este pueda seguir funcionando con normalidad.

4.1.2 Objetivo de la coordinación

El Objetivo de la coordinación es simple y ya se ha mencionado, es sencillamente asegurar de que cuando ocurra una falla en el sistema, el primer dispositivo que actúe sea el más cercano a la falla, para así no detener el sistema eléctrico, se podría definir como un plan que nos ayuda a aislar los problemas de un sistema eléctrico. Nos permite apartar el problema y que el sistema pueda seguir funcionando de la mejor forma mientras el problema está siendo atendido y solucionado lo antes posible.

4.1.3 Componentes de la protección y tipos de protecciones

Existen algunos tipos de componentes diseñados para detectar problemas en los sistemas eléctricos, como por ejemplo fusibles (fig 4.1) los cuales funcionan de manera en que cuando pasa demasiada corriente sobre ellos se rompen y así corta el flujo de energía, es una de las formas más simples de protección, existen también los interruptores automáticos (fig 4.2) que cuando detectan alguna falla actúan, estos se encienden y apagan de manera automática. Los Relés (fig 4.3) son otros dispositivos de protección, un poco más complejo que los anteriores, estos no solo detectan las fallas, sino que analizan la información de sensores y así determinan si hay alguna falla, al detectar algún problema, desconecta el circuito algunos elementos que ayudan a los relés para detectar las fallas son los transformadores de corriente (fig.4.4) que por su nombre podemos deducir que su función es la medición de corriente del circuito, también existen los transformadores de potencial (fig 4.5) y estos miden el voltaje en el sistema y tal como lo hacen los transformadores de corriente estos también ayudan a al correcto funcionamiento de los relés.

Fig 4.1: Fusible Desconectador



Fig 4.2: Interruptor Automático



Fuente: Imagen extraída de Legrand Chile

Fig 4.3: Relé de protección Alimentador



Fuente: Imagen extraída de Schweitzer Engineering Laboratories (Selinc)

Fig 4.4: Transformador de corriente (TC)



Fuente: Elaboración propia

Fig 4.5: Transformador de potencial (TP)



Fuente: Elaboración propia

4.2 Métodos de coordinación de protecciones

Los métodos o estrategias de coordinación son fundamentales, una estrategia o método es la selección de los dispositivos a utilizar ya que para cada parte del sistema se puede ocupar un dispositivo diferente, teniendo en cuenta sus características propias y las características que necesita específicamente esa parte del sistema. Es necesario ajustar estos dispositivos de protección y para ello es necesario hacer cálculos para que los tiempos de respuesta sean los correctos y, luego de realizarlos es necesario realizar pruebas para revalidar estos resultados para así poder verificar si la coordinación de protecciones fue correctamente calculada.

4.2.1 Tipos de coordinación

Existen distintos tipos de coordinación de protecciones en sistemas eléctricos, una de estas es la coordinación de tiempo, que como el nombre lo dice, esta se enfoca en el tiempo de respuesta en que desconectan la corriente, por lógica los dispositivos más cercanos

debiesen actuar de manera más rápida y los que están más lejanos a la falla actuarían en un tiempo mayor respectivamente. También está la coordinación de tensión y como se sabe, dentro de un sistema existen diferentes niveles de tensión y se debe asegurar que la protección pueda estar en sintonía con el voltaje en el área del sistema donde este interactúe. Lo que se busca con la coordinación de protecciones es aislar la falla presentada en algún punto del sistema, a esto se le conoce como coordinación selectiva, la cual busca lograr que los dispositivos de protecciones actúen de manera ordenada para minimizar el impacto en el sistema. Así como la coordinación selectiva nos permite que solo desconecte el dispositivo que falla, existe otra coordinación la cual busca utilizar distintos tipos de protecciones para diferentes fallas, dependiendo de la falla ya sea cortocircuito o sobrecargas el dispositivo debiese activarse según el impacto de la falla y así poder tener una respuesta pertinente sin interrumpir el resto del sistema y esta se llama coordinación de niveles de protección.

4.3 Definición de protecciones 50/51

Las protecciones de sobrecorriente instantáneas (50) son específicamente relés utilizados en sistemas eléctricos, estos tienen la función de proteger los equipos del sistema contra fallas, estos son llamados relés de cortocircuitos, su manera de actuar es simple, es una protección instantánea que se dispara si la corriente cruza un límite preestablecido durante un periodo de tiempo, esta actúa de manera rápida para así reducir el daño a los equipos y no tener el suministro eléctrico con una interrupción demasiado larga

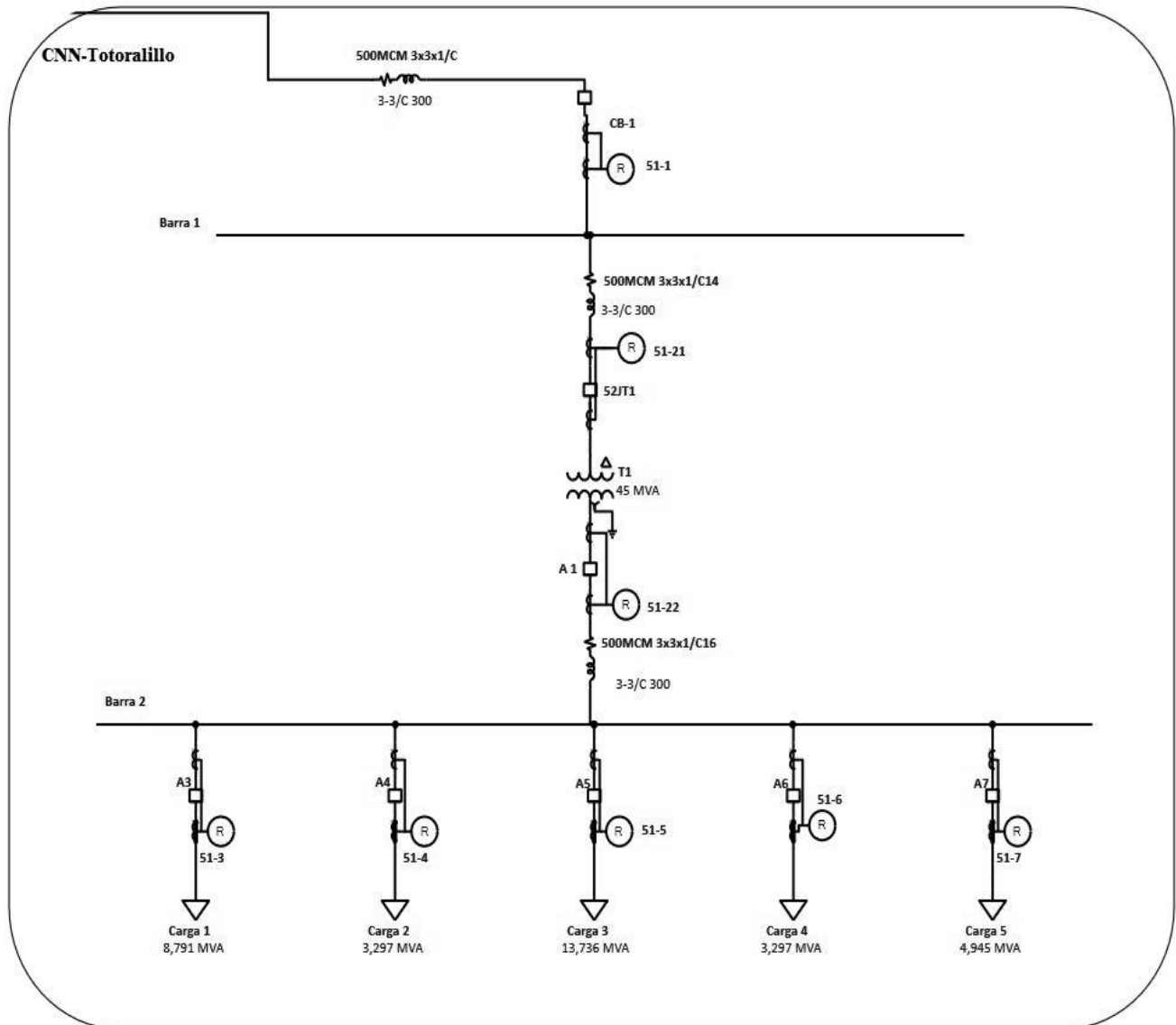
Las protecciones de sobrecorriente de tiempo inverso (51) por otro lado también son relés, pero de sobrecarga, lo que quiere decir es que al igual que la protección instantánea se activa cuando la corriente es mayor a la normal, pero no de manera instantánea, esta tiene un tiempo de retardo configurado, esto debido a que existen corrientes transitorias que podrían hacer que el relé se dispare sin necesidad de que sea una falla.

4.3.1 Ajuste y elección de las protecciones 50/51

En este apartado se calculará el ajuste para las protecciones 50/51, utilizando el tipo de curva ANSI - Extremely Inverse, ANSI – Very Inverse y IEC - A. Las protecciones 50/51 que se calcularán serán todas las del diagrama unifilar, se realizarán cortocircuitos de

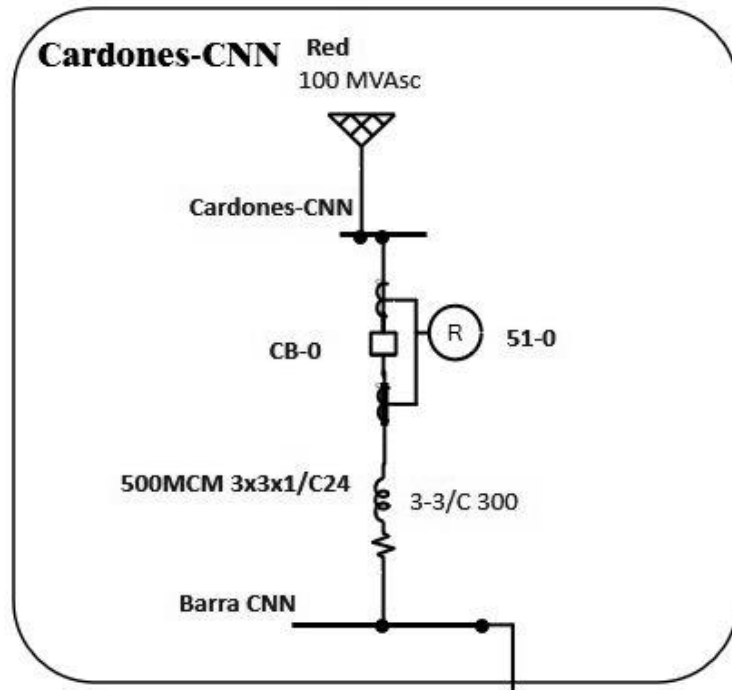
medio ciclo en cada barra para realizar la coordinación. Los relés a ajustar se encuentran detallados en la figura 4.6.

Fig 4.6: Protecciones 50/51 a ajustar zona subestación



Fuente: Diagrama de elaboración propia modelado en ETAP

Fig 4.6: Protección 50/51 a ajustar zona Red



Fuente: Diagrama de elaboración propia modelado en ETAP

Para el ajuste y la coordinación de las protecciones, será necesario emplear un conjunto de fórmulas que se basan en las corrientes máximas de cortocircuito de cada barra, con el propósito de determinar los ajustes adecuados de las protecciones (Ver tablas 4.1, 4.4 y 4.5). Además, se calcularán los valores de los transformadores de corriente asociados a cada carga, junto con sus taps, para realizar los ajustes correspondientes.

Tabla 4.1 Corrientes máximas de cortocircuitos

Barra	I.coci3 (kA)	I.coci1-T (kA)
1 (220kV)	0,26	0,258
2 (23kV)	2,075	2,87
Barra	IcociMax (kA)	
1 (220kV)	0,26	
2 (23kV)	2,87	

Tabla 4.2 TT.CC

1) TT.CC	S Carga (Mva)	Ic/PRM	a	
TC-0	34,1	89,48	100/5	20
TC-1	34,1	89,48	100/5	20
TC-21	34,1	89,48	100/5	20
TC-22	34,1	855,98	900/5	180
TC-3	8,791	220,67	200/5	40
TC-4	3,297	82,76	100/5	20
TC-5	13,736	344,8	300/5	60
TC-6	3,297	82,76	100/5	20
TC-7	4,945	124,1	100/5	20

Tabla 4.3 TAP

2) Relés	Ic PRM/a	TAP
50-0/51-0	4,474	4
50-1/51-1	4,474	4
50-21/51-21	4,474	4
50-22/51-22	4,755	5
51-3	5,52	6
551-4	4,14	4
51-5	5,74	6
51-6	4,14	4
51-7	6,21	6

Tabla 4.4 Elección Ajuste Relé de sobrecorriente instantánea (50)

3) 50's			
Relés	1.3* IcociMax	Asec	Ajuste
50-0	3731	20,72	4,15 veces
50-1	390,27	19,51	4,88 veces
50-21	338	16,9	4,23 veces
50-22	339,3	16,97	4,24 veces

Tabla 4.5 Elección Ajuste Relé de sobrecorriente de tiempo inverso (51)

4) 51's				
Relés	I_{cc}max/a (Amperes)	I/pu	S.T (Multiplier)	T. Actuación
51-22	15,94	3,188	0,05	0,03
51-22	0,15	0,03	0,03	0,6
51-21	15,01	3,75	0,03	0,08+0,3
51-21	13	3,25	0,08	0,38
51-1	13	3,25	0,08	0,38+0,3
51-1	13,05	3,26	0,12	0,68
51-0	13,05	3,26	0,12	0,68+0,3
51-0	13,1	3,28		0,98
---	---	---	---	---
51-22	13	3,25	0,5	0,27+0,3
51-22	15,01	3,75	0,5	0,57
51-5	47,83	7,97	4,8	0,23+0,3
51-3	71,75	11,96	4,8	0,53
51-7	143,5	23,92	6	0,28+0,3
51-4	143,5	35,8	6	0,58
51-6	143,5	36		0,50

Una vez teniendo la elección del ajuste y tiempo de actuación (Trip Time) de los relés 50 (Fase Instantaneous) y 51 (Fase Overcurrent), se detallará la elección y el ajuste de las protecciones en la tabla 4.6, 4.7 y 4.8. Para el tiempo de actuación se consideró un tiempo de retardo de 0,3.

Tabla 4.6 Ajustes relé 51-0 y 51-1

Descripción	Relé 51-0	Relé 51-1
Fabricante	GE Multilin	GE Multilin
Modelo	345	345
TTCC	100/5	100/5
Fase Overcurrent	-	-
Curve Type	IEC – A	IEC - A
Pickup	3,28	3,26
Time Dial	0,98	0,68
Fase Instantaneous	---	---
Pickup	4,24	4,23
Delay (sec)	0,15	0,15

Tabla 4.7 Ajustes Relé 51-1, Relé 51-21, Relé 51-22, Relé 51-3 y Relé 51-4

Descripción	Relé 51-21	Relé 51-22	Relé 51-3	Relé 51-4
Fabricante	GE Multilin	GE Multilin	GE Multilin	GE Multilin
Modelo	345	745	350	735/737
TTCC	100/5	900/5	200/5	100/5
Fase Overcurrent	-	--	-	-
Curve Type	IEC - A	ANSI-Extremely Inverse	ANSI-Extremely Inverse	ANSI-Extremely Inverse
Pickup	3,25	3,25	11,96	35,88
Time Dial	0,38	0,27	0,53	0,58
Fase Instantaneous				
Pickup	4,88	4,15		
Delay (sec)	0,15	0,11		

Tabla 4.8 Ajustes Relé 51-5, Relé 51-6 y Relé 51-7

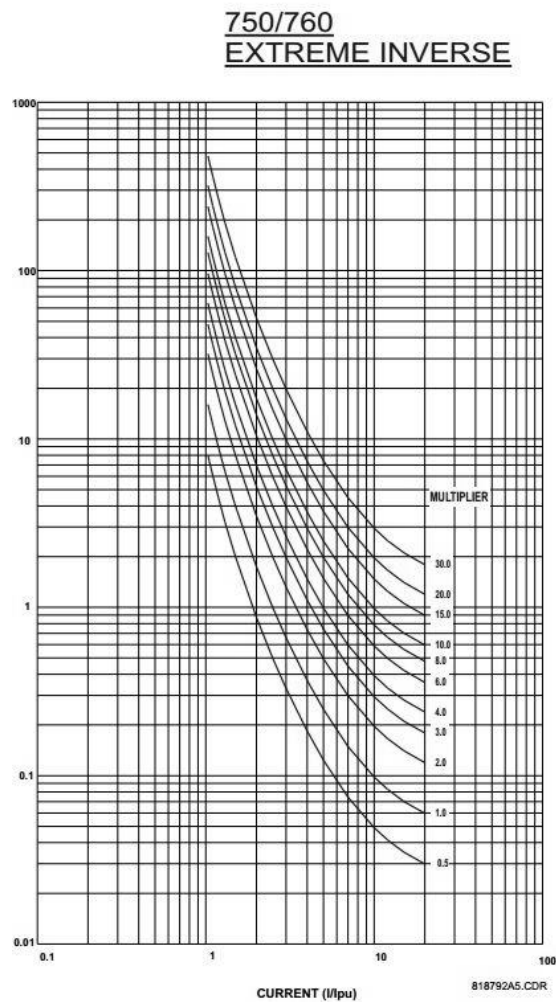
Descripción	Relé 51-5	Relé 51-6	Relé 51-7
Fabricante	GE Multilin	GE Multilin	GE Multilin
Modelo	345	735/737	735/737
TTCC	300/5	100/5	100/5
Fase Overcurrent	-	-	-
Curve Type	ANSI-Extremely Inverse	ANSI-Extremely Inverse	ANSI-Extremely Inverse
Pickup	7,97	35,88	23,92
Time Dial	0,23	0,50	0,28

4.3.2 Simulación y análisis de la coordinación de protecciones en ETAP

Estas simulaciones de coordinación de protecciones serán solamente de sobre corriente de fase y se realizarán cortocircuitando cada barra, utilizando cortocircuitos simétricos de 1/2 ciclo. Antes de comenzar con las simulaciones, se debe tomar en cuenta que el objetivo de la coordinación de las protecciones es hacer que los relés aguas abajo se accionen antes que los relés más cercanos a la red, es por eso que los relés más alejados a la zona de la red, tendrán menos tiempo de actuación que los relés más cercanos a la red.

