



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE CUENCA

CARRERA DE ELECTRICIDAD

"DETERMINACIÓN DE LOS ESCENARIOS PARA RECONFIGURACIÓN DE LOS ALIMENTADORES POSTERIOR DE UNA FALLA ELÉCTRICA MEDIANTE EL USO DE SOFTWARE DE LA EMPRESA ELÉCTRICA DE AZOGUES C.A."

Trabajo de titulación previo a la obtención
del título de Ingeniero Eléctrico

AUTORES: MERCY PAULINA PÉREZ NOVILLO

BYRON FABRICIO FAICAN GUARTATANGA

TUTOR UPS:

ING. FREDDY FERNANDO CAMPOVERDE ARMIJOS

TUTOR EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES C.A.:

ING. DIEGO ARMANDO QUEZADA MORALES

Cuenca - Ecuador

2022

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Nosotros, Mercy Paulina Pérez Novillo con documento de identificación N° 0302899778 y Byron Fabricio Faican Guartatanga con documento de identificación N° 0106908841; manifestamos que:

Somos los autores y responsables del presente trabajo; y, autorizamos a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Cuenca, 20 de mayo del 2022.

Atentamente,



Mercy Paulina Pérez Novillo
0302899778



Byron Fabricio Faican Guartatanga
0106908841

CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Nosotros, Mercy Paulina Perez Novillo con documento de identificación No. 0302899778 y Byron Fabricio Faican Guartatanga con documento de identificación No. 0106908841, expresamos nuestra voluntad y por medio del presente documento cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del Proyecto Técnico: “Determinación de los escenarios para reconfiguración de los alimentadores posterior de una falla eléctrica mediante el uso de software de la Empresa Eléctrica de Azogues C.A.”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribimos este documento en el momento que hacemos la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 20 de mayo del 2022.

Atentamente,



Mercy Paulina Pérez Novillo
0302899778



Byron Fabricio Faican Guartatanga
0106908841

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Freddy Fernando Campoverde Armijos con documento de identificación N° 0102339470, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: DETERMINACIÓN DE LOS ESCENARIOS PARA RECONFIGURACIÓN DE LOS ALIMENTADORES POSTERIOR DE UNA FALLA ELÉCTRICA MEDIANTE EL USO DE SOFTWARE DE LA EMPRESA ELÉCTRICA DE AZOGUES C.A., realizado por Mercy Paulina Pérez Novillo con documento de identificación N° 0302899778 y por Byron Fabricio Faican Guartatanga con documento de identificación N° 0106908841, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 20 de mayo del 2022.

Atentamente,



Firmado electrónicamente por:
**FREDDY FERNANDO
CAMPOVERDE ARMIJOS**

Ing. Freddy Fernando Campoverde Armijos

0102339470

DEDICATORIA

A Dios por darnos salud y vida y de manera muy especial a mi Papi Freddy por ser la persona que me a dado su apoyo incondicional en cada etapa de mi vida y ser la persona que me inspira a cumplir con mis objetivos.

Mercy Paulina Pérez Novillo

A Dios, a mis padres por todo el apoyo que me han dado a lo largo de mi vida estudiantil y a mis abuelitos por estar siempre en mi vida guiándome.

Byron Fabricio Faican Guartatanga

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por haber guiado mi camino, a mi padre y madre por ser las personas que me dieron la vida y me han apoyado en cada paso que doy.

A mi abuelita Esthela por su apoyo y amor en todo momento de mi vida.

A mis tíos y tías por sus sabios consejos, en especial a mi tío Cesar, Sonia y Nancy.

A los ingenieros de la Subestación Eléctrica de Azogues por ayudarnos en la realización de esta tesis.

Al Ing. Diego Quezada y al Ing. Freddy Campoverde por su ayuda, paciencia, dedicación y conocimientos brindados para la culminación de este proyecto.

Y finalmente y no menos importante a las personas que desde el inicio de mi vida universitaria hasta la culminación de la misma han estado presentes apoyándome de cualquier manera; Andrés por su cariño y apoyo incondicional en buenos y malos momentos y Faican por su amistad y paciencia.

Mercy Paulina Pérez Novillo

Agradezco a Dios.

A mis padres Victor y Azucena, abuelitos Manuel y Rosario, hermanos Brayan y Stephanie, prima Jessica y tío Antonio por estar en cada momento de mi vida junto a mi.

A los ingenieros operadores de la subestación Eléctrica Azogues 2 por todo el apoyo brindado para la realización de este proyecto.

Al Ing. Freddy Campoverde como tutor por su ayuda profesional para desarrollar todo este proceso.

Al Ing. Diego Quezada como tutor de la Empresa Eléctrica de Azogues por colaborar con su conocimiento en coordinación de protecciones.

De una manera muy especial a Mercy por el apoyo y la amistad desde que iniciamos nuestra vida universitaria.

Por último a las personas que me apoyaron siempre en la vida, Diana gracias por ser parte de mi vida, Jackson y Dayana gracias por su gran amistad.

Byron Fabricio Faican Guartatanga

Resumen

La continuidad del servicio de energía eléctrica, para las empresas distribuidoras es lo más importante al momento de brindar confiabilidad a sus usuarios y tenerlos siempre conectados al sistema, siendo esto lo que genera más ingresos económicos, por lo tanto, esto motiva en este caso a la Empresa Eléctrica de Azogues C.A. a buscar alternativas para abastecer a una demanda creciente y estar preparados para incidencias de desconexiones que se pueden ocasionar de manera programada como trabajos en la red por mantenimiento y no programadas debido a circunstancias naturales o fallos humanos.

En este documento se realizó el análisis de los siete alimentadores pertenecientes a la Empresa Eléctrica de Azogues, en su operación normal y en cada uno de los escenarios, es decir, luego de la reconfiguración y reconexión, debido a, la ocurrencia de una falla en algún tramo o segmento del alimentador. Todo ello con el objetivo de ofrecer a los clientes una mejor atención y continuidad del flujo eléctrico de una manera segura y sobre todo eficiente.

Palabras clave: Empresa Eléctrica de Azogues C.A, Escenarios, Coordinación de Protecciones, Confiabilidad, Relés, Reconectores.

Abstract

The continuity of the electrical energy service, for the distribution companies, at the time is the most important for providing reliability to its users and having them always connected to the system, this being what generates more economic income. Therefore, this motivates, in this case, the Electrical Company of Azogues C.A to look for alternatives in order to supply a growing demand and to be prepared for incidents of disconnections that can be caused in a programmed way such as work on the network for maintenance and not programs due to natural circumstances or human errors.

In this document, the analysis of the seven feeders belonging to the Electrical Company of Azogues was carried out in their normal operation and in each of the scenarios, that is, after the reconfiguration and reconnection due to the occurrence of a failure in some section or feeder segment. All this was carried out with the intention of offering customers better service and continuity of electrical flow in a secure and, above all, in an efficient way.

keywords: Electrical Company of Azogues A.A, Scenarios, Coordination of Protections, Reliability, Relays, Reclosers

Índice

Certificado de responsabilidad	I
Derechos de autor	II
Certificación	III
Dedicatoria	IV
Agradecimiento	V
Resumen	VII
Abstract	VIII
1. Introducción	5
1.1. Antecedentes	6
1.2. Grupo Objetivo	7
1.3. Metodología	7
2. Objetivos	8
2.1. Objetivo General	8
2.2. Objetivos Específicos	8
3. Actividades	8
4. Marco Teórico	9
4.1. Empresa Eléctrica Azogues	9
4.1.1. Sistema de subtransmisión	9
4.1.2. Área de estudio	9
4.2. Confiabilidad de suministro	9
4.2.1. Indicadores de confiabilidad de servicio	10
4.2.2. SAIFI	11
4.2.3. SAIDI	11
4.2.4. MAIFI	11
4.2.5. CAIDI	11
4.3. Marco regulatorio ecuatoriano para la distribución	12

4.3.1.	Regulación 002/20	12
4.3.2.	Indicadores relacionados con la calidad de producto	12
4.3.3.	Indicadores relacionados con la calidad de servicio técnico	14
4.3.4.	Indicadores relacionados con Calidad de Servicio Comercial	15
4.4.	Automatización de la Distribución (DA)	18
4.4.1.	Niveles de Operación	18
4.4.2.	Automatización centralizada	19
4.4.3.	SCADA	19
4.4.4.	Automatización semicentralizada	20
4.4.5.	SAS	20
4.4.6.	Automatización distribuida	20
4.4.7.	Smart Grid	21
4.5.	Equipos de control y protección	21
4.5.1.	Interruptores	21
4.5.2.	Reconectores	22
4.5.3.	Seccionalizadores	22
4.5.4.	Interruptr	23
4.5.5.	Fuse Saver	23
4.5.6.	Fusibles	24
4.6.	Coordinación de protecciones	24
4.6.1.	Coordinación relé – relé	25
4.6.2.	Coordinación relé – reconector	26
4.6.3.	Coordinación reconector – fusible	26
4.7.	Software para análisis de redes de distribución	26
4.7.1.	ADMS	26
4.7.2.	Cymdist	28
4.7.3.	Cyme TCC	29
4.8.	Protocolos de comunicación	29
4.8.1.	IEC 61850	29
4.8.2.	DNP	29
4.8.3.	MODBUS	30
5.	Estudio actual de los alimentadores	31
5.1.	Flujo de carga	31
5.2.	Estudio de la caída de tensión	31

5.3.	Estudio de la cargabilidad	32
5.4.	Estudio de pérdidas de potencia	33
5.5.	Topología de los alimentadores	34
5.5.1.	Topología del alimentador 121	34
5.5.2.	Topología del alimentador 122	35
5.5.3.	Topología del alimentador 123	36
5.5.4.	Topología del alimentador 124	37
5.5.5.	Topología del alimentador 221	38
5.5.6.	Topología del alimentador 222	40
5.5.7.	Topología del alimentador 223	40
5.5.8.	Topología del alimentador 224	41
5.6.	Estudio de los indicadores FMIK y TTIK de los alimentadores	42
5.6.1.	Incidencias de los indicadores FMIK y TTIK	43
5.7.	Estudio de la coordinación de protecciones en operación normal	45
5.7.1.	Coordinación de protecciones del Alimentador 121	45
5.7.2.	Curva de coordinación de protecciones del Alimentador 121	47
5.7.3.	Curva de coordinación de protecciones del Alimentador 123	49
5.7.4.	Curva de coordinación de protecciones del Alimentador 124	50
5.7.5.	Curva de coordinación de protecciones del Alimentador 221	50
5.7.6.	Curva de coordinación de protecciones del Alimentador 222	51
5.7.7.	Curva de coordinación de protecciones del Alimentador 223	51
5.7.8.	Curva de coordinación de protecciones del Alimentador 224	51
6.	Análisis de escenarios	53
6.1.	Escenario 1	53
6.1.1.	Análisis de falla	55
6.1.2.	Algoritmo para la reconfiguración del Escenario 1	59
6.1.3.	Estudio de la caída de tensión para el Escenario 1	61
6.1.4.	Estudio de la cargabilidad para el Escenario 1	61
6.1.5.	Estudio de la pérdida de potencia para el Escenario 1	62
6.2.	Escenario 2	62
6.2.1.	Análisis de falla	64
6.2.2.	Algoritmo para la reconfiguración del Escenario 2	66
6.2.3.	Estudio de la caída de tensión para el Escenario 2	67
6.2.4.	Estudio de la cargabilidad para el Escenario 2	68

6.2.5.	Estudio de la pérdida de potencia para el Escenario 2	68
6.3.	Escenario 3 - 4 - 5	68
6.3.1.	Análisis de falla	71
6.3.2.	Algoritmo para la reconfiguración del Escenario 3, 4 y 5	74
6.3.3.	Estudio de la caída de tensión para el Escenario 3, 4 y 5	76
6.3.4.	Estudio de la cargabilidad para el Escenario 3, 4 y 5	76
6.3.5.	Estudio de la perdida de potencia para el Escenario 3, 4 y 5	77
6.4.	Escenario 6 - 7 - 8	77
6.4.1.	Análisis de fallas	79
6.4.2.	Algoritmo para la reconfiguración del Escenario 6	85
6.4.3.	Estudio de caída de tensión para los Escenarios 6, 7 y 8	86
6.4.4.	Estudio de cargabilidad para los Escenarios 6, 7 y 8	87
6.4.5.	Estudio de pérdidas de potencia para los Escenarios 6, 7 y 8	87
6.5.	Reconectores y Fusibles	87
6.6.	Estudio de la coordinación de protecciones de cada escenario	88
6.6.1.	Curvas tiempo vs corriente, Escenario 1	88
6.6.2.	Curvas tiempo vs corriente, Escenario 2	94
6.6.3.	Curvas tiempo vs corriente, Escenario 3	95
6.6.4.	Curvas tiempo vs corriente, Escenario 4	96
6.6.5.	Curvas tiempo vs corriente, Escenario 5	96
6.6.6.	Curvas tiempo vs corriente, Escenario 6	97
6.6.7.	Curvas tiempo vs corriente, Escenario 7	97
6.6.8.	Curvas tiempo vs corriente, Escenario 8	98
7.	Resultados	99
8.	Conclusiones y Recomendaciones	100
8.1.	Conclusiones	100
8.2.	Recomendaciones	101
9.	Acrónimos	107
ANEXOS		109
9.1.	Anexo 1: Coordinación de protecciones en operación normal	110
9.2.	Anexo 2: Coordinación de protecciones de cada Escenario	122

1. Introducción

La calidad de la energía eléctrica debe ser garantizada por las empresas distribuidoras de acuerdo a la Regulación 002/20 para beneficio de los usuarios del sistema. Una buena calidad de energía incrementa la productividad y la competitividad entre las distribuidoras, día a día ingresan consumidores con diferentes necesidades de consumo por lo que la calidad tiene que estar acorde a estos requerimientos.

La calidad de suministro hace referencia al tiempo que los usuarios se quedan sin servicio y la frecuencia con la que suceden estas desconexiones, este proyecto busca mejorar este suministro al momento de que existan fallas en los sistemas en donde se tiene la posibilidad de realizar una transferencia de carga a otro alimentador, reduciendo así el radio de usuarios sin servicio, esto mejora los tiempos de respuesta ante una incidencia, automatizando mediante los equipos telecontrolados desde la subestación la reconfiguración.

Una interrupción puede generar pérdidas económicas e inconformidad de los usuarios debido a la falta de confiabilidad en el suministro, esto a llevado a las empresas distribuidoras que busquen alternativas para evitar dejar sin energía a sus usuarios. Por estas razones la Empresa Eléctrica Azogues a invertido en equipos tecnológicos telecontrolados para una rápido respuesta desde el SCADA de las subestaciones Azogues 1 y Azogues 2.

En la regulación ecuatoriana existen normativas que las empresas distribuidoras deben tomar en cuenta para la calidad de suministro, estos indicadores son internacionalmente conocidas como el SAIFI y el SAIDI, que dentro de nuestro país se los denomina como FMIK y TTIK, estos indicadores en la Empresa Eléctrica Azogues son obtenidos diariamente de cada alimentador desde el centro de control para poder realizar estudios de los mismos.

1.1. Antecedentes

La reconfiguración de alimentadores es un desarrollo operativo que cambia su estructura. Al cambiar la sección o el estado de los interruptores se localiza una configuración operativa radial con la cual se pueda optimizar ciertos propósitos en un menor tiempo posible [1].

Los problemas más comunes de la reconfiguración de la red después de una falla eléctrica o un apagón total son la restauración de las unidades generadoras y el establecimiento de una red estable y confiable. Las soluciones a los problemas mencionados pueden ser: La maximización del número total de nodos de generación restaurados, minimizar el condensador de carga total de las rutas de restauración para disminuir la potencia reactiva generada por las líneas de transmisión debido a las sobretensiones, reducir al máximo los riesgos de la estrategia para tener una mayor confiabilidad en el sistema para cada usuario. Esto debe ser de una manera automatizada para una mayor eficiencia y seguridad de los usuarios [2].

El servicio de energía eléctrica en la ciudad de Azogues se suministra a través de 8 alimentadores pertenecientes a la Empresa Eléctrica Azogues. La calidad y continuidad del servicio debe ser alta, por lo cual se necesita un estudio de posibles escenarios para la reconexión de estos alimentadores debido a fallas que se puedan presentar por situaciones atmosféricas, crecimiento de la demanda, ampliación de la red, ciclo de vida del alimentador. Esto ha llevado a que la Empresa Eléctrica Azogues incorpore un estudio centrado en estos escenarios [3].

Al realizar una reconexión entre alimentadores cercanos debido a una falla en uno de estos, se garantiza la continuidad del servicio a los usuarios. Esto requiere un estudio para la correcta coordinación de protecciones, calibre de conductores, vida útil, entre otros escenarios que se van a presentar durante este tipo de fallas. La reconfiguración del sistema minimiza las pérdidas de energía. Se utilizan nuevas técnicas de optimización para los resultados obtenidos y se establece que las pérdidas armónicas son un factor decisivo e importante en la reconfiguración y las cargas no lineales no se pueden representar solo con componentes a frecuencia fundamental [4].

En [5], se indica como resultado que el 95 % de los cortes en la energía, tienen como causante las fallas en la red de distribución, por ello es clave mejorar la confiabilidad en el suministro. De esta forma una red de distribución automática e inteligente podrá procesar las fallas con poca o ninguna intervención humana. si se produce una falla el sistema de

distribución detecta de forma automática una falla y se puede producir un diagnóstico lo cual iniciará una operación para corregir y restaurar el suministro de energía rápidamente. Los conmutadores inteligentes pueden realizar un estudio en tiempo real del estado de la red y con ello aislar la sección de la falla.

Una de las funciones más importantes en el funcionamiento de las redes de distribución es la restauración automática del servicio. Se han hecho varios estudios para que la restauración sea rápida que incluyan métodos heurísticos, redes neurales, programación matemática, etc. Los datos históricos se utilizan para definir las variables de incertidumbre. Con esto se generan los escenarios que se crean cuando sucede una falla en el sistema de distribución [6].

1.2. Grupo Objetivo

El principal beneficiario de este proyecto de investigación es la Empresa Eléctrica de Azogues C.A., la cual tiene la responsabilidad de suministrar un sistema de distribución confiable ante la presencia de fallas, para que sus usuarios no se vean afectados. El estudio de los escenarios que se pueden ocurrir durante las fallas son importantes a la hora de hacer una reconfiguración en los alimentadores. Los habitantes de la ciudad de Azogues también son beneficiados en este estudio, obteniendo una mejor calidad de servicio, más confiable, y que permita reducir los tiempos de reparación requerido por la empresa distribuidora .

1.3. Metodología

El proyecto planteado utilizará una metodología cuantitativa-experimental. Se recopilarán datos reales de alimentadores pertenecientes a la Empresa Eléctrica de Azogues C.A. La recopilación de datos existentes de mediciones realizadas.

En una segunda etapa se utilizará un método sistemático para analizar y procesar la información cuantitativa disponible. Esta información permitirá establecer, mediante indicadores, los problemas y requerimientos de estos alimentadores.

2. Objetivos

2.1. Objetivo General

Determinar y analizar los escenarios de contingencias para la automatización de la operación del sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Azogues C.A.

2.2. Objetivos Específicos

1. Conocer los alcances actuales relacionados con la automatización de los sistemas de distribución.
2. Identificar la topología actual de los alimentadores y obtener los escenarios que surgen en casos de contingencias n-1 en el sistema de distribución.
3. Simular mediante Software CYMDIST y analizar resultados.
4. Definir las acciones necesarias a fin de restaurar el suministro mediante transferencias de carga entre distintos alimentadores.
5. Determinar escenarios futuros para incrementar las posibilidades de transferencia entre alimentadores.

3. Actividades

1. Levantar el estado del arte de la investigación del presente proyecto para conocer su alcance.
2. Buscar la topología de los alimentadores de la Empresa Eléctrica de Azogues S.A.
3. Investigar los posibles escenarios que se presentan en la transferencia de carga de un alimentador a otro.
4. Simular las fallas en los alimentadores utilizando los programas Dsiglent. Cymdist.
5. Interpretar los valores obtenidos mediante programas de simulación.
6. Concluir y recomendar a la Empresa Eléctrica Azogues S.A. las posibles soluciones.

Capítulo 1

4. Marco Teórico

4.1. Empresa Eléctrica Azogues

“La Empresa Eléctrica Azogues C.A. distribuye y comercializa energía eléctrica en condiciones técnicas y económicas óptimas para atender las necesidades de sus clientes como fundamento básico de la sociedad, en sujeción al marco legal vigente, buscando beneficio social, uso eficiente de la energía y equilibrio económico sostenido, a través de procesos de mejora continua y protección al entorno” [7].

Los cantones Azogues y Déleg son abastecidos por la Empresa Eléctrica Azogues con 2 subestaciones: Azogues 1 y Azogues 2, con 12.5 MVA y 20 MVA respectivamente.

4.1.1. Sistema de subtransmisión

El sistema de subtransmisión se conforma por las subestaciones y las líneas de transmisión que las enlazan, en este caso la Empresa Eléctrica Azogues dispone de 2 subestaciones las cuales son:

La subestación “Azogues 1” está ubicada en el sector de Zhizhiquín y opera desde el año 2005 a un nivel de voltaje de 69kV. Además, posee 4 alimentadores: (121,122,123 y 124).

En cambio, la subestación “Azogues 2” que está situada en el sector Virgenpamba, de la parroquia Borrero, opera desde el año 2015 a un nivel de voltaje de 69kV y, al igual que anterior, cuenta con 4 alimentadores (221,222,223 y 224)

4.1.2. Área de estudio

Por lo tanto, los alimentadores a ser analizados en este trabajo de investigación son identificados como: alimentador 121 – 122 – 123 - 124 – 221 – 222 – 223 - 224, que como se detalla en el párrafo anterior, pertenecen a la subestación Azogues 1 y a la Azogues 2. Estos tienen un nivel de tensión de 22 kV y corresponden al grupos de alta y baja densidad de acorde a las regulaciones establecidas.

4.2. Confiabilidad de suministro

El nivel de confiabilidad que se brinda al usuario es uno de los aspectos fundamentales a ser analizados dentro de este estudio, en el campo de la ingeniería. “No es posible diseñar

o construir un sistema sin que se tenga en cuenta este indicado”. La falla del suministro de energía a los usuarios genera pérdidas considerables, he ahí la importancia de la confiabilidad de los sistemas eléctricos. [8]

Por ello, es necesario aplicar algunas reglas que permitan elaborar diseños confiables, lo que puede generar el incremento de los costos del sistema; por lo tanto, debe haber una relación entre el índice de confiabilidad y la economía del diseño.

Factores importantes que influyen en la necesidad del estudio de la confiabilidad son:

1. El aumento de la complicación de los sistemas eléctricos e interrelación con otros sistemas.
2. La gran diversidad de las condiciones ambientales donde son explotados.
3. Las pérdidas económicas generadas, por la energía que no es suministrada durante las interrupciones.
4. Afectaciones a la salud y posibles decesos ocasionados por falta de suministros eléctricos (falla de ventilación en la minería, equipos vitales en salas de cirugía que no puedan operar, sistemas de seguridad, etc.)
5. Aparición de nuevas tecnologías que necesitan una alta calidad de energía.

4.2.1. Indicadores de confiabilidad de servicio

Mediante la resolución No. 0116 del 23 de mayo de 2001, la CONELEC EC (ARCONEL) en la actualidad aprobó la regulación No. CONELEC-004/01 “Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución”, la que establece los niveles y los procedimientos de evaluación a ser observados por las empresas distribuidoras.

Estos indicadores se basan en las interrupciones de suministro ocurridas en sus sistemas de distribución, en base a lo cual, se mide la calidad del servicio en cuanto a continuidad.

Para el cálculo de los índices se deben tener en cuenta todas las interrupciones que existen en el sistema, que tengan una duración igual o superior a los 3 minutos, sea cual sea el origen de estas. [9].

A continuación, se indica algunos conceptos de los indicadores de confiabilidad, que son muy utilizados por las empresas distribuidoras para la regulación del suministro.

4.2.2. SAIFI

Este indicador se especifica del estándar “IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices”, IEEE Std 1366-2012, y calcula la cantidad promedio de interrupciones del servicio de energía para un consumidor conectado al sistema de distribución local [10].

$$SAIFI = \frac{\sum Totaldeinterrupciones}{Totaldeclientes}$$

4.2.3. SAIDI

Este indicador, también definido en el “IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices” IEEE Std 1366-2012, indica la duración promedio de las interrupciones percibidas por un usuario conectado al sistema de distribución de energía eléctrica y se expresa en número de horas.

$$SAIDI = \frac{\sum \#Totaldeinterrupcionesdelclienteinferioresaltiemposefinido}{Númerototaldeclientes}$$

4.2.4. MAIFI

Es un indicador de confiabilidad que indica el número medio de interrupciones que experimenta un cliente durante un periodo determinado (año). Algunas empresas consideran una interrupción momentánea a una interrupción de menos de un minuto de duración, otras, de cinco minutos. Es decir, es el índice de frecuencia de interrupción promedio momentáneo.

$$MAIFI = \frac{\sum Totaldetiempodeinterrupciones}{Totaldeclientes}$$

4.2.5. CAIDI

Es una expresión de la relación entre el índice de la duración promedio de interrupción en el sistema (SAIDI) y el índice de la frecuencia promedio de interrupción (SAIFI).

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI}$$

4.3. Marco regulatorio ecuatoriano para la distribución

En esta sección se analizarán los indicadores establecidos en la resolución Nro. ARCERNNR - 017/2020 emitida por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables del Ecuador, en su regulación Nro. ARCERNNR - 002/20, en su segundo capítulo, sobre la calidad del producto y servicio de distribución de energía eléctrica. Documento que servirá como base para el correcto análisis de la coordinación de protecciones de la Empresa Eléctrica Azogues.

4.3.1. Regulación 002/20

Esta resolución tiene por objeto establecer los indicadores, índices y límites para mejorar la calidad de servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica, y definir los procedimientos de medición, registro y evaluación que deben realizar las empresas de distribución y de comercialización [11].

4.3.2. Indicadores relacionados con la calidad de producto

Estos indicadores son un atributo que permite medir la calidad del servicio, que está relacionado con la forma en que el distribuidor transmite las señales de voltaje, sus características incluyen niveles de voltaje, perturbaciones rápidas de voltaje y armónicos. [11].

La Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables del Ecuador en su resolución, antes indicada, utiliza los indicadores que se señalan a continuación, para establecer los límites y rangos permitidos para la correcta coordinación de protecciones.

Nivel de voltaje: en un punto del sistema de distribución se determina de la siguiente manera.

$$\Delta V_k = \frac{V_k - V_n}{V_n} \times 100[\%]$$

donde,

ΔV_k = Variación de voltaje de suministro respecto al voltaje nominal en el punto k.

V_k = Voltaje de suministro en el k, determinado como el promedio de las medidas registradas (al menos cada tres segundos) en un intervalo de 10 minutos.

V_n = Voltaje nominal en el punto k

Los límites admisibles para el nivel de voltaje se presentan en la Tabla 1.

Nivel de voltaje	Rango admisible
Alto Voltaje (Grupo 1 y Grupo 2)	5.0 %
Medio Voltaje	6.0 %
Bajo Voltaje	8.0 %

Tabla 1: Nivel de voltaje admisible por la regulación 002/20

Perturbación rápida de voltaje (Flicker): Se evalúa mediante el índice de severidad por flicker de corta duración (P_{st}) conforme a la norma IEC 61000-4-15.

$$P_{st} = \sqrt{0,0314P_{0,1} + 0,0525P_1 + 0,0657P_3 + 0,28P_{10} + 0,08P_{50}}$$

donde:

P_{st} = Índice de severidad de flicker de corta duración.

$P_{0,1}, P_1, P_3, P_{10}, P_{50}$ = Niveles de efecto flicker que sobrepasan durante el 0.1 %, 1 %, 3 %, 10 %, 50 % del tiempo total del intervalo de medición.

Distorsión armónica de voltaje: A continuación se presenta las fórmulas de distorsión armónica individual de tensión y distorsión armónica total de tensión.

$$V_{h,k} = \sqrt{\frac{1}{200} \sum_{i=1}^{200} (V_{h,i})^2}$$

$$DV_{h,k} = \frac{V_{h,k}}{V_{h,1}} \times 100[\%]$$

$$THD_k = \left[\frac{1}{V_{h,1}} \sqrt{\sum_{h=2}^{50} (V_{h,k})^2} \right] \times 100[\%]$$

donde,

$V_{h,k}$ = Armónica de voltaje h, en el intervalo k de 10 minutos.

$V_{h,i}$ = Valor eficaz (rms) de la armónica de voltaje h (para h=2,3,...,50), medido cada 3 segundos (i=1,2,...,200).

$DV_{h,k}$ = Factor de distorsión individual de voltaje de la armónica h (para h=2,3,...,50), en el intervalo k de 10 minutos.

THD_k = Factor de distorsión armónica total de voltaje.

$V_{h,1}$ = Valor eficaz (rms) de la componente fundamental de voltaje en el punto de medición.

Desequilibrio de voltaje: en un punto del sistema de distribución se calculan con la siguiente fórmula.

$$\text{Desequilibrio de voltaje} = \left| \frac{V^-}{V^+} \right| \times 100[\%]$$

donde,

V^- = Componente de secuencia negativa de voltaje, determinado como el promedio de las medidas registradas (al menos cada 3 segundos) en un intervalo de 10 minutos.

V^+ = Componente de secuencia positiva de voltaje, determinado como el promedio de las medidas registradas (al menos cada 3 segundos) en un intervalo de 10 minutos.

4.3.3. Indicadores relacionados con la calidad de servicio técnico

Este atributo corresponde a la relación entre la calidad del servicio con la continuidad de los servicios eléctricos; se caracterizan por la frecuencia y duración de las interrupciones de suministro eléctrico [11].

