Universidad Técnica Federico Santa María

Departamento de Ingeniería Eléctrica

Valparaíso, Chile

“Desarrollo de un algoritmo para automatizar el ajuste de protecciones en topologías representativas de un sistema eléctrico de potencia”

Felipe González Muñoz

2022

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

Profesor Guía: Esteban Pulido Venegas

Profesor Correferente: Rodrigo Rozas Valderrama

13 de junio de 2022

“No puedes permitirte confinar tus estudios a las clases, el universo y toda la historia es tu clase”

-Stella Adler

Resumen

Uno de los estudios más importantes dentro de los sistemas eléctricos de potencia (SEP) es el de protecciones eléctricas, que tiene como fin, un despeje selectivo, coordinado y rápido del elemento o instalación en falla. Este análisis es complejo, requiere muchas evaluaciones y por tanto es muy demandante en tiempo, pues para sólo una topología en particular los casos de análisis pueden ser muchos, dependiendo del tipo y ubicación de la falla, nivel de generación y demanda, grado de interconexión, entre otros. En este trabajo, se desarrollan e implementan algoritmos conducentes a la automatización de estos complejos estudios de protecciones eléctricas, disminuyendo en forma relevante el tiempo requerido para realizarlos y realizando una evaluación sistemática de la coordinación de protecciones, disminuyendo así los errores humanos. Estos algoritmos se enfocan principalmente en la obtención de los niveles de cortocircuito, ajuste de protecciones de sobrecorriente, ajuste de protecciones de distancia cuadrilaterales y reporte de coordinación de protecciones.

Los algoritmos desarrollados se evalúan en dos modelos de prueba en el programa de simulación *DIgSILENT Power Factory*, los cuales se implementaron para representan algunas de las topologías más comunes de Chile, abarcando así una gran cantidad de casos de estudio. Las topologías empleadas corresponden a una minera y a una planta solar fotovoltaica. Los códigos se desarrollaron en los lenguajes de programación de *DIgSILENT Power Factory* y *Python*, creando algoritmos que permiten extraer y manipular datos tales como: magnitud de las corrientes de falla, niveles de tensión, automatizar tanto la simulación de fallas como el ajuste de protecciones de sobrecorriente y distancia. Además, se realiza una comparación de la coordinación de protecciones entre los ajustes entregados por el algoritmo con los ya modelados en las instalaciones reales, teniendo como resultado la detección de descoordinación en ajustes reales y una coordinación optima por parte del algoritmo.

El código implementado ajusta las protecciones de sobrecorriente y distancia, realizando además un análisis de coordinación de las protecciones existentes en una ruta en particular. El resultado más atractivo de este trabajo es la disminución de los tiempos requeridos, logrando que el proceso de ajuste de protecciones y análisis de coordinación no demore más de 20 minutos en comparación con un estudio tradicional, que puede tomar varios días. El algoritmo se desarrolla para una ruta predefinida, sin embargo, es ampliable para un análisis más complejo que involucre varias rutas, entregando un buen punto de partida para la especificación de ajustes de protecciones eléctricas dentro de este complejo estudio en los SEP.

Abstract

One of the most important studies within the electrical power systems (EPS) is the electrical protection study, which aims at a selective, coordinated and fast clearing of the faulted element or installation. This analysis is complex, requires many evaluations and therefore is very demanding in time, since for only one particular topology the cases of analysis can be many, depending on the type and location of the fault, level of generation and demand, degree of interconnection, among others. In this work, algorithms leading to the automation of these complex electrical protection studies are developed and implemented, significantly reducing the time required to perform them and performing a systematic evaluation of the coordination of protections, thus reducing human errors. These algorithms are mainly focused on obtaining short-circuit levels, setting overcurrent protections, setting quadrilateral distance protections and reporting protection coordination.

The developed algorithms are evaluated in two test models in the DIgSILENT Power Factory simulation program, which were implemented to represent some of the most common topologies in Chile, thus covering many case studies. The topologies used correspond to a mining plant and a solar photovoltaic plant. The codes were developed in DIgSILENT Power Factory and Python programming languages, creating algorithms that allow to extract and manipulate *data* such as: magnitude of fault currents, voltage levels, automate both the fault simulation and the setting of overcurrent and distance protections. In addition, a comparison of the coordination of protections between the settings delivered by the algorithm with those already modeled in real installations is performed, resulting in the detection of uncoordination in real settings and optimal coordination by the algorithm.

The implemented code adjusts the overcurrent and distance protections, also performing a coordination analysis of the existing protections in a particular route. The most attractive result of this work is the reduction of the time required, achieving that the process of protection adjustment and coordination analysis does not take more than 20 minutes compared to a traditional study, which can take several days. The algorithm is developed for a predefined route, however, it is extendable for a more complex analysis involving several routes, providing a good starting point for the specification of electrical protection settings within this complex study in EPS.

Agradecimientos

Primero que todo, quiero agradecer a mi familia que siempre me han estado apoyando en todo el proceso universitario, siempre diciendo que me aman y apoyándome incondicionalmente. Agradecer a mis amigos tanto del colegio como los de la universidad, han sido mi segunda familia y siempre han estado ahí en todas las ocasiones. Con ellos he aprendido sobre la vida, el esfuerzo y la constancia.

Agradecer al profesor Esteban Pulido, por otorgarme una enseñanza enriquecedora y ser siempre alguien que critica constructivamente en los avances, así ver de otro punto de vista las cosas y mejorar cada día. Agradecer al profesor Rodrigo Rozas que fue quien nos dio algunas ideas para desarrollar este tema de memoria, ideas que fueron creciendo y desarrollándose durante este trabajo.

Agradecer a todas las personas que estuvieron ahí durante esta pandemia, ha sido bastante duro trabajar en estos periodos, siempre han estado al lado mío apoyándome y levantándome para poder progresar. Reconocer a todas las personas que contribuyeron a este trabajo, entregándome ideas y aportando información de distintas maneras.

Gracias a todas las personas que he conocido hasta el día de hoy, por ustedes soy quien soy.

Índice de Contenidos

Resumen I

Agradecimientos III

Índice de Contenidos IV

Índice de Figuras VII

Índice de Tablas XI

1. Introducción 1

1.1. Objetivos *2*

1.1.1. General *2*

1.1.2. Específicos *2*

1.2. Consideraciones previas *2*

2. Sistema eléctrico Nacional 3

2.1. Sistema Eléctrico Nacional *3*

2.2. Análisis topológico *4*

2.3. Topologías representativas *9*

2.3.1. Sistema de generación solar fotovoltaica 10

2.3.2. Sistema minero 12

3. Filosofía de protecciones 15

3.1. Criterios para la función de sobrecorriente de fase (51) *15*

3.1.1. Corriente mínima de operación de fase 15

3.1.2. Tiempos de operación de fases 16

3.2. Criterios para la función de sobrecorriente residual (51N) *16*

3.2.1. Corriente mínima de operación residual 16

3.2.2. Tiempos de operación residual 17

3.3. Criterios para la función de distancia (21/21N) *17*

4. Automatización del ajuste de protecciones 19

4.1. Cálculo de los parámetros de ajuste de las protecciones *19*

4.1.1. Corrientes nominales 20

4.1.2. Corrientes pickup 20

4.1.3. Alcances de las zonas de protección 21

4.2. Criterio para el cumplimiento de los tiempos de paso entre protecciones *22*
4.2.1. Tiempo de paso entre protecciones de sobrecorriente 22
4.2.2. Tiempo de paso entre protecciones de distancia 23
4.2.3. Tiempo de paso entre protecciones de sobrecorriente y distancia 24
4.3. Algoritmos para la obtención de datos y ajuste automático *25*
4.3.1. Obtención de corrientes de cortocircuito 25
4.3.2. Obtención de protecciones modeladas 27
4.3.3. Ajuste automático de protecciones de sobrecorriente (51/51N-50/50N) 29
4.3.4. Ajuste automático de protecciones de distancia (21/21N) 31
4.3.5. Reporte de coordinación 34
4.3.6. *Ajustes automáticos de DIgSILENT* 39
4.3.7. *Pasos a seguir por el usuario* 39
4.3.8. Resumen de los códigos generados 41
5. Aplicación de los algoritmos en las topologías seleccionadas 42
5.1. Topología Solar *42*
5.1.1. Nivel de cortocircuito 42
5.1.2. Ajuste de las protecciones de distancia 43
5.1.3. Ajuste de las protecciones de sobrecorriente 55
5.1.4. Reporte de la automatización protecciones 60
5.2. Tolopogía Minera *61*
5.2.1. Nivel de cortocircuito 61
5.2.2. Ajuste de las protecciones de distancia 61
5.2.3. Ajuste de las protecciones de sobrecorriente 73
5.2.4. Reporte de la automatización de protecciones 85
6. Análisis de casos de aplicación del SEN 87
6.1. Análisis del proyecto Spence Growth Options SGO *87*
6.1.1 Reporte según los ajustes existentes 90
6.1.2. Reporte según los ajustes automáticos 94
6.1.3. Asistente de coordinación de protecciones DIgSILENT 98
6.2. Análisis del proyecto Atacama Solar *100*
6.2.1. Reporte según los ajustes existentes 103
6.2.2. Reporte según los ajustes automáticos 105
6.2.3. Asistente de coordinación de DIgSILENT 108

7. Conclusiones 110
Anexo A 115
*1. **Lenguajes de programación** 116*
1.1. DIgSILENT Programing Language 116
1.2. Lenguaje de programación Python 117
1.3. Enlace de Python con DIgSILENT 118
2. Características de las protecciones eléctricas 119
2.1. Sistema de protecciones eléctricas 119
2.2. Protecciones de sobrecorriente 120
2.3. Protecciones de distancia 123
Anexo B 130
***1. Topología Spence** 131*
1.1. Diagrama unilineal 131
1.2. Protecciones de sobrecorriente 131
1.3. Protecciones de distancia 132
***2. Topología Atacama Solar** 133*
2.1. Diagrama unilineal 133
2.2. Protecciones de sobrecorriente 133
2.3. Protecciones de distancia 134
Anexo C 135
***1. Casos de descoordinación** 136*
1.1. Topología *Spence* 136
1.2. Topología *Atacama Solar* 140

Índice de Figuras

Figura 1: Modelo del sistema eléctrico solar. 11
Figura 2: Modelo del sistema minero. 14
Figura 3: Curvas de protección de sobrecorriente IEC 255-3. (a): Tiempos de operación; (b): Tiempos de paso. Curva A: Tp=0,35; Ip=700; Curva B: Tp=0,46; Ip=75,52. 22
Figura 4: Tiempo de operación en función del lugar de falla. 23
Figura 5: Diagrama tiempo-distancia para la coordinación entre protecciones de sobrecorriente y distancia. 24
Figura 6: Diagrama de flujo para obtener el nivel de cortocircuito de un sistema. 26
Figura 7: Diagrama de flujo para la obtención de datos de las protecciones en un sistema. 28
Figura 8: Diagrama de flujo del ajuste automático de protecciones de sobrecorriente. 30
Figura 9: Diagrama de flujo del ajuste automático de protecciones de distancia, parte 1. 33
Figura 10: Diagrama de flujo del ajuste automático de protecciones de distancia, parte 2. 34
Figura 11: Falla en barras de una línea de transmisión. 35
Figura 12: Diagrama de flujo para la obtención de los tiempos de operación y cálculo de los tiempos de paso, parte 1. 36
Figura 13: Diagrama de flujo para la obtención de los tiempos de operación y cálculo de los tiempos de paso, parte 2. 37
Figura 14: Diagrama de flujo para la obtención de los tiempos de operación y cálculo de los tiempos de paso, parte 3. 38
Figura 15: Diagrama de flujo para el usuario. 40
Figura 16: Diagrama unilineal de la topología solar. 42
Figura 17: Comparación de los cálculos de Zloop en paño J2 al 80% de Solar L1 desde la barra Solar 220 kV. (a): Falla trifásica, DIgSILENT; (b): Falla bifásica, DIgSILENT; (c): Falla trifásica, teórico; (d): Falla bifásica. 45
Figura 18: Comparación de los cálculos de Zloop en paño J2 al 80% de Solar L1 desde la barra Solar 220 kV. (a): Falla bifásica a tierra sin resistencia de falla, DIgSILENT; (b): Falla bifásica a tierra con resistencia de falla de 20 [Ω], DIgSILENT; (c): Falla bifásica a tierra sin resistencia de falla, teórico; (d): Falla bifásica a tierra con resistencia de falla de 20 [Ω]. 46
Figura 19: Comparación de los cálculos de Zloop en paño J2 al 80% de Solar L1 desde la barra Solar 220 kV. (a): Falla monofásica a tierra sin resistencia de falla, DIgSILENT; (b): Falla monofásica a tierra con resistencia de falla de 20 [Ω], DIgSILENT; (c): Falla monofásica a tierra sin resistencia de falla, teórico; (d): Falla monofásica a tierra con resistencia de falla de 20 [Ω]. 47
Figura 20: Diagrama RX, paño J2, sistema solar. 49
Figura 21: Comparación de los cálculos de Zloop en paño J3 al 80% de Solar L1 desde la barra Sistema 220 kV. (a): Falla trifásica, DIgSILENT; (b): Falla bifásica, DIgSILENT; (c): Falla trifásica, teórico; (d): Falla bifásica. 51
Figura 22: Comparación de los cálculos de Zloop en paño J3 al 80% de Solar L1 desde la barra Sistema 220 kV. (a): Falla bifásica a tierra sin resistencia de falla, DIgSILENT; (b): Falla bifásica a

tierra con resistencia de falla de 20 [Ω], DIgSILENT; (c): Falla bifásica a tierra sin resistencia de falla, teórico; (d): Falla bifásica a tierra con resistencia de falla de 20 [Ω]. 52
Figura 23: Comparación de los cálculos de Zloop en paño J3 al 80% de Solar L1 desde la barra Sistema 220 kV. (a): Falla monofásica a tierra sin resistencia de falla, DIgSILENT; (b): Falla monofásica a tierra con resistencia de falla de 20 [Ω], DIgSILENT; (c): Falla monofásica a tierra sin resistencia de falla, teórico; (d): Falla monofásica a tierra con resistencia de falla de 20 [Ω]. 53
Figura 24: Diagrama RX, paño J2, sistema solar. 54
Figura 25: Ruta de ajuste para la topología solar. 57
Figura 26: Progreso del algoritmo al momento de realizar ajustes automáticos en topología solar. (a): Ajuste base paño E1; (b): ajuste automático paño E2; (c) ajuste automático paño J1; (d) ajuste automático paño J2; (e): ajuste automático paño J3. 58
Figura 27: Diagramas tiempo-distancia para la ruta analizada, topología minera. (a) Falla trifásica; (b) Falla monofásica con Rf = 20 [Ω]; (c) Falla monofásica con Rf = 20 [Ω]. 59
Figura 28: Diagrama unilineal de la topología solar. 61
Figura 29: Comparación de los cálculos de Zloop en paño J3 al 80% de Minera L1 desde la barra Minera 220 kV. (a): Falla trifásica, DIgSILENT; (b): Falla bifásica, DIgSILENT; (c): Falla trifásica, teórico; (d): Falla bifásica. 63
Figura 30: Comparación de los cálculos de Zloop en paño J3 al 80% de Minera L1 desde la barra Minera 220 kV. (a): Falla bifásica a tierra sin resistencia de falla, DIgSILENT; (b): Falla bifásica a tierra con resistencia de falla de 20 [Ω], DIgSILENT; (c): Falla bifásica a tierra sin resistencia de falla, teórico; (d): Falla bifásica a tierra con resistencia de falla de 20 [Ω]. 64
Figura 31: Comparación de los cálculos de Zloop en paño J3 al 80% de Minera L1 desde la barra Minera 220 kV. (a): Falla monofásica a tierra sin resistencia de falla, DIgSILENT; (b): Falla monofásica a tierra con resistencia de falla de 20 [Ω], DIgSILENT; (c): Falla monofásica a tierra sin resistencia de falla, teórico; (d): Falla monofásica a tierra con resistencia de falla de 20 [Ω]. 65
Figura 32: Sentido del flujo ante una falla al 120% del paño J3. 67
Figura 33: Diargama RX, paño J3, sistema minero. 68
Figura 34: Comparación de los cálculos de Z_{loop} en paño J5 al 80% de Minera L1 desde la barra Sistema 220 kV. (a): Falla trifásica, DIgSILENT; (b): Falla bifásica, DIgSILENT; (c): Falla trifásica, teórico; (d): Falla bifásica. 69
Figura 35: Comparación de los cálculos de Z_{loop} en paño J5 al 80% de Minera L1 desde la barra Sistema 220 kV. (a): Falla bifásica a tierra sin resistencia de falla, DIgSILENT; (b): Falla bifásica a tierra con resistencia de falla de 20 [Ω], DIgSILENT; (c): Falla bifásica a tierra sin resistencia de falla, teórico; (d): Falla bifásica a tierra con resistencia de falla de 20 [Ω]. 70
Figura 36: Comparación de los cálculos de Z_{loop} en paño J5 al 80% de Minera L1 desde la barra Sistema 220 kV. (a): Falla monofásica a tierra sin resistencia de falla, DIgSILENT; (b): Falla monofásica a tierra con resistencia de falla de 20 [Ω], DIgSILENT; (c): Falla monofásica a tierra sin resistencia de falla, teórico; (d): Falla monofásica a tierra con resistencia de falla de 20 [Ω]. 71
Figura 37: Diagrama RX, paño J5, sistema minero. 73
Figura 38: Ruta 1 Motor Mina - Barra Minera 23 kV. 78
Figura 39: Progreso del algoritmo al momento de realizar ajustes automáticos de la ruta 1 en la topología minera. (a): Ajuste base paño A1; (b) ajuste automático paño A2; (c): ajuste automático paño E1. 79

Figura 40: Resultados de la coordinación en base a los paños E1 y E2 de la barra Minera 23 kV. (a): Ajuste automático tomando el paño E1 como base; (b) ajuste automático tomando el paño E2 como base. 80
Figura 41: Ruta 2 Paño E2 de la barra Minera 23 kV – Paño J5 de la barra Sistema 220 kV..... 80
Figura 42: Progreso del algoritmo al momento de realizar ajustes automáticos de la ruta 2 en la topología minera. (a): ajuste base paño E2; (b) ajuste automático paño E3; (c): ajuste automático paño J1; (d): ajuste automático paño J3; (e): ajuste automático paño J5. 81
Figura 43: Diagrama tiempo-distancia ruta A, SGO. (a): Falla trifásica; (b): Falla monofásica; (c) Falla monofásica con resistencia de falla de 20 [Ω]. 82
Figura 44: Ruta 3 Paño E2 de la barra Minera 23 kV – Paño J6 de la barra Sistema 220 kV..... 82
Figura 45: Progreso del algoritmo al momento de realizar ajustes automáticos de la ruta 3 en la topología minera. (a): ajuste base paño E2; (b): ajuste automático paño E4; (c): ajuste automático paño J2; (d): ajuste automático paño J4; (e): ajuste automático paño J6. 83
Figura 46: Diagrama tiempo-distancia ruta B, SGO. (a): Falla trifásica; (b): Falla monofásica; (c) Falla monofásica con resistencia de falla de 20 [Ω]. 84
Figura 47: Rutas para analizar la coordinación entre protecciones, topología minera. (a): Ruta A; (b): Ruta B. 85
Figura 48: Ubicación geográfica de la zona de estudio, Spence. 88
Figura 49: Diagrama unilineal del proyecto Spence Growth Options SGO. 88
Figura 50: Alimentadores ubicados en la barra SGO 23 kV. 89
Figura 51: Protecciones de sobrecorriente, SGO. (a) Protecciones de la ruta a analizar; (b): Protecciones de los alimentadores. 91
Figura 52: Protecciones de distancia, SGO. (a): Protección de la barra SGO 220 kV, (b): Protección de la barra Encuentro. 92
Figura 53: Tiempos de operación en los diagramas de sobrecorriente en una falla bifásica en la barra SGO 23 kV B1, SGO. 93
Figura 54: Ajuste automático de las protecciones de sobrecorriente en la topología de SGO. 94
Figura 55: Ajuste automático de la protección de distancia ubicada en la barra Encuentro 220 kV de la línea SGO-Encuentro. 95
Figura 56: Falla bifásica en la barra SGO 23 kV, verificación del reporte de coordinación para los ajustes automáticos, SGO. 96
Figura 57: Diagrama tiempo-distancia en fallas trifásicas, monofásicas sin resistencia y con resistencia de 20 [Ω], SGO. (a): Fallas trifásicas, (b): Fallas monofásicas sin resistencia de falla, (c): Fallas monofásicas con resistencia de falla de 20 [Ω]. 97
Figura 58: Criterios para el asistente de coordinación de DIgSILENT, topología SGO. 98
Figura 59: Diagrama RX de la protección de distancia ubicada en la barra Encuentro en la línea SGO – Encuentro, ajustes realizados por el algoritmo de estudio y por DIgSILENT, SGO. 99
Figura 60: Ubicación geográfica de la zona de estudio, Atacama Solar. 100
Figura 61: Diagrama unilineal del proyecto Atacama Solar. 101
Figura 62: Protecciones de sobrecorriente, Atacama Solar. 103
Figura 63: Protecciones de distancia, Atacama Solar. (a): Protección en la barra Matilla, (b): Protección en la barra Lagunas. 104
Figura 64: Ajuste automático de las protecciones de sobrecorriente en ruta predefinida, Atacama Solar. 105

Figura 65: Ajuste automático de la protección de distancia de la barra Lagunas, Atacama Solar. 106
Figura 66: Diagrama tiempo-distancia en fallas trifásicas, monofásicas sin resistencia y con resistencia de 20 [Ω], Atacama Solar en ruta predefinida. (a): Fallas trifásicas, (b): Fallas monofásicas sin resistencia de falla, (c): Fallas monofásicas con resistencia de falla de 20 [Ω]. ... 107
Figura 67: Criterios para el asistente de coordinación de DIgSILENT, Atacama Solar. 108
Figura 68: Ajustes del asistente de coordinación automático de DIgSILENT en la protección de distancia ubicada en la barra Lagunas en la línea Matilla - Lagunas, Atacama Solar. 108
Figura 69: Diagrama RX de la protección de distancia ubicada en la barra Lagunas en la línea Matilla – Lagunas, ajustes realizados por el algoritmo de estudio y por DIgSILENT, Atacama Solar. 109
Figura 70: Diagrama unilineal de las protecciones de diferentes funciones de protección de sobrecorriente. 121
Figura 71: Curvas características de la protección de sobrecorriente. 122
Figura 72: Diagrama unilineal de las protecciones de distancia. 123
Figura 73: Zonas de operación de una protección de distancia. 124
Figura 74: Ventana general de Protection Coordination Assistant Command - Distance Protection 126
Figura 75: Terminales de referencia para el ajuste automático de DIgSILENT. 129
Figura 76: Diagrama unilineal topología Spence. 131
Figura 77: Diagrama unilineal topología Atacama Solar. 133
Figura 78: Curvas de protecciones de sobrecorriente en una falla bifásica en la barra SGO 23 kV, topología Spence. 137
Figura 79: Curvas de protecciones de sobrecorriente en una falla trifásica en la barra SGO 23 kV, topología Spence. 139

Índice de Tablas

Tabla 1: Análisis de las topologías solares. 5
Tabla 2: Análisis de las topologías mineras. 6
Tabla 3: Características típicas de un sistema solar. 10
Tabla 4: Características típicas de un sistema minero. 12
Tabla 5: Nivel de cortocircuito en la topología solar. 43
Tabla 6: Ajustes primarios de la protección de distancia en el paño J2. 44
Tabla 7: Comparación de los cálculos de Z_{loop} en paño J2 al 80% de Solar L1 desde la barra Solar 220 kV en distintas fallas. 48
Tabla 8: Ajustes del paño J2 de la barra Solar 220 kV entregados por el algoritmo. 48
Tabla 9: Ajustes primarios de las zonas de protección de distancia en el paño J3. 50
Tabla 10: Comparación de los cálculos de Z_{loop} en paño J3 al 80% de Solar L1 desde la barra Solar 220 kV en distintas fallas. 53
Tabla 11: Ajustes del paño J3 de la barra Sistema 220 kV entregados por el algoritmo. 54
Tabla 12: Tiempos de operación de las protecciones, falla monofásica sin resistencia en la barra Solar 33 kV. Topología solar. 60
Tabla 13: Nivel de cortocircuito en la topología minera. 61
Tabla 14: Ajustes primarios de las zonas de protección de distancia en el paño J3 de la barra Minera 220 kV, topología minera. 63
Tabla 15: Comparación de los cálculos de Z_{loop} en paño J3 al 80% de Minera L1 desde la barra Minera 220 kV en distintas fallas. 66
Tabla 16: Comparación de los cálculos de Z_{loop} en paño J3 al 20% de Minera L2 desde la barra Sistema 220 kV en distintas fallas. 66
Tabla 17: Comparación de los cálculos de Z_{loop} en paño J3 al 50% de Minera L1 desde la barra Sistema 220 kV en distintas fallas. 66
Tabla 18: Ajustes del paño J3 de la barra Minera 220 kV entregados por el algoritmo. 67
Tabla 19: Ajustes primarios de las zonas de protección de distancia en el paño J5 de la barra Sistema 220 kV, topología minera. 69
Tabla 20: Comparación de los cálculos de Z_{loop} en paño J5 al 80% de Minera L1 desde la barra Sistema 220 kV en distintas fallas. 72
Tabla 21: Comparación de los cálculos de Z_{loop} en paño J5 al 20% de Minera L2 desde la barra Minera 220 kV en distintas fallas. 72
Tabla 22: Comparación de los cálculos de Z_{loop} en paño J5 al 50% de Minera L2 desde la barra Minera 220 kV en distintas fallas. 72
Tabla 23: Ajustes del paño J5 de la barra Sistema 220 kV entregados por el algoritmo. 73
Tabla 24: Tiempos de operación de las protecciones, falla trifásica en la Minera 23 kV. Topología minera. 86
Tabla 25: Parámetros de los alimentadores SGO. 90
Tabla 26: Aviso de descoordinación en topología SGO, protecciones SGO. 92
Tabla 27: Tiempos de operación en una falla bifásica en la barra SGO 23 kV B1, SGO. 92

Tabla 28: Ajustes realizados por el asistente de coordinación de DIgSILENT, topología SGO. 98
Tabla 29: Parámetros de los alimentadores Atacama Solar. 102
Tabla 30: Aviso de descoordinación, Atacama Solar. Ajustes de Atacama Solar. 104
Tabla 31: Comparación entre los lenguajes de programación. 117
Tabla 32: Calculo de los Z_{loops} en protecciones de distancia. 124
Tabla 33: Ajustes protección de sobrecorriente, Alimentadores E18/E14/E05/E23. Topología Spence. 131
Tabla 34: Ajustes protección de sobrecorriente, T1 SGO 23 kV. Topología Spence. 131
Tabla 35: Ajustes protección de sobrecorriente, T1 SGO 220 kV. Topología Spence. 132
Tabla 36: Ajustes protección de sobrecorriente, SGO-Enc SGO 220 kV. Topología Spence. 132
Tabla 37: Ajustes protección de sobrecorriente, SGO-Enc Encuentro 220 kV. Topología Spence. 132
Tabla 38: Ajustes protección de distancia, SGO-Enc SGO 220 kV. Topología Spence. 132
Tabla 39: Ajustes protección de sobrecorriente, Alimentador. Topología Atacama Solar. 133
Tabla 40: Ajustes protección de sobrecorriente, Transformador 33 kV. Topología Atacama Solar. 133
Tabla 41: Ajustes protección de sobrecorriente, Transformador 220 kV. Topología Atacama Solar. 134
Tabla 42: Ajustes protección de sobrecorriente, Línea-Solar. Topología Atacama Solar. 134
Tabla 43: Ajustes protección de sobrecorriente, Línea-Sistema. Topología Atacama Solar. 134
Tabla 44: Aviso de descoordinación, topología Spence. 136
Tabla 45: Descripción de los tiempos de paso para la falla bifásica en la barra SGO 23 kV, topología Spence. 136
Tabla 46:Tiempos de operación de las protecciones para una falla bifásica en la barra SGO 23 kV, topología Spence. 136
Tabla 47: Descripción de los tiempos de paso para la falla trifásica en la barra SGO 23 kV, topología Spence. 138
Tabla 48: Tiempos de operación de las protecciones para una falla trifásica en la barra SGO 23 kV, topología Spence. 138
Tabla 49: Aviso de descoordinación, topología Atacama Solar. 140
Tabla 50: Descripción de los tiempos de paso para la falla monofásica en la Lagunas - Atacama Solar, topología Atacama Solar. 140
Tabla 51:Tiempos de operación de las protecciones para una falla monofásica en la línea Lagunas - Atacama Solar, topología Spence. 141
Tabla 52: Curvas de protecciones de sobrecorriente en una falla monofásica en la línea Lagunas - Atacama Solar topología Atacama Solar. 142

CAPÍTULO 1

Introducción

Las protecciones eléctricas son equipos estratégicos dentro de un sistema eléctrico de potencia (SEP), pues son las encargadas de supervisar y resguardar la integridad del suministro eléctrico y de los equipos del SEP ante fallas eléctricas. Las fallas eléctricas son eventos fortuitos y comunes que afectan la operación del sistema de potencia, las cuales pueden provocar diversos perjuicios en la red si no son despejadas a tiempo, tales como daños en los conductores, transformadores, generadores y producir un corte del suministro de electricidad por largos periodos de tiempo.

Hoy, durante el proceso de especificación de los ajustes de protecciones se debe simular y evaluar manualmente cada uno de los escenarios más críticos de un SEP para poder predecir de mejor manera el comportamiento de las protecciones y lograr especificar los ajustes de éstas. Para ello, se utilizan los criterios definidos en normas y filosofías de protecciones, apoyándose fuertemente en la experiencia del ingeniero especialista de protecciones. Las funciones de protección más comunes dentro de los sistemas eléctricos de potencia son las de distancia y sobrecorriente, las que al ser de distinto tipo presentan particularidades en sus ajustes que impiden su coordinación directa dada la distinta naturaleza de operación de estas funciones de protección. Sumado a las diferentes protecciones que se pueden presentar en un SEP, la variabilidad topológica es un factor preponderante en la realización de los ajustes de las protecciones, creando una infinidad de casos a evaluar y prolongando los tiempos de dedicación y análisis que requiere un estudio de protecciones.

En este trabajo se implementan algoritmos para el ajuste automático de las funciones de protección de sobrecorriente y distancia, la generación de reportes de coordinación y la verificación de la coordinación de un sistema eléctrico de potencia. En una primera instancia, se realiza un estudio de la topología eléctrica chilena, determinando dos topologías comunes y modelándolas de manera que representen a la mayoría de las topologías del tipo seleccionado en Chile. Luego, se realiza un estudio a los lenguajes de programación que se emplearán para desarrollar los algoritmos correspondientes al ajuste automático de protecciones y reporte de coordinación. Finalmente, una vez desarrollados los algoritmos para los casos topológicos representativos, se seleccionan instalaciones de estas topologías existentes en Chile, para implementar los algoritmos en casos de estudio reales y así considerar la complejidad de las interconexiones de un SEP, además de validar los algoritmos desarrollados. Se analizarán los reportes de coordinación de protecciones en los casos reales y en los casos de ajuste automático de protecciones, y se realiza una breve

comparación entre el ajuste automático que cuenta *DIgSILENT* (Asistente de coordinación) y el ajuste automático implementado.

1.1. Objetivos

1.1.1. General

- Elaborar un algoritmo que permita automatizar el proceso de ajuste de las protecciones de distancia y sobrecorriente en sistemas de transmisión representativos de Chile.

1.1.2. Específicos

- Determinar las topologías representativas del sistema de transmisión eléctrico chileno para analizar la coordinación de protecciones mediante simulaciones en DIgSILENT PowerFactory.
- Proponer una filosofía de protecciones para los ajustes de las funciones de distancia y sobrecorriente en las topologías seleccionadas.
- Desarrollar un algoritmo para automatizar el proceso iterativo del ajuste y reporte de la coordinación de protecciones en DIgSILENT Programming Language (DPL) o Python basado en la filosofía de protecciones.
- Aplicar el algoritmo de ajuste y reporte de coordinación de protecciones en casos reales para realizar una comparación tanto con los ajustes existentes como con los indicados por el asistente de coordinación de DIgSILENT.

1.2. Consideraciones previas

- Se utiliza el programa de simulación *"DIgSILENT Power Factory"* versión 2021.
- No se considera efectos de saturación en los transformadores de medición, asumiendo que serán transformadores ideales.
- No se considera la apertura secuencial de los interruptores al momento de despejar una falla.
- Para el ajuste automático de protecciones se emplean el modelo "*7SA513"* para las protecciones de sobrecorriente y el modelo "*7SA6xx"* para las protecciones de distancia.
- Se utilizan los diagramas unilineales del Coordinador Eléctrico Nacional actualizados al 05/2021 [1].
- Se utilizan los modelos del Sistema Eléctrico Nacional en DIgSILENTactualizados al 03/2021 [1].
- Para los casos de aplicación reales, se cuentan con modelos de la empresa *Spence* y *Atacama Solar* actualizados al 11/2021 [2].

CAPÍTULO 2

Sistema eléctrico Nacional

En este capítulo se realiza un estudio del sistema eléctrico chileno, destacando dos topologías representativas del país, como lo son los sistemas de generación solar y los sistemas mineros. Se tendrá en consideración los componentes fundamentales de un sistema eléctrico como lo son la generación, consumos, transformadores, líneas de transmisión, entre otros. Finalmente, se presentan los modelos a utilizar y una descripción de los parámetros utilizados para las futuras simulaciones.

2.1. Sistema Eléctrico Nacional

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN), se basa en un gran conjunto de instalaciones que incluyen distintas conexiones, dependiendo de factores como: la potencia eléctrica, nivel de tensión, topología, otros. Esto da como resultado una infinidad de sistemas eléctricos interconectados que son distintos, por lo que el estudio se realiza para las topologías más comunes existentes hoy en día.

Algunas de las topologías más comunes son las que se presentan a continuación:

a) Plantas de generación fotovoltaica
b) Sistema de transmisión minero
c) Plantas de generación hidroeléctrica
d) Plantas de generación térmica

Los sistemas de generación solar cada vez están tomando un rol más importante en el SEN, cerrando el 2021 con 4.452 [MW] de plantas de generación fotovoltaicas en operación [3], es por esto que se considera este tipo de topología para este trabajo.

La minería tiene su historia en Chile, formando una identidad como nación, donde Chile es uno de los mayores productores y exportadores de cobre del mundo. En el sector norte del país la minería forma parte esencial de la economía y ésta se consolida como parte de los sistemas eléctricos más comunes del país, por lo que es la segunda seleccionada para formar parte de este trabajo.

2.2. Análisis topológico

Se hace una selección de dos topologías, para las cuales en secciones futuras se llevará a cabo una recolección de datos y posteriormente la automatización de su ajuste de protecciones. De acuerdo con el análisis anterior, las topologías estudiadas son: sistemas de generación fotovoltaica (sistemas solares de aquí en adelante) y sistemas de transmisión mineros (sistemas mineros de aquí en adelante).

En una primera etapa del estudio, se realizó una visualización del diagrama unilineal del sistema eléctrico nacional y de los modelos disponibles en *DIgSILENT Powerfactory*. Esta información es entregada por el Coordinador Eléctrico Nacional [4], un organismo autónomo de derecho público, técnico e independiente, responsable de coordinar la operación del sistema eléctrico nacional, preservando el suministro eléctrico con la seguridad requerida, de manera económica y garantizando el acceso abierto a los sistemas de transmisión.

Se analizaron variables como la potencia generada y consumida, número de líneas de transmisión y características de los trasformadores de potencia como su capacidad, cantidad y tensiones nominales, tanto para los sistemas solares (Tabla 1) como mineros (Tabla 2).

En la Tabla 1 se hace un estudio de 26 sistemas solares, de los cuales se entrega información sobre su capacidad instalada, datos de transformador y líneas de transmisión.

En la Tabla 2 se consideran 14 sistemas mineros ubicados en el SEN, los que cuentan con una topología similar. En el caso de la minera Escondida, dado su extenso sistema eléctrico, es considerado un caso único en el sistema nacional. En cada uno de los sistemas mineros se obtiene información sobre la potencia consumida (con excepción de SQM Minsal y SGO), datos de transformadores y de líneas de transmisión.

Sistema Solar	*Potencia [MW]*	*Transformador*			*Líneas*		
		Cantidad	*Relación [kV]*	*Capacidad [MVA]*	*Cantidad*	*Punto de llegada*	*Largo [km]*
El Águila	2	3	13,8/0,39	0,8	1	Tap-Off	5,0
			13,8/0,39	0,05			
			13,8/1,35/0,35	1,5			
Pampa Camarones	6,24	2	23/0,69	3,15	1	Tap-Off	9,0
La Huayca II	25	3	23/0,375	1,25	1	La Huayca II	18,0
Granja Solar	105	1	220/23	120	1	Lagunas	23,7
Santa Rita	103	1	220/23	115	1	San Simón	10,0
Solar Jama	52	2	220/23	35	1	Calama Nueva	32,0
				25			
Maria Elena	68	1	220/22	80	4	Frontera 1	68,0
						Frontera 2	68,0
						Kimal 1	23,0
						Kimal 2	23,0
Rande	136	2	223/33	90	1	Encuentro	7,3
Cerro Dominador	100	1	220/23	110	1	Cerro Dominador	2,8
Bolero	136	2	220/23	25	1	Laberinto	2,5
				35			
Pampa Norte	70	1	220/33	90	1	Cachiyuyal 1	12,0
Lalackama	55	1	220/33	63	1	Tap-Off	2,0
Conejo	104	1	220/33	117	1	Seccionadora	15,8
Uribe Solar	53	1	110/33	60	1	Uribe	7,7
Javiera	69	1	110/22	85	2	Planta Óxido	54,1
						Diego de Almagro	26,4
Central Salvador	68	1	110/23	72	1	Tap-Off	0,1
Chañares	36	1	110/33	40	1	Tap-Off	4,5
Almeyda	60	1	220/33	65	1	Cumbres	15,7
Campos del Sol	380	2	220/33/33	220/110/110	1	Carrera Pinto	8,0
Llanos del Campo	101	2	220/23	65	1	Seccionadora	9,0
San Andrés	50	2	220/23	42	6	Cardones 1	37,0
						Cardones 2	37,0
						Cardones 3	47,0
						Carrera Pinto 1	40,0
						Carrera Pinto 2	37,0
						Carrera Pinto 3	37,0
Luz del Norte	141	2	220/23	150	1	Carrera Pinto	2,9
Pastora	93	1	220/33	97	1	Carrera Pinto	2,7
Los Loros	46	2	110/23	72	1	Los Loros	6,8
El Romero	196	1	220/33	230	1	Tap-Off	0,1
Pelicano	108	1	226/23/12	105/105/36	1	Don Héctor	5,5

Tabla 1: Análisis de las topologías solares.

Sistema Minero	*Potencia [MW]*	*Transformadores*			*Líneas*		
		Cantidad	*Relación [kV]*	*Capacidad [MVA]*	*Cantidad*	*Punto de llegada*	*Largo [km]*
Cerro Colorado	23	2	110/12	46	1	Pozo Almonte	61,0
Collahuasi	46	2	220/23	100	4	Lagunas	118,0
						Lagunas	118,0
						Encuentro	201,0
						Encuentro	201,0
El Abra	51	3	220/23	62,5	1	Conchi	3,3
El Tesoro	25	2	220/23	26	2	Encuentro	90,0
						Esperanza	12,5
Esperanza	119	3	220/23	100	3	Tesoro	12,5
						El Cobre	81,3
						El Cobre	81,3
Lomas Bayas	42	2	220/6,6	33,3	2	Laberinto	10,0
						Fortuna	6,3
Mantos Blancos	21	1	230/23	50	2	Laberinto	70,0
						Chacaya	66,0
Quebrada Blanca	21	1	220/13,8	50	1	Collahuasi	18,0
SQM El Loa	13	1	220/23/10	60/60/15	TapOff	Central Tocopilla	56,5
						Kimal	
SQM Minsal	23	2	110/23	20	TapOff	ANDES	135,0
						Laberinto	
SGO	-	2	220/23	150	2	Spence	37,0
						Encuentro	85,0
Spence	-	2	220/23	90	1	SGO	4,44
Sierra Gorda	109	3	220/23	135	2	Cerro Dominador	63,0
						Encuentro	62,0
Zaldívar	51	2	220/66/23	68/33,2/50	2	Nueva Zaldívar	0,2
						Escondida	14,0
Escondida	Topología extensa y única en el sistema nacional						

Tabla 2: Análisis de las topologías mineras.

Una vez realizado este barrido topológico por los sistemas solares y mineros, se realiza un análisis estadístico de los componentes que están presentes en cada sistema. En el Gráfico 1, se aprecian los distintos niveles de tensión existentes en los sistemas analizados.

En topologías solares, en un 69% de los casos se encuentran tensiones de 220 [kV] en el lado de alta tensión y en un 50% de los casos hay 33 [kV] en media tensión. En las topologías mineras, las tensiones que predominan son 220 [kV] y 23 [kV] en un 86% y en un 79% de los casos respectivamente. Ambos casos consideran otros niveles de tensión dado que ésta puede variar según donde se instala el sistema u otras variantes de éste.

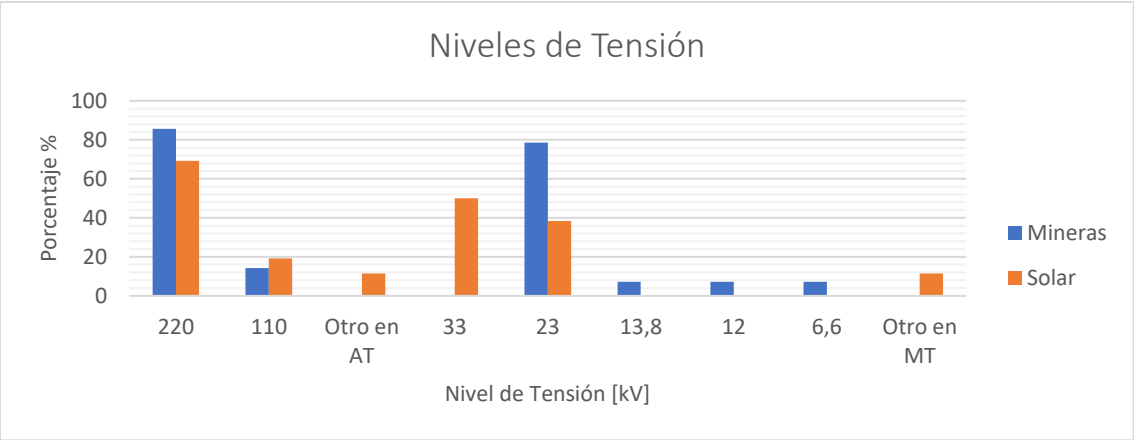


Gráfico 1: Nivel de tensión en los sistemas solares y mineros.

En el Gráfico 2, se pueden observar las cantidades de transformadores que poseen tanto los sistemas solares como los mineros. Para los sistemas solares, un 57% de los casos cuentan con un solo transformador de potencia, un 35% con cuenta con dos transformadores y finalmente con un 8% se observan tres transformadores en un mismo sistema. En el sistema minero, en un 21% de los casos se encuentran uno o tres transformadores, siendo el caso más común el encontrar dos transformadores con un 58%.

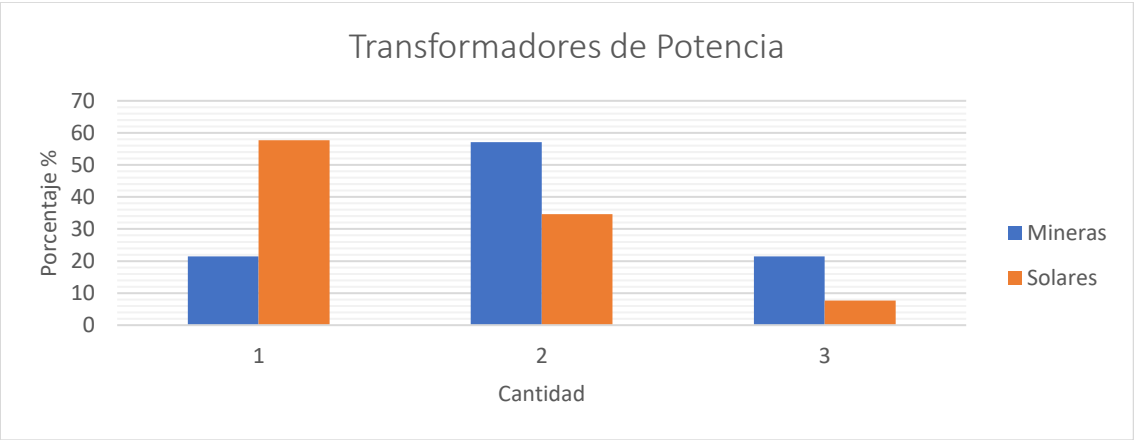


Gráfico 2: Cantidad de transformadores de potencia en sistemas solares y mineros.

En el Gráfico 3 se observan las líneas de transmisión en ambos sistemas, hasta el punto de conexión con el SEN. En los sistemas solares predomina una línea, con el 88% de los casos. En minería se aprecia la presencia, en un 57% de los casos, de dos líneas de transmisión siguiendo, con un 29% de los casos, una línea de transmisión como las cantidades más comunes dentro de estos sistemas.

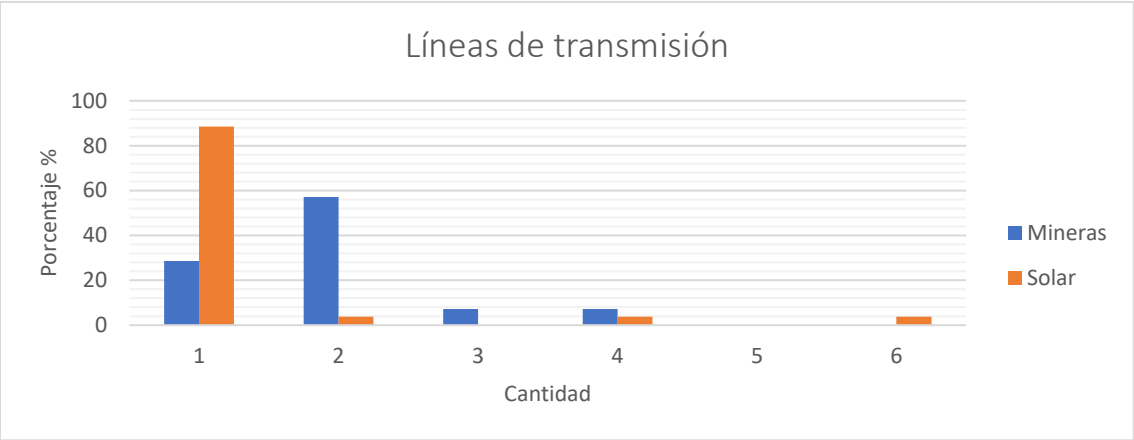


Gráfico 3: Líneas de transmisión en sistemas solares y mineros.

El largo de las líneas de tensión es un aspecto importante que se considera en las topologías, dado que puede definir los ajustes de las protecciones que se utilizarán en el estudio. En el Gráfico 4 se observa que el largo de las líneas de transmisión en sistemas solares está bajo los 50 [km] y en el Gráfico 5 se puede apreciar que la conexión al SEN se hace en barras en un 77% de los casos. En las topologías mineras predominan líneas entre los 50 y 100 [km] en un 41% de los casos, sin dejar de lado que las mineras cuentan con solo una línea en el 37% de los casos y su conexión al SEN se realiza en las barras en el 86% de los casos.

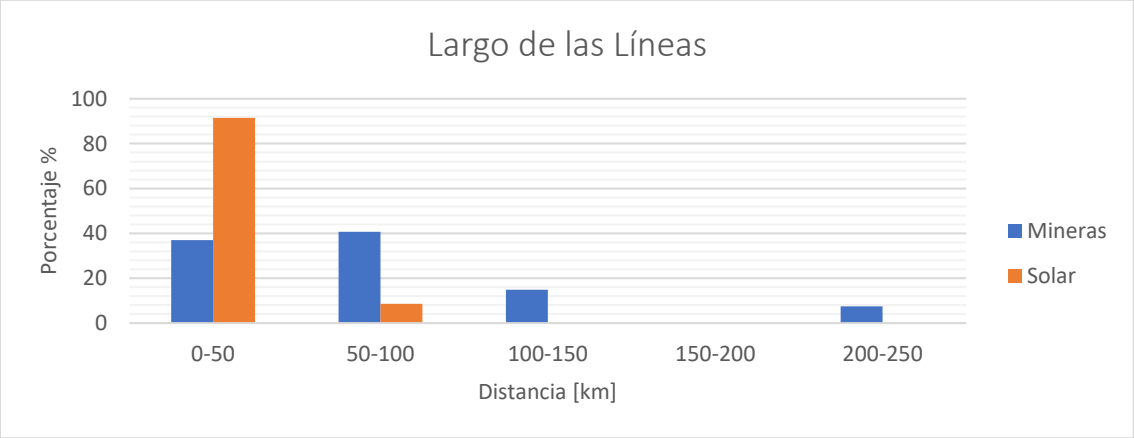


Gráfico 4: Largo de líneas en sistemas solares y mineros.

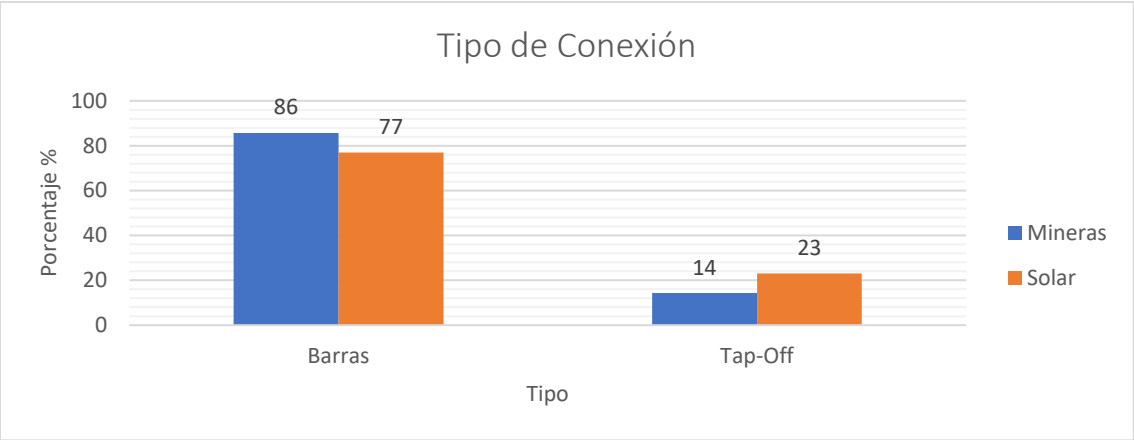


Gráfico 5: Tipo de conexión en sistemas solares y mineros.

2.3. Topologías representativas

Luego de realizar un análisis a las topologías solares y mineras, se pueden modelar los sistemas representativos basándonos en los porcentajes más elevados de cada uno de los parámetros vistos anteriormente. El conjunto interruptor, transformador de corriente (TC) y transformador de tensión (TP), será llamado "paño" en los modelos realizados.

Los modelos se llevan a cabo en el programa de simulación de sistemas de potencia *DIgSILENT PowerFactory*, donde se realiza el análisis, recolección de datos y automatización del ajuste de protecciones en futuros capítulos.

El nivel de profundidad considerado para los modelos, es decir, la cantidad de barras modeladas del sistema representativo después de su conexión al SEN, para el análisis de coordinación de protecciones, será 2, esto queda justificado debido al Art.6-35 de la NTSyCS [5] el cual se cita:

"*Para las fallas, se considerarán cortocircuitos monofásicos, bifásicos a tierra y entre fases, aplicados en localizaciones próximas al punto de ubicación de cada relé de protección y en localizaciones distantes hasta 2 niveles de adyacencia, es decir, hasta 2 puntos o conexiones eléctricas distantes del punto que supervisa o protege el mencionado relé*".

2.3.1. Sistema de generación solar fotovoltaica

A modo de resumir los datos del análisis topológico, se puede observar en la Tabla 3 los parámetros comunes de la topología solar.

Parámetro	*Nivel de alta tensión [kV]*	*Nivel de media tensión [kV]*	*Nº de Transformadores*	*Nº de Líneas*	*Largo de las líneas [Km]*	*Tipo de conexión*
Resultado	220	33	1	1	0-50	Barras
Porcentaje [%]	69	50	57	88	91	77

Tabla 3: Características típicas de un sistema solar.

Los elementos considerados en el modelo y sus características eléctricas son seleccionados mediante valores típicos para estos sistemas acorde a la potencia seleccionada, ésta última de elige mediante un promedio de las potencias que no superan los 100 [MW]. Se describen los parámetros a continuación:

a) Generador estático:
   - PFV
     P=30 [MW]
     FP=1 [-]
     V_{nom}= 33 [kV]
b) Transformador de potencia:
   - Solar T1
     S=50 [MVA]
     $V_{nom\ Alta}$= 220 [kV]
     $V_{nom\ Baja}$= 33 [kV]
     x= 10%
     Conexión: D$ny1$
     (Conexión mayormente vista en las topologías solares permitiendo que ante fallas a tierra en alta tensión, no exista problema con las corrientes residuales en baja tensión)
c) Líneas de transmisión:
   - Solar L1
     $Z^{+} = 0{,}0531 + 0{,}3868\, j\ [\Omega/\mathrm{km}]$
     $Z^{0} = 0{,}2993 + 1{,}0923\, j\ [\Omega/\mathrm{km}]$
     I_{nom}= 400 [A]
     Largo = 50 [km]

d) Transformadores de medida:

- Paños E1 y E2

  Transformador de corriente $N_{TT/CC} = \frac{1400}{5}$

- Paños J1

  Transformador de corriente $N_{TT/CC} = \frac{200}{5}$

- Paños J2 y J3

  Transformador de corriente $N_{TT/CC} = \frac{400}{5}$

  Transformador de tensión $N_{TT/PP} = \frac{230000/\sqrt{3}}{120/\sqrt{3}}$

El diagrama unilineal del sistema solar en *DIgSILENT PowerFactory* se presenta en la Figura 1, este cuenta con un generador estático (PFV) el cual representa la generación solar. Se establecen los valores de tensiones típicos analizados anteriormente, 33 [kV] en el lado de media tensión (Barra Solar 33 kV) y 220 [kV] en el lado de alta tensión (Solar 220 kV y Sistema 220 kV), contando solamente con un transformador de potencia (Solar T1) y una línea de transmisión (Solar L1). El sistema cuenta con cinco paños llamados E1, E2, J1, J2 y J3. El resto del sistema se modela mediante un "*External Grid*", para así solamente enfocarnos en el sistema eléctrico de la planta fotovoltaica.