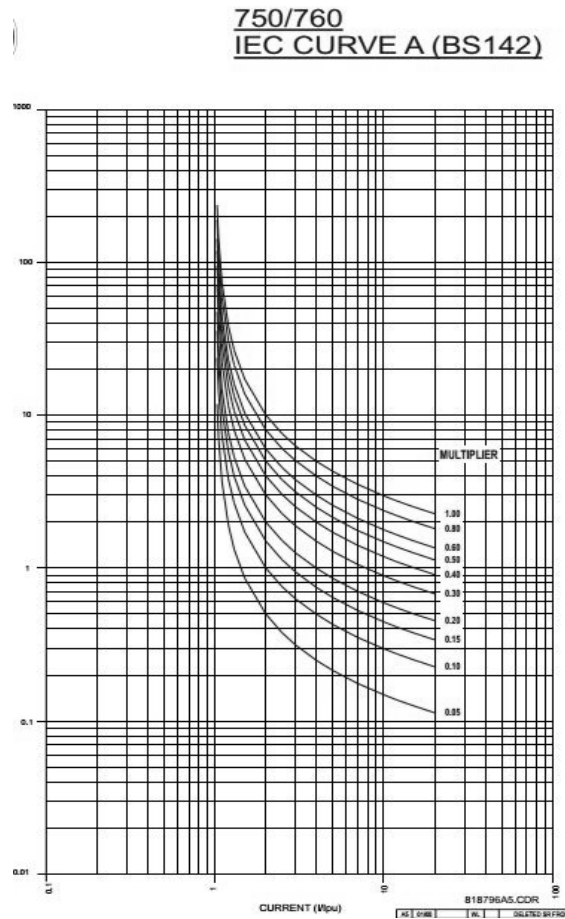
También, al ser dos zonas distintas, la zona de cardones y la de Totoralillo, la coordinación se separará en dos partes, primero se realiza la coordinación aguas arriba del transformador de 220/23kv y luego se realizará desde cada carga hasta el relé 51-22. También, para elegir los tiempos de actuación se utilizarán distintas curvas, dependiendo de la zona en la que nos encontremos, para la zona más cercana a la red se utilizó la curva tipo IEC – A. La curva ANSI – Extremely Inverse se utilizará para todos los relés aguas abajo de la barra 2 debido a que está diseñada para actuar mucho más rápido ante fallas severas y se suele utilizar para coordinar con relés más lentos, como los relés utilizados aguas arriba. Las curvas que utilizaremos y a las que se asemejarán nuestros gráficos de coordinaciones se mostrarán en las Figuras 4.8 y 4,9

Fig 4.8: Curva ANSI – Extremely Inverse



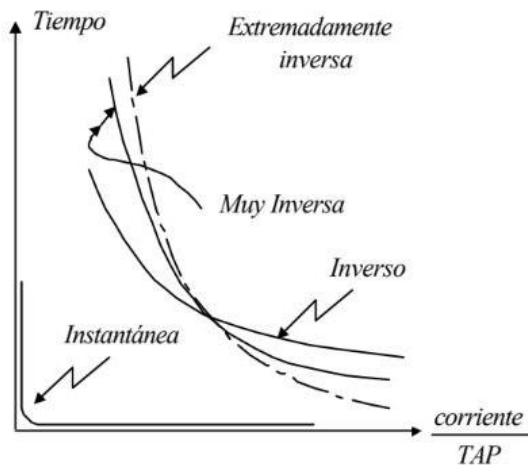
Fuente: American National Standards Institute (ANSI)

Fig 4.9: Curva IEC – Tipo A



Fuente: American National Standards Institute (ANSI)

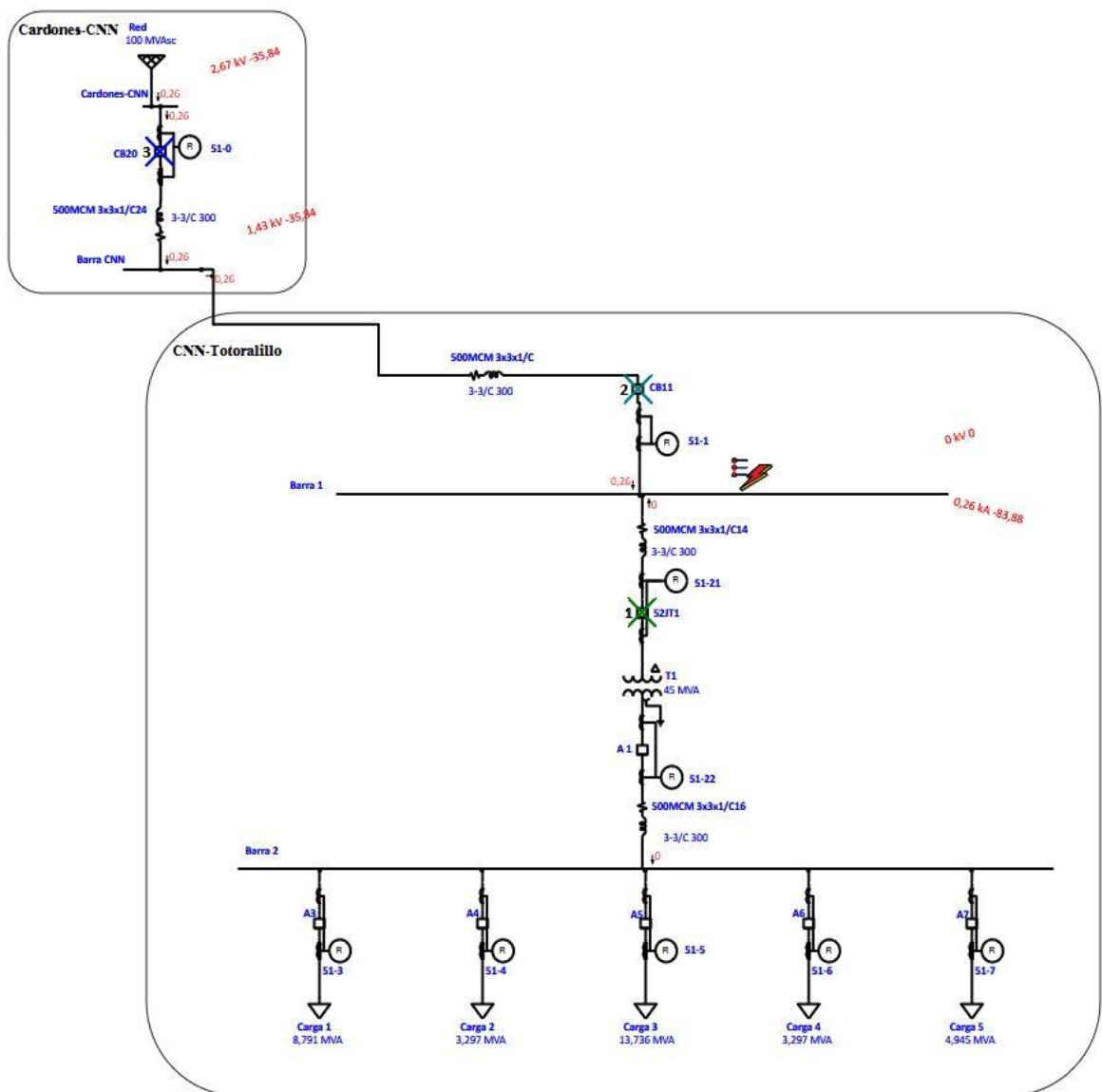
Fig 4.10: Comparación de curvas de relés de sobre corriente



Fuente: Extraído de Relés de sobrecorriente de tiempo inverso (Bibliografía)

La primera simulación se llevará a cabo en la zona de la barra 1. El objetivo de esta simulación es que inicialmente actúe el relé 51-21 ubicado aguas abajo de la falla, seguido por los relés que se sitúan aguas arriba de este. Esto permite que la falla se aisle antes de que se interrumpa el suministro de la energía en todas las zonas, minimizando el impacto antes de que afecte a la red. En la figura 4.10 se aprecia que, primero actúa el relé aguas debajo de la barra 1, en el punto donde se genera el cortocircuito, seguido por el relé más cercano aguas arriba y finalmente el relé 51-0

Fig 4.11: Simulación en barra 1



Fuente: Diagrama y simulación de elaboración propia, utilizando Etap

Esta simulación se puede entender de mejor forma viendo el tipo de curvas de cada relé mostradas en la figura 4.11. La curva más rápida es la del relé 51-21, esto se puede apreciar por la gráfica de tiempo-corriente donde la curva de este relé es la más rápida en accionar, lo contrario a la curva del relé 51-0 que, como estaba planeado en el ajuste, es la más lenta en accionar. Estos tiempos de actuación también se pueden verificar en la figura 4.13.

Fig 4.12: Curva de los relés 51-0, 51-1 y 51-21

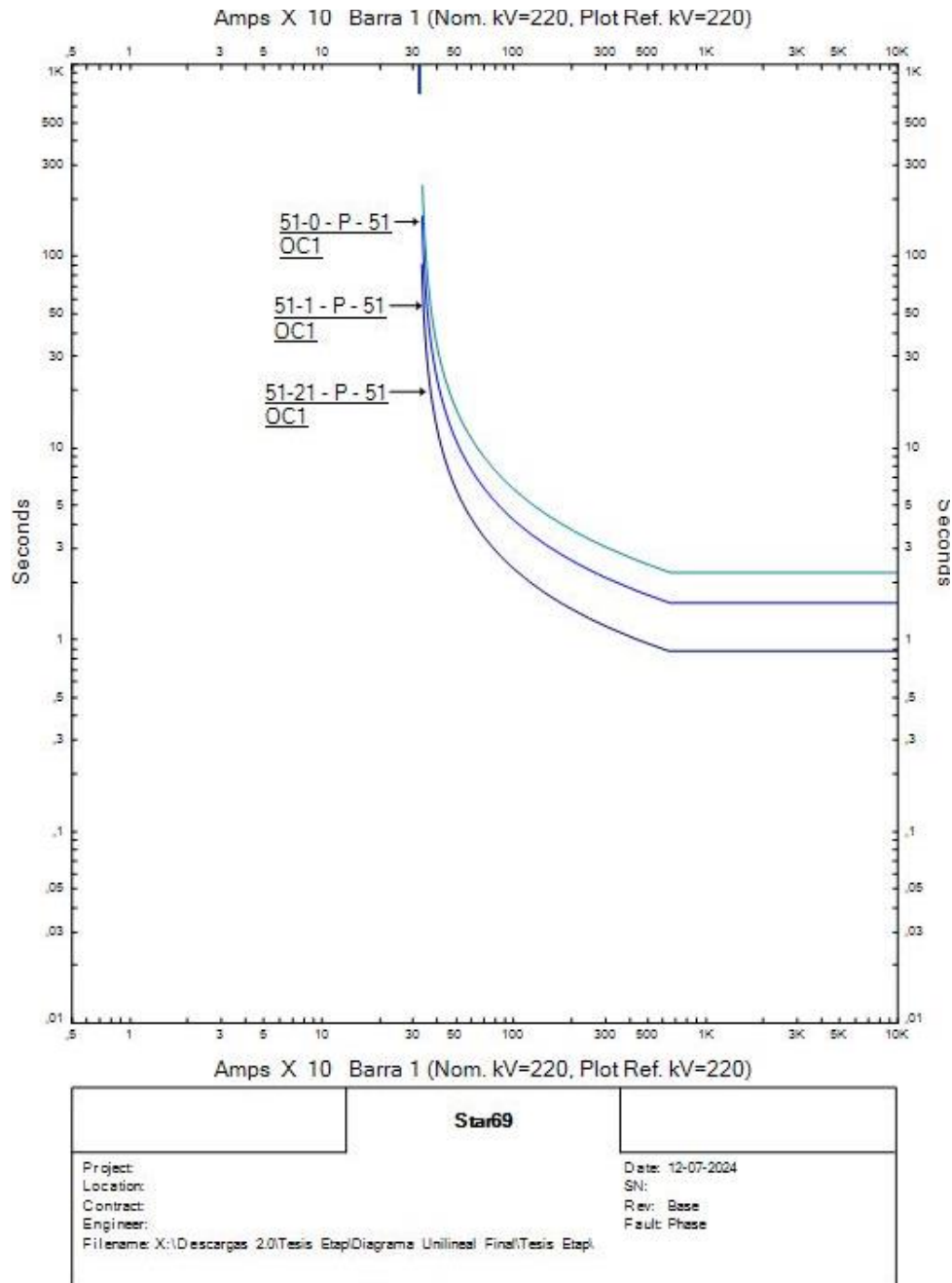


Fig 4.13: Curva de los relés instantáneos 50-0, 50-1 y 50-21

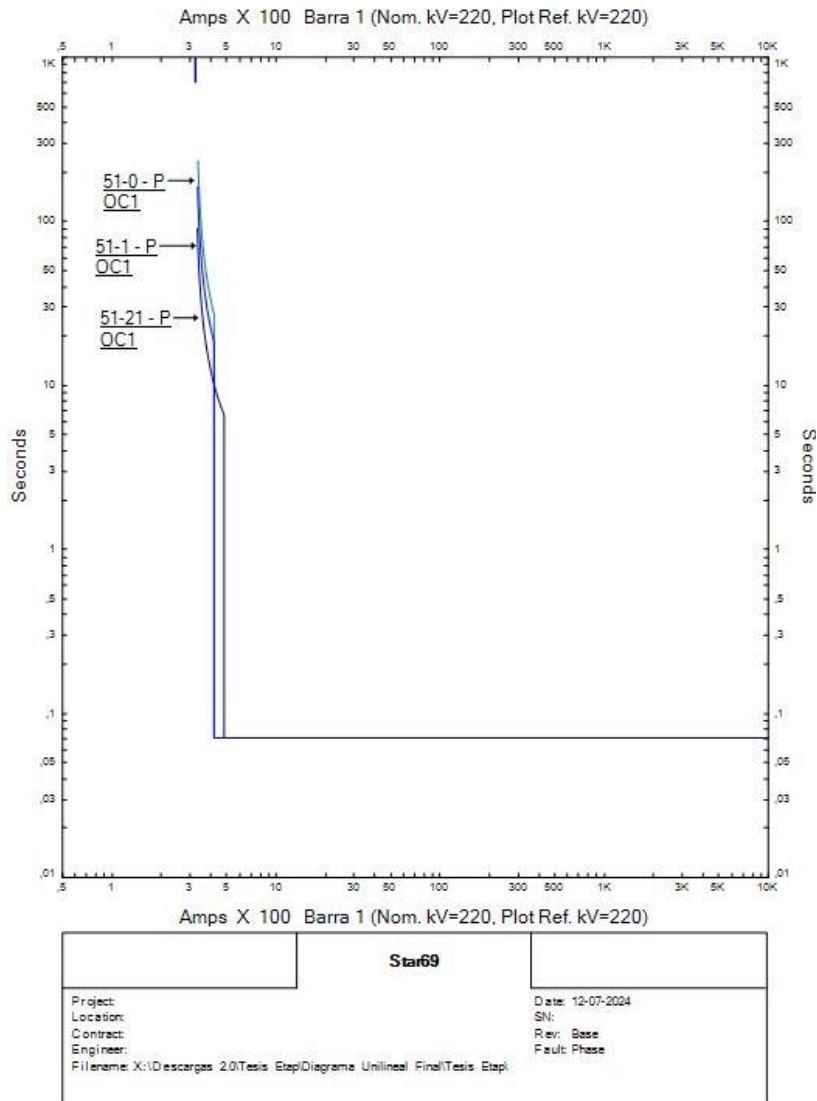
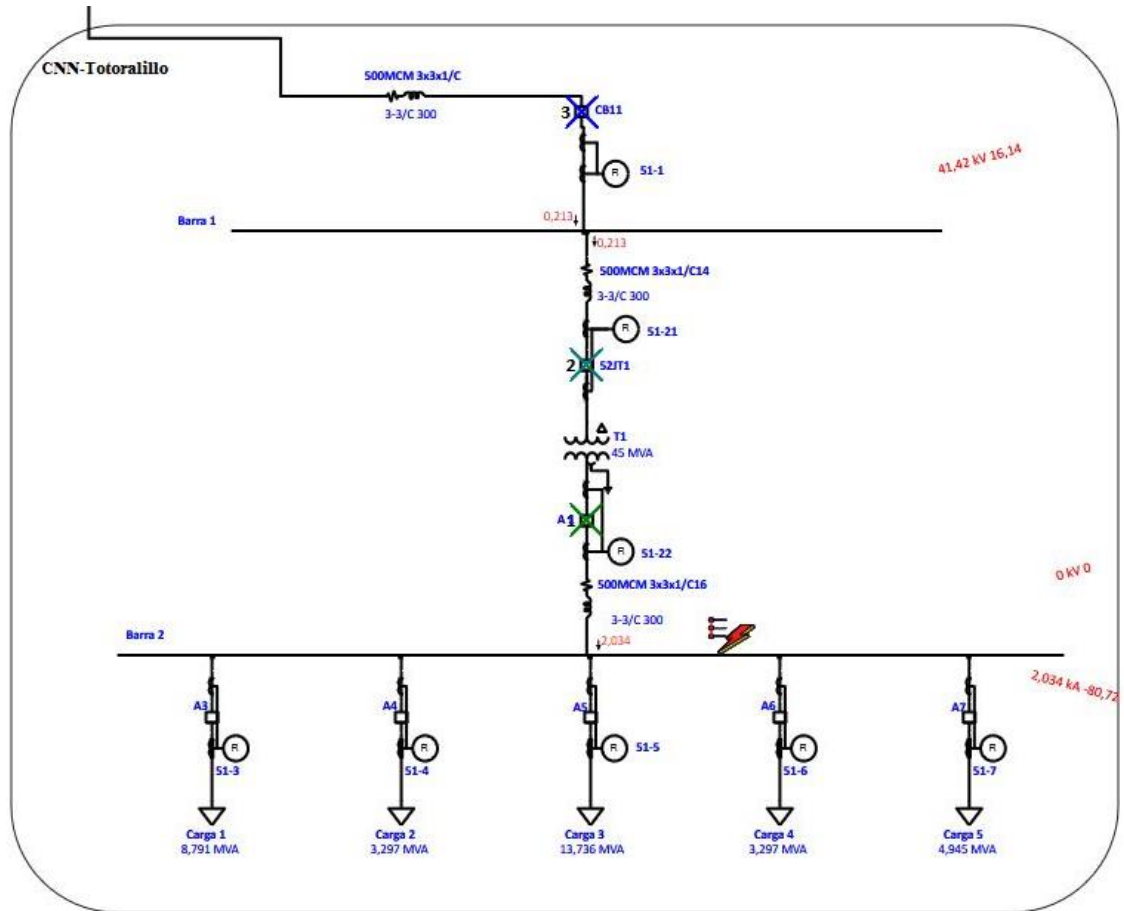