Frecuencia media de interrupción (FMIK): es el promedio de veces que cada kVA nominal instalado sufre una interrupción de servicio durante un periodo de control (mensual o anual).

$$FMIK_i = \frac{kVA_i}{kVA_{ri}}$$

$$FMIK = \sum_i FMIK_i$$

Tiempo total de interrupción (TTIK): es el tiempo promedio, dado en horas, en que cada kVA hora nominal instalado estuvo fuera de servicio durante un período de control, ya sea mensual o anual.

$$TTIK_i = \frac{kVA_i * ti}{kVA_{Ti}}$$

$$TTIK = \sum_i TTIK_i$$

donde,

$FMIK_i$ = Frecuencia media de interrupción por kVA nominal instalado por interrupción.

$TTIK_i$ = Tiempo total de interrupción por kVA nominal instalado por interrupción.

kVA_i = kVA nominales fuera de servicio en el sistema de distribución debido a la interrupción i.

kVA_{Ti} = kVA nominales totales instalados en la red o alimentador registrados en el instante de la interrupción i.

ti = Tiempo de duración de la interrupción i, en horas.

4.3.4. Indicadores relacionados con Calidad de Servicio Comercial

Es un recurso conectado con la atención al consumidor final proporcionado por la distribuidora, se determina por los tiempos de atención a nuevos suministros, resolución de reclamos, restitución del suministro, una correcta facturación y la percepción de satisfacción por el servicio de energía eléctrica [11].

Porcentaje de atención y conexión a nuevos suministros: Evaluar la cantidad de nuevos suministros de carga existente que fueron generados dentro de los plazos establecidos por la regulación de distribución y comercialización.

$$ANS = \frac{S_a}{N_s} \times 100[\%]$$

$$CNS = \frac{S_c}{N_s} \times 100[\%]$$

donde,

S_a = Número de nuevos suministros atendidos dentro de los plazos máximos establecidos en regulación.

S_c = Número de nuevos suministros conectados en BV dentro de los plazos máximos establecidos en regulación.

N_s = Número total de solicitudes de nuevos suministros durante el mes de evaluación.

Porcentaje de errores en la fabricación: Evalúa la calidad de facturación y su fórmula es la siguiente:

$$PEF = \frac{F_a}{N_e} \times 100[\%]$$

donde,

F_a = Número de facturas ajustadas durante el mes de evaluación debido a errores en la toma de lectura o en el proceso de facturación.

N_e = Número total de facturas emitidas durante el mes de evaluación.

Tiempo promedio de resolución de reclamos: Este indicador mide el tiempo promedio, en días, durante los cuales el distribuidor recibe reclamos de todo tipo y se calcula con la siguiente fórmula:

$$TPR = \frac{\sum_i TA_i}{R_{ct}}$$

donde,

TA_i = Tiempo, en días, en el cual se resolvió el reclamo i.

R_{ct} = Número de reclamos recibidos en el mes n y mes n-1, cuando corresponda.

Porcentaje de resolución de reclamos: Evalúa el número de reclamos, de cualquier tipo, que el distribuidor resuelve, y se calcula de la siguiente manera.

$$PRR = \frac{R_{cr}}{R_{ct}} \times 100[\%]$$

donde,

R_{cr} = Número de reclamos resueltos, dentro de los plazos establecidos para cada tipo de reclamo, en el mes n y en el mes n-1, según corresponda.

Porcentaje de reconexiones del servicio: Mide el tiempo máximo, en horas, en que la distribuidora debe reponer el servicio suspendido por falta de pago.

$$PRS = \frac{R_{se}}{R_{eq}} \times 100[\%]$$

donde,

R_{se} = Número de reconexiones efectuados, dentro de los plazos establecidos.

R_{eq} = Número de reconexiones requeridos en el mes n y mes n-1, según corresponda.

Porcentaje de respuestas a consultas: Evalúa el porcentaje de consultas que han sido respondidas por la distribuidora dentro de un plazo establecido.

$$PRC = \frac{C_r}{C_t} \times 100[\%]$$

donde,

C_r = Número de consultas respondidas, dentro del plazo establecido en el mes n y mes n-1, según corresponda.

C_t = Número de consultas recibidas en el mes n y mes n-1, según corresponda.

Satisfacción de consumidores: Evalúa la satisfacción de los consumidores en su conjunto, se utiliza la siguiente fórmula:

$$ISC = \frac{C_s}{C_e} \times 100[\%]$$

donde,

C_s = Número de consumidores, de todos los encuestados, satisfechos por el servicio prestado por la distribuidora.

C_e = Número de consumidores encuestados.

4.4. Automatización de la Distribución (DA)

El estado actual de la distribución de la energía eléctrica no es automatizado, se espera que con la evolución tecnológica se pueda pasar a futuro a las redes eléctricas inteligentes (REI). El sistema eléctrico está en constante evolución, en las redes eléctricas se tiene el esquema de generación concentrada con el flujo eléctrico en un solo sentido. Las redes en la actualidad y las que existan en el futuro contarán con esquemas de generación concentrada, generación distribuida, fuentes alternas o renovables y el flujo eléctrico en dos sentidos.

Con la evolución del sistema eléctrico se incluyen nuevas tecnologías para su operación, vigilando que la empresa cumpla términos de seguridad, continuidad, calidad y economía. Para esto, es necesario tecnologías en el sistema de protección, medición, control, telecomunicaciones, así como esquemas de automatización, que incluyan el flujo bidireccional de la energía, la incorporación de fuentes de energía distribuidas y renovables.

Los esquemas de automatización cuentan con equipos tele-controlados en subestaciones para los interruptores de potencia, los transformadores principales, y para cada uno de sus alimentadores. En combinación con el sistema de monitoreo de calidad de energía alimentan a un sistema de control supervisorio y adquisición de datos SCADA. Estos sistemas se encuentran en los centros de operación de distribución, donde tiene en tiempo real, la información del estado de operación de cada elemento que interviene en el proceso de distribución [12].

4.4.1. Niveles de Operación

Los sistemas que controlan una subestación eléctrica, desde la parte de control y automatización, se divide en cuatro niveles

- **Nivel 0:** En esta sección se encuentran los equipos ubicados en campo como interruptores y seccionadores; generalmente, la operación en este nivel se lo realiza desde cada uno de los equipos.

- **Nivel 1:** Este nivel contiene equipos especializados en el control y la protección de la operación de los equipos ubicados en campo. La operación se da desde los IED o desde tableros en donde están instalados los IED; además, se encuentran pulsadores, y relés auxiliares que tienen la función de controlar.
- **Nivel 2:** El control, supervisión y la importación de datos de la subestación, en este nivel, se realiza desde un sistema SCADA o HMI. La operación se la realiza desde el software SCADA, implementando el control y seguridad que resguarden las maniobras que se realicen, esto es controlado por los operadores y supervisores de los sistemas SCADA.
- **Nivel 3:** Reúne la información de los sistemas SCADA HMI que fueron mencionados anteriormente. Este es el principal nivel en donde ya no es necesario el personal supervisor en cada subestación. Se requiere de una cuadrilla que estará atenta a cualquier contingencia desde el centro de control SCADA, donde se puede desarrollar, controlar y adquirir la información vía online.[13]

4.4.2. Automatización centralizada

Un sistema de automatización proporciona capacidades para que el servidor guarde datos del funcionamiento, tensión y corriente, para supervisar y controlar las unidades del alimentador para detectar y restaurar fallas automáticamente. El sistema de automatización de alimentadores de red centralizada se puede clasificar en dos modos: modo de control centralizado y modo de control local. Para el funcionamiento y la gestión del modo centralizado usualmente se utiliza una estructura de tres capas [14].

1. La capa de estación maestra
2. La capa de la subestación
3. La capa de la estación terminal

La operación de los equipos para el seccionamiento accionados automáticamente por control remoto desde una central lógica, tomará decisiones al momento de aislar una falla, reconfigurar una red o restaurar el servicio.

4.4.3. SCADA

Un sistema SCADA sirve para la automatización y el control industrial que es muy común para controlar, supervisar, analizar datos y generar informes de los procesos productivos, todo

esto por medio de alguna aplicación informática. En la actualidad son elementos indispensables en las plantas industriales, debido a su ayuda a la eficiencia, para procesar datos y comunicar problemas del sistema con el objetivo de reducir los tiempos de desconexión o de paralización de un sistema. También intervienen en el ahorro de tiempo y debido a esto el ahorrar de dinero [15].

4.4.4. Automatización semicentralizada

Esta automatización extiende el sistema de automatización que están en las subestaciones hacia los alimentadores por motivos de estándares de la tecnología SAS.

Los alimentadores contienen reconectores de enlace que les permiten conectarse entre alimentadores, debido a esto los reconectores son vigilados desde la subestación para realizar transferencias de carga, este sistema inteligente permite que la subestación acceda a la información de la carga que puede presentar alguna contingencia, esta información le permitirá a la subestación decidir si es factible realizar una transferencia de carga y ver si tiene la capacidad de soportarla [16].

4.4.5. SAS

Sistema de Automatización de Subestaciones con sus siglas (SAS), este sistema se utiliza en las subestaciones debido a que la tecnología SAS está estandarizada, por esto algunas empresas dedicadas a la distribución utilizan este sistema. Tiene la facilidad de operar automáticamente, si se realiza una red de comunicación con los dispositivos inteligentes de la red de distribución esto podrá ser utilizado automatizar a los alimentadores [16].

4.4.6. Automatización distribuida

Es una metodología de control que se implementa en los procesos industriales que optimiza las operaciones que son controladas por medio de computadoras o sistemas digitales. Se caracteriza por utilizar bucles para aumentar en los procesos industriales, la seguridad, la rentabilidad y la fiabilidad.

Este sistema de toma de decisiones que contribuirá con el personal para monitorizar y controlar la red de distribución. [17]

4.4.7. Smart Grid

Por concepto Smart grid es integrar tecnologías a la red eléctrica, para que la energía puede fluir en ambos sentidos, circulando energía desde las centrales generadoras hacia los usuarios, como también desde pequeñas generadoras a las redes eléctricas. Este sistema se caracteriza por una integración masiva de sensores, actuadores, tecnologías de medición. El reto para las Smart Grid es que por el momento carecen de normas y estándares aceptados por lo que se impide la integración de aplicaciones avanzadas, contadores inteligentes, fuentes de energías renovables, y la interoperabilidad entre ellos[18].

4.5. Equipos de control y protección

Cada celda dentro de una estación eléctrica monitoreada contiene equipos complejos de adquisición, protección y control. La operación local del sistema de control y protección de adquisición se realiza generalmente a través de una unidad de visualización ubicada en el panel frontal del tablero de distribución de medio voltaje. Esto permite un acceso rápido a los datos operativos de los dispositivos de conmutación (interruptores y aisladores), la configuración local de la protección del sistema y el control local de los elementos de conmutación. A continuación se detalla los equipos de control y protección [19].

4.5.1. Interruptores

Son equipos utilizados para desviar u obstaculizar el flujo de corriente eléctrica. En la Figura 1, se muestra un ejemplo de este tipo dispositivo, para un sistema trifásico de bajo voltaje. Estos pueden ser desde un simple interruptor que apaga o enciende un foco, hasta un selector de transferencia automático de múltiples capas controlado por computadores [20].

Los componentes de un interruptor son:

- Actuantes
- Pulsadores o momentáneos
- Cantidad de polos
- Cantidad de vías



Figura 1: Disyuntor

4.5.2. Reconectores

Este equipo es un interruptor con reconexión automática, utilizado en líneas de distribución. En la Figura 2, se muestra un ejemplo de este dispositivo que detecta una sobrecorriente, la interrumpe y la reconecta automáticamente para dar energía de nuevo al sistema. Cuenta con un control para realizar varias reconexiones sucesivas, también puede variar el intervalo y la secuencia de estas reactivaciones, y tiene la opción de ser tele controlado [21].



Figura 2: Reconector eléctrico

4.5.3. Seccionalizadores

Es un equipo mecánico de maniobra sin carga, asegura en la posición de abierto y se emplea para aislar un elemento de una red eléctrica o solo una parte del resto de la red, con el objetivo de ponerlos fuera de servicio, o para realizar trabajos de mantenimiento. En la Figura 3, se puede observar un ejemplo del mismo [22].

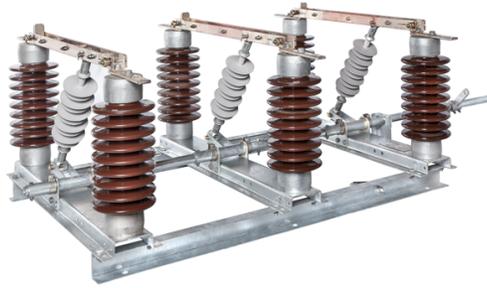


Figura 3: Seccionador eléctrico

4.5.4. Intellirrupter

El dispositivo de la Figura 4, llamado interruptores de fallas IntelliRupter son energizados desde la línea de distribución, a través de los módulos de energía integral o por el suministro de energía externo, si es suministrado [23].



Figura 4: Intellirrupter eléctrico

4.5.5. Fuse Saver

El Fuse saver de la Figura 5, es una nueva clase de interruptor de potencia monofásico inteligente, compacto y de bajo coste. Cumple con partes relevantes de la normativa IEC 62271-100, contiene microprocesador integrado y conectividad inalámbrica. Este dispositivo dispone funciones de protección y operación multifásica configurable y es independiente de potencial eléctrico, colgado directamente a la línea de MT [24].



Figura 5: Fuse saver

4.5.6. Fusibles

Es un dispositivo que protege una instalación eléctrica y sus componentes de las sobrecorrientes que se generan aguas abajo de éste, mediante la fusión de uno o varios elementos destinados para este efecto, cortando el flujo de la corriente eléctrica cuando se sobrepase el valor de la corriente de fusión del fusible dentro de un tiempo establecido [25].

En la Figura 6, se puede observar un Fusible eléctrico disponible en nuestros medios.



Figura 6: Fusible eléctrico

4.6. Coordinación de protecciones

Un sistema de protecciones busca aislar la zona donde existió un problema, para que el impacto en el resto del sistema eléctrico sea las más reducido posible

Existen algunos criterios para realizar una coordinación de protecciones:

- **Confiabilidad:** Esta representa la probabilidad de que todo el sistema funcione cuando sea necesario.
- **Selectividad:** Permitir que solo el dispositivo que este más cerca de la falla sea el que entre en operación.
- **Velocidad de operación:** Reducción de la duración de las fallas.
- **Sensitividad:** Es la opción del sistema de identificar si es una condición anormal, o detectar que se sobrepasó el valor del pickup establecido.

La corriente es una de las variables que más se usa para detectar las irregularidades en los elementos del sistema eléctrico. La sobrecorriente se define como el valor que excede de la corriente normal de operación. Los dispositivos de protección de sobrecorriente para sistemas eléctricos son los relés de sobrecorriente, los fusibles en todos los niveles de tensión y los interruptores termomagnéticos en baja tensión. Los relés no realizan directamente las maniobras para la conexión y desconexión, esto lo realiza el equipo de corte y maniobra [26].

Criterios importantes para la coordinación de protecciones:

Las fallas temporales o permanentes deben ser eliminadas por la protección primaria previo a que se active la protección de respaldo o hasta que se desconecte el circuito, pero en el caso de que el fusible sea la protección principal y el reconectador el respaldo que se acepta para la coordinación de la curva de operación rápida o curva del reconectador para que se accione primero y después el fusible, si el fallo no desaparece.

Las fallas permanentes provocan pérdida de suministro por lo que se debe de limitar a una parte más pequeña del sistema en un menor tiempo posible [27].

4.6.1. Coordinación relé – relé

Para esta coordinación no debe existir un transformador de potencia entre los dos equipos que van a coordinarse, es decir no debe estar entre los dos relés. Esto se realiza a partir de la información del ajuste del Tap y del Dial del relé primario, este dial es determinado previo a la coordinación con los demás equipos de protección de sobrecorriente que se encuentran aguas abajo a lo largo del primario. El punto donde se haga la coordinación está determinado por la corriente máxima de cortocircuito calculada a la salida del primario.

4.6.2. Coordinación relé – reconectador

El interruptor abre un circuito luego de algunos ciclos para que se dispare el relé. Este tiene un tiempo largo para reiniciarse, si una corriente de falla fuese aplicada previo a que un relé se haya reiniciado en su totalidad, este pasará a un punto de operación desde esta posición en un reinicio parcial. Un reconectador tiene dos secuencias rápidas y dos retrasadas y que tienen un intervalo de recierre de dos segundos, esto es requerida para que se coordine con un relé de sobrecorriente de retardo que tiene 0.6 segundos para que se cierre sus contactos en el nivel de la falla y que tienen 16 segundos para restablecerse completamente.

4.6.3. Coordinación reconectador – fusible

Para esta coordinación de un reconectador-fusible se aplican métodos que se basan en ajustar las curvas de tiempo-corriente que se ajustan por el factor multiplicación. El reconectador tiene dos curvas de disparo: el instantáneo y el de retardo de tiempo, en estas dos curvas se aprecian gráficamente características de los dos elementos para la protección, la del reconectador que realiza un accionamiento inmediato y el de retardo, debido a esto se protege la acción del fusible en el caso de que exista una falla temporal. el análisis de la superposición de las curvas hace posible ver la secuencia de operación a fin de cumplir con el principio de selectividad de protecciones.

Existen dos casos de este tipo de coordinación:

1. **Fusible del lado de la alimentación** En este caso los fusibles que están ubicados al lado de la alimentación de un reconectador protegen al sistema de fallas que sucedan en el interior de un transformador de la subestación o también de alguna barra de alimentación del lado de baja tensión y que el reconectador no lo reconozca a tiempo.
2. **Fusible del lado de la carga del reconectador** En este caso el fusible esta aguas abajo del reconectador, en estos casos se usan los elementos de tipo expulsión donde primero la curva instantánea del reconectador para que protejan las fallas temporales, en el caso de ser una falla permanente el fusible entra en acción o se funde.

4.7. Software para análisis de redes de distribución

4.7.1. ADMS

ADMS (Automatic Data Master Server) en español, servidor automático maestro de datos, es un recolector de datos que se basa en estructuras B/S. Este sistema monitorea a distancia

y administra algunos terminales mediante la comunicación WAN, también puede administrar información del personal y recolección de datos en el servidor. ADMS permite conectarse por medio de internet a un servidor sin que sea necesario abrir puertos de comunicación.

Algunos de estos sistemas brindan herramientas para utilizarlo en una red moderna, mayor fiabilidad, calidad, resistencia y seguridad de la energía. Uno de los problemas que muchas empresas de servicios públicos tienen es la calidad de los modelos y datos que este sistema ADMS realiza para ejecutar las acciones de control.

La calidad del ADMS tiene un 25% del costo de implementación, la precisión de los modelos y los datos del sistema afecta directamente a una empresa para tener operabilidad, debido a esto cuantificar la calidad de datos y el rendimiento es indispensable para reducir el costo de implementación para que el ADMS funcione [28].

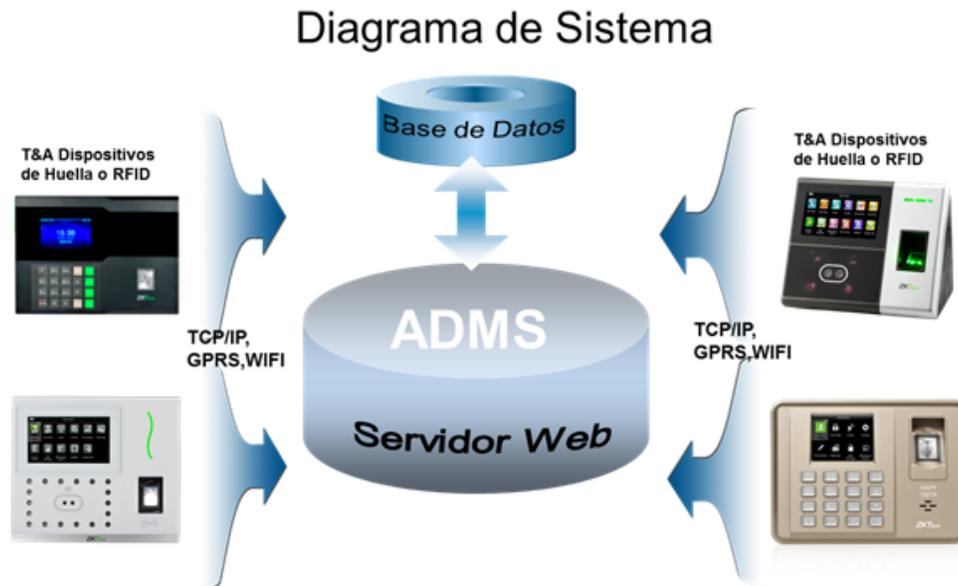


Figura 7: Diagrama de un sistema ADMS

4.7.2. Cymdist

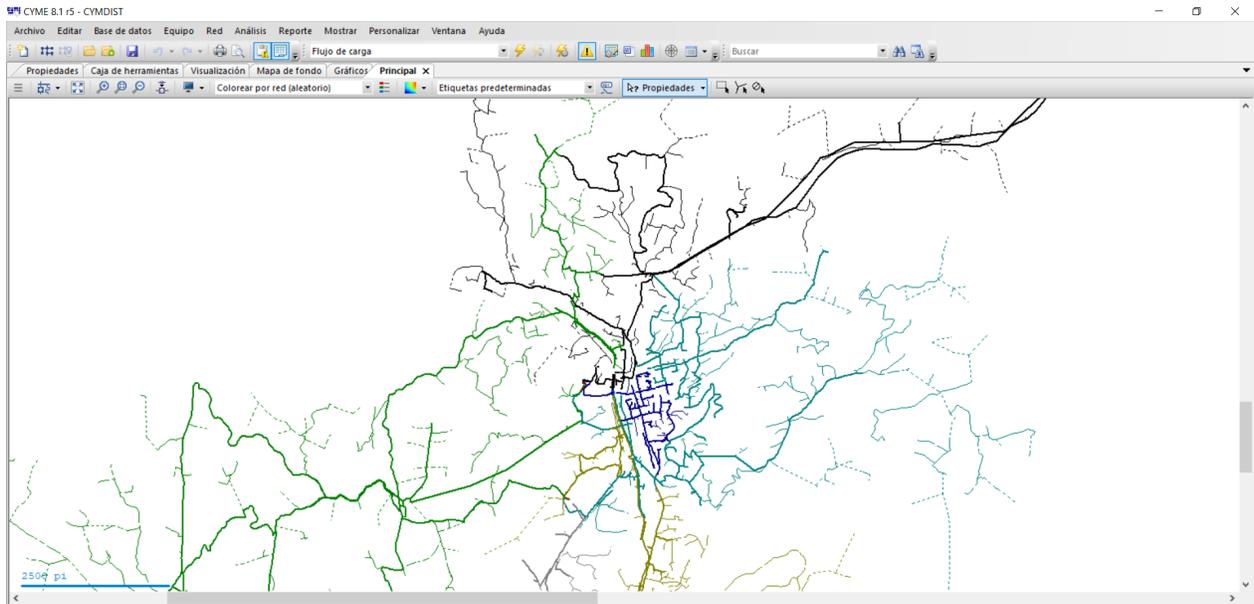


Figura 8: Software Cymdist

Este software tiene herramientas para el modelado y el análisis para realizar simulaciones en la planificación de los sistemas de distribución eléctrica. Este simulador contiene paquetes para el análisis como:

- Flujo de carga
- Distribución y estimación de la carga
- Análisis de fallas dentro de este paquete existe el análisis para el flujo de falla, localizador de fallas, falla serie y falla simultánea, caídas de tensión
- Balance de carga
- Dimensionamiento y ubicación óptima del condensador
- Arranque de motor
- Análisis por lotes

En el núcleo de este software contamos con bibliotecas extensas, modelos, algoritmos. Su interfaz gráfica de usuario genera la representación, resultados e informes necesarios [29].

4.7.3. Cyme TCC

Este software de coordinación de protecciones para sobrecorrientes para las redes comerciales, de la industria y los de distribución, brinda herramientas y reportes para que la coordinación sea la mejor y proteja elementos como los transformadores y los conductores.

Características

Contiene un editor que ayuda a armar el diagrama unifilar. Este software con la ayuda de sus referencias puede estudiar las curvas por daño térmico de los conductores y puntos de corriente [30].

4.8. Protocolos de comunicación

Se define como las reglas para la transmisión de información o de datos entre dispositivos de comunicación.

A continuación, se detalla alguno de ellos.

4.8.1. IEC 61850

Es un estándar desarrollado por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC, International Electrotechnical Commission) y está dedicado para redes y equipos de comunicación en subestaciones eléctricas. Básicamente entre equipos de protección, control y de medición, incluyendo los IEDs que son los dispositivos electrónicos inteligentes. Este protocolo incrementa la automatización de las subestaciones eléctricas debido a su interoperabilidad integrado equipos de distintos fabricantes, con el uso de tecnologías de puede disminuir los costos en cableado [31].

4.8.2. DNP

Este protocolo trata de un estándar que establece el control a distancia que utilizan las empresas que suministran energía eléctrica. El DNP3 también llamado IEEE estándar 1815 define reglas para la comunicación de ordenadores entre sí. Posee dos puntos que se comunican entre ellos, llamados maestro y la unidad remota El maestro puede ser un ordenador o una red que generalmente se encuentran localizados en el centro de control, en este se guardan datos desde fuentes unidades remotas.

La unidad remota o también esclavo, es un ordenador que se encuentra localizado en el campo, estas recopilan información de muchos equipos que se encuentran en diferentes ubicaciones [32].

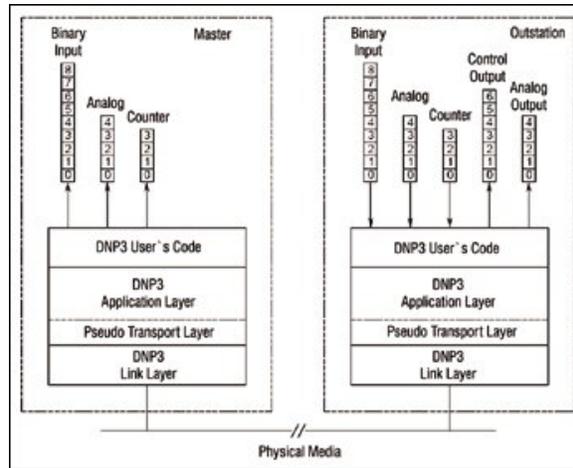


Figura 9: Estructura protocolo DNP (3 capas)

4.8.3. MODBUS

Este protocolo tiene como base la arquitectura maestro-esclavo, su objetivo es facilitar una comunicación rápida y eficiente entre los equipos de aromatización con los del campo. Su ventaja es la de transmitir datos ethernet muy rápidamente y su estructura que contiene datos independientes produce una comunicación con otros equipos así no sean de la misma fabricación [33].

Capítulo 2

5. Estudio actual de los alimentadores

En esta sección se analizará cada uno de los alimentadores de la Empresa Eléctrica de Azogues los cuales son: 121, 122, 123, 124, 221, 222, 223 y 224. Este análisis se realizará con los Softwares de Cymdist y CYMTCC, con los cuales se dará a conocer las circunstancias o limitaciones del estado operativo actual y a su vez la coordinación de protecciones de cada uno de los alimentadores.

5.1. Flujo de carga

Una de las herramientas que nos brinda el Software Cymdist es el flujo de carga y el método de resolución empleado para el mismo es el algoritmo de Newton Raphson usando procedimientos con matrices y vectores para conocer el estado del sistema de potencia en estado estacionario.

Los parámetros que nos brindó el flujo de carga son: caída de tensión, cargabilidad, pérdidas de potencia, entre otros. Para el estudio de cada uno de los alimentadores que se analizaran en este documento se realizara la corrida de flujo y luego compararlos al ejecutar la transferencia de carga dependiendo el escenario. A continuación, se muestran los datos mencionados de cada alimentador.

5.2. Estudio de la caída de tensión

La caída de tensión se da por la pérdida de potencial o decremento de voltaje a lo largo del recorrido de un conductor, por lo tanto, este depende de la longitud del mismo. Para este análisis se deberá tomar en cuenta los límites admisibles dados por la regulación 002/20 del Ecuador, los cuales se encuentra en la Tabla 1.

Este estudio nos permitirá conocer los voltajes en cada nodo del sistema de distribución cuya tensión nominal es de 22kV.

A continuación, se presenta los resultados del tramo con mayor caída de tensión, con su nodo de inicio, nodo de fin y variación de voltaje calculada de cada alimentador.

Alimentador	Nodo de inicio	Nodo de fin	Voltaje calculado (kV)	Variación de voltaje (%)
121	MTA_S_253574	MTA_S_189913	21.859	0.642
122	Sin servicio	Sin servicio	Sin servicio	Sin servicio
123	MTA_S_259523	MTA_S_153719	21.825	0.795
124	MTA_S_273949	MTA_L_273949	21.957	0.194
221	MTA_S_59540	MTA_L_59540	21.886	0.519
222	MTA_S_185008	MTA_L_185008	21.816	0.839
223	MTA_S_77502	MTA_S_246111	21.896	0.473
224	MTA_S_160018	MTA_S_207692	21,859	0.637

Tabla 2: Caída de voltaje de los alimentadores de la Empresa Eléctrica de Azogues

En la Tabla 2, como se puede ver el alimentador con mayor porcentaje de caída de tensión es el 222, con un valor de 0.839 %, el cual se encuentra dentro de los rangos o límites admisibles por la regulación 002/20, por lo tanto, ningún alimentador sobrepasa el límite establecido que es del 5 % para redes de medio voltaje .