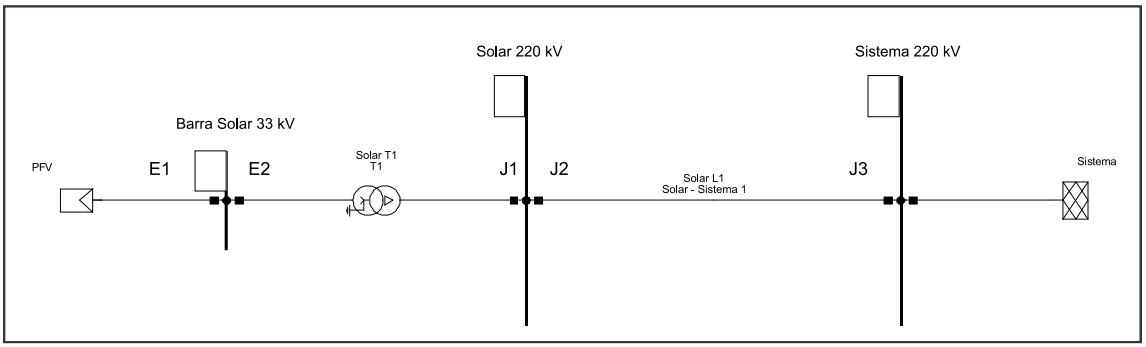


Figura 1: Modelo del sistema eléctrico solar.

2.3.2. Sistema minero

A modo de resumir los datos del análisis topológico, se puede observar en la Tabla 4 los parámetros destacados de la topología minera. Los parámetros son seleccionados según datos típicos para la topología minera, la potencia se selecciona en base a consumos que existen en la minería tales como: correa transportadora, maquinas, procesos internos, entre otros.

Parámetro	*Nivel de alta tensión [kV]*	*Nivel de media tensión [kV]*	*Nº de Transformadores*	*Nº de Líneas*	*Largo de las líneas [Km]*	*Tipo de conexión*
Resultado	220	23	2	2	50-100	Barras
Porcentaje [%]	86	79	58	57	41	86

Tabla 4: Características típicas de un sistema minero.

Los elementos considerados en el modelo y sus características eléctricas se describen a continuación:

a) Motor:
   - Motor Mina
     P=3500 [kW]
     FP=0,87
     V_{nom}= 11 [kV]
     $P_{operación}$=3[MW]

b) Transformadores de potencia:
   - Transformador interno A
     S=5 [MVA]
     $V_{nom\ Alta}$= 23 [kV]
     $V_{nom\ Baja}$= 11 [kV]
     x= 7%
     Conexión: $Dyn1$
     (Conexión mayormente vista en las topologías mineras permitiendo que ante fallas a tierra en alta tensión, no exista problema con las corrientes residuales en baja tensión)

   - T1 Minera y T2 Minera
     S=25 [MVA]
     $V_{nom\ Alta}$= 220 [kV]
     $V_{nom\ Baja}$= 23 [kV]
     x= 10%
     Conexión: $Dyn1$

c) Líneas de transmisión:

- MS 1 y MS 2

  $Z^{+} = 0{,}0893 + 0{,}4039\, j\ [\Omega/\mathrm{km}]$

  $Z^{0} = 0{,}3190 + 1{,}1442\, j\ [\Omega/\mathrm{km}]$

  I_{nom}= 600 [A]

  Largo = 80 [km]

d) Cargas:

- Alimentador 1

  P=14 [MW]

  V_{nom} = 23 [kV]

  FP= 1

e) Transformadores de medida:

- Paños A1 y A2

  Transformador de corriente $N_{TT/CC} = \frac{300}{5}$

- Paños E1

  Transformador de corriente $N_{TT/CC} = \frac{200}{5}$

- Paños E2

  Transformador de corriente $N_{TT/CC} = \frac{350}{5}$

- Paños E3 y E4

  Transformador de corriente $N_{TT/CC} = \frac{700}{5}$

- Paños J1 y J2

  Transformador de corriente $N_{TT/CC} = \frac{200}{5}$

- Paños J3, J4, J5 y J6

  Transformador de corriente $N_{TT/CC} = \frac{600}{5}$

  Transformador de tensión $N_{TT/PP} = \frac{220000/\sqrt{3}}{120/\sqrt{3}}$

El diagrama unilineal del sistema minero en *DIgSILENT PowerFactory* se presenta en la Figura 2, este cuenta con un motor el cual representa todo aquel consumo ligado a las actividades extracción en la mina y un alimentador el cual representa consumos en la minería que no estén ligados al uso de motores.

Se establecen los valores de tensiones típicos analizados anteriormente, 23 [kV] en el lado de media tensión (Barra Minera 23 kV) y de 220 [kV] en el lado de alta tensión (Minera 220 kV y Sistema 220 kV), adicionalmente se establece un nivel de tensión inferior de 11 [kV] para así ligar el consumo del motor y poder establecer sus protecciones (Minera 11 kV).

Se cuenta con tres transformadores de potencia, dos de estos situados antes de las líneas de transmisión (T1 Minera y T2 Minera) y un transformador interno y de esta forma acoplar el motor a la red de manera más realista.

Respecto al sistema de transmisión, dos líneas de transmisión (Minera L1 y Minera L2) son situadas entre la minera y el resto del sistema, el cual está representado mediante un "*External Grid*". El sistema cuenta con doce paños llamados A1, A2, E1, E2, E3, E4, J1, J2, J3, J4, J5 y J6.

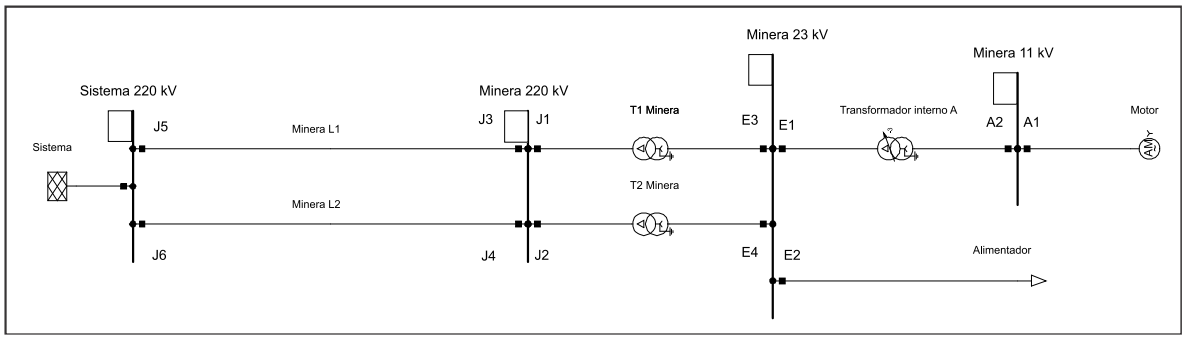


Figura 2: Modelo del sistema minero.

CAPÍTULO 3

Filosofía de protecciones

En este capítulo se describirán los aspectos más importantes de las protecciones eléctricas de las cuales se abordarán las protecciones de sobrecorriente y de distancia. Estos equipos son capaces de poder detectar anomalías en los niveles de tensión y corriente para así poder enviar una señal de apertura a los interruptores con el fin de proteger a los equipos eléctricos.

Se establecen los criterios que se utilizan para el ajuste de las protecciones de sobrecorriente y de distancia, los cuales dependen de las topologías modeladas. En el caso de las protecciones de sobrecorriente, se definen los criterios que permitan una obtención de la corriente I_{pickup} y el tiempo en el que operan las funciones de fase y la función residual. Se tiene en consideración el uso de la curva inversa *IEC 255-3* en las protecciones de sobrecorriente, debido a su simplicidad en su característica y su uso común en los ajustes de este tipo de protección. Para las protecciones de distancia se definen las distintas zonas con sus alcances y tiempos de operación.

La implementación de los criterios es un compendio de recomendaciones de fabricantes, normas, criterios del Coordinador Eléctrico Nacional y criterios de empresas eléctricas, respetando las curvas de daño y sobrecargas permisibles por los diferentes componentes del sistema eléctrico.

3.1. Criterios para la función de sobrecorriente de fase (51)

Al momento de ajustar este tipo de protecciones, se debe tener en consideración los equipos que están conectados en serie de manera de poder distinguir cuál será el más crítico al momento de realizar un ajuste. Las características de esta protección se pueden observar en el anexo A.

3.1.1. Corriente mínima de operación de fase

a) Motor $$I_{pickup} = 1{,}05 \cdot I_{nom} \quad (1)$$

b) Generador estático $$I_{pickup} = 1{,}05 \cdot I_{nom} \quad (2)$$

c) Transformador de potencia $$I_{pickup} = 1{,}15 \cdot I_{nom} \quad (3)$$

d) Cargas $$I_{pickup} = 1 \cdot I_{nom} \quad (4)$$

e) Transformador de corriente $I_{pickup} = 1 \cdot I_{nom}$ *(5)*

f) Línea de transmisión $I_{pickup} = 1{,}5 \cdot I_{nom}$ *(6)*

Donde,

I_{pickup}: Corriente de ajuste para la operación de la protección de S/I o simplemente corriente de operación.

I_{nom}: Corriente nominal del respectivo equipo.

3.1.2. Tiempos de operación de fases

En cada protección de sobrecorriente de fase, se utiliza una curva inversa del tipo *IEC 255-3* con la siguiente característica:

$$T_{operación} = \frac{0{,}14 \cdot T_p}{\left(\frac{I_{falla}}{I_{pickup}}\right)^{0{,}02} - 1} \qquad (7)$$

Donde,

$T_{operación}$: Tiempo de operación de la función en [s].

T_p: Tiempo de ajuste de la función en [s].

I_{falla}: Corriente de fase medida en [A]

I_{pickup}: Corriente de operación en [A]

Se coordinarán las protecciones de manera tal que se cumplan 300 [ms] como mínimo en los tiempos de paso.

3.2. Criterios para la función de sobrecorriente residual (51N)

3.2.1. Corriente mínima de operación residual

La corriente mínima de operación para las protecciones residuales será de un 10% de la corriente nominal del transformador de corriente del paño respectivo.

$$I_{pickup} = 0{,}1 \cdot I_{TCnom} \qquad (8)$$

3.2.2. Tiempos de operación residual

En cada protección de sobrecorriente residual, se utiliza una curva inversa del tipo *IEC 255-3* con la siguiente característica:

$$T_{operación} = \frac{0{,}14 \cdot T_p}{\left(\frac{3I_{0_falla}}{I_{pickup}}\right)^{0{,}02} - 1} \qquad (9)$$

Donde,

$T_{operación}$: Tiempo de operación de la función en [s].

T_p: Tiempo de ajuste de la función en [s].

$3I_{0_falla}$: Corriente residual medida en [A]

I_{pickup}: Corriente de operación en [A]

Se coordinarán las protecciones de manera tal que se cumplan 300 [ms] como mínimo en los tiempos de paso. La resistencia de falla mínima considerada para el cálculo de la corriente de cortocircuito es de 20 [Ω].

3.3. Criterios para la función de distancia (21/21N)

La función de distancia realiza mediciones de tensión y corriente, calculando un valor de impedancia desde el punto de medida hasta el punto de falla. Las características de esta protección se pueden observar en el anexo A.

a) Características de operación empleadas
   Fallas entre fases: Característica Cuadrilateral.
   Fallas a tierra: Característica Cuadrilateral.

b) Alcances
   Zona 1: Dirección hacia la línea protegida (*Forward*), con un alcance del 80% de su longitud, para todas las fallas entre fases y residuales, sin sobrepasar un ajuste del 85% de la impedancia de la línea propia.

   Zona 2: Dirección hacia la línea protegida (*Forward*), con un alcance del 100% de su longitud más un 20% del tramo adyacente más corto, para todas las fallas entre fases y residuales, sin sobrepasar un ajuste del 30% del tramo adyacente más corto.

Zona 3: Dirección hacia la línea protegida (*Forward*), con un alcance del 100% de su longitud más un 100% del tramo adyacente más corto, para todas las fallas entre fases y residuales.

Fallas entre fases: El alcance resistivo de la función 21 debe contemplar la resistencia propia de la línea, hasta el punto de cobertura deseado.

Fallas residuales: El alcance resistivo de la función 21N debe contemplar la resistencia de la propia línea, hasta el punto de cobertura deseado, más una resistencia de arco. La resistencia de arco es considerada con un valor de 20 [Ω].

c) Tiempos de operación

Los tiempos de operación se ajustarán de manera tal que se obtenga una adecuada coordinación entre las zonas de operación de la función de distancia.

Zona 1: Tiempo instantáneo, 0 [ms]

Zona 2: 400 [ms]

Zona 3: 800 [ms]

CAPÍTULO 4

Automatización del ajuste de protecciones

Una vez estudiadas las topologías chilenas en el ámbito solar y minero para así establecer los modelos representativos de cada una de éstas, se definen y establecen los criterios para el ajuste de las distintas protecciones de interés utilizando la filosofía de protecciones del capítulo anterior.

Para la automatización se efectúa un estudio de los lenguajes de programación disponibles para trabajar con los modelos representativos en *DIgSILENT*: *DIgSILENT Programming Language* y *Python*. Luego de presentar las características de cada uno de ellos, y establecer sus ventajas y desventajas (Anexo A), se elige Python, dada la comodidad que otorga al usuario de ejecutar los comandos y del interfaz visual para poder observar la ejecución de los códigos y de los resultados obtenidos en una misma ventana.

En lo que sigue, se describirán los aspectos principales que permitieron incorporar los códigos que automatizan la obtención de datos, cálculo de tiempos de paso y ajuste automático de protecciones para las topologías representativas en sistemas solares y mineros. Cada código tiene distintos objetivos de automatización y es por esto que se dividen en:

- Nivel de cortocircuito
- Lista de protecciones
- Ajuste automático de protecciones de sobrecorriente
- Ajuste automático de protecciones de distancia
- Reporte de coordinación

4.1. Cálculo de los parámetros de ajuste de las protecciones

Según los criterios mencionados anteriormente, se establecen las ecuaciones necesarias para realizar los cálculos de las respectivas corrientes nominales de los equipos implicados en el modelo de los sistemas de interés. Según las corrientes nominales de los equipos serie se pueden obtener las corrientes de ajuste para las protecciones de sobrecorriente. Por otra parte, se establecerán las ecuaciones necesarias para obtener los respectivos alcances establecidos en las protecciones de distancia.

4.1.1. Corrientes nominales

En el programa *DIgSILENT PowerFactory* se modelan los elementos serie: transformadores de potencia, transformadores de corriente, líneas, motores y cargas. Las corrientes nominales de cada elemento se muestran a continuación:

a) Transformador de potencia [kA] $$I_{Tnom} = \frac{S_{3\emptyset}}{\sqrt{3} \cdot V_{ll}} \quad (10)$$

b) Motor [kA] $$I_{Mnom} = \frac{S_{3\emptyset}}{\sqrt{3} \cdot V_{ll}} \quad (11)$$

c) Generador [kA] $$I_{Gnom} = \frac{S_{3\emptyset}}{\sqrt{3} \cdot V_{ll}} \quad (12)$$

d) Cargas [kA] $$I_{Cnom} = \frac{S_{3\emptyset}}{\sqrt{3} \cdot V_{ll}} \quad (13)$$

e) Tranformador de corriente [kA] I_{TCnom}= Dato de fabricante *(14)*

f) Línea de transmisión [kA] I_{Lnom}= Dato del propietario *(15)*

Donde,

$S_{3\emptyset}$: Potencia trifásica del elemento en [MVA]

V_{ll}: Tensión línea-línea del elemento en [kV]

Las corrientes nominales tanto de la línea como del transformador de corriente dependen de los datos del fabricante y de las opciones que prefiera el usuario/empresa para el sistema de potencia. Generalmente, se realizan ajuste de protecciones a sistemas ya existentes y por ende la corriente nominal de estos equipos es obtenida directamente de los datos del fabricante.

4.1.2. Corrientes pickup

Una vez calculadas las corrientes nominales de cada elemento se utilizan criterios para la sobrecarga en cada elemento y se calcula así la corriente crítica.

a) Transformador de potencia [kA] $$I_{TCrit} = 1{,}15 \cdot I_{Tnom} \quad (16)$$

b) Motor [kA] $$I_{MCrit} = 1{,}05 \cdot I_{Mnom} \quad (17)$$

c) Generador [kA] $$I_{GCrit} = 1{,}05 \cdot I_{Gnom} \quad (18)$$

d) Cargas [kA] $$I_{CCrit} = 1 \cdot I_{Cnom} \quad (19)$$

e) Transformador de corriente [kA] $$I_{TCCrit} = 1 \cdot I_{TCnom} \quad (20)$$

f) Línea de transmisión [kA] $$I_{LCrit} = 1{,}5 \cdot I_{Lnom} \quad (21)$$

Donde,

I_{iCrit} : Es la corriente nominal con un margen de sobrecarga del elemento *i*.

Finalmente, la corriente de operación de la protección de sobrecorriente será la mínima corriente crítica entre los elementos en serie.

$$I_{pickup} = MIN\{I_{iCrit}\} \qquad (22)$$

4.1.3. Alcances de las zonas de protección

Los alcances de cada zona dependerán del elemento que se proteja, en este trabajo se utilizarán para proteger en forma principal a las líneas de transmisión. El alcance de las zonas dependerá principalmente de los parámetros de la línea en cuestión y del elemento adyacente con menor impedancia.

a) Zona 1

La zona 1 se ajusta con un alcance del 80% de la impedancia de secuencia positiva de la línea propia.

$$Z_{1Fase} = 0{,}8 \cdot Z^{+}_{Lpropia}\ [\Omega] \qquad (23)$$

Para fallas a tierra se agrega un valor de resistencia de falla (R_f) de 20 [Ω].

$$Z_{1Tierra} = 0{,}8 \cdot Z^{+}_{Lpropia} + R_f [\Omega] \qquad (24)$$

b) Zona 2

La zona 2 se ajusta con un alcance del 100% de la impedancia de secuencia positiva de la línea propia y de un 20% de la impedancia de secuencia positiva del tramo adyacente más corto.

$$Z_{2Fase} = 1 \cdot Z^{+}_{Lpropia} + 0{,}2 \cdot Z^{+}_{ady}\ [\Omega] \qquad (25)$$

Para fallas a tierra se agrega un valor de resistencia de falla (R_f) de 20 [Ω].

$$Z_{2Tierra} = 1 \cdot Z^{+}_{Lpropia} + 0{,}2 \cdot Z^{+}_{ady} + R_f [\Omega] \qquad (26)$$

c) Zona 3

La zona 3 se ajusta con un alcance del 100% de la impedancia de secuencia positiva de la línea propia y de un 100% de la impedancia de secuencia positiva del tramo adyacente más corto.

$$Z_3 = 1 \cdot Z^{+}_{Lpropia} + 1 \cdot Z^{+}_{ady}\ [\Omega] \qquad (27)$$

Para fallas a tierra se agrega un valor de resistencia de falla (R_f) de 20 [Ω].

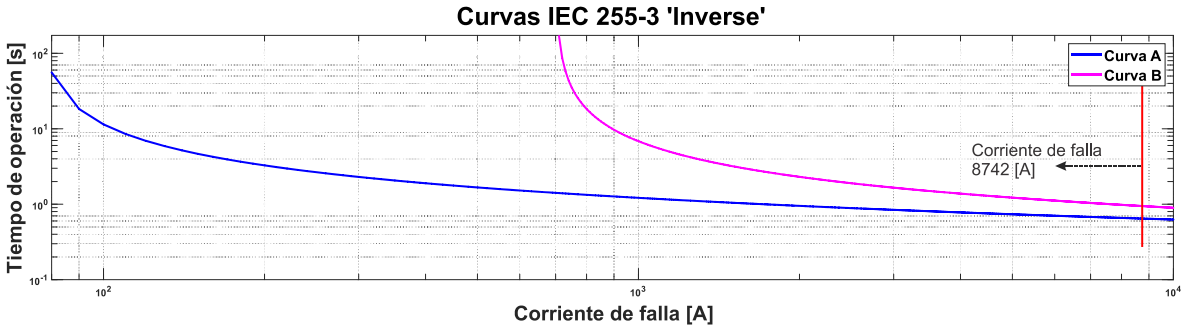
$$Z_{3Tierra} = 1 \cdot Z^{+}_{Lpropia} + 1 \cdot Z^{+}_{ady} + R_f [\Omega] \qquad (28)$$

4.2. Criterio para el cumplimiento de los tiempos de paso entre protecciones

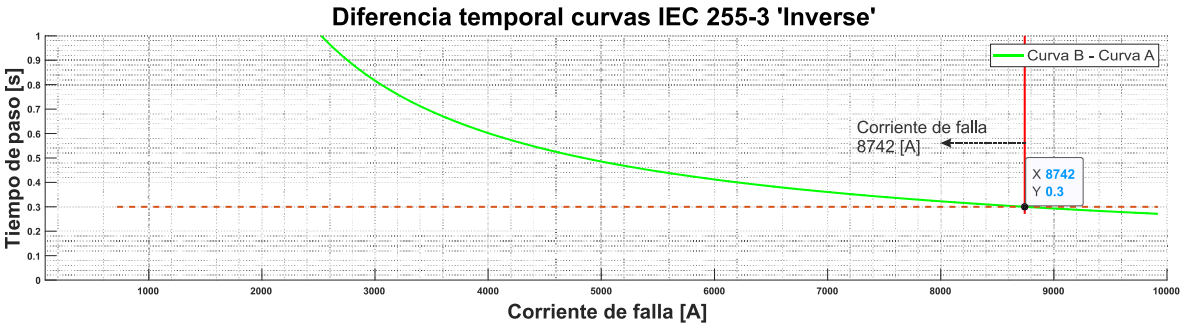
4.2.1. Tiempo de paso entre protecciones de sobrecorriente

Una manera de evaluar la coordinación entre distintos relés es realizar fallas en sectores estratégicos y así mirar los tiempos de operación de cada relé con el fin de calcular la diferencia temporal entre ellos. Al momento de realizar distintos tipos de fallas en uno o varios lugares, la corriente de falla percibida por los relés cambia y por ende cambian los tiempos de operación de cada relé.

Para asegurar una coordinación entre relés, se opta por elegir el peor caso de falla implicando corrientes altas en las curvas de operación. Temporalmente al seleccionar corrientes altas en las curvas y asegurar un tiempo de paso para estas corrientes, para corrientes más bajas se asegurará un tiempo de paso mayor, siempre y cuando las curvas sean del mismo tipo. En la Figura 3, en (a) se puede ver dos tipos de curvas del mismo tipo y con distintos parámetros de ajuste, suponiendo como peor caso una falla de 8742 [A] y que ambas funciones perciben la misma corriente. Si para el peor caso aseguramos 300 [ms], como se puede mirar en (b), el tiempo de paso disminuye a medida que las corrientes aumentan hasta el punto en el cual se aseguran los 300 [ms].



(a)



(b)

Figura 3: Curvas de protección de sobrecorriente IEC 255-3. (a): Tiempos de operación; (b): Tiempos de paso. Curva A: Tp=0,35; Ip=700; Curva B: Tp=0,46; Ip=75,52.

4.2.2. Tiempo de paso entre protecciones de distancia

En el caso de las protecciones de distancia, para una adecuada selectividad y coordinación de las zonas de protección, se realiza un ajuste escalonado de éstas, desde el extremo donde se encuentra la protección. En la Figura 4 se puede observar el tiempo de actuación de las respectivas zonas en función de la localización de la falla. Los tiempos de operación son los indicados en el capítulo anterior y permiten un tiempo de paso superior a 300 [ms].

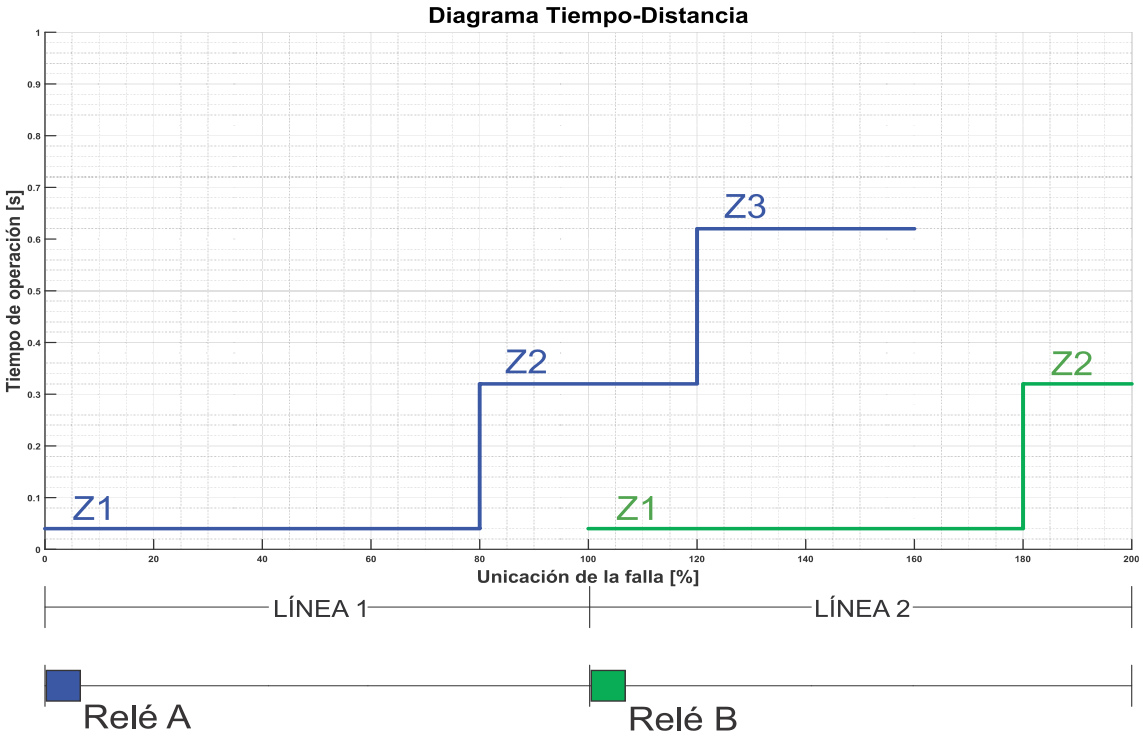


Figura 4: Tiempo de operación en función del lugar de falla.

4.2.3. Tiempo de paso entre protecciones de sobrecorriente y distancia

La coordinación entre las protecciones de sobrecorriente y distancia, son temas que han abarcado en algunos artículos en los cuales se proponen métodos de coordinación para ambas protecciones. Esto no solamente depende de las funciones en sí, también depende de cómo este conformado el sistema, cantidad de elementos, enmallamiento, aportes intermedios, entre otros. En este trabajo, la coordinación de los esquemas completos de protecciones en cada paño se logra coordinando las protecciones del mismo tipo, imponiendo tiempos de paso mayores a 300 [ms]. Esto queda ejemplificado en la Figura 5, donde se marcan los tiempos mínimos de operación entre ambas funciones, el tramo de análisis corresponde a cuando el tiempo mínimo se determina por la curva de sobrecorriente. Dada la lenta operación de las curvas y el ajuste de los tiempos de paso con un mínimo de 300 [ms] entre las mismas, aseguramos tiempos mayores a 300 [ms] entre protecciones de distancia y sobrecorriente, por tanto, no se presentarán descoordinaciones entre las funciones más rápidas entre los relés A y B (curvas marcadas en verde).

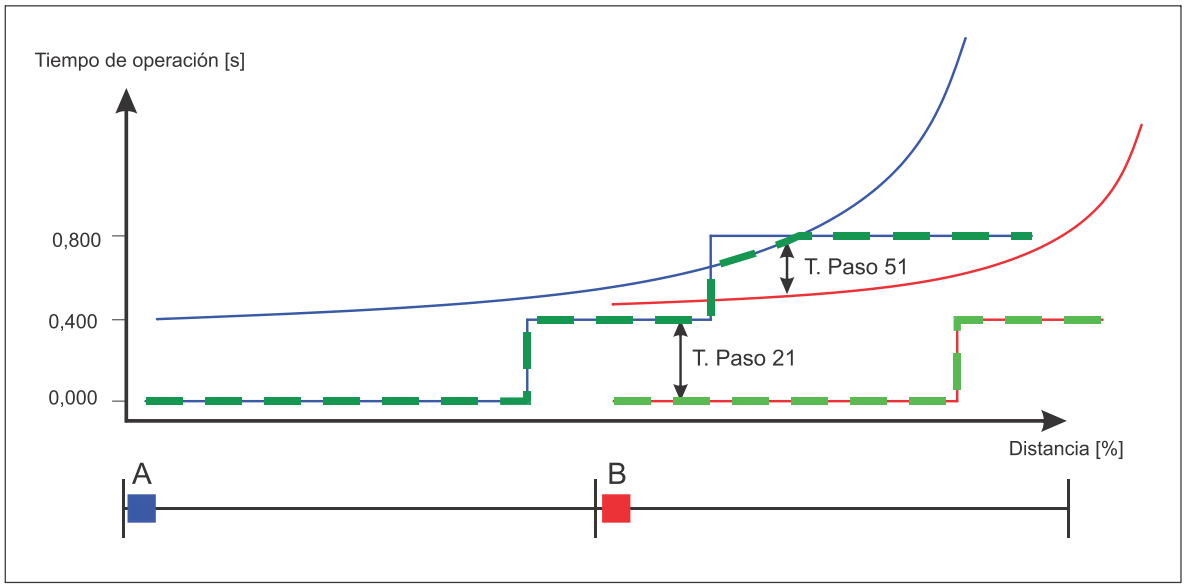


Figura 5: Diagrama tiempo-distancia para la coordinación entre protecciones de sobrecorriente y distancia.

4.3. Algoritmos para la obtención de datos y ajuste automático

Con el objetivo de automatizar algunos procesos repetitivos y otros iterativos en los estudios de protecciones, se realizan una serie de algoritmos que permiten la obtención de datos y, basándose en la filosofía de protecciones, permiten generar códigos que realizan el ajuste automático de las protecciones de sobrecorriente y distancia.

4.3.1. Obtención de corrientes de cortocircuito

El nivel de cortocircuito nos proporciona la información de corrientes de un sistema en condiciones de falla, la cual es muy importante para los estudios de protecciones eléctricas, ya que así se puede evaluar su comportamiento.

El nivel de cortocircuito varía según su tipo, topología del sistema y el lugar donde se realiza la falla, entre otros. Para saber el nivel de cortocircuito en distintas partes del sistema se requiere efectuar fallas en puntos estratégicos como barras y líneas, además de evaluar distintos tipos de falla.

Para abarcar esta gran cantidad de casos, se genera un Código en *Python*, el cual de forma simple se ve reflejado en el diagrama de flujo de la Figura 6.

Las fallas contempladas en esta automatización son:

a) Falla trifásica
b) Falla monofásica con resistencia de falla 0 [Ω]
c) Falla monofásica con resistencia de falla 20 [Ω]

Los lugares donde se realizan las fallas son:

a) Barras que esten contenidas en la base de datos.
b) Líneas que esten contenidas en la base de datos, a un 15, 50 y 85% de la misma.

El algoritmo selecciona el tipo de falla, de forma que se iteran las fallas comentadas anteriormente y luego itera las ubicaciones de falla mencionadas. Después de asignar un tipo de falla y un punto de falla se extraen las corrientes de cortocircuito en el punto de falla.

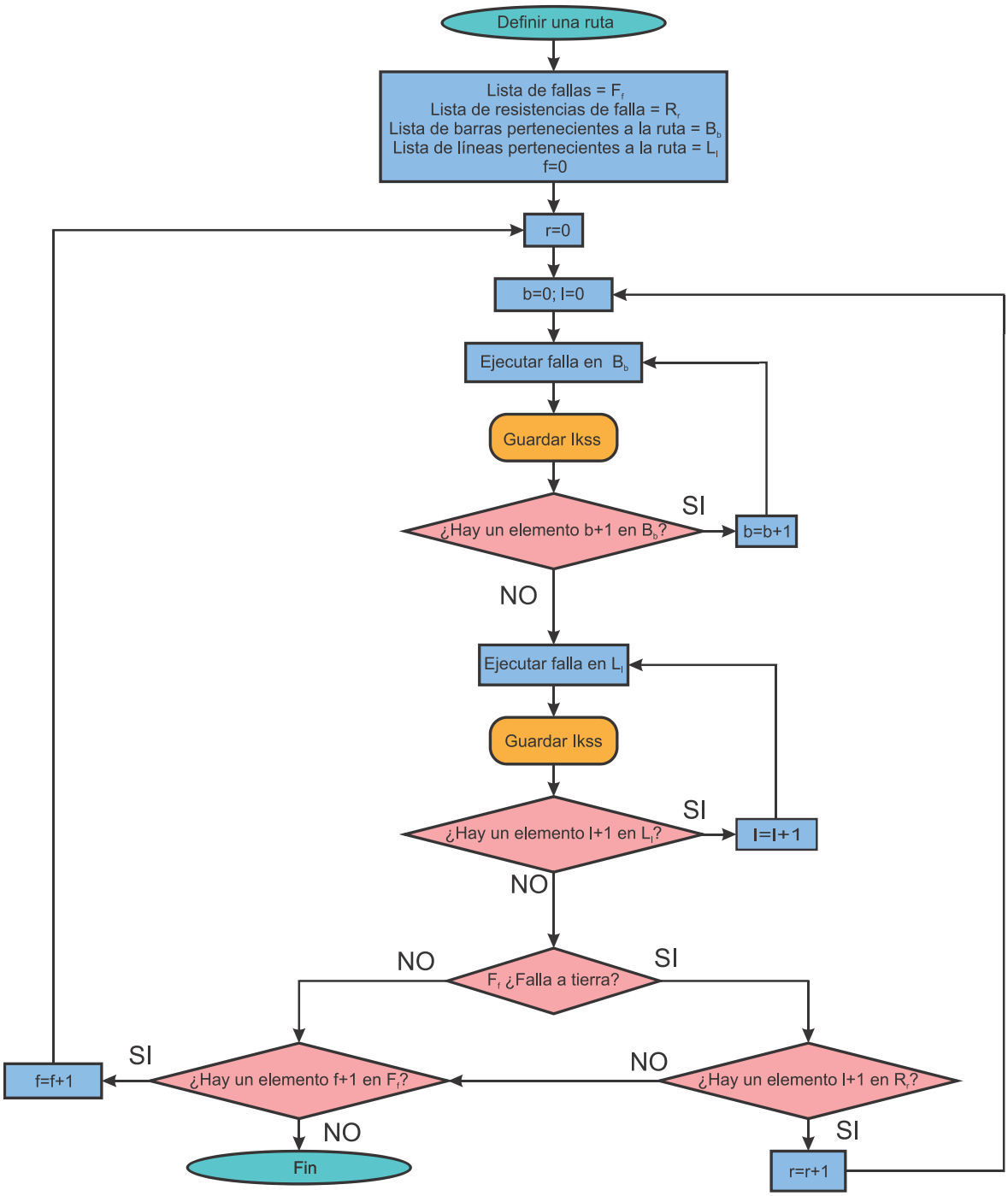


Figura 6: Diagrama de flujo para obtener el nivel de cortocircuito de un sistema.

4.3.2. Obtención de protecciones modeladas

Identificar las protecciones de un sistema es fundamental para poder iniciar un estudio de coordinación, saber en qué sectores se ubican las protecciones y de que tipo son. Es una labor que se efectúa típicamente en los estudios de protecciones.

Es por lo anterior que se plantea una automatización para la obtención de datos que identifiquen el tipo de protección que hay en un determinado sistema, cuáles son sus funciones, modelos y donde están ubicadas, tal como se puede observar en la Figura 7.

Para empezar, se define una ruta a analizar y luego se obtienen algunas *datas* con información de protecciones según las instrucciones:

a) Sobrecorriente de tiempo definido: *app.GetCalcRelevantObjects('*.RelToc')*
b) Sobrecorriente de tiempo instantáneo: *app.GetCalcRelevantObjects('*.RelIoc')*
c) Distancia cuadrilateral: *app.GetCalcRelevantObjects('*.RelDispoly')*

Una vez que se definen las *datas* de los objetos de clase *RelToc*, *RelIoc* y *RelDispoly*, se define una lista vacía en la cual se almacenarán todos los parámetros que nos ayuden a identificar la ubicación de la protección y su tipo.

Se extraen los siguientes datos de cada relé de protección:

a. Nombre
b. Barra
c. Rama
d. Cubículo
e. Modelo
f. Función
g. Codigo ANSI
h. Codigo IEC

Posteriormente, se recorre cada uno de los objetos en las *datas*, extrayendo los datos de aquellas protecciones pertenecientes a la ruta y que estén en servicio. Este ciclo termina cuando no existan más objetos en las *datas* definidas.

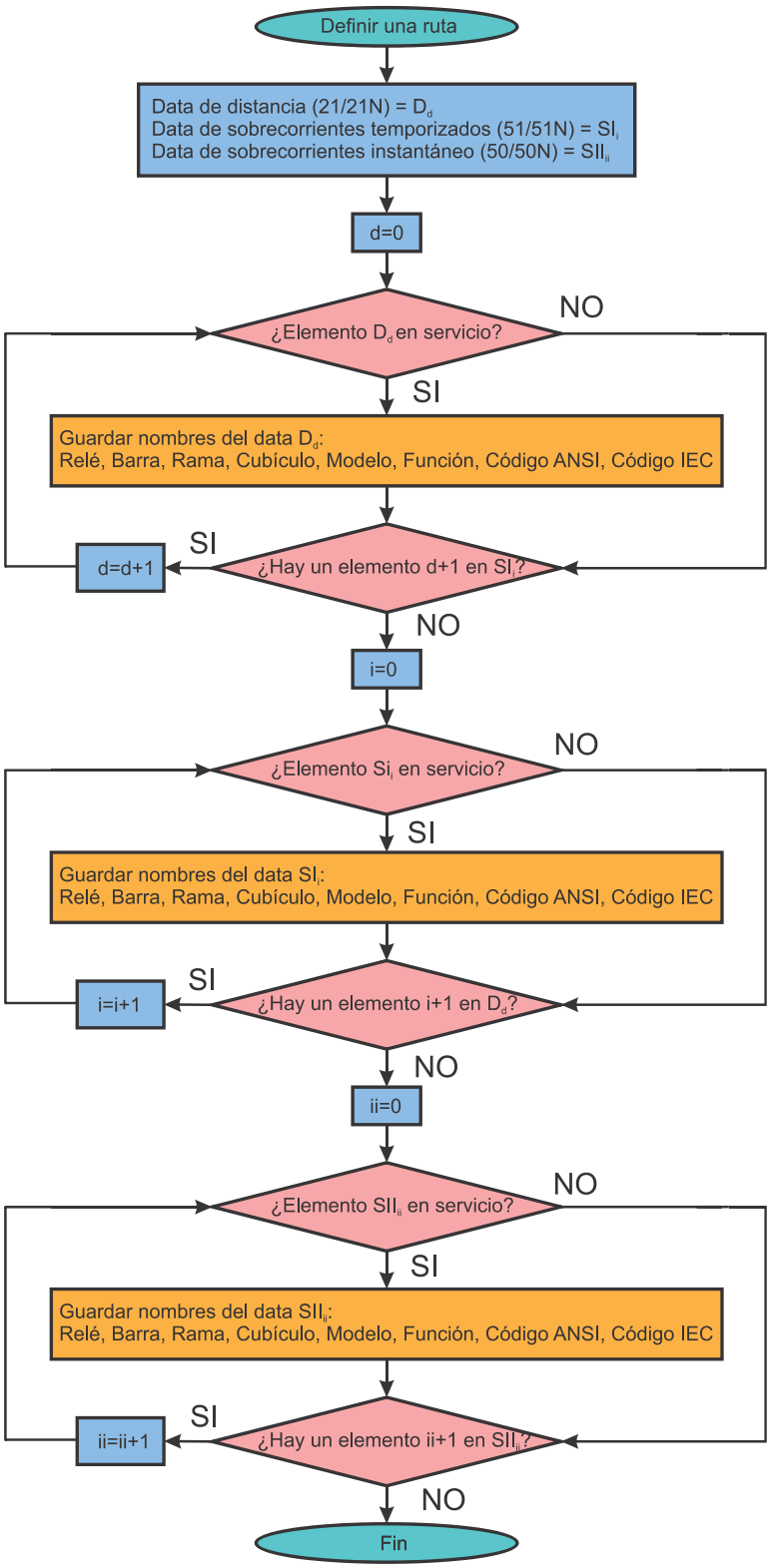


Figura 7: Diagrama de flujo para la obtención de datos de las protecciones en un sistema.

4.3.3. Ajuste automático de protecciones de sobrecorriente (51/51N-50/50N)

El ajuste de protecciones de sobrecorriente, es un trabajo que el ingeniero de protecciones habitualmente realiza identificando los distintos elementos serie y las rutas críticas para así poder realizar un ajuste de manera adecuada. El siguiente algoritmo, cuyo diagrama de flujo se presenta en la Figura 8, permite al usuario detectar de manera rápida el equipo más crítico a proteger dentro de un paño y ajustarlo de manera coordinada con las protecciones de sobrecorriente en niveles inferiores del sistema para una ruta predefinida.

El algoritmo detecta los relés operativos en la ruta definida e identifica un relé base (menor tiempo de operación), luego realiza los cálculos de ajuste en relés ubicados en niveles superiores al relé base. Se define la corriente I_{pickup} según la corriente más crítica en el tramo de protección en base a la filosofía de protecciones.

Una vez ajustada la corriente I_{pickup}, el algoritmo evalúa diferentes fallas para poder coordinar las funciones de sobrecorriente, cumpliendo con el margen de 300 [ms]. Se ejecutan fallas para poder calcular los tiempos de actuación “aguas abajo” y de este modo coordinar con las protecciones “aguas arriba” calculando el tiempo de ajuste, T_p. Una vez obtenidos los distintos T_p, se opta por seleccionar el de mayor valor, dado que así el algoritmo se asegura de poder cumplir con una coordinación para todas las fallas llevadas a cabo.

Esto se generaliza para una ruta predefinida, trabajando de esta forma con todos los relés ubicados en esa ruta y teniendo en consideración un relé base aguas abajo desde el cual se comienza a coordinar.

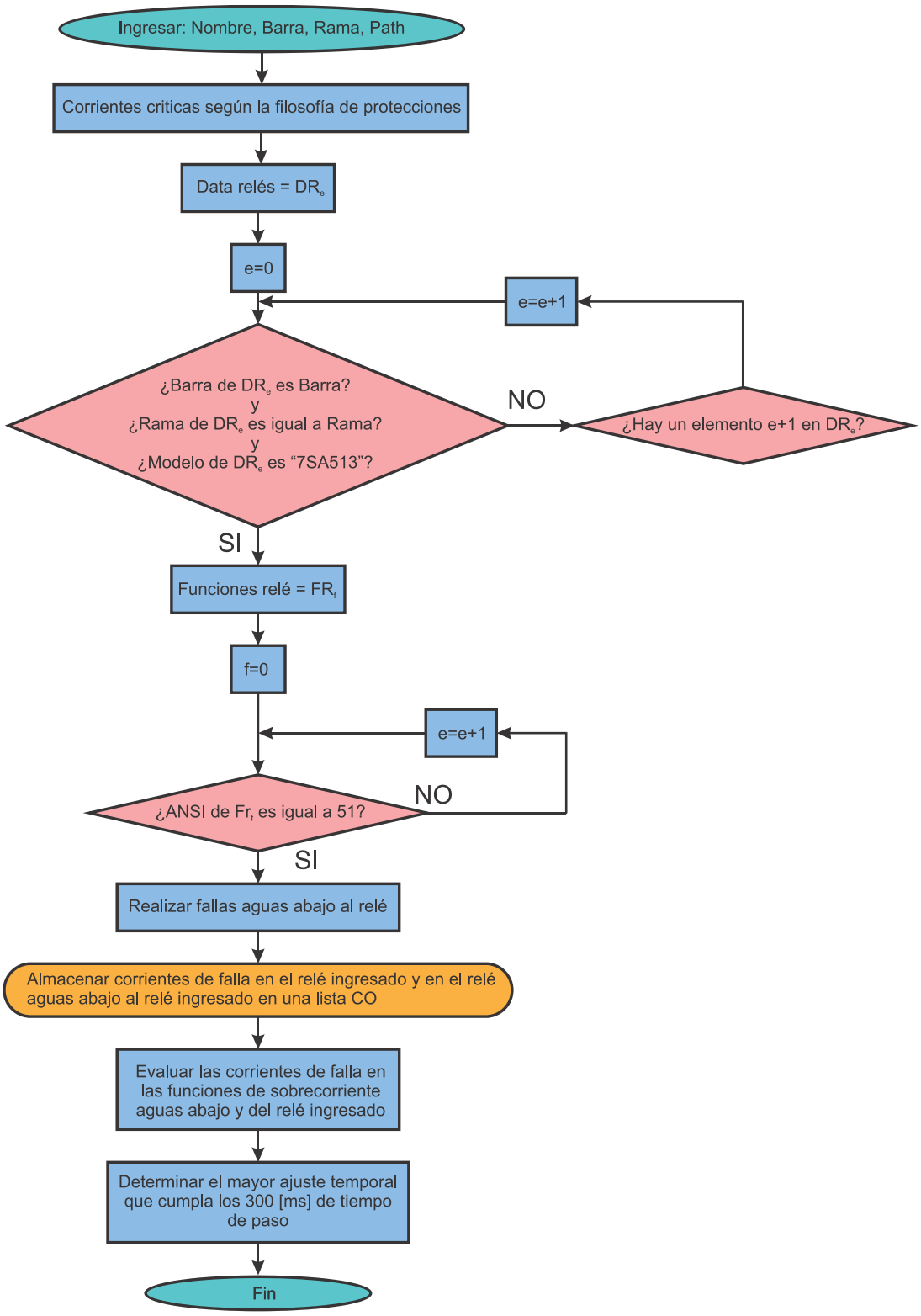


Figura 8: Diagrama de flujo del ajuste automático de protecciones de sobrecorriente.

4.3.4. Ajuste automático de protecciones de distancia (21/21N)

El ajuste de las protecciones de distancia se realiza en aquellos relés que tengan como elemento una línea de transmisión. El usuario para poder efectuar los ajustes tiene que identificar las líneas a proteger, sus parámetros y calcular los alcances de las distintas zonas de protección.

El algoritmo optimiza este proceso, primero se ingresa el *data* del relé a ajustar para luego identificar la línea a proteger y el tramo adyacente más corto luego de la línea propia. Una vez identificados esos dos parámetros y, bajo la filosofía de protección, se calculan los alcances de las distintas zonas, tanto el alcance reactivo como resistivo para fallas entre líneas y a tierra (ver Figura 9). En el caso de que no se detecte una línea adyacente, el algoritmo realiza un ajuste de la zona 2 y zona 3 según 1,2 y 2 veces la impedancia de la línea propia correspondientemente.

Para asegurar el cumplimiento de la filosofía de protecciones, se realiza el cálculo de los Z_{loop} y se reajustan los alcances mediante el Z_{loop} más crítico para así no tener problemas de coordinación entre las distintas zonas de operación con los paños contiguos.

El cálculo de los Z_{loop} se realiza según los criterios de alcance en cada zona establecidos en las filosofías de protecciones y bajo las siguientes condiciones:

Para la Zona 1:

a) Si el Z_{loop} es menor al alcance de la zona 1, no se considera como un reajuste.
b) Si el Z_{loop} es mayor al alcance de la zona 1, se considera un reajuste siempre y cuando este no sobrepase el 85% de la impedancia de la línea propia del relé.
c) Si existen varios Z_{loops} que cumplen la condición b), se selecciona el mayor Z_{loop} registrado.

Para la Zona 2:

a) Si el Z_{loop} es menor al alcance de la zona 2, no se considera como un reajuste.
b) Si el Z_{loop} es mayor al alcance de la zona 2, se considera un reajuste siempre y cuando este no sobrepase el 30% de la impedancia de la línea adyacente.
c) Si existen varios Z_{loops} que cumplen la condición b), se selecciona el mayor Zloop registrado.

Para la Zona 3:

a) Si el Zloop es menor al alcance de la zona 3, no se considera como un reajuste.
b) Si el Zloop es mayor al alcance de la zona 3, se considera un reajuste siempre y cuando este no sobrepase el 100% de la impedancia de la línea.
c) Si existen varios Zloops que cumplen la condición b), se selecciona el mayor Zloop registrado.

Esto se puede observar en la Figura 10, en donde el 80% corresponde al 80% de la línea propia, el 120% corresponde a la línea propia más un 20% de la línea adyacente más corta y el 200% corresponde a la línea propia más la línea adyacente más corta.

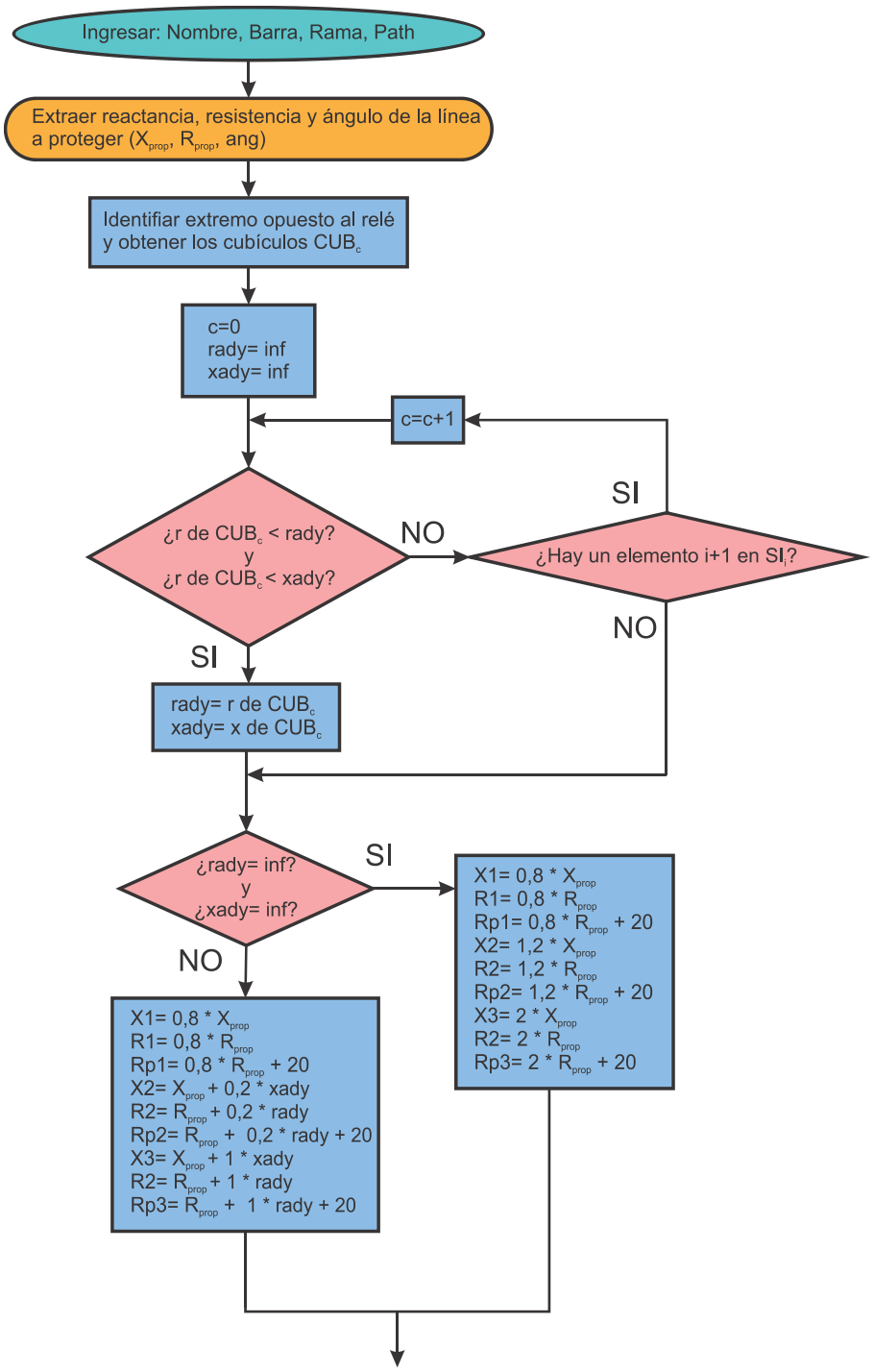


Figura 9: Diagrama de flujo del ajuste automático de protecciones de distancia, parte 1.

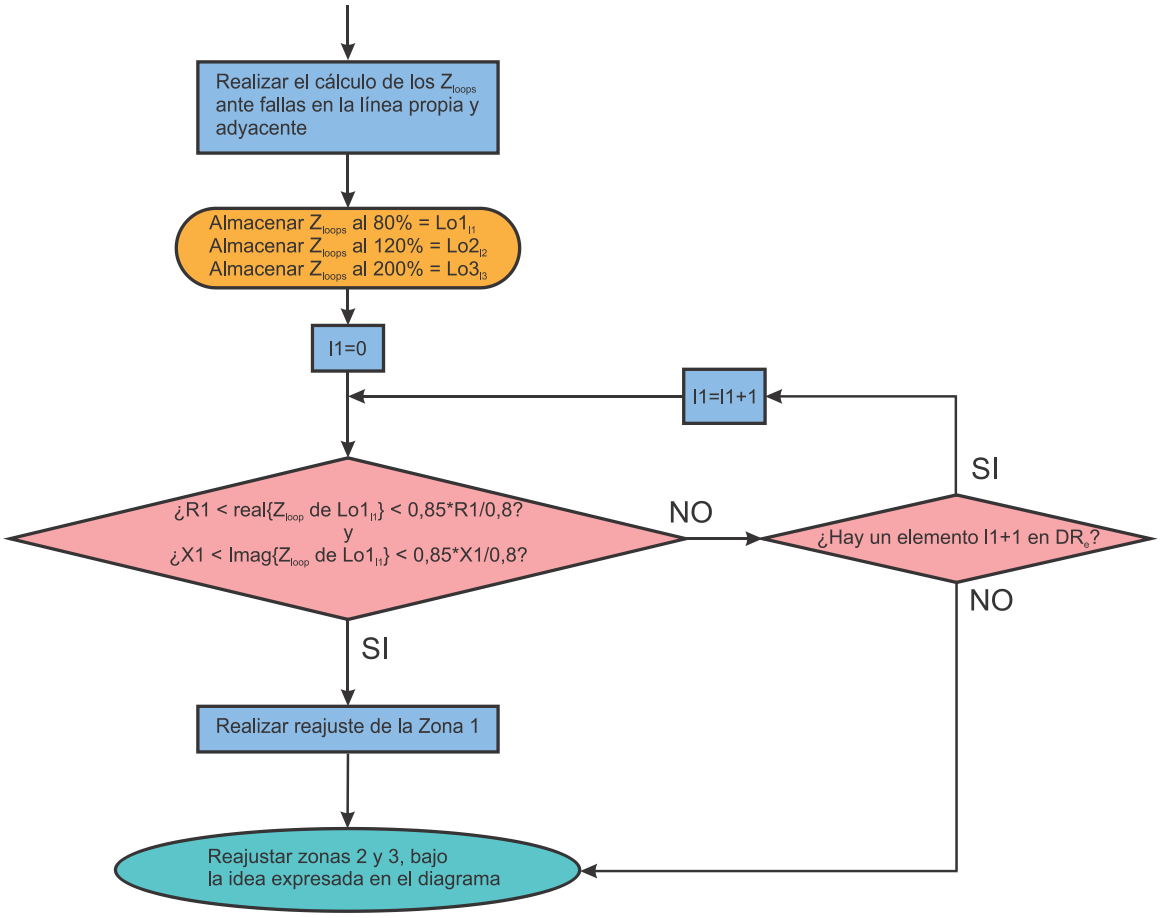


Figura 10: Diagrama de flujo del ajuste automático de protecciones de distancia, parte 2.