Fig 4.14: Tiempos de actuación en la simulación Barra 1

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Barra 1					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 12-07-2024	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
680	51-1		680		Phase - 87
740	52JT1	60,0			Tripped by 51-1 Phase - 87
740	CB-1	60,0			Tripped by 51-1 Phase - 87
980	51-0		980		Phase - 87
1080	CB-0	100			Tripped by 51-0 Phase - 87

Fig 4.15: Simulación en barra 2



Fuente: Diagrama y simulación de elaboración propia, utilizando Etap

El objetivo de realizar la simulación en la barra 2 es lograr la coordinación con las protecciones aguas arriba de la barra, con el fin de proteger el transformador y garantizar que el sistema eléctrico actúe de forma selectiva, buscando que solo el relé más cercano a la falla actúe primero

En la Figura 4.15 se ilustra este principio, por los distintos tipos de curva seleccionados, destacando cómo el relé 51-22 está configurado para actuar más rápido que los demás, permitiendo una respuesta inmediata a fallas en la barra 2 y respaldando a los relés aguas abajo si estos no despejan la falla a tiempo. Esta estrategia asegura la protección del transformador y la continuidad del servicio en las demás zonas del sistema eléctrico. Estos tiempos de actuación se pueden verificar en la figura 4.16.

Fig 4.16: Curva de los relés 51-22 hasta 51-0

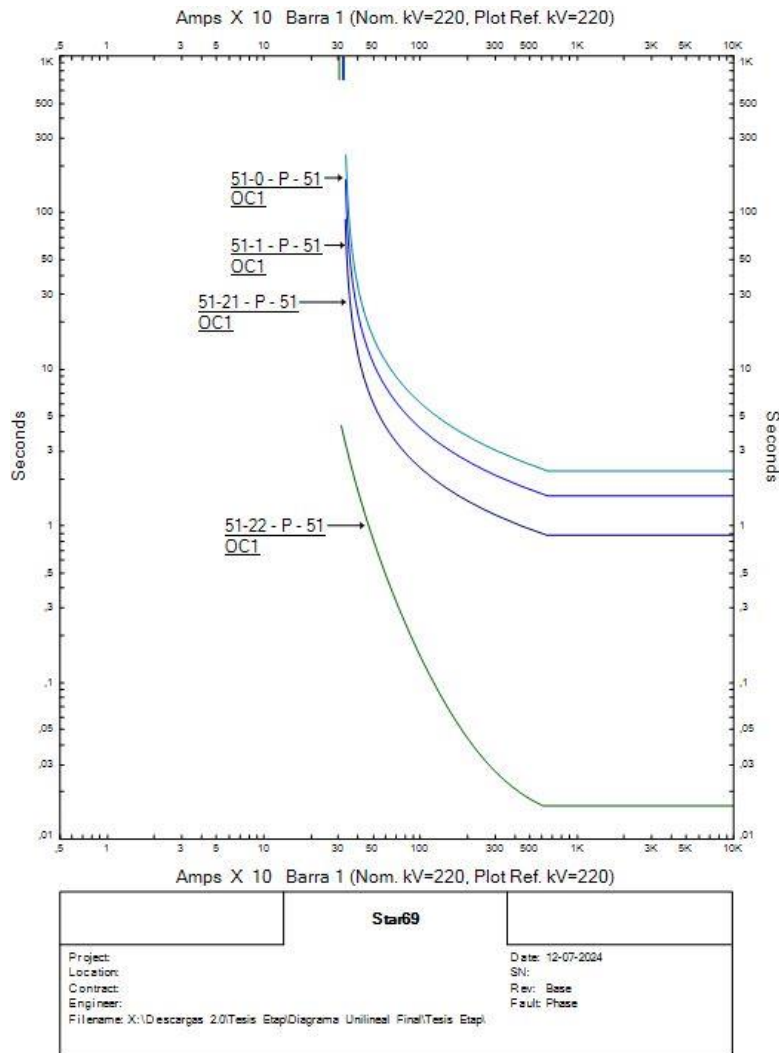


Fig 4.17: Tiempos de actuación en la simulación Barra 2

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Barra 2					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 12-07-2024	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
270	51-22		270		Phase - 87
330	A 1		60,0		Tripped by 51-22 Phase - 87
680	51-1		680		Phase - 87
740	52JT1		60,0		Tripped by 51-1 Phase - 87
740	CB-1		60,0		Tripped by 51-1 Phase - 87

Fig 4.18: Curva de los relés instantáneos 50-0 hasta 50-22

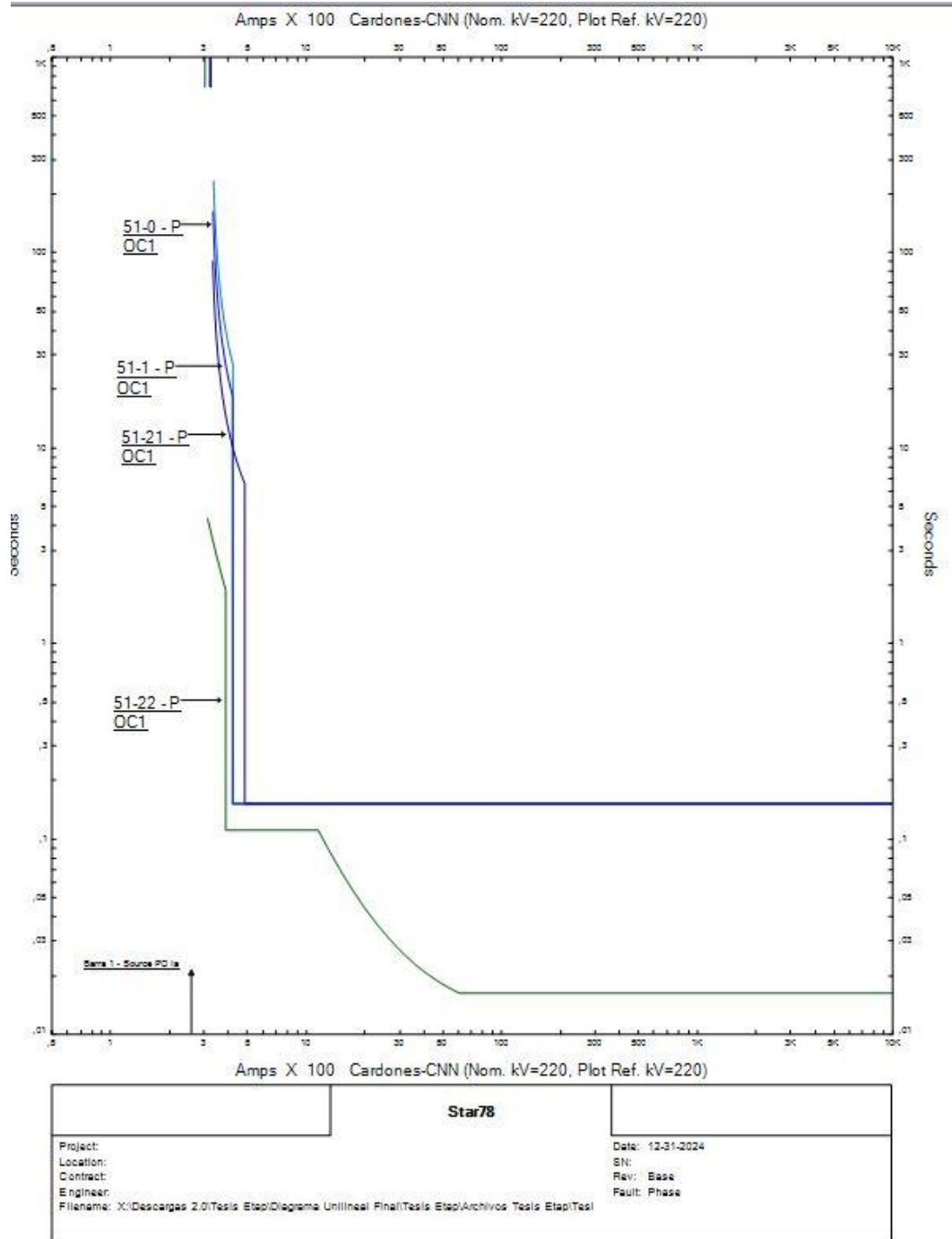
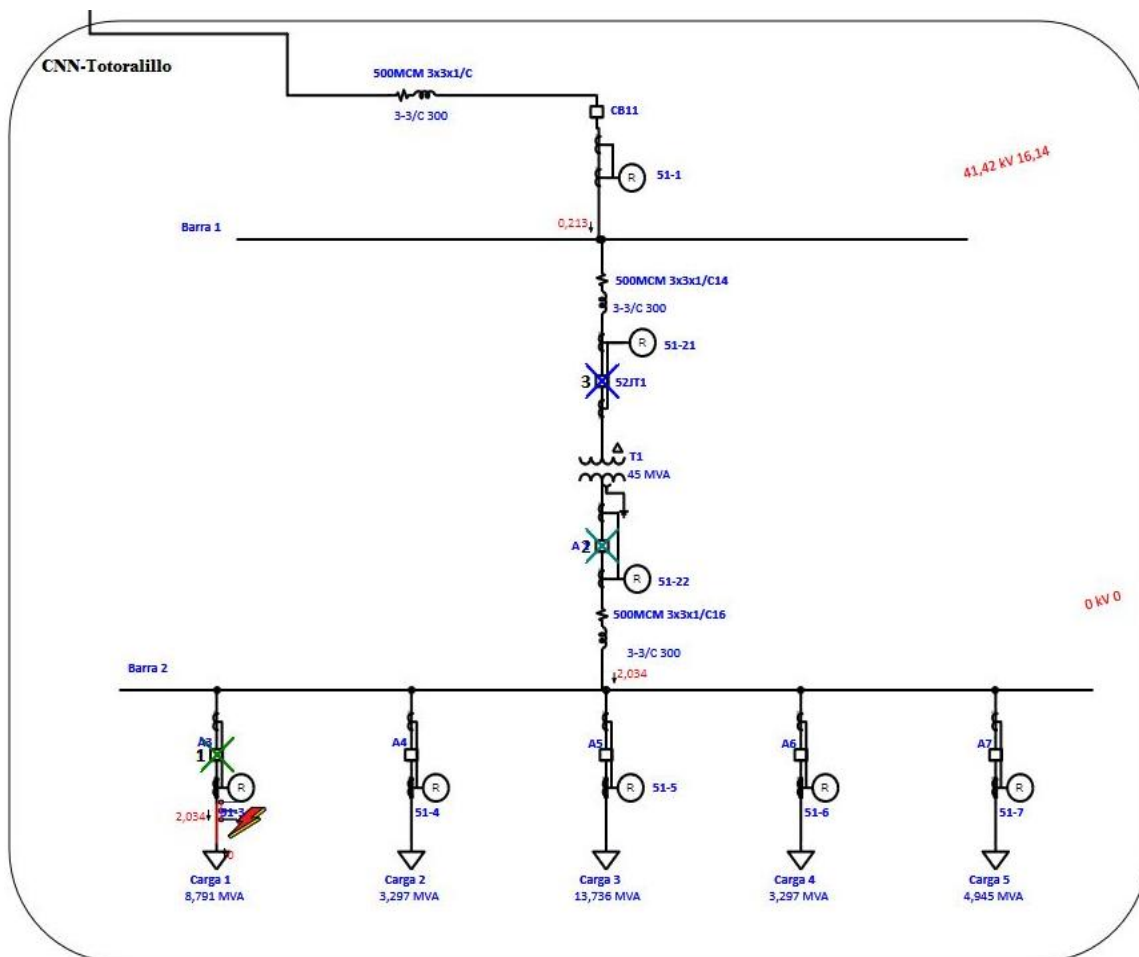


Fig 4.19: Simulación en carga 1



Fuente: Diagrama y simulación de elaboración propia, utilizando Etap

El objetivo de realizar la simulación en las cargas bajo la barra 2, es la de que las fallas se aíslen lo más pronto posible en comparación a los relés aguas arriba, es por ello que la curva del relé 51-3 (Ver Fig 4.19) es un poco más rápida que la del relé 51-22, logrando despejar la falla antes de que pueda llegar a zonas más cercanas a la red. Los tiempos de actuación se pueden ver en la figura 4.20.

Fig 4.20: Curva del Relé 51-3 hasta 51-21

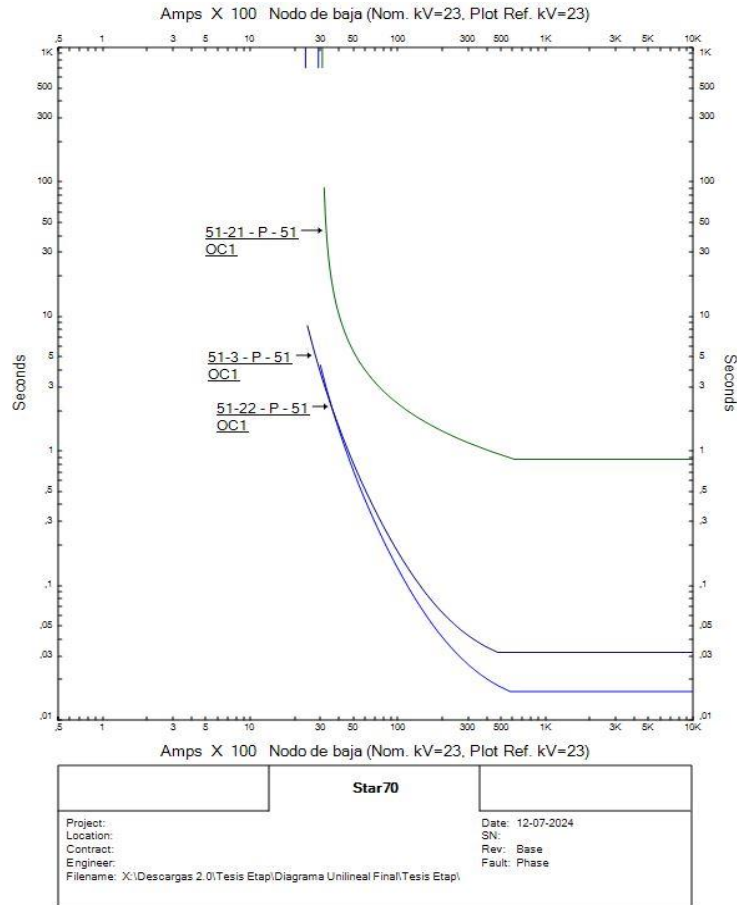
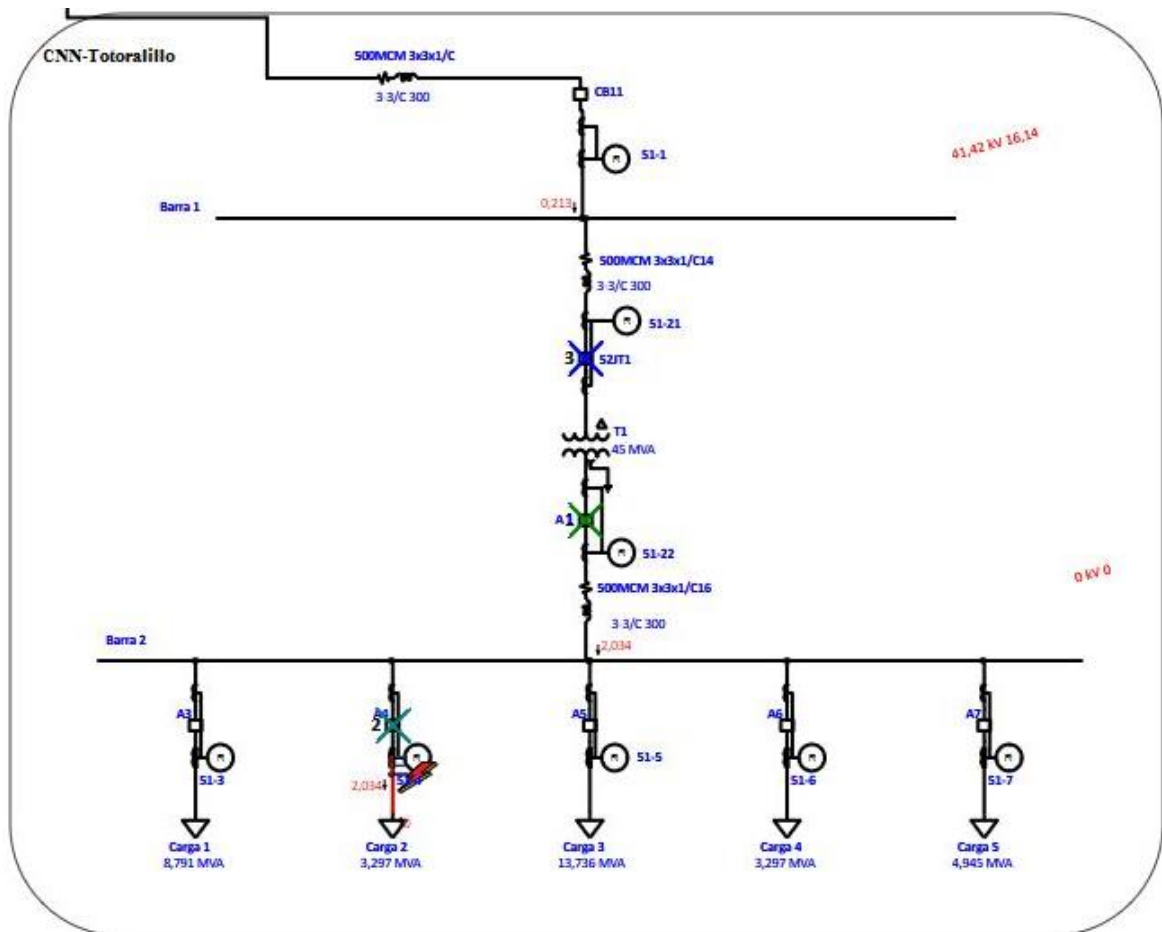