5.3. Estudio de la cargabilidad

La cargabilidad es uno de los datos más importantes y fundamentales en el análisis de redes eléctricas de distribución, puesto que, dichas redes deben estar aptas para soportar la carga que circulan sin presentar alguna falla ya sea en un sistema aéreo o soterrado, el análisis que se realizó nos ayudó a conocer si hay la existencia de algún tramo de red en donde exista alguna sobrecarga, es decir, nos permitirá saber si están en los límites o rangos aceptables de trabajo para el sistema.

A continuación, se muestra el tramo que tenga el mayor porcentaje de cargabilidad con su nodo de inicio y nodo de fin de cada alimentador.

Alimentador	Nodo de inicio	Nodo de fin	Voltaje base (kV)	Cargabilidad (%)
121	MTA_S_186956	MTA_S_175407	22	12.49
122	Sin servicio	Sin servicio	22	Sin servicio
123	MTA_S_186891	MTA_S_278741	22	11.56
124	MTS_S_328	MTS_S_105	22	9.98
221	MTA_S_251556	MTA_S_113285	22	9.99
222	MTS_S_16964	MTA_L_202938	22	42.56
223	MTA_S_245458	MTA_S_199055	22	9.01
224	MTA_S_208699	MTA_S_294741	22	8.06

Tabla 3: Cargabilidad de los alimentadores de la Empresa Eléctrica de Azogues

En la Tabla 3 se observa la cargabilidad de los alimentadores en análisis, donde se puede notar que el alimentador 222 es en el cual existe mayor carga, puesto que, es el que brinda energía al mayor número de consumidores que los demás alimentadores, el valor de carga es de 42.56 %, el mismo que se encuentra dentro de los límites admisibles por la regulación 002/20, de manera que, ningún tramo de los alimentadores analizados exceden del límite.

5.4. Estudio de pérdidas de potencia

El estudio de las pérdidas de potencia activa y reactiva nos ayudara a determinar cuanta energía absorbida existe sin aprovechar en el efecto útil de cada alimentador analizado en este documento. A continuación, se presenta los resultados obtenidos dados en el flujo de carga.

Alimentador	Nodo de inicio	Nodo de fin	Vb (kV)	Pt activa (kW)	Pt reactiva (kVAR)	Perdidas (W)	Perdidas (VAR)
121	MTA_S_175691	MTA_S_220165	22	1810.42	224.97	141.85	397.44
123	MTA_S_87700	MTA_L_154890	22	1508.82	182.61	950.29	2717.29
124	MTA_S_186887	MTA_S_186963	22	1694.79	295.23	231.45	646.93
221	NODOFUENTE-221	MTS_S_8323	22	1753.47	218.17	1315.27	199.93
222	MTS_S_13769	NODOFUENTE-222	22	2781.49	354.56	2367.79	384.79
223	NODOFUENTE-223	MTS_L_15041	22	1439.22	65.4	638.76	118.39
224	MTS_S_22411	MTS_S_22412	22	1026.91	83.08	508.75	95.12

Tabla 4: Estudio de las pérdidas de potencia de los alimentadores de la Empresa Eléctrica de Azogues

Como se observar en la Tabla 4 se dio a conocer el tramo con mayor pérdida de potencia activa y reactiva total de cada alimentador, siendo estas pérdidas técnicamente razonables debido a que la energía se disipa en forma de calor a lo largo del conductor.

5.5. Topología de los alimentadores

En esta parte se presentará los datos actuales de cada alimentador, los cuales nos ayudaran al análisis propuesto en este documento para el cumplimiento de los objetivos. A continuación, se detalla cada uno de ellos:

5.5.1. Topología del alimentador 121

Este alimentador parte de la subestación “Azogues 1” y es un circuito de distribución radial aérea, el calibre de conductor utilizado es de 3/0 para la fase y de 1/0 para el neutro. Los sectores al que brinda energía son: Guapan y Zona Oriente como Taday, Pindilig, Rivera y Tabacay.

Tiene aproximadamente 7901 consumidores, y la potencia nominal instalada por kilómetro es de 32.05 KVA/km por lo cual, se considera un alimentador de baja densidad. En la Figura 10, se puede visualizar el área de cobertura del alimentador 121.

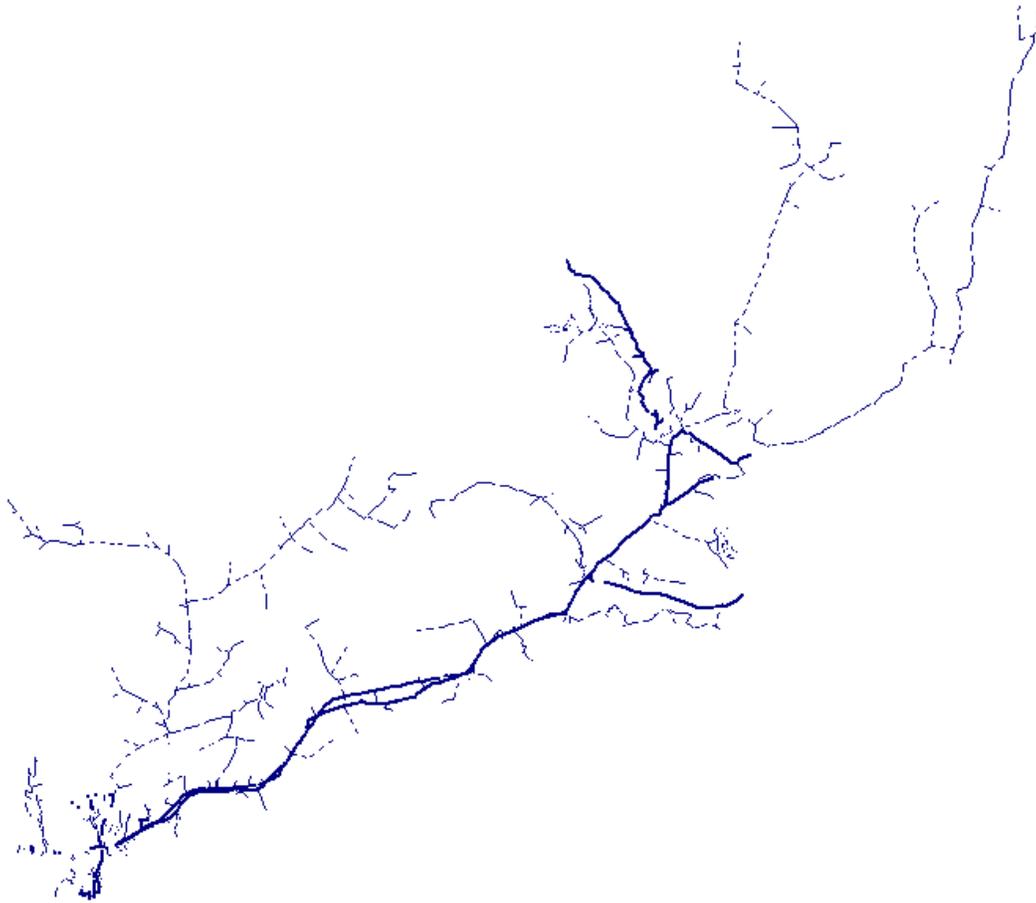


Figura 10: Alimentador 121

5.5.2. Topología del alimentador 122

Este alimentador de igual manera parte de la subestación “Azogues 1” y es un alimentador normalmente abierto, en la fecha actual “año 2022” es usado para transferencias, puesto que, no se encuentra en operación, se espera que para próximas fechas inicie su funcionamiento. En la Figura 11, se puede visualizar un mapa del alimentador 122.

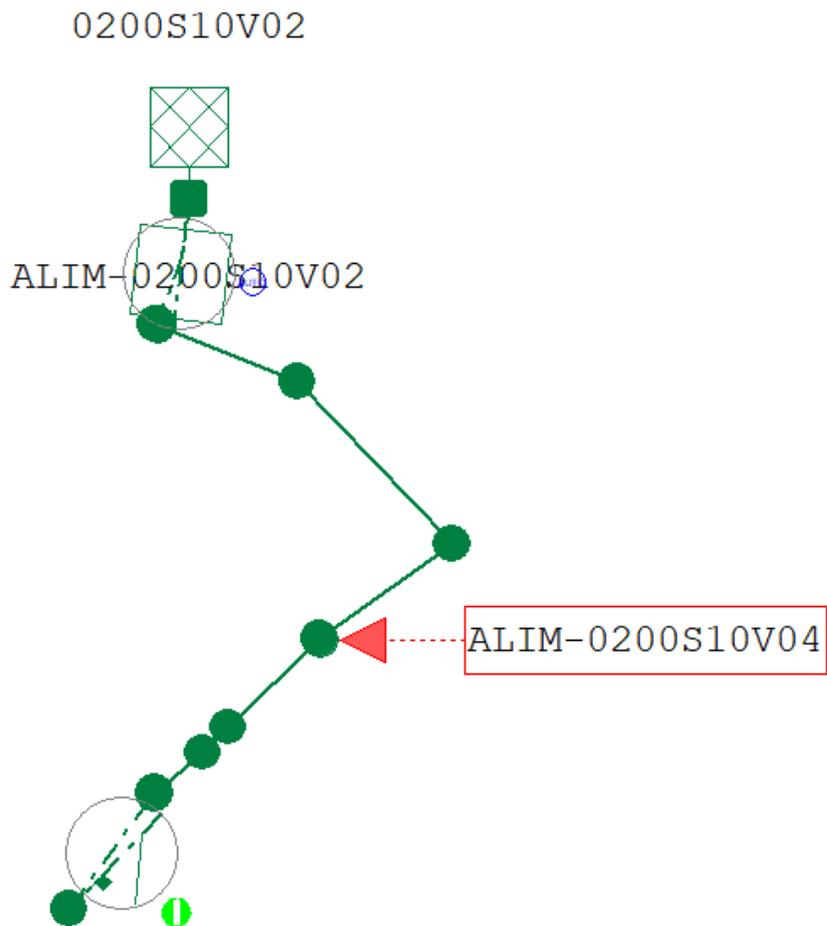


Figura 11: Alimentador 122

5.5.3. Topología del alimentador 123

El alimentador 123 parte de la subestación “Azogues 1” y es un circuito radial aéreo, el calibre utilizado es de 3/0 para la fase y de 1/0 para el neutro. Los sectores que alimenta son de Cojitambo hasta Deleg incluida la parroquia Solano.

El número de consumidores que actualmente brinda energía son aproximadamente 8042, y la potencia nominal instalada por kilómetro es de 78.42 KVA/km por lo cual, se considera un alimentador de alta densidad. En la Figura 12, se puede visualizar el área de cobertura del alimentador 123.

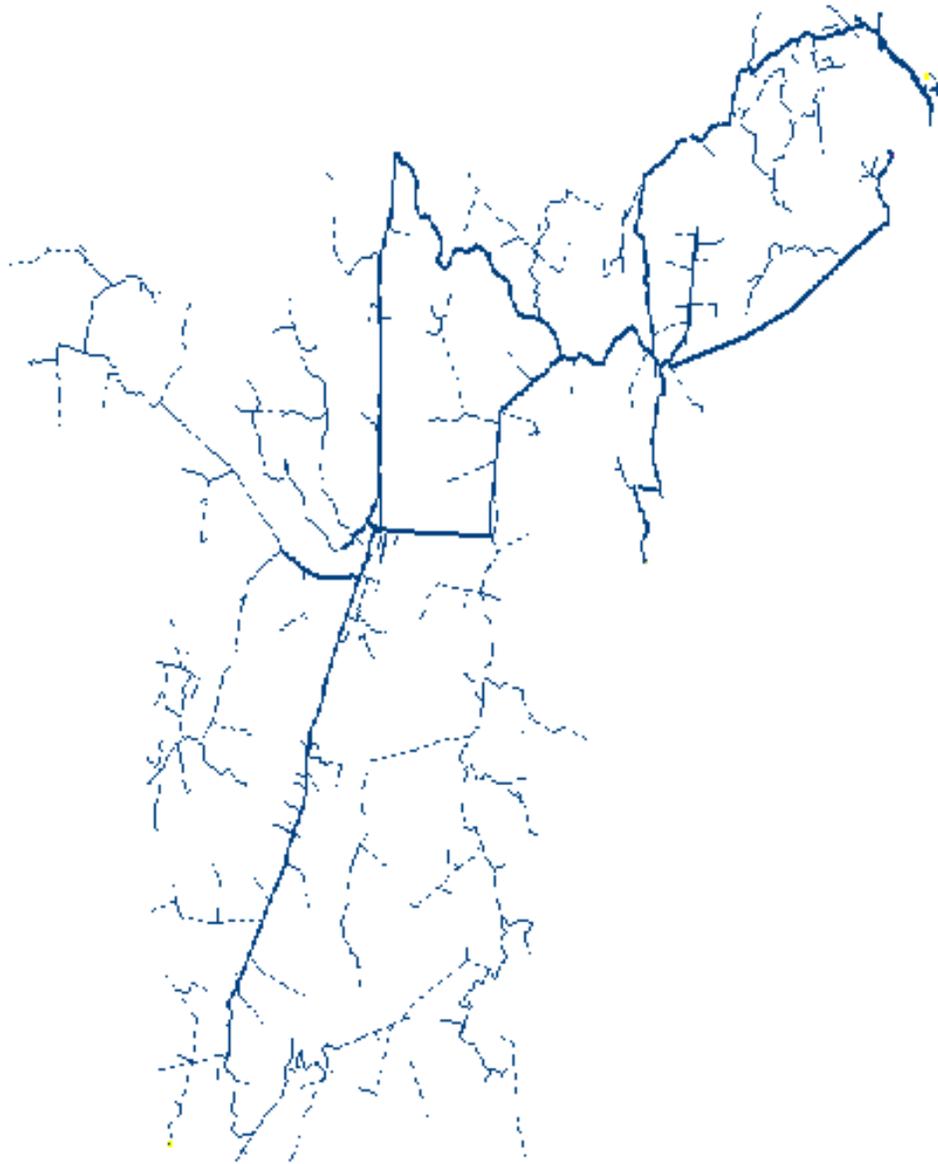


Figura 12: Alimentador 123

5.5.4. Topología del alimentador 124

Este alimentador parte de la subestación “Azogues 1” y es un circuito de distribución aérea, el calibre utilizado para este alimentador es de 3/0 para la fase y de 1/0 para el neutro. Alimenta al centro de la ciudad de Azogues incluida Uchupucun y es considerado como un alimentador de carga residencial.

Tiene aproximadamente 5102 consumidores, y la potencia nominal instalada por kilómetro es de 621.72 KVA/km por lo cual, se considera un alimentador de alta densidad. En la Figura 13, se puede visualizar el área de cobertura del alimentador 124.

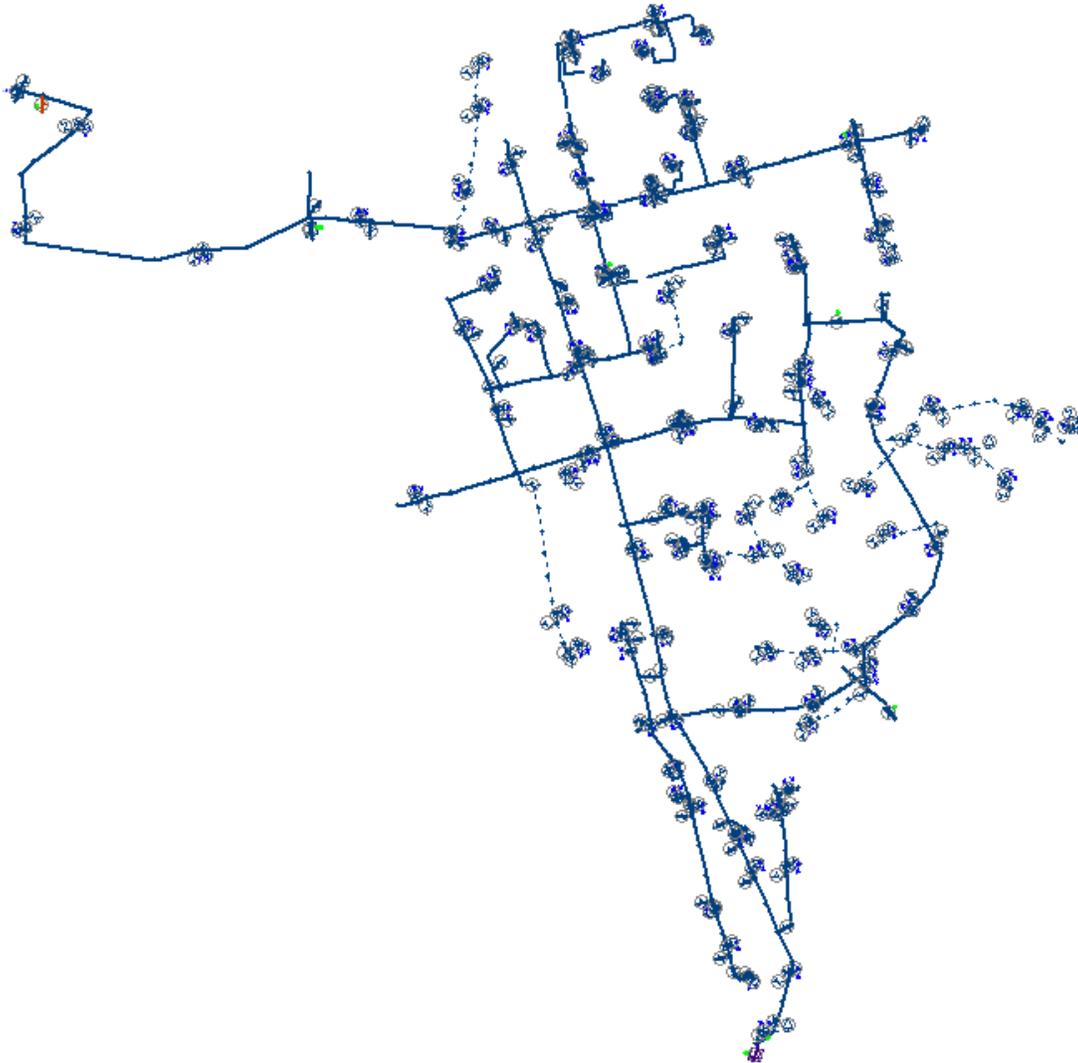


Figura 13: Alimentador 124

5.5.5. Topología del alimentador 221

Este alimentador parte de la subestación “Azogues 2” y se considera como un circuito radial aéreo, el calibre de conductor utilizado es de 3/0 para la fase y de 1/0 para el neutro. Los sectores que alimenta son: Av. 16 de Abril, Charasol y San Miguel de Porotos.

Tiene aproximadamente 5043 consumidores, y la potencia nominal instalada por kilómetro es de 100.88 KVA/km por lo cual, se considera un alimentador de alta densidad. En la Figura 14, se puede visualizar el área de cobertura del alimentador 221.



Figura 14: Alimentador 221

5.5.6. Topología del alimentador 222

Este alimentador también parte de la subestación “Azogues 2” y posee un sistema radial aéreo el cual utiliza un calibre de conductor de 3/0 para la fase y de 1/0 para el neutro. Los sectores al cual brinda la energía son: San Francisco-Bayas, San Marcos y llega hasta Tabacay.

Tiene aproximadamente 9117 consumidores, y la potencia nominal instalada por kilómetro es de 133.92 KVA/km por lo cual, se considera un alimentador de alta densidad. En la Figura 15, se puede ver el área de cobertura del alimentador 222.

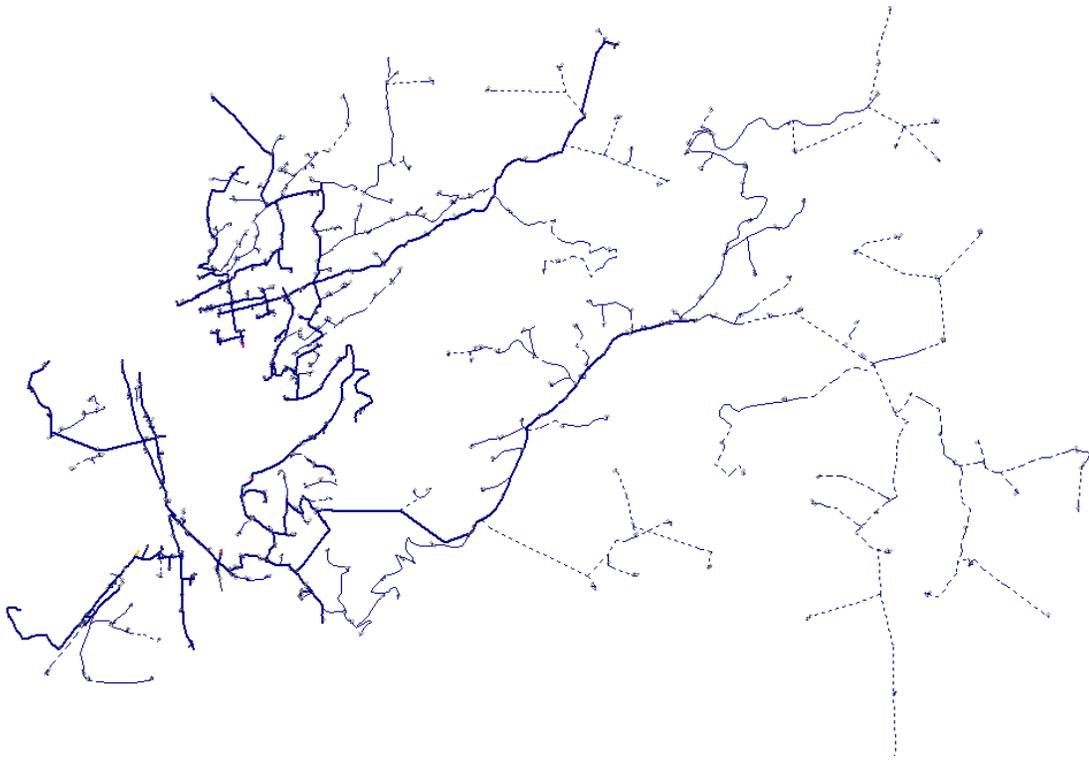


Figura 15: Alimentador 222

5.5.7. Topología del alimentador 223

El alimentador 223 de igual manera parte de la subestación “Azogues 2” y su sistema es radial aéreo con un conductor de calibre 3/0 para la fase y de 1/0 para el neutro. Brinda servicio a los sectores de Autopista, Mojas y Javier Loyola.

Tiene aproximadamente 4113 consumidores, y la potencia nominal instalada por kilómetro es de 121.57 KVA/km por lo cual, se considera un alimentador de alta densidad. En la Figura

16, se puede visualizar el área de cobertura del alimentador 223.



Figura 16: Alimentador 223

5.5.8. Topología del alimentador 224

Este alimentador parte de la subestación Azogues 2, alimenta todo el sector de Deleg y el calibre utilizado es de 3/0 para la fase y de 1/0 para el neutro y es considerado como un

alimentador de carga residencial.

Tiene aproximadamente 652 consumidores, y la potencia nominal instalada por kilómetro es de 45.02 KVA/km por lo cual, se considera un alimentador de baja densidad. En la Figura 17, se puede visualizar un mapa del alimentador 224.

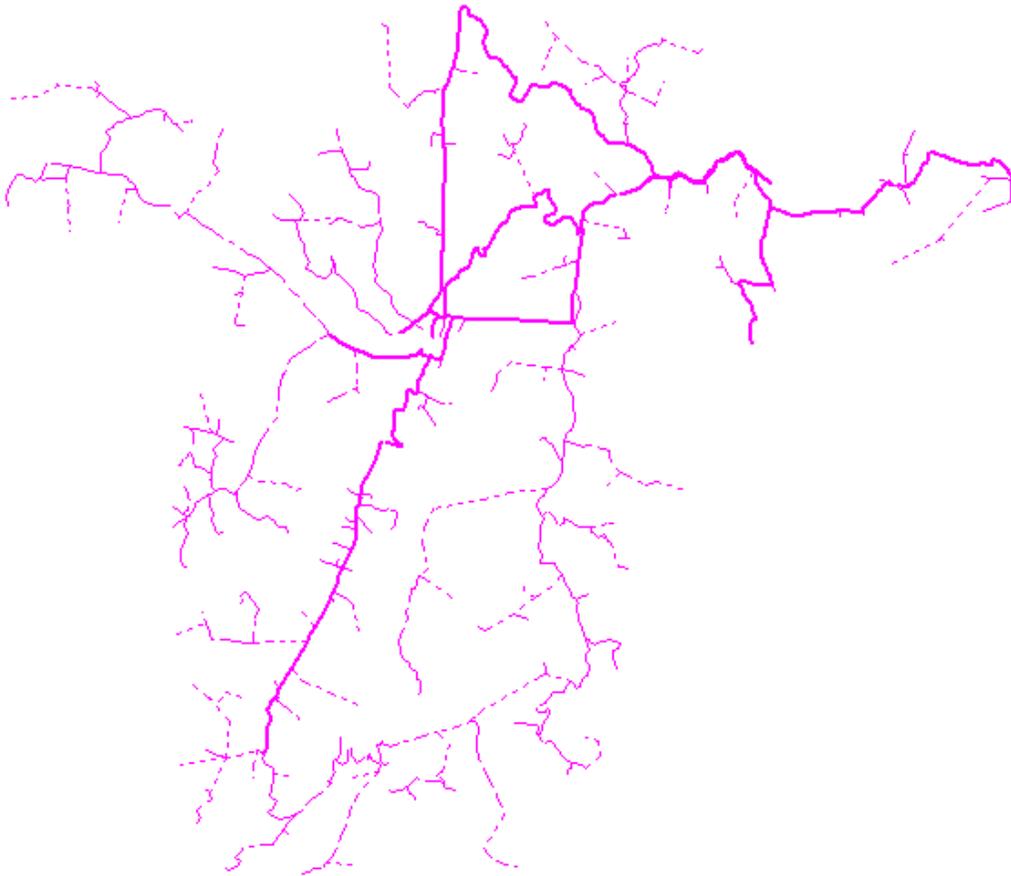


Figura 17: Alimentador 224

5.6. Estudio de los indicadores FMIK y TTIK de los alimentadores

La Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal Instalado (FMIK) y el Tiempo total de Interrupción por kVA nominal Instalado (TTIK) como se mencionó en el capítulo anterior son indicadores de un periodo de tiempo determinado y los cuales están referidos a la calidad de servicio técnico. Estos indicadores nos ayudaran a tener conocimiento de las causas que más afectan a la continuidad del servicio de energía eléctrica y así poder resolverlos de

una manera eficiente y segura.

Los valores máximos admisibles o tolerables según la Resolución Nro. ARCERNNR-017/2020 para una evaluación de 12 meses de estos indicadores se muestran en la Tabla 5.

Indicador	Red	Alimentador	
		Alta densidad	Baja densidad
FMIK	6.0	7.0	9.5
TTIK	8.0	10.0	16.0

Tabla 5: Límites de indicadores para la calidad de servicio técnico

Los datos de FMIK y TTIK que nos proporcionó la Empresa Eléctrica de Azogues C.A para el estudio de los 6 alimentadores en los doce meses del año 2021 se muestra en la Tabla 6.

			Resolución Nro. ARCERNNR- 017/2020	
Alimentador	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK
121	2.7887	8.4178	Cumple	Cumple
123	7.2191	6.7059	No cumple	Cumple
124	0.8216	0.8959	Cumple	Cumple
221	2.0408	3.2936	Cumple	Cumple
222	1.1884	3.9759	Cumple	Cumple
223	1.4789	2.8257	Cumple	Cumple

Tabla 6: FMIK Y TTIK en los alimentadores de la Empresa Eléctrica de Azogues

Después de realizar un análisis de los indicadores FMIK Y TTIK de cada alimentador en estudio, se puede observar en la Tabla 6, que el alimentador 123 no cumple con la Resolución para el FMIK con un valor de 7.2191.