4.3.5. Reporte de coordinación

Los tiempos de operación nos pueden informar sobre la rapidez de la protección, el estado de operación y la coordinación de protecciones, donde se debe verificar que:

a) La protección opera de manera correcta
b) La protección no opera de manera correcta

En los estudios y análisis de protecciones se debe verificar la selectividad para determinar si es sistema es confiable y seguro. Para efectuar este estudio de selectividad, es necesario calcular los tiempos de paso ante fallas en distintos puntos del sistema. Las fallas analizadas por el algoritmo son del tipo trifásico en líneas, bifásico en líneas, monofásico sin resistencia de falla y monofásico con resistencia de falla de 20 [Ω].

En la Figura 11 se puede apreciar, a modo de ejemplo, lo que sería una falla en una barra de una línea de transmisión y los paños que están ubicados en la línea. Se plantea una división del sistema en “Contra el sistema” y “Hacia el sistema”, según el punto de falla debido a los aportes al cortocircuito que se pueden tener tanto desde el sistema como desde el sistema mina/solar.

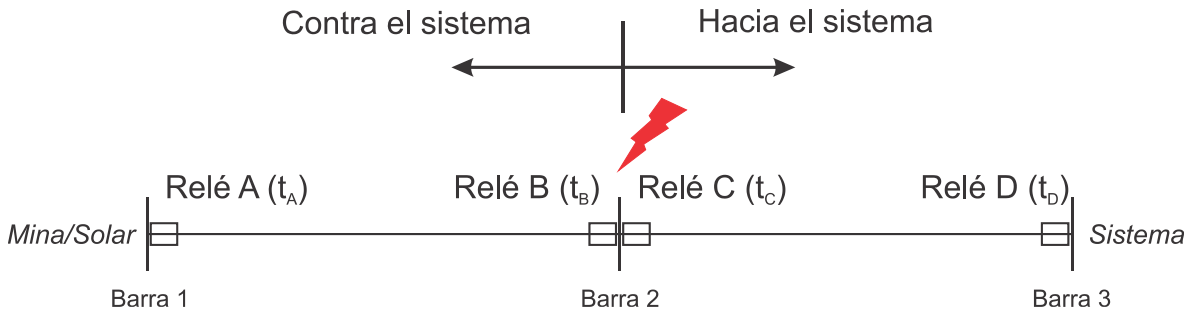


Figura 11: Falla en barras de una línea de transmisión.

Ante una falla en la barra 2, en las protecciones ubicadas en “Hacia el sistema”, se espera que el relé C actúe de forma rápida y antes que el relé D, siendo t_C el tiempo de operación del relé C y t_D el tiempo de operación del relé D. Entonces, el tiempo de paso sería la diferencia que existe entre t_D y t_C, la cual se define según:

$$T_{pasoDC} = \Delta t_{DC} = t_D - t_C \qquad (29)$$

Ante la misma falla, en las protecciones ubicadas en “Contra el sistema”, se espera que el relé B actúe de forma más rápida que el relé A, siendo t_B el tiempo de operación del relé B y t_A el tiempo de operación del relé A. Entonces, el tiempo de paso se define según:

$$T_{pasoAB} = \Delta t_{AB} = t_A - t_B \qquad (30)$$

Con este ejemplo de análisis de selectividad se puede realizar una automatización que, ante fallas eléctricas, se obtengan los tiempos de operación de los relés y los tiempos de paso tanto para “Hacia el sistema” como para “Contra el sistema” del punto de falla.

En la Figura 12, el primer paso para ejecutar el algoritmo es definir una ruta, luego en esta ruta se ordenará automáticamente por niveles de protección, es decir, desde el comienzo de la ruta hasta el final de la ruta. Posteriormente, el programa ejecuta una falla y empieza a filtrar los relés pertenecientes a cada nivel de la ruta definida, extrayendo los tiempos de operación de sus funciones de protección y finalmente dejando en una lista ordenada el relé que tenga un menor tiempo de operación en cada paño, según la ruta predefinida.

Finalmente, la lista con los tiempos de operación ordenada según la ruta predefinida se divide en dos listas, la primera será con los elementos y tiempos de operación "Contra el sistema" y, la segunda será con los elementos y tiempos de operación "Hacia el sistema".

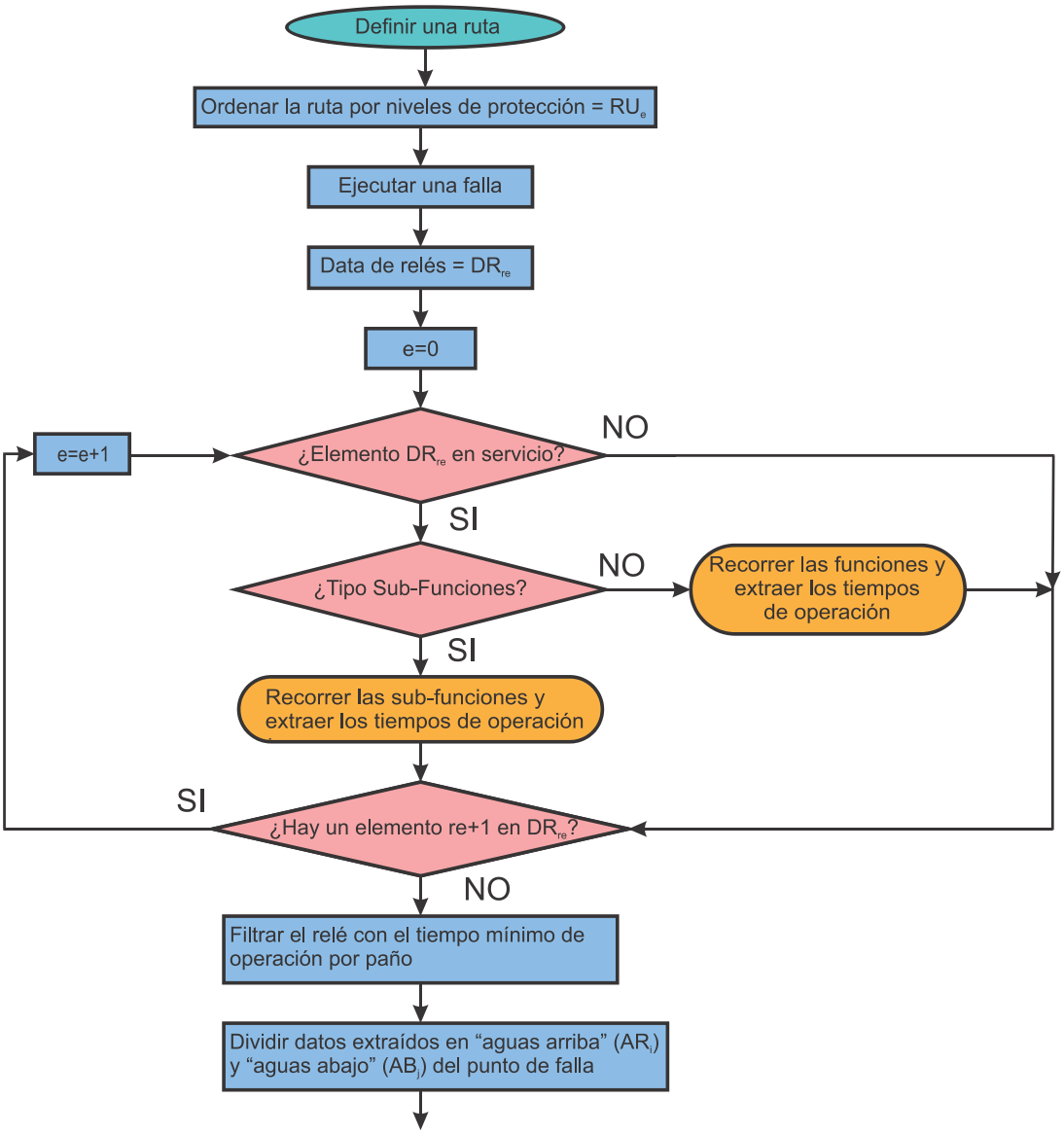


Figura 12: Diagrama de flujo para la obtención de los tiempos de operación y cálculo de los tiempos de paso, parte 1.

Una vez obtenidas las listas con los elementos divididos en “Hacia el sistema” y “Contra el sistema”, se crea una lista en la cual se guardará la información correspondiente a las protecciones implicadas, tiempos de paso y una breve descripción de los tiempos de paso calculados, es decir, si cumple o no cumple con el criterio establecido. Primero, se recorre la lista con los elementos “Contra el sistema” para así calcular los tiempos de paso y según el valor que tenga el tiempo de paso, agregando una descripción a la lista. Luego, bajo la misma idea, se recorre la lista con los elementos “Hacia el sistema” tal como se muestra en la Figura 13.

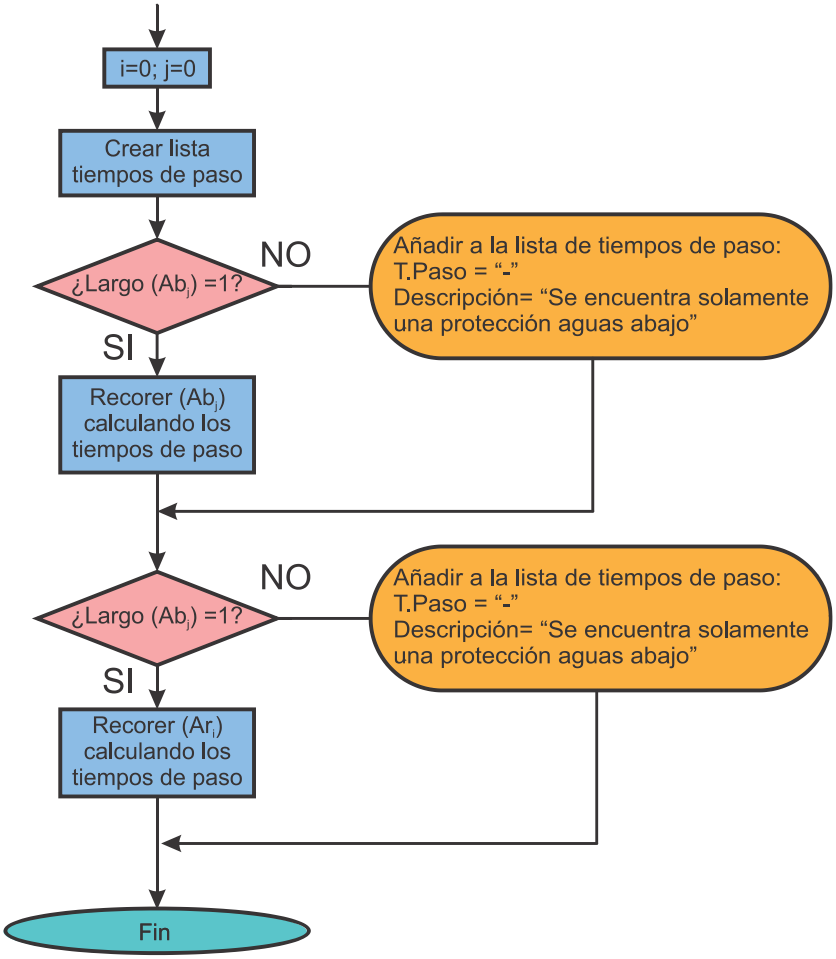


Figura 13: Diagrama de flujo para la obtención de los tiempos de operación y cálculo de los tiempos de paso, parte 2.

En el momento que se calcula el tiempo de paso, se realizan las siguientes distinciones:

- Si el tiempo de paso es menor a 0
- Si el tiempo de paso esta entre 0 y 300 [ms]
- Si el tiempo de paso es mayor a 300 [ms]

En cada uno de estos casos se añade una descripción distinta, aparte de las protecciones que se ven implicadas en el tiempo de paso calculado (ver Figura 14). Cabe recordar que este proceso es para obtener el estado de coordinación de las protecciones, no se están ajustando todavía, lo que es materia del siguiente punto. En el caso de detectar descoordinaciones, el algoritmo realiza la exportación de las imágenes creadas, se recomienda la creación de los gráficos de ajuste de protecciones de sobrecorriente y distancia, de manera de verificar la descoordinación encontrada.

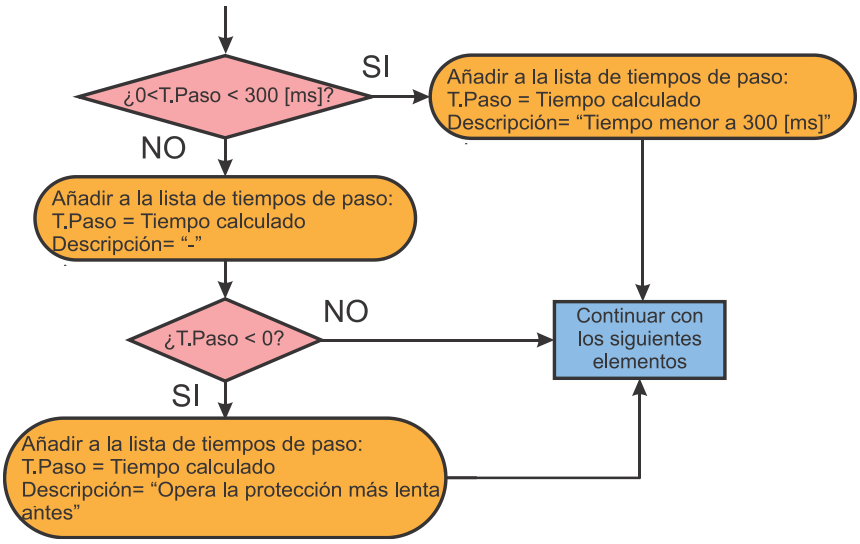


Figura 14: Diagrama de flujo para la obtención de los tiempos de operación y cálculo de los tiempos de paso, parte 3.

4.3.6. *Ajustes automáticos de DIgSILENT*

Una de las herramientas otorgadas por *DIgSILENT*, es *Protection Coordination Assistant Command - Distance Protection* [10] la que nos permite ajustar de forma automática las protecciones de distancia de una ruta predefinida. Se utiliza esta herramienta con el objetivo de comparar ambos ajustes automáticos mediante el mismo método de cálculo. En el anexo A se encuentra información sobre los métodos de cálculo del algoritmo de *DIgSILENT*.

4.3.7. *Pasos a seguir por el usuario*

El diagrama de flujo mostrado en la Figura 15, permite que el usuario de este algoritmo conozca qué elementos se tienen que definir antes de ejecutarlo. En una primera instancia, el usuario deberá definir una ruta que se analizará tomando la decisión si ejecutar los algoritmos de ajuste de protecciones de sobrecorriente, ajuste de protecciones de distancia o simplemente analizar la coordinación.

En el caso de ejecutar el algoritmo de ajuste automático de sobrecorriente, tendrá que crear relés de protección con el modelo 7SA513 y seleccionar un nivel de ajuste base. En el caso de contar con más de un nivel base, queda al criterio del usuario seleccionar el nivel más conveniente para realizar el ajuste automático. Siempre se puede analizar distintos niveles de protección realizando una ruta única para cada nivel y ejecutando el código reporte de coordinación.

En el caso de ejecutar el algoritmo de ajuste de protecciones de distancia, se debe tener en consideración que las barras sean del tipo simple y no con barras de transferencia, luego se deben crear relés del tipo 7SA6xx y ejecutar el algoritmo.

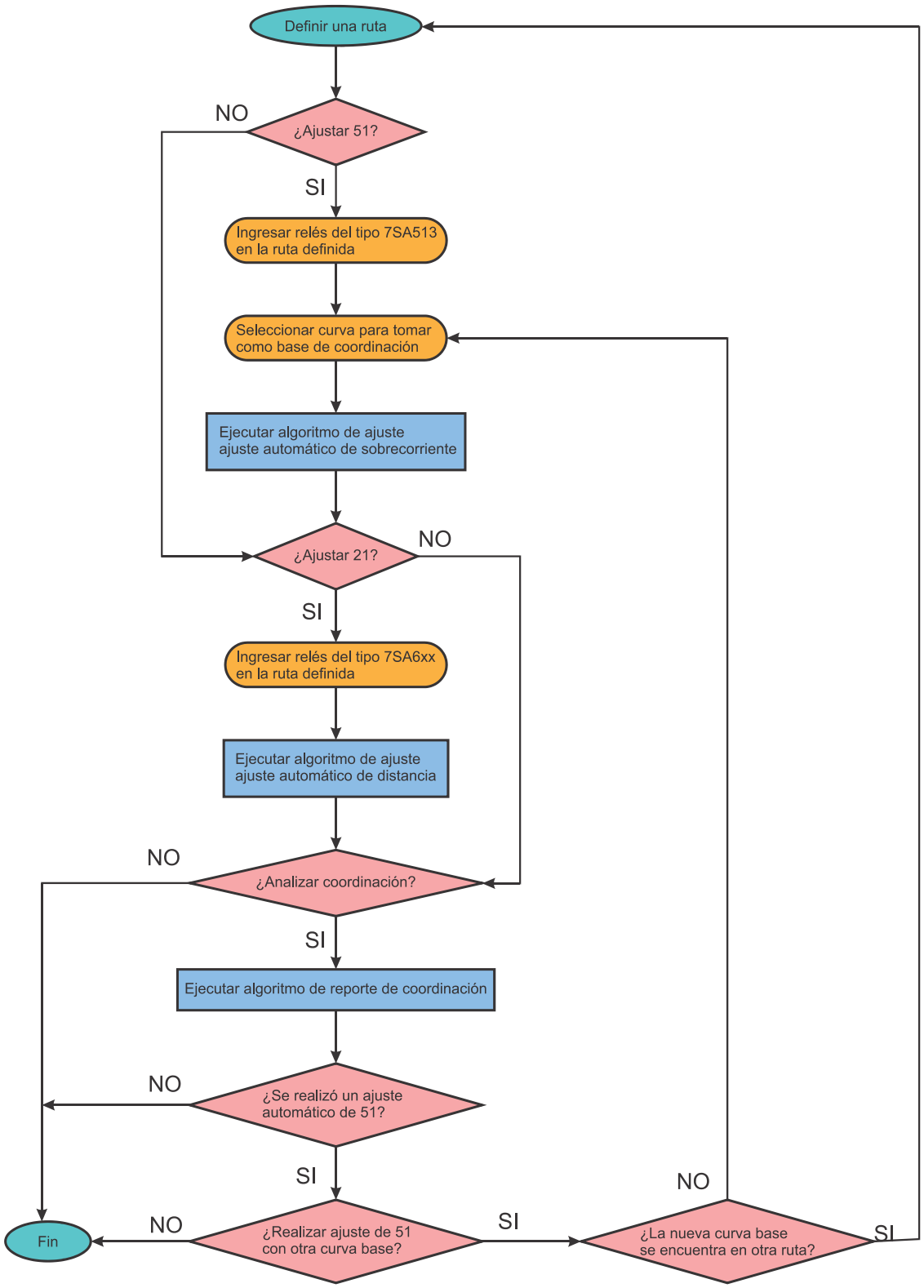


Figura 15: Diagrama de flujo para el usuario.

4.3.8. Resumen de los códigos generados

El primer proceso automatizado es la extracción de las corrientes de falla para analizar el nivel de cortocircuito en una ruta predefinida manualmente, realizando cortocircuitos de distintos tipos para extraer la corriente de falla en barras y líneas.

El segundo proceso es generar un listado con las protecciones en una ruta definida, para así saber con qué protecciones cuenta el sistema, recorriendo *datas* de relés existentes y operativos dentro de una ruta predefinida.

El tercer algoritmo es el ajuste automático de las protecciones de sobrecorriente, en este algoritmo se automatizan varios procesos como lo es la distinción de las corrientes más críticas entre elementos serie, definir el peor caso de falla y con esto los tiempos de operación y coordinación con el resto de las protecciones de sobrecorriente.

El cuarto código es el ajuste automático de las protecciones de distancia, automatizando la distinción de la línea propia a proteger y la adyacente más corta en un tramo con barras simples, calculando el alcance de las zonas de protección y luego mediante los Z_{loop} reajustar las zonas.

El quinto código es el reporte y análisis de coordinación de las protecciones. Este código es capaz de distinguir mediante una ruta y una falla, los tiempos de operación de los relés. Busca todas las funciones que operan (mencionadas en este trabajo) y secciona la ruta “En contra el sistema” y “Hacia el sistema” con el fin de calcular los tiempos de paso adecuadamente. Finalmente, entrega un reporte informando sobre la presencia de descoordinaciones en una ruta predefinida.

CAPÍTULO 6

Aplicación de los algoritmos en las topologías seleccionadas

En el presente capítulo se realiza un estudio a las topologías modeladas. En un principio se analizará el comportamiento que presentan los Z_{loop} ante fallas en los trayectos protegidos por las protecciones de distancia para formarse una idea de los distintos alcances y se realizará una comparación entre los valores entregados por *DIgSILENT* y los valores teóricos. Una vez visto el método de cálculo de los Z_{loop}, se efectúa un ajuste automático de las protecciones de sobrecorriente. Seguido del ajuste de las protecciones de sobrecorriente, se ejecuta un ajuste a las protecciones de distancia. Finalmente, se evalúa el reporte de coordinación.

5.1. Topología Solar

Como se establece en capítulos anteriores, la topología solar se presenta nuevamente en la Figura 16.

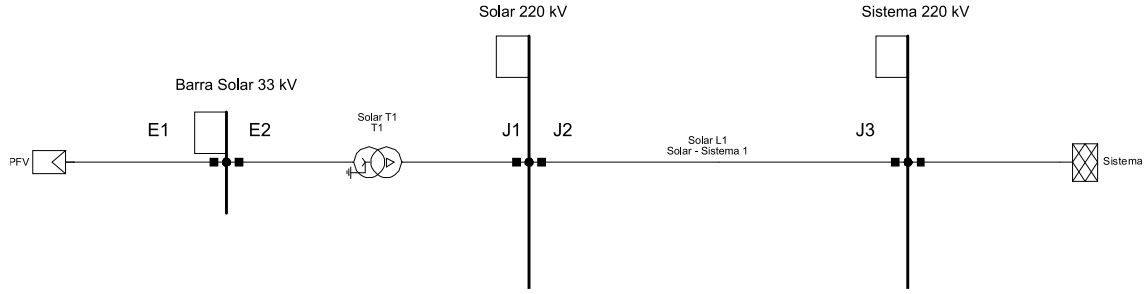


Figura 16: Diagrama unilineal de la topología solar.

Los antecedentes de esta topología se pueden apreciar en la sección 2.3.1.

5.1.1. Nivel de cortocircuito

Los tipos de fallas calculadas serán trifásicas, monofásicas a tierra sin resistencia de falla y con resistencia de falla de 20 [Ω]. Mediante el algoritmo de obtención de las corrientes ante fallas, se puede obtener la Tabla 5 en 32,6 [s]. Teniendo en consideración los tipos de fallas realizadas y el lugar donde se realizaron las fallas (18 casos).

Tipo de falla	F3f	F1f Rf=0	F1f Rf=0 [Ω].	F1f Rf=20 [Ω].	F1f Rf=20 [Ω].
Corriente de falla	Ikss [kA]	Ikss [kA]	3I0 [kA]	Ikss [kA]	3I0 [kA]
Barra Solar 33 kV	7,75	0,00	0,00	0,00	0,00
Sistema 220 kV	26,24	26,54	26,54	6,59	6,59
Solar 220 kV	5,62	4,79	4,79	3,71	3,71
Solar L1 al 15%	6,37	5,28	5,28	3,94	3,94
Solar L1 al 50%	9,26	7,41	7,41	4,72	4,72
Solar L1 al 85%	16,93	14,43	14,43	5,95	5,95

Tabla 5: Nivel de cortocircuito en la topología solar.

5.1.2. Ajuste de las protecciones de distancia

El ajuste de las protecciones de distancia se realiza en aquellos paños que tienen como rama una línea de transmisión, en el caso de la topología solar serían los paños J2 de la barra Solar 220 kV y J3 de la barra Sistema 220 kV.

Se lleva a cabo un primer ajuste de las zonas enfocándonos en la línea propia y la adyacente más corta a proteger para luego realizar un reajuste de las zonas. Nos centraremos en el comportamiento de los Z_{loop}, es decir, se efectuarán fallas a lo largo de la línea Solar L1 para ver como varía cada Z_{loop} en función del punto de falla y verificar estos resultados.

Los valores de los Z_{loop} se obtienen desde *DIgSILENT* y se calculan de forma teórica, para posteriormente usar un programa que contenga herramientas gráficas (*MATLAB*) y así poder observar de mejor manera la variación según el punto de falla y comparar ambos resultados. El objetivo de esto es ver la variación de los Z_{loop}, y de esta manera saber qué falla restringe el alcance de las zonas y verificar la veracidad de los datos otorgados por el modelo de la protección utilizada en *DIgSILENT*.

- <u>Paño J2, Barra Solar 220 kV</u>

El primer paño de interés en ser evaluado es el paño J2. Se tiene en consideración que la línea propia a este paño es "Solar L1" y que no existe línea adyacente más corta en la barra "Sistema 220 kV". Teniendo lo anterior en consideración y los parámetros de la línea de transmisión descritos en secciones anteriores, los ajustes para las zonas de protección del paño J2 de la barra "Solar 220 kV" son:

a) Zona 1

Fase: $$0{,}8 \cdot (0{,}0531 + 0{,}3868\,j) \cdot 50 = 2{,}12 + 15{,}47j \quad (31)$$

Tierra: $$0{,}8 \cdot (0{,}0531 + 0{,}3868\,j) \cdot 50 + 20 = 22{,}12 + 15{,}47j \quad (32)$$

b) Zona 2

Fase: $$1{,}2 \cdot (0{,}0531 + 0{,}3868\,j) \cdot 50 = 2{,}65 + 19{,}34j \quad (33)$$

Tierra: $$1{,}2 \cdot (0{,}0531 + 0{,}3868\,j) \cdot 50 + 20 = 22{,}65 + 19{,}34j \quad (34)$$

c) Zona 3

Fase: $$2 \cdot (0{,}0531 + 0{,}3868\,j) \cdot 50 = 2{,}65 + 19{,}34j \quad (35)$$

Tierra: $$2 \cdot (0{,}0531 + 0{,}3868\,j) \cdot 50 + 20 = 22{,}65 + 19{,}34j \quad (36)$$

A modo de resumen, los ajustes de las diferentes zonas se muestran en la Tabla 6.

Zona	X fase/tierra $[\Omega_{pri}]$	R fase $[\Omega_{pri}]$	R tierra $[\Omega_{pri}]$	Ángulo [°]
1	15,47j	2,12	22,12	82,0
2	23,20j	3,19	23,19	82,0
3	38,68j	5,31	25,31	82,0

Tabla 6: Ajustes primarios de la protección de distancia en el paño J2.

Las fallas se realizan a lo largo de la línea Solar L1, desde la barra Solar 220 kV y a partir de un 0% hasta un 100% de la línea en pasos de 2%.

Las Figura 17, (a) y (c) muestran la variación de los Z_{loop} a lo largo de la línea para fallas trifásicas. Los Z_{loop} se comportan de forma similar tanto para los datos obtenidos

directamente de *DIgSILENT* como con los datos teóricos calculados, obteniendo al 80% de la línea una impedancia de magnitud 15.63 [Ω] en ambos casos.

Las Figura 17, (b) y (d) nos muestran la variación ante fallas bifásicas en las fases A y B. Se obtiene un comportamiento diferente en los Z_{loop}, resultando el Z_{loopAB} con menor magnitud con ambos métodos de cálculo. Al 80 % de la línea se obtienen una impedancia de 16,63 [Ω] con ambos métodos.

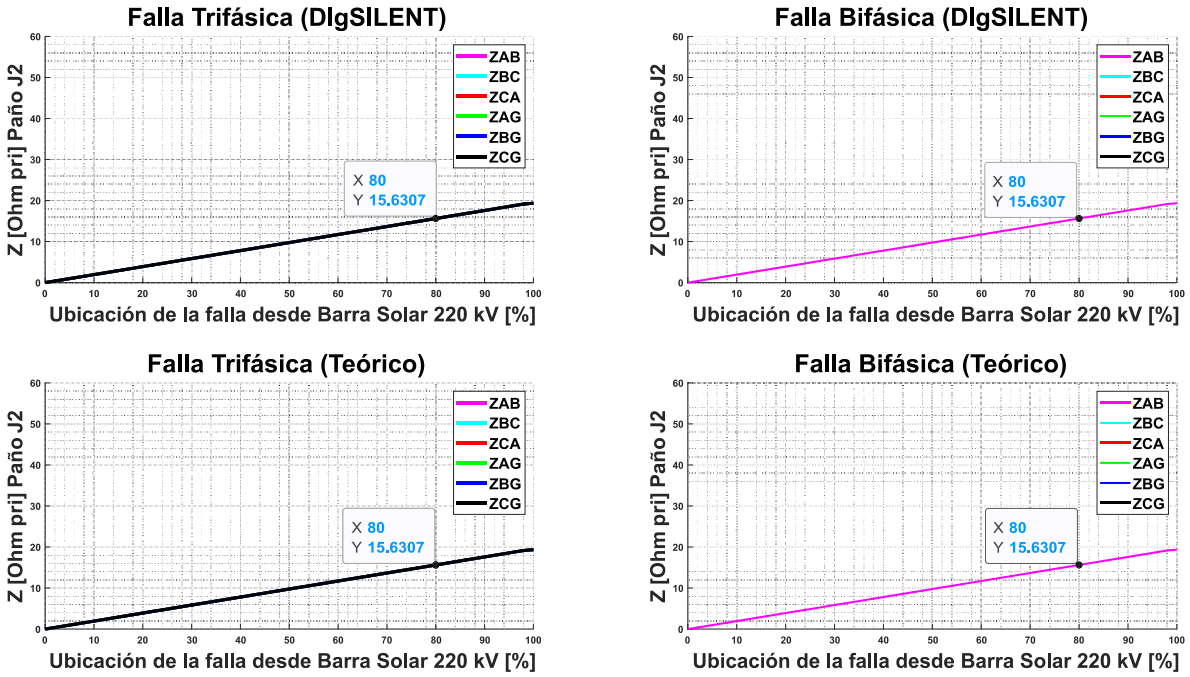


Figura 17: Comparación de los cálculos de Zloop en paño J2 al 80% de Solar L1 desde la barra Solar 220 kV. (a): Falla trifásica, DIgSILENT; (b): Falla bifásica, DIgSILENT; (c): Falla trifásica, teórico; (d): Falla bifásica.

En la Figura 18, (a) y (c) nos muestran un comportamiento similar de los Z_{loop} destacando los Z_{loopBG} y Z_{loopCG} como los Z_{loop} con menor magnitud ante fallas bifásicas a tierra sin resistencia de falla. En ambos casos el valor de la impedancia es de 15,60 [Ω] al 80%.

En la Figura 18, (b) y (d) muestran la variación de los Z_{loop} ante fallas bifásicas a tierra con resistencia de falla, en este caso particular se puede observar un aumento bastante significativo de la magnitud de los Z_{loop}, esto se debe a la resistencia de falla y la conexión del transformador.

El aporte de corriente de falla es mayor desde el sistema hacia el punto de falla, en comparación a la corriente que aporta la central solar. La conexión delta estrella del

transformador limita el paso de corrientes residuales en la línea de transmisión implicando que todo el aporte de corrientes residuales se vea influenciado por el sistema.

Luego la caída de tensión en la resistencia de falla se define por las corrientes residuales del sistema y del valor de la resistencia de falla. Esta tensión queda en serie con la caída de tensión de la línea y la tensión a tierra de la barra Solar 220 kV, un aumento de la resistencia de falla implica un aumento de la tensión de la barra Solar 220 kV hasta que aumentar la resistencia de falla disminuya de manera significativa la corriente que aporta el sistema.

Considerando las ecuaciones de los Z_{loop}, un aumento del nivel de tensión en los Z_{loop} a tierra implica un aumento de la magnitud de estos al igual que obtener corrientes pequeñas de falla, como es en el caso del paño J2 de la barra Solar 220 kV. Cabe destacar que al 80 % de la línea, se obtiene una impedancia de 970,71 [Ω] con ambos métodos.

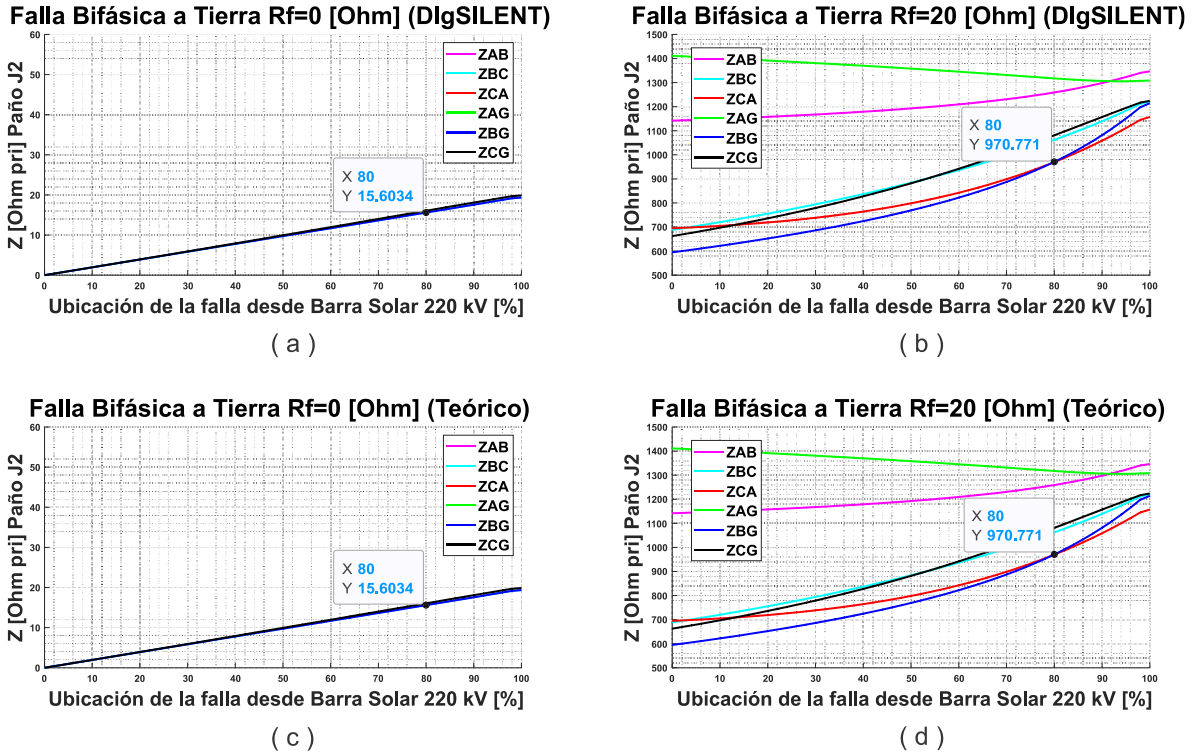


Figura 18: Comparación de los cálculos de Zloop en paño J2 al 80% de Solar L1 desde la barra Solar 220 kV. (a): Falla bifásica a tierra sin resistencia de falla, DIgSILENT; (b): Falla bifásica a tierra con resistencia de falla de 20 [Ω], DIgSILENT; (c): Falla bifásica a tierra sin resistencia de falla, teórico; (d): Falla bifásica a tierra con resistencia de falla de 20 [Ω].

En la Figura 19, (a) y (c) muestran la variación de los Z_{loop} para una falla monofásica, en donde se obtiene lo esperado, la magnitud de Z_{loopAG} es menor a las demás, teniendo una buena aproximación de la impedancia de la línea obteniendo una impedancia de 15.90 [Ω] con ambos métodos al 80% de la línea.

En la Figura 19, (b) y (d) se presenta el mismo fenómeno que para las fallas bifásicas a tierra, el cual es explicado junto al Gráfico 7, solo que ahora la fase implicada en la falla es una (fase a) y no dos fases como en el caso ya visto. Al 80% de la línea se obtienen impedancias de 1146,99 [Ω] con ambos métodos.

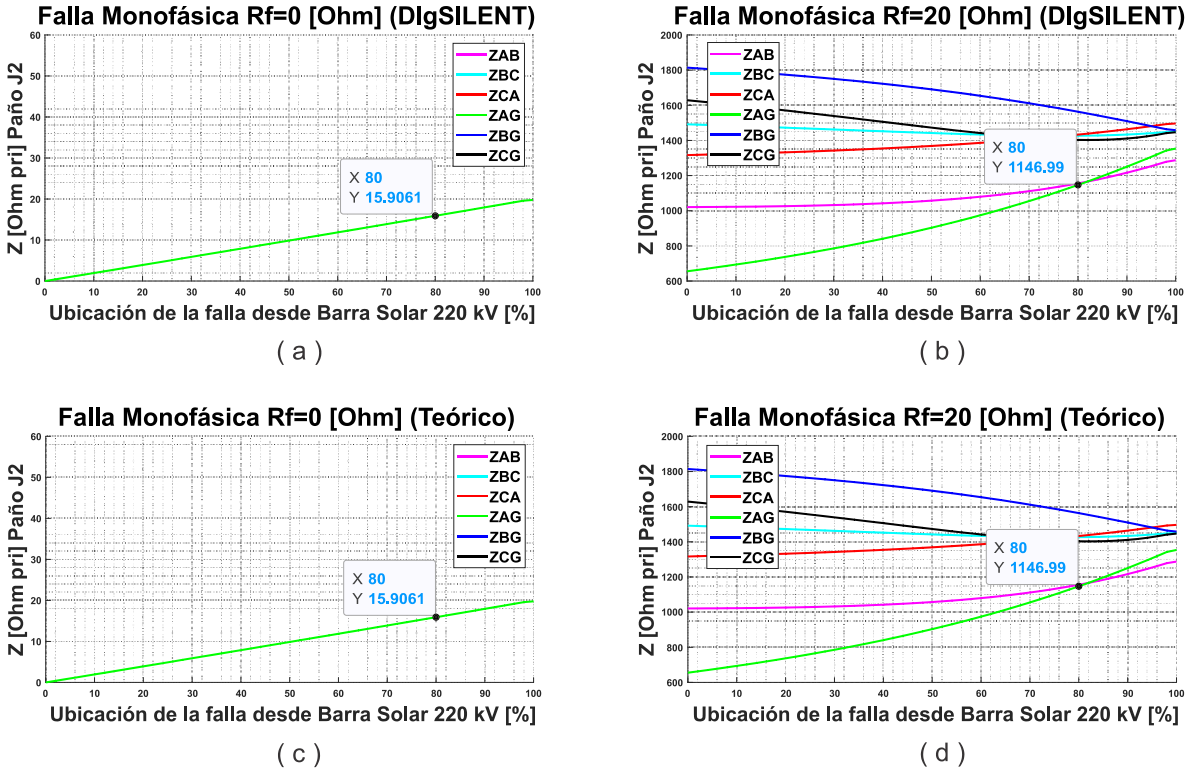


Figura 19: Comparación de los cálculos de Zloop en paño J2 al 80% de Solar L1 desde la barra Solar 220 kV. (a): Falla monofásica a tierra sin resistencia de falla, DIgSILENT; (b): Falla monofásica a tierra con resistencia de falla de 20 [Ω], DIgSILENT; (c): Falla monofásica a tierra sin resistencia de falla, teórico; (d): Falla monofásica a tierra con resistencia de falla de 20 [Ω].

Observando los Z_{loop}, se consideran los valores de impedancia cuando la falla se ubica al 80% de la línea desde la barra Solar 220 kV, teniendo como resultado los datos de la Tabla 7 como comparación de ambos métodos de cálculo.

	DIgSILENT	Teórico	Error
Falla	Z $[\Omega_{pri}]$	Z $[\Omega_{pri}]$	[%]
Trifásica	15,63	15,63	0
Bifásica	15,63	15,63	0
Bifásica a tierra Rf=0 [Ω]	15,60	15,60	0
Bifásica a tierra Rf=20 [Ω]	970,77	970,77	0
Monofásica a tierra Rf=0 [Ω]	15,90	15,90	0
Monofásica a tierra Rf=20 [Ω]	1146,99	1146,99	0

Tabla 7: Comparación de los cálculos de Z_{loop} en paño J2 al 80% de Solar L1 desde la barra Solar 220 kV en distintas fallas.

El porcentaje de error de los cálculos realizados por *DIgSILENT* y los teóricos es cero, lo que nos indica que el modelo de DIgSILENT obtiene correctamente los Z_{loop}.

Ejecutando el algoritmo de ajuste automático de protecciones de distancia, se obtienen los valores calculados en las distintas zonas de la protección del paño J2 ubicados en la Tabla 8, el tiempo de simulación es de 4,2 [s].

7SA6xx Relé Paño J2	Solar 220 kV	Solar L1		
Zona	X $[\Omega_{pri}]$	Rl $[\Omega_{pri}]$	Rp $[\Omega_{pri}]$	Ángulo [°]
1	15,47	2,13	22,11	82,2
2	23,21	3,19	23,19	82,2
3	38,68	5,32	25,30	82,2

Tabla 8: Ajustes del paño J2 de la barra Solar 220 kV entregados por el algoritmo.

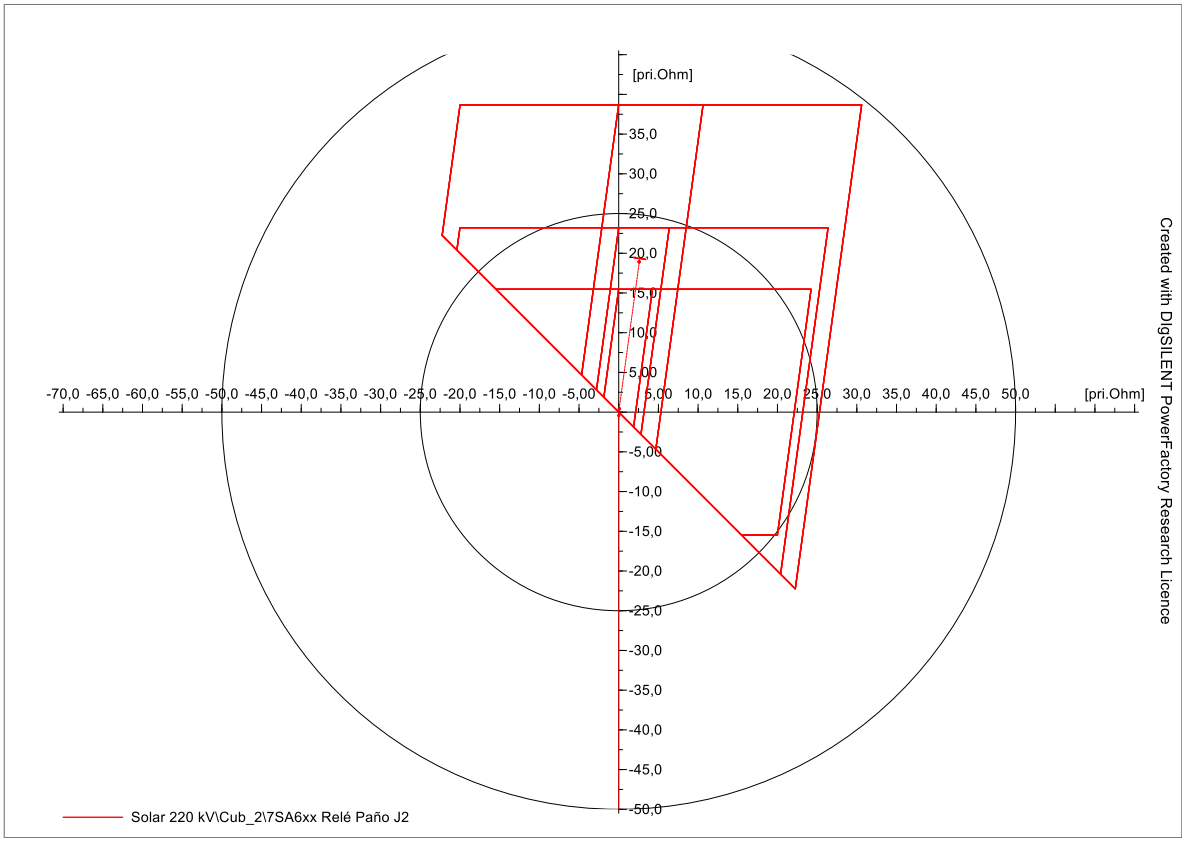


Figura 20: Diagrama RX, paño J2, sistema solar.

Se puede observar comparando la Tabla 6 y Tabla 8 que los alcances de las zonas 2 y 3 tiene diferencias significativas, esto porque no hay líneas contiguas a la barra. El algoritmo realiza un ajuste de la zona 2 y la zona 3 según 1,2 y 2 veces la impedancia de la línea propia correspondientemente. Esto se hace con el fin de otorgar un crecimiento a las zonas de protección y no se limiten los ajustes solamente a una zona de protección.

- <u>Paño J3, Barra Sistema 220 kV</u>

Una vez visto el comportamiento de los Z_{loop} en el paño J2 de la barra Solar 220 kV, se observará el comportamiento de los mismos en el paño J3 de la barra Sistema 220 kV. Se tiene que tener en consideración que la línea a proteger es Solar L1 y adyacente a ésta se encuentra, en la barra Solar 220 kV, el transformador de potencia Solar T1.

Se debe tener en consideración los ajustes primarios de las zonas, los cuales se pueden obtener de la siguiente forma:

a) Zona 1

Fase: $$0{,}8 \cdot ((0{,}0531 + 0{,}3868\,j) \cdot 50) = 2{,}12 + 15{,}47j \quad (37)$$

Tierra: $$0{,}8 \cdot ((0{,}0531 + 0{,}3868\,j) \cdot 50) + 20 = 22{,}12 + 15{,}47j \quad (38)$$

b) Zona 2

Fase: $$(0{,}0531 + 0{,}3868\,\mathrm{j}) \cdot 50 + \left(\left(\frac{220^2}{50}\right) \cdot 0{,}1\right) \cdot 0{,}2 = 2{,}65 + 38{,}7\mathrm{j} \quad (39)$$

Tierra: $$(0{,}0531 + 0{,}3868\,\mathrm{j}) \cdot 50 + \left(\left(\frac{220^2}{50}\right) \cdot 0{,}1\right) \cdot 0{,}2 + 20 = 22{,}65 + 38{,}7\mathrm{j} \quad (40)$$

c) Zona 3

Fase: $$\left((0{,}0531 + 0{,}3868\,\mathrm{j}) \cdot 50\right) + \left(\left(\frac{220^2}{50}\right) \cdot 0{,}1\right) \cdot 1 = 2{,}65 + 116{,}14 \quad (41)$$

Tierra: $$\left((0{,}0531 + 0{,}3868\,\mathrm{j}) \cdot 50\right) + \left(\left(\frac{220^2}{50}\right) \cdot 0{,}1\right) \cdot 1 + 20 = 22{,}65 + 116{,}14\mathrm{j} \quad (42)$$

A modo de resumen, se puede observar un primer ajuste de las zonas en la Tabla 9.

Zona	X fase/tierra $[\Omega_{pri}]$	R fase $[\Omega_{pri}]$	R tierra $[\Omega_{pri}]$	Ángulo [°]
1	15,47	2,12	22,12	82,0
2	38,7	2,65	22,65	82,0
3	116,14	2,65	22,65	82,0

Tabla 9: Ajustes primarios de las zonas de protección de distancia en el paño J3.

Se calculan los Z_{loop} a lo largo de la línea, desde un 0% hasta un 100% con un paso de 2% comenzando en la barra Sistema 220 kV, y luego en la barra Solar 220 kV, dado que no se pueden realizar en *DIgSILENT* fallas internas en el transformador.

Se puede observar en la Figura 21, para fallas trifásicas en (a) y (c), que el comportamiento es bastante similar, y resultando al 80% de la línea una impedancia de 15,63 [Ω]. En las fallas bifásicas, en (b) y (d) se logra apreciar que la magnitud del Z_{loopAB} es el más representativo de la línea a proteger y se obtiene una impedancia de 15,63 [Ω] en ambos métodos.

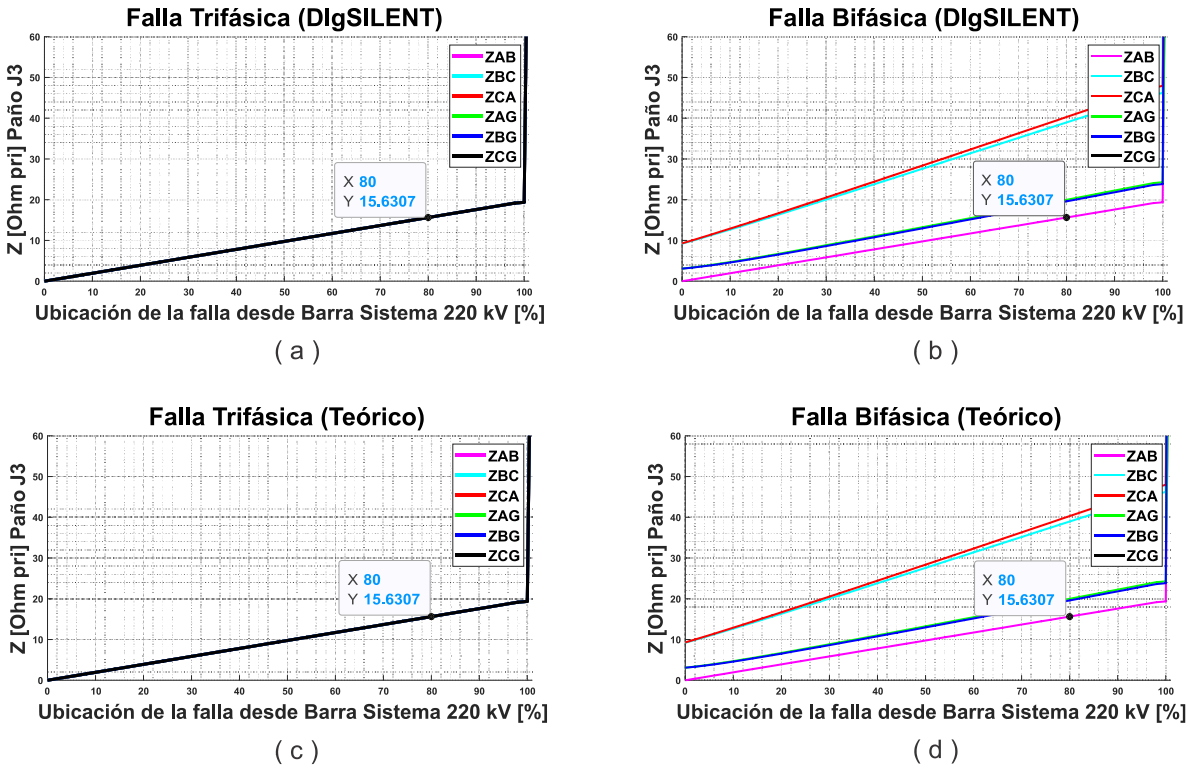


Figura 21: Comparación de los cálculos de Zloop en paño J3 al 80% de Solar L1 desde la barra Sistema 220 kV. (a): Falla trifásica, DIgSILENT; (b): Falla bifásica, DIgSILENT; (c): Falla trifásica, teórico; (d): Falla bifásica.

Se puede observar en la Figura 22 en (a) y (c), un comportamiento similar de los Z_{loopBG} y Z_{loopCG} para una falla bifásica a tierra franca. Como resultado obtenemos una impedancia de 15.63 [Ω] al 80% de la línea con ambos métodos. En la misma figura, los Z_{loopBG} y Z_{loopCG} son los más limitantes debido a la magnitud que presentan obteniendo una impedancia de 22,93 [Ω] al 80% con ambos métodos.

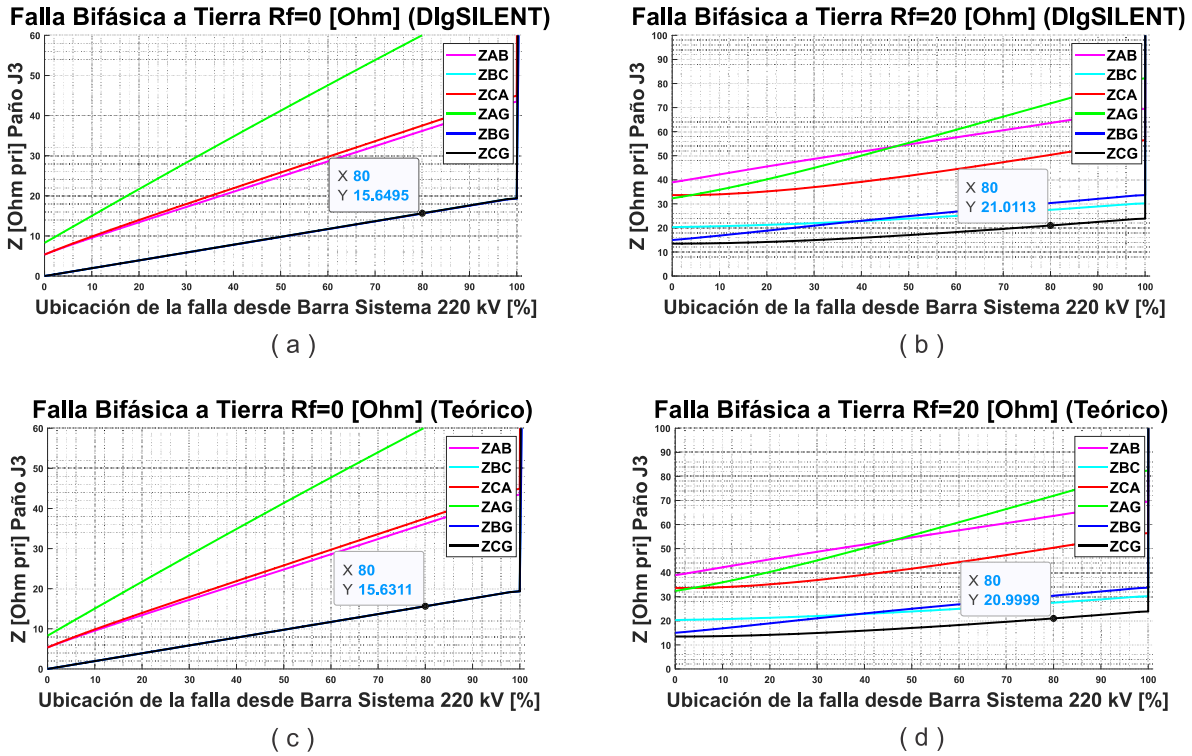


Figura 22: Comparación de los cálculos de Zloop en paño J3 al 80% de Solar L1 desde la barra Sistema 220 kV. (a): Falla bifásica a tierra sin resistencia de falla, DIgSILENT; (b): Falla bifásica a tierra con resistencia de falla de 20 [Ω], DIgSILENT; (c): Falla bifásica a tierra sin resistencia de falla, teórico; (d): Falla bifásica a tierra con resistencia de falla de 20 [Ω].

Como se puede observar en la Figura 23 el comportamiento para fallas a tierra, en (a) y (c) la magnitud del Z_{loopAG} es menor a los demás Z_{loop}. Con el cálculo realizado por *DIgSILENT* se obtiene una impedancia de 15,61 [Ω], en comparación al cálculo teórico el cual nos entrega una impedancia de 15,63 [Ω].

En la Figura 23, (b) y (d) muestran la variación ante fallas con resistencia de falla de 20 [Ω], obteniendo un comportamiento esperado de Z_{loopAG} y una impedancia de 23,69 [Ω] con el cálculo hecho por *DIgSILENT* y de 23,72 [Ω] con los cálculos teóricos.