Fig 4.21: Tiempos de actuación en carga 1

3-Phase (Symmetrical) fault on connector between CT6 & Carga 1. Adjacent bus: Barra 2					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 12-07-2024	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
45,0	51-3	60,0	45,0		Phase - 87
105	A3	60,0	60,0		Tripped by 51-3 Phase - 87
270	51-22	60,0	270		Phase - 87
330	A 1	60,0	330		Tripped by 51-22 Phase - 87
680	51-1	60,0	680		Phase - 87
740	52JT1	60,0	740		Tripped by 51-1 Phase - 87
740	CB-1	60,0	740		Tripped by 51-1 Phase - 87

En esta zona se puede observar como el relé 51-3 y su breaker, actúan mucho más rápido que el relé 51-22, con una diferencia de 0.255 segundos entre ambos. Esto sucede porque el objetivo es que la falla, no llegue al punto de accionar el relé 51-22.

Fig 4.22: Simulación en carga 2



Fuente: Diagrama y simulación de elaboración propia, utilizando Etap

A diferencia del relé anterior, hay ciertas cargas que accionarán de forma distinta, al calcular el tiempo de actuación de cada relé de tiempo inverso, las cargas 2 y 4 tienen los mismos parámetros, con una I/Pickup de 35,88 A, por lo que tendrán una curva mucho más pronunciada que los demás relés de la zona. Por esta misma razón es que primero se accionará el relé aguas arriba e inmediatamente después se accionará el relé de la carga 2. Esta acción se puede observar de mejor forma en la figura 4.22 observando la curva del relé.

Fig 4.23: Curva del Relé 51-4 hasta 51-21

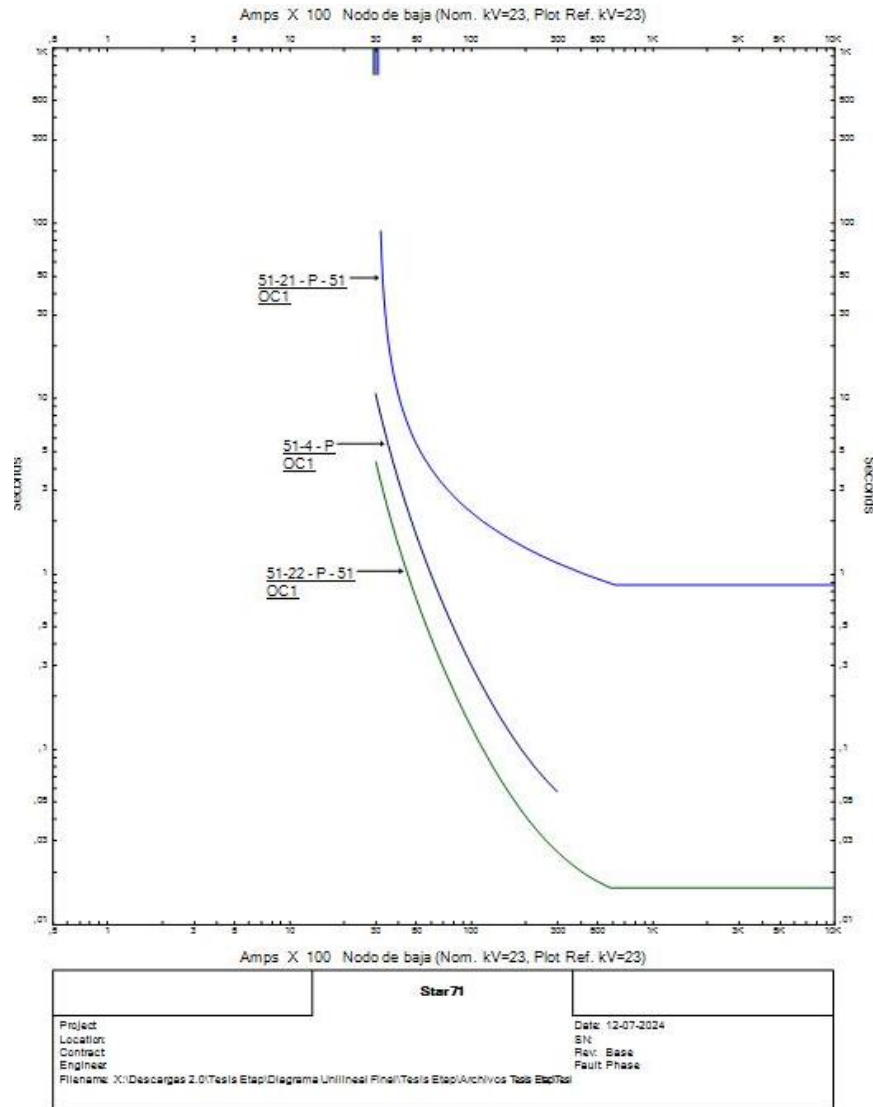


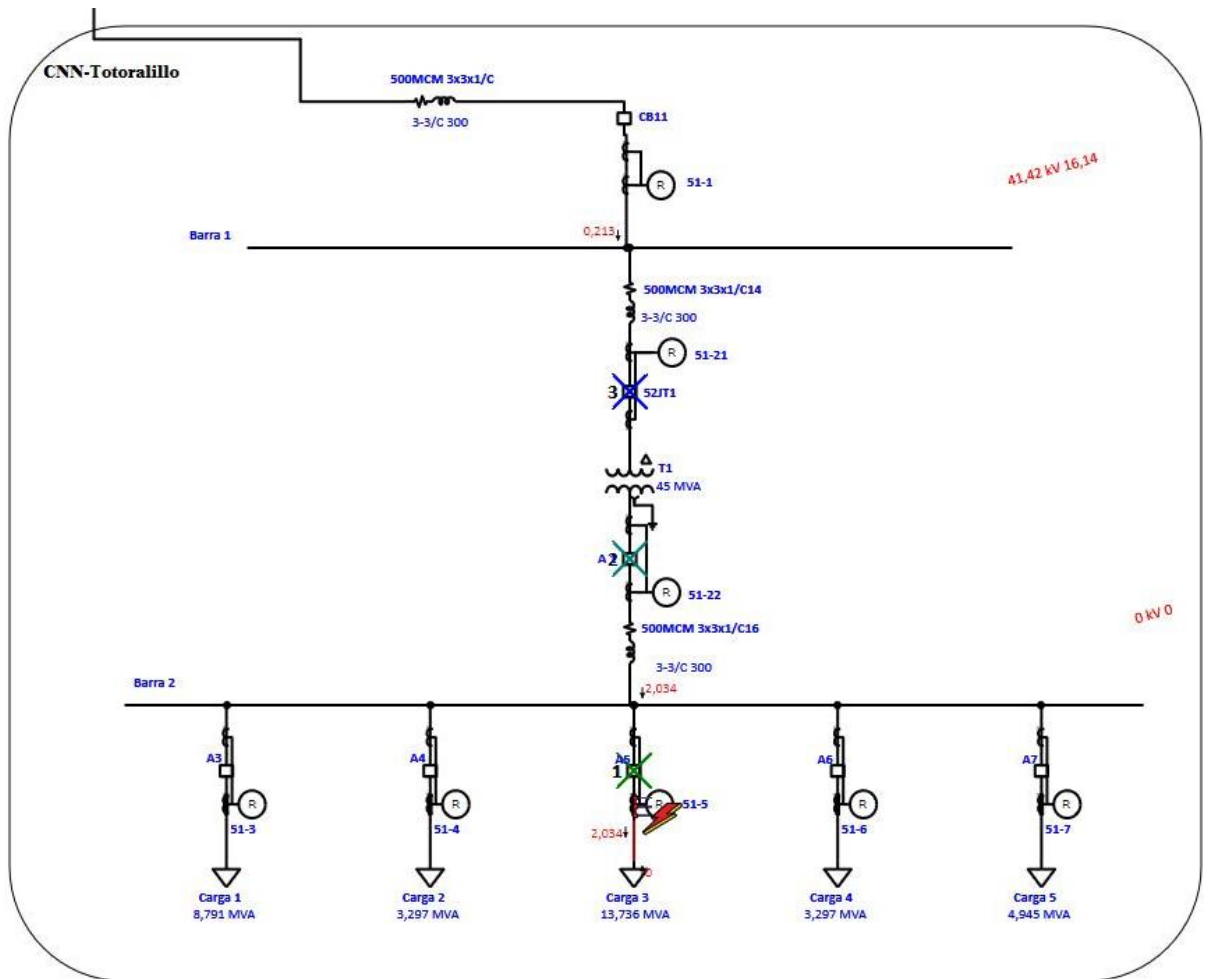
Fig 4.24: Tiempos de actuación en carga 2

3-Phase (Symmetrical) fault on connector between CT8 & Carga 2. Adjacent bus: Barra 2

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 12-07-2024

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
270	51-22		270		Phase - 87
330	A 1		60,0		Tripped by 51-22 Phase - 87
580	51-4		580		Phase - 87
680	51-1		680		Phase - 87
680	A4		100		Tripped by 51-4 Phase - 87
740	52JT1		60,0		Tripped by 51-1 Phase - 87
740	CB-1		60,0		Tripped by 51-1 Phase - 87

Fig 4.25: Simulación en carga 3



Fuente: Diagrama y simulación de elaboración propia, utilizando Etap

En esta carga, pasará lo mismo que en las cargas 3 y 7, se accionará de forma inmediata para despejar la falla. Esto se puede ver en la figura 4.25 donde se observa la curva de los relés que se acciona, donde el relé 51-5 es el más rápido en la gráfica de tiempo-corriente. En la figura 4.26 se pueden ver los tiempos de actuación de estos

Fig 4.26: Curva del Relé 51-5 hasta 51-21

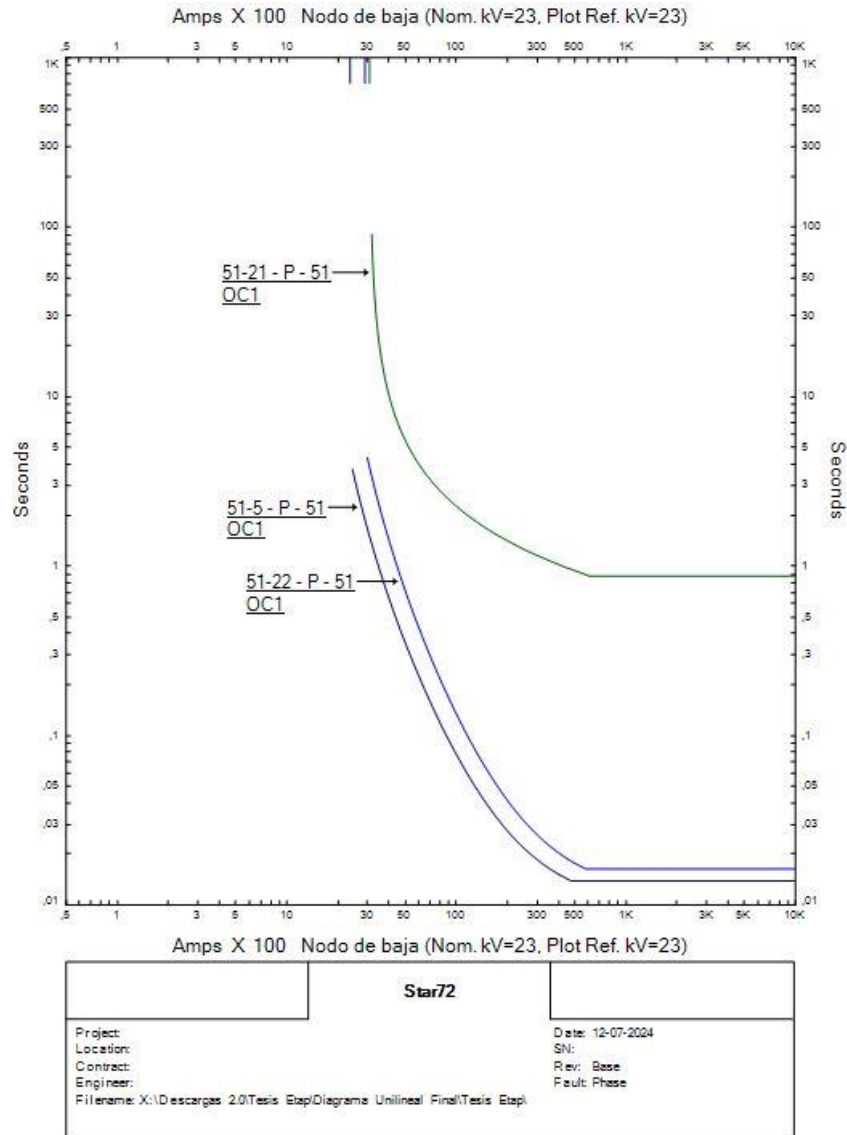


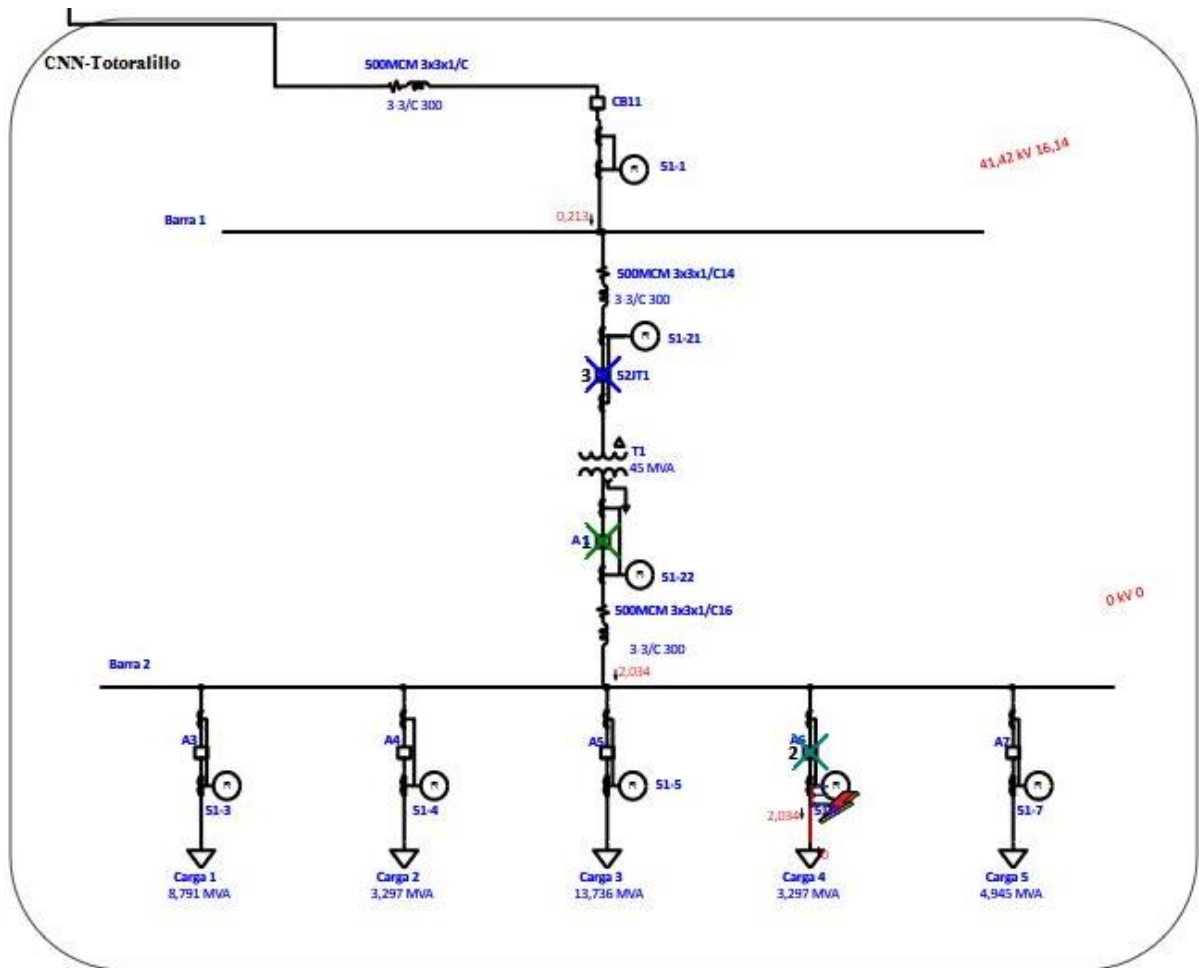
Fig 4.27: Tiempos de actuación en carga 3

3-Phase (Symmetrical) fault on connector between CT10 & Carga 3. Adjacent bus: Barra 2

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 12-07-2024

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
62.0	51-5		62.0		Phase - 87
162	A5		100		Tripped by 51-5 Phase - 87
270	51-22		270		Phase - 87
330	A 1		60.0		Tripped by 51-22 Phase - 87
680	51-1		680		Phase - 87
740	52JT1		60.0		Tripped by 51-1 Phase - 87
740	CB-1		60.0		Tripped by 51-1 Phase - 87

Fig 4.28: Simulación en carga 4



Fuente: Diagrama y simulación de elaboración propia, utilizando Etap

Al igual que en la carga 2, este relé se accionará después del relé 51-22 ya que comparte la misma I/Pickup que el relé 51-2, debido a que sus cargas tienen la misma potencia. Lo ocasiona que se active antes que el relé aguas arriba por tener una I/Pickup de mayor magnitud. Esto se puede observar en la figura 4.28 y sus tiempos de actuación en la figura 4.29.