5.6.1. Incidencias de los indicadores FMIK y TTIK

Las causas de fallo o interrupción que se dieron con mas frecuencia en cada alimentador en el año 2021, se presentan a continuación:

ALIMENTADOR 121

Incidencia	Fecha Desc	Fecha Conex	Tiempo	FMIK	TTIK	EQUIPO
1100261369	06/02/2021 21:05:35	07/02/2021 01:00:00	3.90	0.0039	0.0152	SFU_3223 DE 45KVA
1100268406	27/02/2021 08:11:55	27/02/2021 14:01:53	5.83	0.0235	0.1370	02_SFU_3228
1100265092	12/02/2021 14:47:33	12/02/2021 15:27:00	0.65	0.1498	0.0985	02_SFU_3145 FASE A

Tabla 7: Incidencias alimentador 121

ALIMENTADOR 123

Incidencia	Fecha Desc	Fecha Conex	Tiempo	FMIK	TTIK	EQUIPO
1100290906	21/04/2021 16:50:06	21/04/2021 19:20:00	2.49	0.0181	0.0452	02_SFU_4861 DE 165KVA
1100254942	10/01/2021 19:15:00	10/01/2021 20:30:00	1.25	0.0383	0.0478	SFU_2333/275 KVA
1100263492	10/02/2021 11:09:05	10/02/2021 13:09:27	2.006	0.0077	0.0154	02_SFU_5630

Tabla 8: Incidencias alimentador 123

ALIMENTADOR 124

Incidencia	Fecha Desc	Fecha Conex	Tiempo	FMIK	TTIK	EQUIPO
1100305936	22/05/2021 13:20:13	25/05/2021 18:17:15	4.95	0.0089	0.0439	SFU_3337 / 75 KVA
199265602	12/06/2021 08:00:36	12/06/2021 14:53:40	6.88	0.0148	0.1018	02_SFU_4715
1100275067	12/03/2021 13:36:00	12/03/2021 16:43:00	3.11	0	0	02_SFU_3489 FASE C

Tabla 9: Incidencias alimentador 124

ALIMENTADOR 221

Incidencia	Fecha Desc	Fecha Conex	Tiempo	FMIK	TTIK	EQUIPO
1100253892	08/01/2021 13:10:00	08/01/2021 17:22:00	1.40	0.0	0.00	02_REC_T_5996
1100276846	19/03/2021 16:34:50	19/03/2021 19:32:00	2.95	0.0101	0.0300	02_SFU_5466
1100262889	09/02/2021 17:50:21	09/02/2021 19:30:40	1.67	0.0333	0.0557	02_SFU_3756FASE B DE75KVADE02_114093

Tabla 10: Incidencias alimentador 221

ALIMENTADOR 222

Incidencia	Fecha Desc	Fecha Conex	Tiempo	FMIK	TTIK	EQUIPO
1100293955	26/04/2021 22:45:09	27/04/2021 00:30:12	1.75	0.0298	0.0523	02_SFU_2903 FACE C
1100294003	27/04/2021 06:00:00	27/04/2021 07:03:54	1.06	0.0104	0.0110	02_SFU_3941
1100329237	28/09/2021 13:41:17	28/09/2021 14:00:17	0.31	0.0092	0.0029	02_SFU_5674 FASE A DE 112,5KVA

Tabla 11: Incidencias alimentador 222

ALIMENTADOR 223

Incidencia	Fecha Desc	Fecha Conex	Tiempo	FMIK	TTIK	EQUIPO
1100281472	29/03/2021 08:15:55	29/03/2021 11:35:31	3.32	0.0026	0.0088	02_TR_1F_214
199274671	11/07/2021 08:00:00	11/07/2021 09:00:00	1	0.0104	0.0104	02_SFU_2394 UPC COJITAMBO PRINCIPAL
1100262837	09/02/2021 16:50:32	09/02/2021 18:20:11	1.49	0.0478	0.0714	02_SFU_5505

Tabla 12: Incidencias alimentador 223

Las tablas presentadas muestran, las tres incidencias más comunes dadas en cada uno de los alimentadores, la primera incidencia de la Tabla 10, se ocasionó por la remodelación de red en bajo y medio voltaje por medio del contratista que se encargó de estos trabajos en la red, el tiempo que el sector de la parroquia Luis Cordero se quedó sin energía fue mas de dos horas, este caso en particular está dentro del escenario 24, para reducir los tiempos de respuesta ante una contingencia que puede ser programada o no programa se puede realizar una reconfiguración en los alimentadores 222-221 transfiriendo la carga a uno de estos para aislar la falla y reducir el tiempo de desconexión y el radio de usuarios sin servicio.

5.7. Estudio de la coordinación de protecciones en operación normal

En esta sección se realizará un estudio de la operación normal de los alimentadores referido a la coordinación de protecciones, para determinar el comportamiento de los elementos del sistema de protección y así poder actuar de inmediato ante alguna falla únicamente de la sección o tramo averiado.

5.7.1. Coordinación de protecciones del Alimentador 121

Para realizar una correcta coordinación de protecciones se debe cumplir con las normas y los parámetros como: la confiabilidad, selectividad, velocidad de operación y sensibilidad descritos al inicio es este proyecto.

Para evitar desconexiones a todos los usuarios, se debe tener un esquema de coordinación de protecciones para que cuando exista una falla se desconecte solo la sección donde suceda. A continuación, se presenta el esquema de coordinación de uno de los alimentadores en estudio, donde se analiza las curvas de Tiempo vs Corriente de todos los elementos de protección que están situados en la troncal de cada uno de estos alimentadores, el software que utiliza la Empresa Eléctrica Azogues es CymTCC quienes son los propietarios de la licencia.

Los datos necesarios para realizar el análisis, así como los archivos de las coordinaciones de protecciones para la operación normal fueron facilitados por el departamento de Operación y Mantenimiento de la Empresa Eléctrica Azogues.

En la Figura 18, que se observa que el Relé ABB DPU 2000R INV, el cual se encuentra ubicado en la subestación 9 de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur a un nivel de tensión de 69 kV, este relé protege la línea que inicia en la subestación 9 y que llega hasta la subestación Azogues 1, tiene funciones de sobre corrientes de fase y sobre corrientes de tierra. Este tiene la capacidad de controlar los interruptores de alto y medio voltaje del transformador. Este TC tiene una relación de transformación de 600:5. A la salida de este IED se encuentran un breaker que también actuará en caso de suceder una falla para proteger al transformador. Estos van conectados a un transformador de 10 MVA en conexión triángulo - estrella con conexión a tierra, para la protección esto está conectado a un relé ABB 630 IEC NI con una relación de transformación de 800:5, y un breaker que actuará como protección para el transformador. Aguas abajo de esto se encuentra un relé ABB 630 IEC NI con una relación de transformación 300:5, que se encargará de proteger a la barra de 22 kV adicional se encuentra un breaker para la protección de esta barra. Bajo esto se encuentra un Disyuntor NOJA OSM que está en coordinación con el relé de protección de la barra limitado por la corriente de corto circuito y las curvas tienen que cumplir el criterio de rango de 200-400 segundos de distancia entre las mismas. Bajo de esto se encuentran fusibles que para esta tesis no son considerados para el estudio.

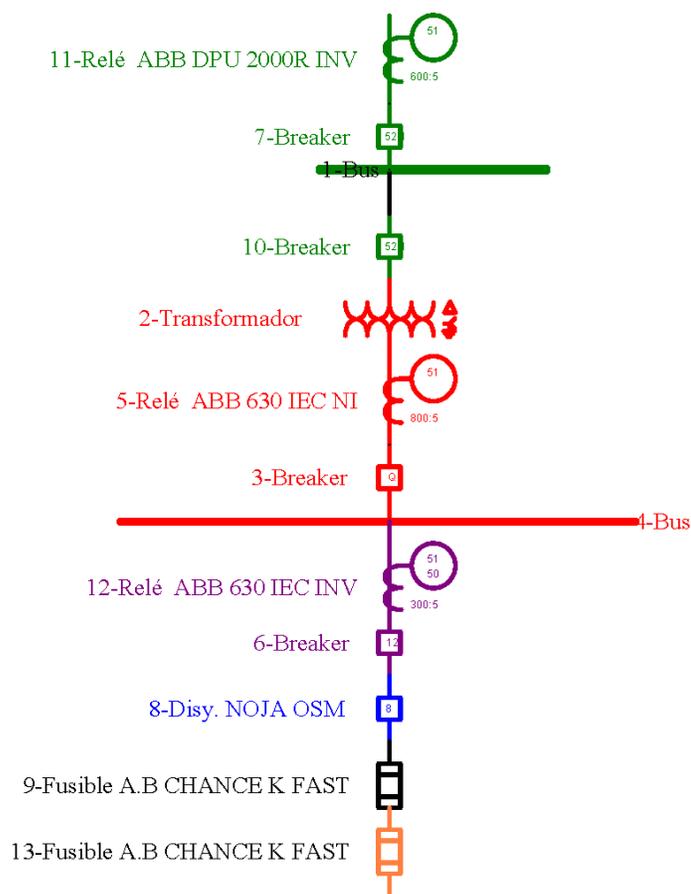


Figura 18: Esquema Alimentador 121

5.7.2. Curva de coordinación de protecciones del Alimentador 121

A continuación se presenta las curvas de coordinación tiempo vs corriente del alimentador 121.

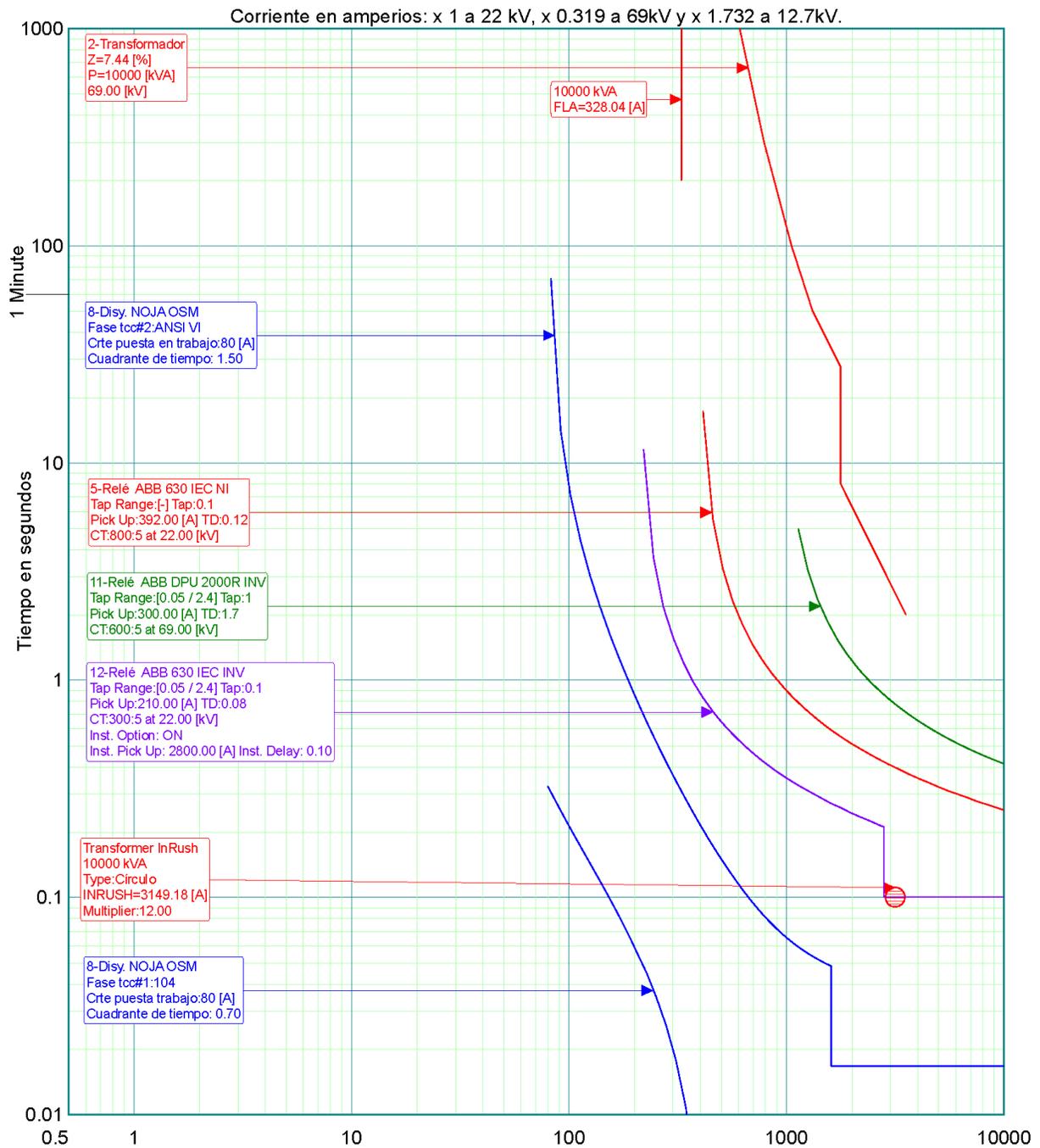


Figura 19: Curva de coordinación de protecciones del alimentador 121

De la gráfica de la curva anterior Figura 19 se puede interpretar: La curva llamada 2-Transformador, se refiere al límite de deterioro térmico del trafo de potencia, abajo de esta se encuentra la curva llamada Full Load Ampere (FLA).

La siguiente curva nos indica el lado secundario del trafo de potencia esta curva es del tipo

IEEE Moderadamente Inversa, con un Pick UP= 392 amperios y un Time dial TD=0.12 segundos. Los valores antes mencionados ayudan a que el transformador se proteja alejándolo de la zona de daño térmico, permitiéndole que pueda asumir la carga nominal con un 25 % de sobrecarga.

La curva de color verde es la del IED inicial del alimentador, como la anterior es del tipo IEEE Moderadamente Inversa con un Pick UP= 300 amperios, y un Time Dial TD= 1.7 segundos.

Para las curvas morada y azul son de los reconectores inmersos en el alimentador 121, existen dos casos. El primer caso trata del sacrificio del fusible, este permite que fluya la corriente de falla en los equipos que estén aguas abajo, para que las protecciones actúen y desconecten la menor parte del sistema posible.

El otro caso es los disparos rápidos para salvar el fusible cuando se originen eventos como fallas en los conductores.

A continuación se presenta la configuración con las corrientes y los tipos de curvas que se utilizan para el resto de coordinación de protecciones de los demás alimentadores, las gráficas y esquemas se encuentran en la parte de Anexos 1.

5.7.3. Curva de coordinación de protecciones del Alimentador 123

ALIMENTADOR 123			
Transformador de 10 MVA y FLA de 328.04 A			
Curva/Color	Equipo	Corriente Pick Up	Time Dial
IEC NI/Rojo	Relé	392 A	0.12
IEC INV/Morado	Relé	210 A	0.08
IEC EI/Café	Reconector	110 A	0.08
IEC EI/Café	Reconector	20 A	0.2

Tabla 13: Coordinación de protecciones Alimentador 123

El esquema unifilar y gráfica de curvas pertenecientes a los datos de la Tabla 13, se encuentran en el Anexo 2; Figuras 46 y 47 respectivamente.

5.7.4. Curva de coordinación de protecciones del Alimentador 124

ALIMENTADOR 124			
Transformador de 10 MVA y FLA de 328.04 A			
Curva/Color	Equipo	Corriente Pick Up	Time Dial
2000R INV/Verde	Relé	300 A	1.7
IEC NI/Rojo	Relé	392 A	0.12
IEC INV/Morado	Relé	210 A	0.08

Tabla 14: Coordinación de protecciones Alimentador 124

El esquema unifilar y gráfica de curvas pertenecientes a los datos de la Tabla 14, se encuentran en el Anexo 2; Figuras 48 y 49 respectivamente.

5.7.5. Curva de coordinación de protecciones del Alimentador 221

ALIMENTADOR 221			
Transformador de 16 MVA y FLA de 524.86 A			
Curva/Color	Equipo	Corriente Pick Up	Time Dial
IEEE MI/Rojo	Relé	480 A	0.60
ANSI LTI/Azul	Reconectador	150 A	0.30
ANSI LTVI/Verde	Reconectador	60 A	0.35

Tabla 15: Coordinación de protecciones Alimentador 221

El esquema unifilar y gráfica de curvas pertenecientes a los datos de la Tabla 15, se encuentran en el Anexo 2; Figuras 50 y 51 respectivamente.

5.7.6. Curva de coordinación de protecciones del Alimentador 222

ALIMENTADOR 222			
Transformador de 16 MVA y FLA de 524.86 A			
Curva/Color	Equipo	Corriente Pick Up	Time Dial
IEEE MI/Rojo	Relé	480 A	0.60
IEEE MI/Tomate	Relé	228 A	0.25
ANSI I/Negra	Reconectador	140 A	0.30

Tabla 16: Coordinación de protecciones Alimentador 222

El esquema unifilar y gráfica de curvas pertenecientes a los datos de la Tabla 16, se encuentran en el Anexo 2; Figuras 52 y 53 respectivamente.

5.7.7. Curva de coordinación de protecciones del Alimentador 223

ALIMENTADOR 223			
Transformador de 16 MVA y FLA de 524.86 A			
Curva/Color	Equipo	Corriente Pick Up	Time Dial
IEEE MI/Rojo	Relé	480 A	0.60
IEEE MI/Tomate	Relé	210 A	0.25

Tabla 17: Coordinación de protecciones Alimentador 223

El esquema unifilar y gráfica de curvas pertenecientes a los datos de la Tabla 17, se encuentran en el Anexo 2; Figuras 54 y 55 respectivamente.

5.7.8. Curva de coordinación de protecciones del Alimentador 224

ALIMENTADOR 224			
Transformador de 16 MVA y FLA de 524.86 A			
Curva/Color	Equipo	Corriente Pick Up	Time Dial
IEEE MI/Rojo	Relé	480 A	0.60
IEEE MI/Tomate	Relé	228 A	0.25
ANSI I/Verde	Reconectador	160 A	0.40

Tabla 18: Coordinación de protecciones Alimentador 224

El esquema unifilar y gráfica de curvas pertenecientes a los datos de la Tabla 18, se encuentran en el Anexo 2; Figuras 56 y 57 respectivamente.

Capítulo 3

6. Análisis de escenarios

En este capítulo se presentará un esquema de las conexiones de los diferentes escenarios que serán analizados. Se describirá detalladamente como llegar hasta una correcta reconfiguración del sistema, con las condiciones y pasos que estas requieran para su funcionamiento en la red, todo esto con el objetivo de reducir el número de clientes afectados por una falla.

6.1. Escenario 1

Los alimentadores analizados en este escenario son: el alimentador 123 que pertenece a la Subestación “Azogues 1” la cual cuenta con un transformador de 69/22kV y una potencia de 10/12.5MVA y el alimentador 224 que pertenecen a la Subestación “Azogues 2” la cual cuenta con un transformador de 69/22kV y una potencia de 16/20MVA, en la Figura 20 se puede observar el diagrama unifilar de la conexión que existe entre estos dos alimentadores.

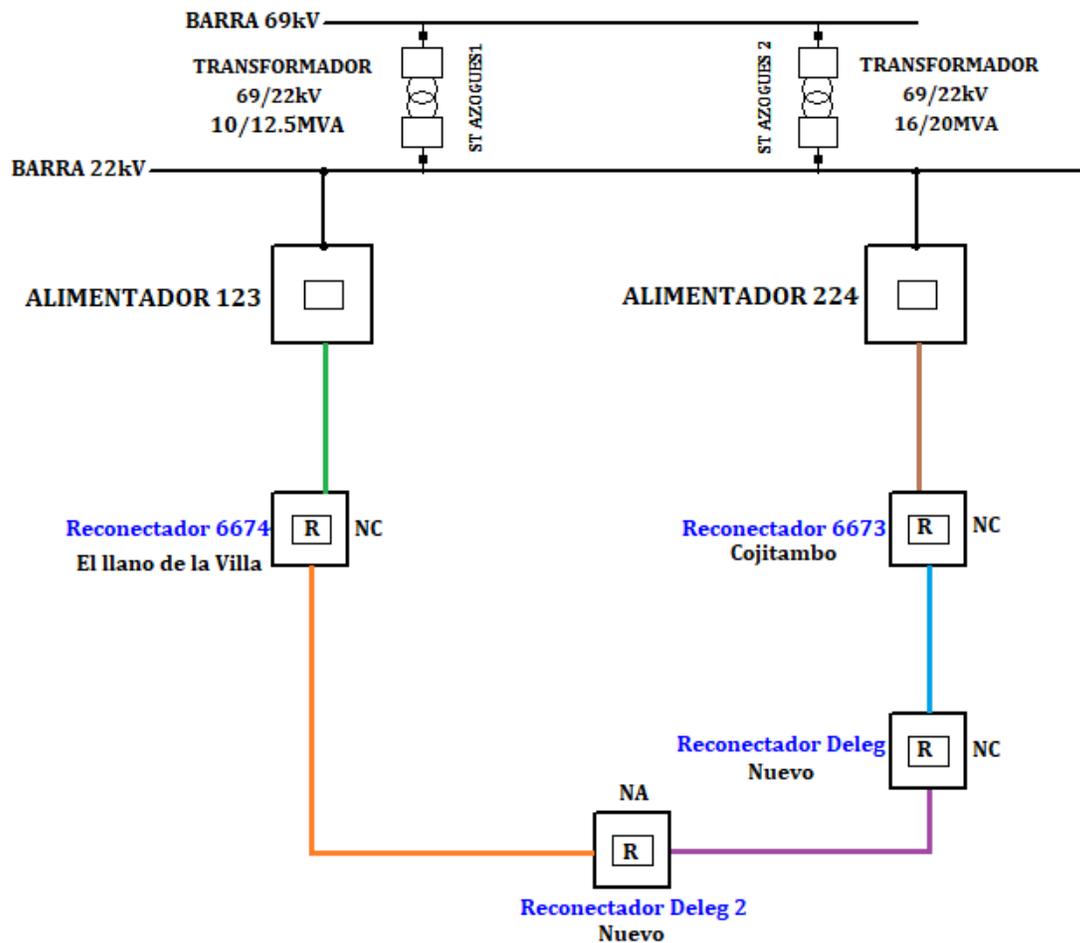


Figura 20: Diagrama Unifilar Escenario 1

El recorrido que sigue el diagrama unifilar de la Figura 20 se puede explicar de la siguiente manera:

En la trayectoria del alimentador 123 se visualiza un relé ubicado en la cabecera el cual se encuentra normalmente cerrado, seguido de un reconectador denominado “El llano de la Villa” normalmente cerrado y un reconectador que aún no se encuentra en uso y para el análisis en este documento se lo denominó “Deleg 2” y su estado es normalmente abierto, el mismo nos servirá como enlace para la reconfiguración de este escenario.

Por el lado del alimentador 224 de la misma manera comienza con un relé ubicado en la cabecera cuyo estado es normalmente cerrado, seguido de un reconectador denominado “Cojitambo” normalmente cerrado, un reconectador nuevo que aún no se implementa en la red, pero está pronosticado montarlo para fechas posteriores y al cual se lo denominó “Deleg”

con un estado normalmente cerrado y por último el reconectador “Deleg 2” antes descrito.

6.1.1. Análisis de falla

Este escenario cuenta con 5 segmentos de los cuales se va a ir analizando una falla en los cuales se pueda lograr una transferencia eficiente de carga y lograr un buen funcionamiento del sistema, como se presenta a continuación:

Segmento 1: Una falla en el segmento 1 como se muestra en la Figura 21, la misma que está ubicada en el alimentador 123, al momento de que ocurra la falla el equipo que actuará es el relé del alimentador involucrado con un disparo, es decir, se bloqueara hasta que reciba una señal de reset ya sea manual o eléctrica, para que continúe con su funcionamiento, y a su vez también se verá implicado el reconectador “El llano de la Villa” que se encuentra aguas abajo.

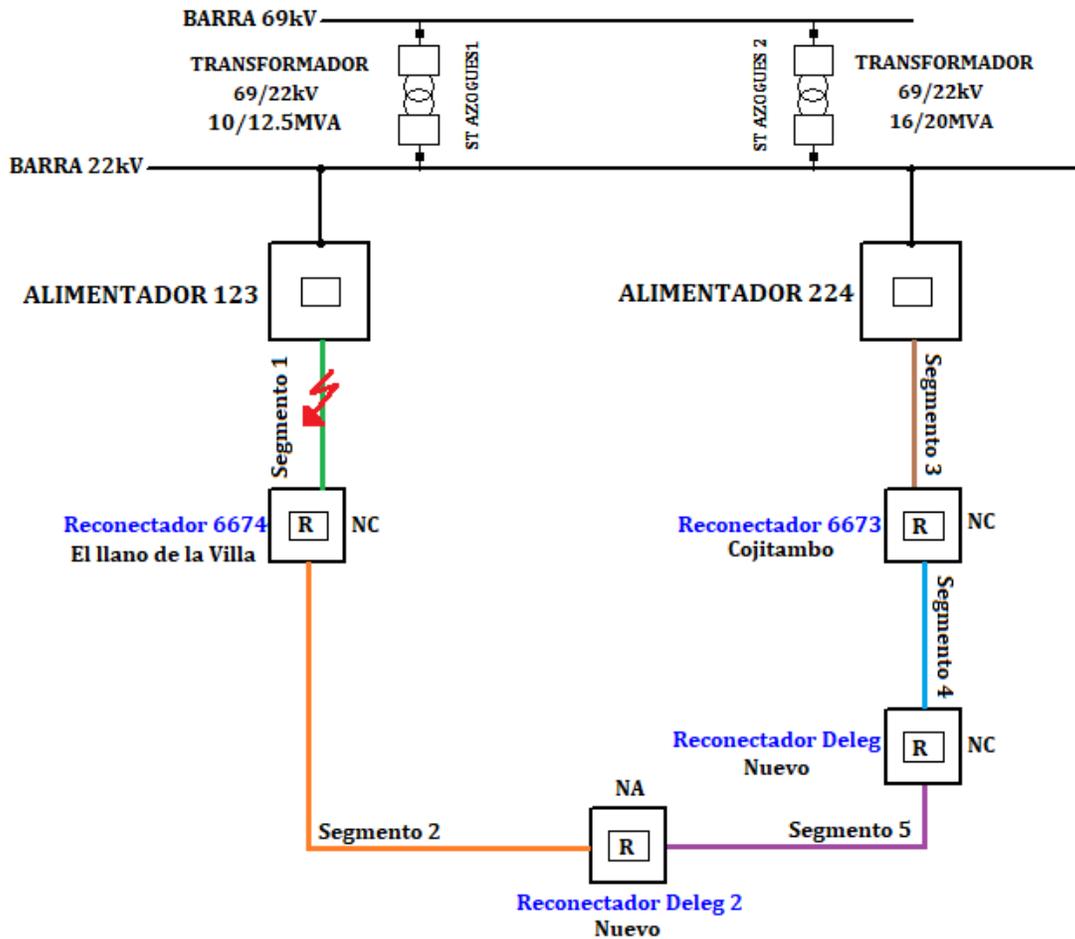


Figura 21: Falla segmento 1, Escenario 1

Para la reconfiguración de la red debido a la falla antes mencionada se deberá tener presente que se cumplan las siguientes circunstancias:

- Comunicación entre los equipos involucrados.
- Mediante el Software de Cymdist obtener las corrientes de cortocircuito del reconectador “El llano de la Villa”.
- Verificar que los equipos de protección se encuentren en su estado de operación normal.
- Obtención del flujo de carga de los alimentadores a analizar en su estado inicial, para tener una referencia de las condiciones actuales, es decir antes de la falla.

Segmento 3: Al ocurrir una falla en el segmento 3 como se visualiza en la Figura 22,

de la misma manera, actuará el relé en este caso del alimentador 224 con un disparo y el reconectador “Cojitambo” que se encuentra aguas abajo de la red.

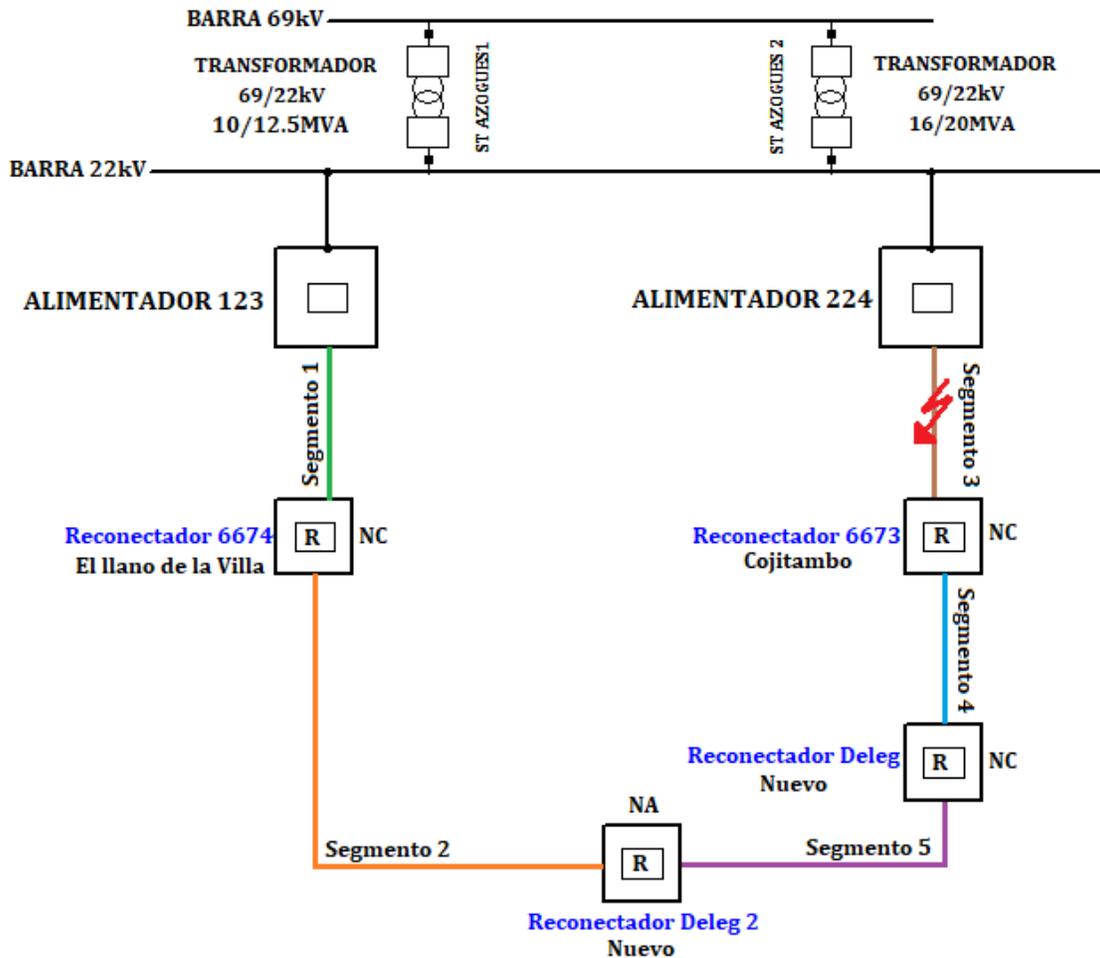


Figura 22: Falla segmento 3, Escenario 1

Para la reconfiguración de la red debido a la falla en el segmento 3 se deberá tener en cuenta las mismas condiciones mencionadas en la falla ocurrida en el segmento 1, tomando en cuenta que, en este caso se deberá obtener las corrientes de cortocircuito del reconectador “Cojitambo”.

Segmento 4: Para la falla en este segmento se verán involucrados los reconectadores “Cojitambo” y “Deleg” que comprenden la zona en donde ocurrirá la misma como se puede observar en la Figura 23, se deberá tomar en cuenta que, el segmento 3 quedara energizado por el mismo alimentador 224.