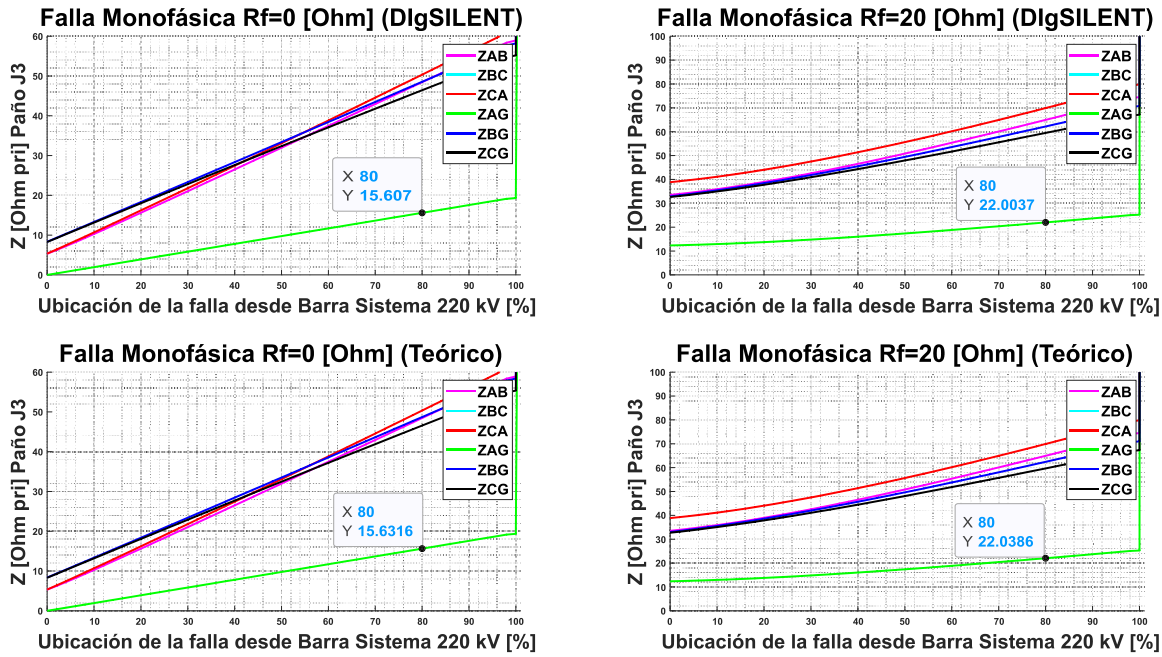


Figura 23: Comparación de los cálculos de Zloop en paño J3 al 80% de Solar L1 desde la barra Sistema 220 kV. (a): Falla monofásica a tierra sin resistencia de falla, DIgSILENT; (b): Falla monofásica a tierra con resistencia de falla de 20 [Ω], DIgSILENT; (c): Falla monofásica a tierra sin resistencia de falla, teórico; (d): Falla monofásica a tierra con resistencia de falla de 20 [Ω].

Observando los Z_{loop}, se consideran los valores de impedancia cuando la falla se ubica al 80% de la línea desde la barra Sistema 220 kV, teniendo como resultado los datos de la Tabla 10, en donde se destacan los errores de los cálculos de *DIgSILENT* respecto a los valores teóricos de los Z_{loop}.

	DIgSILENT	Teórico	Error
Falla	Z $[\Omega_{pri}]$	Z $[\Omega_{pri}]$	[%]
Trifásica	15,63	15,63	0
Bifásica	15,63	15,63	0
Bifásica a tierra Rf=0 [Ω]	15,61	15,63	0,12
Bifásica a tierra Rf=20 [Ω]	22,95	22,93	0,08
Monofásica a tierra Rf=0 [Ω]	15,61	15,63	0,12
Monofásica a tierra Rf=20 [Ω]	23,69	23,72	0,12

Tabla 10: Comparación de los cálculos de Z_{loop} en paño J3 al 80% de Solar L1 desde la barra Solar 220 kV en distintas fallas.

Los errores calculados son del orden de 0,12% los cuales son bastante aceptables y se puede utilizar el modelo del relé en DigSILENT para el reajuste de las zonas de protección.

Ejecutando un ajuste del algoritmo de ajuste automático de protecciones de distancia, nos entrega los valores de ajuste en las distintas zonas de la protección del paño J3 ubicados en la Tabla 11, el tiempo de simulación es de 4,2 [s].

7SA6xx Relé Paño J2	Solar 220 kV	Solar L1		
Zona	X $[\Omega_{pri}]$	Rl $[\Omega_{pri}]$	Rp $[\Omega_{pri}]$	Ángulo [°]
1	15,47	2,13	22,11	82,18
2	38,71	2,80	23,65	82,18
3	116,14	3,99	25,99	82,18

Tabla 11: Ajustes del paño J3 de la barra Sistema 220 kV entregados por el algoritmo.

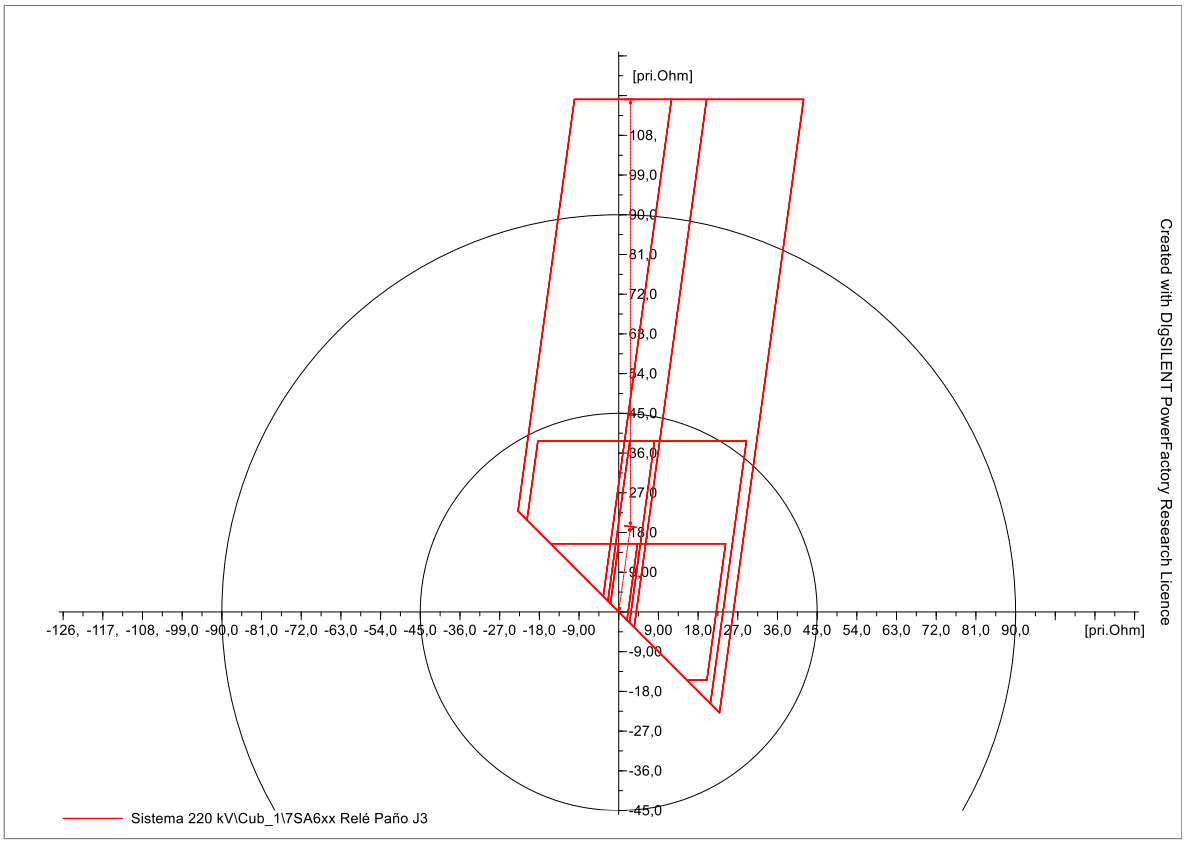


Figura 24: Diagrama RX, paño J2, sistema solar.

5.1.3. Ajuste de las protecciones de sobrecorriente

Para el ajuste de las protecciones de sobrecorriente, en una primera instancia se calculan las corrientes nominales y críticas de cada elemento contemplado en los paños correspondientes, definiendo así una corriente de *pickup*. Luego, para la coordinación entre relés, se realizan fallas aguas abajo al relé de interés para definir la mayor corriente de cortocircuito y de esta manera poder ajustar el valor temporal de cada curva según las curvas aguas abajo. Este último paso se lo dejaremos al algoritmo para luego corroborar los ajustes entregados por éste. A continuación, se presenta una memoria de cálculo ilustrativa que muestra los primeros cálculos del algoritmo:

<u>Corrientes nominales</u>

Las corrientes nominales de los elementos en cada paño se presentan a continuación:

- Paño E2 Barra solar 33 kV:

  Transformador "Solar T1": $$I_{T1B} = \frac{50M}{\sqrt{3} \cdot 33k} = 874{,}77\ [\mathrm{A}] \quad (43)$$

  Transformador de corriente: $$I_{TCE2} = 1400\ [A] \quad (44)$$

- Paño J1 Solar 220 kV:

  Transformador "Solar T1": $$I_{T1A} = \frac{50M}{\sqrt{3} \cdot 220k} = 131{,}32\ [\mathrm{A}] \quad (45)$$

  Transformador de corriente: $$I_{TCJ1} = 200\ [A] \quad (46)$$

- Paño J2 Solar 220 kV:

  Línea "Solar L1": $$I_{L1} = 400\ [A] \quad (47)$$

  Transformador de corriente: $$I_{TCJ2} = 400\ [A] \quad (48)$$

- Paño J3 Sistema 220 kV:

  Línea "Solar L1": $$I_{L1} = 400\ [A] \quad (49)$$

  Transformador de corriente: $$I_{TCJ3} = 400\ [A] \quad (1)$$

Corrientes críticas

Una vez obtenidas las corrientes nominales, se calculan las corrientes críticas de cada elemento según:

- Paño E2 Barra solar 33 kV:

  Transformador "Solar T1": $I_{CritT1B} = 1{,}15 \cdot I_{T1B} = 1005{,}99\ [A]$ *(51)*

  Transformador de corriente: $I_{CritTCE2} = 1 \cdot I_{TCE2} = 1400\ [\mathrm{A}]$ *(52)*

- Paño J1 Solar 220 kV:

  Transformador "Solar T1": $I_{CritT1A} = 1{,}15 \cdot I_{T1A} = 151{,}02\ [A]$ *(53)*

  Transformador de corriente: $I_{CritTCJ1} = 1 \cdot I_{TCJ1} = 200[A]$ *(54)*

- Paño J2 Solar 220 kV:

  Línea "Solar L1": $I_{CritL1} = 1{,}5 \cdot I_{L1} = 600\ [A]$ *(55)*

  Transformador de corriente: $I_{CritTCJ2} = 1 \cdot I_{TCJ2} = 400\ [A]$ *(56)*

- Paño J3 Sistema 220 kV:

  Línea "Solar L1": $I_{CritL1} = 1{,}5 \cdot I_{L1} = 600\ [A]$ *(57)*

  Transformador de corriente: $I_{CritTCJ3} = 1 \cdot I_{TCJ3} = 400[A]$ *(58)*

Corrientes de *pickup*

Finalmente se obtienen las corrientes de *pickup* para las protecciones de sobrecorriente de fase (51) y residual (51N).

- Paño E2 Barra solar 33 kV:

  $I_{pickup51} = 1{,}15 \cdot I_{T1B} = \ 1005{,}99\ [A_{pri}]$ $I_{pickup51} = 3{,}59\ [A_{sec}]$ *(59)*

  $I_{pickup51N} = 0{,}1 \cdot I_{TCE2} = \ 140\ [A_{pri}]$ $I_{pickup51} = 0{,}5\ [A_{sec}]$ *(60)*

- Paño J1 Solar 220 kV:

  $I_{pickup51} = 1{,}15 \cdot I_{T1A} = 151{,}02\ \ [A_{pri}]$ $I_{pickup51} = 3{,}77\ [A_{sec}]$ *(61)*

- Paño J2 Solar 220 kV:

$$I_{pickup51} = 1 \cdot I_{TCJ2} = 400\ [A_{pri}] \qquad I_{pickup51} = 5\ [A_{sec}] \qquad (62)$$

$$I_{pickup51N} = 0{,}1 \cdot I_{TCJ2} = 40\ [A_{pri}] \qquad I_{pickup51} = 0{,}5\ [A_{sec}] \qquad (63)$$

- Paño J3 Sistema 220 kV:

$$I_{pickup51} = 1 \cdot I_{TCJ3} = 400[A_{pri}] \qquad I_{pickup51} = 5\ [A_{sec}] \qquad (64)$$

$$I_{pickup51N} = 0{,}1 \cdot I_{TCJ3} = 40\ [A_{pri}] \qquad I_{pickup51} = 0{,}5\ [A_{sec}] \qquad (65)$$

Una vez calculadas las corrientes de *pickup* el algoritmo realiza el ajuste temporal de las curvas de protección de forma tal que el tiempo de paso entre curvas sea mayor a 300 [ms], teniendo en consideración fallas aguas abajo del relé que se quiere ajustar. Se debe tener en cuenta la definición de una ruta en la topología, según se indica en la Figura 25.

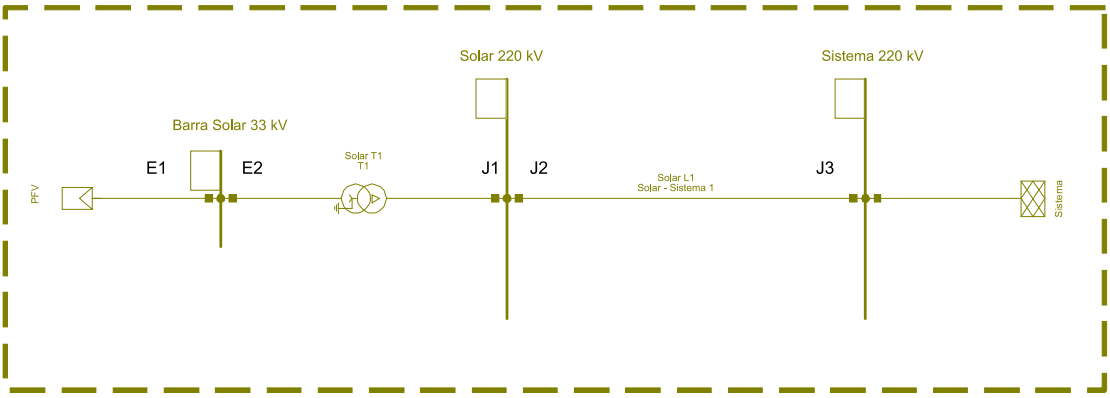


Figura 25: Ruta de ajuste para la topología solar.

A continuación, se observará la automatización del ajuste de protecciones de sobrecorriente en figuras correlativas capturadas a medida que el algoritmo termina de ajustar un paño.

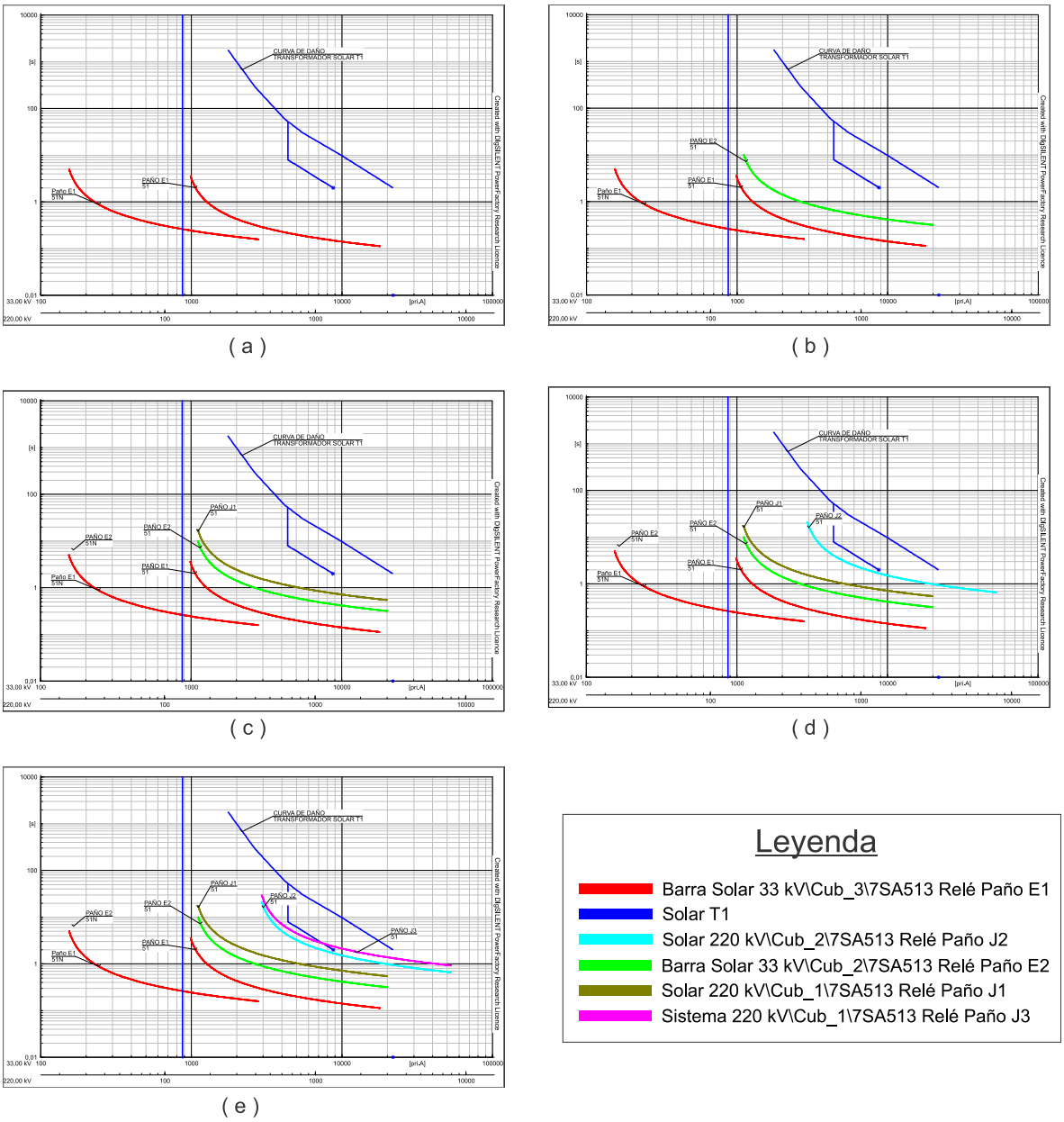


Figura 26: Progreso del algoritmo al momento de realizar ajustes automáticos en topología solar. (a): Ajuste base paño E1; (b): ajuste automático paño E2; (c) ajuste automático paño J1; (d) ajuste automático paño J2; (e): ajuste automático paño J3.

En la Figura 26.(a) se puede apreciar el primer instante del ajuste en donde están operativas solamente los ajustes del paño E1 de la barra Solar 33 kV que serán las protecciones con la cual empezaremos la coordinación. En (b) se realizó el ajuste del paño E2 de la Barra Solar 33 kV, en (c) se realizó el ajuste del paño J1 de la Barra Solar 220 kV, en (d) se realizó el ajuste del paño J2 de la Barra Solar 220 kV y en (e) se realizó el ajuste del paño J3 de la Barra Sistema 220 kV. Este ajuste se efectúa en un tiempo de 8,6 [s].

Una forma de corroborar que no existan problemas de coordinación es observar el diagrama de tiempo distancia en toda la ruta analizada, obtenido de manera manual, incluyendo todas las protecciones ajustadas. En la Figura 27, están presentes los tiempos de operación de las funciones de protección según el punto de falla, de todas las protecciones ajustadas en la ruta analizada. En ningún caso se puede observar tiempos de paso menores a 300 [ms].

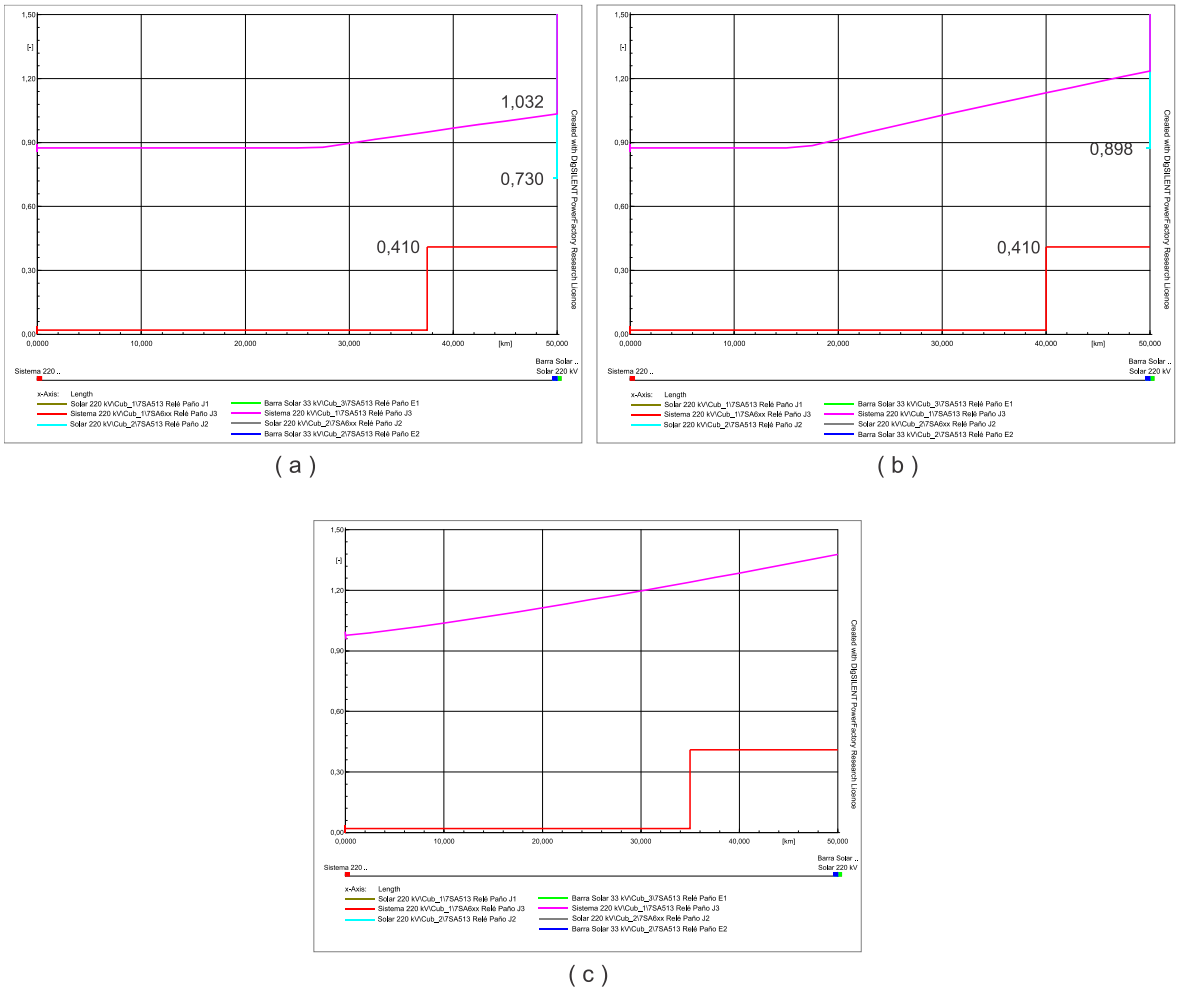


Figura 27: Diagramas tiempo-distancia para la ruta analizada, topología minera. (a) Falla trifásica; (b) Falla monofásica con Rf = 20 [Ω]; (c) Falla monofásica con Rf = 20 [Ω].

5.1.4. Reporte de la automatización protecciones

En el reporte de automatización se indican los tipos de falla evaluadas y los puntos en los que se realizan las fallas, posteriormente se evalúan los tiempos de paso en la ruta seleccionada. Si hay problemas de descoordinación, nos entrega una tabla con los puntos de falla indicando que relés tienen problemas de coordinación. En caso contrario, nos entrega un mensaje aclarando que no hay descoordinación. El reporte nos muestra:

a) <u>Tipos de fallas</u>
   - Falla trifásica en líneas
   - Falla bifásica en líneas
   - Falla monofásica con Rf= 0 [Ω]
   - Falla monofásica con Rf = 20 [Ω]

b) <u>Puntos de falla</u>
   - Barra Solar 33 kV
   - Sistema 220 kV
   - Solar 220 kV
   - Solar L1 al 15 % desde barra Solar 220 kV
   - Solar L1 al 50 % desde barra Solar 220 kV
   - Solar L1 al 85 % desde barra Solar 220 kV

En la sección Avisos de descoordinación Topología Solar 1: *No se presenta descoordinación en "Topología Solar".* En el reporte también se incluyen los tiempos de operación de las protecciones, a modo de ejemplo se indican los tiempos de operación ante una falla monofásica en la barra Solar 33 kV.

Nivel	Barra	Rama	Distancia (21/21N) [s]	SI Fase (51) [s]	SI Residual (51N) [s]	Diferencial	T_min [s]	Función más rápida
0	Barra Solar 33 kV	PFV	-	No Opera	No Opera	-	No Opera	-
1	Barra Solar 33 kV	Solar T1	-	0.52	-	-	0.52	SI Fase
2	Solar 220 kV	Solar T1	-	1.175	-	-	1.175	SI Fase
3	Solar 220 kV	Solar L1	-	4.063	-	-	4.063	SI Fase
4	Sistema 220 kV	Solar L1	-	5.878	-	-	5.878	SI Fase

Tabla 12: Tiempos de operación de las protecciones, falla monofásica sin resistencia en la barra Solar 33 kV. Topología solar.

5.2. Tolopogía Minera

Como se establece en capítulos anteriores, la topología solar se presenta nuevamente en la Figura 28.

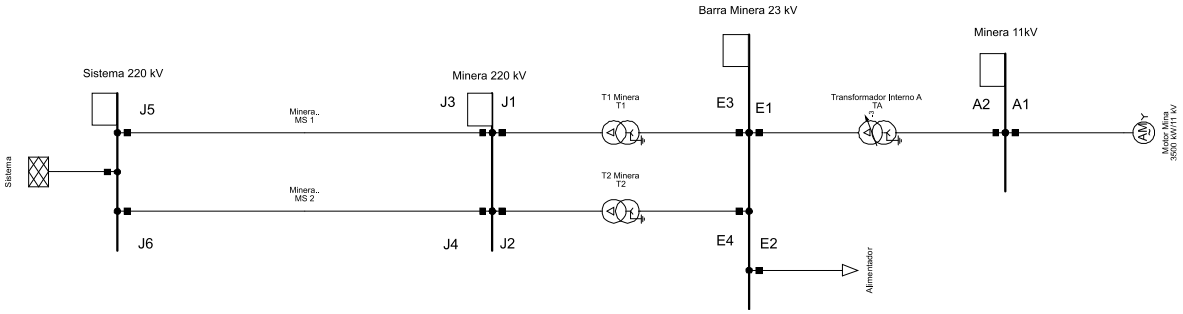


Figura 28: Diagrama unilineal de la topología solar.

5.2.1. Nivel de cortocircuito

Los tipos de fallas calculadas serán trifásicas, monofásicas a tierra sin resistencia de falla y con resistencia de falla de 20 [Ω]. Mediante el algoritmo de obtención de las corrientes ante fallas, se puede obtener la Tabla 13 en 32,6 [s]. Teniendo en consideración los tipos de fallas realizadas y el lugar donde se realizaron las fallas.

Tipo de falla	F3f	F1f Rf=0	F1f Rf=0	F1f Rf=20	F1f Rf=20
Corriente de falla	Ikss [kA]	Ikss [kA]	3I0 [kA]	Ikss [kA]	3I0 [kA]
Barra Minera 23 kV	11,95	12,57	12,57	0,72	0,72
Minera 220 kV	6,45	4,34	4,34	3,36	3,36
Sistema 220 kV	26,29	26,26	26,26	6,59	6,59
Minera 11kV	5,00	4,67	4,67	0,34	0,34
Minera L1 al 15%	6,55	4,42	4,42	3,41	3,41
Minera L1 al 50%	7,92	5,49	5,49	3,92	3,92
Minera L1 al 85%	14,14	10,96	10,96	5,44	5,44
Minera L2 al 15%	6,55	4,42	4,42	3,41	3,41
Minera L2 al 50%	7,92	5,49	5,49	3,92	3,92
Minera L2 al 85%	14,14	10,96	10,96	5,44	5,44

Tabla 13: Nivel de cortocircuito en la topología minera.

5.2.2. Ajuste de las protecciones de distancia

El ajuste de las protecciones de distancia se realiza en aquellos paños que tienen como rama una línea de transmisión, en el caso de la topología minera serían los paños J3 con J4 de la barra Minera 220 kV y J5 con J6 de la barra Sistema 220 kV. Por simplicidad de análisis, se efectúa un estudio de los paños J3 de la barra Minera 220 kV y J5 de la barra Sistema 220 kV, debido a que ambas líneas cuentan con los mismos parámetros en el modelo y por tanto tendrán los mismos ajustes.

Se ejecuta un primer ajuste de las zonas enfocándonos en la línea propia y la adyacente más corta a proteger para luego efectuar un reajuste de las zonas. Nos centraremos en el comportamiento de los Z_{loop}, es decir, se harán fallas a lo largo de la línea a proteger para analizar cómo varía cada Z_{loop} en función del punto de falla.

Los valores de los Z_{loop} se obtienen desde *DIgSILENT,* para posteriormente usar un programa que contenga herramientas gráficas (MATLAB) y así poder observar de mejor manera la variación según el punto de falla. El objetivo de esto es analizar la variación de los Z_{loop}, y de esta forma saber qué falla restringe el alcance de las zonas y corroborar que el algoritmo ejecuta un buen reajuste de las zonas.

Un aspecto importante para destacar son los parámetros calculados por *DIgSILENT* y los parámetros calculados de manera teórica bajo las ecuaciones de los Z_{loop} mostradas en la Tabla 32. Ambos métodos serán graficados y analizados para optar por el método más representativo de los Z_{loop}.

- <u>Paño J3, Barra Minera 220 kV</u>

Teniendo lo anterior en consideración y los parámetros de la línea de transmisión descritos en secciones anteriores, los ajustes para las zonas de protección del paño J3 de la barra Minera 220 kV son:

a) Zona 1

Fase: $$0{,}8 \cdot (0{,}0893 + 0{,}4039j) \cdot 80 = 5{,}71 + 25{,}85j \quad (66)$$

Tierra: $$0{,}8 \cdot (0{,}0893 + 0{,}4039\,j) \cdot 80 + 20 = 25{,}71 + 25{,}85j \quad (67)$$

b) Zona 2

Fase: $$(0{,}0893 + 0{,}4039\,j) \cdot 80 + 0{,}2 \cdot (0{,}0893 + 0{,}4039j) \cdot 80 = 8{,}57 + 38{,}77j \quad (68)$$

Tierra: $$(0{,}0893 + 0{,}4039\,j) \cdot 80 + 0{,}2 \cdot (0{,}0893 + 0{,}4039j) \cdot 80 + 20 = 28{,}57 + 38{,}77j \quad (69)$$

c) Zona 3

Fase: $$(0{,}0893 + 0{,}4039\,j) \cdot 80 + 1 \cdot (0{,}0893 + 0{,}4039j) \cdot 80 = 14{,}28 + 64{,}62j \quad (70)$$

Tierra: $$(0{,}0893 + 0{,}4039\,j) \cdot 80 + 1 \cdot (0{,}0893 + 0{,}4039j) \cdot 80 + 20 = 34{,}28 + 64{,}62j \quad (71)$$

A modo de resumen, los ajustes de las diferentes zonas se muestran en la Tabla 14.

Zona	X fase/tierra $[\Omega_{pri}]$	R fase $[\Omega_{pri}]$	R tierra $[\Omega_{pri}]$	Ángulo [º]
1	25,85	5,71	25,71	83,8
2	38,77	8,57	28,57	83,8
3	64,62	14,28	34,28	83,8

Tabla 14: Ajustes primarios de las zonas de protección de distancia en el paño J3 de la barra Minera 220 kV, topología minera.

Se calculan los Z_{loop} a lo largo de la línea Minera L1, desde un 0% hasta un 100% con un paso de 2% comenzando en la barra Minera 220 kV y, luego en la línea Minera L2 desde la barra Sistema 220 kV. En las figuras 30, 31 y 32 desde un 0% hasta un 100% se contempla la línea propia del relé, y desde un 100% hasta un 200% se contempla la línea adyacente.

Observando la Figura 29, para falla trifásicas, en (a) y (b) se puede apreciar la variación de los Z_{loop} de manera equitativa en ambos métodos de cálculo, apreciando un valor máximo cuando se realiza la falla al 100% de la línea propia. Se analizan los puntos al 80%, 120% y 150% obteniendo como resultado 26.53 [Ω], 27,26 [Ω] y 16,84 [Ω] correspondientemente. En (b) y (d), el Z_{loopBC} es el que tiene menor variaciones de magnitud en comparación con los demás Z_{loop}. Para ambos métodos se observa el mismo comportamiento y se presenta un máximo al 100% de la línea propia. En este caso, los valores de impedancia obtenidos en un 80%, 120% y 150% son de 26,53 [Ω], 27,26 [Ω] y 16,84 [Ω], correspondientemente.

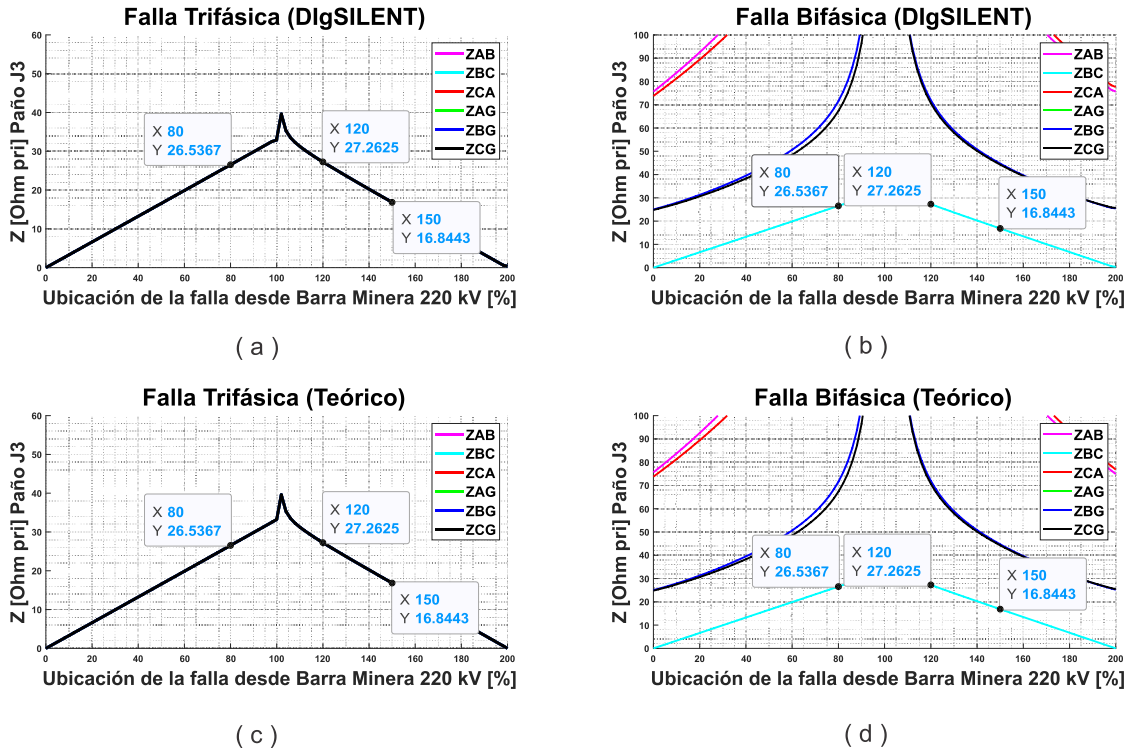


Figura 29: Comparación de los cálculos de Zloop en paño J3 al 80% de Minera L1 desde la barra Minera 220 kV. (a): Falla trifásica, DIgSILENT; (b): Falla bifásica, DIgSILENT; (c): Falla trifásica, teórico; (d): Falla bifásica.

Observando la Figura 30, en (a) y (c) se presentan fallas bifásicas a tierra sin resistencia de falla y se aprecia un comportamiento del Z_{loopBG} y Z_{loopCG} esperado y similar en ambos métodos. Se aprecian pequeñas diferencias en cuanto a las impedancias obtenidas, teóricamente la impedancia al 80%, 120% y 150% es de 26,49 [Ω], 27,03 [Ω] y 16,78 [Ω], respectivamente, y mediante *DIgSILENT* obtenemos 26,51 [Ω], 27,04 [Ω] y 16,79 [Ω], respectivamente.

En la Figura 30 (b) y (d) se presenta la variación de los Z_{loop} antes fallas bifásicas con resistencia de falla, se observa un comportamiento similar en ambos métodos y el Z_{loop} con menor magnitud es el Z_{loopCG} seguido del Z_{loopBG}. Se obtienen valores teóricos de 149,87 [Ω], 145,13 [Ω] y 62,73 [Ω] para los porcentajes analizados anteriormente, respectivamente y mediante *DIgSILENT* se obtienen valores de 150,08 [Ω], 145,32 [Ω] y 62,80 [Ω], respectivamente.

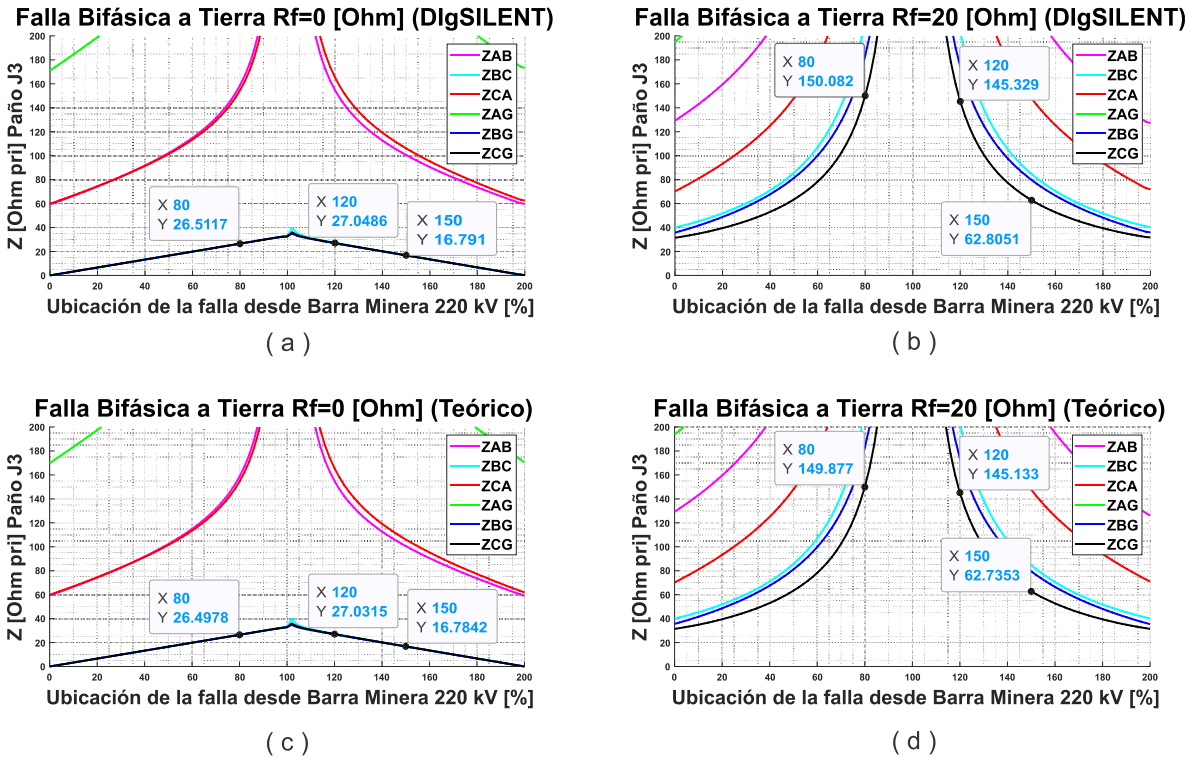


Figura 30: Comparación de los cálculos de Zloop en paño J3 al 80% de Minera L1 desde la barra Minera 220 kV. (a): Falla bifásica a tierra sin resistencia de falla, DIgSILENT; (b): Falla bifásica a tierra con resistencia de falla de 20 [Ω], DIgSILENT; (c): Falla bifásica a tierra sin resistencia de falla, teórico; (d): Falla bifásica a tierra con resistencia de falla de 20 [Ω].

En la Figura 31, en (a) y (c) se aprecia que el Z_{loopAG} es aquel que cuenta con una menor magnitud que los demás Z_{loop} y teóricamente se obtienen valores de 26,48 [Ω], 26,63 [Ω] y 16,59 [Ω] en fallas al 80%, 120% y 150% respectivamente. Mediante DIgSILENT se obtienen valores de 26,56 [Ω], 26,71 [Ω] y 16,63 [Ω], respectivamente. En la Figura 31 (b) y (d), se presenta un comportamiento similar en ambos métodos obteniendo valores teóricos en los porcentajes anteriormente hablados, de 135,00 [Ω], 130,00 [Ω], y 55,36 [Ω], respectivamente, con valores obtenidos por DIgSILENT de 135,04 [Ω], 130,38 [Ω] y 55,52 [Ω].

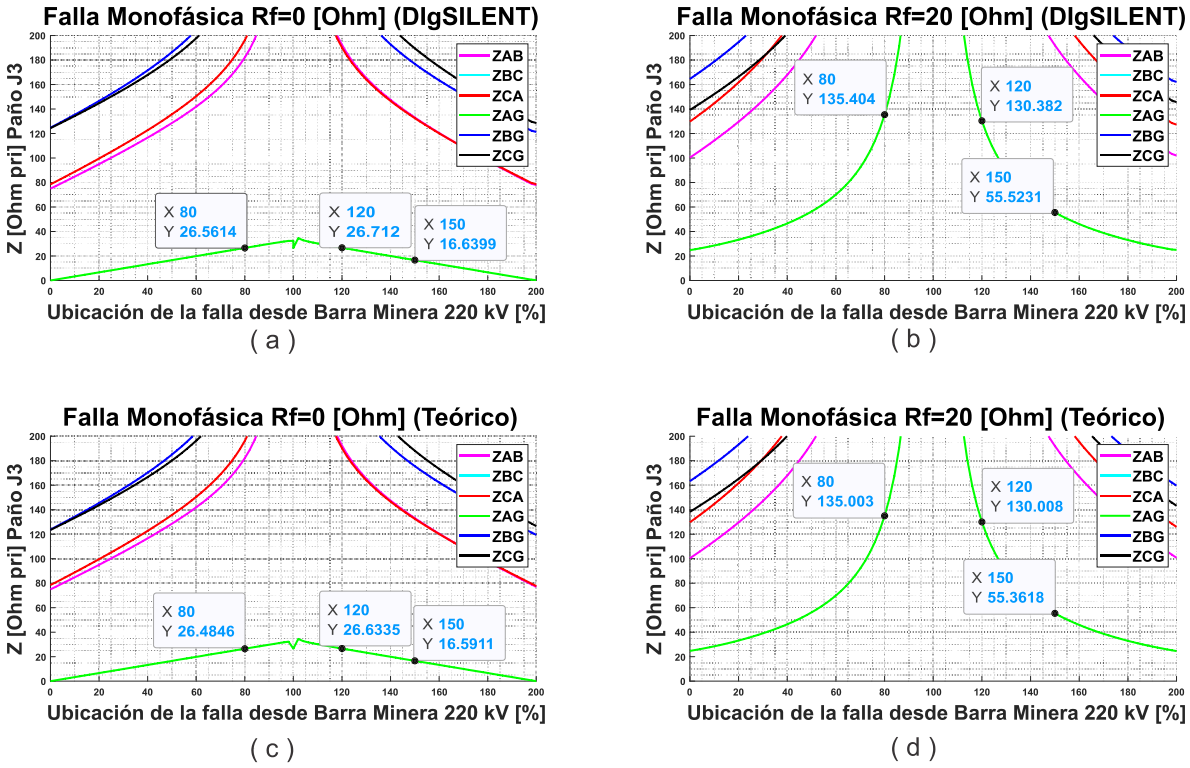


Figura 31: Comparación de los cálculos de Zloop en paño J3 al 80% de Minera L1 desde la barra Minera 220 kV. (a): Falla monofásica a tierra sin resistencia de falla, DIgSILENT; (b): Falla monofásica a tierra con resistencia de falla de 20 [Ω], DIgSILENT; (c): Falla monofásica a tierra sin resistencia de falla, teórico; (d): Falla monofásica a tierra con resistencia de falla de 20 [Ω].

En todos los tipos de falla se puede observar un máximo cuando se realiza una falla al 100% de la línea propia. Observando los Z_{loop}, se consideran los valores de impedancia cuando la falla se ubica al 80% de la línea desde la barra Minera 220 kV, al 20% y 50% de la línea adyacente. Teniendo como resultado los datos de la impedancia se destacan los errores de los cálculos de *DIgSILENT* respecto a los valores teóricos de los Z_{loop}.

Se puede destacar que el error máximo de impedancias al 80% (Tabla 15) es de un 0,29%, al 120% es de 0,30% (Tabla 16) y al 150% es de 0,29% (Tabla 17). Estos errores son más que aceptables y por ende nos muestran un buen cálculo de los Z_{loop}, para así utilizar los datos de *DIgSILENT* sin mayores problemas.

	DIgSILENT	Teórico	Error
Falla	Z $[\Omega_{pri}]$	Z $[\Omega_{pri}]$	[%]
Trifásica	26,53	26,53	0,00
Bifásica	26,53	26,53	0,00
Bifásica a tierra Rf=0 [Ω]	26,51	26,49	0,07
Bifásica a tierra Rf=20 [Ω]	150,08	149,87	0,14
Monofásica a tierra Rf=0 [Ω]	26,56	26,48	0,11
Monofásica a tierra Rf=20 [Ω]	135,40	135,00	0,29

Tabla 15: Comparación de los cálculos de Z_{loop} en paño J3 al 80% de Minera L1 desde la barra Minera 220 kV en distintas fallas.

	DIgSILENT	Teórico	Error
Falla	Z $[\Omega_{pri}]$	Z $[\Omega_{pri}]$	[%]
Trifásica	27,26	27,26	0,00
Bifásica	27,26	27,26	0,00
Bifásica a tierra Rf=0 [Ω]	27,04	27,03	0,04
Bifásica a tierra Rf=20 [Ω]	145,32	145,13	0,13
Monofásica a tierra Rf=0 [Ω]	26,71	26,63	0,30
Monofásica a tierra Rf=20 [Ω]	130,38	130,00	0,29

Tabla 16: Comparación de los cálculos de Z_{loop} en paño J3 al 20% de Minera L2 desde la barra Sistema 220 kV en distintas fallas.

	DIgSILENT	Teórico	Error
Falla	Z $[\Omega_{pri}]$	Z $[\Omega_{pri}]$	[%]
Trifásica	16,84	16,84	0,00
Bifásica	16,84	16,84	0,00
Bifásica a tierra Rf=0 [Ω]	16,79	16,78	0,06
Bifásica a tierra Rf=20 [Ω]	62,80	62,73	0,11
Monofásica a tierra Rf=0 [Ω]	16,63	16,59	0,24
Monofásica a tierra Rf=20 [Ω]	55,52	55,36	0,29

Tabla 17: Comparación de los cálculos de Z_{loop} en paño J3 al 50% de Minera L1 desde la barra Sistema 220 kV en distintas fallas.

El valor máximo se encuentra al 100% de la línea propia y luego la impedancia presenta valores menores, esto sucede debido al sentido del flujo al momento de realizar una falla en la línea adyacente, provocando que el relé considere la falla en reversa.

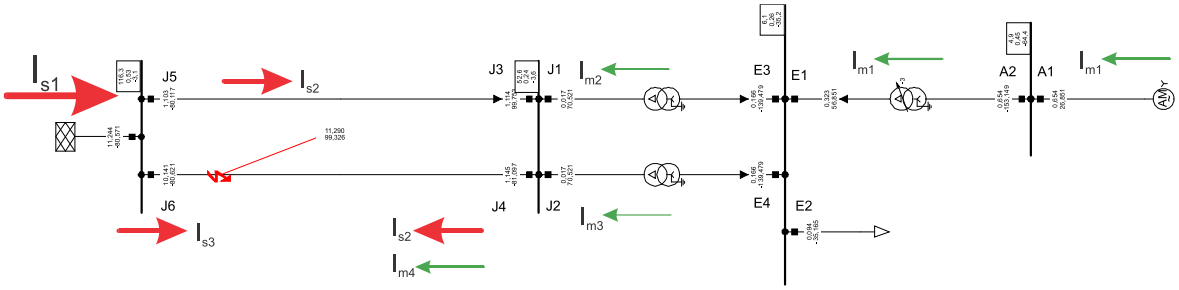


Figura 32: Sentido del flujo ante una falla al 120% del paño J3.

En la Figura 32, el flujo I_{S1} representa el aporte del sistema el cual se divide en los flujos I_{S2} e I_{S3} hasta el punto de falla. El aporte de la minera es representado por el flujo I_{m1} el cual se divide en los flujos I_{m2} e I_{m3} para luego terminar en el punto de falla como el flujo I_{m4}. Debido a que el aporte del sistema es mayor, el flujo que detecta el relé J3 será el de I_{s2}, viendo la falla en reversa. Lo anterior influye en el cálculo de la impedancia percibida por el relé J3, ya que estima el 80% de la impedancia de la línea adyacente cuando la falla se realiza al 120%. Este caso se extrapola para los puntos de fallas mayores al 100%.

Ejecutando una adaptación al algoritmo de ajuste automático de protecciones de distancia, nos entrega los valores de ajuste en las distintas zonas de la protección del paño J3 ubicados en la Tabla 18, el tiempo de simulación es de 15,6 [s].

7SA6xx Relé Paño J3	Minera 220 kV	Minera L1		
Zona	X $[\Omega_{pri}]$	Rfase $[\Omega_{pri}]$	Rtierra $[\Omega_{pri}]$	Ángulo [°]
1	25,85	5,71	25,71	77,53
2	38,78	8,57	28,57	77,53
3	64,62	14,28	34,28	77,53

Tabla 18: Ajustes del paño J3 de la barra Minera 220 kV entregados por el algoritmo.

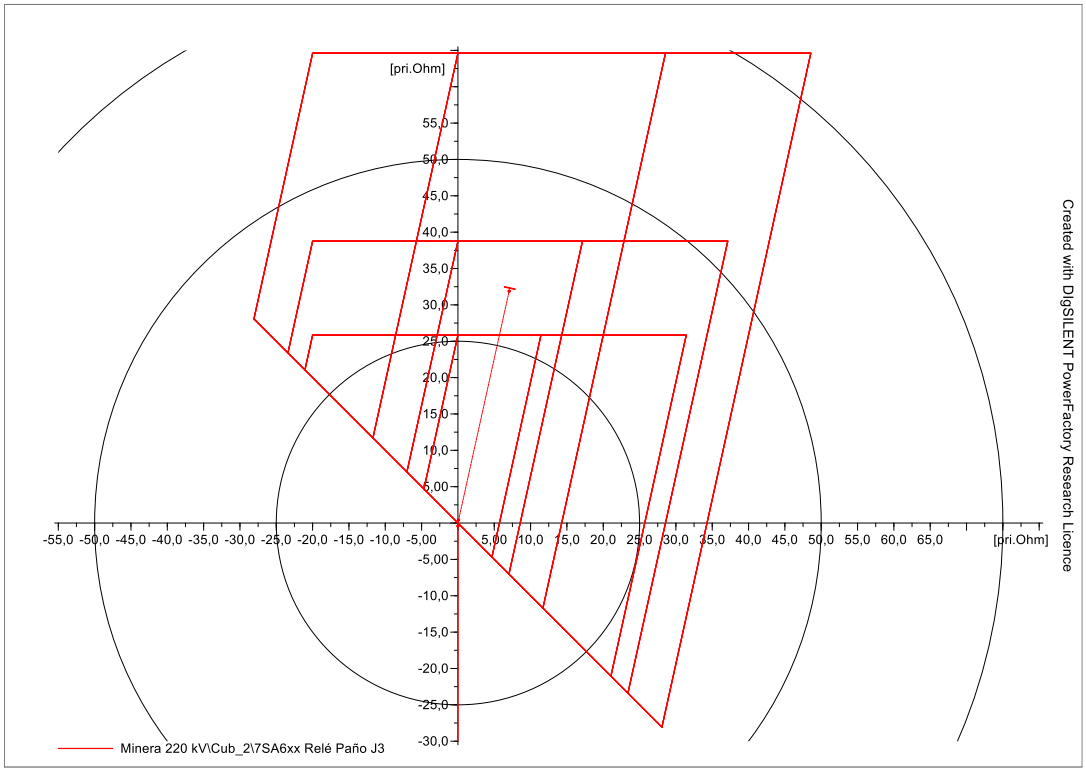


Figura 33: Diargama RX, paño J3, sistema minero.

- <u>Paño J5, Barra Minera 220 kV</u>

Una vez visto el comportamiento de los Z_{loop} en el paño J3 de la barra Minera 220 kV, se observará el comportamiento de los mismos en el paño J5 de la barra Sistema 220 kV. Se tiene que tener en consideración que la línea a proteger es Minera L1 y adyacente a esta se encuentra, en la barra Sistema 220 kV, la línea Minera L2. Se debe tener en consideración los ajustes primarios de las zonas, los cuales se pueden obtener de la siguiente forma:

a) Zona 1

Fase: $$0{,}8 \cdot (0{,}0893 + 0{,}4039j) \cdot 80 = 5{,}71 + 25{,}85j \quad (72)$$

Tierra: $$0{,}8 \cdot (0{,}0893 + 0{,}4039\,j) \cdot 80 + 20 = 25{,}71 + 25{,}85j \quad (73)$$

b) Zona 2

Fase: $$(0{,}0893 + 0{,}4039\,j) \cdot 80 + 0{,}2 \cdot (0{,}0893 + 0{,}4039j) \cdot 80 = 8{,}57 + 38{,}77j \quad (74)$$

Tierra: $$(0{,}0893 + 0{,}4039\,j) \cdot 80 + 0{,}2 \cdot (0{,}0893 + 0{,}4039j) \cdot 80 + 20 = 28{,}57 + 38{,}77j \quad (75)$$

c) Zona 3

Fase: $$(0{,}0893 + 0{,}4039\,j) \cdot 80 + 1 \cdot (0{,}0893 + 0{,}4039j) \cdot 80 = 14{,}28 + 64{,}62j \quad (76)$$

Tierra: $$(0{,}0893 + 0{,}4039\,j) \cdot 80 + 1 \cdot (0{,}0893 + 0{,}4039j) \cdot 80 + 20 = 34{,}28 + 64{,}62j \quad (77)$$

A modo de resumen, los ajustes de las diferentes zonas se muestran en la Tabla 19.