Fig 4.29: Curva del Relé 51-6 hasta 51-21

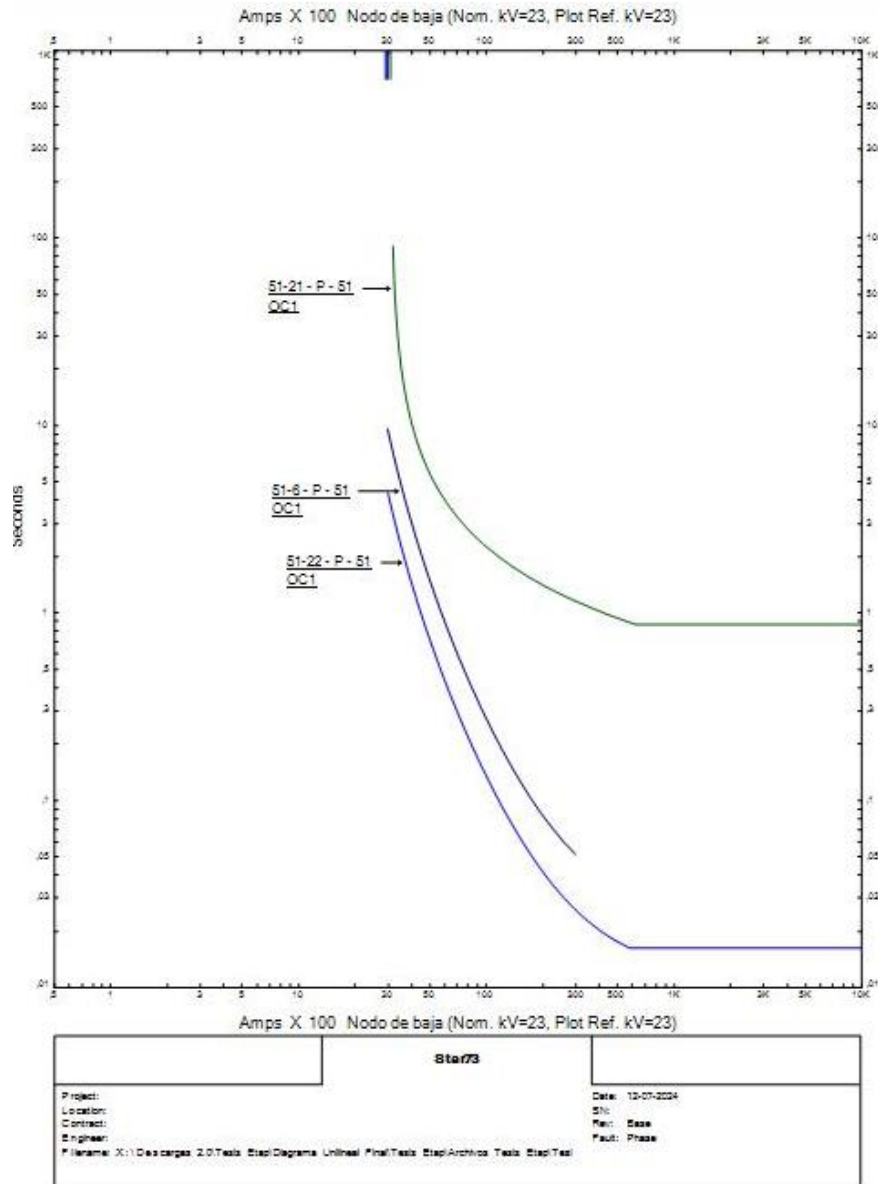
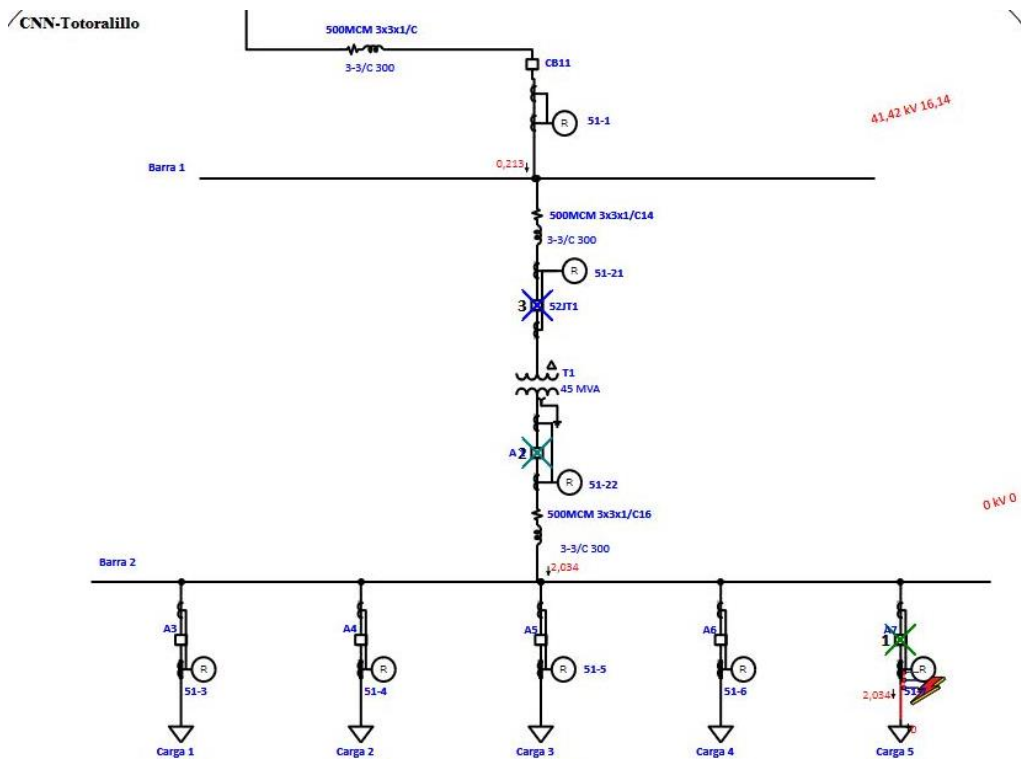


Fig 4.30: Tiempos de actuación en carga 4

3-Phase (Symmetrical) fault on connector between CT12 & Carga 4. Adjacent bus: Barra 2					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 12-07-2024	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
270	51-22		270		Phase - 87
330	A 1		60,0		Tripped by 51-22 Phase - 87
520	51-6		520		Phase - 87
620	A6		100		Tripped by 51-6 Phase - 87
680	51-1		680		Phase - 87
740	52JT1		60,0		Tripped by 51-1 Phase - 87
740	CB-1		60,0		Tripped by 51-1 Phase - 87

Fig 4.31: Simulación en carga 5



Fuente: Diagrama y simulación de elaboración propia, utilizando Etap

Fig 4.32: Curva del Relé 51-7 hasta 51-21

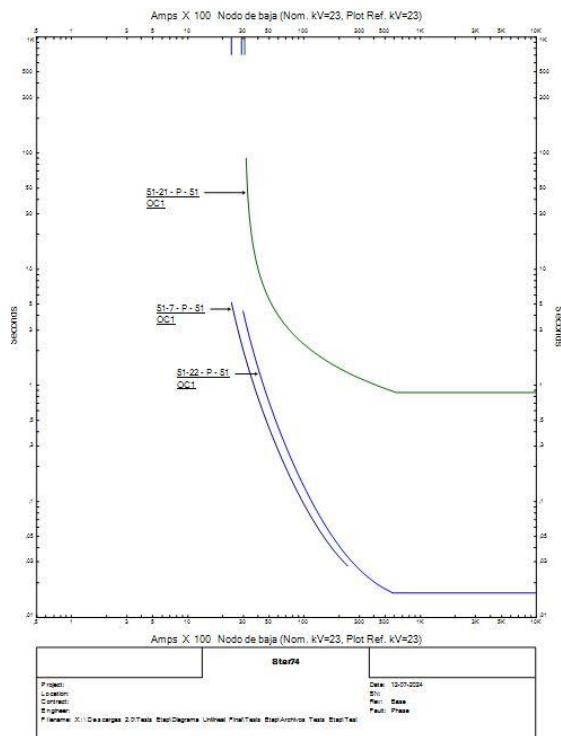


Fig 4.33: Tiempos de actuación en carga 5

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
29,0	51-7		29,0		Phase - 87
129	A7		100		Tripped by 51-7 Phase - 87
270	51-22		270		Phase - 87
330	A 1		60,0		Tripped by 51-22 Phase - 87
680	51-1		680		Phase - 87
740	52JT1		60,0		Tripped by 51-1 Phase - 87
740	CB-1		60,0		Tripped by 51-1 Phase - 87

Una vez terminadas las simulaciones en cada barra y cada situación, se pudo apreciar cómo una coordinación selectiva de relés de sobrecorriente de tiempo inverso, nos ayudan a proteger los equipos según su importancia o según su carga. Como se puede apreciar en las curvas de todos los relés (Ver figura 4.35), las curvas más rápidas son las que tienen las cargas más grandes (Cargas 3,5 y 7) y los más lentos los que poseen la menor carga (4 y 6), esto se debe a que las corrientes que generan las cargas con mayores potencias generan corrientes más severas y las más prioritarias.

Las protecciones y sus tipos de curvas son importantes para el proceso de la coordinación, es por ello que en estas simulaciones se eligieron dos tipos de curvas distintas. La curva IEC – A la utilizamos aguas arriba de la protección 51-22 debido a que esta tiene un accionar más lento, la elección de esta curva fue por el tipo de protección que ofrece, usualmente este tipo de curva se utiliza para proteger cargas críticas (dispositivos cercanos a la red), conductores y en sistemas con baja capacidad de cortocircuito, esto se puede observar en el cortocircuito máximo generado de la barra 2 siendo de 2,87kA y, en la barra 1 baja significativamente hacia 0,26kA. Es importante que esta curva se coordine con otra curva que cumpla la función de accionar mucho más rápido que esta, para que las protecciones despejen la falla antes de llegar a las protecciones que utilizan la curva IEC -A, es por ello que se eligió la curva ANSI – Extremely Inverse para todos los relés de las cargas bajo la barra 2, esta elección se debe a que en la barra 2 la corriente de cortocircuito es significativamente más alta y necesita de un tiempo de actuación mucho más agresivo, la característica principal de esta curva es que su tiempo de operación disminuye con el aumento de la corriente y en consecuencia, actúa mucho

más rápido ante fallas con corrientes de cortocircuito muy altas. Este fenómeno se puede apreciar mejor en las curvas mostradas en la Figura 4.34

Fig 4.34: Curva de los relés 51-22 hasta 51-7

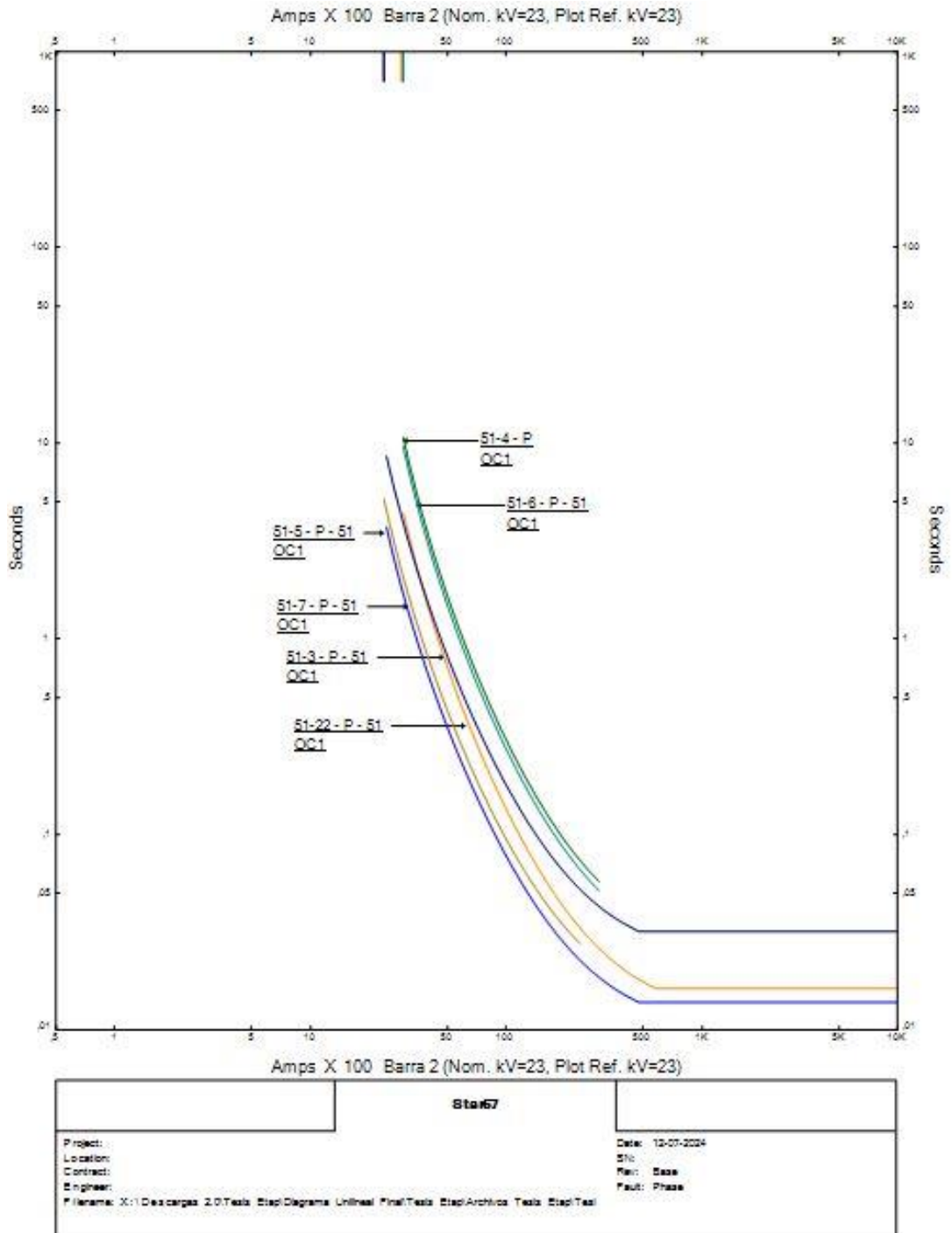
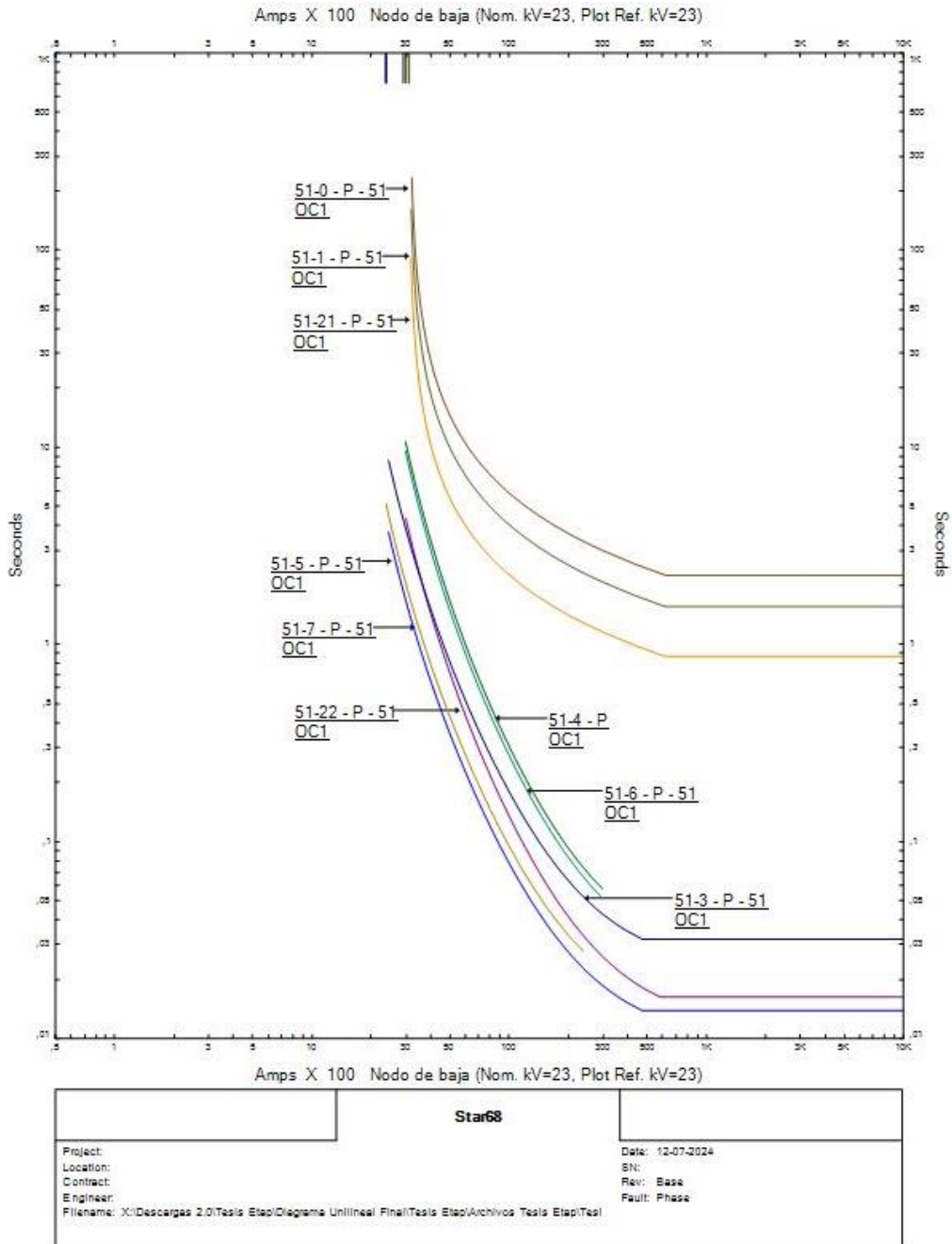