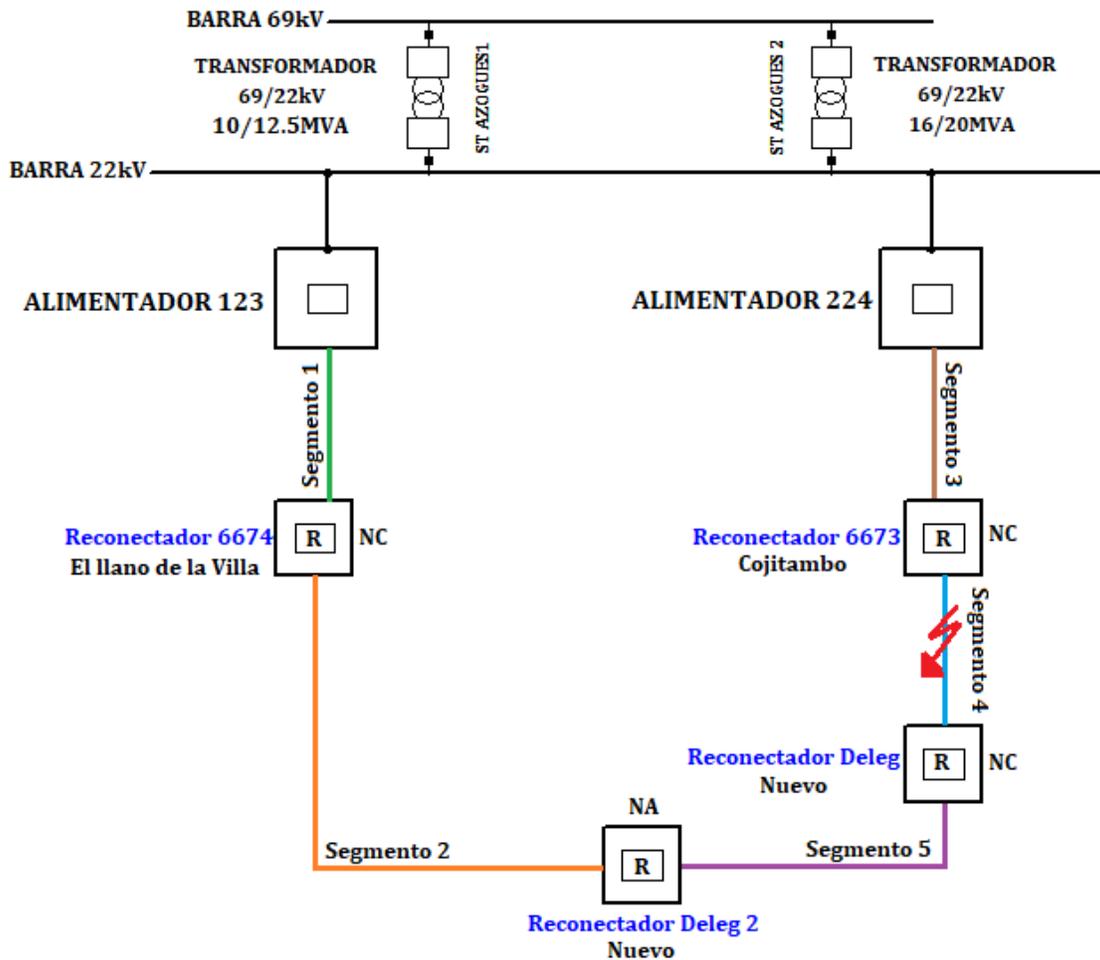


Figura 23: Falla segmento 4, Escenario 1

Para la reconfiguración de la red debido a la falla en el segmento 4, se deberá considerar lo siguiente:

- Comunicación entre los equipos involucrados.
- Mediante el Software de Cymdist obtener las corrientes de cortocircuito del reanclador “Cojitambo” y del reanclador “Deleg”.
- Verificación de que no haya protección de baja frecuencia en el estado de alarma recibida desde el relé del alimentador.
- Obtención del flujo de carga de los alimentadores a analizar en su estado inicial, para tener una referencia de las condiciones actuales.

6.1.2. Algoritmo para la reconfiguración del Escenario 1

A continuación, se dará a conocer el algoritmo a seguir para la reconfiguración de la red debido a las fallas descritas en cada segmento de este escenario.

Segmento 1: El algoritmo a seguir para el aislamiento del segmento 1 y reconexión del segmento 2 no fallado son las siguientes:

- Disparo del relé perteneciente al alimentador 123 debido a la protección de sobrecorriente.
- Comprobar que el reconectador denominado “Deleg 2” se encuentre en estado abierto.
- Comprobar que el relé del alimentador 224, el reconectador “Cojitambo” y el reconectador “Deleg” se encuentren en estado cerrado y, por lo tanto, que exista la presencia de voltaje en el reconectador enlace.
- Analizar que no exista una sobrecarga al transferir el segmento 2 al alimentador 224, mediante la corriente máxima soportada para el alimentador 224.
- Una vez se haya verificado que no existe sobrecarga, se procede a abrir el reconectador “El llano de la Villa”.
- Se cierra el reconectador “Deleg 2” para la energización del segmento 2.
- Se comprueba la presencia de voltaje en el segmento transferido.
- Realizar la nueva coordinación de protecciones de los reconectores “Cojitambo”, “Deleg” y “Deleg 2”.
- Con las maniobras anteriores se restablecerá la energía en el segmento 2 mientras que el segmento 1 queda en aislamiento hasta la solución de dicha falla.
- Por último se corre el flujo de carga para el alimentador 224, con el objetivo de analizar la caída de tensión, cargabilidad y pérdidas de potencia.

Segmento 3: El algoritmo a seguir para el aislamiento del segmento 3 y reconexión del segmento 4-5 no fallados son las siguientes:

- Disparo del relé perteneciente al alimentador 224 debido a la protección de sobrecorriente.
- Comprobar que el reconectador “Deleg 2” se encuentre en estado abierto.

- Comprobar que el relé del alimentador 123, el reconectador “El llano de la Villa” y el reconectador “Deleg” se encuentren en estado cerrado y, por lo tanto, que exista la presencia de voltaje en el reconectador enlace.
- Analizar que no exista una sobrecarga al transferir el segmento 4 y 5 al alimentador 123, mediante la corriente máxima soportada para el alimentador 123.
- Una vez se haya verificado que no existe sobrecarga, se procede a abrir el reconectador “Cojitambo”.
- Se cierra el reconectador “Deleg 2” para la energización del segmento 4 y 5.
- Se comprueba la presencia de voltaje en los segmentos transferidos.
- Realizar la nueva coordinación de protecciones de los reconectores “El llano de la Villa”, “Deleg 2” y “Deleg”.
- Con las maniobras anteriores se restablecerá la energía en el segmento 4 y 5 mientras que el segmento 3 queda en aislamiento hasta la solución de dicha falla.
- Por último se corre el flujo de carga para el alimentador 123, con el objetivo de analizar la caída de tensión, cargabilidad y pérdidas de potencia.

Segmento 4: El algoritmo a seguir para aislar el segmento 4 y mantener con energía el segmento 5 no fallado son las siguientes:

- Se manifiesta la activación de la protección del reconectador “Cojitambo” del alimentador 224.
- Comprobar que el relé del alimentador 224 y 123 se encuentren en estado cerrado.
- Cierre del reconectador “Deleg 2”.
- Verificar que exista voltaje en el lado fuente del reconectador “Cojitambo”.
- Apertura para el reconectador “Deleg”.
- Realizar la nueva coordinación de protecciones de los reconectores “El llano de la Villa” y “Deleg 2”.
- Con las maniobras anteriores se restablecerá la energía en el segmento 5 mientras que el segmento 4 queda en aislamiento hasta la solución de dicha falla.

- Por último se corre el flujo de carga para el alimentador 123, con el objetivo de analizar la caída de tensión, cargabilidad y pérdidas de potencia.

6.1.3. Estudio de la caída de tensión para el Escenario 1

Una vez realizada la transferencia de carga en cada uno de los casos dados en este escenario, es válido realizar un análisis de la caída de tensión, el cual ya habíamos analizado en el capítulo dos en estado de operación normal, y de la misma manera se realizará para la topología del escenario 1 mediante la ayuda del Software de Cymdist, ejecutando un flujo de carga. Los resultados se mostrarán a continuación:

Falla	Alimentador	Nodo de inicio	Nodo de fin	Voltaje calculado (kV)	Variación de voltaje (%)
Segmento 1	224	MTA_S_160018	MTA_S_207692	21,874	0.574
Segmento 3	123	MTA_S_259523	MTA_S_153719	21,774	1.028
Segmento 4	123	MTA_S_259523	MTA_S_153719	21,786	0.974

Tabla 19: Estudio de la caída de tensión para el Escenario 1

En la Tabla 19, se puede observar que el tramo con mayor porcentaje de caída de tensión de los 3 segmentos analizados, es cuando ocurre una falla en el segmento 3, siendo la más significativa con un valor de 1.028 %, puesto que, la carga transferida es del segmento más extenso.

Sin embargo, esta variación de voltaje calculada está dentro del rango permitido por la regulación, por consiguiente, referido a este análisis se puede concluir que no habría problemas con las transferencias detalladas de cada segmento para este escenario.

6.1.4. Estudio de la cargabilidad para el Escenario 1

La cargabilidad de igual manera fue analizada para el estado en operación normal en el cual no se encontró ningún tramo con sobrecarga y para el caso de la topología del escenario 1 se ejecutó para un periodo de demanda máxima y sus resultados se presenta a continuación:

Falla	Alimentador	Nodo de inicio	Nodo de fin	Voltaje base (kV)	Cargabilidad (%)
Segmento 1	224	MTA_S_208699	MTA_S_294741	22	7,96
Segmento 3	123	MTA_S_186891	MTA_S_278741	22	16.42
Segmento 4	123	MTA_S_186891	MTA_S_278741	22	15.96

Tabla 20: Estudio de la cargabilidad para el Escenario 1

En la Tabla 20, se puede visualizar los tramos como mayor porcentaje de cargabilidad después de la transferencia de carga de los segmentos no fallados, como se explicó anteriormente. El valor más alto fue de 15.96 % perteneciente a una falla en el segmento 4, el mismo que no supera el límite establecido.

6.1.5. Estudio de la pérdida de potencia para el Escenario 1

Mediante el flujo de potencia, también se obtuvo las pérdidas de potencia totales activa y reactiva en cada uno de los tramos de la topología de este escenario y se puede observar los resultados a continuación.

Segmento	Alimentador	Nodo de inicio	Nodo de fin	Pt activa (kW)	Pt reactiva (kVAR)	Perdidas (W)	Perdidas (VAR)
1	224	MTS_S_22411	MTS_S_22412	1012.79	83.38	494.91	92.45
3	123	MTA_S_87700	MTA_L_154890	2519.84	272.28	2442.43	6861.43
4	123	MTA_S_87700	MTA_L_154890	2263.06	264.57	2100.17	5974.1

Tabla 21: Estudio de las pérdidas de potencia para el Escenario 1

Como se visualiza en la Tabla 21, el tramo que acumula mayor porcentaje de potencia es cuando existe una falla en el segmento 3, debido a la carga extra transferida.

6.2. Escenario 2

En el análisis de este escenario los alimentadores implicados son el 222 y 221 pertenecientes a la Subestación “Azogues 2”, en la Figura 24 se puede ver el diagrama unifilar de la conexión que existe entre los dos alimentadores.

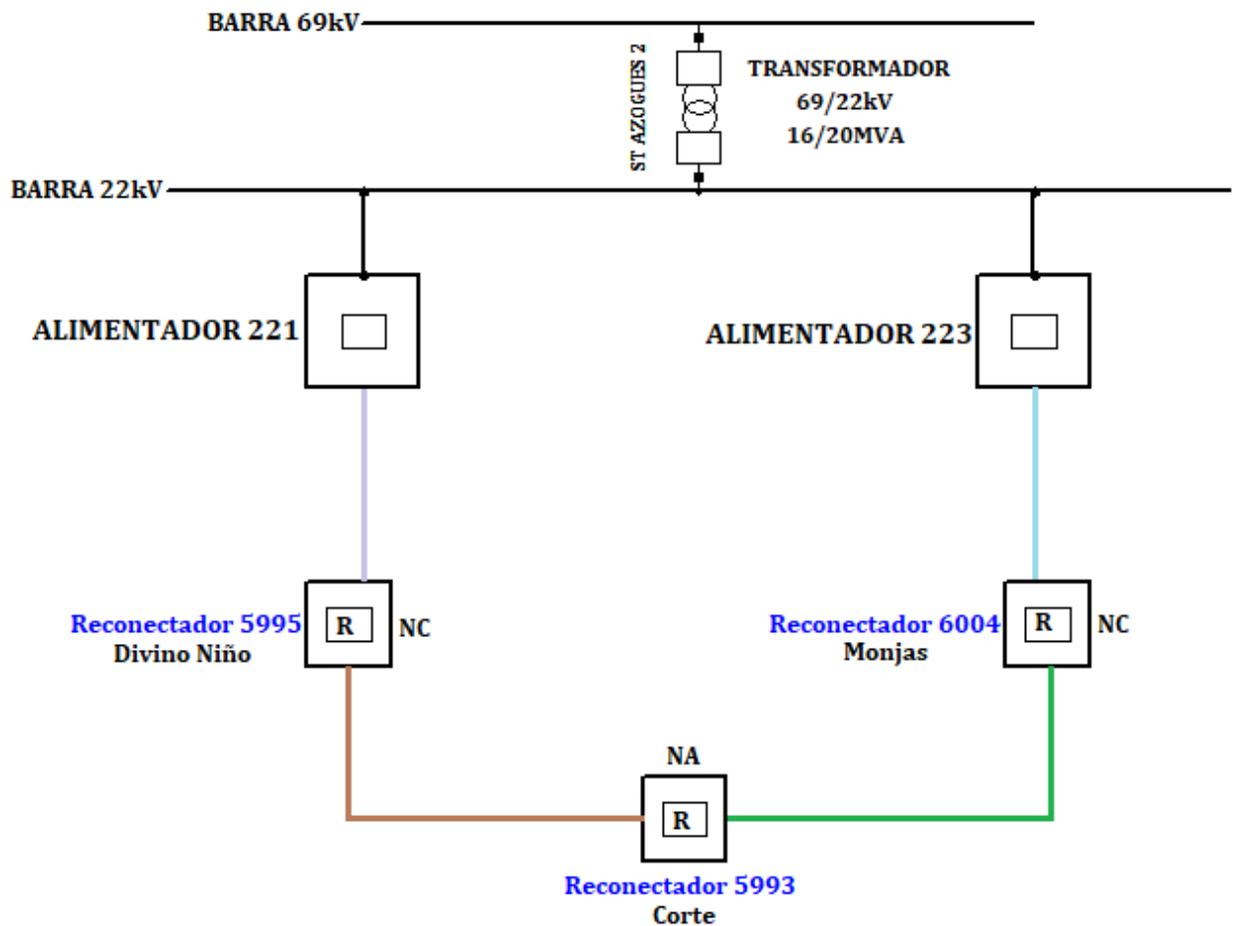


Figura 24: Diagrama Unifilar Escenario 2

El recorrido que sigue el diagrama unifilar de la Figura 24 se describe a continuación:

En la parte izquierda inicia con un relé normalmente cerrado perteneciente al alimentador 221, seguido del reconectador denominado “Divino Niño” el cual se encuentra cerrado, y un reconectador que nos servirá como enlace para la reconfiguración denominado “Corte” el mismo que esta normalmente abierto.

Por el lado de la derecha tenemos el alimentador 223 que de igual manera parte con un relé normalmente cerrado, un reconectador denominado “Monjas” el cual se encuentra normalmente cerrado, y el reconectador “Corte” ya mencionado.

6.2.1. Análisis de falla

Para este escenario se analizará una falla en el segmento 1 y segmento 3, puesto que, en estos segmentos hay la posibilidad de transferir carga de un alimentador a otro de las secciones no falladas. A continuación, se detalla la falla en cada uno.

Segmento 1: La falla en este segmento está comprendida entre el relé del alimentador 221 y el reconectador “Divino Nino”, en la Figura 25, se puede mirar la ubicación de la misma.

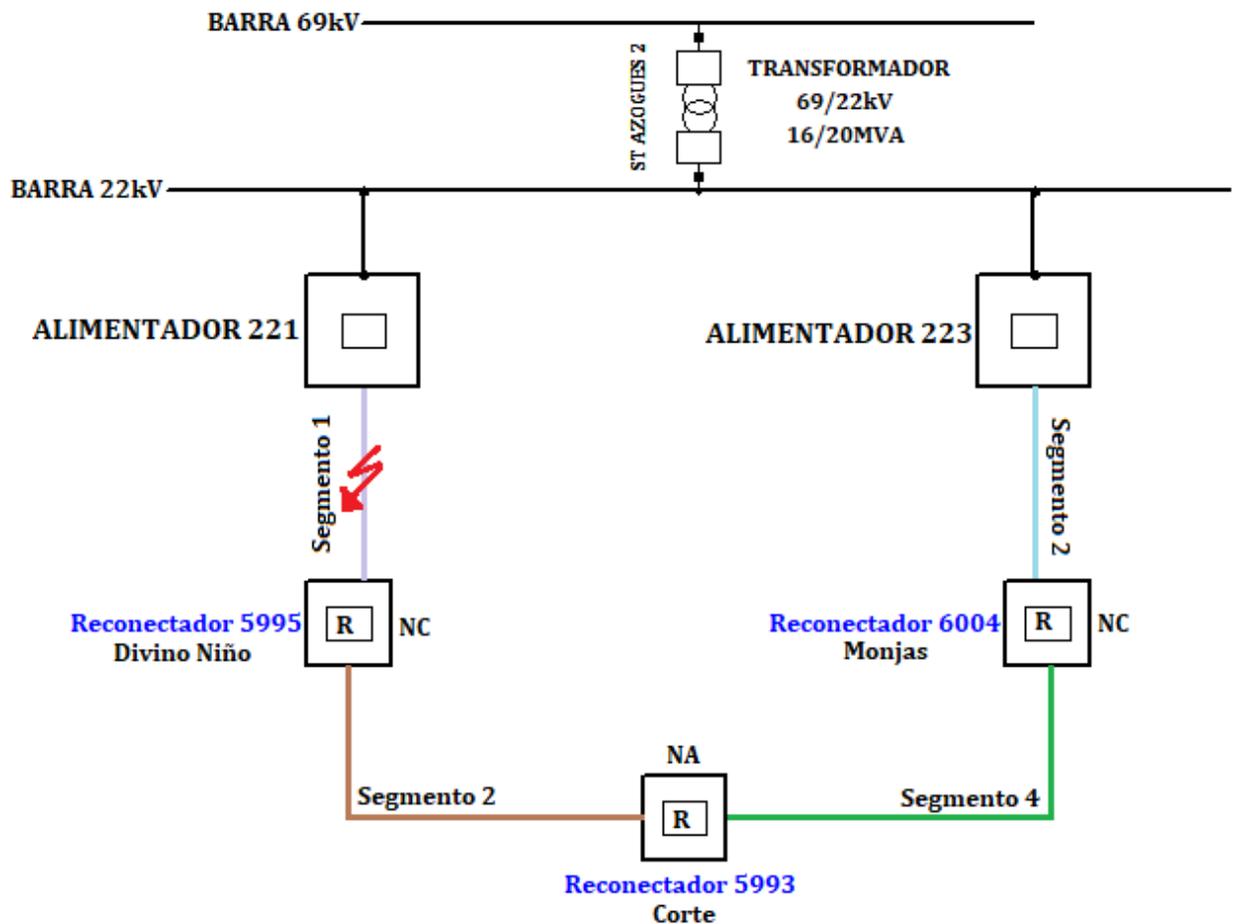


Figura 25: Falla segmento 1, Escenario 2

Para la reconfiguración de la red debido a la falla en el segmento 1, se deberá tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Comunicación entre los equipos involucrados.

- Mediante el Software de Cymdist obtener las corrientes de cortocircuito del reconnector “Divino nino”.
- Verificar que los equipos de protección se encuentren en su estado de operación normal.
- Obtención del flujo de carga de los alimentadores a analizar en su estado inicial, para tener una referencia de las condiciones actuales, es decir antes de la falla.

Segmento 3: Al ocurrir una falla en este segmento como se puede mirar en la Figura 26, los equipos que actuaran son: el relé del alimentador 223 y el reconnector “Monjas”.

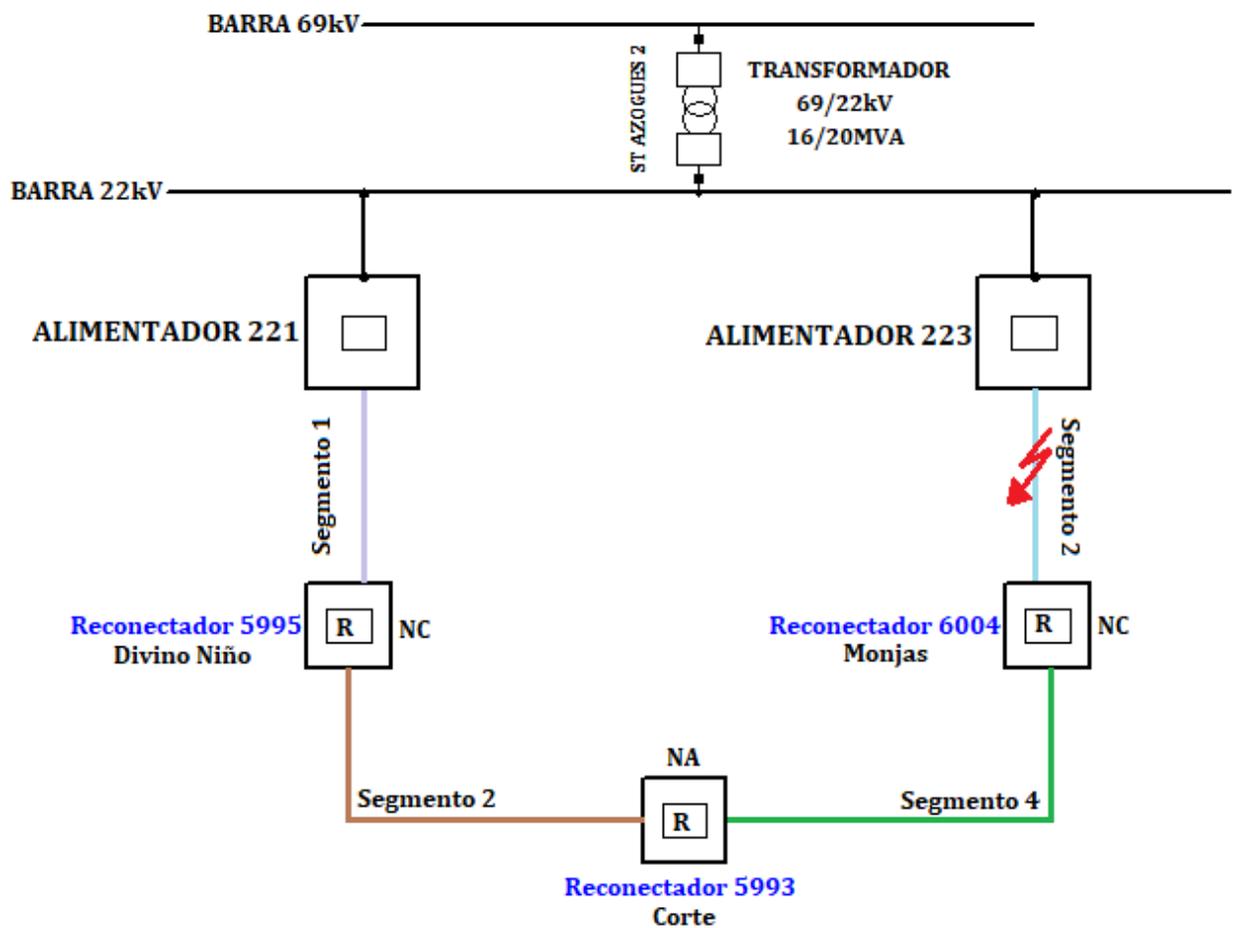


Figura 26: Falla segmento 3, Escenario 2

Para la reconfiguración de la red debido a la falla en el segmento 3, se tomará en cuenta las mismas consideraciones mencionadas para la falla del segmento 1, tomando en cuenta que las corrientes de cortocircuito que se debe obtener en este caso es del reconnector ”Monjas“.

6.2.2. Algoritmo para la reconfiguración del Escenario 2

De igual manera que el escenario anterior, se dará a conocer el algoritmo a seguir para la reconfiguración y reconexión de los segmentos no fallados a causa de una falla.

Segmento 1: El algoritmo a seguir para el aislamiento del segmento 1 y reconexión del segmento 2 se detalla a continuación:

- Disparo del relé perteneciente al alimentador 221 debido a la protección de sobrecorriente.
- Comprobar que el reconectador denominado “Corte” se encuentre en estado abierto.
- Comprobar que el relé del alimentador 223 y el reconectador “Monjas” se encuentren en estado cerrado y, por lo tanto, verificar la presencia de voltaje en el reconectador enlace.
- Analizar que no exista una sobrecarga al transferir el segmento 2 al alimentador 223, mediante la corriente máxima soportada para el alimentador 223.
- Una vez se haya verificado que no existe sobrecarga, se procede a abrir el reconectador “Divino Nino”.
- Se cierra el reconectador “Corte” para la energización del segmento 2.
- Se comprueba la presencia de voltaje en el segmento transferido.
- Realizar la nueva coordinación de protecciones de los reconectores “Monjas” y “Corte”.
- Con las maniobras anteriores se restablecerá la energía en el segmento 2 mientras que el segmento 1 queda en aislamiento hasta la solución de dicha falla.
- Por último se corre el flujo de carga para el alimentador 223, con el objetivo de analizar la caída de tensión, cargabilidad y pérdidas de potencia.

Segmento 3: El algoritmo a seguir para el aislamiento del segmento 3 y reconexión del segmento 4 se detalla a continuación:

- Disparo del relé perteneciente al alimentador 223 debido a la protección de sobrecorriente.
- Comprobar que el reconectador denominado “Corte” se encuentre en estado abierto.

- Comprobar que el relé del alimentador 221 y el reconectador “Divino Nino” se encuentren en estado cerrado y, por lo tanto, verificar la presencia de voltaje en el reconectador enlace.
- Analizar que no exista una sobrecarga al transferir el segmento 4 al alimentador 221, mediante la corriente máxima soportada para el alimentador 221.
- Una vez se haya verificado que no existe sobrecarga, se procede a abrir el reconectador “Monjas”.
- Se cierra el reconectador “Corte” para la energización del segmento 4.
- Se comprueba la presencia de voltaje en el segmento transferido.
- Realizar la nueva coordinación de protecciones de los reconectores “Divino Nino” y “Corte”.
- Con las maniobras anteriores se restablecerá la energía en el segmento 4 mientras que el segmento 3 queda en aislamiento hasta la solución de dicha falla.
- Por último se corre el flujo de carga para el alimentador 221, con el objetivo de analizar la caída de tensión, cargabilidad y pérdidas de potencia.

6.2.3. Estudio de la caída de tensión para el Escenario 2

Después de la ubicación de las posibles fallas en este escenario se realizó un estudio de la caída de tensión, con la ayuda del flujo de carga, se calculó la variación de voltaje y los resultados se presentan a continuación.

Falla	Alimentador	Nodo de inicio	Nodo de fin	Voltaje calculado (kV)	Variación de voltaje (%)
Segmento 1	223	MTA_S_193039	MTA_S_193040	21.707	1.329
Segmento 3	221	MTA_S_119045	MTA_S_119046	21.836	0.747

Tabla 22: Estudio de la caída de tensión para el Escenario 2

Como se observa en la Tabla 22, la variación de voltaje con mayor porcentaje de los dos segmentos analizados es perteneciente al segmento 1 con un valor de 1.329 %, el mismo que se encuentra dentro de lo permitido por la Regulación.

6.2.4. Estudio de la cargabilidad para el Escenario 2

Este estudio tiene como propósito verificar que, después de la transferencia de carga de un alimentador a otro no exista alguna sobrecarga en la red.

Falla	Alimentador	Nodo de inicio	Nodo de fin	Voltaje base (kV)	Cargabilidad (%)
Segmento 1	223	MTA_S_245458	MTA_S_199055	22	15.73
Segmento 3	221	MTA_S_251556	MTA_S_113285	22	14.39

Tabla 23: Estudio de la cargabilidad para el Escenario 2

Como se observa en la Tabla 23, se encontró que el valor con mayor cargabilidad en este escenario tiene un valor de 15.73 % después de una falla en el segmento 1, el cual significa que no existe ningún tramo que rebase el límite dado.

6.2.5. Estudio de la pérdida de potencia para el Escenario 2

De la misma manera, con el flujo de carga se obtuvo las pérdidas de potencia para el análisis de este escenario, a continuación, se presenta los resultados.

Segmento	Alimentador	Nodo de inicio	Nodo de fin	Pt activa (kW)	Pt reactiva (kVAR)	Perdidas (W)	Perdidas (VAR)
1	223	NODOFUENTE-223	MTS_L_15041	2650.76	249.64	2144.79	342.66
3	221	NODOFUENTE-221	MTS_S_8323	2493.61	277.31	2657.66	409.19

Tabla 24: Estudio de las pérdidas de potencia para el Escenario 2

En la Tabla 24, se puede visualizar el tramo con mayor porcentaje de potencia para una falla de los dos segmentos analizados.

6.3. Escenario 3 - 4 - 5

El análisis de estos tres escenarios son similares, en vista de que, sus diagramas unifilares están representados de la misma manera, como se observa en las siguientes figuras.