Zona	X fase/tierra [Ω_{pri}]	R fase [Ω_{pri}]	R tierra [Ω_{pri}]	Ángulo [°]
1	25,85	5,71	25,71	77,53
2	38,77	8,57	28,57	77,53
3	64,62	14,28	34,28	77,53

Tabla 19: Ajustes primarios de las zonas de protección de distancia en el paño J5 de la barra Sistema 220 kV, topología minera.

Se calculan los Z_{loop} a lo largo de la línea Minera L1, desde un 0% hasta un 100% con un paso de 2% comenzando en la barra Sistema 220 kV y, luego en la línea Minera L2 desde la barra Minera 220 kV. En las gráficas desde un 0% hasta un 100% se contempla la línea propia del relé y desde un 100% hasta un 200% se contempla la línea adyacente. En la Figura 34.(a) y (c) se puede observar una variación simétrica de los Z_{loop} los que presentan valores de 26,53 [Ω], 39,99 [Ω] y 50,24 [Ω] para las fallas al 80%, 120% y 150%, respectivamente, en ambos métodos de cálculo. En la Figura 34 (b) y (d) el Z_{loopBC} tiene una magnitud menor que el resto de Z_{loop}, comportándose de la manera esperada y cuenta con valores de 26,53 [Ω], 39,99 [Ω] y 50,24 [Ω] para fallas al 80%, 120% y 150%, respectivamente, en ambos métodos.

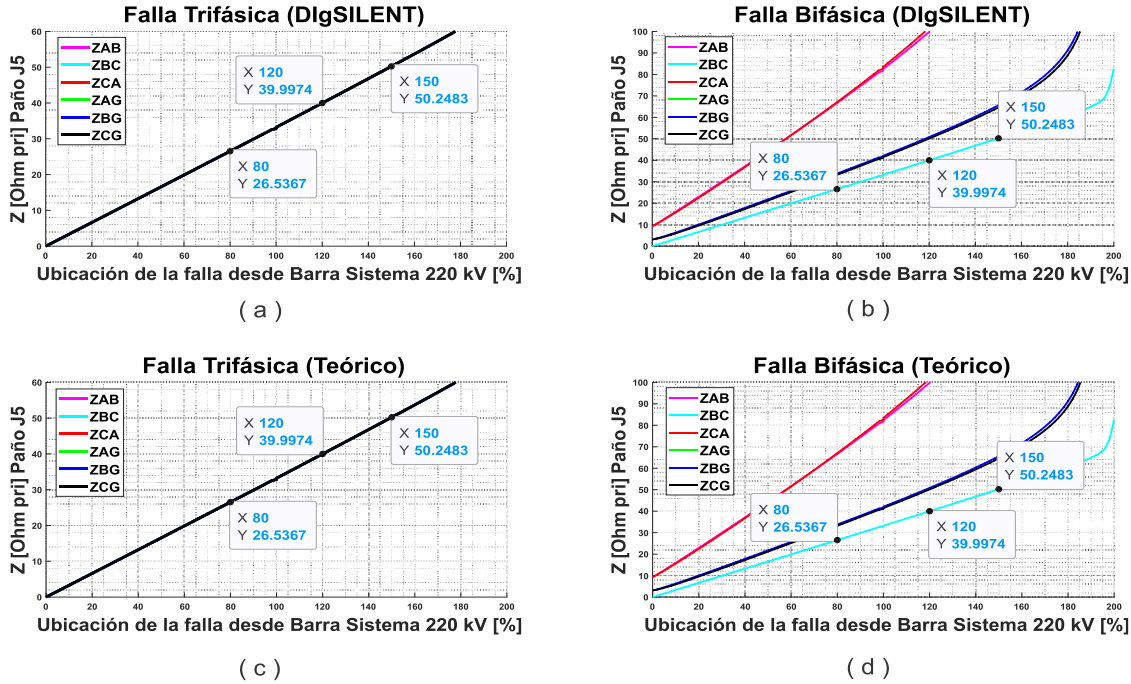


Figura 34: Comparación de los cálculos de Z_{loop} en paño J5 al 80% de Minera L1 desde la barra Sistema 220 kV. (a): Falla trifásica, DIgSILENT; (b): Falla bifásica, DIgSILENT; (c): Falla trifásica, teórico; (d): Falla bifásica.

Se puede observar en la Figura 35, en (a) y (c) la variación esperada del Z_{loopBG} y Z_{loopCG} obteniendo valores según *DIgSILENT* de 26,54 [Ω], 39,98 [Ω] y 50,17 [Ω] en las fallas al 80%, 120% y 150% respectivamente. Los valores teóricos presentan diferencias menores, obteniendo valores de 26,43 [Ω], 39,96 [Ω] y 50,15 [Ω] para las fallas al 80%, 120% y 150% respectivamente. En la misma figura, en (b) y (d) se presentan las fallas con resistencia de 20 [Ω], donde se puede notar una elevada impedancia en los Z_{loop}, obteniendo para el método de *DIgSILENT* 36,28 [Ω], 54,46 [Ω] y 76,81 [Ω] y, para el cálculo teórico 36,24 [Ω], 54,40 [Ω] y 76,72 [Ω], ambas para las fallas al 80%, 120% y 150%, respectivamente.

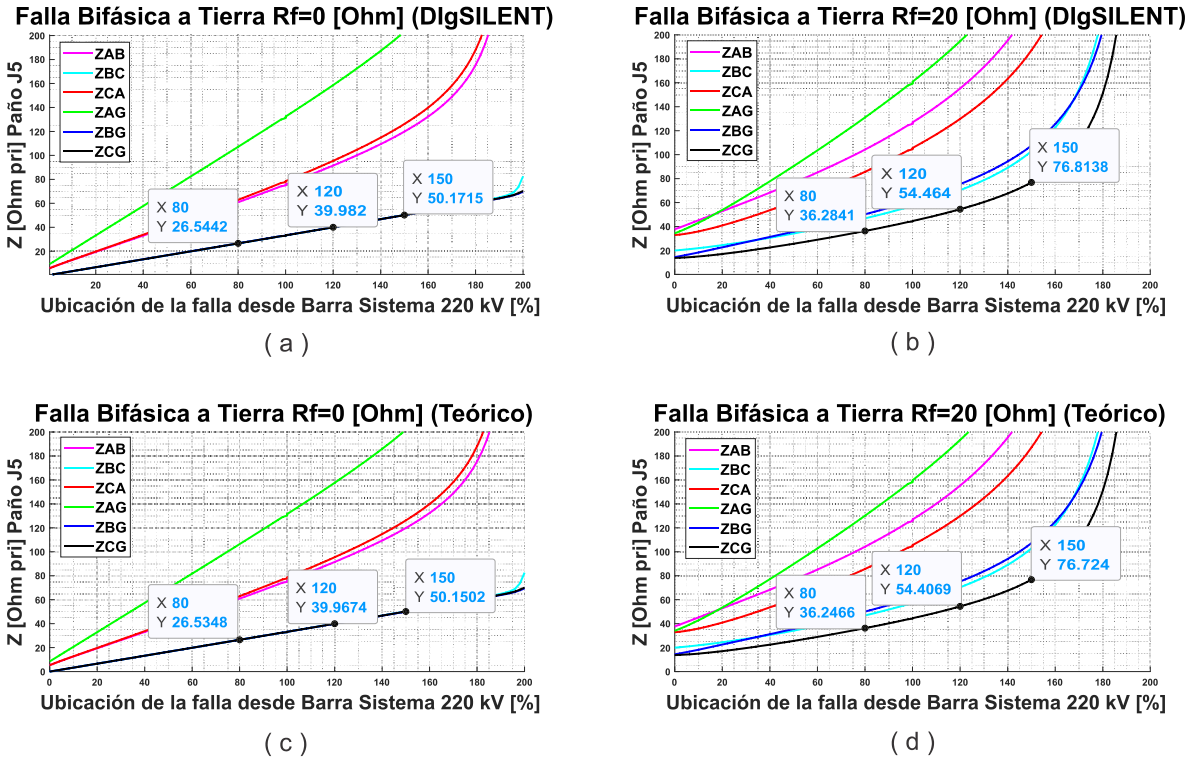


Figura 35: Comparación de los cálculos de Z_{loop} en paño J5 al 80% de Minera L1 desde la barra Sistema 220 kV. (a): Falla bifásica a tierra sin resistencia de falla, DIgSILENT; (b): Falla bifásica a tierra con resistencia de falla de 20 [Ω], DIgSILENT; (c): Falla bifásica a tierra sin resistencia de falla, teórico; (d): Falla bifásica a tierra con resistencia de falla de 20 [Ω].

En la Figura 36, en (a) y (c) se presenta la variación de los Z_{loop} ante fallas monofásicas sin resistencia, se puede observar lo esperado, Z_{loopAG} varía con una magnitud menor al resto de Z_{loop}. Se presentan valores en el método de DIgSILENT de 26,61 [Ω], 40,00 [Ω], 50,89 [Ω] y valores teóricos de 26,53 [Ω], 39,87 [Ω] y 49,94 [Ω] para fallas al 80%, 120% y 150% respectivamente. En la misma figura, en (b) y (d), se presenta la variación de los Z_{loop} ante fallas monofásicas con resistencia de 20 [Ω]. Se puede observar que la variación de Z_{loopAG} es menor en comparación al resto de los Z_{loop}. Se obtienen valores con el método de DIgSILENT de 37,35 [Ω], 56,06 [Ω] y 78,11 [Ω] y valores teóricos de 37,24 [Ω], 55,90 [Ω] y 77,88 [Ω] para fallas al 80%, 120% y 150%, respectivamente.

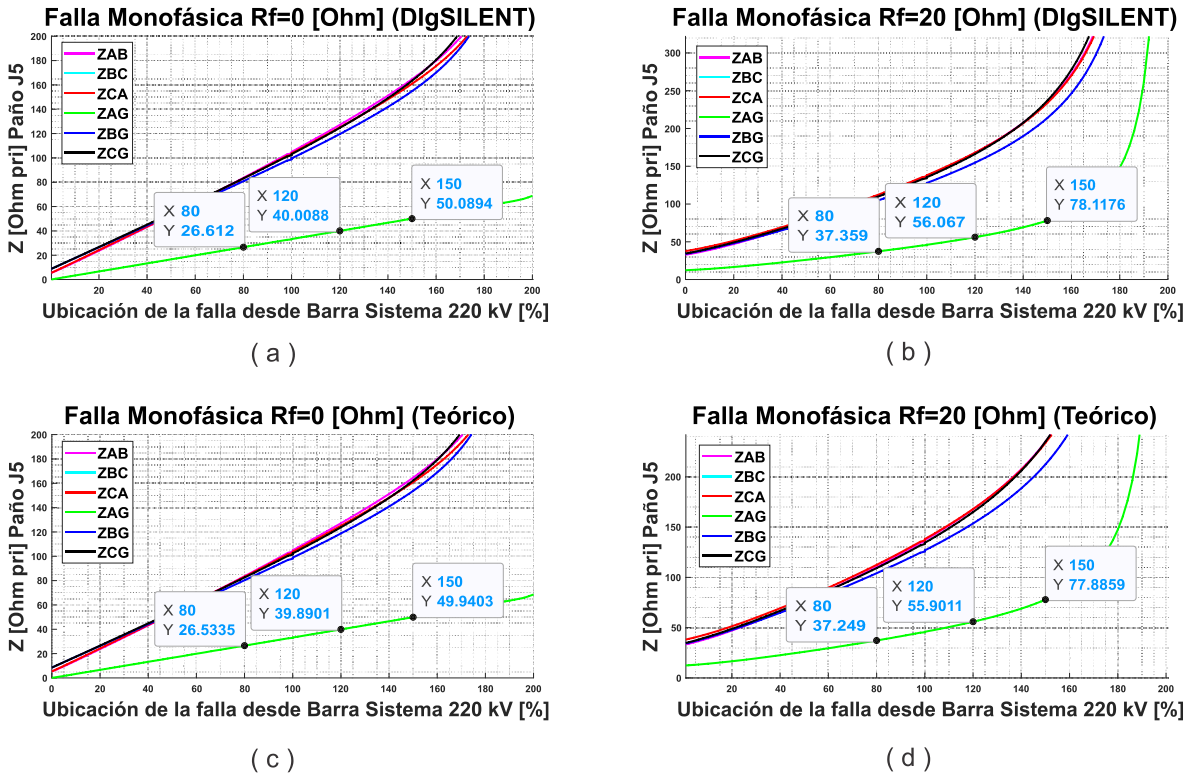


Figura 36: Comparación de los cálculos de Z_{loop} en paño J5 al 80% de Minera L1 desde la barra Sistema 220 kV. (a): Falla monofásica a tierra sin resistencia de falla, DIgSILENT; (b): Falla monofásica a tierra con resistencia de falla de 20 [Ω], DIgSILENT; (c): Falla monofásica a tierra sin resistencia de falla, teórico; (d): Falla monofásica a tierra con resistencia de falla de 20 [Ω].

Se puede destacar que el error máximo de impedancias al 80% (Tabla 20) es de un 0,30%, al 120% es de 0,29% (Tabla 21) y al 150% es de 0,30% (Tabla 22). Estos errores son más que aceptables y por ende nos muestran un buen cálculo de los Z_{loop}, para así utilizar los datos de *DIgSILENT* sin mayores problemas.

	DIgSILENT	Teórico	Error
Falla	Z $[\Omega_{pri}]$	Z $[\Omega_{pri}]$	[%]
Trifásica	26,53	26,53	0,00
Bifásica	26,53	26,53	0,00
Bifásica a tierra Rf=0 [Ω]	26,54	26,53	0,04
Bifásica a tierra Rf=20 [Ω]	36,28	36,24	0,11
Monofásica a tierra Rf=0 [Ω]	26,61	26,53	0,30
Monofásica a tierra Rf=20 [Ω]	37,35	37,24	0,30

Tabla 20: Comparación de los cálculos de Z_{loop} en paño J5 al 80% de Minera L1 desde la barra Sistema 220 kV en distintas fallas.

	DIgSILENT	Teórico	Error
Falla	Z $[\Omega_{pri}]$	Z $[\Omega_{pri}]$	[%]
Trifásica	39,99	39,99	0,00
Bifásica	39,99	39,99	0,00
Bifásica a tierra Rf=0 [Ω]	39,98	39,96	0,05
Bifásica a tierra Rf=20 [Ω]	54,46	54,40	0,11
Monofásica a tierra Rf=0 [Ω]	40,00	39,89	0,28
Monofásica a tierra Rf=20 [Ω]	56,06	55,90	0,29

Tabla 21: Comparación de los cálculos de Z_{loop} en paño J5 al 20% de Minera L2 desde la barra Minera 220 kV en distintas fallas.

	DIgSILENT	Teórico	Error
Falla	Z $[\Omega_{pri}]$	Z $[\Omega_{pri}]$	[%]
Trifásica	50,24	50,24	0,00
Bifásica	50,24	50,24	0,00
Bifásica a tierra Rf=0 [Ω]	50,17	50,15	0,04
Bifásica a tierra Rf=20 [Ω]	76,81	76,72	0,12
Monofásica a tierra Rf=0 [Ω]	50,08	49,94	0,28
Monofásica a tierra Rf=20 [Ω]	78,11	77,88	0,30

Tabla 22: Comparación de los cálculos de Z_{loop} en paño J5 al 50% de Minera L2 desde la barra Minera 220 kV en distintas fallas.

Ejecutando un ajuste del algoritmo de ajuste automático de protecciones de distancia, nos entrega los valores de ajuste en las distintas zonas de la protección del paño J5 ubicados en la Tabla 23, el tiempo de simulación es de 15,3 [s].

7SA6xx Relé Paño J5	Sistema 220 kV	Minera L1		
Zona	X $[\Omega_{pri}]$	Rl $[\Omega_{pri}]$	Rp $[\Omega_{pri}]$	Ángulo
1	26,63	5,71	25,71	77,53
2	38,78	8,57	28,57	77,53
3	64,62	14,28	34,28	77,53

Tabla 23: Ajustes del paño J5 de la barra Sistema 220 kV entregados por el algoritmo.

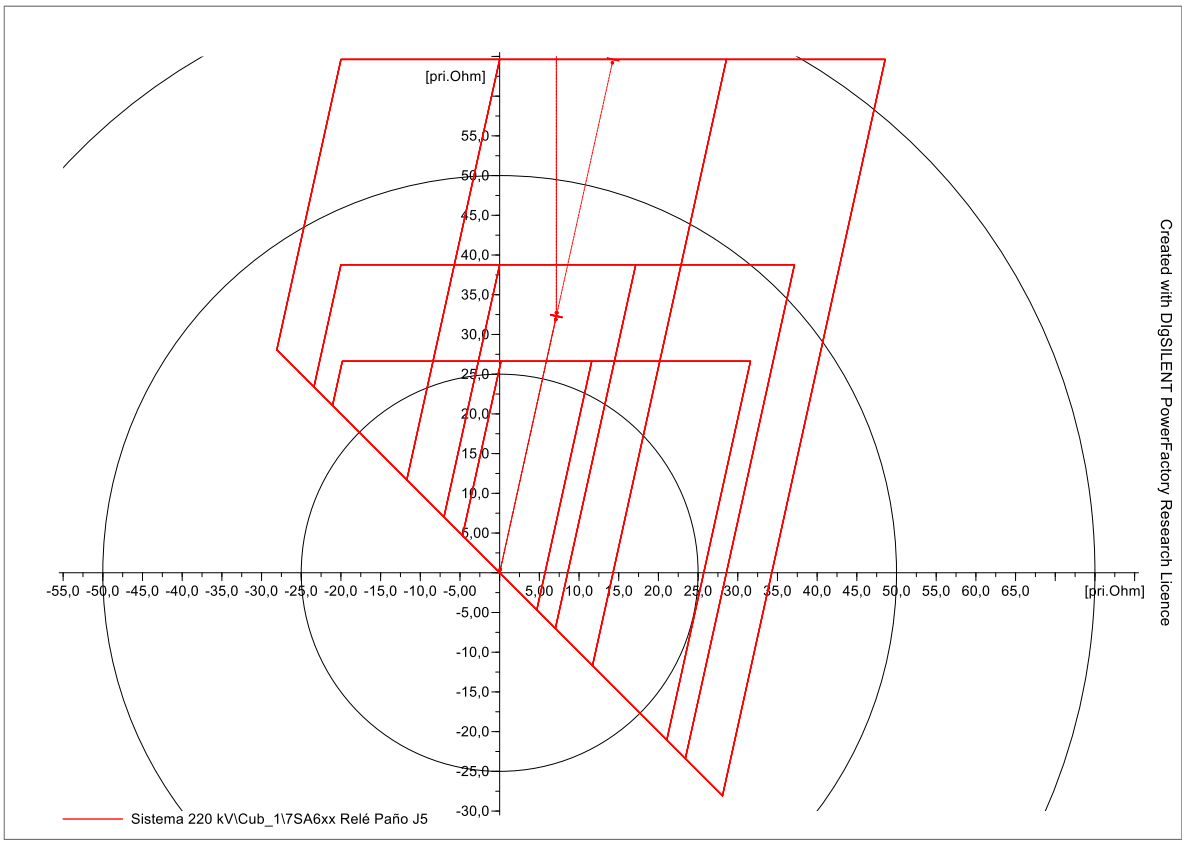


Figura 37: Diagrama RX, paño J5, sistema minero.

5.2.3. Ajuste de las protecciones de sobrecorriente

En el ajuste de las protecciones de sobrecorriente, en una primera instancia se calculan las corrientes nominales y críticas de cada elemento contemplado en los paños correspondientes para definir una corriente de *pickup*. Luego, para la coordinación entre relés, se realizan fallas aguas abajo del relé de interés para definir la mayor corriente de cortocircuito y ajustar el valor temporal de cada curva según las curvas aguas abajo. Este último paso se lo dejaremos al algoritmo, para luego corroborar los ajustes entregados por éste.

Corrientes nominales

Las corrientes nominales de los elementos en cada paño se presentan a continuación:

- Paño A2 Barra Minera 11 kV:

  Transformador Interno A: $$I_{TintB} = \frac{5M}{\sqrt{3} \cdot 11k} = 262{,}43\ [\mathrm{A}] \quad (78)$$

  Transformador de corriente: $$I_{TCA2} = 300\ [A] \quad (79)$$

  Paño E1 Barra Minera 23 kV:

  Transformador Interno A: $$I_{TintA} = \frac{5M}{\sqrt{3} \cdot 23k} = 125{,}51\ [\mathrm{A}] \quad (80)$$

  Transformador de corriente: $$I_{TCE1} = 200\ [A] \quad (81)$$

- Paño E3 Barra Minera 23 kV:

  Transformador "T1 Minera": $$I_{T1B} = \frac{25M}{\sqrt{3} \cdot 23k} = 627{,}55\ [\mathrm{A}] \quad (82)$$

  Transformador de corriente: $$I_{TCE3} = 700\ [A] \quad (83)$$

- Paño E4 Barra Minera 23 kV:

  Transformador "T2 Minera": $$I_{T2B} = \frac{25M}{\sqrt{3} \cdot 23k} = 627{,}55\ [\mathrm{A}] \quad (84)$$

  Transformador de corriente: $$I_{TCE4} = 700\ [A] \quad (85)$$

- Paño J1 Barra Minera 220 kV:

  Transformador "T1 Minera": $$I_{T1A} = \frac{25M}{\sqrt{3} \cdot 220k} = 65{,}61\ [\mathrm{A}] \quad (86)$$

  Transformador de corriente: $$I_{TCJ1} = 80\ [A] \quad (87)$$

- Paño J2 Barra Minera 220 kV:

  Transformador "T2 Minera": $$I_{T2A} = \frac{25M}{\sqrt{3} \cdot 220k} = 65{,}61\ [\mathrm{A}] \quad (88)$$

  Transformador de corriente: $$I_{TCJ2} = 80\ [A] \quad (89)$$

- Paño J3 Barra Minera 220 kV:

  Línea "Minera L1": $$I_{L1} = 600\ [\mathrm{A}] \quad (90)$$

  Transformador de corriente: $$I_{TCJ3} = 600\ [A] \quad (91)$$

- Paño J4 Barra Minera 220 kV:

  Línea “Minera L2”: $I_{L2} = 600\ [\mathrm{A}]$ *(92)*

  Transformador de corriente: $I_{TCJ4} = 600\ [A]$ *(93)*

- Paño J5 Barra Sistema 220 kV:

  Línea “Minera L1”: $I_{L1} = 600\ [\mathrm{A}]$ *(94)*

  Transformador de corriente: $I_{TCJ5} = 600\ [A]$ *(95)*

- Paño J6 Barra Sistema 220 kV:

  Línea “Minera L2”: $I_{L2} = 600\ [\mathrm{A}]$ *(96)*

  Transformador de corriente: $I_{TCJ6} = 600\ [A]$ *(97)*

<u>Corrientes críticas</u>

Una vez obtenidas las corrientes nominales, se calculan las corrientes críticas de cada elemento según:

- Paño A2 Barra Minera 11 kV:

  Transformador Interno A: $I_{CritTintB} = 1{,}15 \cdot I_{TintB} = 262{,}43\ [\mathrm{A}]$ *(98)*

  Transformador de corriente: $I_{CritTCA2} = 1 \cdot I_{TCA2} = 300\ [A]$ *(99)*

- Paño E1 Barra Minera 23 kV:

  Transformador Interno A: $I_{CritTintA} = 1{,}15 \cdot I_{TintA} = 125{,}51\ [\mathrm{A}]$ *(100)*

  Transformador de corriente: $I_{CritTCE1} = 1 \cdot I_{TCE1} = 200\ [A]$ *(101)*

- Paño E3 Barra Minera 23 kV:

  Transformador “T1 Minera”: $I_{CritT1B} = 1{,}15 \cdot I_{T1B} = 627{,}55\ [\mathrm{A}]$ *(102)*

  Transformador de corriente: $I_{CritTCE3} = 1 \cdot I_{TCE3} = 700\ [A]$ *(103)*

- Paño E4 Barra Minera 23 kV:

  Transformador “T2 Minera”: $I_{CritT2B} = 1{,}15 \cdot I_{T2B} = 627{,}55\ [\mathrm{A}]$ *(104)*

  Transformador de corriente: $I_{CritTCE4} = 1 \cdot I_{TCE4} = 700\ [A]$ *(105)*

- Paño J1 Barra Minera 220 kV:

  Transformador "T1 Minera": $I_{CritT1A} = 1{,}15 \cdot I_{T1A} = 65{,}61\ [\mathrm{A}]$ *(106)*

  Transformador de corriente: $I_{CritTCJ1} = 1 \cdot I_{TCJ1} = 80\ [A]$ *(107)*

- Paño J2 Barra Minera 220 kV:

  Transformador "T2 Minera": $I_{CritT2A} = 1{,}15 \cdot I_{T2A} = 65{,}61\ [\mathrm{A}]$ *(108)*

  Transformador de corriente: $I_{CritTCJ2} = 1 \cdot I_{TCJ2} = 80\ [A]$ *(109)*

- Paño J3 Barra Minera 220 kV:

  Línea "Minera L1": $I_{CritL1} = 1{,}5 \cdot I_{L1} = 900\ [\mathrm{A}]$ *(110)*

  Transformador de corriente: $I_{CritTCJ3} = 1 \cdot I_{TCJ3} = 600\ [A]$ *(111)*

- Paño J4 Barra Minera 220 kV:

  Línea "Minera L2": $I_{CritL2} = 1{,}5 \cdot I_{L2} = 900\ [\mathrm{A}]$ *(112)*

  Transformador de corriente: $I_{CritTCJ4} = 1 \cdot I_{TCJ4} = 600\ [A]$ *(113)*

- Paño J5 Barra Sistema 220 kV:

  Línea "Minera L1": $I_{CritL1} = 1{,}5 \cdot I_{L1} = 900\ [\mathrm{A}]$ *(114)*

  Transformador de corriente: $I_{CritTCJ5} = 1 \cdot I_{TCJ5} = 600\ [A]$ *(115)*

- Paño J6 Barra Sistema 220 kV:

  Línea "Minera L2": $I_{CritL2} = 1{,}5 \cdot I_{L2} = 900\ [\mathrm{A}]$ *(116)*

  Transformador de corriente: $I_{CritTCJ6} = 1 \cdot I_{TCJ6} = 600\ [A]$ *(117)*

<u>Corrientes de *pickup*</u>

Finalmente, se obtienen las corrientes de *pickup* para las protecciones de sobrecorriente de fase (51) y residual (51N).

- Paño A2 Barra Minera 11 kV:

$$I_{pickup51} = I_{CritTintB} = \quad 262{,}43\ [A_{pri}] \qquad I_{pickup51} = 0{,}93\ [A_{sec}] \qquad (118)$$

$$I_{pickup51N} = 0{,}1 \cdot I_{TCA2} = \ 30\ [A_{pri}] \qquad I_{pickup51} = 0{,}5\ [A_{sec}] \qquad (119)$$

- Paño E1 Barra Minera 23 kV:

$$I_{pickup51} = I_{CritTintA} = \quad 125{,}51\ [A_{pri}] \qquad I_{pickup51} = 3{,}13\ [A_{sec}] \qquad (120)$$

- Paño E3 Barra Minera 23 kV:

$$I_{pickup51} = I_{CritT1B} = 627{,}55\ [A_{pri}] \qquad I_{pickup51} = 4{,}48\ [A_{sec}] \qquad (121)$$

$$I_{pickup51N} = 0{,}1 \cdot I_{TCE3} = 70\ [A_{pri}] \qquad I_{pickup51} = 0{,}5\ [A_{sec}] \qquad (122)$$

- Paño E4 Barra Minera 23 kV:

$$I_{pickup51} = I_{CritT2B} = 627{,}55\ [A_{pri}] \qquad I_{pickup51} = 4{,}48\ [A_{sec}] \qquad (123)$$

$$I_{pickup51N} = 0{,}1 \cdot I_{TCE4} = 70\ [A_{pri}] \qquad I_{pickup51} = 0{,}5\ [A_{sec}] \qquad (124)$$

- Paño J1 Barra Minera 220 kV:

$$I_{pickup51} = I_{CritT1A} = 65{,}61\ [A_{pri}] \qquad I_{pickup51} = 4{,}10\ [A_{sec}] \qquad (125)$$

- Paño J2 Barra Minera 220 kV:

$$I_{pickup51} = I_{CritT2A} = 65{,}61\ [A_{pri}] \qquad I_{pickup51} = 4{,}10\ [A_{sec}] \qquad (126)$$

- Paño J3 Barra Minera 220 kV:

$$I_{pickup51} = I_{CritTCJ3} = 600\ [A_{pri}] \qquad I_{pickup51} = 5\ [A_{sec}] \qquad (127)$$

$$I_{pickup51N} = 0{,}1 \cdot I_{TCJ3} = 60\ [A_{pri}] \qquad I_{pickup51} = 0{,}5\ [A_{sec}] \qquad (128)$$

- Paño J4 Barra Minera 220 kV:

$$I_{pickup51} = I_{CritTCJ4} = 600\ [A_{pri}] \qquad I_{pickup51} = 5\ [A_{sec}] \qquad (129)$$

$$I_{pickup51N} = 0{,}1 \cdot I_{TCJ4} = 60\ [A_{pri}] \qquad I_{pickup51} = 0{,}5\ [A_{sec}] \qquad (130)$$

- Paño J5 Barra Sistema 220 kV:

$$I_{pickup51} = I_{CritTCJ5} = 600\ [A_{pri}] \qquad I_{pickup51} = 5\ [A_{sec}] \qquad (131)$$

$$I_{pickup51N} = 0{,}1 \cdot I_{TCJ5} = 60\ [A_{pri}] \qquad I_{pickup51} = 0{,}5\ [A_{sec}] \qquad (132)$$

- Paño J6 Barra Sistema 220 kV:

$$I_{pickup51} = I_{CritTCJ6} = 600\ [A_{pri}] \qquad I_{pickup51} = 5\ [A_{sec}] \qquad (133)$$

$$I_{pickup51N} = 0{,}1 \cdot I_{TCJ6} = 60\ [A_{pri}] \qquad I_{pickup51} = 0{,}5\ [A_{sec}] \qquad (134)$$

Una vez calculadas las corrientes de *pickup* se realiza el ajuste temporal de las curvas de protección de forma tal que el tiempo de paso entre curvas sea mayor a 300 [ms], teniendo en consideración fallas aguas abajo del relé que se quiere ajustar. A diferencia de la topología solar, la topología minera cuenta con varias rutas a definir para el ajuste de protecciones, el usuario tendrá que definir las rutas óptimas a ajustar. Se tendrá en consideración que los ajustes del alimentador y de los motores son entregados como ajustes base y se empieza a coordinar según estos ajustes.

A continuación, se observará la automatización del ajuste de protecciones de sobrecorriente en figuras capturadas a medida que el algoritmo termina de ajustar un paño.

Dependiendo del nivel de ajuste otorgado automáticamente al paño E1 de la barra Minera 23 kV, se definen rutas a ajustar. El paño E1 de la barra Minera 23 kV será comparado con los ajustes ya entregados del paño E2 de la misma barra, y luego se ejecuta el ajuste con la protección que presente un mayor *pickup* para no tener problemas con la coordinación de protecciones.

Se define la ruta hasta el paño E1 de la barra Minera 23 kV, según la Figura 38.

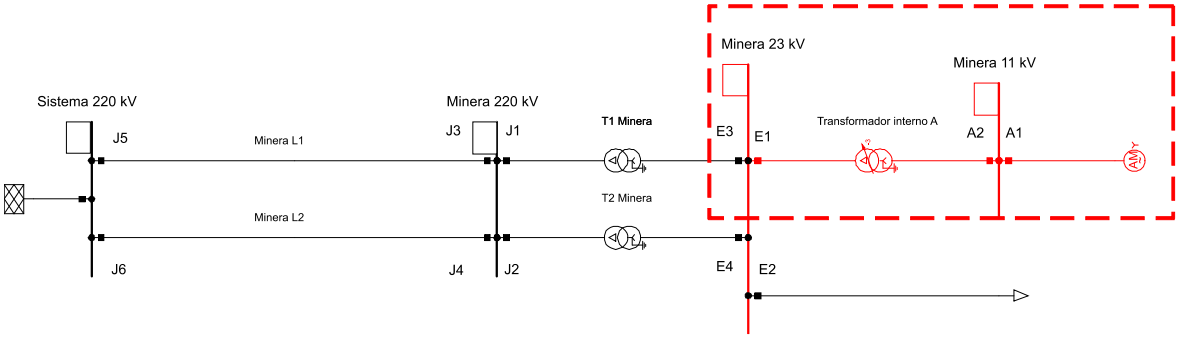
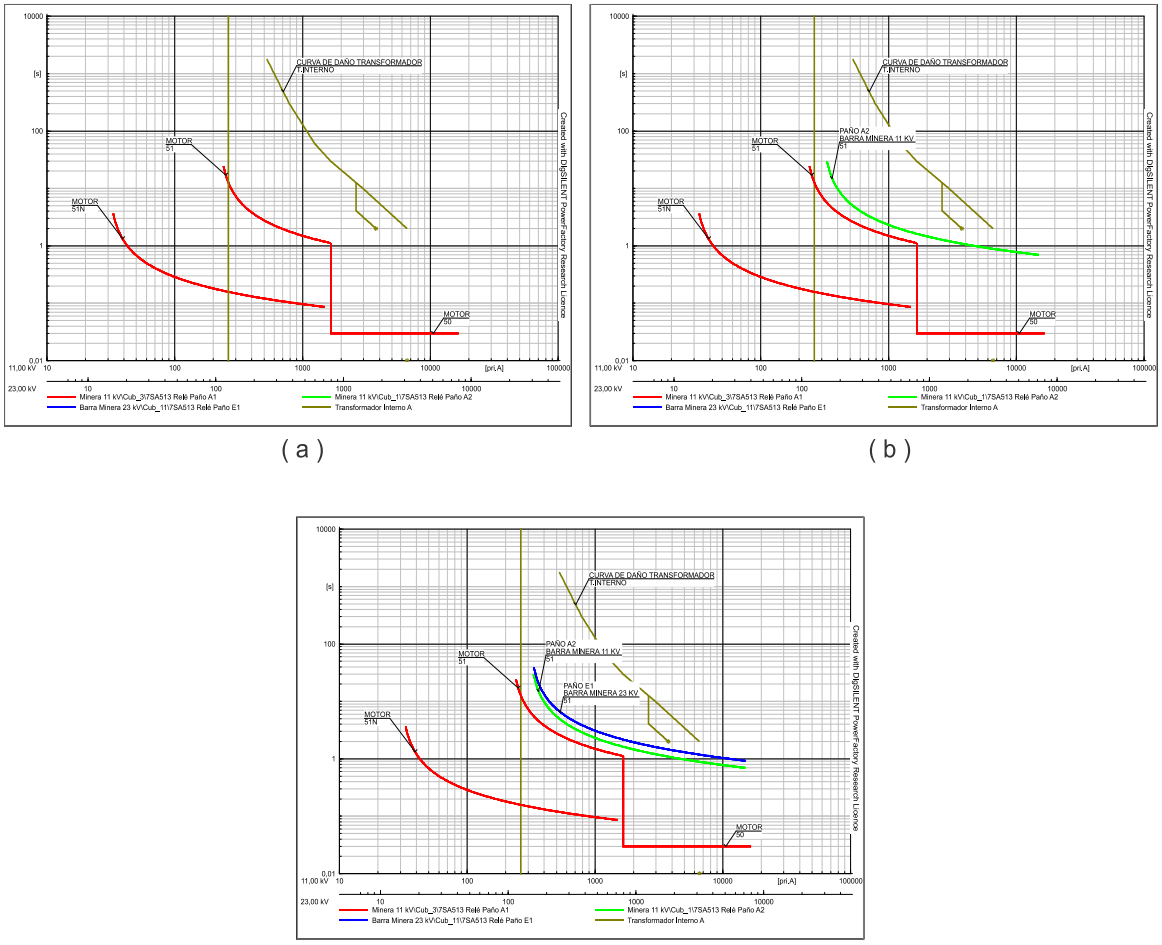


Figura 38: Ruta 1 Motor Mina - Barra Minera 23 kV.

En la primera ruta establecida, se realiza el ajuste automático de protecciones de sobrecorriente obteniendo, de modo progresivo, las curvas de protección mostradas en la Figura 39.



(a) (b)

(c)

Figura 39: Progreso del algoritmo al momento de realizar ajustes automáticos de la ruta 1 en la topología minera. (a): Ajuste base paño A1; (b) ajuste automático paño A2; (c): ajuste automático paño E1

En la Figura 39, en (a) se presentan los ajustes base del primer nivel de la ruta 1 (Motor) y luego se inicia un ajuste de las protecciones aguas arriba. En la iteración de la Figura 39.(b), se realiza el ajuste del paño A2 de la barra Minera 11 kV, de forma tal que se cumplan los tiempos de paso entre curvas. Luego, en la Figura 39.(c), se ejecuta el ajuste del paño E1 de la barra Minera 23 kV, de modo tal que cumpla el tiempo de paso mínimo con el paño A2 de la barra Minera 11 kV. En (c) se puede observar que las protecciones de sobrecorriente logran proteger la curva de daño del transformador interno A. El tiempo de simulación para esta automatización fue de 16,3 [s].

Una vez llegado a la barra Minera 23 kV, existe la posibilidad de ajustar basándonos en las protecciones del paño E1 o las protecciones del paño E2. Se analizan las curvas de protección de ambos paños y se ajusta mediante a la curva que presente un mayor tiempo de paso con la curva de protección aguas arriba.

A continuación, se presentan las funciones de protección en los paños E1 y E2 de la barra Minera 23 kV y la curva de protección aguas arriba de la misma barra, para así poder analizar a base de que función se realizarán los demás ajustes de protección.

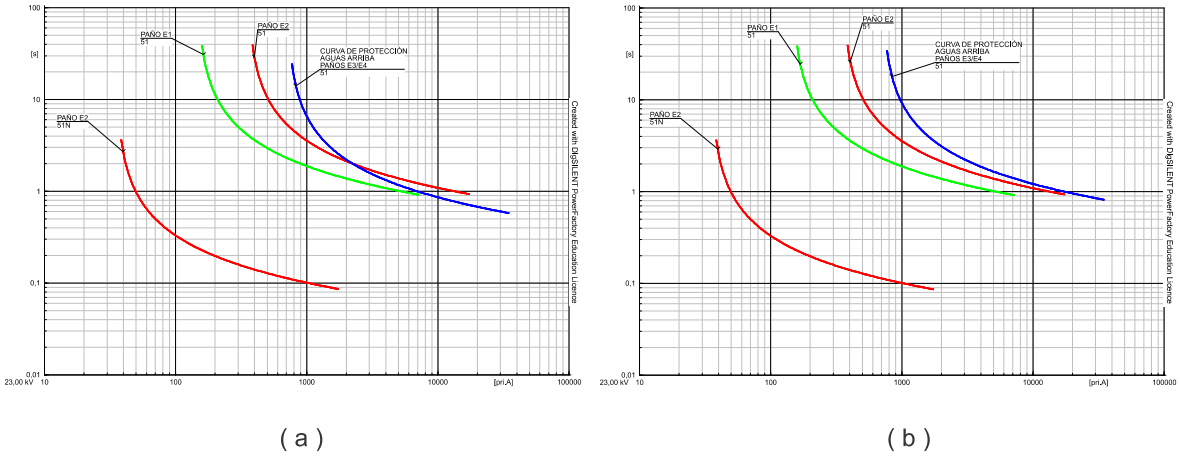


Figura 40: Resultados de la coordinación en base a los paños E1 y E2 de la barra Minera 23 kV. (a): Ajuste automático tomando el paño E1 como base; (b) ajuste automático tomando el paño E2 como base.

Observando la Figura 40, (a) es el resultado de la coordinación con el paño E1, se percatan dos situaciones interesantes. La primera es el ajuste de la protección residual, para ciertos niveles de corriente el tiempo de paso ya no sería mayor a los 300 [ms] y está la opción de que la protección aguas arriba actúe más rápido. La segunda es en las protecciones de fase, se puede ver que con la curva del paño E2 con la curva aguas arriba desde aproximadamente los 1,1 [kA] operará más rápida la protección aguas arriba y puede presentar problemas con la coordinación.

En la misma figura, en (b) el ajuste se realiza basándonos en el paño E2, observando que no existen cruces entre las curvas y que se ajustan para que entre los paños E2 y aguas arriba no existan problemas de coordinación. Debido a que el pickup es mayor y el ajuste temporal también lo es, no existirían problemas de coordinación entre el paño E1 y paños aguas arriba. Se opta por utilizar un ajuste con el paño E2 y se definen rutas para efectuar estos ajustes de forma automática, estas rutas se presentan en la Figura 41 y la Figura 44.

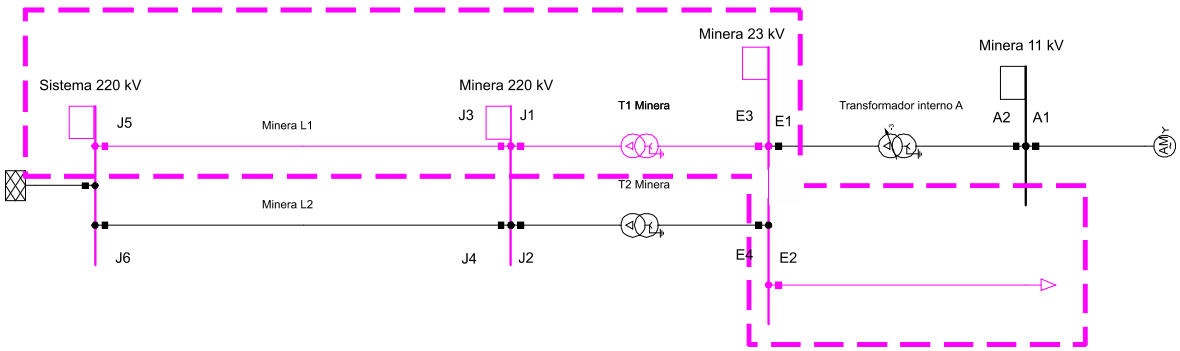


Figura 41: Ruta 2 Paño E2 de la barra Minera 23 kV – Paño J5 de la barra Sistema 220 kV.

Se define una ruta 2 que abarca los paños E2 y E3 de la barra Minera 23 kV, J1 y J3 de la barra Minera 220 kV y J5 de la barra Sistema 220 kV. Se realiza el ajuste automático de la segunda ruta definida el cual se puede ver paso a paso en la Figura 42.

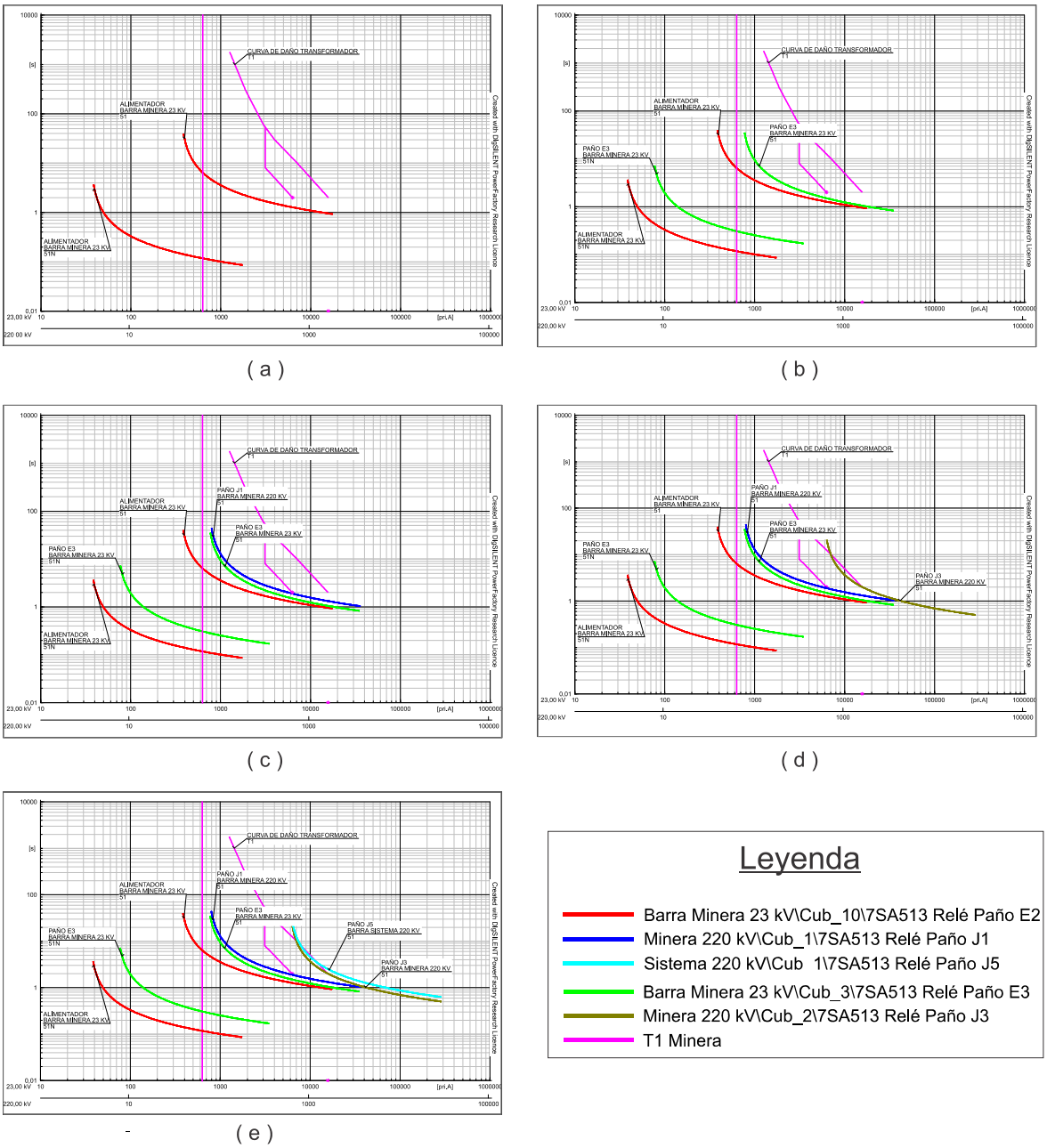


Figura 42: Progreso del algoritmo al momento de realizar ajustes automáticos de la ruta 2 en la topología minera. (a): ajuste base paño E2; (b) ajuste automático paño E3; (c): ajuste automático paño J1; (d): ajuste automático paño J3; (e): ajuste automático paño J5.

En la Figura 42, en (a) se puede observar el ajuste del paño E2 de la barra Minera 23 kV, luego en (b) se realiza el ajuste del paño E3, en (c) se realiza el ajuste de la protección del paño J1 de la barra Minera 220 kV, en (d) se realiza el ajuste del paño J3 de la barra Minera

220 kV y finalmente en (e) se realiza el ajuste del último paño de la ruta (J5 de la barra Sistema 220 kV). Este ajuste se ejecuta en un tiempo de 37,4 [s]. Una vez ajustada la ruta 2, se hace otra ruta para el ajuste de las protecciones pendientes según la Figura 44.

Esto se puede comprobar mediante el diagrama tiempo-distancia de la misma ruta en la Figura 43, en la cual no se perciben tiempos de paso de 300 [ms], siendo la falla más restrictiva la de la Figura 43.a.

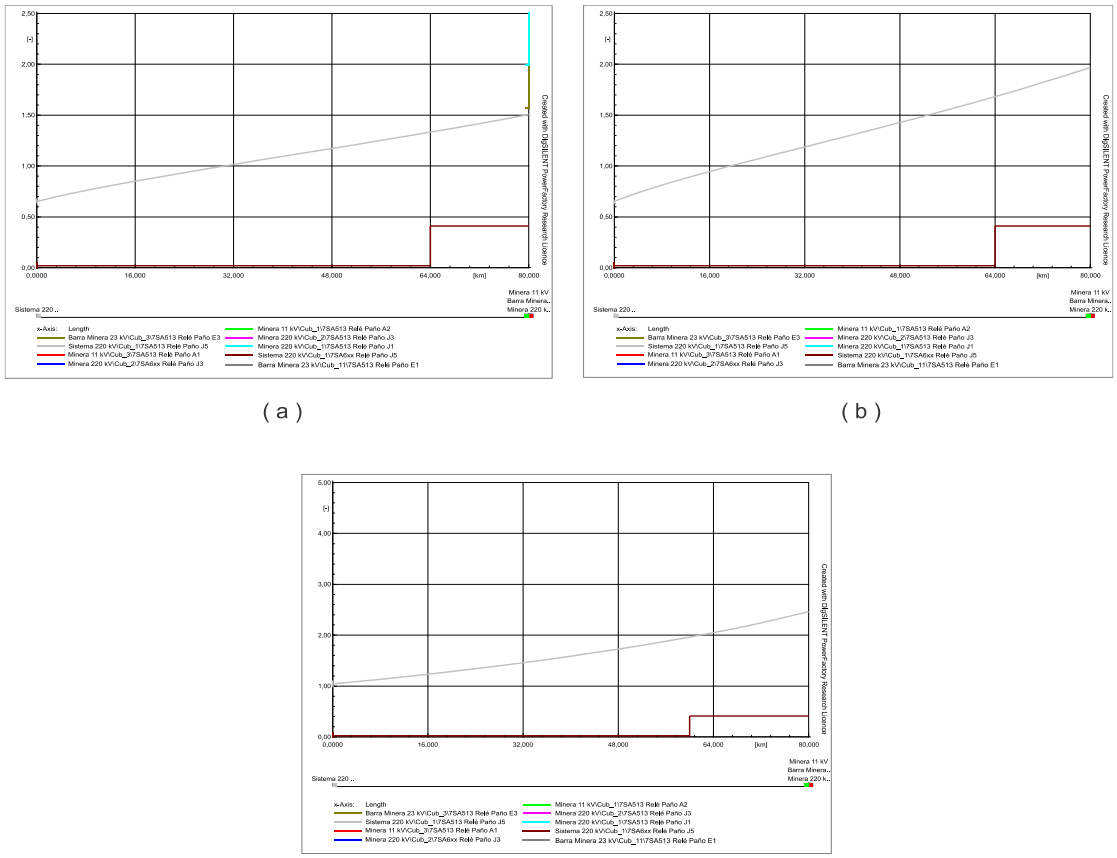


Figura 43: Diagrama tiempo-distancia ruta A, SGO. (a): Falla trifásica; (b): Falla monofásica; (c) Falla monofásica con resistencia de falla de 20 [Ω].

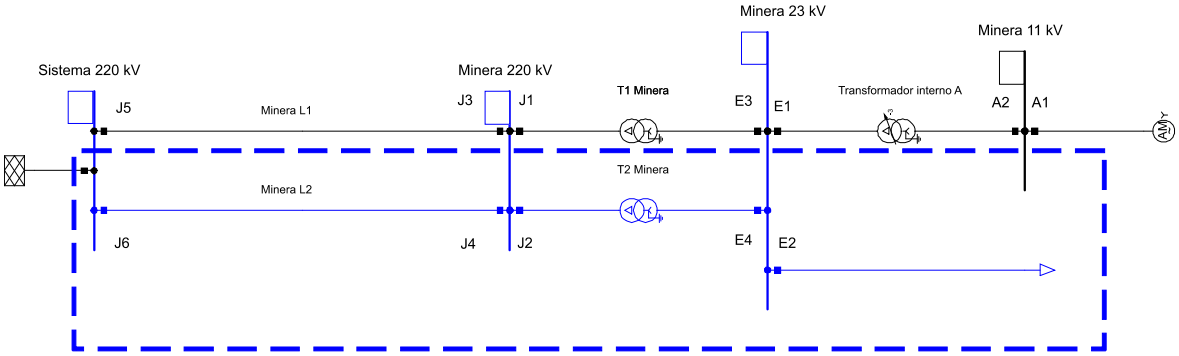


Figura 44: Ruta 3 Paño E2 de la barra Minera 23 kV – Paño J6 de la barra Sistema 220 kV.

Se define una ruta 3 que abarca los paños E2 y E4 de la barra Minera 23 kV, J2 y J4 de la barra Minera 220 kV y J6 de la barra Sistema 220 kV. El ajuste de la ruta 3 se puede observar paso a paso en la Figura 45. En (a) se puede observar el ajuste del paño E2 de la barra Minera 23 kV, luego en (b) se realiza el ajuste del paño E4, en (c) se realiza el ajuste de la protección del paño J2 de la barra Minera 220 kV, en (d) se realiza el ajuste del paño J4 de la barra Minera 220 kV y finalmente en (e) se realiza el ajuste del último paño de la ruta (J6 de la barra Sistema 220 kV). Este ajuste se ejecuta en un tiempo de 38,3 [s]. En el caso de apreciar curvas muy cercanas, se debe tener en consideración la escala logarítmica en la que se presentan los gráficos, pequeños aumentos temporales en las curvas pueden significar tiempos de operación elevados. En corrientes de cortocircuito elevadas, se puede apreciar el mismo acercamiento de curvas, debido a que el ajuste se realiza considerando el peor caso de falla implicando la existencia de corrientes fuera del nivel de cortocircuito.