Fig 4.35: Curva de los relés desde el 51-0 hasta el 51-7



CAPITULO V

SIMULACIÓN DE ARCO ELÉCTRICO Y MEDIDAS DE MITIGACIÓN

5.1 Norma NFPA 70-E

La norma NFPA 70-E es la norma que regula varias formas de seguridad eléctrica, tal como su nombre lo indica Asociación Nacional de Protección contra Incendio (NFPA) su objetivo es reducir el riesgo de lesiones y accidentes donde se puedan ver involucrados incendios por causas de descargas eléctricas, arcos eléctricos y explosiones.

La norma se centra en varios puntos tales como:

- a. Prácticas de trabajo relacionadas con la seguridad
- b. Aplicación de los procedimientos y prácticas de trabajo relacionadas con la seguridad
- c. Requisitos de mantenimiento relacionados con la seguridad
- d. Equipo de seguridad y protección personal
- e. Requisitos de seguridad para equipos especiales
- f. Evaluación del riesgo de arco eléctrico
- g. Clasificación del rango de Energía
- h. Capacitación de trabajadores para el uso de equipos eléctricos

Nos centraremos en tres aspectos clave de la norma: el riesgo de arco eléctrico, los equipos de protección personal (EPP) que deberán utilizarse en zonas de peligro eléctrico y, las medidas de mitigación de arco eléctrico. Para garantizar la seguridad en estas situaciones, citaremos a continuación las partes más relevantes de la norma en este aspecto, especificando los números de los artículos correspondientes. Esto va a permitir detallar los métodos que recomienda la norma en cuanto a la seguridad eléctrica, identificación de los peligros eléctricos y las estrategias de mitigación que son necesarias para minimizar los riesgos.

5.1.2 Artículo 130, 235 y 250

En este apartado se cita y resumen estos artículos de la norma NFPA-70E para entender qué métodos recomienda la norma en seguridad eléctrica, identificación de peligros y estrategias de mitigación.

Artículo 130 “Trabajos que involucran peligros eléctricos”:

Este artículo regula los procedimientos y las condiciones bajo las cuales se tienen que realizar trabajos en donde existen peligros eléctricos, especialmente cuando se trabaja con equipos energizados o cerca de ellos. Las medidas principales se centran en asegurar que cualquier trabajo con conductores y partes de circuitos eléctricos que operen a 50 volts o más se realicen en unas condiciones de trabajo eléctricamente seguras, lo que implica desenergizar el sistema y tomar las medidas adecuadas para evitar la reenergización accidental.

Puntos claves:

- Condición de trabajo eléctricamente segura: Los equipos deben ser desconectados de la fuente de energía, verificados para asegurar la ausencia de voltaje y, cuando sea necesario, conectados a tierra.
- Excepciones: Se permite el trabajo en equipos energizados bajo ciertas circunstancias. Estos casos incluyen situaciones en las que la desenergización no es viable debido a riesgos adicionales que puedan surgir, como cuando apagar el sistema podría afectar el funcionamiento crítico de otras partes del equipo o instalaciones, o cuando se realizan pruebas y diagnósticos donde es necesario que el equipo esté energizado.
- Permiso para trabajar con equipos energizados: El empleador debe documentar un análisis de riesgo antes de que se realice cualquier trabajo en partes energizadas. Esto incluye un análisis detallado del riesgo de relámpago de arco y un cálculo de la energía incidente, que es crucial para determinar el nivel adecuado de equipo de protección personal (EPP).
- Distancia de aproximación: El artículo también define los límites de aproximación restringida y prohibida que los trabajadores deben respetar para evitar el riesgo de choque eléctrico. Estos límites dependen de la tensión y las condiciones de trabajo.

La distancia de aproximación es uno de los parámetros más importantes para la seguridad eléctrica dentro de los puntos clave ya mencionados. En los trabajos que involucran equipos eléctricos energizados esta norma habla de las distancias de seguridad

para distintos niveles de voltaje y amperes. Estas distancias están diseñadas para proteger a los trabajadores de riesgos eléctricos y, del arco eléctrico.

A continuación, se detallará los puntos de las distintas distancias de aproximación nombradas en la norma:

1. Distancia de aproximación limitada:

La distancia de aproximación limitada es una zona dentro de la que solo pueden ingresar trabajadores calificados y autorizados bajo supervisión adecuada. Aquí los trabajadores deben tomar precauciones adicionales, como usar equipo de protección personal (EPP) básico y seguir medidas de seguridad específicas.

- Para sistemas de baja tensión (300 V o menos): La distancia de aproximación limitada es de 1 metro (3.5 pies). Esto cubre tanto instalaciones residenciales como algunas comerciales.
- Para sistemas de media y alta tensión (más de 300 V hasta 15 kV): Las distancias varían entre 1 metro (3.5 pies) y 1.2 metros (4 pies) dependiendo del voltaje, ya que el riesgo aumenta con la potencia del sistema.

2. Distancia de aproximación restringida:

La distancia de aproximación restringida es un área donde el riesgo de choque eléctrico es alto. Solo los trabajadores calificados pueden ingresar, y deben estar equipados con EPP especializado, como guantes y ropa aislante. Además de seguir procedimientos específicos, como el uso de herramientas aisladas y verificar la condición del equipo antes de realizar trabajos.

- Sistemas de baja tensión (menos de 300 V): La distancia de aproximación restringida es de aproximadamente 0.3 metros (1 pie). A este nivel de tensión, las medidas de protección son básicas, pero aún se requiere aislamiento.
- Sistemas de media y alta tensión (entre 300 V y 15 kV): La distancia de aproximación restringida varía entre 0.6 metros (2 pies) y 0.9 metros (3 pies), dependiendo de la tensión. Aquí se incrementan las precauciones, y el riesgo de choque eléctrico es significativo.

3. Distancia de aproximación prohibida:

La distancia de aproximación prohibida es la zona más peligrosa. Esta área está tan cerca de equipos energizados, tanto que cualquier trabajador dentro de ella está en peligro inminente de sufrir un choque eléctrico o una descarga de arco eléctrico. Ingresar a esta zona también requiere el uso de EPP completo, como trajes resistentes al arco, guantes, protección facial y dispositivos de aislamiento. Solo se permite la entrada bajo condiciones extremadamente controladas.

- Sistemas de baja tensión (menos de 300 V): La distancia de aproximación prohibida es muy reducida, aproximadamente 0.1 metros (4 pulgadas). Aunque el riesgo es menor comparado con sistemas de alta tensión, sigue siendo peligroso trabajar tan cerca sin protección adecuada.
- Sistemas de media y alta tensión (entre 300 V y 15 kV): Aquí, las distancias de aproximación prohibida varían entre 0.3 metros (1 pie) y 0.6 metros (2 pies). Este rango de voltajes puede generar un arco eléctrico muy peligroso, por lo que se requiere el uso de todo el equipo de protección para ingresar a esta zona.

Es decir, este artículo establece que trabajar en sistemas energizados debe ser una excepción justificada, no es lo esencial, pero debe ser bien justificado el trabajo en equipos energizados. Siempre acompañado por evaluaciones estrictas del riesgo y el uso adecuado de EPP, como ropa resistente al arco, guantes, protección facial y otros equipos aislantes.

Artículo 235 “Lugares clasificados como peligrosos”:

Este artículo habla de los procedimientos específicos que se deben seguir en la seguridad para trabajar en lugares clasificados como peligrosos, es decir, aquellos en los que hay riesgo de explosiones o incendios por la presencia de gases, vapores inflamables, polvos, combustibles y otras sustancias peligrosas.

Puntos clave:

- **Clasificación de áreas peligrosas:** Las áreas peligrosas están clasificadas según el tipo y la concentración de materiales peligrosos presentes. Esta clasificación es esencial para determinar qué tipo de equipos y medidas de seguridad son necesarios para trabajar de manera segura en estos ambientes.

- **Requisitos de diseño y mantenimiento:** Es crucial que los equipos instalados en estos lugares sean apropiados para el entorno y se mantengan en buenas condiciones operativas. Esto incluye el uso de sistemas a prueba de explosión y dispositivos que eviten la acumulación de gases o vapores inflamables. El mantenimiento regular de estos equipos es esencial para mantener la seguridad en el área.
- **Ventilación y control de atmósferas peligrosas:** Si el diseño del sistema incluye ventilación mecánica, esta debe mantenerse operativa y revisarse regularmente para asegurar que los niveles de gases o polvos peligrosos se mantengan dentro de límites seguros.
- **Medidas preventivas adicionales:** Se deben implementar medidas adicionales de control, como el monitoreo continuo de la atmósfera y la implementación de procedimientos de seguridad específicos para el trabajo en estas áreas, como la reducción de fuentes de ignición (herramientas no eléctricas, superficies calientes, chispas).

Este artículo habla de la importancia de mantener las condiciones originales de seguridad que estaban establecidas durante la instalación y, asegurar que el equipo continúe funcionando de manera segura en base a clasificación de peligro

Artículo 250 “Equipo de seguridad y protección personal”:

Este artículo especifica los requisitos para los equipos de seguridad y protección personal que los trabajadores tienen que utilizar cuando están expuestos a peligros eléctricos. Los empleadores tienen la responsabilidad de proporcionar, mantener y asegurar que estos equipos estén en las condiciones adecuadas para garantizar la seguridad de los trabajadores

Equipos principales mencionados:

- **Ropa resistente al arco eléctrico (RA):** Todo el personal expuesto a peligros de relámpago de arco debe usar ropa adecuada con un nivel de resistencia al arco acorde con la energía incidente esperada. Esta ropa debe estar etiquetada

claramente con su valor de resistencia al arco (en cal/cm²) y debe ser inspeccionada regularmente para garantizar su integridad.

- **Guantes de goma aislantes y otros equipos de aislamiento:** Deben inspeccionarse antes de cada uso en busca de signos de daño, como rasgaduras, agujeros o desgaste, ya que cualquier deterioro compromete su capacidad para aislar adecuadamente al usuario de los peligros eléctricos.
- **Herramientas de trabajo aisladas:** Las herramientas utilizadas en trabajos con partes energizadas deben estar diseñadas para proporcionar aislamiento adecuado al usuario. Estas herramientas deben cumplir con los estándares de aislamiento y someterse a inspecciones periódicas para verificar su efectividad.
- **Pértigas y varas de maniobra:** Estos equipos, utilizados para operar interruptores o dispositivos a distancia de manera segura, también deben someterse a pruebas periódicas de tensión para asegurar que mantengan sus propiedades aislantes.
- **Dispositivos de puesta a tierra temporales:** Utilizados para conectar equipos a tierra cuando se trabaja en líneas desenergizadas para evitar el riesgo de una reenergización accidental. Estos dispositivos deben cumplir con los requisitos técnicos y someterse a pruebas periódicas.

Además de proporcionar los equipos de seguridad mencionados anteriormente, también los empleadores deben asegurarse de que todos los trabajadores reciban las capacitaciones e inducciones adecuadas sobre el uso y el mantenimiento del equipo de protección personal (EPP), incluyendo el realizar inspecciones visuales y cuándo tiene que retirarse de servicio cualquier equipo en mal estado, defectuoso o dañado.

Este artículo destaca la importancia del mantenimiento continuo de los equipos de seguridad, asegurando que los EPP y herramientas utilizadas en trabajos peligrosos estén en las mejores condiciones para asegurar la protección necesaria frente a los riesgos eléctricos de los trabajadores.

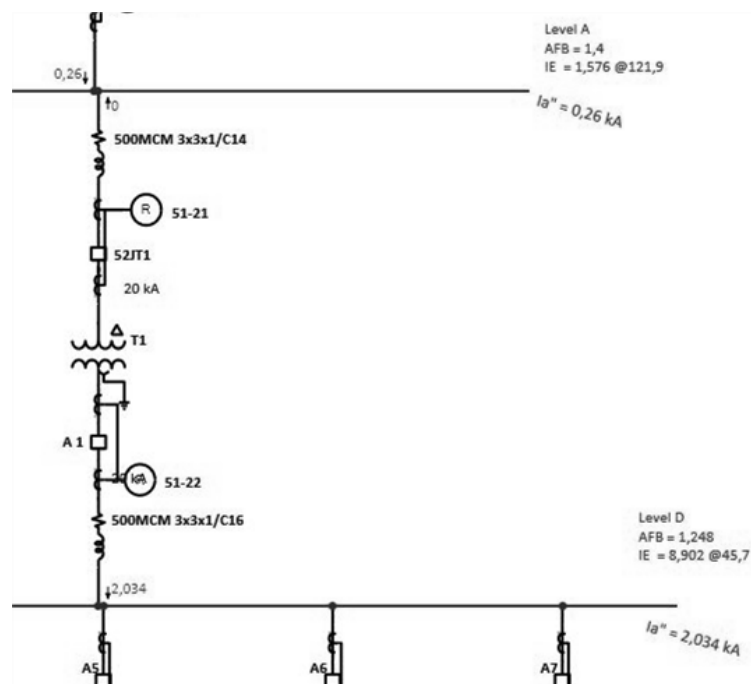
5.2 Arc Flash

El Arc Flash o arco eléctrico es un fenómeno de alta energía que puede ocurrir en sistemas eléctricos cuando hay una falla de cortocircuito entre las fases o hacia tierra. En Etap se realizará el análisis de Arc Flash, este software nos permite calcular los parámetros claves del estudio de arco eléctrico, como lo son la energía incidente o los tiempos de despejes de falla de arco eléctrico, con esta información podemos identificar no solamente el riesgo, sino que también las medidas de mitigación y la distancia de aproximación según la energía liberada.

Antes de que se lleven a cabo las simulaciones de Arc Flash, es fundamental destacar que esta simulación de arco eléctrico se realizará en las barras 1 y 2 del sistema, los parámetros utilizados en este análisis se basan en los mismos datos de corriente de cortocircuito trifásica determinados previamente en el capítulo III. Estos datos constituyen el punto de partida para garantizar la precisión de los resultados obtenidos. Una vez obtenidos los resultados de cada simulación, se explicarán las medidas de mitigación para el arco eléctrico en estas zonas.