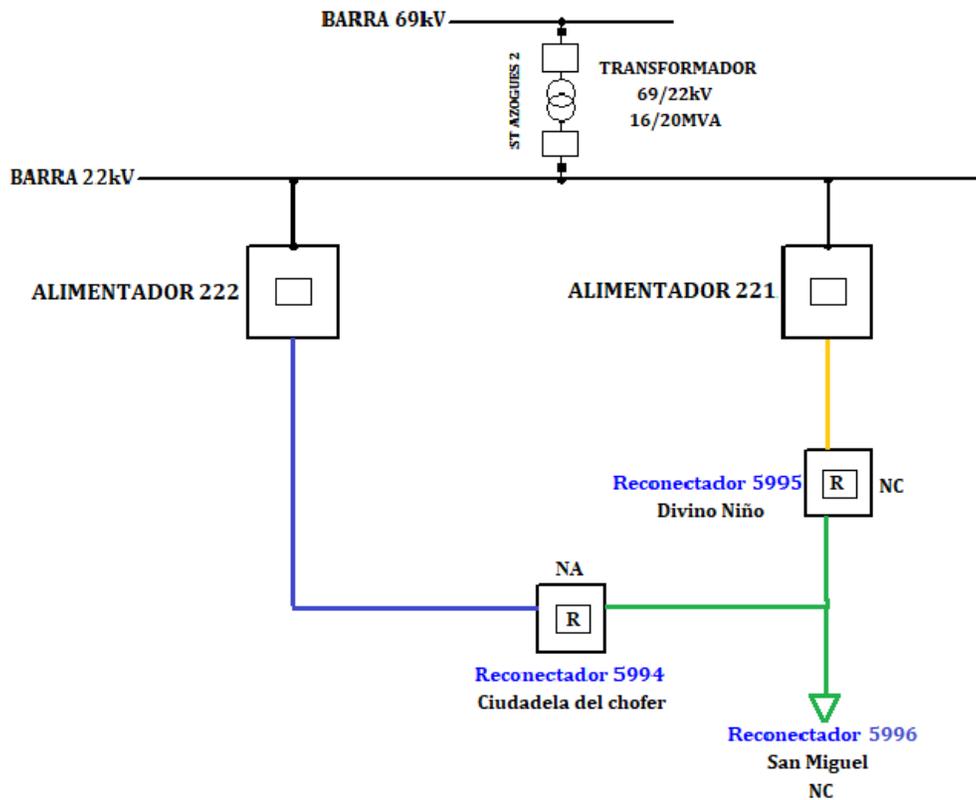


Figura 27: Diagrama Unifilar Escenario 3

El trayecto que sigue el diagrama unifilar de la Figura 27 se puede explicar de la siguiente manera:

Por el lado del alimentador 222 parte con un relé normalmente cerrado, seguido del reanclador normalmente abierto denominado “Ciudadela del chofer” el cual nos servirá como enlace para la reconfiguración entre los dos alimentadores.

Por el lado de la derecha tenemos el alimentador 221 que de igual manera parte con un relé normalmente cerrado, seguido de un reanclador denominado “Divino niño” el cual se encuentra en estado normalmente cerrado, además tiene una interconexión con un ramal el cual cuentan con un reanclador llamado “San Miguel” el mismo que se encuentra normalmente cerrado, y el reanclador “Ciudadela del chofer” antes descrito.

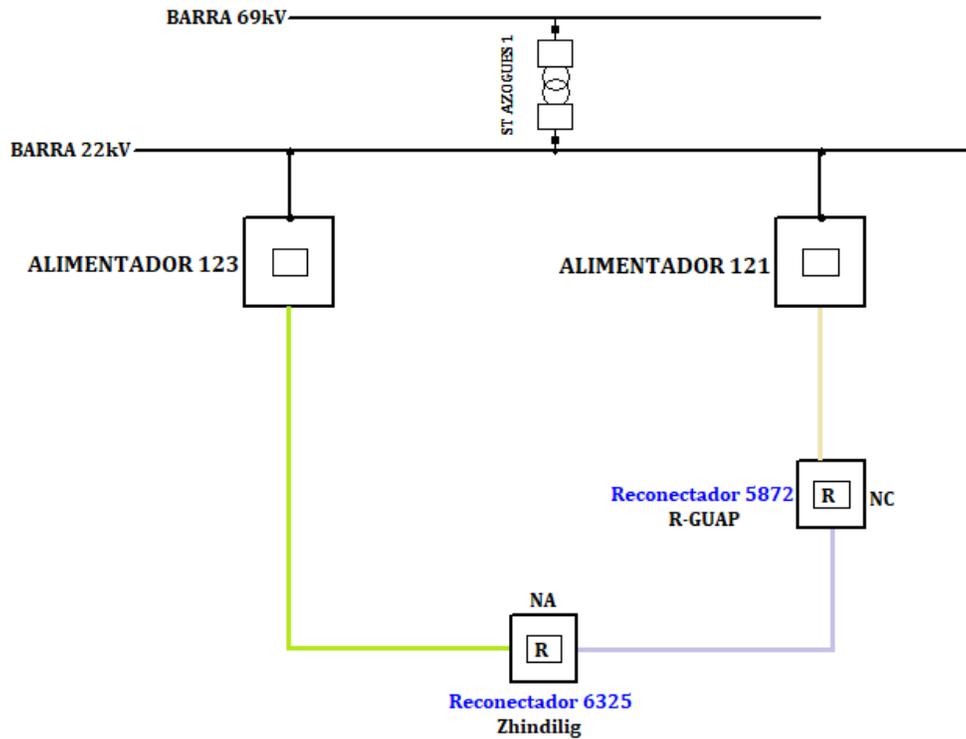


Figura 28: Diagrama Unifilar Escenario 4

El recorrido que sigue el diagrama unifilar de la Figura 28, parte con un relé del alimentador 123 y se conecta al reconector normalmente abierto denominado “Zhindilig”, el cual nos servirá como enlace entre los dos alimentadores.

Mientras que por el lado derecho comienza con un relé del alimentador 121, seguido de un reconector denominado “R-GUAP” normalmente cerrado y el reconector de enlace “Zhindilig”.

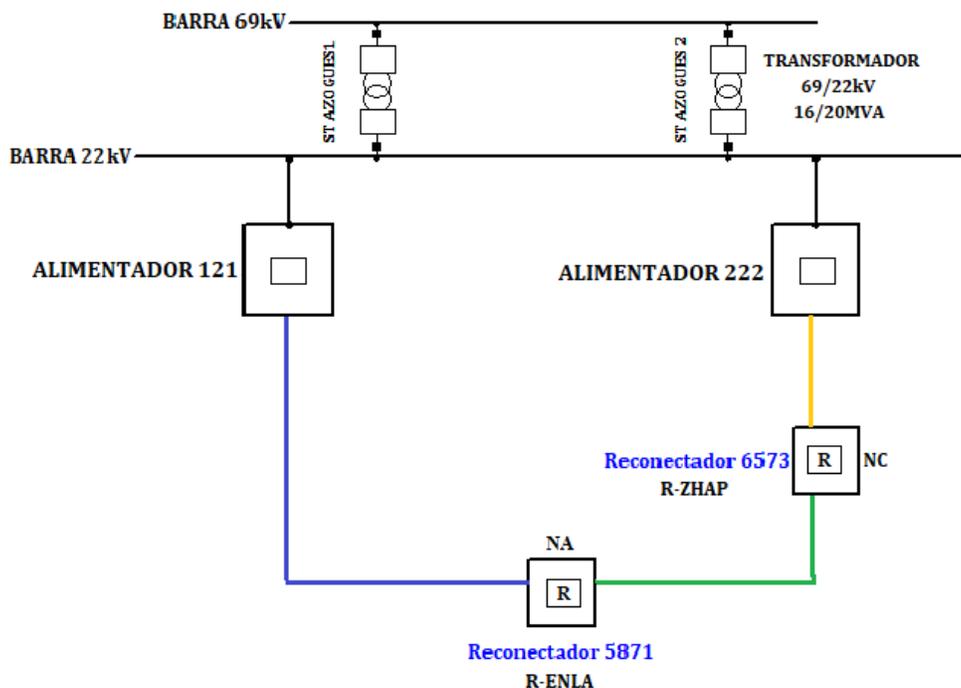


Figura 29: Diagrama Unifilar Escenario 5

El diagrama unifilar de la Figura 29, comienza con un relé del alimentador 121 y este se conecta directamente al reconectador de enlace denominado “R-ENLA” normalmente abierto. Y por el otro lado tenemos un relé del alimentador 222, seguido del reconectador “R-ZHAP” normalmente cerrado y el reconectador “R-ENLA”.

6.3.1. Análisis de falla

En los escenarios 3, 4 y 5 se analizará una falla en el segmento 2 perteneciente a cada uno. En las siguientes figuras se puede visualizar la ubicación de la falla en cada escenario.

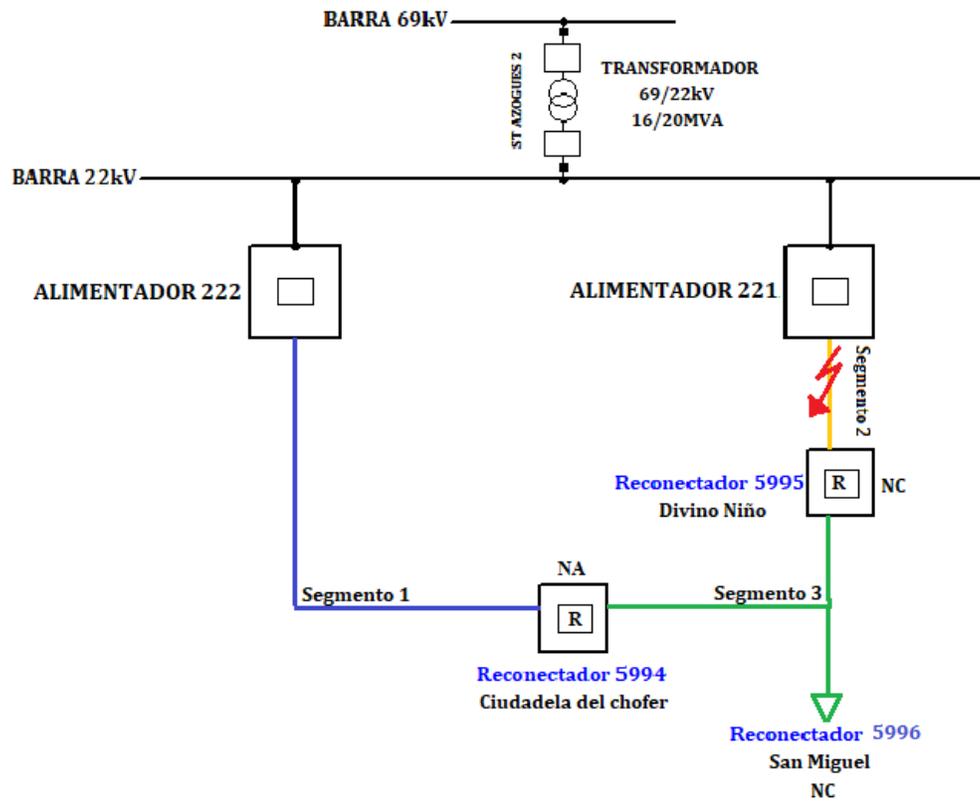


Figura 30: Falla en el escenario 3

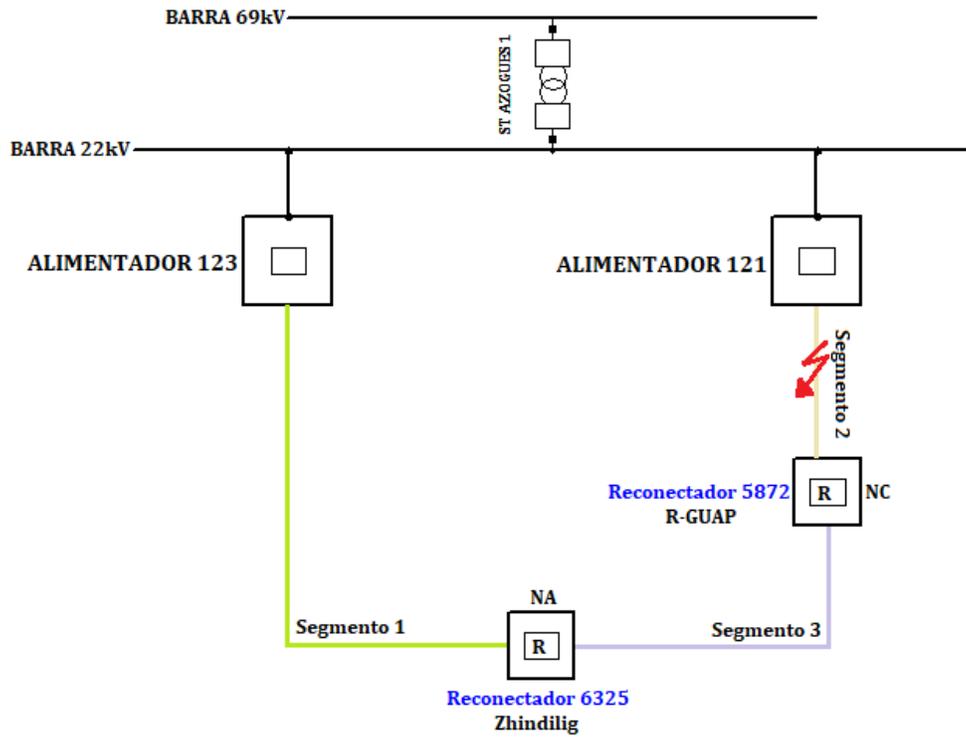


Figura 31: Falla en el escenario 4

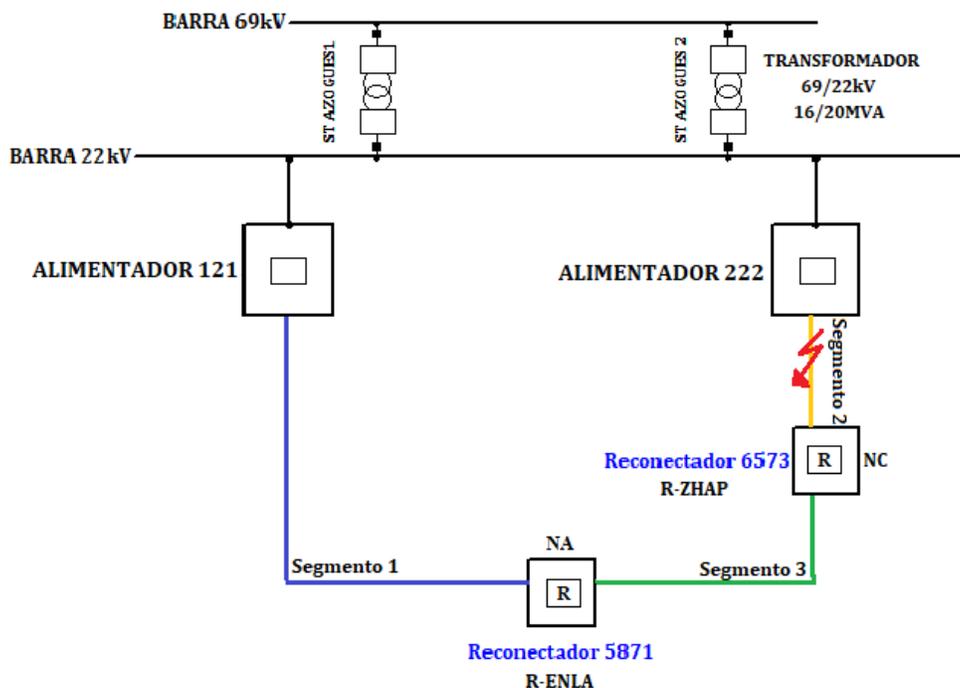


Figura 32: Falla en el escenario 5

Después de la falla ocurrida en cada escenario se deberá tener en cuenta las mismas condiciones para cada uno, como se detalla a continuación:

- Comunicación entre los equipos involucrados de cada escenario.
- Obtención de las corrientes de cortocircuito; para el escenario 3 del reanclador “Divino Nino”, para el escenario 4 del reanclador “R-GUAP” y para el escenario 5 del reanclador “R-ZHAP”
- Verificación de los equipos de protección se encuentren en operación normal.

6.3.2. Algoritmo para la reconfiguración del Escenario 3, 4 y 5

Para la falla en el segmento 2 perteneciente a estos escenarios y la reconfiguración óptima de los segmentos no fallados se deberá seguir los siguientes algoritmos:

Instruccion	Escenario	Reconectador	Alimentador
Disparo del relé de cabecera debido a la protección de sobrecorriente.	3	—	221
	4	—	121
	5	—	222
Comprobar que los reconectores se encuentren en estado abierto.	3	Ciudadela del chofer	—
	4	Zhindilig	—
	5	R-ENLA	—
Comprobar que el relé del alimentador se encuentren en estado cerrado.	3	—	222
	4	—	123
	5	—	121
Analizar que no exista una sobrecarga en el alimentador al transferir el segmento 3 en cada escenario.	3	—	222
	4	—	123
	5	—	121
Una vez se haya verificado que no existe sobrecarga, se procede a abrir el reconector aguas abajo del rele perteneciente al alimentador en falla.	3	Divino Nino	—
	4	R-ZHAP	—
	5	R-GUAP	—
Cierre del reconector de enlace para la energización del segmento 3 de cada escenario.	3	Ciudadela del Chofer y San Miguel	—
	4	Zhindilig	—
	5	R-ENLA	—
Realizar la nueva coordinación de protecciones de los reconectores y reles involucrados en cada escenario.	3	Ciudadela del Chofer	222
	4	Zhindilig	123
	5	R-ENLA	121

Tabla 25: Algoritmos para la reconfiguración de los escenarios 3, 4 y 5

Una vez realizada las maniobras redactadas en la Tabla 25, se restablecerá la energía al segmento 3 no fallado hasta la solución de la falla. Por último se deberá corre el flujo de carga de cada alimentador 222, 123 y 121 del escenario 3, 4 y 5 respectivamente, con el propósito de realizar un análisis de la caída de tensión, cargabilidad y perdidas de potencia.

6.3.3. Estudio de la caída de tensión para el Escenario 3, 4 y 5

Mediante el flujo de carga realizado para cada escenario después de la falla, se logró calcular la variación de voltaje en cada uno de los nodos pertenecientes a cada alimentador que recibió la carga extra. En la Tabla 26 se puede visualizar el tramo que presento mayor porcentaje de variación de voltaje.

Escenario	Nodo de inicio	Nodo de fin	Voltaje calculado (kV)	Variación de voltaje (%)
3	MTA_S_185008	MTA_L_185008	21.771	1.039
4	MTA_S_229464	MTA_S_128962	21.749	1.138
5	MTA_S_252658	MTA_S_100522	21.764	1.075

Tabla 26: Estudio de la caída de tensión para el Escenario 3, 4 y 5

Como se puede percibir en la Tabla 26, el tramo con la mayor caída de tensión tiene un valor de 21.771kV, con una variación de voltaje calculada de 1.138 %, cuyo valor se encuentra dentro del rango admitido por la Regulación, por lo tanto, podemos decir que no existe ningún tramo que sobrepase el límite dado con la carga transferida del segmento 3, de cada escenario.

6.3.4. Estudio de la cargabilidad para el Escenario 3, 4 y 5

El análisis o estudio de la cargabilidad nos permitirá saber si algún tramo se encuentra sobrecargado después de la presencia de una falla y la transferencia de carga realizada, a continuación, se presenta los resultados:

Escenario	Nodo de inicio	Nodo de fin	Voltaje base (kV)	Cargabilidad (%)
3	MTS_S_16964	MTA_L_202938	22	42.61
4	MTA_S_186891	MTA_S_278741	22	12.35
5	MTA_S_186956	MTA_S_175407	22	22.85

Tabla 27: Estudio de la cargabilidad para el Escenario 3, 4 y 5

En la Tabla 27, se muestra el tramo que tiene mayor porcentaje de cargabilidad, y se puede decir que, en los tres escenarios analizados en esta parte ninguno excede de su límite permitido.

6.3.5. Estudio de la pérdida de potencia para el Escenario 3, 4 y 5

Con el flujo de carga, también se obtuvo las pérdidas de potencia activa y reactiva en todos los nodos de los alimentadores correspondientes a los escenarios 3, 4 y 5, a continuación se presentan los resultados.

Escenario	Nodo de inicio	Nodo de fin	Vb (kV)	Pt activa (kW)	Pt reactiva (kVAR)	Perdidas (W)	Perdidas (VAR)
3	MTS_S_21762	MTS_L_21761	22	3878.96	490.15	1013.13	174.93
4	MTA_S_87700	MTA_L_154890	22	1810.039	253.759	1309.99	3703.21
5	MTS_S_37810	MTS_S_37811	22	4101.193	552.250	995.43	150.17

Tabla 28: Estudio de las pérdidas de potencia para el Escenario 3, 4 y 5

En la Tabla 28, se puede observar el valor del tramo con mayor porcentaje acumulado después de la transferencia de carga.

6.4. Escenario 6 - 7 - 8

La variación de estos escenarios a diferencia de los antes revisados son la reconfiguración entre un solo alimentador, donde se formará un malla con el cierre del reconectador que se utilizará como enlace. En las siguientes figuras se muestra los esquemas unifilares de estos escenarios.

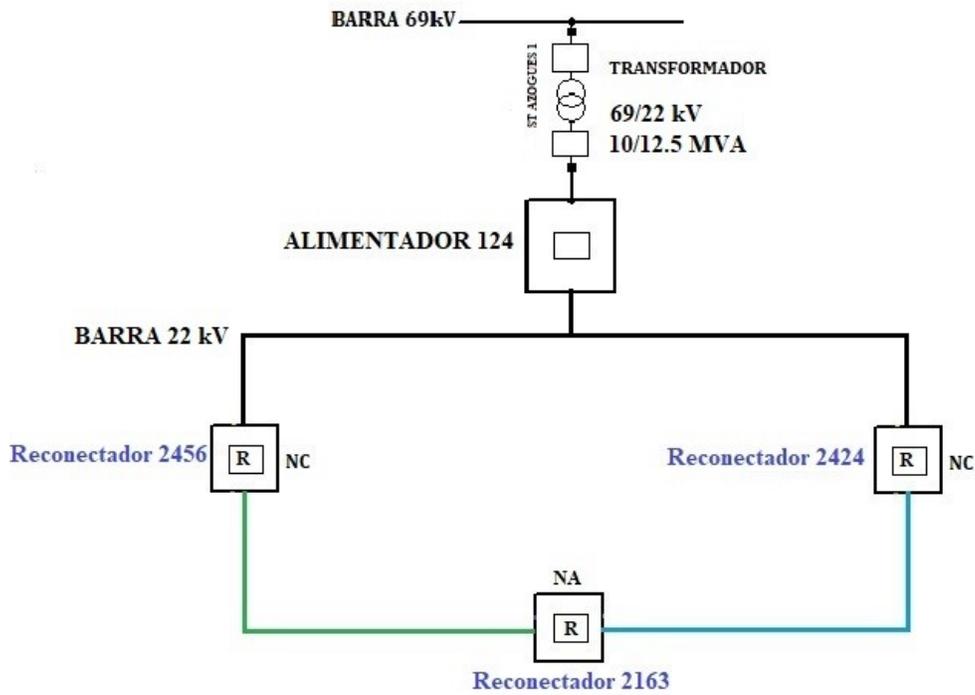


Figura 33: Diagrama Unifilar Escenario 6

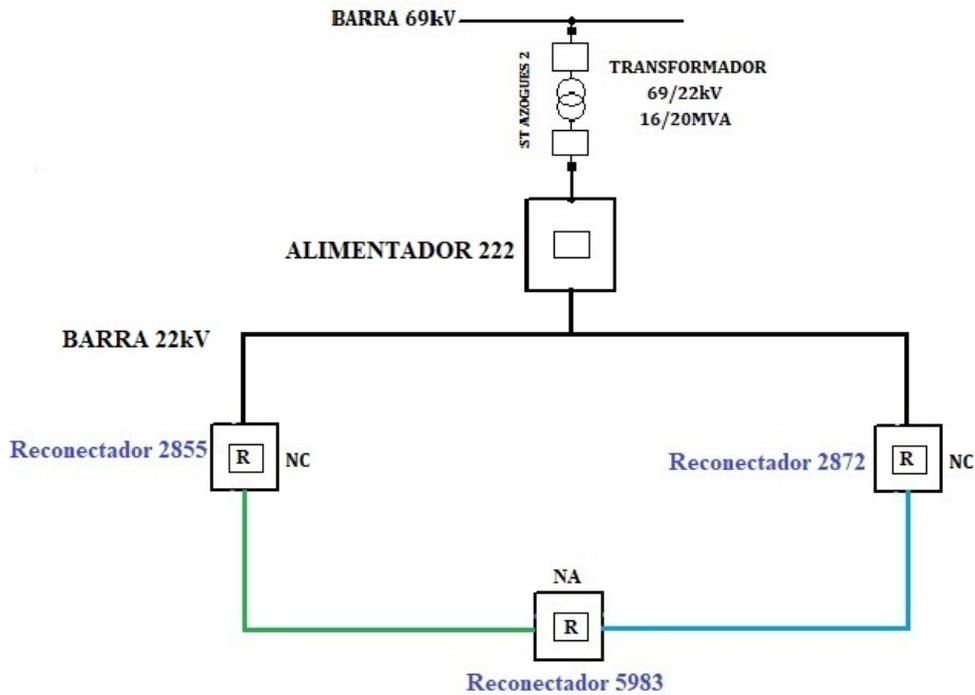


Figura 34: Diagrama Unifilar Escenario 7

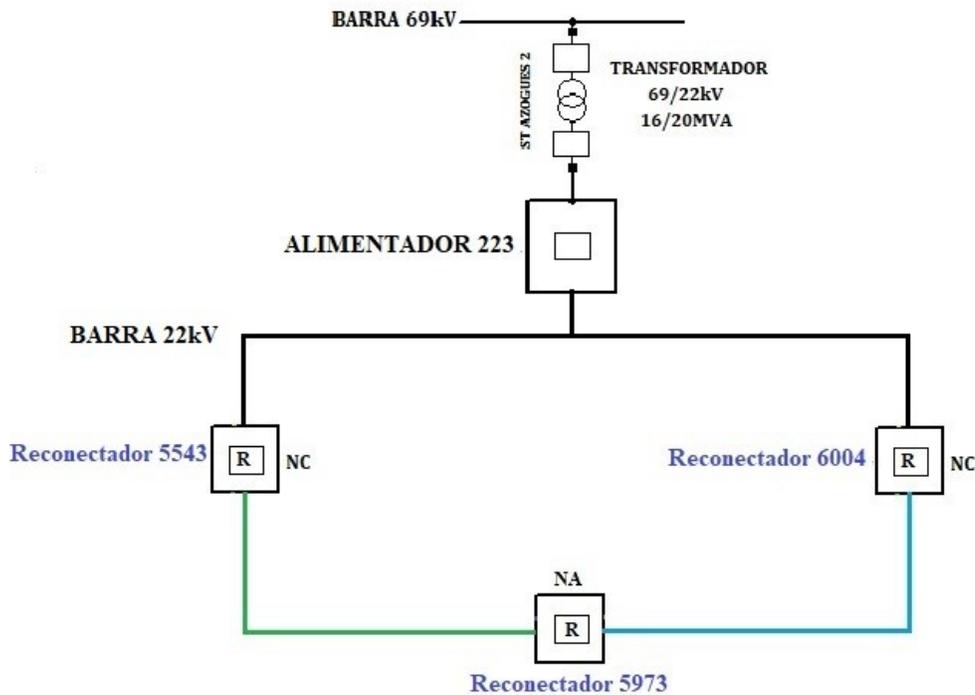


Figura 35: Diagrama Unifilar Escenario 8

El trayecto que sigue el diagrama unifilar de la Figura 33 se explica de la siguiente manera:

En el camino del alimentador 124 se observa un relé ubicado en la cabecera el cual se encuentra normalmente cerrado, un reanclador denominado “2456” normalmente cerrado, un reanclador normalmente abierto denominado “2163” y un reanclador final normalmente cerrado denominado “2424”.

Para los escenarios 7 Figura 34 y 8 Figura 35 los caminos de los esquemas son semejantes al antes explicado, con el cambio de los equipos (reancladores) de cada alimentador respectivamente.

6.4.1. Análisis de fallas

El escenario 6 cuenta con dos segmentos, en los cuales se va a analizar una falla, en donde se pueda realizar una transferencia eficiente para un buen funcionamiento.

Segmento 1: La falla en el segmento 1 como se muestra en la Figura 36, está ubicada en el alimentador 124, al momento de que ocurra dicha falla el equipo que actuará será el relé del

alimentador con un disparo, bloqueándose hasta que sea reseteado ya sea de forma manual o eléctrica, y a su vez, también reaccionara el reconector “2456” con el mismo efecto.