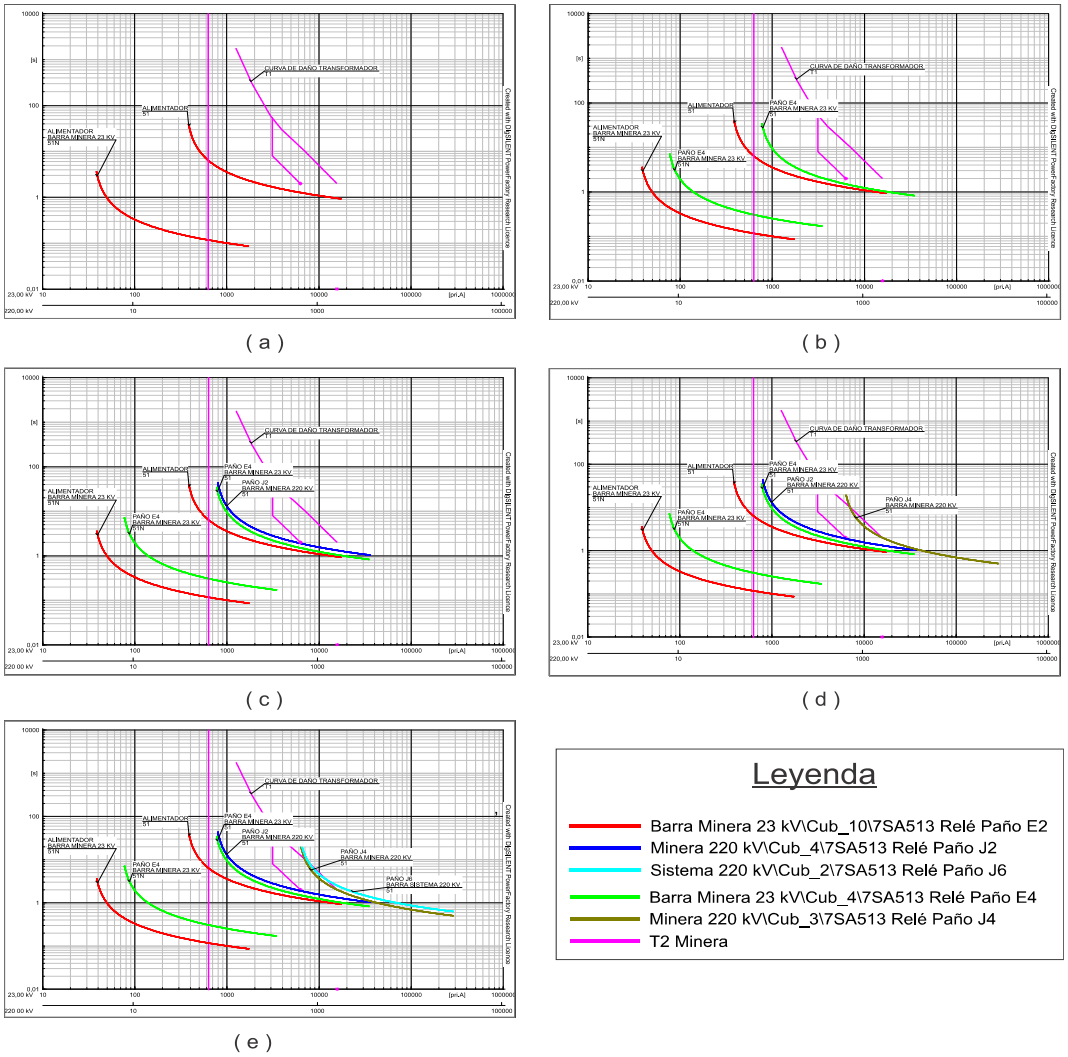
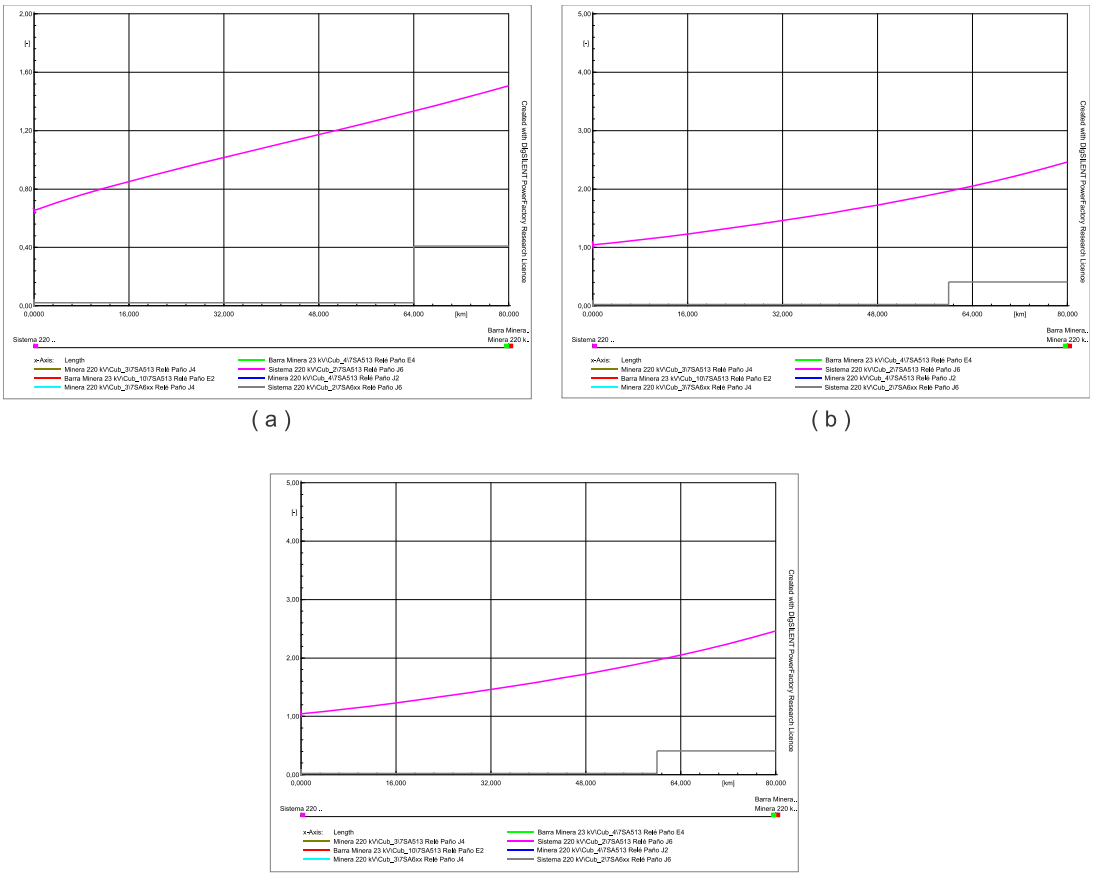


Figura 45: Progreso del algoritmo al momento de realizar ajustes automáticos de la ruta 3 en la topología minera. (a): ajuste base paño E2; (b): ajuste automático paño E4; (c): ajuste automático paño J2; (d): ajuste automático paño J4; (e): ajuste automático paño J6.

Esto se puede comprobar mediante el diagrama tiempo-distancia de la misma ruta en la Figura 46, en donde no se observan tiempos de paso menores a 300 [ms].



(a) (b)

(c)

Figura 46: Diagrama tiempo-distancia ruta B, SGO. (a): Falla trifásica; (b): Falla monofásica; (c) Falla monofásica con resistencia de falla de 20 [Ω].

En ambas rutas hay situaciones en las que aguas abajo al punto de falla, operan las protecciones más lejanas al punto de falla, debido a que las curvas de las protecciones de sobrecorriente son más rápidas a medida que nos acercamos a la minera. Una solución es optar por funciones que aceleren su operación en ciertas condiciones de falla, utilizar protecciones diferenciales en barras, transformadores y líneas o protecciones de sobrecorriente bidireccionales para que así actúen de manera rápida y con un mayor grado de coordinación con las protecciones aguas abajo. Esta última opción conlleva a emplear transformares de tensión en los lugares donde se ubique una protección diferencial. Esos casos quedan fuera del alcance de este tema de memoria, debido a que se trabajarán con los modelos de protecciones de sobrecorriente y distancias unidireccionales, sin incluir diferenciales u protecciones de sobrecorriente bidireccionales.

5.2.4. Reporte de la automatización de protecciones

Se tomarán en consideración dos rutas para analizar la coordinación de las protecciones, la ruta A y la ruta B mostradas en la Figura 47.a y Figura 47.b respectivamente. Esto se realiza con el objetivo de simplificar el análisis dada la igualdad de la topología en los transformadores Minera T1 y Minera T2 además de las líneas Minera L1 y Minera L2.

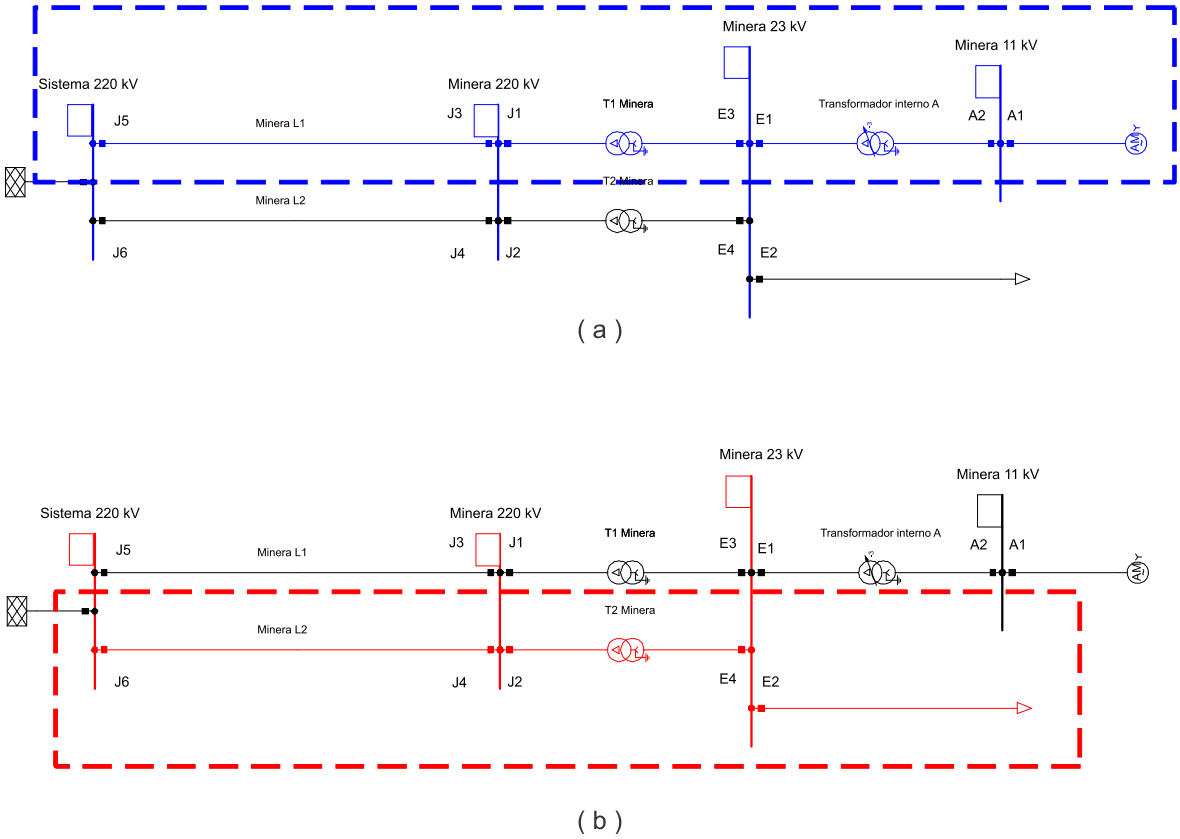


Figura 47: Rutas para analizar la coordinación entre protecciones, topología minera. (a): Ruta A; (b): Ruta B.

En el reporte se indican los tipos de fallas evaluadas y los puntos donde se realizaron las fallas, posteriormente se evalúan los tiempos de paso en las rutas anteriormente definidas.

a) <u>Tipos de fallas</u>
   - Falla trifásica en líneas
   - Falla bifásica en líneas
   - Falla monofásica con Rf = 0 [Ohm]
   - Falla monofásica con Rf = 20 [Ohm]

b) Puntos de fallas

- Barra Minera 23 kV
- Minera 220 kV
- Sistema 220 kV
- Minera L2 al 15 % desde barra Minera 220 kV
- Minera L2 al 50 % desde barra Minera 220 kV
- Minera L2 al 85 % desde barra Minera 220 kV

Ruta A

En la ruta A no se presentan problemas de descoordinación de protecciones.

Ruta B

En la ruta B, tampoco se presentan problemas de descoordinación de protecciones.

En ambos casos se entregan los tiempos de operación de las protecciones, a modo de ejemplo se muestran los tiempos para una falla trifásica en la barra Minera 23 kV.

Nivel	Barra	Rama	Distancia (21/21N) [s]	SI Fase (51) [s]	SI Residual (51N) [s]	Diferencial	T_min [s]
0	Barra Minera 23 kV	Alimentador	-	No Opera	No Opera	-	No Opera
1	Barra Minera 23 kV	T2 Minera	-	1.572	No Opera	-	1.572
2	Minera 220 kV	T2 Minera	-	1.992	-	-	1.992
3	Minera 220 kV	Minera L2	-	No Opera	-	-	No Opera
4	Sistema 220 kV	Minera L2	-	No Opera	-	-	No Opera

Tabla 24: Tiempos de operación de las protecciones, falla trifásica en la Minera 23 kV. Topología minera.

CAPÍTULO 6

Análisis de casos de aplicación del SEN

En este capítulo se realizará un estudio de coordinación y ajuste de protecciones en topologías existentes del SEN. Se considerará una topología solar y una topología minera. El objetivo de este capítulo es poner a prueba los algoritmos de automatización de ajustes y reporte de coordinación de protecciones, considerando los problemas que surgen en los sistemas reales considerando la complejidad de las interconexiones y enmallamientos.

En una primera instancia se lleva a cabo una revisión de la coordinación con las protecciones existentes en cada topología utilizando el reporte de coordinación. Luego se efectúa un ajuste automático de las protecciones de sobrecorriente y distancia para luego hacer un estudio de coordinación nuevamente. Posteriormente, se ejecuta la opción de ajuste automático de *DIgSILENT* para poder comparar los ajustes del algoritmo de estudio y los ajustes de *DIgSILENT*. Finalmente, se procederá a comparar los estudios de coordinación para las protecciones reales y las ajustadas automáticamente por el algoritmo de estudio, analizando en cada caso las posibles mejoras y los casos particulares que puedan surgir en cada topología.

6.1. **Análisis del proyecto Spence Growth Options SGO**

Se realiza el análisis del proyecto *Spence Growth Options SGO* entregado de forma abierta por el coordinador eléctrico nacional [2]. Se selecciona este proyecto, ya que cuenta con las protecciones modeladas de minera Spence y es una de las topologías típicas estudiadas en los capítulos anteriores.

La minera Spence se ubica en el norte de Chile en la región de Atacama a 70 km de Calama. En la Figura 48, se muestra la ubicación geográfica de la minera Spence y de la S/E Encuentro.

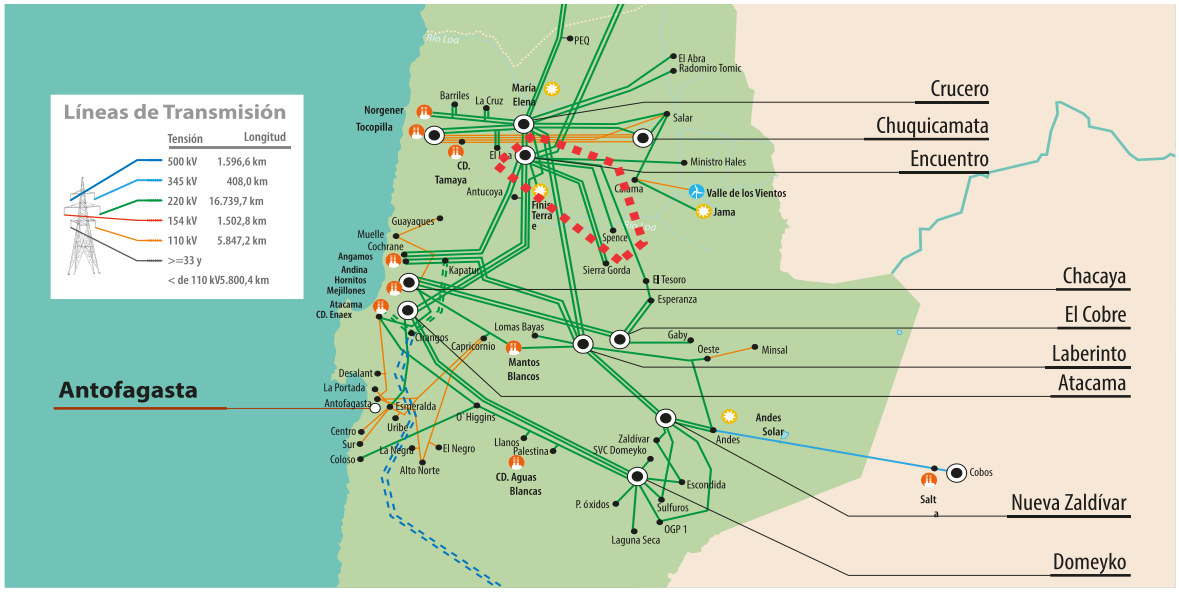


Figura 48: Ubicación geográfica de la zona de estudio, Spence.

El tramo de estudio se ubica entre la barra SGO 23 kV B1 hasta la barra Encuentro 220 kV B1. La ruta de coordinación se define según el diagrama unilineal de la Figura 49.

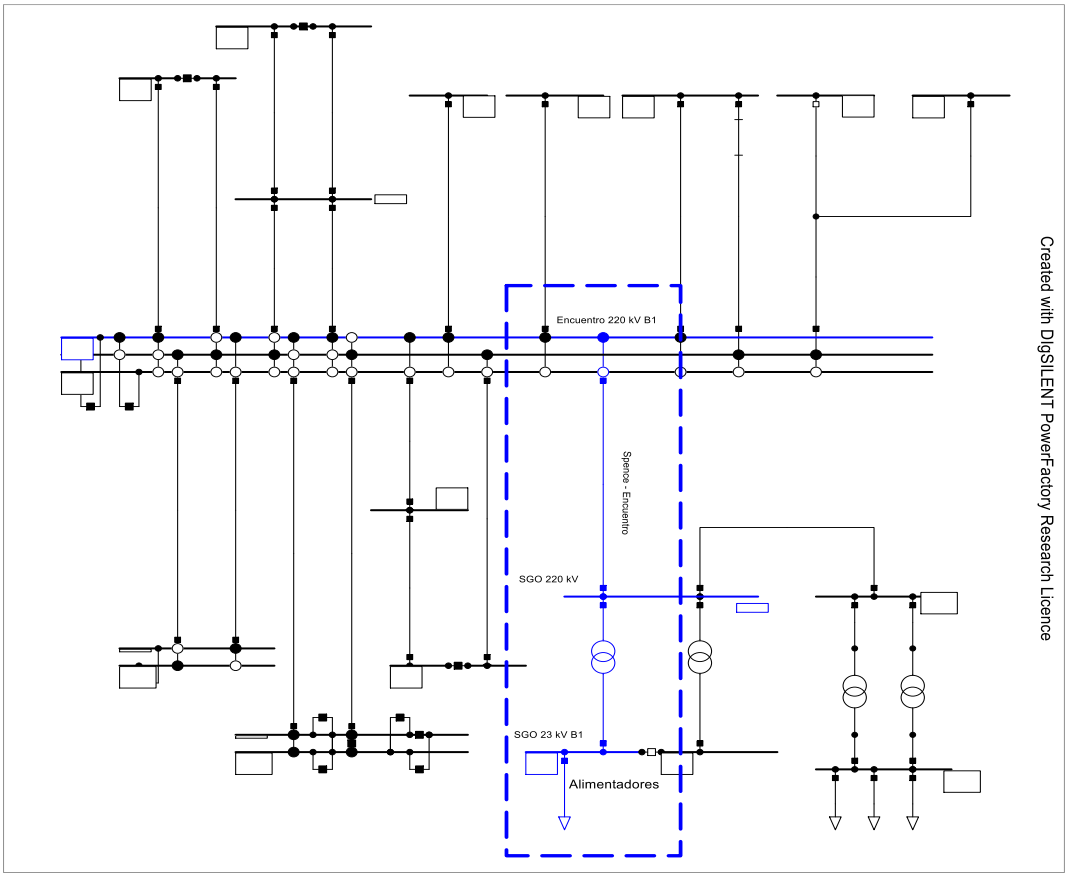


Figura 49: Diagrama unilineal del proyecto Spence Growth Options SGO.

El análisis se enfoca en la ruta que contiene los alimentadores de la barra SGO 23 kV, el transformador ubicado entre las barras SGO 23 kV y en la línea de transmisión entre las barras SGO 220 kV y Encuentro 220 kV.

Se consideran los alimentadores modelados de la Figura 50.

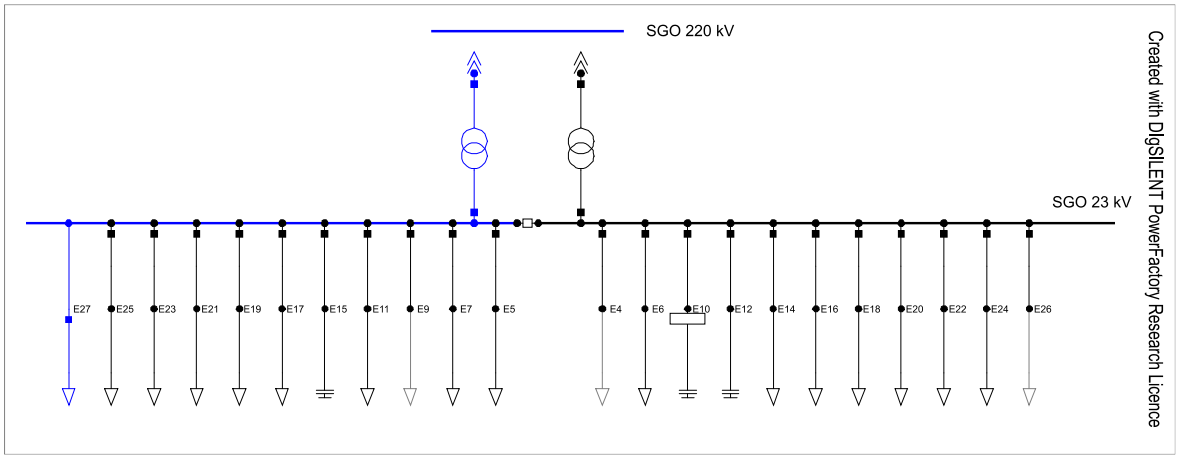


Figura 50: Alimentadores ubicados en la barra SGO 23 kV.

A continuación, se resume la información correspondiente al tramo seleccionado para el análisis de la topología SGO.

a) Línea de tranmisión SGO-Encuentro:
   $z^{+} = 0{,}0660 + 0{,}4040j$ [Ω/km]
   $z^{0} = 0{,}3897 + 1{,}2697j$ [Ω/km]
   $I_{nom} = 848$ [kA]
   $largo = 64{,}21$ [km]
b) Transformador T1:
   $S = 150$ [MVA]
   $Relación\ de\ tensión = 220/23$ [kV]
   $x = 13{,}89$ [%]
c) Alimentadores:

Alimentador	P [MW]	Q [MVar]	Alimentador	P [MW]	Q [MVar]
E_4	0,090	0,000	E_{17}	5,970	4,310
E_5	7,076	4,219	E_{18}	6,347	3,697
E_6	0,893	0,601	E_{19}	11,757	6,986
E_7	0,810	0,431	E_{20}	3,154	1,902
E_9	0,090	0,000	E_{21}	2,837	1,546
E_{10}	0,000	37,000	E_{22}	2,985	1,650
E_{11}	1,957	0,949	E_{23}	4,844	2,900
E_{12}	0,000	16,076	E_{24}	20,426	18,014
E_{14}	4,978	2,997	E_{25}	20,426	18,014

E_{15}	0,000	37,000	E_{26}	27,404	24,168
E_{16}	2,040	1,139	E_{27}	8,099	4,949

Tabla 25: Parámetros de los alimentadores SGO.

Los alimentadores cuentan con distintas curvas de protección, se realizará el análisis con aquella curva de protección más lenta. Para el reporte, las fallas y puntos de fallas considerados se muestran a continuación:

a) Tipos de fallas
   - Falla trifásica en líneas
   - Falla bifásica en líneas
   - Falla monofásica con Rf= 0 [Ω]
   - Falla monofásica con Rf = 20 [Ω]

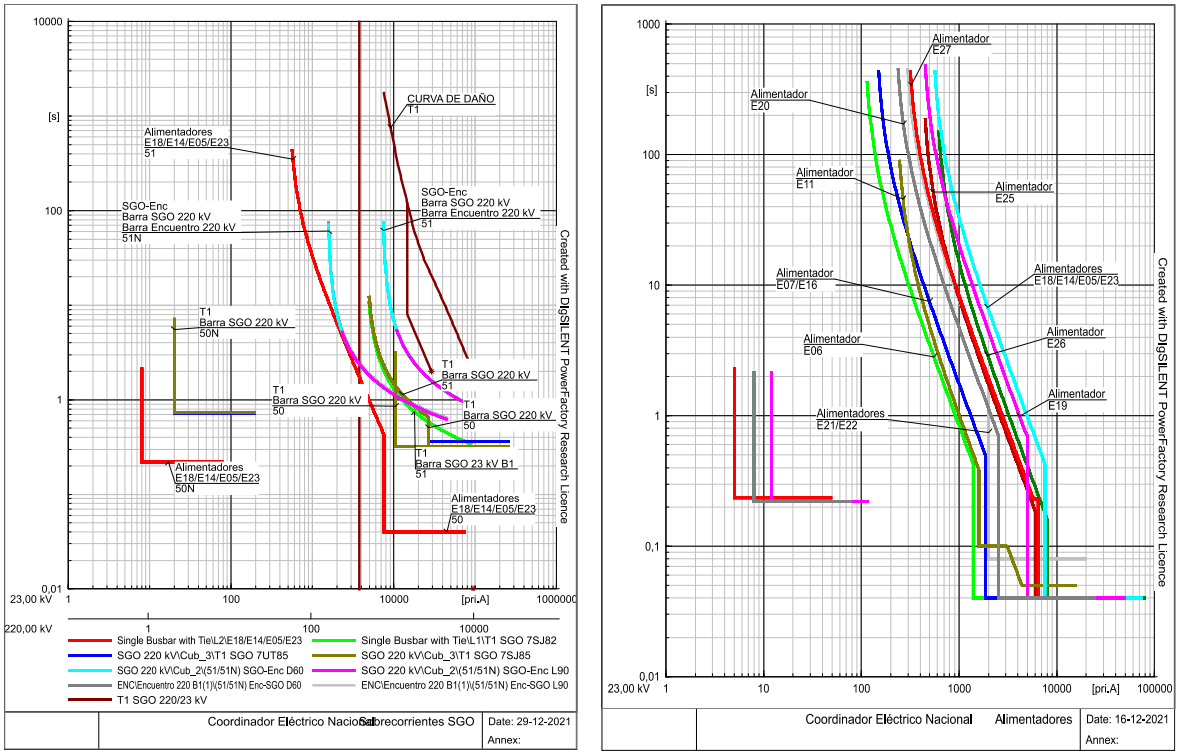
b) Puntos de falla
   - SGO 23 kV B1
   - Encuentro 220 B1
   - SGO 220 kV
   - Spence - Encuentro al 15 % desde barra SGO 220 kV
   - Spence - Encuentro al 50 % desde barra SGO 220 kV
   - Spence - Encuentro al 85 % desde barra SGO 220 kV

6.1.1 Reporte según los ajustes existentes

Los ajustes que están modelados en la topología minera perteneciente a *Spence* son los siguientes:

a) Protecciones de sobrecorriente

   Cuentan con varias protecciones de sobrecorriente, y con más de un esquema de protección en algunos paños. Las protecciones de la ruta seleccionada se presentan en la Figura 51.

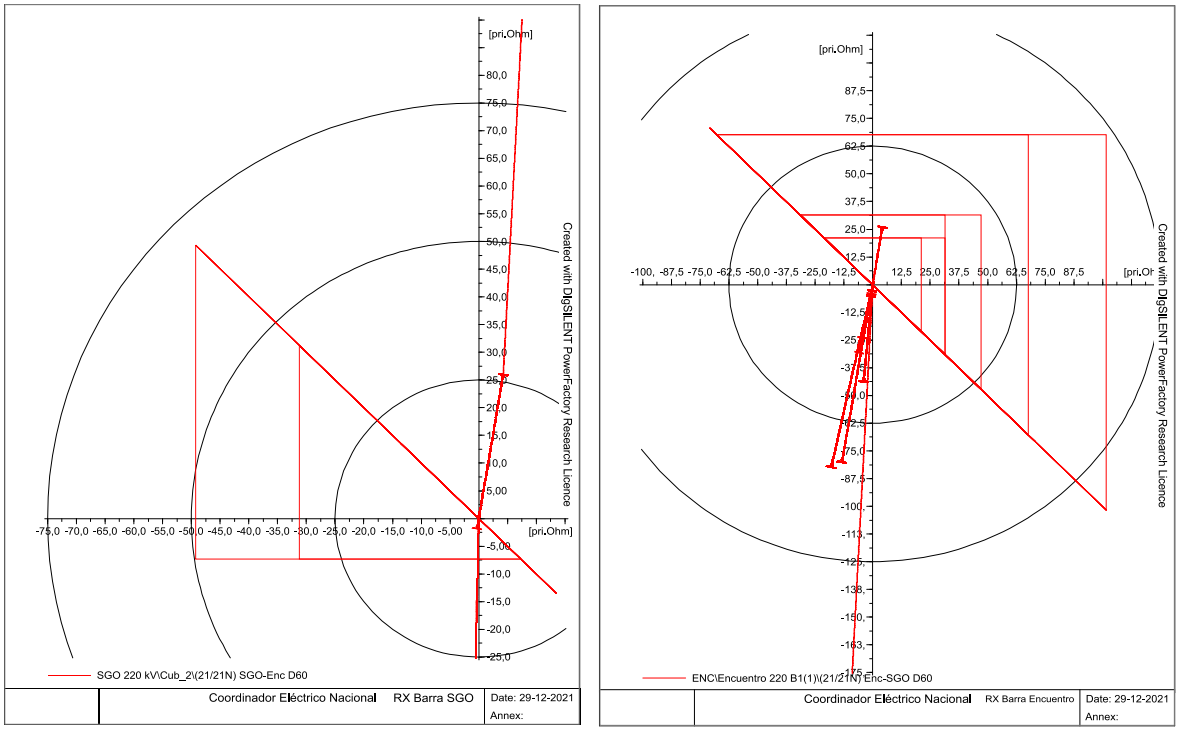


(a) (b)

Figura 51: Protecciones de sobrecorriente, SGO. (a) Protecciones de la ruta a analizar; (b): Protecciones de los alimentadores.

b) Protecciones de distancia

Cuentan con varias zonas de protección en los paños ubicados en la línea situada entre las barras SGO 220 kV y Ecuentro. Algunas con función de protección hacia adelante y otras hacia atrás. La protección de distancia ubicada en la barra SGO se pueden observar en la Figura 52.a y la protección de distancia ubicada en la barra Encuentro se puede observar en la Figura 52.b.



(a) (b)

Figura 52: Protecciones de distancia, SGO. (a): Protección de la barra SGO 220 kV, (b): Protección de la barra Encuentro.

Una vez identificadas las protecciones de la ruta analizada, se ejecuta el algoritmo de reporte de coordinación, obteniendo la Tabla 26.

Falla	Nivel Relé	Nivel relé	Tiempo de paso [s]
Falla bifásica con Rf=0.0 Ohms en SGO 23 kV B1	1	2	0,006
Falla trifásica con Rf=0.0 Ohms en SGO 23 kV B1	1	2	0,004

Tabla 26: Aviso de descoordinación en topología SGO, protecciones SGO.

Se obtienen dos avisos de descoordinación, en la sección “Avisos de descoordinación Spence”. De manera más detallada se pueden observar en el Anexo C.

Nivel	Barra	Rama	Distancia (21/21N) [s]	SI Fase (51) [s]	SI Residual (51N) [s]	Diferencial	T_min [s]
1	SGO 23 kV B1	T1 SGO 220/23 kV	-	0,882	-	-	0,882
2	SGO 220 kV	T1 SGO 220/23 kV	-	0,888	No Opera	-	0,888

Tabla 27: Tiempos de operación en una falla bifásica en la barra SGO 23 kV B1, SGO.

Los tiempos de operación se pueden observar en la Figura 53. La protección de sobrecorriente en el lado de 23 kV del trasformador, opera en 0,882 [s] y la protección de sobrecorriente en el lado de 220 kV del mismo transformador, opera en 0,888 [s]. Dado a lo anterior el algoritmo lo identifica como una descoordinación entre las protecciones. El otro caso de descoordinación se puede ver en detalle en el Anexo C.

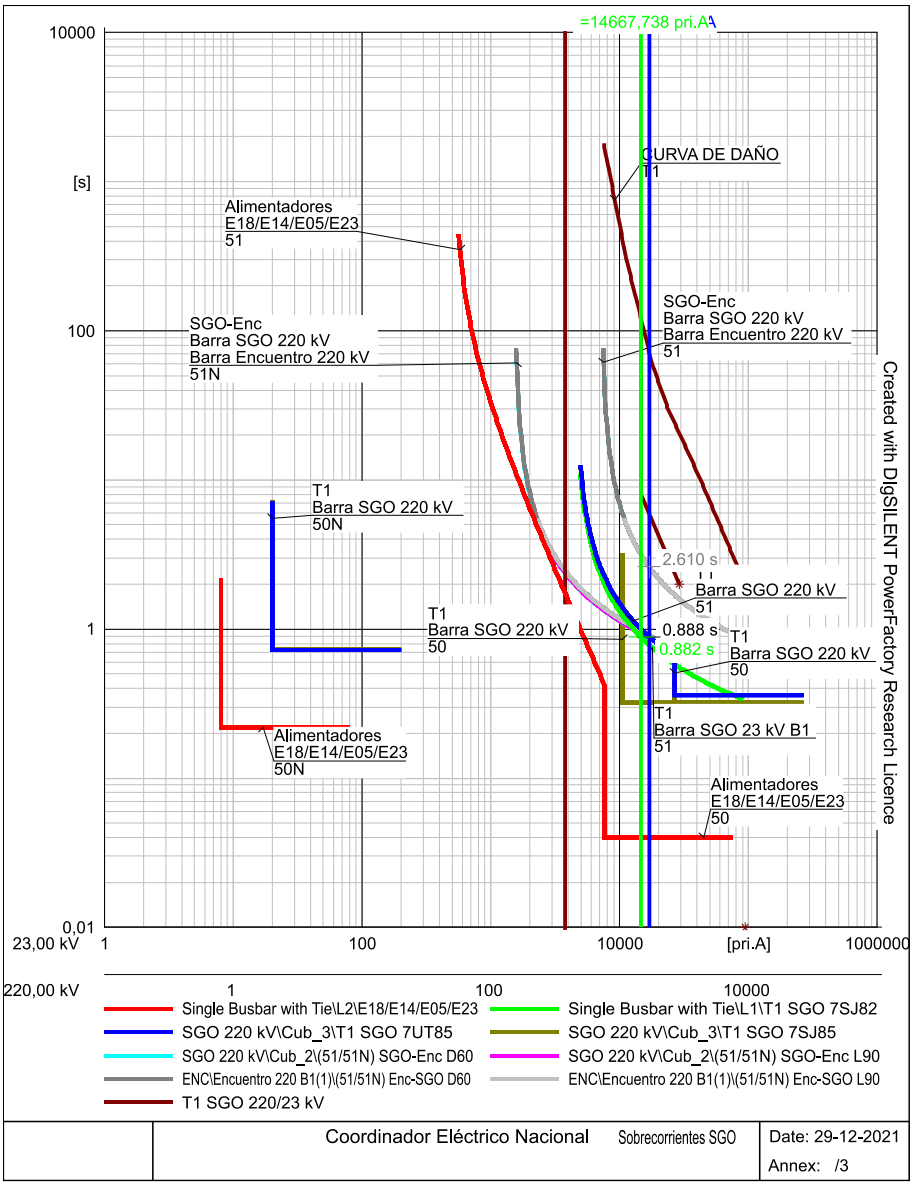


Figura 53: Tiempos de operación en los diagramas de sobrecorriente en una falla bifásica en la barra SGO 23 kV B1, SGO.

6.1.2. Reporte según los ajustes automáticos

Se realizan ajustes automáticos de las protecciones de sobrecorriente y de distancia, ejecutando los algoritmos correspondientes.

a) Ajuste automático de las protecciones de sobrecorriente

El ajuste final para la ruta analizada se puede observar en la Figura 54.

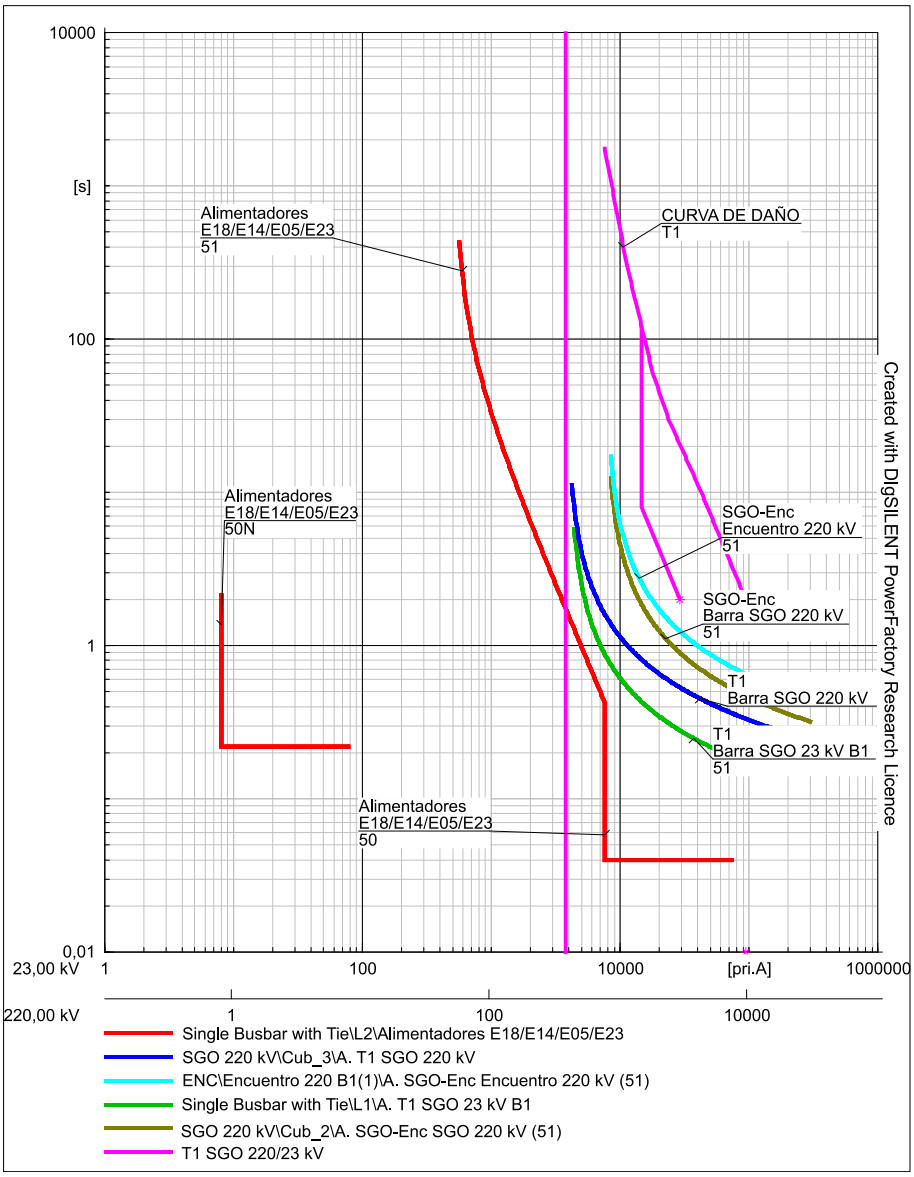


Figura 54: Ajuste automático de las protecciones de sobrecorriente en la topología de SGO.

b) Ajuste automático de las protecciones de distancia

El ajuste de la protección de distancia se puede observar en la Figura 55. Se realiza un ajuste automático de la protección ubicada en la barra Encuentro, debido a que el modelo de la barra contraria cumple con el modelo de barra trabajado en el desarrollo del código. La barra SGO 220 kV es un modelo de barra simple y la barra Encuentro es un modelo de barra que incluye barra de transferencia.

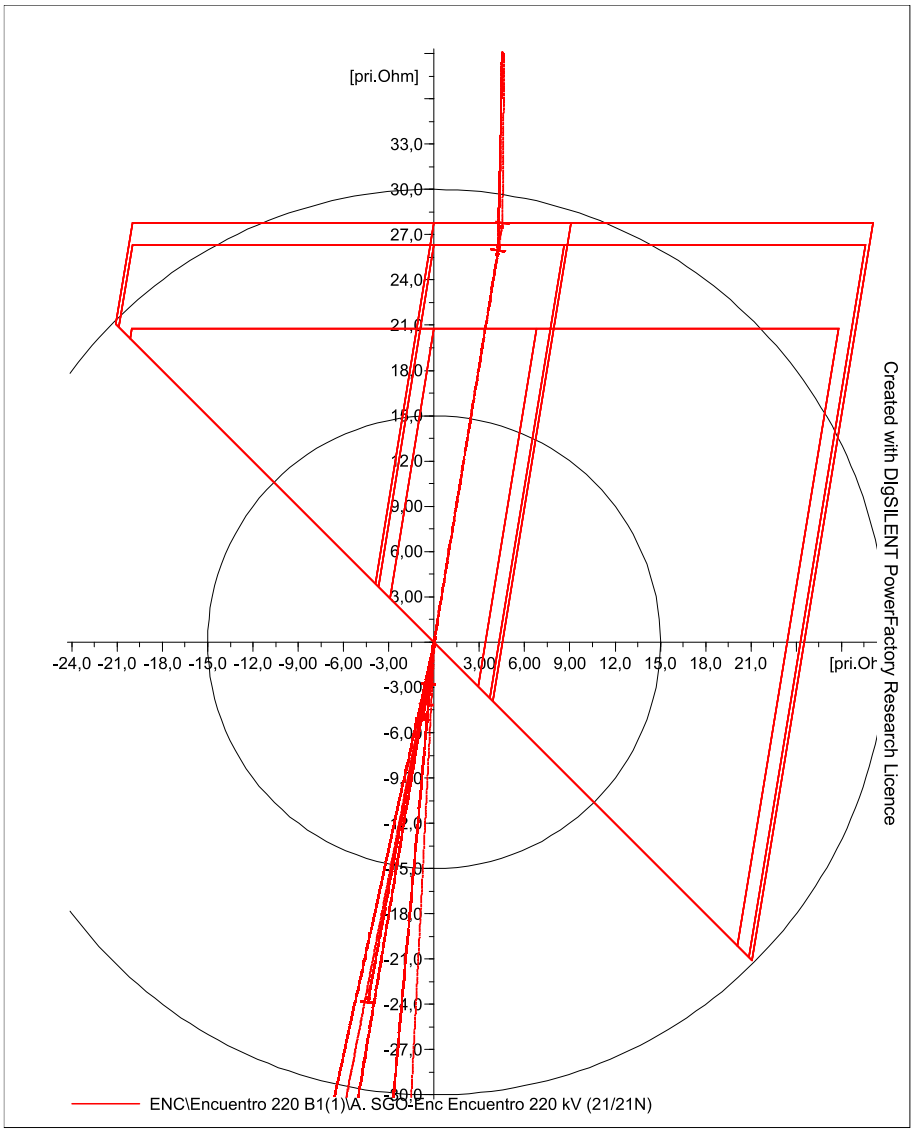


Figura 55: Ajuste automático de la protección de distancia ubicada en la barra Encuentro 220 kV de la línea SGO-Encuentro.

En la sección de “Avisos de descoordinación”, no se presentan casos de descoordinación para la ruta seleccionada en la topología de SGO. En la Figura 56, se realiza una falla bifásica en la barra SGO 23 kV para observar la veracidad del reporte generado por el algoritmo y la resolución de una de las descoordinaciones en la sección anterior. La protección aguas abajo al transformador actúa en 0,429 [s] y aguas arriba actúa en 0,730 [s] implicando un tiempo de paso de 301 [ms].

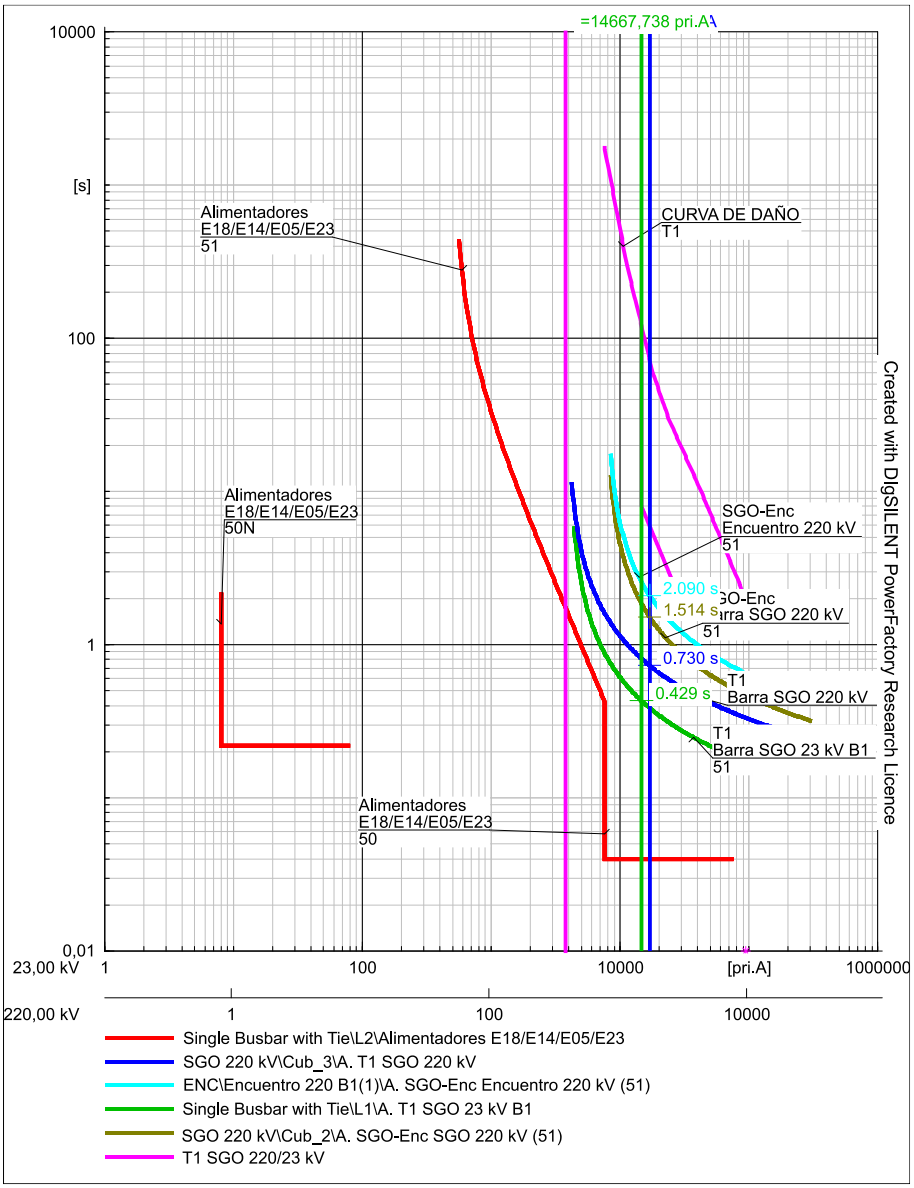


Figura 56: Falla bifásica en la barra SGO 23 kV, verificación del reporte de coordinación para los ajustes automáticos, SGO.

Para asegurarnos de que los ajustes realizados en las protecciones de sobrecorriente y distancia no presenten tiempos de paso menores a 300 [ms], se realizan diagramas de tiempo-distancia para fallas trifásicas, monofásicas sin resistencia y monofásica con resistencia de falla de 20 [Ω]. Estos diagramas pertenecen a la ruta de análisis y se pueden apreciar en la Figura 57. Se observa que no hay tiempos de paso menores a 300 [ms] en la Figura 57, tanto para fallas trifásicas como para las monofásicas con resistencia de falla y sin resistencia de falla.

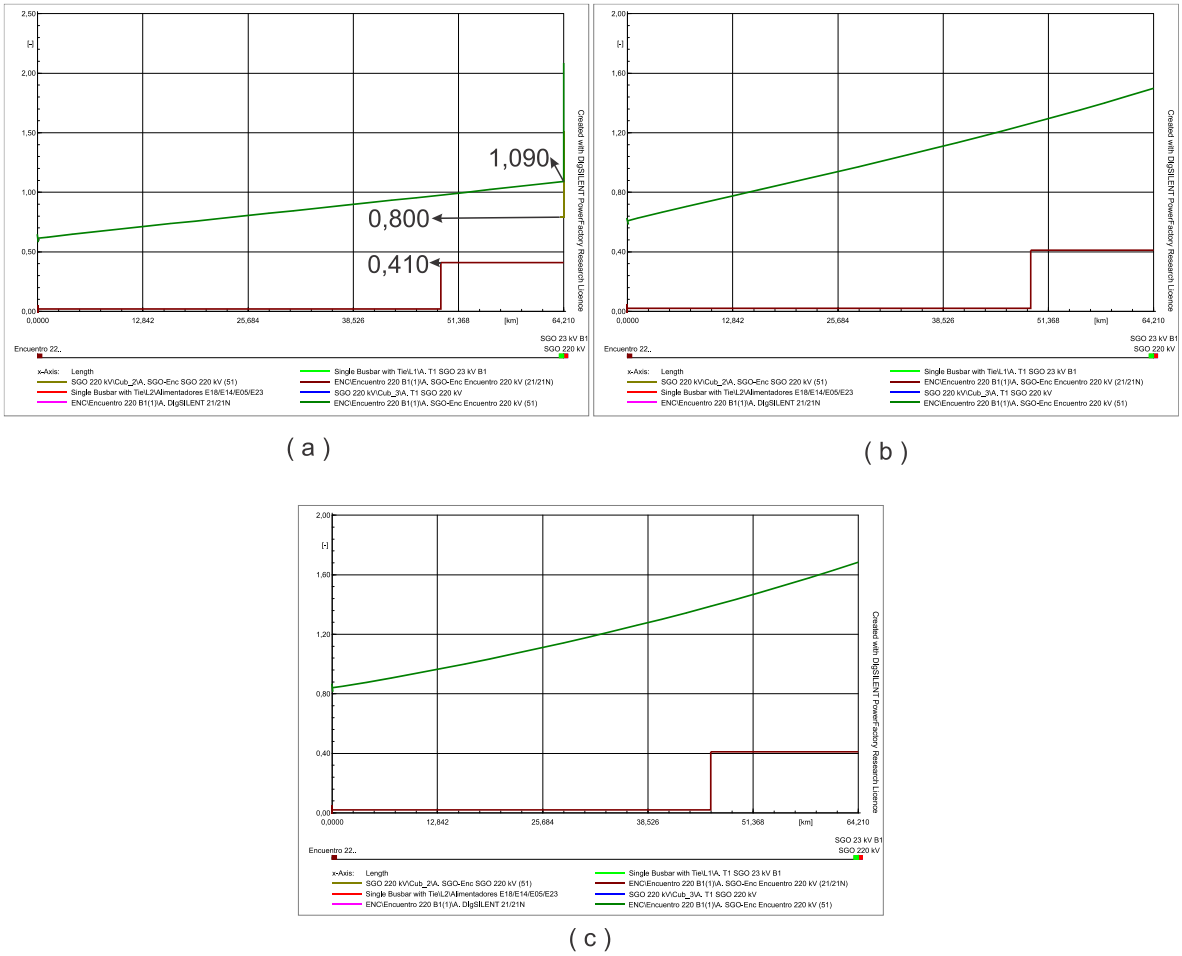


Figura 57: Diagrama tiempo-distancia en fallas trifásicas, monofásicas sin resistencia y con resistencia de 20 [Ω], SGO. (a): Fallas trifásicas, (b): Fallas monofásicas sin resistencia de falla, (c): Fallas monofásicas con resistencia de falla de 20 [Ω].

6.1.3. Asistente de coordinación de protecciones DIgSILENT

El método utilizado es el independiente y se seleccionan los criterios de alcance para las zonas de protección mostrados en la Figura 58 con un *ratio RF(ph-ph)/RF(Ph-E)* igual a 0, implicando que RF(Ph-E) sea de 10 [Ohm] en base a criterios de DIgSILENT.

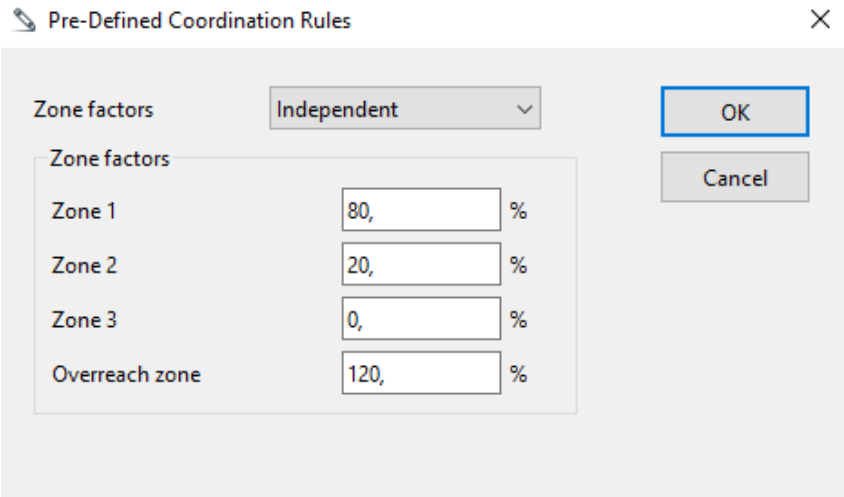


Figura 58: Criterios para el asistente de coordinación de DIgSILENT, topología SGO.

El resultado de los alcances para las distintas zonas, obtenido mediante el método independiente, es el siguiente:

Protection device	***Zone***	***Direction***	***Polygonal Reactance [pri.Ohm]***	***Polygonal Resistance (Ph-Ph) [pri.Ohm]***	***Polygonal Resistance (Ph-E) [pri.Ohm]***	***Polygonal Time delay [s]***
A. DIgSILENT 21/21N	1	*Forward*	20,75	3,40	13,40	0,00
	2	*Forward*	26,31	4,30	14,30	0,60
	3	*Forward*	27,76	4,54	14,54	0,90

Tabla 28: Ajustes realizados por el asistente de coordinación de DIgSILENT, topología SGO.

A modo de comparación, se obtienen los diagramas RX tanto de la protección ajustada automáticamente por el algoritmo de esta memoria como el ajuste automático realizado por *DIgSILENT*. En la Figura 59, se puede apreciar que, en cuanto a los alcances de ambos métodos, son idénticos en el diagrama RX y se nota una variación en los alcances resistivos de las zonas de protección a tierra y en el ángulo que adoptan las zonas de protección. El alcance resistivo se diferencia por la consideración de la resistencia del transformador (DIgSILENT) y de una resistencia a tierra de 20 [Ohm] (algoritmo creado).

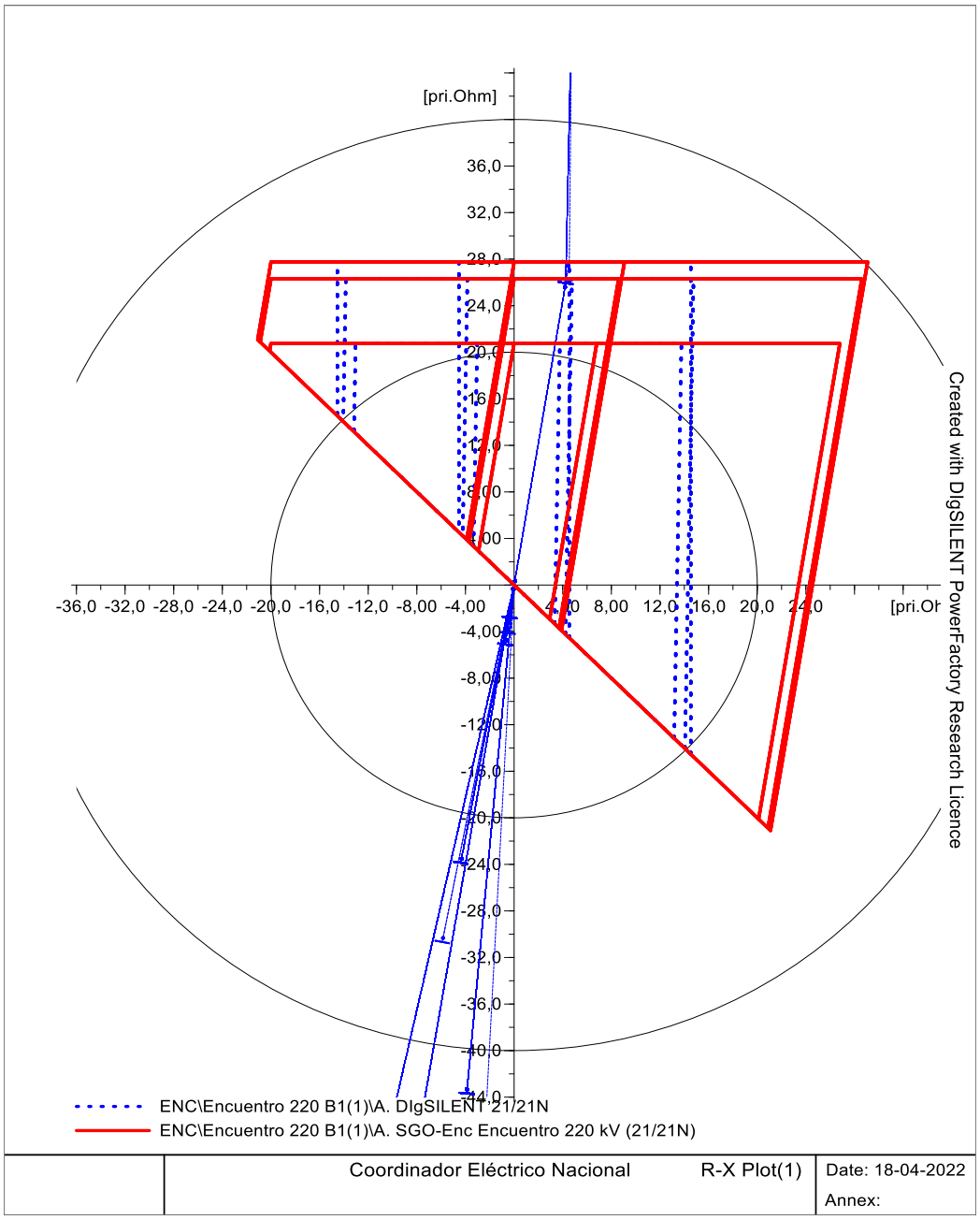


Figura 59: Diagrama RX de la protección de distancia ubicada en la barra Encuentro en la línea SGO – Encuentro, ajustes realizados por el algoritmo de estudio y por DIgSILENT, SGO.