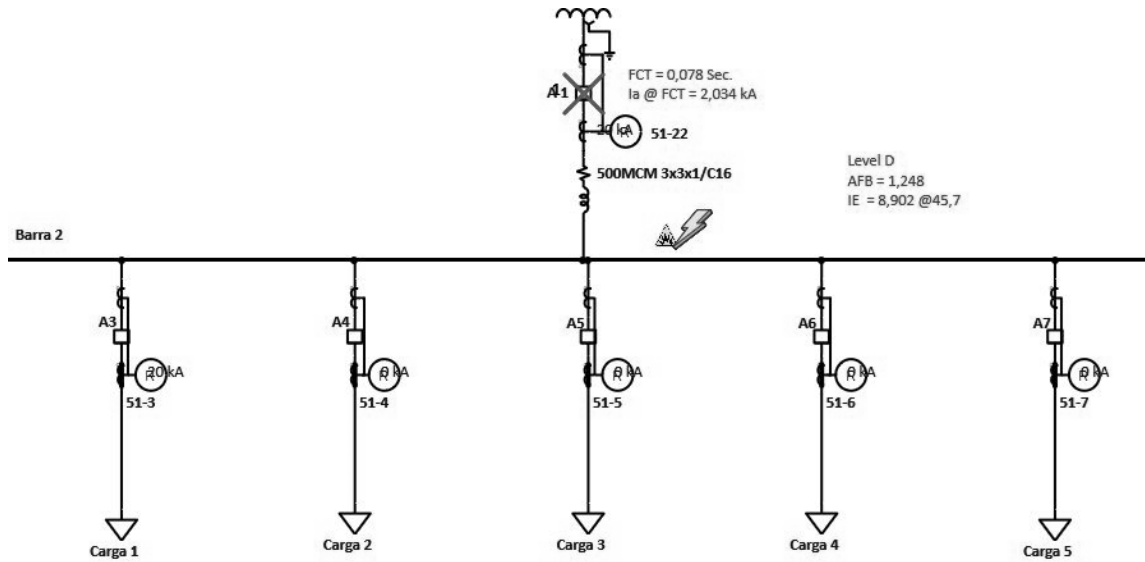
5.2.1 Simulación y resultados Arc Flash en ETAP

Fig 5.1: Corriente de Arco Eléctrico en barra 1 y 2



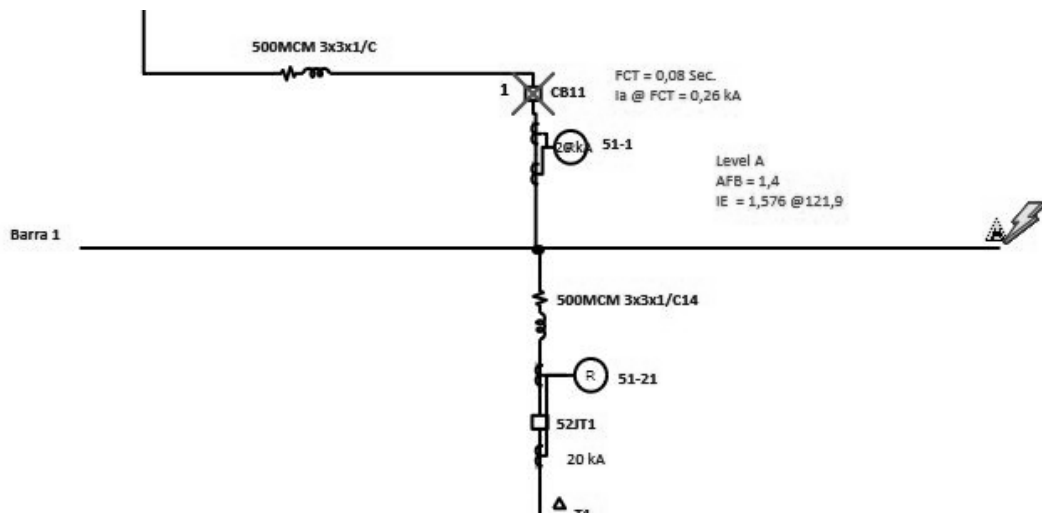
Fuente: Diagrama y simulación de elaboración propia, utilizando Etap

Fig 5.2: Falla de Arco Eléctrico en Barra 2



Fuente: Diagrama y simulación de elaboración propia, utilizando Etap

Fig 5.3: Falla de Arco Eléctrico en Barra 1



Fuente: Diagrama y simulación de elaboración propia, utilizando Etap

Una vez teniendo las simulaciones de las corrientes de arco eléctrico se analizarán los resultados y se darán algunas sugerencias para la mitigación del arco eléctrico en estas zonas.

Para comenzar es importante tener en cuenta los datos obtenidos en la simulación, para ellos los trasladaremos a una tabla de datos.

Tabla 5.1: Datos de Arco Eléctrico

Datos Arco Eléctrico		
	Barra 1	Barra 2
AFB (Arc Flash Boundary)	1,4 m	1,248 m
IE (Energía Incidente)	1,576 cal/cm ²	8,902 cal/cm ²
Corriente de Falla	0,26 kA	2,034 kA

Para tener un poco más de contexto podemos agregar la información de cada barra, el tiempo de actuación del relé, el tiempo de actuación del breaker y el tiempo en despejar la falla.

Comenzaremos por la barra 1:

Aquí podemos observar el voltaje nominal de la barra

Fig 5.4: Voltaje Nominal Barra 1

Fault Location	Type	kV	Output Report	Source PD ID
Barra 1	Other	220,00	Untitled	CB11

En la siguiente imagen podemos observar los tiempos de actuación ya mencionados anteriormente.

Fig 5.5: Tiempos de actuación barra 1 Arc Flash

Arcing Current (kA)	Open Time (sec)	Trip Time (sec)	Op. Delay (sec)	FCT (sec)	Condition
0,260	0,060	0,680		0,740	Tripped by 51-1 - Differ... Arc Fault de-energized

- Open time (tiempo de actuación del relé): 0,060 s = 60 ms
- Trip Time (tiempo de actuación del breaker): 0,680 s = 680 ms
- FTC (tiempo de eliminación de falla): 0,740 s = 740 ms

Teniendo estos datos comenzaremos el análisis por la barra 1.

Para corroborar el dato de AFB podemos utilizar la siguiente ecuación:

$$AFB = \sqrt{\frac{IE}{\text{Energía Segura}}} \times \text{Distancia Medida} \quad \text{Ec (4.1)}$$

Donde:

- IE: Energía Incidente Medida o Calculada en el punto de falla (cal/cm²)
- Energía segura: Valor referencial de 1.2 Cal/cm²
- Distancia medida: Distancia desde el punto donde se midió la energía incidente (en este caso es de 121.9 m)

$$AFB = \sqrt{\frac{1,576 \frac{\text{cal}}{\text{cm}^2}}{1,2 \frac{\text{cal}}{\text{cm}^2}}} \times 1,22 \text{ m} = 1,389 = 1,4 \text{ m} \quad \text{Ec (4.2)}$$

Para obtener los límites de aproximación nos basaremos en la tabla 130.4 (D)(a) de la norma NFPA 70E donde están las distancias predefinidas en función del nivel de voltaje.

En el caso de la barra 1 como estamos analizando su voltaje es de 220 kV y los límites son los siguientes:

TABLE 130.4(D)(a) Shock Protection Approach Boundaries to Exposed Energized Electrical Conductors or Circuit Parts for Alternating-Current Systems

(1) <i>Nominal System Voltage Range, Phase to Phase^a</i>	(2) <i>Limited Approach Boundary^b</i>		(4) <i>Restricted Approach Boundary^b; Includes Inadvertent Movement Adder</i>
	<i>Exposed Movable Conductor^c</i>	<i>Exposed Fixed Circuit Part</i>	
Less than 50 V	Not specified	Not specified	Not specified
50 V–150 V ^d	3.0 m (10 ft 0 in.)	1.0 m (3 ft 6 in.)	Avoid contact
151 V–750 V	3.0 m (10 ft 0 in.)	1.0 m (3 ft 6 in.)	0.3 m (1 ft 0 in.)
751 V–15 kV	3.0 m (10 ft 0 in.)	1.5 m (5 ft 0 in.)	0.7 m (2 ft 2 in.)
15.1 kV–36 kV	3.0 m (10 ft 0 in.)	1.8 m (6 ft 0 in.)	0.8 m (2 ft 9 in.)
36.1 kV–46 kV	3.0 m (10 ft 0 in.)	2.5 m (8 ft 0 in.)	0.8 m (2 ft 9 in.)
46.1 kV–72.5 kV	3.0 m (10 ft 0 in.)	2.5 m (8 ft 0 in.)	1.0 m (3 ft 6 in.)
72.6 kV–121 kV	3.3 m (10 ft 8 in.)	2.5 m (8 ft 0 in.)	1.0 m (3 ft 6 in.)
138 kV–145 kV	3.4 m (11 ft 0 in.)	3.0 m (10 ft 0 in.)	1.2 m (3 ft 10 in.)
161 kV–169 kV	3.6 m (11 ft 8 in.)	3.6 m (11 ft 8 in.)	1.3 m (4 ft 3 in.)
230 kV–242 kV	4.0 m (13 ft 0 in.)	4.0 m (13 ft 0 in.)	1.7 m (5 ft 8 in.)
345 kV–362 kV	4.7 m (15 ft 4 in.)	4.7 m (15 ft 4 in.)	2.8 m (9 ft 2 in.)
500 kV–550 kV	5.8 m (19 ft 0 in.)	5.8 m (19 ft 0 in.)	3.6 m (11 ft 8 in.)
765 kV–800 kV	7.2 m (23 ft 9 in.)	7.2 m (23 ft 9 in.)	4.9 m (15 ft 11 in.)

Fuente: Extraído de NFPA 70-E. Estándar de seguridad eléctrica.

Al no tener un límite designado para 220 kV escogeremos el dato más cercano:

Límite limitado (Distancia a partir de la cual las personas no calificadas pueden ingresar solo con supervisión): 4 m.

Límite Restringido (Distancia a partir de la cual el personal calificado, usando EPP y procedimientos específicos, puede ingresar): 1.7 m

Una vez determinados estos datos e información sobre el arco eléctrico en la barra 1, podemos determinar y analizar algunas medidas de mitigación.

Según la norma NFPA 70E el límite aceptable para trabajos sin equipo de protección personal es de 1.2 cal/m², y como se puede apreciar la energía incidente en la barra 1 excede ese valor por lo que es necesario trabajar con equipo de protección personal de categoría 1 y 2 (dependiendo de las tareas), por lo tanto, es necesario ocupar los siguientes equipos de protección personal:

- Camisa y pantalón resistentes al fuego
- Protección ocular y guantes dieléctricos

También es importante revisar el tiempo de despeje de fallas ya que la energía incidente depende del tiempo que tardan las protecciones en despejar la falla.

Otra medida de mitigación puede ser el etiquetado y la señalización como, por ejemplo:

- Etiquetas que indiquen la energía incidente calculada.
- La distancia límite de aproximación segura.
- La categoría de riesgo del área.

Realizado el análisis de la barra 1 continuaremos con el análisis de la barra 2:

Al igual que en la barra 1, en la figura 5.6 podemos observar el voltaje nominal de la barra:

Fig 5.6: Voltaje Nominal Barra 2

Fault Location	Type	kV	Output Report	Source PD ID
Barra 2	Other	23.00	Untitled	A 1

En la figura 5.7 podemos observar los tiempos de actuación de la barra 2.

Fig 5.7: Tiempos de actuación Barra 2

Arcing Current (kA)	Open Time (sec)	Trip Time (sec)	Op. Delay (sec)	FCT (sec)	Condition
2,034	0,060	0,250		0,310	Tripped by 51-22 - Diff... Arc Fault de-energized

- Open time (tiempo de actuación del relé): 0,060 s = 60 ms
- Trip Time (tiempo de actuación del breaker): 0,250 s = 250 ms
- FTC (tiempo de eliminación de falla): 0,310 s = 310 ms

A continuación, calcularemos y corroboraremos los datos del AFB:

$$AFB = \sqrt{\frac{8,902 \frac{\text{cal}}{\text{cm}^2}}{1,2 \frac{\text{cal}}{\text{cm}^2}}} \times 0,457 \text{ m} = 1,244 = 1,24 \text{ m} \quad \text{Ec (4.3)}$$

En el caso de la barra 2 el voltaje es de 23 kV y sus límites son los siguientes:

TABLE 130.4(D)(a) Shock Protection Approach Boundaries to Exposed Energized Electrical Conductors or Circuit Parts for Alternating-Current Systems

(1) <i>Nominal System Voltage Range, Phase to Phase^a</i>	(2) <i>Limited Approach Boundary^b</i>		(4) <i>Restricted Approach Boundary^b; Includes Inadvertent Movement Adder</i>
	<i>Exposed Movable Conductor^c</i>	<i>Exposed Fixed Circuit Part</i>	
Less than 50 V	Not specified	Not specified	Not specified
50 V–150 V ^d	3.0 m (10 ft 0 in.)	1.0 m (3 ft 6 in.)	Avoid contact
151 V–750 V	3.0 m (10 ft 0 in.)	1.0 m (3 ft 6 in.)	0.3 m (1 ft 0 in.)
751 V–15 kV	3.0 m (10 ft 0 in.)	1.5 m (5 ft 0 in.)	0.7 m (2 ft 2 in.)
15.1 kV–36 kV	3.0 m (10 ft 0 in.)	1.8 m (6 ft 0 in.)	0.8 m (2 ft 9 in.)
36.1 kV–46 kV	3.0 m (10 ft 0 in.)	2.5 m (8 ft 0 in.)	0.8 m (2 ft 9 in.)
46.1 kV–72.5 kV	3.0 m (10 ft 0 in.)	2.5 m (8 ft 0 in.)	1.0 m (3 ft 6 in.)
72.6 kV–121 kV	3.3 m (10 ft 8 in.)	2.5 m (8 ft 0 in.)	1.0 m (3 ft 6 in.)
138 kV–145 kV	3.4 m (11 ft 0 in.)	3.0 m (10 ft 0 in.)	1.2 m (3 ft 10 in.)
161 kV–169 kV	3.6 m (11 ft 8 in.)	3.6 m (11 ft 8 in.)	1.3 m (4 ft 3 in.)
230 kV–242 kV	4.0 m (13 ft 0 in.)	4.0 m (13 ft 0 in.)	1.7 m (5 ft 8 in.)
345 kV–362 kV	4.7 m (15 ft 4 in.)	4.7 m (15 ft 4 in.)	2.8 m (9 ft 2 in.)
500 kV–550 kV	5.8 m (19 ft 0 in.)	5.8 m (19 ft 0 in.)	3.6 m (11 ft 8 in.)
765 kV–800 kV	7.2 m (23 ft 9 in.)	7.2 m (23 ft 9 in.)	4.9 m (15 ft 11 in.)

Fuente: Extraído de NFPA 70-E. Estándar de seguridad eléctrica.

Limite limitado (Distancia a partir de la cual las personas no calificadas pueden ingresar solo con supervisión): 3 m

Limite Restringido (Distancia a partir de la cual el personal calificado, usando EPP y procedimientos específicos, puede ingresar): 0.8 m

Teniendo toda esta información sobre la barra 2 estas serían algunas medidas de mitigación:

Para el nivel D se recomienda usa EPP clasificado de riesgo 3 o superior como:

- Trajes de arco eléctrico de al menos 40 cal/cm².
- Casco con visor y protector facial.
- Guantes dieléctricos.

Instruir al personal sobre los riesgos del arco eléctrico y el buen uso de EPP es muy importante para concientizar las consecuencias que puede tener.

Tener procedimientos de trabajo seguro es imprescindible a la hora de poder mitigar los impactos del arco eléctrico como, por ejemplo:

- Establecer límites de aproximación (Limite de protección contra choques y límite restringido)
- Realizar trabajos autorizados y con su análisis de riesgo correspondiente,
- Implementar un programa de bloqueo y etiquetado.

El arco eléctrico es un riesgo significativo en las instalaciones eléctricas de alta tensión, y la Norma NFPA 70E proporciona la información y los datos necesarios para mitigar este peligro.

CAPITULO VI

CONCLUSIÓN

Mediante el uso del software ETAP, se simularon una serie de escenarios asociados a fallas eléctricas en el sistema, incluyendo cortocircuitos trifásicos, monofásicos a tierra y Línea a Línea, además de la coordinación de protecciones con relés de sobrecorriente 50/51 y, el análisis de fallas por arco eléctrico. Estas simulaciones permitieron establecer las condiciones críticas del sistema eléctrico, lo que facilitó la selección de las protecciones adecuadas para el circuito evaluado. Este análisis se llevó a cabo considerando un contexto real de operación, como lo es el sistema eléctrico de una subestación.

El estudio permitió observar que los niveles de corriente de cortocircuito varían significativamente dependiendo del tipo de falla y su ubicación en el sistema. Por ejemplo, las fallas trifásicas generan las corrientes de cortocircuito más elevadas, representando el peor escenario, mientras que las fallas monofásicas y Línea a Línea producen niveles de corriente de menor magnitud, pero igualmente importantes para el análisis. Se identificó que la impedancia del sistema juega un papel clave en estas variaciones, con corrientes más altas en zonas cercanas al origen de alimentación y menores a medida que aumenta la distancia.

En cuanto a la coordinación de protecciones, se logró graficar y analizar las curvas de disparo de los relés de sobrecorriente de tiempo inverso 50/51. Estas curvas demostraron una operación eficaz y confiable, con tiempos de respuesta ajustados para garantizar que las fallas sean despejadas selectivamente por el relé más cercano al punto de origen. Además, se verificó que, en caso de falla en la protección primaria, las protecciones de respaldo operan en tiempos mínimos para asegurar la desconexión oportuna del sistema, evitando daños mayores y garantizando la continuidad de las operaciones.

El análisis de fallas de arco eléctrico mostró la importancia de las protecciones instantáneas para mitigar riesgos a equipos y personas. Estas protecciones fueron diseñadas para actuar de forma inmediata, aislando las corrientes elevadas generadas por el arco y protegiendo tanto los equipos críticos como la seguridad del personal. Este

estudio es crucial para minimizar los riesgos asociados con este tipo de fallas, especialmente en un entorno minero, donde la seguridad y la continuidad de las operaciones son fundamentales.

En conclusión, la simulación de fallas eléctricas y la coordinación de protecciones realizada con ETAP nos permitió identificar las condiciones críticas del sistema eléctrico y, también tener el criterio para lograr implementar estrategias de protección que sean confiables y que puedan minimizar los riesgos tanto para los equipos como para el personal. En la industria esto es importantísimo, en donde las consecuencias de una falla pueden traducirse a interrupciones costosas y riesgos para la seguridad del entorno y el personal, es por eso que contar con un sistema de protección adecuado y bien coordinado es esencial para garantizar la operación segura y eficiente del proceso.