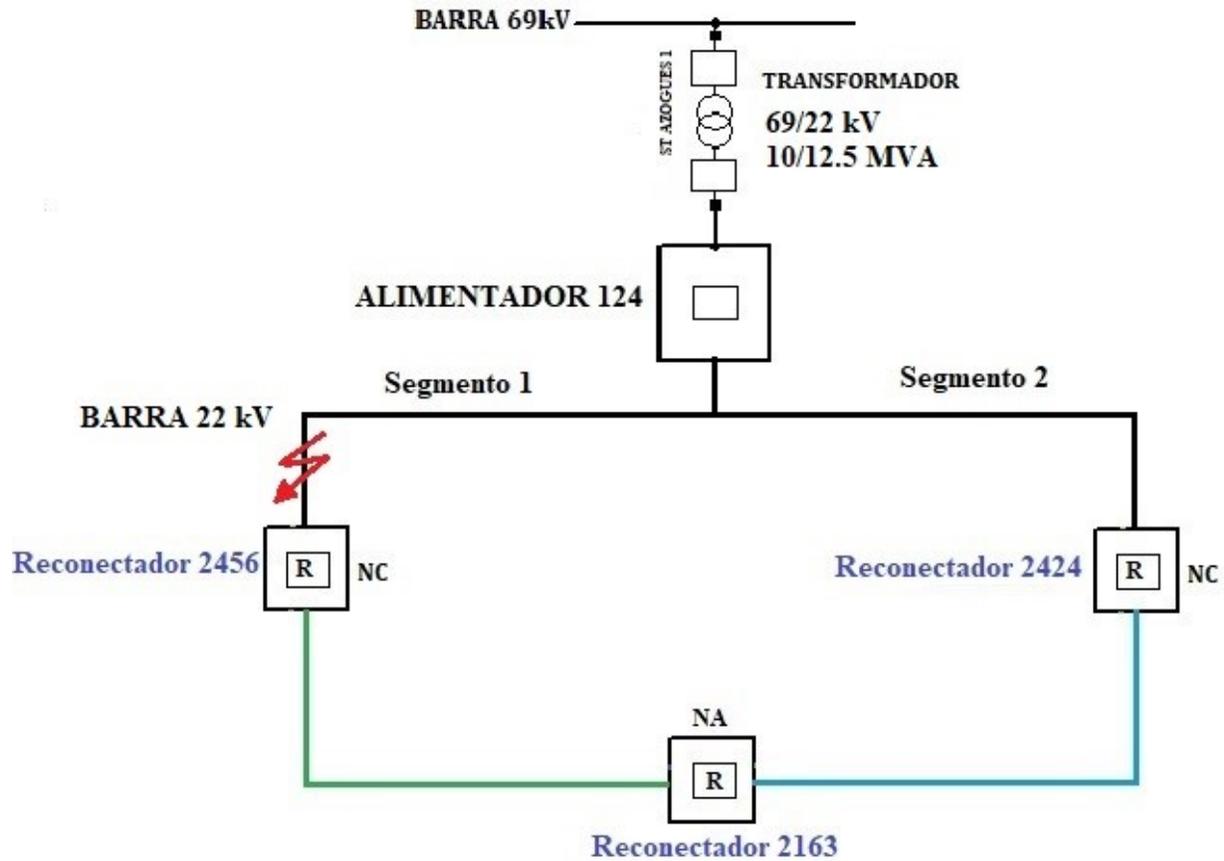


Figura 36: Falla segmento 1, Escenario 6

Segmento 2: Cuando ocurre una falla en el segmento 2 como se muestra en la Figura 37, el equipo que actuará será el relé del alimentador con un disparo bloqueándose hasta que sea reiniciado de forma manual o eléctrica y el reconector “2424” también va a tener el mismo efecto debido a la falla.

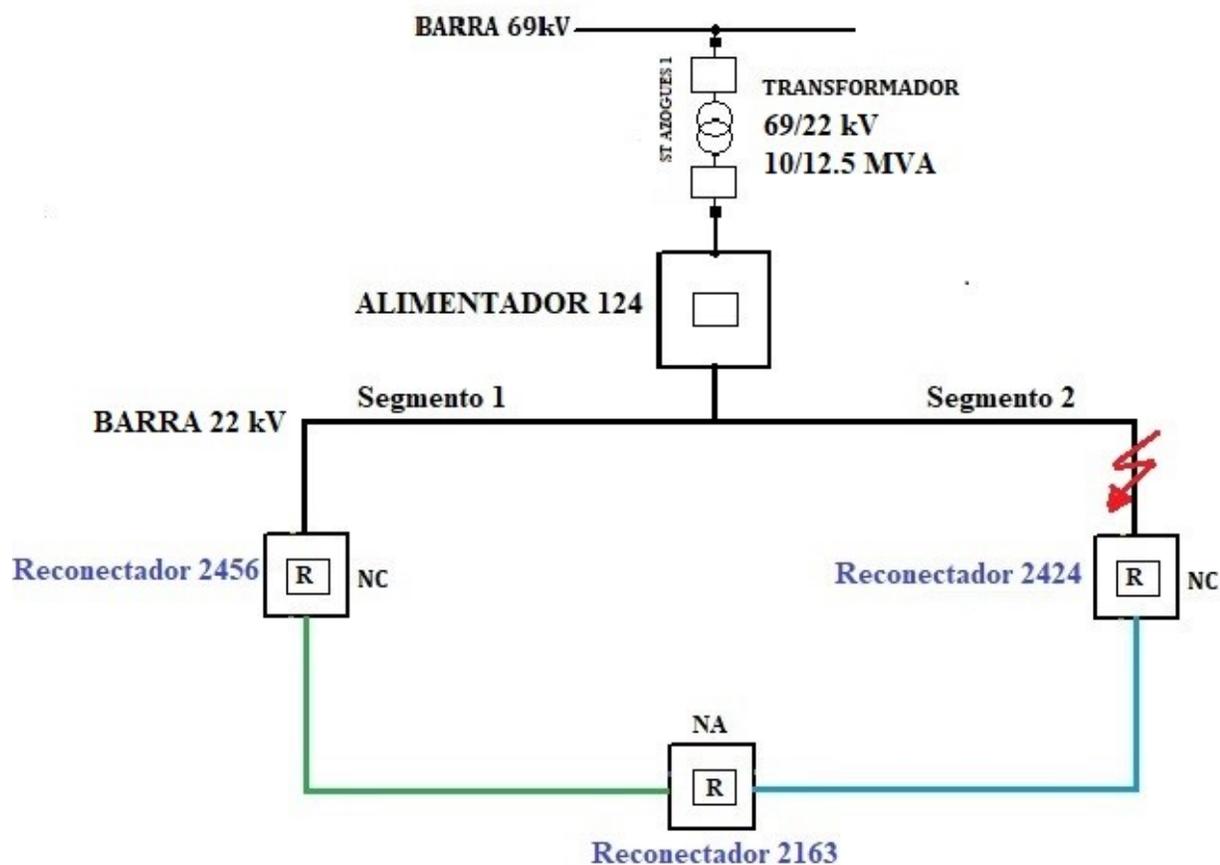


Figura 37: Falla segmento 2, Escenario 6

Para el escenario 7 de igual manera se analizara 2 fallas como se detallan a continuación:

Segmento 1: La falla en el segmento 1 como se muestra en la Figura. 38, esta ubicada en el alimentador 222, al momento de que ocurra una falla el equipo que actuará será el relé del alimentador con un disparo y de la misma manera el reconector “2855”.

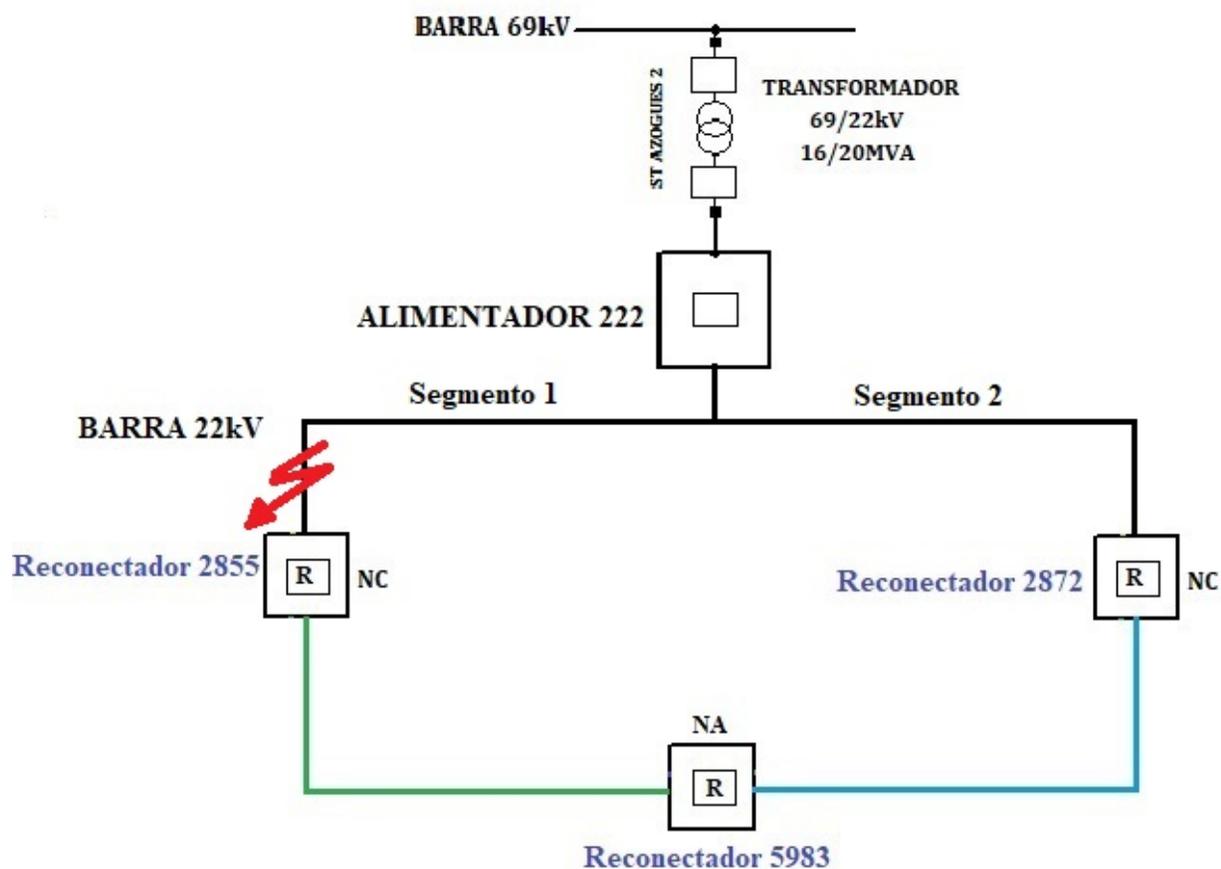


Figura 38: Falla segmento 1, Escenario 7

Segmento 2: Para una falla en el segmento 2 como se muestra en la Figura 39 el equipo que actuará será el relé del alimentador con un disparo y el reconectador “2872” aguas abajo.

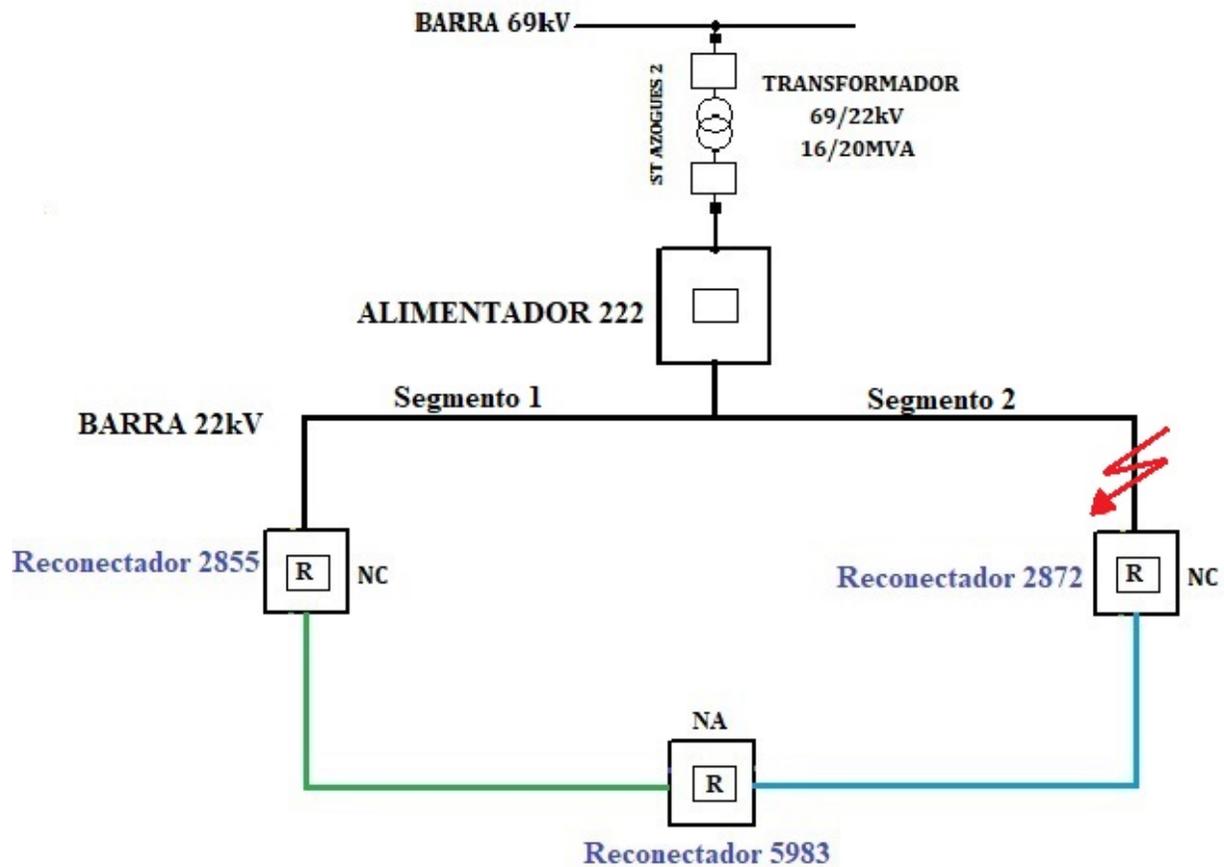


Figura 39: Falla segmento 2, Escenario 7

El escenario 8 de la misma manera cuenta con 2 segmentos en los cuales se puede simular una falla.

Segmento 1: La falla en el segmento 1 como se muestra en la Figura 40, ubicada en el alimentador 223, al momento de que ocurra una falla el equipo que actuará será el relé del alimentador y el reconectador “5543” con el mismo efecto.

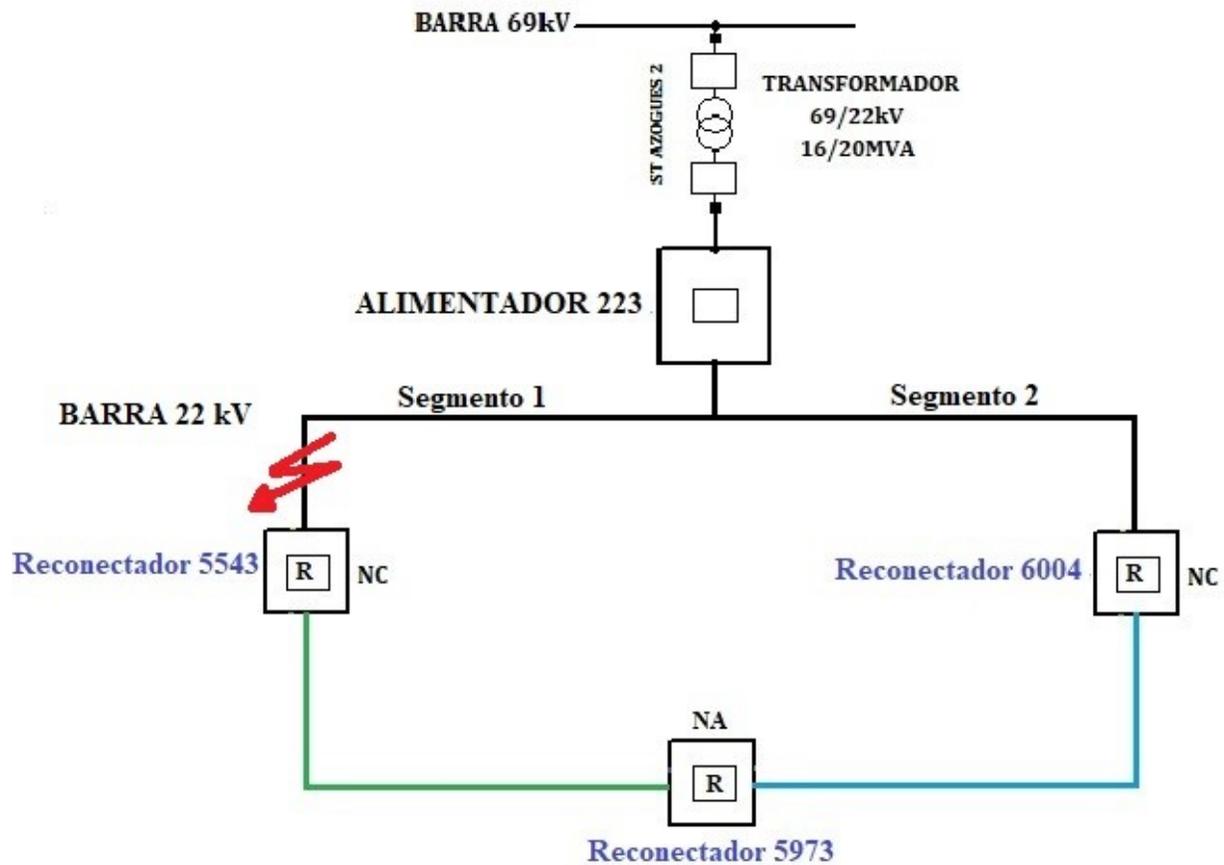


Figura 40: Falla segmento 1, Escenario 8

Segmento 2: Cuando ocurre una falla en el segmento 2 como se muestra en la Figura 41, actuará el relé del alimentador con un disparo y el reconectador “6004” también debido a la falla.

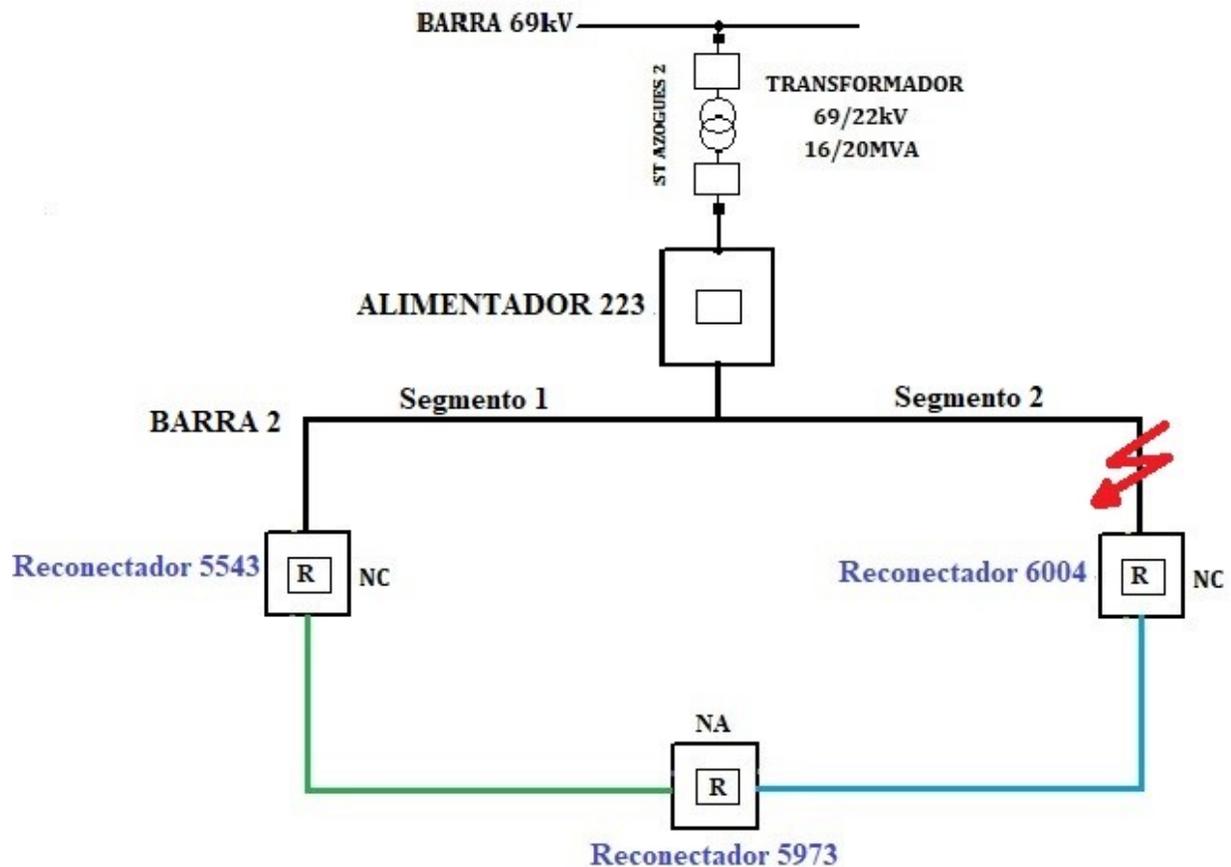


Figura 41: Falla segmento 2, Escenario 8

Para la reconfiguración de la red debido a las fallas de los 3 escenarios en los segmentos mencionados se deberá tener en cuenta que se cumplan las siguientes maniobras:

- Comunicación entre los equipos involucrados.
- Con la ayuda de Cymdist obtener las corrientes de cortocircuito; para una falla en el segmento 1 del reanclador “2456” y para una falla en el segmento 2 del reanclador ”2424“.
- Verificar que los equipos de protección se encuentren en su estado de operación normal.

6.4.2. Algoritmo para la reconfiguración del Escenario 6

En esta parte se dará a conocer el orden de los algoritmos a seguir para la reconfiguración de la red debido a las fallas descritas de los escenarios 6, 7 y 8. Hay que tomar en cuenta que los 3 escenarios son similares y, por lo tanto, los algoritmos serán los mismos únicamente con

el cambio de los equipos pertenecientes a cada uno.

Segmento 1: El algoritmo a seguir para el aislamiento y reconexión de los segmentos no fallados para el escenario 6 son las siguientes:

- Disparo del relé perteneciente al alimentador 124 debido a la protección de sobrecorriente.
- Comprobar que el reconectador “2456” se encuentre en estado abierto.
- Comprobar que el relé “2424” se encuentre en estado abierto.
- Realizar la nueva coordinación de protecciones de los reconectores “2456”, “2424”.
- Con las maniobras anteriores se restablecerá la energía en el segmento 2 mientras que el segmento 1 queda en aislamiento hasta la solución de dicha falla.
- Por último se corre el flujo de carga para el alimentador 124, con el objetivo de analizar la caída de tensión, cargabilidad y pérdidas de potencia.

Segmento 2: El algoritmo a seguir para el aislamiento y reconexión de los segmentos no fallados del escenario 6 son las siguientes:

- Disparo del relé perteneciente al alimentador 124 debido a la protección de sobrecorriente.
- Comprobar que el reconectador “2456” se encuentre en estado abierto.
- Comprobar que el relé “2424” se encuentre en estado abierto.
- Realizar la nueva coordinación de protecciones de los reconectores “2456”, “2424”.
- Con las maniobras anteriores se restablecerá la energía en el segmento 1 mientras que el segmento 2 queda en aislamiento hasta la solución de dicha falla.
- Por último se corre el flujo de carga para el alimentador 124, con el objetivo de analizar la caída de tensión, cargabilidad y pérdidas de potencia.

6.4.3. Estudio de caída de tensión para los Escenarios 6, 7 y 8

Para estos escenarios la caída de tensión no se ve afectada debido a que por la falta de los equipos para la selectividad no se realizó una transferencia de carga para los segmentos analizados es por este motivo que la caída de tensión se mantiene como se ve en la Tabla 2

6.4.4. Estudio de cargabilidad para los Escenarios 6, 7 y 8

La cargabilidad para estos tres casos no se ve afectada debido a la nula transferencia de carga por la falta de los equipos, por este motivo se mantienen con los mismos valores que se presentó en la Tabla 3

6.4.5. Estudio de pérdidas de potencia para los Escenarios 6, 7 y 8

Las pérdidas de potencia en estos casos se mantienen como la que se presentó en la Tabla 4 por las razones de la nula transferencia de cargas por falta de equipos en campo para realizar la selectividad.

6.5. Reconectores y Fusibles

Los reconectores y Fusibles utilizados para el estudio de cada escenario se presentan en la Tabla 29 y Tabla 30 respectivamente, con su código, nombre denominado y alimentador al que pertenece.

RECONNECTADORES		
CÓDIGO	NOMBRE	ALIMENTADOR
02_REC_T_5872	Guapán	121
02_REC_M_6325	Zhindilig	121
02_REC_T_6474	El llano de la Villa	123
02_REC_T_5994	Ciudadela del Chofer	222
02_REC_T_5995	Divino Niño	221
02_REC_T_5996	San Miguel	221
02_REC_T_6573	Zhapacal	222
02_REC_T_5871	S/N	121
02_REC_T_6004	Monjas	223
02_REC_T_5993	S/N	223
02_REC_T_6004	S/N	223
02_REC_T_6673	Cojitambo	224

Tabla 29: Reconectores utilizados

FUSIBLES		
CÓDIGO	NOMBRE	ALIMENTADOR
02_SFR_2424	S/N	124
02_SFU_2456	S/N	124
02_SFU_2855	S/N	222
02_SFU_2872	S/N	222
02_SFR_5543	S/N	223

Tabla 30: Fusibles utilizados

6.6. Estudio de la coordinación de protecciones de cada escenario

En esta sección se dará a conocer las curvas de tiempo vs corriente de la topología final de cada escenario que fueron analizados en la sección anterior, debido a que, después de las fallas ocurridas es necesario realizar un cambio a la coordinación de curvas. Para la elaboración de todas las coordinaciones de cada escenario se empleó relés y reconectores de la marca General Electric modelo T60 y NOJA POWER, respectivamente.

6.6.1. Curvas tiempo vs corriente, Escenario 1

Falla segmento 1: A continuación, en la Figura 42 se presenta el esquema con los equipos de protección utilizados, para la coordinación de protección de este escenario, después de ocurrir una falla en el segmento 1.

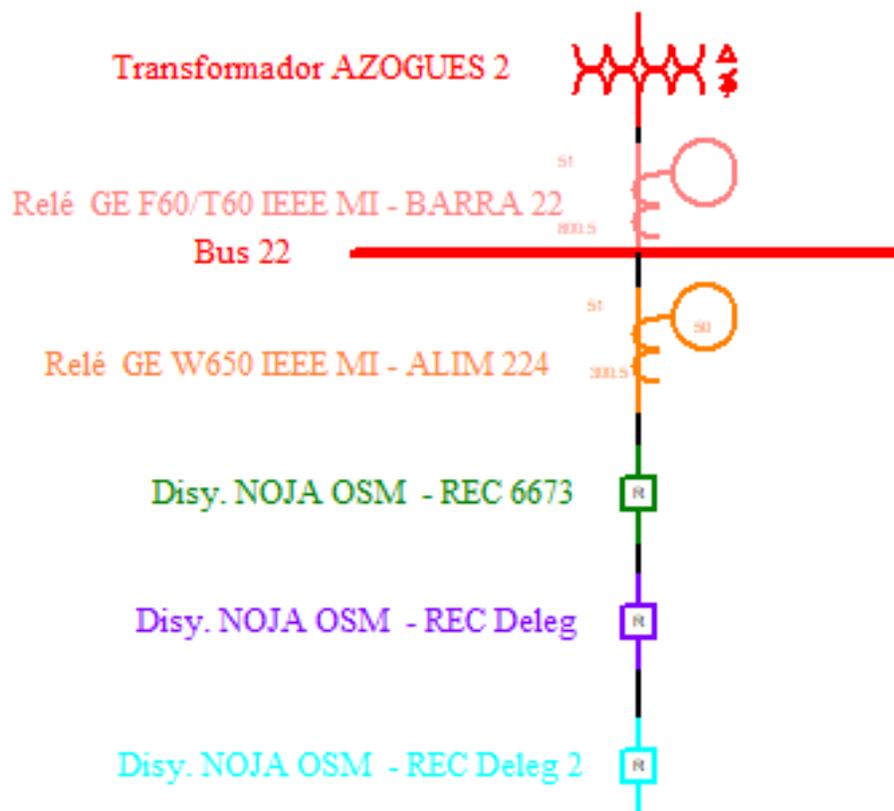


Figura 42: Esquema de coordinación, Escenario 1 - Falla 1

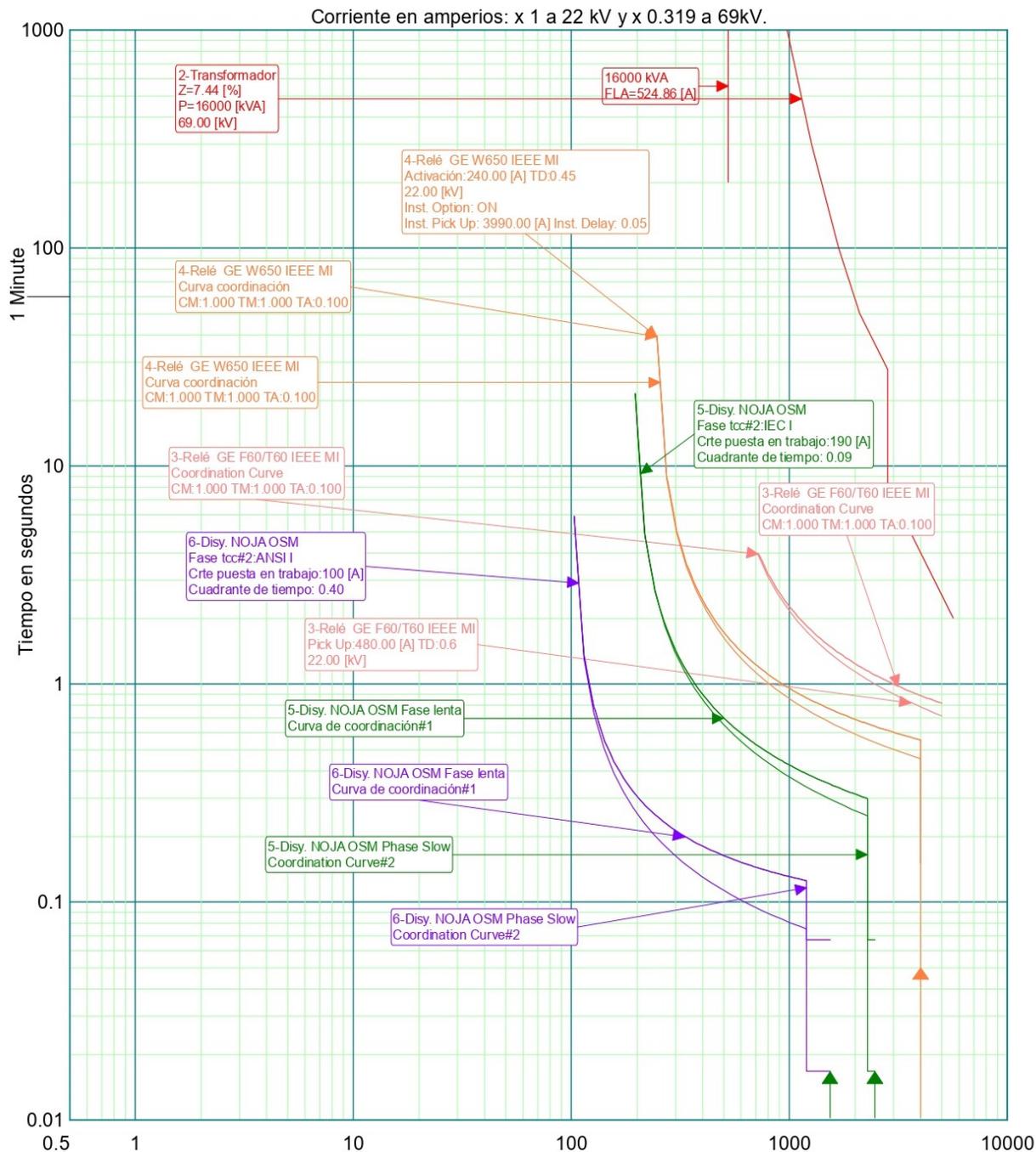


Figura 43: Curva Tiempo vs Corriente, Escenario 1 - Falla 1

Los nombres de los equipos que deben coordinar al momento del cierre del reconector enlace son: reconector Cojitambo, Deleg y Deleg 2.