6.2. Análisis del proyecto Atacama Solar

Se realiza el análisis del proyecto *Atacama Solar* entregado de forma abierta por el Coordinador Eléctrico Nacional [2], se selecciona este proyecto, ya que cuenta con las protecciones modeladas de Atacama Solar y corresponde a una de las topologías típicas estudiadas en los capítulos anteriores.

Atacama Solar se ubica en el norte de Chile en la región de Atacama, su ubicación se puede observar en la Figura 60.

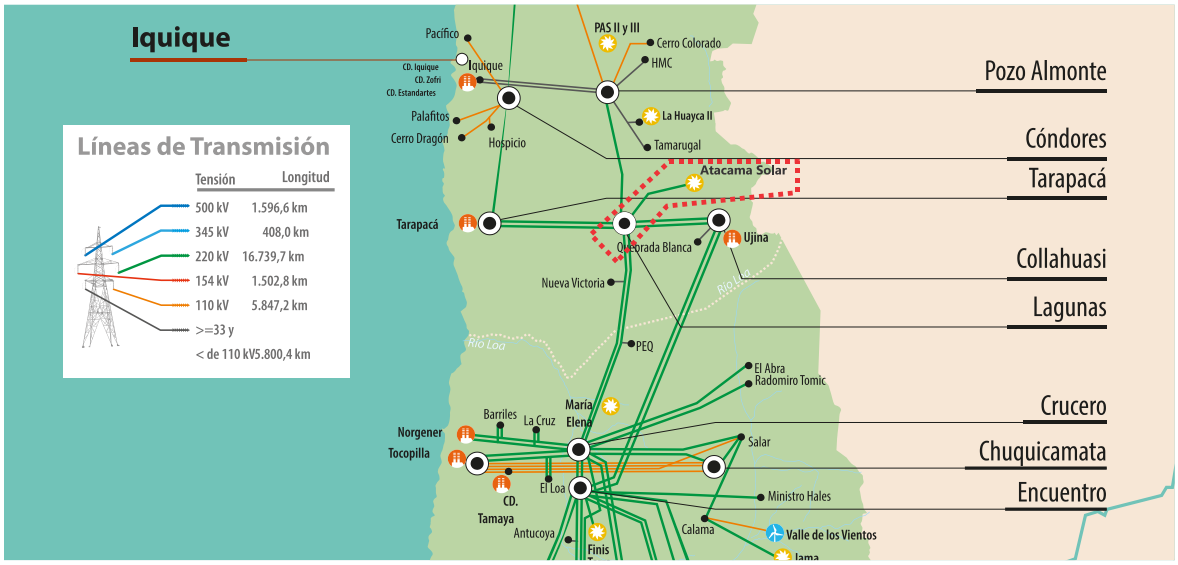


Figura 60: Ubicación geográfica de la zona de estudio, Atacama Solar.

El tramo de estudio se ubica entre el transformador en 33 kV hasta la barra Lagunas 220 kV, la ruta se realiza según el diagrama unilineal de la Figura 61.

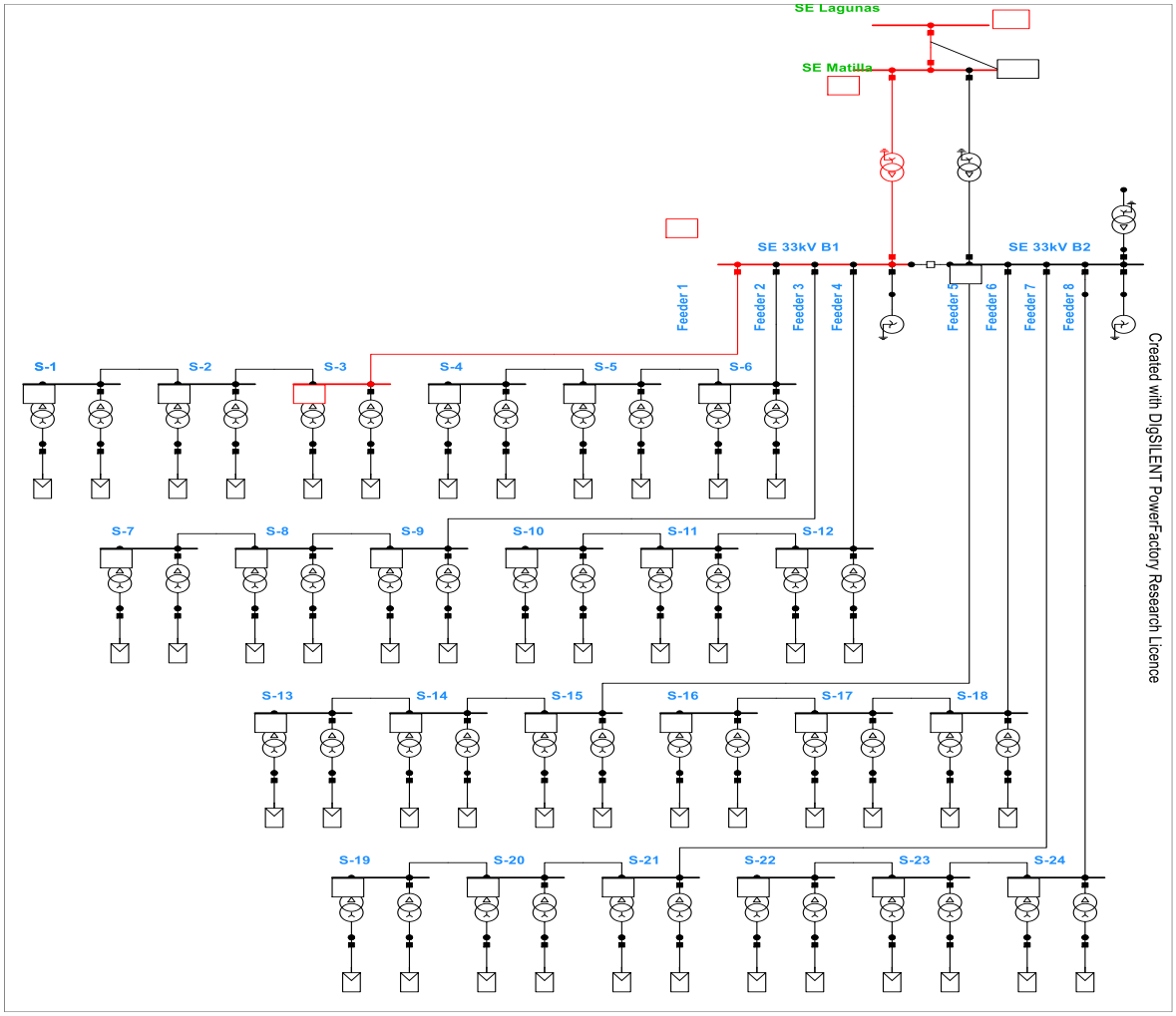


Figura 61: Diagrama unilineal del proyecto Atacama Solar.

A continuación, se resume la información correspondiente al tramo seleccionado para el análisis de la Atacama Solar.

a) Línea de tranmisión Lagunas - Atacama Solar:
   $z^{+} = 0{,}0809 + 0{,}4162j$ [Ω/km]
   $z^{0} = 0{,}4598 + 1{,}3500j$ [Ω/km]
   $I_{nom} = 710$ [kA]
   $largo = 46{,}38$ [km]
b) Transformador Trf_Atacama Solar:
   $S = 90$ [MVA]
   $Relación\ de\ tensión = 220/33$ [kV]
   $x = 12{,}51$ [%]

c) Alimentadores:

Alimentador	P [MW]	Q [MVar]
1	0,090	0,000
2	7,076	4,219
3	0,893	0,601
4	0,810	0,431
5	0,090	0,000
6	0,000	37,000
7	1,957	0,949
8	0,000	16,076

Tabla 29: Parámetros de los alimentadores Atacama Solar.

Todos los alimentadores cuentan con el mismo esquema de protección y el alimentador 1 será el que se utilizará como base para el reporte de coordinación de protecciones. Para el reporte, las fallas y puntos de fallas se consideran:

a) <u>Tipos de fallas</u>
   - Falla trifásica
   - Falla bifásica
   - Falla monofásica con Rf= 0 [Ω]
   - Falla monofásica con Rf = 20 [Ω]

b) <u>Puntos de falla</u>
   - Lagunas 220 BP1
   - Atacama Solar B1
   - Matilla 220kV
   - Substation 3 (S-3) 33kV
   - Lagunas - Atacama Solar 1x220kV al 15 % desde barra JT(1)
   - Lagunas - Atacama Solar 1x220kV al 50 % desde barra JT(1)
   - Lagunas - Atacama Solar 1x220kV al 85 % desde barra JT(1)
   - Line(3) al 15 % desde barra Atacama Solar B1
   - Line(3) al 50 % desde barra Atacama Solar B1
   - Line(3) al 85 % desde barra Atacama Solar B1

6.2.1. Reporte según los ajustes existentes

Los ajustes que están modelados en la topología solar perteneciente a Atacama Solar son los siguientes:

a) Protecciones de sobrecorriente

Cuentan con varias protecciones de sobrecorriente, y con más de un esquema de protección en algunos paños, las protecciones de sobrecorriente en la ruta a analizar se observan en la Figura 62. El algoritmo es capaz de discriminar el tipo de funciones y el tiempo minimo de operación.

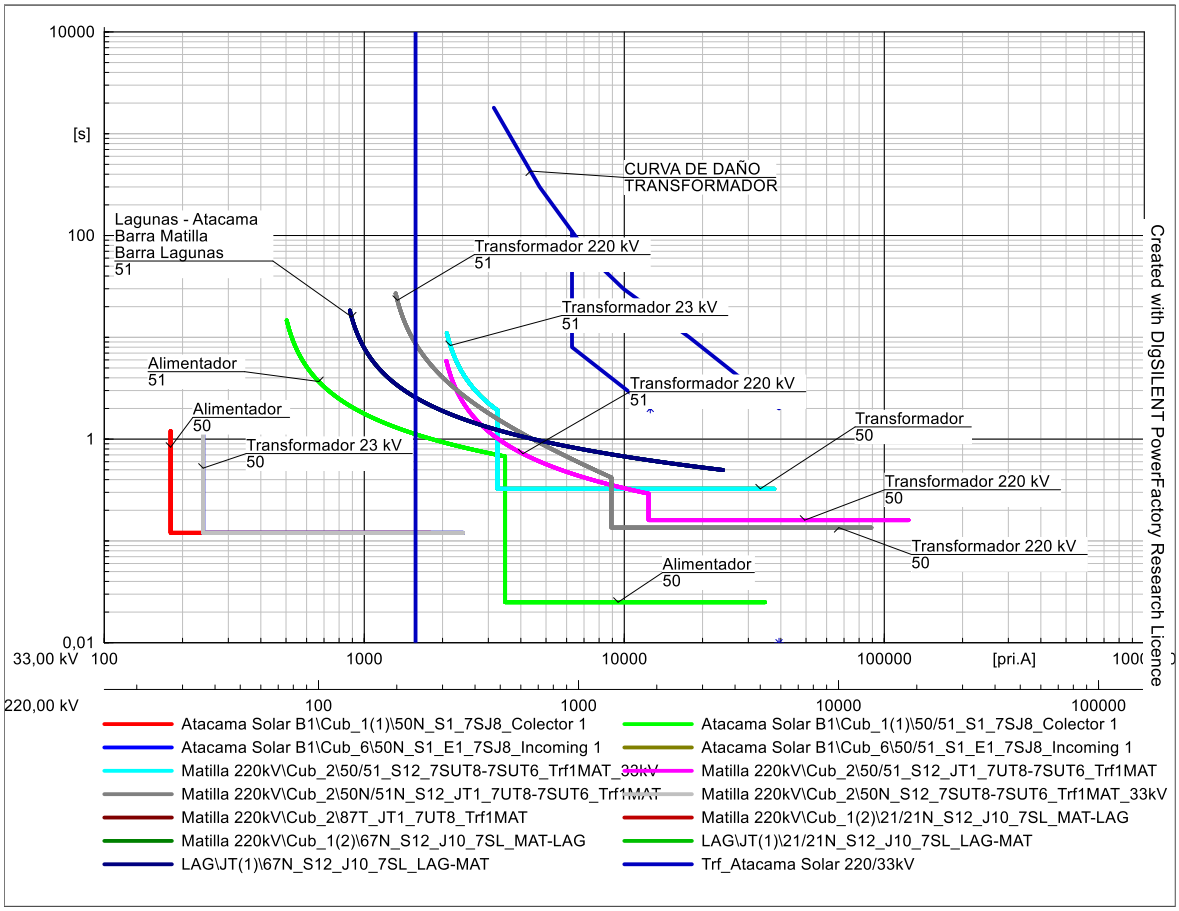
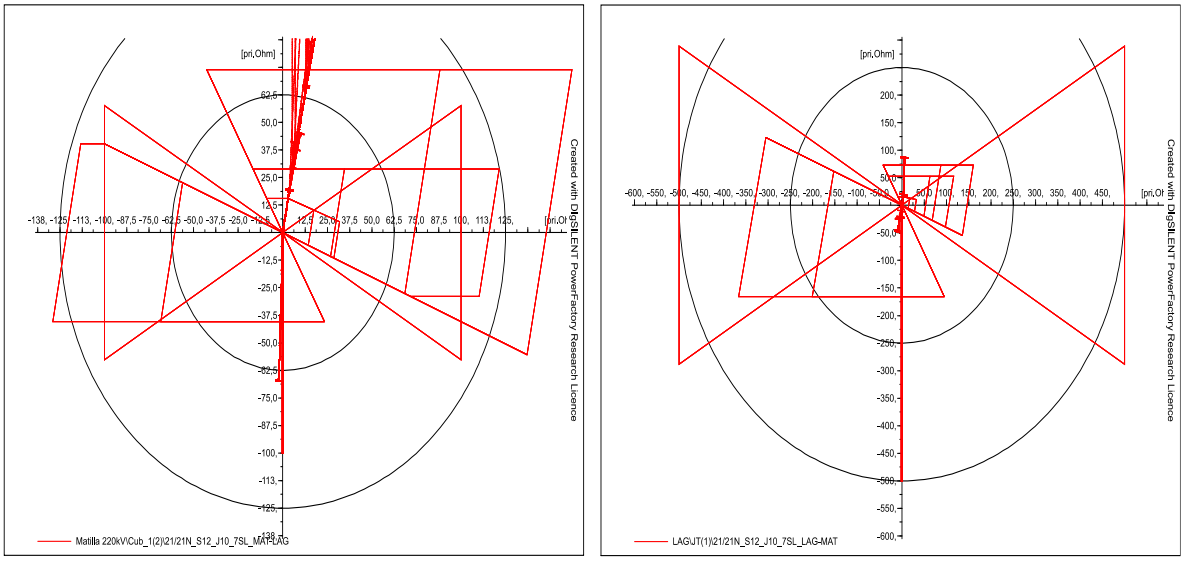


Figura 62: Protecciones de sobrecorriente, Atacama Solar.

b) Protecciones de distancia

Cuentan con varias zonas de protección en los paños ubicados en la línea ubicada entre las barras Matilla y Lagunas. Algunas con función de protección hacia adelante y otras hacia atrás. La protección de distancia ubicada en la barra Matilla se puede observar en la Figura 63.a y la protección de distancia ubicada en la barra Lagunas se puede observar en la Figura 63.b.



(a) (b)

Figura 63: Protecciones de distancia, Atacama Solar. (a): Protección en la barra Matilla, (b): Protección en la barra Lagunas.

En la sección "Avisos de descoordinación Atacama Solar", se obtiene la Tabla 30 en donde se encuentran seis avisos de descoordinación. Se selecciona un caso de descoordinación y, de forma detallada se podrá observar los tiempos de operación en el Anexo C, donde se especifican los relés correspondientes a cada nivel.

Falla	Nivel Relé	Nivel relé	Tiempo de paso [s]
Falla monofásica con Rf=0 Ohms en Lagunas - Atacama Solar 1x220kV al 85 % desde barra JT(1)	3	2	0,110
Falla bifásica con Rf=0.0 Ohms en Atacama Solar B1	1	2	0,029
Falla bifásica con Rf=0.0 Ohms en Substation 3 33kV	1	2	0,047
Falla bifásica con Rf=0.0 Ohms en Line(3) al 15 % desde barra Atacama Solar B1	1	2	0,032
Falla bifásica con Rf=0.0 Ohms en Line(3) al 50 % desde barra Atacama Solar B1	1	2	0,038
Falla bifásica con Rf=0.0 Ohms en Line(3) al 85 % desde barra Atacama Solar B1	1	2	0,044

Tabla 30: Aviso de descoordinación, Atacama Solar. Ajustes de Atacama Solar.

6.2.2. Reporte según los ajustes automáticos

Se realizan ajustes automáticos de las protecciones de sobrecorriente y de distancia, ejecutando los algoritmos correspondientes.

a) Ajuste automático de las protecciones de sobrecorriente

El ajuste final para la ruta analizada se puede observar en la Figura 64.

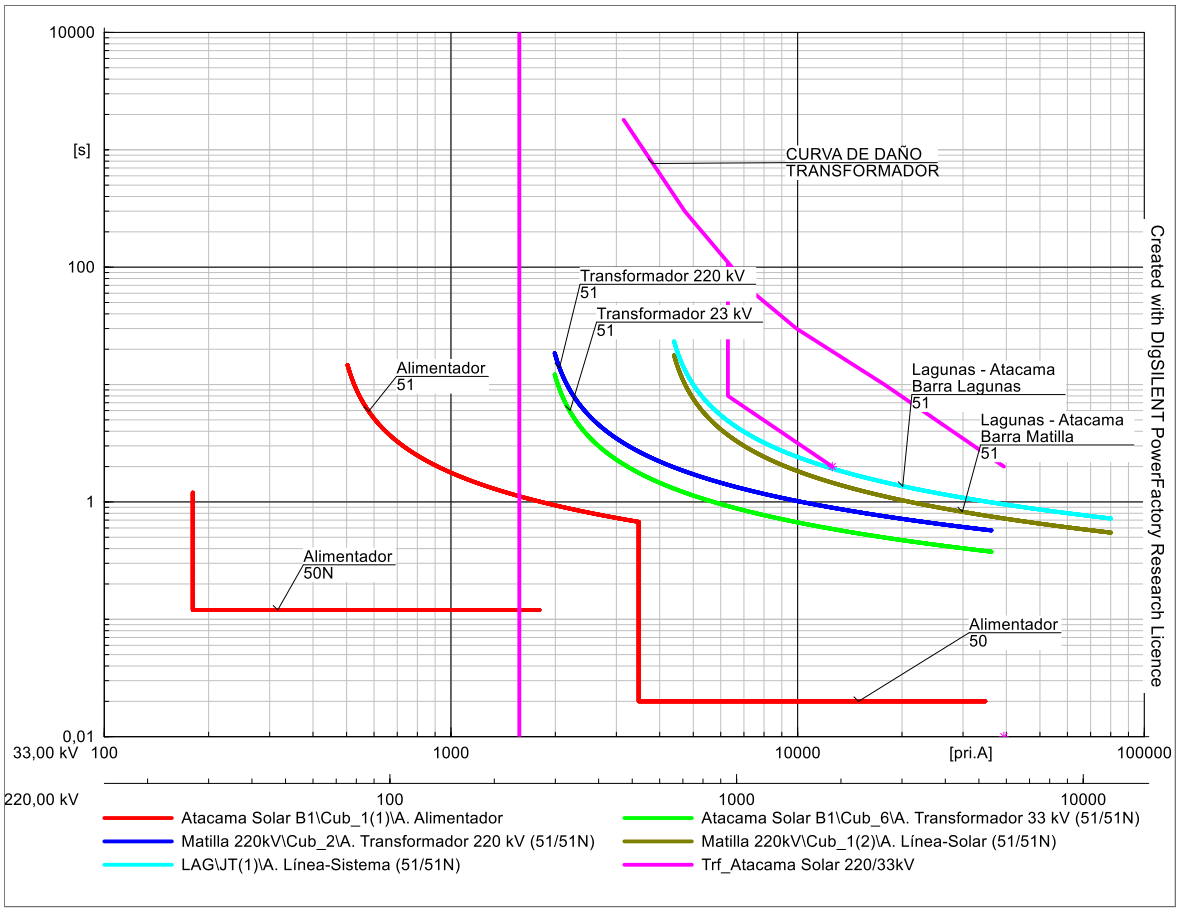


Figura 64: Ajuste automático de las protecciones de sobrecorriente en ruta predefinida, Atacama Solar.

b) Ajuste automático de las protecciones de distancia

El ajuste de la protección de distancia se puede observar en la Figura 65. Se realiza el ajuste automático sólo en la protección ubicada en la barra Lagunas, debido a que el modelo de la barra contraria cumple con el modelo de barra trabajado en el desarrollo del código. La barra Lagunas es un modelo de barra simple y la barra Matilla es un modelo de barras que incluye barra de transferencia.

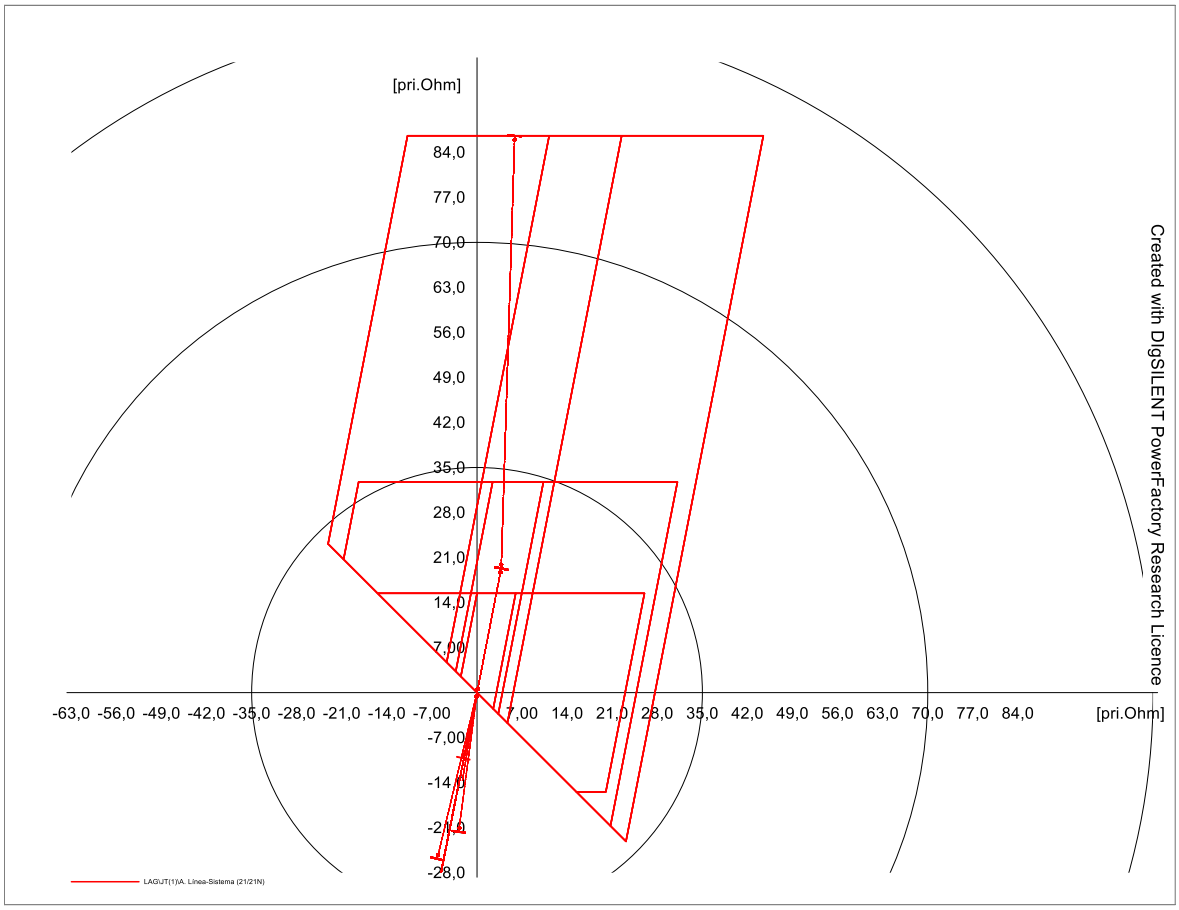


Figura 65: Ajuste automático de la protección de distancia de la barra Lagunas, Atacama Solar.

Una vez establecidas las protecciones de la ruta analizada, se ejecuta el algoritmo de reporte de coordinación. En el reporte no se aprecian tiempos de paso menores a 300 [ms].

Una forma de corroborar que no existan tiempos de paso menores a 300 [ms], es observar los diagramas tiempo-distancia de todas las protecciones en la ruta analizada. En la Figura 66, se presentan los diagramas para fallas trifásicas, monofásicas y monofásicas a tierra con resistencia de falla de 20 [Ω]. Se puede observar que primero actúan las protecciones de distancia, y luego le siguen las protecciones de sobrecorriente, obteniendo en todos los casos tiempos de paso mayores a 300 [ms].

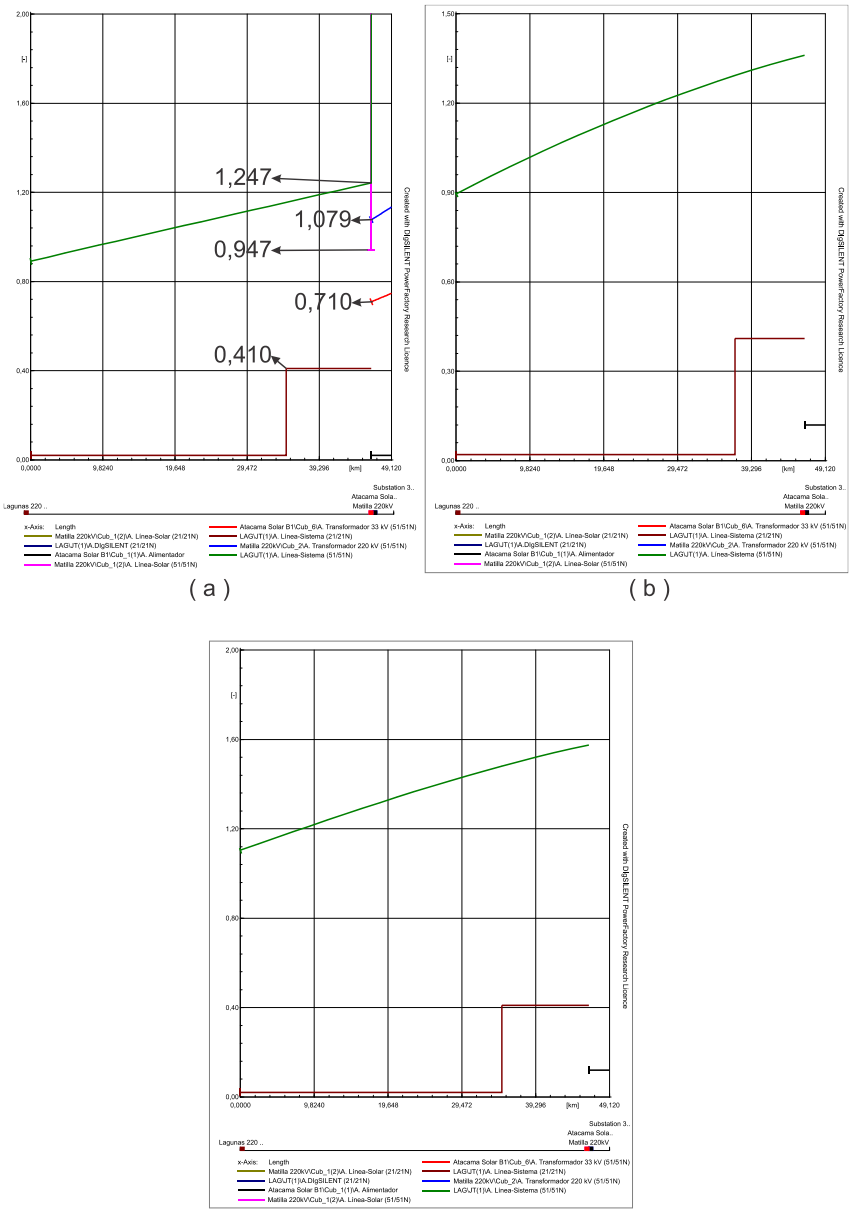


Figura 66: Diagrama tiempo-distancia en fallas trifásicas, monofásicas sin resistencia y con resistencia de 20 [Ω], Atacama Solar en ruta predefinida. (a): Fallas trifásicas, (b): Fallas monofásicas sin resistencia de falla, (c): Fallas monofásicas con resistencia de falla de 20 [Ω].

6.2.3. Asistente de coordinación de DIgSILENT

El método utilizado es el independiente y se seleccionan los criterios de alcance para las zonas de protección mostrados en la Figura 67 con un *ratio RF(ph-ph)/RF(Ph-E)* igual a 0. RF(ph-E) igual a 10 [Ohm] según criterios de DIgSILENT.

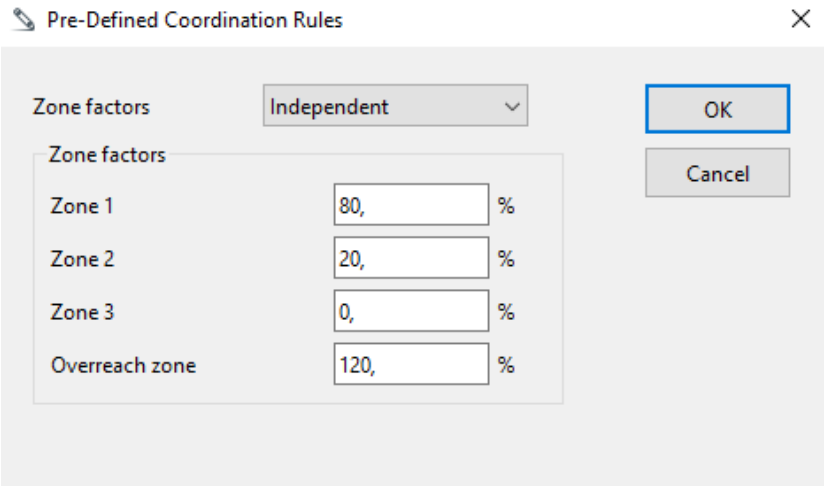


Figura 67: Criterios para el asistente de coordinación de DIgSILENT, Atacama Solar.

Se obtienen los parámetros de la y el diagrama RX presentado en la Figura 69.

Protection device	***Zone***	***Direction***	***Polygonal Reactance [pri.Ohm]***	***Polygonal Resistance (Ph-Ph) [pri.Ohm]***	***Polygonal Resistance (Ph-E) [pri.Ohm]***	***Polygonal Time delay [s]***
A.DIgSILENT (21/21N)	1	*Forward*	15,44	3,00	13,00	0,00
	2	*Forward*	32,75	4,17	14,17	0,40
	3	*Forward*	86,55	5,85	15,85	0,80

Figura 68: Ajustes del asistente de coordinación automático de DIgSILENT en la protección de distancia ubicada en la barra Lagunas en la línea Matilla - Lagunas, Atacama Solar.

En la Figura 69 a modo de comparación, se obtienen los diagramas RX tanto de la protección ajustada automáticamente por el algoritmo de esta memoria como el ajuste automático realizado por *DIgSILENT*. Se puede apreciar que los alcances de ambos métodos son idénticos en el diagrama RX y se nota una variación en los alcances resistivos de las zonas de protección a tierra debido a la consideración, por parte de DIgSILENT, de la resistencia del transformador.

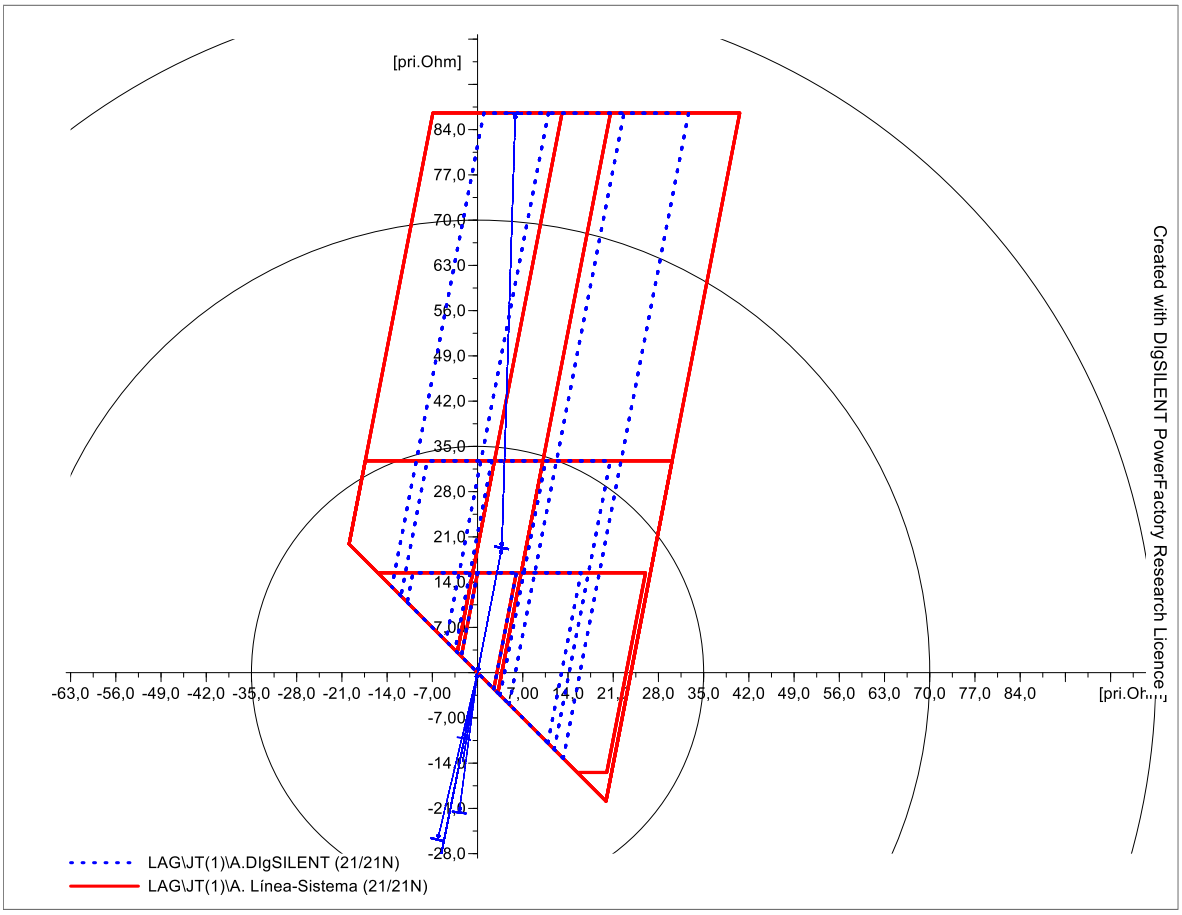


Figura 69: Diagrama RX de la protección de distancia ubicada en la barra Lagunas en la línea Matilla – Lagunas, ajustes realizados por el algoritmo de estudio y por DIgSILENT, Atacama Solar.

7. Conclusiones

7.1. Conclusiones generales

El ajuste automático de protecciones efectuados por los algoritmos desarrollados fue un proceso de prueba y error que demostró ahorrar tiempo, y entregar un buen punto de partida para la coordinación de protecciones, sin embargo, aún existen mejoramientos por incorporar, por ejemplo, el caso de modelos de barras más detalladas, que dificultan la extracción de información de las líneas, debido a la complejidad de su conexión a las barras.

Sin embargo, la automatización del ajuste de protecciones es posible, dejando esta memoria como prueba de ello en los modelos de relés ya especificados. No siempre se podrá aplicar la misma filosofía de protecciones en todos los casos, haciendo que la automatización completa de los estudios de protecciones sea un camino difícil pero no imposible. Los ajustes realizados por los algoritmos son propuestos y siempre el usuario tendrá que realizar una evaluación antes de obtener ajustes finales. En esta memoria se logró emplear los códigos en bases de datos en DIgSILENT con protecciones modeladas que representan sistemas reales, obteniendo un reporte el cual entrega información sobre la existencia de coordinación ante ciertas fallas en lugares estratégicos del sistema evaluado.

Existen casos particulares en la operación de las protecciones de sobrecorriente, la operación rápida de las protecciones en los primeros niveles de una ruta se anticipa a la operación de algunos paños en niveles superiores. Esto debido al ajuste temporalmente ascendente en función al nivel de protección que otorgan las curvas de sobrecorriente.

En cuanto al asistente de coordinación de DIgSILENT, ajusta automáticamente las protecciones de distancia, pero no las protecciones de sobrecorriente, lo que sí es realizado por el algoritmo desarrollado que presenta esa mayor capacidad de análisis. Se realizó una comparación entre las zonas de protecciones y se encontraron diferencias entre los alcances resistivos de ambos algoritmos; esto se debe a los métodos de resolución que tiene el algoritmo de DIgSILENT, que cuenta con varios métodos a elección, el más similar al algoritmo creado es el método independiente, que utiliza las impedancias mínimas y máximas como método de resolución, ayudando a identificar las impedancias mínimas entre terminales adyacentes y máximas entre los mismos terminales.

En cuanto a los tiempos de simulación, hubo un aumento en las topologías reales, ya que estos modelos cuentan con un extensa *data* de información que el código tiene que leer e

interpretar para realizar un análisis completo. En las topologías de prueba el tiempo de simulación no excedió los 4 minutos en cambio para las topologías reales el tiempo máximo simulado fue de 20 minutos, teniendo un aumento de cinco veces.

Además, suponiendo que una persona experimentada trabaja 8 horas al día y se demora 1 día en hacer todo el proceso automatizado, estamos hablando 480 minutos de trabajo. Luego, considerando que el estudio automatizado disminuye los tiempos a 20 minutos, implicaría una disminución cercana al 96%, cifra bastante significativa para un estudio de protecciones eléctricas.

Este código cuenta con algunas limitaciones, por ejemplo, no genera automáticamente el modelo de los relés. El usuario debe modelar los relés para poder ejecutar el código de ajuste automático y debe ser cuidadoso para utilizar los modelos especificados en esta memoria. Otra limitación es que el algoritmo no define automáticamente las rutas de análisis en una determinada topología, por lo que el usuario debe crear las rutas en base a su experiencia. Esto será aún más relevante si el usuario no tiene la expertiz de seleccionar las rutas más críticas.

Es por lo anterior que se pueden realizar tres mejoras importantes a futuro:

a) La generación de rutas automáticas: Abarcar la totalidad de rutas en una topología, es un paso común que se realiza en los estudios de protecciones ya que se deben considerar todas las opciones posibles para determinar un ajuste que abarque todos los casos. Existen algunos estudios donde a simple vista, no es trivial decidir cuántas rutas se analizarán; por lo que esta mejora permitirá al usuario abarcar todas las rutas y contemplarlas en el análisis automático.
b) Distinción del programa para elegir la ruta más crítica: Complementando el punto de mejora anterior, al generar varias rutas el código deberá tener el criterio para establecer la ruta mas crítica y en base a esta última, realizar el ajuste de las protecciones de sobrecorriente y distancia, permitiendo una mejor coordinación entre distintos paños y logrando un trabajo más eficiente en el análisis, cumpliendo así, con los tiempos de paso para todas las rutas analizadas.
c) Optimización de los códigos y de los procesos realizados: Este algoritmo cuenta con varías líneas de código, siendo el primer gran estudio que ha realizado el autor en Python. Es por lo anterior que hay algunos métodos ineficientes de trabajo que se pueden optimizar. Esto sería beneficioso, pues se tendría una nueva disminución en los tiempos de cómputo.

7.2. Cumplimiento de los objetivos

Se logró modelar dos topologías en el programa de simulación *DIgSILENT Power Factory,* las cuales son: una minera y una central solar fotovoltaica, abriendo las puertas para llevar a cabo las simulaciones y así automatizar los procesos asociados a los estudios de ajuste de protecciones. Con esto se cumplió con el primer objetivo específico: "Determinar las topologías representativas del sistema de transmisión eléctrico chileno para analizar la coordinación de protecciones mediante simulaciones en DIgSILENT PowerFactory".

Se determinó una filosofía de protecciones, es decir, todos los criterios que se siguieron durante el proceso de ajuste de las funciones de protección de distancia y sobrecorriente, que sirvieron de guía para efectuar los ajustes de forma ordenada y simple. Se propusieron criterios para las protecciones de sobrecorriente de fase temporizada (51) y residual temporizada (51N), abarcando el tipo de curva a trabajar (*IEC 255-3*), corrientes críticas a considerar y los tiempos de operación. Se sugirieron criterios para las protecciones de distancia (21/21N), especificando el alcance de las zonas de protección y sus tiempos de operación, cumpliendo con el segundo objetivo específico: "Proponer una filosofía de protecciones para los ajustes de las funciones de distancia y sobrecorriente en las topologías seleccionadas".

Una vez que se definió la filosofía de protecciones, se efectuó un estudio de los lenguajes de programación, que tenía como candidatos *DPL (DIgSILENT)* y *Python*. Se logró crear un algoritmo que automatizó el ajuste de las protecciones de distancia y sobrecorriente, utilizando los relés de modelo "7SA513" Y "7SA6xx" respectivamente. Este ajuste se limita a la filosofía de protecciones y a una ruta previamente definida, obteniendo un ajuste progresivo y dependiente de los relés aguas abajo en cuanto a las protecciones de sobrecorriente. Se logró obtener un ajuste dependiente de las líneas a proteger y líneas adyacentes en cuando a las protecciones de distancia, aplicando la filosofía de protección para las distintas zonas de ajuste. En cuanto al análisis de coordinación, se logró identificar los distintos tipos de relés y sus tiempos de operación en una ruta previamente definida. Este código se generalizó de manera de poder trabajar tanto con relés y sub-relés e identificar las funciones en servicio en cada paño y que función de protección es la más rápida en operar. Con lo anterior, se cumplió el tercer objetivo específico: "Desarrollar un algoritmo para automatizar el proceso iterativo del ajuste y reporte de la coordinación de protecciones en DIgSILENT Programming Language (DPL) o Python basado en la filosofía de protecciones."

Desarrollado el algoritmo que permite el análisis de coordinación y ajuste automático de protecciones, se puso a prueba en casos reales: las topologías de *Spence* y *Atacama Solar.*

Se obtuvieron resultados satisfactorios en cuanto al código de análisis de coordinación, logrando identificar todos los relés operativos y sus funciones correspondientes, otorgando al usuario un reporte en Excel en el cual describe las funciones que operan ante fallas, la función más rápida y el tiempo de paso entre paños. En la topología de *Spence* se encontró que existen problemas de coordinación en los paños adyacentes al transformador de potencia "T1 SGO" para fallas bifásicas y trifásicas en la barra "SGO 23 kV B1", obtenido un tiempo de paso de 6 [ms] y 104 [ms] respectivamente. En la topología de Atacama Solar se presentaron problemas de coordinación, una de éstas es para una falla monofásica en la línea, obteniendo un tiempo de paso de 0,110 [ms]. El algoritmo se puso a prueba de igual manera, ajustando automáticamente las protecciones y analizando la coordinación en donde no se detectaron problemas. En cada uno de los casos, el usuario puede contar con un reporte en Word y tablas en Excel para verificar el análisis realizado por el algoritmo. Como último paso de análisis, se hizo una comparación entre el ajuste de las zonas de protección del algoritmo creado y el asistente de coordinación de DIgSILENT, en el cual se presentaron algunas diferencias en cuanto al alcance de las zonas debido a las formulaciones que presenta el asistente de coordinación, tal como la resistencia a tierra. Con esto se cumplió con el cuarto objetivo específico: "Aplicar el algoritmo de ajuste y reporte de coordinación de protecciones en casos reales para realizar una comparación tanto con los ajustes existentes como con los indicados por el asistente de coordinación de DIgSILENT."

Una vez cumplidos todos los objetivos específicos, se logró cumplir el objetivo general: "Elaborar un algoritmo que permita automatizar el proceso de ajuste de las protecciones de distancia y sobrecorriente en sistemas de transmisión representativos de Chile". El algoritmo desarrollado es capaz de realizar un análisis eficaz de protecciones y recomendar ajustes al usuario para las protecciones de sobrecorriente y distancia.

Referencias

[1] Coordinador Eléctrico Nacional, “Acceso Abierto,” *https://accesoabierto.coordinador.cl/*.

[2] Coordinador Eléctrico Nacional, “Plataforma de Gestión de Proyectos,” *https://pgp.coordinador.cl/irequests*.

[3] Revista Electricidad, “CNE: energía solar y eólica cerrarán 2021 con más de 7.300 MW de potencia instalada,” *https://www.revistaei.cl/2022/01/05/cne-energia-solar-y-eolica-cerraran-2021-con-mas-de-7-300-mw-de-potencia-instalada/*.

[4] Coordinador Eléctrico Nacional, “Información Técnica.” https://infotecnica.coordinador.cl/

[5] CNE, “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.”

[6] Nelson Leiva Blanco, “Análisis de sistemas de potencia II,” 2017.

[7] Esteban Pulido V., *Apuntes del profesor Esteban Pulido V.* 2019.

[8] PowerFactory 2021, “DPL Function Reference,” 2021. [Online]. Available: https://www.digsilent.de

[9] PowerFactory 2021, “Python Function Reference,” 2021. [Online]. Available: https://www.digsilent.de

[10] PowerFactory 2021, “User Manual.” [Online]. Available: https://www.digsilent.de

Anexo A

LENGUAJES DE PROGRAMACIÓN

CARACTERÍSTICAS DE LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS

PROTECTION COORDINATION ASSISTANT COMMAND

1. **Lenguajes de programación**

Se presentan las principales características de los lenguajes de programación considerados y se establecen ventajas y desventajas en cada uno de ellos. Como se menciona anteriormente estos lenguajes son *DIgSILENT Programming Language* y *Python*.

1.1. DIgSILENT Programing Language

DIgSILENT Programming Language (DPL) [8] nos permite automatizar procesos de cálculos y manejo de datos en el programa *DIgSILENT*. Tiene como propósito ofrecer una interfaz con la cual se puede acceder a distintos comandos y objetos del programa, así como también a funciones y variables creadas por el usuario.

Algunas de las cualidades de DPL son las siguientes:

a) Realizar decisiones y comandos
b) El usuario define sus propias variables
c) Interfaz que permite el acceso de objetos

El usuario puede definir sus propios comandos y programar sus funciones para un análisis de sistemas de potencia como:

a) Optimización
b) Coordinación de protecciones
c) Análisis de estabilidad
d) Análisis de contingencia
e) Otros.

1.2. Lenguaje de programación Python

Python es un lenguaje que cuenta con varias características que facilitan al usuario su uso, posee una gran cantidad de librerías las cuales el usuario puede utilizar a su manera, definiendo funciones y variables.

Algunas de sus características son:

a) Multiplataforma: Se puede utilizar es distintas plataformas como Windows, Unix, Linux y sistemas Mac Os.
b) Multiparadigma: Contiene distintos paradigmas o estilos de programación, como por ejemplo la programación orientada a objetos, imperativa o funcional.
c) Dinámico: Al definir una variable no es necesario establecer de qué tipo es la variable (*int*, *string*, *float*, etc.). La variable se va a adaptando según se ejecuta el programa.
d) Interpretado: Se ejecuta el código directamente paso a paso, no hay una compilación.

Python cuenta con la facilidad de enlazar su interfaz de programación con *DIgSILENT* [9] y así poder emplear comandos propios de *DIgSILENT* en función lo requiera el usuario, esto es posible a través de Spyder (*Scientific Python Development Environment*).

Plataforma	***Ventajas***	***Desventajas***
DPL	No requiere de programas externos para su uso. Cuenta con una revisión completa del código realizado.	Es una interfaz que efectúa sólo un compilado. Requiere definir el tipo de variable que se desea ocupar (*int, float, string,* etc.). Interfaz de programación independiente de la interfaz de salida de resultados.
Python	Interfaz interpretado: Ejecuta el código en tiempo real, paso a paso. Definición de variables a comodidad del usuario, sin especificar el tipo (*int, float, string, etc*).	Requiere instalar programas adicionales además de *DIgSILENT*. Las funciones dinámicas pueden ser un problema al momento de la ejecución del código.

Tabla 31: Comparación entre los lenguajes de programación.

1.3. Enlace de Python con DIgSILENT

Una vez seleccionado el lenguaje de programación, Python, se produce un enlace entre este y el programa de simulación de sistemas eléctricos de potencia *DIgSILENT*. Este enlace se realiza a través de la plataforma de visualización *Spyder* siguiendo los pasos a continuación:

a) Actualizar el administrador de paquetes, *Python* Package Index (PyPI)
   - Abrir la consola del sistema operativo
   - Insertar la ruta de instalación de Python según:
     - *Cd C:\Users\User\AppData\Local\Programs\Python\Python39*
   - Escribir: *python -m pip install –upgrade pip*

b) Instalar Syper
   - Abrir la consola del sistema operativo
   - Insertar la ruta de instalación de *Python* según:
     - *Cd C:\Users\User\AppData\Local\Programs\Python\Python39\Scripts*
   - Escribir: *pip install spyder*

c) Enlazar *Spyder* con *DIgSILENT* y ejecutar en modo *Engine*
   - Abrir *Spyder* (Ubicado en la carpeta de *Scripts* de *Python*)
   - Escribir las siguientes líneas de código:

```
import os
os.environ["PATH"]=r" 'Dirección de DIgSILENT' "+os.environ["PATH"]
import sys
sys.path.append(r" 'Dirección de Python dentro de DIgSILENT' ")
import powerfactory as pf
app=pf.GetApplication()
app.Show()
```

2. Características de las protecciones eléctricas

2.1. Sistema de protecciones eléctricas

Los sistemas de protecciones eléctricas deben tener cualidades esenciales como l la confiabilidad, la selectividad, la coordinación, la rapidez de operación y el respaldo [6] [7].

a) La confiabilidad se refiere a la correcta operación de las protecciones las cuales fueron ajustadas de una manera predeterminada y, actúan aislando una falla de manera óptima. Un funcionamiento erróneo de una protección o simplemente que no opere en momentos que sí deba hacerlo, vuelve al sistema menos confiable.

b) La selectividad es la capacidad que tienen las protecciones en discriminar el lugar de la falla y que operen las protecciones más cercanas al punto de falla, logrando un despeje de ésta. Es decir, actúan las protecciones de la zona donde hubo una falla y no protecciones de zonas externas a la falla, aislando solamente la zona en falla.

c) La coordinación es la capacidad que tienen relés sucesivos en lograr una selectividad. Para lograr esta selectividad, se debe dejar un intervalo entre la operación de los relés, este intervalo será llamado tiempo de paso.

d) La rapidez hace referencia al tiempo de actuación de la protección ajustada. En ningún caso se desea que las protecciones actúen de manera lenta ante fallas, ya que podría afectar la estabilidad del SEP y podría terminar en grandes daños a los equipos eléctricos.

e) El respaldo apunta al fallo del actuar de una protección que no es la adecuada o principal y por ende debe operar otra protección, siendo llamada protección de respaldo.

Es por lo anterior que los ajustes de protecciones deben permitir un actuar rápido y selectivo durante una falla, enviando órdenes de apertura a los interruptores cercanos al punto de ocurrencia de la falla, logrando así un despeje correcto. El proceso para determinar estos ajustes es complejo debido a las diferentes topologías y condiciones operacionales que se pueden presentar en un SEP, es más, las fallas pueden ocurrir en diferentes lugares y pueden ser de diversos tipos. La mala especificación de estos ajustes o la falta de evaluación de casos críticos puede tener consecuencias perjudiciales en la operación, seguridad y confiabilidad de un SEP.

Un ejemplo de mala operación de las protecciones sería la orden de apertura a un interruptor que no debió operar ante una falla, lo que dejaría sin suministro eléctrico a un área mayor a la debida o no no enviar a abrir este interruptor si debía hacerlo. Por lo tanto, un sistema de protecciones debe estar bien coordinado, estableciendo criterios de ajustes claros y evaluando la mayoría de las fallas posibles.

2.2. Protecciones de sobrecorriente

Uno de los fenómenos más comunes durante una falla eléctrica, es el aumento de la corriente, que, en casos críticos sobrepasa los niveles nominales de los equipos los cuales se desean proteger. Existen varios tipos de protecciones de sobrecorriente o sobre intensidad (S/I), diferenciándose en la forma en que utilizan las mediciones de las variables eléctricas y en su curva característica de operación. Este tipo de protecciones cuenta con varias definiciones según el código ANSI, las cuales se muestran a continuación:

a) 50: S/I Instantáneo de fase, bidireccional.
b) 51: S/I Temporizado de fase, bidireccional.
c) 50N: S/I Instantáneo residual, bidireccional.
d) 51N: S/I Temporizado residual, bidireccional.
e) 67: S/I Temporizado de fase, unidireccional.
f) 67N: S/I Temporizado residual, unidireccional.

En la Figura 70 se puede apreciar la manera en que se obtiene la interacción entre una línea de transmisión y sus protecciones. Las protecciones bidireccionales requieren solamente de un transformador de corriente (equipo para medición de corriente) en comparación con las unidireccionales que necesitan un transformador de corriente y un transformador de tensión (equipo para medición de tensión).

Una vez que las variables eléctricas sean adecuadas por los transformadores respectivos, se envían estas señales al relé en el cual se miden estas variables. En el caso de detectar valores peligrosos se envía una orden de apertura al interruptor correspondiente.