BIBLIOGRAFÍA

- Aguilar Pizarro, Katherine. (2020). *Estudio de arco eléctrico en redes eléctricas industriales*. Universidad de Tarapacá. Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica Recuperado de <http://sb.uta.cl/CargadorTesis/TesisDigitalesARI/79241-Aguilar%20Katherine.pdf>
- Comisión nacional de energía (CNE). (2019). *Cálculo de Nivel Máximo de Cortocircuito*. CNE Recuperado de <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/12/C%C3%81LCULO-DE-NIVEL-M%C3%81XIMO-DE-CORTOCIRCUITO.pdf>
- ETAP. (8 de diciembre 2024). *Software de Modelación, Análisis y Optimización de Potencia*. Operation Technology, Inc. Recuperado de <https://etap.com/es>
- ETAP. (8 de diciembre 2024). *Análisis de cortocircuito*. Operation Technology, Inc. Recuperado de <https://etap.com/es/product/short-circuit-software>
- ETAP. (8 de diciembre 2024). *Software para Protección y Coordinación*. Operation Technology, Inc. Recuperado de <https://etap.com/es/solutions/protection-coordination>
- IEC International Standard. (2016). *IEC 60909-0 Short-Circuit Currents in three-phase a.c systems*. IEC Publications Recuperado de <https://cdn.standards.iteh.ai/samples/20022/510fbd170a1747efaeef82f084e788d7/IEC-60909-0-2016.pdf>
- National Fire Protection Association (NFPA). (2021). *NFPA 70E Standard for Electrical Safety in the Workplace*. NFPA Journal. Recuperado de <https://growsafehse.com/wp-content/uploads/2024/01/NFPA-70E-Standard-for-Electrical-Safety-in-the-Workplace.pdf>
- Saavedra Cossio, R. (2000). *Protecciones de sistemas eléctricos*. Chile: Ediciones PUCV
- Soto Álvarez, José Luis. (2012). *Actualización y modelación del sistema eléctrico de la planta concentradora de Codelco Chile mediante software de simulación ETAP*. Universidad de Chile. Departamento de Ingeniería Eléctrica Recuperado de https://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/111951/cf-soto_ja.pdf?sequence=1&isAllowed=y

ANEXO A

A.1 Reporte de falla Trifásica y monofásica a tierra en barra 1

<u>SHORT-CIRCUIT REPORT</u>													
Fault at bus:		Barra 1											
Nominal kV		= 220.000											
Voltage c Factor		= 1.10 (User-Defined)											
Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm rms	% Voltage at From Bus			kA Symm rms		% Impedance on 100MVA base				
				Va	Vb	Vc	Ia	I310	R1	X1	R0	X0	
Barra 1	Total	0.00	0.260	0.00	110.45	110.63	0.258	0.258	1.18E+001	1.10E+002	1.24E+001	1.14E+002	
Barra CNN	Barra 1	0.65	0.260	0.89	110.37	110.45	0.258	0.258	1.18E+001	1.10E+002	1.24E+001	1.14E+002	
Nodo de alta	Barra 1	0.00	0.000	0.00	110.45	110.63	0.000	0.000					
Initial Symmetrical Current (kA, rms)	:	3-Phase		L-G		L-L		L-L-G					
Peak Current (kA, Method C)	:	0.260		0.258		0.225		0.259					
Breaking Current (kA, rms, symm)	:	0.637		0.631		0.552		0.634					
Steady State Current (kA, rms)	:	0.260		0.258		0.225		0.259					
# Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer. * Indicates a zero sequence fault current contribution (I310) from a grounded Delta-Y transformer.													

A.2 Reporte de falla L-L en barra 1

<u>SHORT-CIRCUIT REPORT</u>																
Fault at bus		Barra 1														
Nominal kV		= 220.000														
Voltage c Factor		= 1.10 (User-Defined)														
Contribution		% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)						Sequence Current (kA)		
From Bus ID	To Bus ID	Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic		I1	I2	I0
		Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.			
Barra 1	Total	110.00	0.0	55.00	180.0	55.00	180.0	0.000	0.0	0.225	-173.9	0.225	6.1	0.130	0.130	0.000
Barra CNN	Barra 1	110.00	0.0	55.33	-179.5	54.67	179.5	0.000	0.0	0.225	-173.9	0.225	6.1	0.130	0.130	0.000
Nodo de alta	Barra 1	110.00	0.0	55.00	180.0	55.00	180.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000
# Indicates fault current contribution is from three-winding transformer. * Indicates a zero sequence fault current contribution (I310) from a grounded Delta-Y transformer.																

A.3 Reporte de falla L-L-G en barra 1

SHORT- CIRCUIT REPORT

Fault at bus : **Barra 1**
 Nominal kV = 220.000 Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)

Line-To-Line-To-Ground Fault

Contribution		% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)						Sequence Current (kA)		
From Bus ID	To Bus ID	Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic		I1	I2	I0
		Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang			
Barra 1	Total	111.06	-0.1	0.00	0.0	0.00	0.0	0.000	0.0	0.259	156.6	0.259	35.6	0.173	0.088	0.085
Barra CNN	Barra 1	110.80	0.0	0.87	-165.8	0.72	104.4	0.000	0.0	0.259	156.6	0.259	35.6	0.173	0.088	0.085
Nodo de alta	Barra 1	111.06	-0.1	0.00	0.0	0.00	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
 * Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

A.4 Reporte de falla trifásica y monofásica a tierra en barra 2

SHORT- CIRCUIT REPORT

Fault at bus: **Barra 2**
 Nominal kV = 23.000
 Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V	kA	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100MVA base			
		From Bus	Symm. rms	Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Barra 2	Total	0.00	2.075	0.00	93.18	99.08	2.870	2.870	2.08E+001	1.31E+002	9.07E+000	2.12E+001
Nodo de baja	Barra 2	0.01	2.075	0.01	93.18	99.07	2.870	2.870	2.08E+001	1.31E+002	9.07E+000	2.12E+001

	3-Phase	L-G	L-L	L-L-G
Initial Symmetrical Current (kA, rms)	2.075	2.870	1.797	3.026
Peak Current (kA), Method C	4.782	6.615	4.141	6.976
Breaking Current (kA, rms, symm)	2.870	2.870	1.797	3.026
Steady State Current (kA, rms)	2.075	2.870	1.797	3.026

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.
 * Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer.

A.5 Reporte de falla L-L en barra 2

SHORT-CIRCUIT REPORT

Fault at bus : **Barra 2**
 Nominal kV = 23.000 Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)

Contribution		Line-To-Line Fault														
From Bus ID	To Bus ID	% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)						Sequence Current (kA)		
		Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic		I1	I2	I0
		Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.			
Barra 2	Total	110.00	0.0	55.00	180.0	55.00	-180.0	0.000	0.0	1.797	-171.0	1.797	9.0	1.037	1.037	0.000
Nodo de baja	Barra 2	110.00	0.0	55.00	-180.0	55.00	180.0	0.000	0.0	1.797	-171.0	1.797	9.0	1.037	1.037	0.000

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
 * Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

A.6 Reporte de falla L-L-G en barra 2

SHORT-CIRCUIT REPORT

Fault at bus : **Barra 2**
 Nominal kV = 23.000 Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)

Contribution		Line-To-Line-To-Ground Fault														
From Bus ID	To Bus ID	% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)						Sequence Current (kA)		
		Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic		I1	I2	I0
		Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.			
Barra 2	Total	42.72	-10.5	0.00	0.0	0.00	0.0	0.000	0.0	3.026	138.9	2.846	63.6	1.811	0.269	1.550
Nodo de baja	Barra 2	42.72	-10.5	0.02	-178.1	0.01	135.6	0.000	0.0	3.026	138.9	2.846	63.6	1.811	0.269	1.550

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
 * Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

A.7 Reporte de falla trifásica y monofásica a tierra de 1/2 ciclo en barra 1

Fault at bus: **Barra 1**

Prefault voltage = 220.000 kV = 100.00 % of nominal bus kV (220.000 kV)
= 100.00 % of base kV (220.000 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	I0	R1	X1	R0	X0
Barra 1	Total	0.00	0.260	0.00	100.42	100.60	0.257	0.257	1.08E+001	1.00E+002	1.14E+001	1.03E+002
Barra CNN	Barra 1	0.65	0.260	0.89	100.34	100.42	0.257	0.257	1.08E+001	1.00E+002	1.14E+001	1.03E+002
Nodo de alta	Barra 1	0.00	0.000	0.00	100.42	100.60	0.000	0.000				
Cardones-CNN	Barra CNN	1.21	0.260	1.66	100.27	100.27	0.257	0.257	1.03E+001	9.99E+001	1.07E+001	1.02E+002
Nodo de baja	Nodo de alta	0.00	0.000	58.08	57.98	100.00	0.000	0.000				
Red	Cardones-CNN	100.00	0.260	100.00	100.00	100.00	0.257	0.257	9.95E+000	9.95E+001	1.01E+001	1.01E+002
Barra 2	Nodo de baja	0.00	0.000	58.08	57.98	100.00	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
* Indicates a zero sequence fault current contribution (I0) from a grounded Delta-Y transformer

A.8 Reporte de L-L de 1/2 ciclo en barra 1

SHORT-CIRCUIT REPORT

Fault at bus: **Barra 1**

Prefault voltage = 220.000 kV = 100.00 % of nominal bus kV (220.000 kV)
= 100.00 % of base kV (220.000 kV)

Contribution		% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)						Sequence Current (kA)		
From Bus ID	To Bus ID	Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic		I1	I2	I0
		Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.			
Barra 1	Total	100.00	0.0	50.00	180.0	50.00	-180.0	0.000	0.0	0.225	-173.9	0.225	6.1	0.130	0.130	0.000
Barra CNN	Barra 1	100.00	0.0	50.33	-179.5	49.67	179.5	0.000	0.0	0.225	-173.9	0.225	6.1	0.130	0.130	0.000
Nodo de alta	Barra 1	100.00	0.0	50.00	180.0	50.00	-180.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000
Cardones-CNN	Barra CNN	100.00	0.0	50.62	-179.0	49.39	179.0	0.000	0.0	0.225	-173.9	0.225	6.1	0.130	0.130	0.000
Nodo de baja	Nodo de alta	86.60	0.0	86.60	180.0	0.00	-180.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000
Red	Cardones-CNN	100.00	0.0	100.00	-120.0	100.00	120.0	0.000	0.0	0.225	-173.9	0.225	6.1	0.130	0.130	0.000
Barra 2	Nodo de baja	86.60	0.0	86.60	180.0	0.00	-180.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers.

A.9 Reporte de falla L-L-G de 1/2 ciclo en barra 1

SHORT-CIRCUIT REPORT

Fault at bus: Barra 1

Prefault voltage = 220.000 kV = 100.00 % of nominal bus kV (220.000 kV)
= 100.00 % of base kV (220.000 kV)

Contribution		% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)						Sequence Current (kA)		
From Bus ID	To Bus ID	Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic		I1	I2	I0
		Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang			
Barra 1	Total	101.00	-0.1	0.00	0.0	0.00	0.0	0.000	0.0	0.259	156.6	0.258	35.7	0.172	0.087	0.085
Barra CNN	Barra 1	100.75	0.0	0.86	-165.7	0.72	104.4	0.000	0.0	0.259	156.6	0.258	35.7	0.172	0.087	0.085
Nodo de alta	Barra 1	101.00	-0.1	0.00	0.0	0.00	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000
Cardones-CNN	Barra CNN	100.53	0.0	1.61	-165.7	1.35	104.4	0.000	0.0	0.259	156.6	0.258	35.7	0.172	0.087	0.085
Nodo de baja	Nodo de alta	58.31	-0.1	58.31	179.9	0.00	179.9	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000
Red	Cardones-CNN	100.00	0.0	100.00	-120.0	100.00	120.0	0.000	0.0	0.259	156.6	0.258	35.7	0.172	0.087	0.085
Barra 2	Nodo de baja	58.31	-0.1	58.31	179.9	0.00	179.9	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers.

A.10 Reporte de falla trifásica y monofásica a tierra de 1/2 ciclo en barra 2

SHORT-CIRCUIT REPORT

Fault at bus: Barra 2

Prefault voltage = 23.000 kV = 100.00 % of nominal bus kV (23.000 kV)
= 100.00 % of base kV (23.000 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	I0	R1	X1	R0	X0
Barra 2	Total	0.00	2.034	0.00	84.71	90.35	2.794	2.794	1.99E+001	1.22E+002	9.18E+000	2.15E+001
Nodo de baja	Barra 2	0.01	2.034	0.01	84.71	90.35	2.794	2.794	1.99E+001	1.22E+002	9.18E+000	2.15E+001
Nodo de alta	Nodo de baja	18.83	2.034	50.11	100.00	59.12	2.794	2.794*	1.99E+001	1.22E+002	9.17E+000	2.15E+001
Barra 1	Nodo de alta	18.83	0.213	50.11	100.00	59.12	0.169	0.000	6.90E+001	7.41E+001		

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (I0) from a grounded Delta-Y transformer

A.10 Reporte de falla L-L de 1/2 ciclo en barra 2

SHORT-CIRCUIT REPORT

Fault at bus: **Barra 2**

Prefault voltage = 23.000 kV = 100.00 % of nominal bus kV (23.000 kV)
= 100.00 % of base kV (23.000 kV)

Contribution		Line-To-Line Fault														
From Bus ID	To Bus ID	% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)						Sequence Current (kA)		
		Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic		I1	I2	I0
		Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.			
Barra 2	Total	100.00	0.0	50.00	180.0	50.00	-180.0	0.000	0.0	1.762	-170.7	1.762	9.3	1.017	1.017	0.000
Nodo de baja	Barra 2	100.00	0.0	50.00	-180.0	50.00	180.0	0.000	0.0	1.762	-170.7	1.762	9.3	1.017	1.017	0.000
Nodo de alta	Nodo de baja	89.33	5.9	18.83	-103.9	84.84	173.8	0.000	0.0	1.762	-170.7	1.762	9.3	1.017	1.017	0.000
Barra 1	Nodo de alta	89.33	5.9	18.83	-103.9	84.84	173.8	0.106	9.3	0.213	-170.7	0.106	9.3	0.106	0.106	0.000

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers.

A.11 Reporte de falla L-L-G de 1/2 ciclo en barra 2

SHORT-CIRCUIT REPORT

Fault at bus: Barra 2

Prefault voltage = 23.000 kV = 100.00 % of nominal bus kV (23.000 kV)
= 100.00 % of base kV (23.000 kV)

Contribution		Line-To-Line-To-Ground Fault														
From Bus ID	To Bus ID	% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)						Sequence Current (kA)		
		Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic		I1	I2	I0
		Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.			
Barra 2	Total	41.43	-10.1	0.00	0.0	0.00	0.0	0.000	0.0	2.929	140.0	2.746	63.3	1.758	0.281	1.484
Nodo de baja	Barra 2	41.42	-10.1	0.01	-177.3	0.01	135.4	0.000	0.0	2.929	140.0	2.746	63.3	1.758	0.281	1.484
Nodo de alta	Nodo de baja	37.63	4.4	18.83	-103.9	36.42	155.0	0.000	0.0	2.929	140.0	2.746	63.3	1.758	0.281	1.484
Barra 1	Nodo de alta	37.63	4.4	18.83	-103.9	36.42	155.0	0.177	-40.0	0.213	-170.7	0.166	63.3	0.184	0.029	0.000

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers.

A.12 Reporte de relé de tiempo inverso 51-0 y 51-1

Engineer:		Overcurrent Relay Settings		
Filename: Tesis2				
OCR: 51-0				
MFR:	GE Multilin	Tag #:	CT	Base kV
Model:	345		Phase: 100:5,000	I (kA)
			GND: 100:5,000	
OCLevel: <u>OC1</u>				
		<u>Range</u>	<u>Setting</u>	
	Phase TOC IEC - A			
	Pickup (Tap)	0,04 - 20 xCT Sec	3.280	
	Time Dial		1.270	
OCR: 51-1				
MFR:	GE Multilin	Tag #:	CT	Base kV
Model:	345		Phase: 100:5,000	220.000
			GND: 100:5,000	220.000
				0.26 3 ph, Sym (Calc.)
				0.26 1.G, Sym (Calc.)
				0.26 1.G, Sym (Calc.)
OCLevel: <u>OC1</u>				
		<u>Range</u>	<u>Setting</u>	
	Phase TOC IEC - A			
	Pickup (Tap)	0,04 - 20 xCT Sec	3.260	
	Time Dial		0.970	

A.13 Reporte de relé de tiempo inverso 51-21 y 51-22

OCR: 51-21				
MFR:	GE Multilin	Tag #:	CT	Base kV
Model:	345		Phase: 100:5,000	I (kA)
			GND: 50:5,000	
OCLevel: <u>OC1</u>				
		<u>Range</u>	<u>Setting</u>	
	Phase TOC IEC - A			
	Pickup (Tap)	0,04 - 20 xCT Sec	3.250	
	Time Dial		0.670	
OCR: 51-22				
MFR:	GE Multilin	Tag #:	CT	Base kV
Model:	745		Phase: 50:5,000	I (kA)
			GND: 900:5,000	
OCLevel: <u>OC1</u>				
		<u>Range</u>	<u>Setting</u>	
	Phase TOC ANSI - Extremely Inverse			
	Pickup (Tap)	0,05 - 20 xCT Sec	3.250	
	Time Dial		0.220	