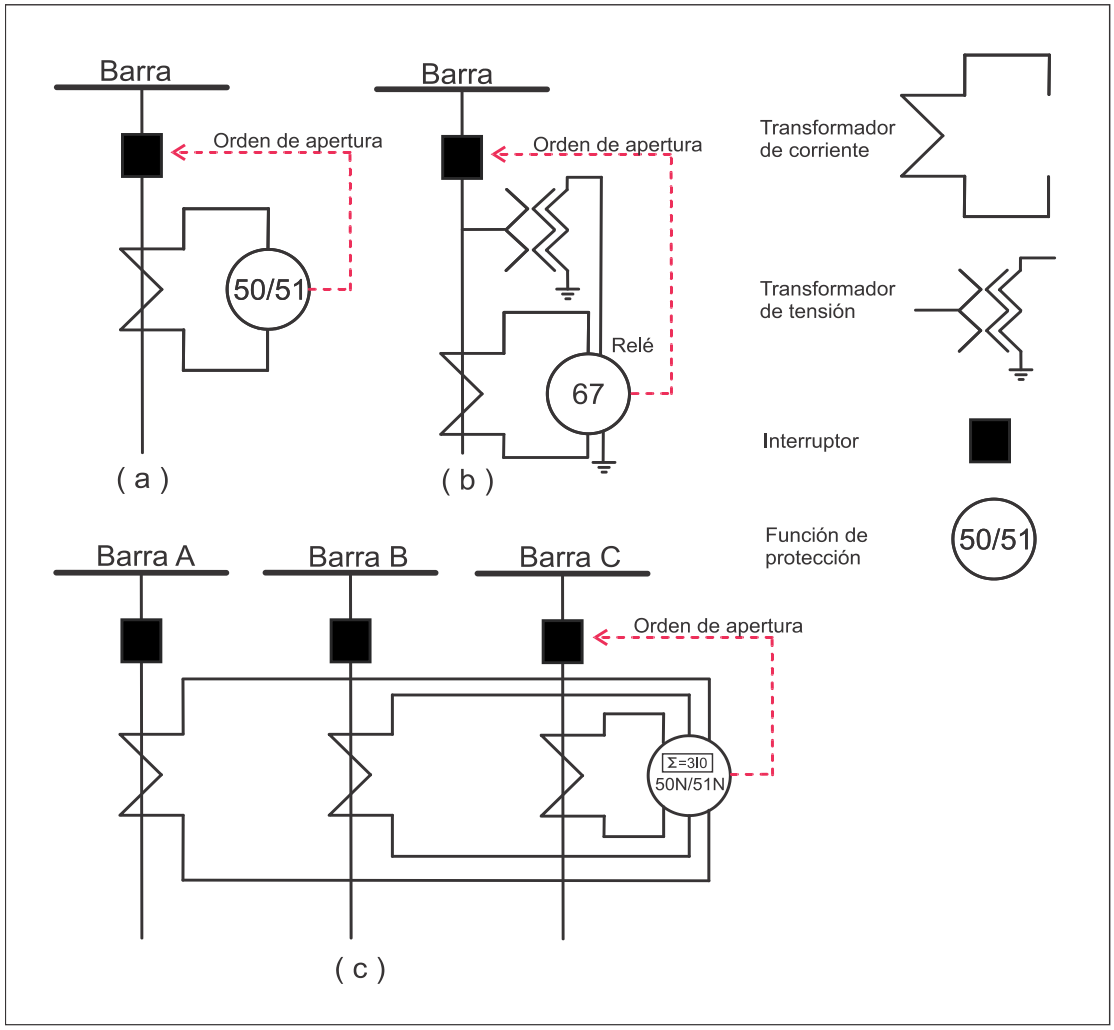


Figura 70: Diagrama unilineal de las protecciones de diferentes funciones de protección de sobrecorriente.

Una forma simple y común de protección es utilizar protecciones de sobrecorriente ya sea como protección principal o protección de respaldo en una zona determinada. Esta protección tiene dos características que se necesitan considerar al momento de realizar un ajuste:

a) Corriente de pick-up
b) Curva de operación

La corriente de pick-up es la corriente mínima de operación que se ajusta en la protección y que produce el cambio de estado de un interruptor si se cumple el tiempo de operación. La curva del tiempo de operación es una característica que depende del tipo de protección que se emplee, donde existen varias curvas que sirven para un ajuste de protecciones de sobrecorriente como lo son:

a) Instantánea
b) Tiempo definido
c) Tiempo inverso
d) Tiempo muy inverso
e) Tiempo extremadamente inverso

En la Figura 71, se pueden observar distintos tipos de una protección de sobrecorriente. Se puede ver el tiempo en el que actúa la protección en función de la corriente de falla percibida por la protección de sobrecorriente. A modo de ejemplo, estas curvas se han ajustado de forma igualitaria para mirar sus diferentes comportamientos. Hay diferencias en los tiempos de operación de las curvas, entre más inversa la curva menor será el tiempo de operación de la protección cuando la corriente toma valores elevados.

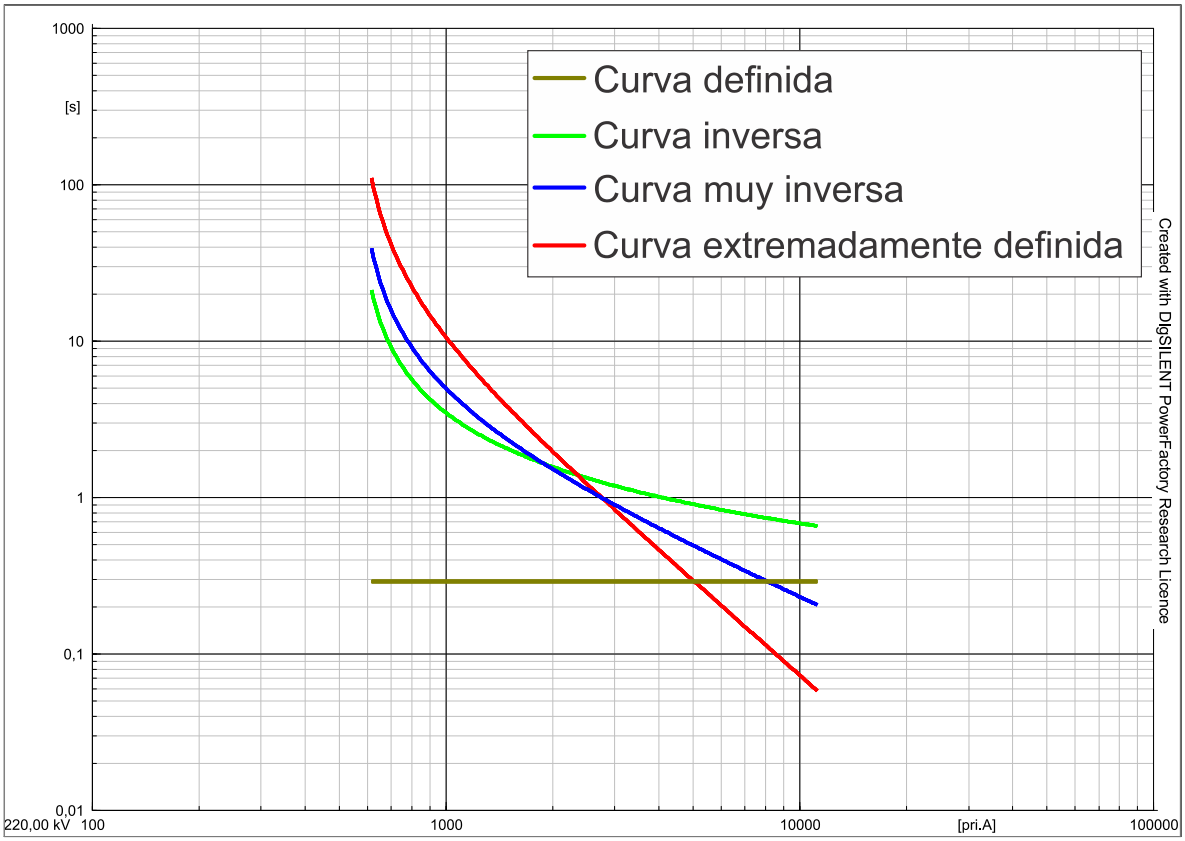


Figura 71: Curvas características de la protección de sobrecorriente.

2.3. Protecciones de distancia

Las protecciones de distancia, como su nombre lo indica, es una protección que calcula la distancia hasta el punto de falla. Esta distancia no se calcula en metros o en kilómetros, se calcula en forma de impedancia, es decir, en Ohms. Para ello, realizan la medición de tensión y corriente a través de transformadores de medida en el paño donde se encuentra ubicada la protección (ver Figura 72). Normalmente, las protecciones de distancia cuentan con tres zonas de ajuste y cada una cuenta con características para efectuar adaptar su alcance resistivo, reactivo y su tiempo de operación. Adicionalmente, estas protecciones pueden adaptar su direccionalidad.

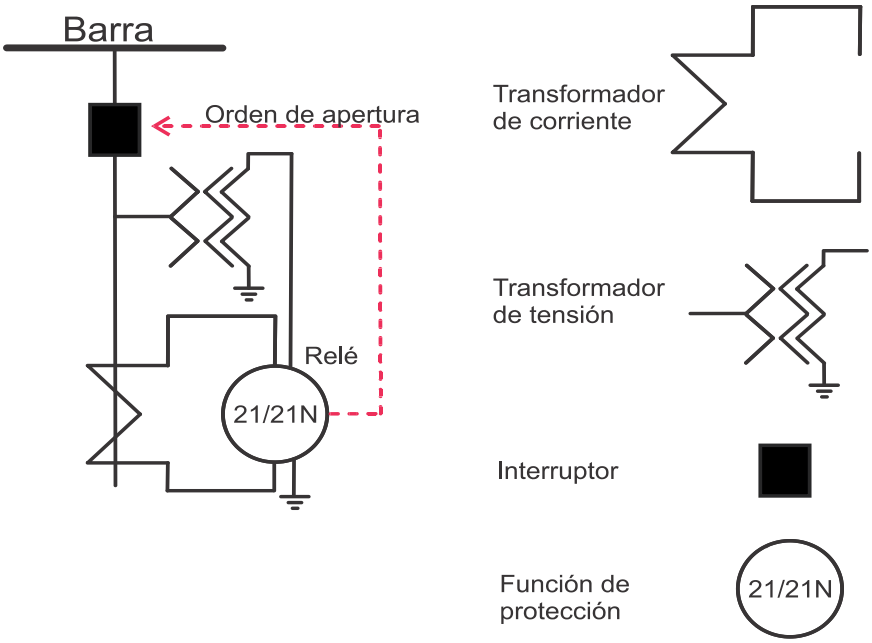


Figura 72: Diagrama unilineal de las protecciones de distancia.

Con un fin gráfico, en la Figura 73 se presentan tres zonas de ajuste en una línea determinada, en el eje horizontal se presenta el alcance resistivo y, en el eje vertical el alcance reactivo de cada zona. Se puede observar que cada zona cuenta con distintos alcances dado que se enfocan a proteger varias partes de la línea y de tramos externos a la línea propia del relé.

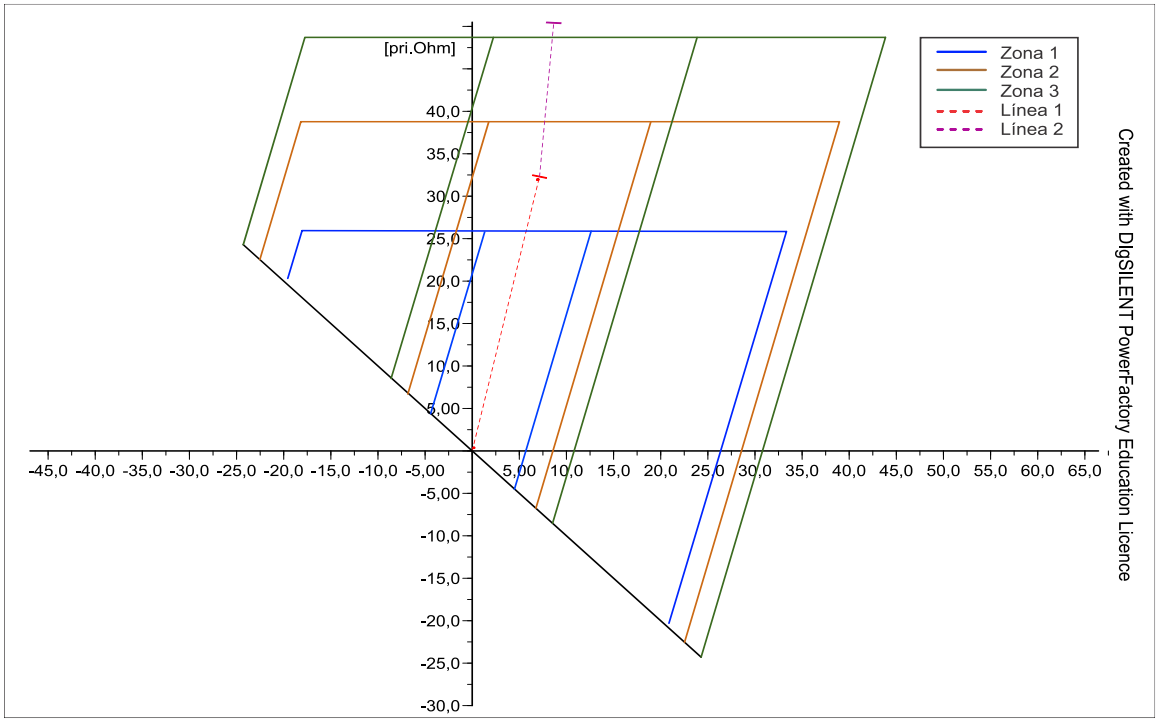


Figura 73: Zonas de operación de una protección de distancia.

El principio de operación de este tipo de protección se basa en el cálculo de los *loops* de impedancias, Z_{loops}, los cuales determinan la impedancia vista por el relé hasta el punto de falla. Existen seis tipos de Z_{loops}, tres evalúan las fallas entre líneas y los otros tres evalúan las fallas a tierra. Los Z_{loops} serán llamados Z_{loopAB}, Z_{loopBC}, Z_{loopCA}, Z_{loopAG}, Z_{loopBG} y Z_{loopCG}. El tiempo de operación del relé queda determinado según el Z_{loop} con el menor tiempo de operación y se calculan según las fórmulas indicadas en la Tabla 32.

Z_{loop}	$Z_{relé}$
Z_{loopAB}	$\frac{v_a - v_b}{I_a - I_b}$
Z_{loopBC}	$\frac{v_b - v_c}{I_b - I_c}$
Z_{loopCA}	$\frac{v_c - v_a}{I_c - I_a}$
Z_{loopAG}	$\frac{v_a}{I_a + k_0 \cdot 3I_0}$
Z_{loopBG}	$\frac{v_b}{I_b + k_0 \cdot 3I_0}$
Z_{loopCG}	$\frac{v_c}{I_c + k_0 \cdot 3I_0}$

Tabla 32: Calculo de los Z_{loops} en protecciones de distancia.

Con:

$$3I_0 = I_a + I_b + I_c \tag{135}$$

$$k_0 = \frac{1}{3}\left(\frac{z_0}{z_1} - 1\right) \tag{136}$$

Donde,

I_0: Corriente de secuencia cero.

I_a: Corriente fase a.

I_b: Corriente fase b.

I_c: Corriente fase c.

k_0: Factor de corrección.

z_0: Impedancia de secuencia cero.

z_1: Impedancia de secuencia positiva.

3. ***Protection Coordination Assistant Command***

En la Figura 74, se puede ver la ventana general de la herramienta de coordinación automática de DIgSILENT.

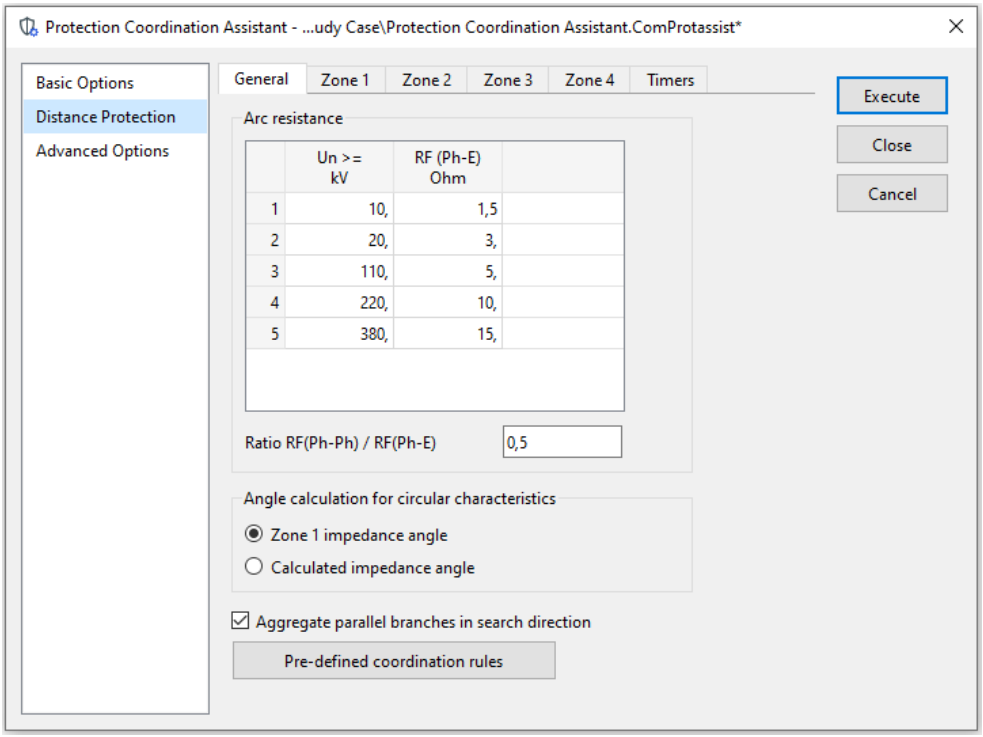


Figura 74: Ventana general de Protection Coordination Assistant Command - Distance Protection

Al momento de realizar un ajuste, es necesario establecer criterios para el alcance de las zonas de protección. Primero, se realiza una definición de los métodos de calculo que tiene DIgSILENT incorporado en su ajuste automático, los que se describen a continuación:

a) Método independiente

Método en el cual se realiza el calculo de las zonas según la impedancia de la línea propia del relé y líneas adyacentes (ver Figura 75), tal y como se muestra a continuación:

$$Z_1 = Z_{minAB} \cdot ZF_{ac1} \quad (137)$$

$$Z_2 = Z_{maxAB} + Z_{minBC} \cdot ZF_{ac2} \quad (138)$$

$$Z_3 = Z_{maxAB} + Z_{minBC} + Z_{minCD} \cdot ZF_{ac3} \quad (139)$$

Donde,

Z_{minAB}: impedancia mínima entre el terminal A y B de las líneas adyacentes de terminal B.

Z_{maxAB}: impedancia máxima entre el terminal A y B de las líneas adyacentes de terminal B.

Z_{minBC}: impedancia mínima entre el terminal B y C de las líneas adyacentes de terminal C.

Z_{minCD}: impedancia mínima entre el terminal C y D de las líneas adyacentes de terminal D.

ZF_{ac1}: Factor de alcance para la zona 1.

ZF_{ac2}: Factor de alcance para la zona 2.

ZF_{ac3}: Factor de alcance para la zona 3.

b) Método acumulativo

Método que se basa en la acomulacion de la impedencia de las líneas a medida que avanzan las zonas de proteccion, se calculan mediante las siguientes ecuaciones:

$$Z_1 = ZF_{ac_{all}} \cdot Z_{minAB} \tag{140}$$

$$Z_2 = ZF_{ac_{all}} \cdot (Z_{maxAB} + ZF_{ac_{all}} \cdot Z_{minBC}) \tag{141}$$

$$Z_3 = ZF_{ac_{all}} \cdot (Z_{maxAB} + ZF_{ac_{all}} \cdot (Z_{minBC} + ZF_{ac_{all}} \cdot Z_{minCD})) \tag{142}$$

Donde,

Z_{minAB}: impedancia mínima entre el terminal A y B de las líneas adyacentes de terminal B.

Z_{maxAB}: impedancia máxima entre el terminal A y B de las líneas adyacentes de terminal B.

Z_{minBC}: impedancia mínima entre el terminal B y C de las líneas adyacentes de terminal C.

Z_{minCD}: impedancia mínima entre el terminal C y D de las líneas adyacentes de terminal D.

$ZF_{ac_{all}}$: Factor de zona

c) Método con referencia a la línea 1

Método que calcula los alcances de las zonas según los factores definidos por el usuario y la impedancia de la línea propia del relé (ver Figura 75). Algunas de las ecuaciones que definen este método se muestran a continuación:

$$Z_1 = ZF_{ac1} \cdot Z_{minAB} \qquad (143)$$

$$Z_2 = ZF_{ac2} \cdot Z_{maxAB} \qquad (144)$$

$$Z_3 = ZF_{ac3} \cdot Z_{maxAB} \qquad (145)$$

Z_{minAB}: impedancia mínima entre el terminal A y B de las líneas adyacentes de terminal B.

Z_{maxAB}: impedancia máxima entre el terminal A y B de las líneas adyacentes de terminal B.

Z_{minBC}: impedancia mínima entre el terminal B y C de las líneas adyacentes de terminal C.

Z_{minCD}: impedancia mínima entre el terminal C y D de las líneas adyacentes de terminal D.

ZF_{ac1}: Factor de alcance para la zona 1.

ZF_{ac2}: Factor de alcance para la zona 2.

ZF_{ac3}: Factor de alcance para la zona 3.

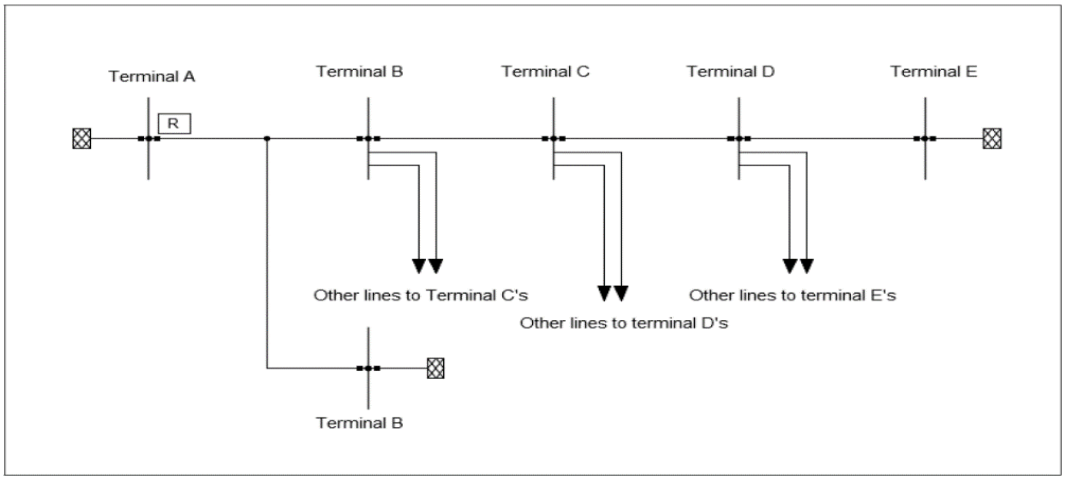


Figura 75: Terminales de referencia para el ajuste automático de DIgSILENT.

Anexo B

RESUMEN DE AJUSTES AUTOMÁTICOS EN TOPOLOGÍAS EXISTENTES

1. Topología *Spence*

1.1. Diagrama unilineal

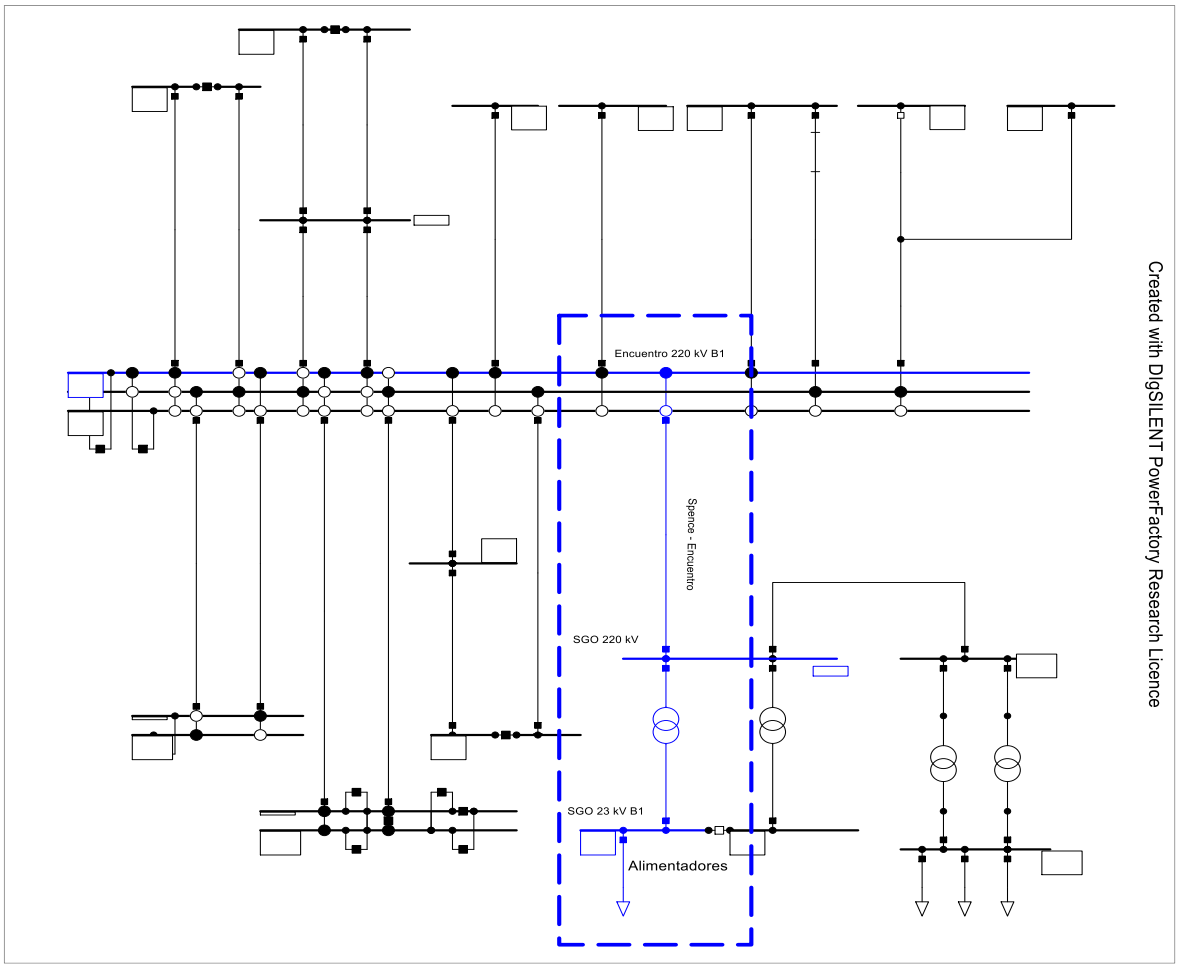


Figura 76: Diagrama unilineal topología Spence.

1.2. Protecciones de sobrecorriente

Alimentadores E18/E14/E05/E23	SGO 23 kV B1	Tailing Dam	Spence - Encuentro		
Nombre de la función	Tipo de curva	Ajuste Ip [Apri]	Ajuste Ip [Asec]	Ajuste Tp [s]	Relación TC
I>>	Instantánea	7584.00	9.48	0.02	800/1
IE>>	Instantánea	8.00	0.01	0.20	800/1
I>	extremly inverse	512.00	0.64	1.16	800/1

Tabla 33: Ajustes protección de sobrecorriente, Alimentadores E18/E14/E05/E23. Topología Spence.

A. T1 SGO 23 kV B1	SGO 23 kV B1	T1 SGO 220/23 kV	Spence - Encuentro		
Nombre de la función	Tipo de curva	Ajuste Ip [Apri]	Ajuste Ip [Asec]	Ajuste Tp [s]	Relación TC
High resistence IE>	inverse	400.00	0.10	0.05	4000/1
I>	inverse	4000.00	1.00	0.08	4000/1

Tabla 34: Ajustes protección de sobrecorriente, T1 SGO 23 kV. Topología Spence.

A. T1 SGO 220 kV	SGO 220 kV	T1 SGO 220/23 kV	Spence - Encuentro		
Nombre de la función	Tipo de curva	Ajuste Ip [Apri]	Ajuste Ip [Asec]	Ajuste Tp [s]	Relación TC
I>	inverse	400.00	1.00	0.16	400/1

Tabla 35: Ajustes protección de sobrecorriente, T1 SGO 220 kV. Topología Spence.

A. SGO-Enc SGO 220 kV (51)	SGO 220 kV	Spence - Encuentro	Spence - Encuentro		
Nombre de la función	Tipo de curva	Ajuste Ip [Apri]	Ajuste Ip [Asec]	Ajuste Tp [s]	Relación TC
I>	inverse	800.00	1.00	0.17	800/1
IE>	inverse	80.00	0.10	0.05	800/1

Tabla 36: Ajustes protección de sobrecorriente, SGO-Enc SGO 220 kV. Topología Spence.

A. SGO-Enc Encuentro 220 kV (51)	Encuentro 220 B1	Spence - Encuentro	Spence - Encuentro		
Nombre de la función	Tipo de curva	Ajuste Ip [Apri]	Ajuste Ip [Asec]	Ajuste Tp [s]	Relación TC
I>	inverse	800.00	5.00	0.24	800/5
IE>	inverse	80.00	0.50	0.18	800/5

Tabla 37: Ajustes protección de sobrecorriente, SGO-Enc Encuentro 220 kV. Topología Spence.

1.3. Protecciones de distancia

A. SGO-Enc Encuentro 220 kV (21/21N)	Encuentro 220 B1	Spence - Encuentro							
Zona	X Ohm pri	Rl Ohm pri	Rp Ohm pri	X Ohm sec	Rl Ohm sec	Rp Ohm sec	Ángulo	Relación TC	Relación TP
1	20.75	3.40	23.40	1.66	3.40	23.40	80.71	800/5	230000/115
2	26.30	4.30	24.30	2.10	4.30	24.30	80.71	800/5	230000/115
3	27.76	4.54	24.54	2.22	4.54	24.54	80.71	800/5	230000/115

Tabla 38: Ajustes protección de distancia, SGO-Enc SGO 220 kV. Topología Spence.

2. Topología *Atacama Solar*

2.1. Diagrama unilineal

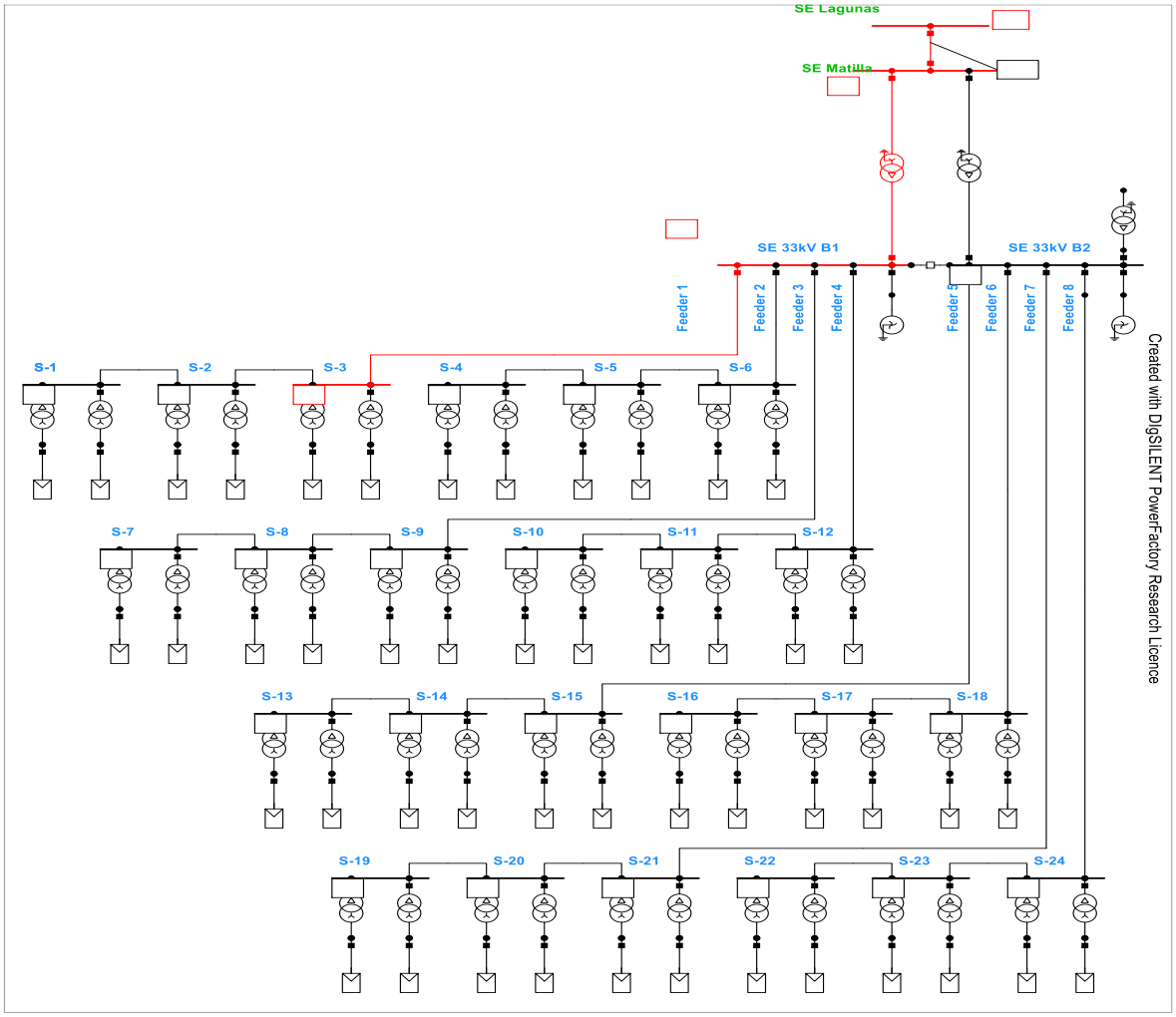


Figura 77: Diagrama unilineal topología Atacama Solar.

2.2. *Protecciones de sobrecorriente*

A. Alimentador	Atacama Solar B1	Line(3)	Atacama-Lagunas		
Nombre de la función	Tipo de curva	Ajuste Ip [Apri]	Ajuste Ip [Asec]	Ajuste Tp [s]	Relación TC
I>>	Instantánea	3480.00	29.00	0.00	600/5
IE>>	Instantánea	180.00	1.50	0.10	600/5
I>	inverse	457.20	3.81	0.20	600/5

Tabla 39: Ajustes protección de sobrecorriente, Alimentador. Topología Atacama Solar.

A. Transformador 33 kV (51/51N)	Atacama Solar B1	Trf_Atacama Solar 220/33kV	Atacama-Lagunas		
Nombre de la función	Tipo de curva	Ajuste Ip [Apri]	Ajuste Ip [Asec]	Ajuste Tp [s]	Relación TC
I>	inverse	1810.78	4.53	0.17	2000/5

Tabla 40: Ajustes protección de sobrecorriente, Transformador 33 kV. Topología Atacama Solar.

A. Transformador 220 kV (51/51N)	Matilla 220kV	Trf_Atacama Solar 220/33kV	Atacama-Lagunas		
Nombre de la función	Tipo de curva	Ajuste Ip [Apri]	Ajuste Ip [Asec]	Ajuste Tp [s]	Relación TC
I>	inverse	271.62	0.45	0.25	600/1

Tabla 41: Ajustes protección de sobrecorriente, Transformador 220 kV. Topología Atacama Solar.

A. Línea-Solar (51/51N)	Matilla 220kV	Lagunas - Atacama Solar 1x220kV	Atacama-Lagunas		
Nombre de la función	Tipo de curva	Ajuste Ip [Apri]	Ajuste Ip [Asec]	Ajuste Tp [s]	Relación TC
I>	inverse	600.00	5.00	0.24	600/5

Tabla 42: Ajustes protección de sobrecorriente, Línea-Solar. Topología Atacama Solar.

A. Línea-Sistema (51/51N)	Lagunas 220 BP1	Lagunas - Atacama Solar 1x220kV	Atacama-Lagunas		
Nombre de la función	Tipo de curva	Ajuste Ip [Apri]	Ajuste Ip [Asec]	Ajuste Tp [s]	Relación TC
I>	inverse	600.00	1.00	0.32	600/1

Tabla 43: Ajustes protección de sobrecorriente, Línea-Sistema. Topología Atacama Solar.

2.3. Protecciones de distancia

A. Línea-Sistema (21/21N)	Lagunas 220 BP1	Lagunas - Atacama Solar 1x220kV							
Zona	X Ohm pri	Rl Ohm pri	Rp Ohm pri	X Ohm sec	Rl Ohm sec	Rp Ohm sec	Ángulo	Relación TC	Relación TP
1	15.44	3.00	23.14	4.63	3.00	23.14	79.00	600/1	230000/115
2	32.76	3.75	23.75	9.83	3.75	23.75	79.00	600/1	230000/115
3	86.58	3.75	23.75	25.97	3.75	23.75	79.00	600/1	230000/115

Anexo C

CASOS CON DESCOORDINACIÓN

1. Casos de descoordinación

1.1. Topología *Spence*

Ejecutando el algoritmo de tiempos de operación y tiempos de paso, se detectan dos descoordinaciones para fallas bifásica y trifásica en la barra SGO 23 kV B1, tal y como se muestra en la Tabla 44.

Falla	Nivel Relé	Nivel relé	Tiempo de paso [s]
Falla bifásica con Rf=0.0 Ohms en SGO 23 kV B1	1	2	0,006
Falla trifásica con Rf=0.0 Ohms en SGO 23 kV B1	1	2	0,104

Tabla 44: Aviso de descoordinación, topología Spence.

Se evalúa primero el caso con menor tiempo de paso, es decir, la falla bifásica en la barra SGO 23 kV, para lo que se obtiene la descripción para los niveles de protección 1 y 2 según la Tabla 45.

Nivel más lento	Nivel más rápido	Tiempo de Paso [s]	Descripción
-	-	-	No se detectan protecciones aguas abajo
1	0	**	Opera Aguas Arriba
1	2	0,006	Paso Menor a 300 [ms]
2	3	1,721	

Tabla 45: Descripción de los tiempos de paso para la falla bifásica en la barra SGO 23 kV, topología Spence.

Las protecciones correspondientes a los niveles 1 y 2, con sus correspondientes tiempos de operación están indicadas en la Tabla 46.

Nivel	Barra	Rama	Distancia (21/21N) [s]	SI Fase (51) [s]	SI Residual (51N) [s]	Diferencial	T_min [s]	Función más rápida
0	SGO 23 kV B1	Tailing Dam	-	No Opera	No Opera	-	No Opera	-
1	SGO 23 kV B1	T1 SGO 220/23 kV	-	0,882	-	-	0,882	SI Fase
2	SGO 220 kV	T1 SGO 220/23 kV	-	0,888	No Opera	-	0,888	SI Fase
3	SGO 220 kV	Spence - Encuentro	-	2,61	No Opera	-	2,610	SI Fase
4	Encuentro 220 B1	Spence - Encuentro	-	2,61	No Opera	-	2,610	SI Fase

Tabla 46:Tiempos de operación de las protecciones para una falla bifásica en la barra SGO 23 kV, topología Spence.

Una manera de corroborar los tiempos de operación es mirar las curvas de las protecciones implicadas en la descoordinación. Estas curvas están presentadas en la Figura 78.

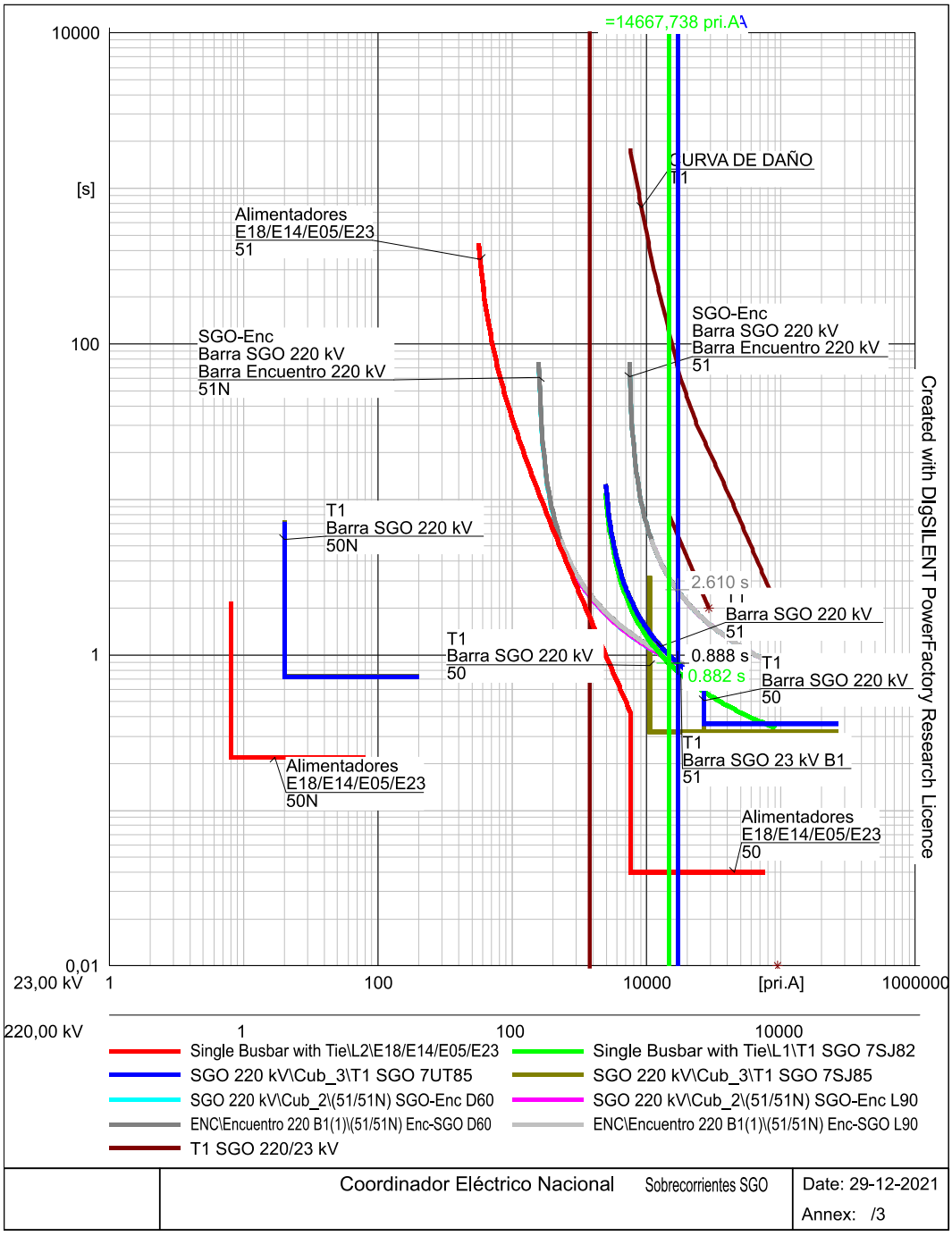


Figura 78: Curvas de protecciones de sobrecorriente en una falla bifásica en la barra SGO 23 kV, topología Spence.

Para la falla bifásica en la barra SGO 23 kV, se obtiene la descripción para los niveles de protección 1 y 2 según la Tabla 47.

Nivel más lento	Nivel más rápido	Tiempo de Paso [s]	Descripción
-	-	-	No se detectan protecciones aguas abajo
1	0	**	Opera Aguas Arriba
1	2	0,104	Paso Menor a 300 [ms]
2	3	1,72	

Tabla 47: Descripción de los tiempos de paso para la falla trifásica en la barra SGO 23 kV, topología Spence.

Las protecciones correspondientes a los niveles 1 y 2, con sus correspondientes tiempos de operación están indicadas en la Tabla 48.

Nivel	Barra	Rama	Distancia (21/21N) [s]	SI Fase (51) [s]	SI Residual (51N) [s]	Diferencial [s]	T_min [s]	Función más rápida
0	SGO 23 kV B1	Tailing Dam	-	No Opera	No Opera	-	No Opera	-
1	SGO 23 kV B1	T1 SGO 220/23 kV	-	0,784	-	-	0,784	SI Fase
2	SGO 220 kV	T1 SGO 220/23 kV	-	0,888	No Opera	-	0,888	SI Fase
3	SGO 220 kV	Spence - Encuentro	-	2,607	No Opera	-	2,607	SI Fase
4	Encuentro 220 B1	Spence - Encuentro	-	2,607	No Opera	-	2,607	SI Fase

Tabla 48: Tiempos de operación de las protecciones para una falla trifásica en la barra SGO 23 kV, topología Spence.

Una manera de corroborar los tiempos de operación es mirar las curvas de las protecciones implicadas en la descoordinación. Estas curvas están presentadas en la Figura 79.

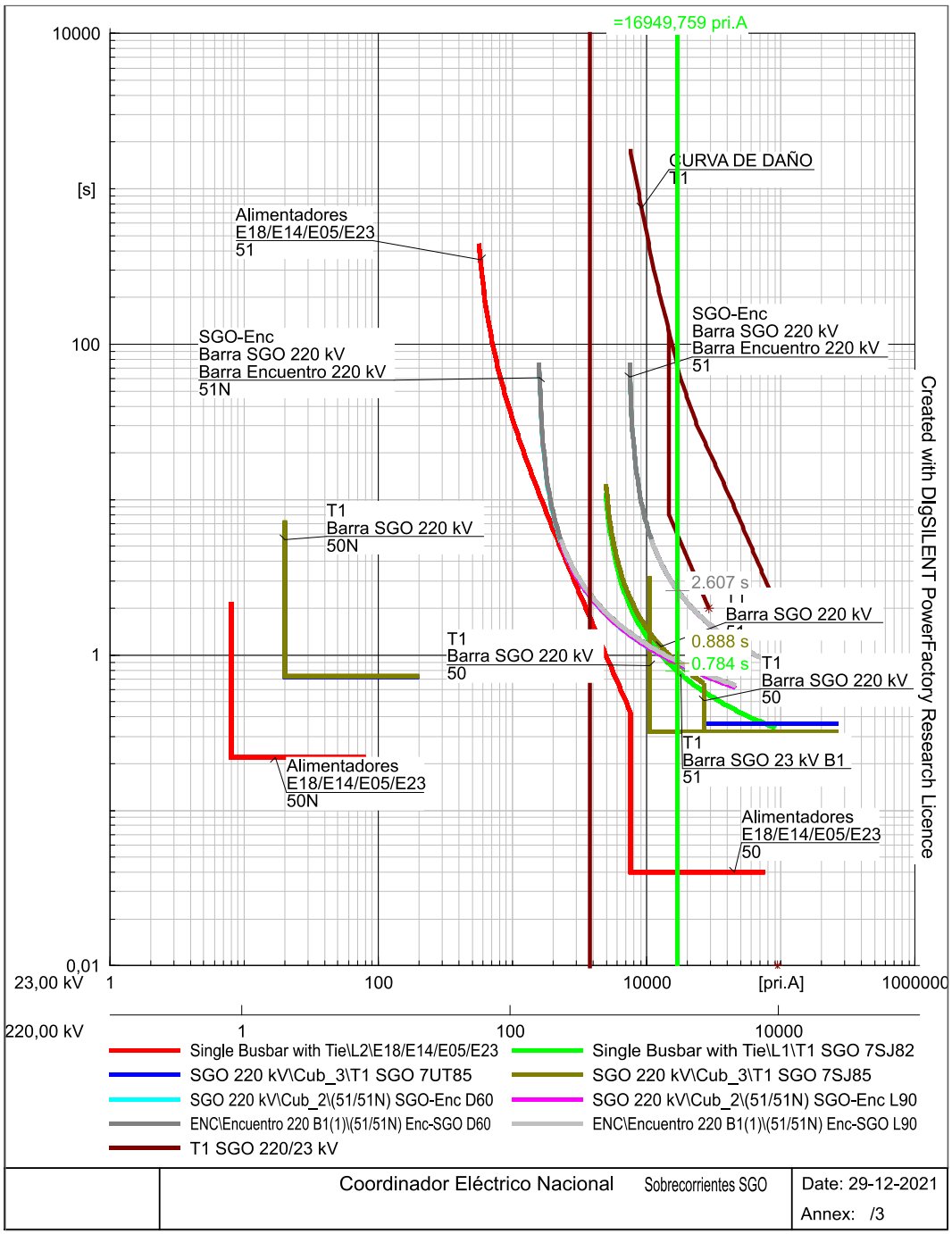


Figura 79: Curvas de protecciones de sobrecorriente en una falla trifásica en la barra SGO 23 kV, topología Spence.

1.2. Topología *Atacama Solar*

Ejecutando el algoritmo de tiempos de operación y tiempos de paso, se detectan dos descoordinaciones en distintas fallas, Tabla 49.

Falla	Nivel Relé	Nivel relé	Tiempo de paso [s]
Falla monofásica con Rf=0 Ohms en Lagunas - Atacama Solar 1x220kV al 85 % desde barra JT(1)	3	2	0,110
Falla bifásica con Rf=0.0 Ohms en Atacama Solar B1	1	2	0,029
Falla bifásica con Rf=0.0 Ohms en Substation 3 33kV	1	2	0,047
Falla bifásica con Rf=0.0 Ohms en Line(3) al 15 % desde barra Atacama Solar B1	1	2	0,032
Falla bifásica con Rf=0.0 Ohms en Line(3) al 50 % desde barra Atacama Solar B1	1	2	0,038
Falla bifásica con Rf=0.0 Ohms en Line(3) al 85 % desde barra Atacama Solar B1	1	2	0,044

Tabla 49: Aviso de descoordinación, topología Atacama Solar.

Se describe solamente un tipo de falla, la falla monofásica en la línea Lagunas - Atacama Solar, se obtiene la descripción para los niveles de protección 2 y 3 según la Tabla 50.

Nivel más lento	Nivel más rápido	Tiempo de Paso [s]	Descripción
1	0	-	No Operan
2	1	**	Opera Aguas Arriba
3	2	0,110	Paso Menor a 300 [ms]
4	-	-	Se encuentra solamente una protección aguas arriba

Tabla 50: Descripción de los tiempos de paso para la falla monofásica en la Lagunas - Atacama Solar, topología Atacama Solar.

Las protecciones correspondientes a los niveles 2 y 3, con sus correspondientes tiempos de operación están indicadas en la Tabla 46 .

Nivel	Barra	Rama	Distancia (21/21N) [s]	SI Fase (51) [s]	SI Residual (51N) [s]	Diferencial [s]	T_min [s]	Función más rápida
0	Atacama Solar B1	Line(3)	-	-	No Opera	-	No Opera	-
1	Atacama Solar B1	Trf_Atacama Solar 220/33kV	-	-	No Opera	-	No Opera	-
2	Matilla 220kV	Trf_Atacama Solar 220/33kV	-	-	0,135	-	0,135	SI Resiudal
3	Matilla 220kV	Lagunas - Atacama Solar 1x220kV	-	-	-	0,025	0,025	Diferencial
4	Lagunas 220 BP1	Lagunas - Atacama Solar 1x220kV	-	-	-	0,025	0,025	Diferencial

Tabla 51:Tiempos de operación de las protecciones para una falla monofásica en la línea Lagunas - Atacama Solar, topología Spence.

Una manera de corroborar los tiempos de operación es mirar las curvas de las protecciones implicadas en la descoordinación. Estas curvas están presentadas en la Figura 78. Se puede observar que actúa la protección en 0,135 [s] y considerando que la protección diferencial opera en tiempo instantáneo, existe una descoordinación entre paños continuos.

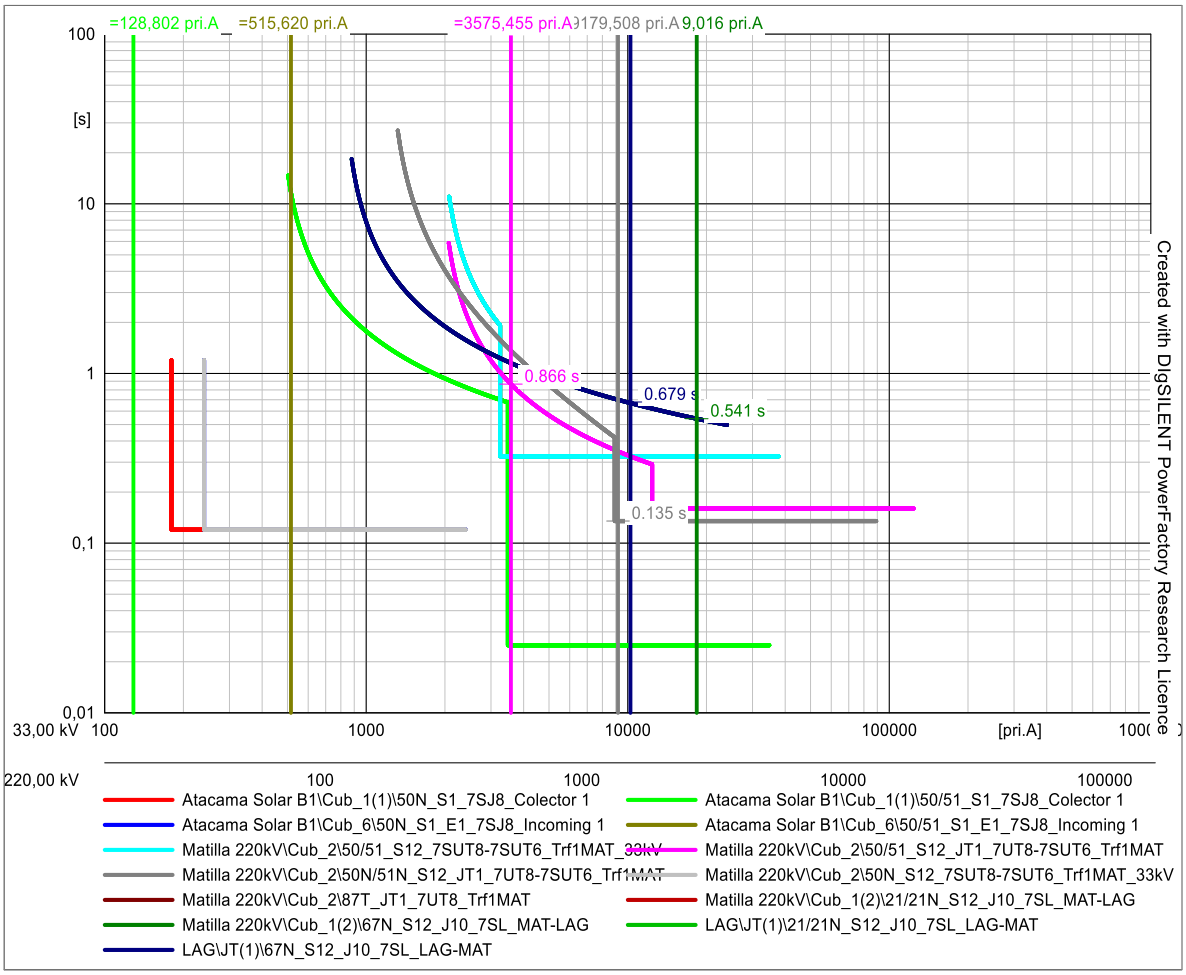


Tabla 52: Curvas de protecciones de sobrecorriente en una falla monofásica en la línea Lagunas - Atacama Solar topología Atacama Solar.