En la Figura 43 se muestra las curvas de tiempo vs corriente, y su explicación se detalla a continuación:

La curva con la etiqueta 2-Transformador de color rojo pertenece a la curva de daño térmico, que representa el límite de resistencia de la corriente de cortocircuito del transformador de potencia. Seguida de esta se encuentra la curva de color rosado usada para la protección del lado secundario del transformador, para la cual se eligió una curva tipo GE F60/T60 IEEE MI, con ajustes de corriente Pick Up de 480 Amperios, que es la corriente mínima con la que la protección empieza a operar y un Time Dial (TD) de 0.6.

Para la coordinación de este escenario se tomó como aportación de cortocircuito del sistema un valor de 4000 Amperios, dato que se colocó para el ajuste de la curva color naranja que representa al relé de cabecera del alimentador 224, el tipo de curva elegida es una GE W650 IEEE MI y el valor de la corriente instantánea Pick Up es de 3990 Amperios y un Time Dial de 0.45.

La curva color verde, perteneciente al reconectador "Cojitambo" es de tipo IEC Inversa con una corriente Pick Up de 190 Amperios y un Time Dial de 0.09. La curva que sigue, de color morado corresponde al reconectador "Deleg", el tipo de curva elegida fue una ANSI Inversa con una corriente Pick Up de 100 Amperios y un Time Dial de 0.4. Hay que tomar en cuenta que, los ajustes realizados para esta coordinación corresponden a sobrecorrientes de fase.

En este escenario existen tres reconectores de los cuales el reconectador, denominado "Deleg 2", no fue posible realizar los ajustes de coordinación, por lo tanto, se incorporó un nuevo equipo llamado seccionalizador el cual actuara como reconectador, es decir, este equipo contara el número de veces que pasa por la sobrecorriente y al momento que detecte el paso de dos veces actuara coordinadamente con el reconectador "Deleg", cabe mencionar que los seccionalizadores detectan fallas a tierra monofásicas, bifásicas y trifásicas.

Falla segmento 3: La Figura 45 corresponde al esquema para la coordinación de protección después de ocurrir una falla en el segmento tres.

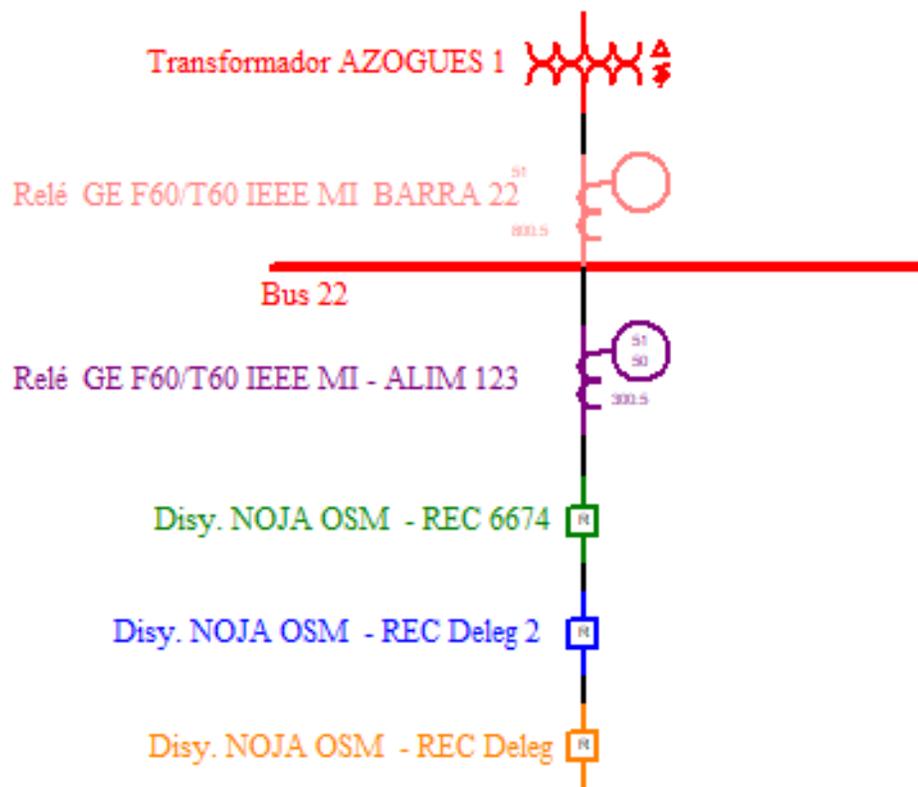


Figura 44: Esquema de coordinación, Escenario 1 - Falla 3

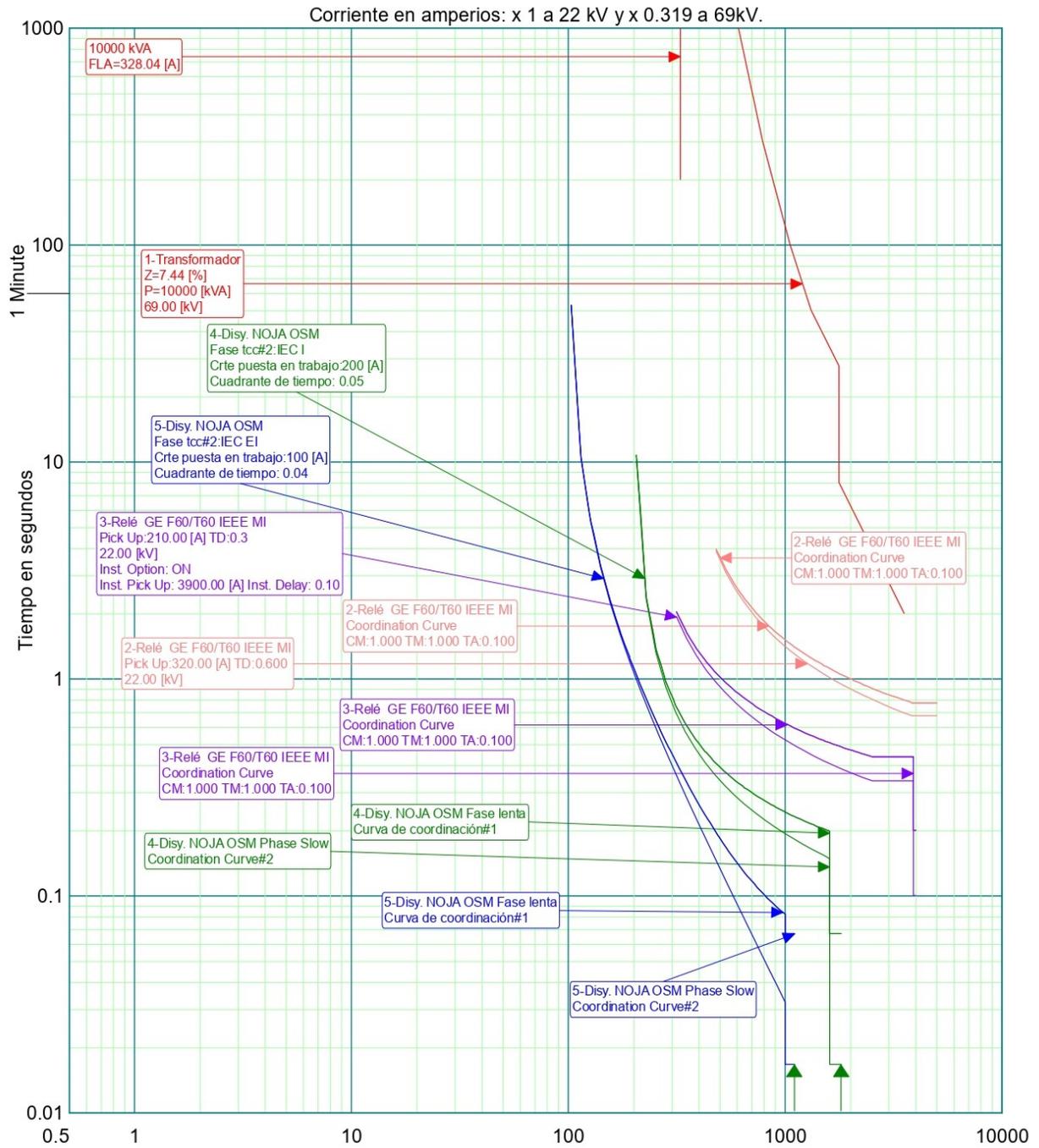


Figura 45: Curva Tiempo vs Corriente, Escenario 1 - Falla 3

Como se observa en la Figura 45 las curvas de tiempo vs corriente pertenecen a la coordinación de los re conectadores El llano de la Villa, Deleg 2 y Deleg. A continuación, se describe

cada uno de ellas:

La curva con la etiqueta 1-Transformador de color rojo pertenece a la curva de daño térmico del trafo. Luego está la curva color rosado usada para la protección del lado secundario del transformador, para la cual se eligió una curva tipo GE F60/T60 IEEE MI, con ajuste de corriente Pick Up de 320 Amperios y un Time Dial (TD) DE 0.6.

Para la coordinación de este escenario se tomó como aportación de cortocircuito del sistema un valor de 4000 Amperios, dato que se colocó para el ajuste de la curva color morado que representa al relé de cabecera del alimentador 123, el tipo de curva elegida es una GE F60/T60 IEEE MI y el valor de la corriente Pick Up es de 210 Amperios y un Time Dial de 0.3.

Posteriormente tenemos la curva color verde, perteneciente al reconectador "El llano de la Villa" es de tipo IEC Inversa con una corriente Pick Up de 200 Amperios y un Time Dial de 0.05. La curva que sigue, de color azul corresponde al reconectador "Deleg 2", el tipo de curva elegida fue una IEC Extremadamente Inversa con una corriente Pick Up de 100 Amperios y un Time Dial de 0.05.

De igual manera que la coordinación anterior, para la falla en el segmento 3 existe un reconectador más, denominado "Deleg", el cual no fue posible realizar los ajustes de coordinación, por lo tanto, se suplantó por un seccionalizador.

Falla segmento 4: La coordinación debido a una falla en el segmento 4 será la misma a la coordinación debido a una falla en el segmento 3, con la variación de que el equipo de protección del reconectador "Deleg" ya no entra en actuación.

6.6.2. Curvas tiempo vs corriente, Escenario 2

Los datos para la coordinación del escenario 2, como se describió anteriormente para el escenario 1, se presentará de una manera resumida, puesto que, el procedimiento y redacción es similar.

Falla segmento 1			
Transformador de 16 MVA y FLA de 524.86 A			
Curva/Color	Equipo	Corriente Pick Up	Time Dial
IEEE MI /Rosada	Relé	480 A	0.6
IEEE MI/Naranja	Relé	240 A	0.4
IEC I/Verde	Reconectador	220 A	0.08
IEC EI/Morada	Reconectador	120 A	0.05
Falla segmento 3			
Transformador de 16 MVA y FLA de 524.86 A			
Curva/Color	Equipo	Corriente Pick Up	Time Dial
IEEE MI /Rosada	Relé	460 A	0.6
IEEE MI/Naranja	Relé	240 A	0.4
IEC I/Verde	Reconectador	220 A	0.08
IEC EI/Cafe	Reconectador	100 A	0.05

Tabla 31: Datos de la Coordinación de protecciones para el Escenario 2

El esquema unifilar y gráfica de curvas perteneciente a los datos de la Tabla 31 se encuentra en el Anexo 2, Esquema y Curva para una falla en el segmento 1 58, 59, Esquema y Curva para una falla en el segmento 3 60, 61

6.6.3. Curvas tiempo vs corriente, Escenario 3

Falla segmento 1			
Transformador de 16 MVA y FLA de 524.86 A			
Curva / Color	Equipo	Corriente Pick Up	Time Dial
IEEE MI / Rosada	Relé	480 A	0.6
IEEE MI / Naranja	Relé	240 A	0.45
IEC I / Verde	Reconectador	150 A	0.1
IEC EI / Morada	Reconectador	60 A	0.15

Tabla 32: Datos de la Coordinación de protecciones para el Escenario 3

El esquema unifilar y gráfica de curvas perteneciente a los datos de la Tabla 32 se encuentra en el Anexo 2, Esquema y Curva para una falla en el segmento 1 62, 63.

6.6.4. Curvas tiempo vs corriente, Escenario 4

Falla segmento 1			
Transformador de 10 MVA y FLA de 328.04 A			
Curva / Color	Equipo	Corriente Pick Up	Time Dial
IEEE MI / Rosada	Relé	320 A	0.6
IEEE MI / Morada	Relé	210 A	0.25
IEC VI / Verde	Reconectador	100 A	0.05

Tabla 33: Datos de la Coordinación de protecciones para el Escenario 4

El esquema unifilar y gráfica de curvas perteneciente a los datos de la Tabla 33 se encuentra en el Anexo 2, Esquema y Curva para una falla en el segmento 1 64, 65.

6.6.5. Curvas tiempo vs corriente, Escenario 5

Falla segmento 1			
Transformador de 10 MVA y FLA de 328.04 A			
Curva / Color	Equipo	Corriente Pick Up	Time Dial
IEEE MI / Rosada	Rele	320 A	0.6
IEEE MI / Morada	Rele	260 A	0.24
IEC EI / Mostaza	Reconectador	150 A	0.05

Tabla 34: Datos de la Coordinación de protecciones para el Escenario 5

El esquema unifilar y gráfica de curvas perteneciente a los datos de la Tabla 34 se encuentra en el Anexo 2, Esquema y Curva para una falla en el segmento 1 66, 67.

6.6.6. Curvas tiempo vs corriente, Escenario 6

Falla segmento 1			
Transformador de 10 MVA y FLA 328.04 A			
Curva / Color	Equipo	Corriente Pick Up	Time Dial
IEC INV / Morado	Relé	190 A	0.50
ANSI LTI / Verde	Reconectador	150 A	0.50
ANSI LTI / Celeste	Reconectador	100 A	0.25

Tabla 35: Datos de la Coordinación de protecciones para el Escenario 6

El esquema unifilar y gráfica de curvas perteneciente a los datos de la Tabla 35 se encuentra en el Anexo 2, Esquema y Curva para una falla en el segmento 1 68, 69.

6.6.7. Curvas tiempo vs corriente, Escenario 7

Falla segmento 1			
Transformador de 16 MVA y FLA 524.86 A			
Curva / Color	Equipo	Corriente Pick Up	Time Dial
IEEE MI / Naranja	Relé	190 A	1.4
IEC I / Negra	Reconectador	130 A	0.55
IEC I / Rosada	Reconectador	90 A	0.45

Tabla 36: Datos de la Coordinación de protecciones para el Escenario 7

El esquema unifilar y gráfica de curvas perteneciente a los datos de la Tabla 36 se encuentra en el Anexo 2, Esquema y Curva para una falla en el segmento 1 70, 71.

6.6.8. Curvas tiempo vs corriente, Escenario 8

Falla segmento 1			
Transformador de 15 MVA y FLA 524.86 A			
Curva / Color	Equipo	Corriente Pick Up	Time Dial
IEEE MI / Naranja	Relé	210 A	1.2
IEC I / Rosada	Reconectador	140 A	0.45
IEC I / Azul	Reconectador	100 A	0.35

Tabla 37: Datos de la Coordinación de protecciones para el Escenario 8

El esquema unifilar y gráfica de curvas perteneciente a los datos de la Tabla 37 se encuentra en el Anexo 2, Esquema y Curva para una falla en el segmento 1 72, 73.

Capítulo 4

7. Resultados

Luego de haber realizado el estudio de caída de tensión, cargabilidad y pérdidas de potencia de cada alimentador detallados en las secciones anteriores también se llevó a cabo el estudio de los escenarios descritos en este documento, los cuales consistían en la reconfiguración y reconexión de los segmentos o tramos no fallados, a continuación, se describe la topología final de cada escenario.

- **Topología final del escenario 1:** En este escenario se realizó el análisis de una falla en 3 segmentos, de los cuales fue posible transferir carga de un alimentador a otro para no dejar sin energía a todos los usuarios de alimentador fallado. Además, se realizó la coordinación de protecciones en la que hubo la necesidad de implementar un seccionalizador para el correcto funcionamiento de la misma.
- **Topología final del escenario 2:** Para este escenario se simuló una falla en dos segmentos, por tanto, el aislamiento de los tramos que no fallaron fueron transferidos correctamente de un alimentador a otro, sin ocasionar problema alguno, para la coordinación de protecciones se cumplió el margen de tiempo que es de los 200ms a 400ms.
- **Topología final del escenario 3:** De igual manera en este escenario se concretó de una manera exitosa el aislamiento del segmento 2 y reconexión del segmento 3 no fallado, quedando fuera de servicio 3052 kVA y restableciendo la energía a una carga de 4447 kVA. Mientras que para la coordinación de protecciones se tuvo que coordinar también con el reconector de "San Miguel", debido a que se encuentra en un ramal conectado al alimentador 221.
- **Topología final del escenario 4:** Luego de la falla ocurrida en el segmento 2, la reconfiguración del tramo no fallado se realizó adecuadamente, dejando una carga de 5214 kVA sin servicio y restaurar una carga de 6882 kVA perteneciente al segmento 3. Referente a la coordinación de protecciones, se puede decir que, se cumplió con los márgenes de tiempo, en este caso 300 ms aproximadamente entre cada equipo implicado.
- **Topología final del escenario 5:** Para la falla ocurrida en el segmento 2 de este escenario, su reconfiguración fue la misma que para el escenario 3 y 4, en este caso

dejando sin servicio una carga de 3789 kVA y restableciendo el servicio a una carga de 8851 kVA. En la coordinación de protecciones se cumplió correctamente con el margen de tiempo entre las curvas.

- **Topología final del escenario 6, 7 y 8:** Para estos escenarios no hubo la posibilidad de una transferencia de carga exitosa, puesto que por el momento no existe un equipo adecuado para estas maniobras, en este caso un reconectador con el cual se pueda aislar solo el segmento fallado y se pueda reconectar el tramo sin falla.

8. Conclusiones y Recomendaciones

8.1. Conclusiones

La reconfiguración de un sistema de distribución tiene el objetivo de aislar fallas y reducir pérdidas sin afectar la calidad del servicio de energía eléctrica, mediante el cambio de la topología actual a través de una apertura o un cierre de los reconectores de enlace utilizados para el estudio de este documento.

Luego de realizar el análisis de la topología actual de cada alimentador, se logro encontrar 8 escenario posibles, de los cuales se llevo a cabo un estudio en los que se refleja posibilidad de ser ejecutados en campo de una manera segura, debido a que todos los equipos requeridos están instalados en la topología actual de dichos alimentadores. Para la obtención de la caída de tensión, cargabilidad y las pérdidas de potencia del sistema de distribución, después de las transferencias de carga se aplico el análisis de flujo de potencia del Software de Cymdist, y se concluye que todos los valores detallados en este documento están dentro de los límites dados por la Regulación 002/20, por ende, se puede decir que es factible la reconfiguración del sistema sin modificar el calibre de los conductores pertenecientes a los alimentadores.

Mediante el cierre de los reconectores denominados como enlace, los cuales están en un estado normalmente abierto (N.A.), el grupo de protecciones cambia por una nueva coordinación que incluye a los nuevos equipos que no fueron aislados de la falla del alimentador afectado, los mismos que tendrán que cumplir con los márgenes de tiempo dados para las curvas de protección (200 ms - 400 ms).

El software Cymdist y CymTCC fueron herramientas muy amigables para la simulación y uso de la base de datos facilitada por la Empresa Eléctrica de Azogues, estos programas tienen la ventaja no de interferir en el sistema en tiempo real, permitiéndonos el manejo de los equipos involucrados en este estudio. Cymdist procesa las bases de datos de los alimentadores y genera los flujos de carga, corrientes de cortocircuito entre otros. CymTCC simula la coordinación de protecciones generando las curvas de tiempo vs corriente con el objetivo de evitar un daño del conjunto de equipos o dispositivos enlazados entre sí.

Por último, con la elaboración de este proyecto se garantiza el funcionamiento continuo del flujo eléctrico con la posibilidad de ser implementado de una manera automatizada, cuyo objetivo es el de ahorrar costes, tiempo y lo más importante ser mucho más eficaces que de una forma manual, para un mejor servicio al cliente.

8.2. Recomendaciones

- Para la coordinación de protecciones del escenario 1, se implementó un seccionador, puesto que, es recomendable la utilización de mismo debido a que, no se logró realizar los ajustes entre los tres reconectores del escenario 1.
- Se recomienda para los escenarios 6 - 7 - 8 que los equipos descritos en la Tabla 30 sean reemplazados por reconectores para que sea posible la reconfiguración de estos escenarios, con este reemplazo de equipos se puede telecontrolar la apertura y cierre debido a que los reconectores tienen esta característica de ser controlados desde el centro de control de la subestación.
- Para los escenarios 6 Anexo. 33, 7 Anexo. 34, 8 Anexo. 35, no se puede hacer una transferencia entre segmentos debido a que en la cabecera de los alimentadores no existen equipos que nos permitan controlar el sentido de circulación de la corriente, por este motivo se recomienda colocar dos reconectores en la cabecera de cada alimentador (123 - 222 - 223) con el fin de que cuando exista una falla en uno de los dos segmentos no se desconecte toda la barra, si no que se pueda aislar el segmento en falla y hacer una transferencia por el otro lado del alimentador dejando sin energía a la menor parte de los usuarios de ese alimentador.

- Es necesario que la Empresa Eléctrica Azogues mantenga actualizado sus bases del ARGIS de el sistema de distribución eléctrico.

Referencias

- [1] R. S. Abbasi and T. Mehmood, “Feeder reconfiguration techniques: A review,” in *2014 International Conference on Energy Systems and Policies (ICESP)*, Nov 2014, pp. 1–5.
- [2] C. Zhang, Z. Z. Lin, F. S. Wen, and J. S. Huang, “A scenario-based network reconfiguration framework under uncertainties,” in *International Conference on Sustainable Power Generation and Supply (SUPERGEN 2012)*, Sep. 2012, pp. 1–7.
- [3] E. S. A. Lazo, “Estudio de coordinación de protecciones en alta y media tensión en la subestación machala propiedad de la corporación nacional de electricidad s.a. regional el oro,” Master’s thesis, Universidad Politécnica Salesiana, 2010.
- [4] S. Jazebi, M. Moghimi Hadji, and R. A. Naghizadeh, “Distribution network reconfiguration in the presence of harmonic loads: Optimization techniques and analysis,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1929–1937, July 2014.
- [5] Y. Fu, Z. Xuan, D. Jinguo, Q. Chao, and Q. Rongfei, “Research and application of distribution grid self-healing based on distribution automation,” in *2014 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, Sep. 2014, pp. 1211–1214.
- [6] X. Chen, W. Wu, B. Zhang, and X. Shi, “A robust approach for active distribution network restoration based on scenario techniques considering load and dg uncertainties,” in *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, July 2016, pp. 1–5.
- [7] E. E. de Azogues, *Misión Visión*, Azogues Ecuador, Dec. 2018. [Online]. Available: <https://www.eea.gob.ec/>
- [8] M. C. A. V. J. C. R. C. Jorge Enrique Carrión, Diego Vinicio Orellana, *Fiabilidad en redes eléctricas*. Universidad Nacional de Loja, 2019.
- [9] D. N. de Regulación Técnica, *Agencia de Regulación y Control de Electricidad*, Ecuador, 2017. [Online]. Available: https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/12/2017_05_29_Informe-de-Sustento_Regulaci%C2%A6n-de-Calidad-preliminar.pdf
- [10] S. G. C. y B. S. R. Alfredo Espinosa Reza, “Information model of centralized feeder automation based on iec 61850,” in *2019 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC)*, Nov 2011, pp. 1390–1394.

- [11] A. de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, *Regulación Nro. ARCERNNR-017/20*, Ecuador, 2020. [Online]. Available: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/01/Regulacion-002-20.pdf>
- [12] Z. Zhu, J. Cheng, Z. Wang, W. Gao, and J. Li, “Information model of centralized feeder automation based on iec 61850,” in *2019 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC)*, Nov 2019, pp. 1390–1394.
- [13] M. A. T. Palacios, *Automatización de una Subestación Eléctrica utilizando el Protocolo IEC 61850 y el ICCP para el envío de Datos*, Lima Perú, Dec. 2020. [Online]. Available: http://repositorio.urp.edu.pe/bitstream/handle/urp/66/toscano_ma.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- [14] Z. Sun, Q. Guo, and F. Sun, “Key management for feeder automation systems with centralized mode,” in *2009 International Conference on Information Management, Innovation Management and Industrial Engineering*, vol. 4, Dec 2009, pp. 456–459.
- [15] A. 21, *Centro de formación técnica para la industria*, España, Barcelona, 2020. [Online]. Available: <https://www.cursosaula21.com/que-es-un-sistema-scada/>
- [16] M. E. L. Tenesaca, *Escenarios de contingencias para la automatización de la operación del sistema de distribución para los alimentadores primarios 0321, 0322 y 0722 de la empresa Eléctrica Regional Centro Sur*, Quito Ecuador, Dec. 2017. [Online]. Available: <https://1library.co/document/zkxgon8y-escenarios-contingencias-automatizacion-operacion-distribucion-alimentadores-primarios-electrica.html>
- [17] I. C. E. L. Paredes, *Diseño e implementación de un sistema piloto para la automatización de alimentadores de la red de distribución de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.*, Ecuador, 2016. [Online]. Available: <http://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/23690/1/TESIS.pdf>
- [18] V. C. Gungor, D. Sahin, T. Kocak, S. Ergut, C. Buccella, C. Cecati, and G. P. Hancke, “Smart grid technologies: Communication technologies and standards,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 7, no. 4, pp. 529–539, Nov 2011.
- [19] M. Dobriceanu, A. Bitoleanu, M. Popescu, E. Subtirelu, and S. Enache, “Combined protection and control equipment for applications in the medium-voltage area,” in

- 2008 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion*, June 2008, pp. 860–865.
- [20] PabloLopez, “Interruptores eléctricos: Clasificación y componentes,” Bricos, Tech. Rep., March 2013.
- [21] E. Company, *Interruptor de Fallas Intellirupter*, Feb. 2019. [Online]. Available: <https://www.scelectric.org/globalassets/sac-electric/documents/sharepoint/documents---all-documents/boletin-descriptivo-766-30s.pdf?dt=637618280665776644>
- [22] S. Eléctrico, *Reconectores*, Dec. 2017. [Online]. Available: <http://www.sectorelectricidad.com/19183/reconectores/>
- [23] S. Electricidad, *Seccionadores*, Jun. 2018. [Online]. Available: <http://www.sectorelectricidad.com/20135/seccionadores/>
- [24] *Fusesaver y unidad de control remoto 3AD8 de Siemens*, SUMMAA ENERGIA.
- [25] P. Cortez, *Características eléctricas y mecánicas de los fusibles*, Feb. 2012. [Online]. Available: https://www.fusibles.cl/files/memorias/mem_1_1252620101.pdf
- [26] C. J. Z. y German E. Mejía, in *2003 Scientia et Technica*, Nov 2003, pp. 1390–1394.
- [27] J. M.Gers and E. J. Holmes, *Protection of Electricity Distribution Networks*. The Institution of Engineering and Technology, 2004.
- [28] S. Veda, M. Baggu, and A. Pratt, “Defining a use case for adms testbed: Data quality requirements for adms deployment,” in *2019 IEEE Power Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, 2019, pp. 1–5.
- [29] P. de análisis de redes eléctricas, *CYME, EATON Powering Business Worldwide*, Cleveland Estados Unidos, Dec. 2018. [Online]. Available: <https://www.cyme.com/es/software/cymdist/BR917045ES-Distribucion.pdf>
- [30] E. P. business Worldwide, *Coordinación de los dispositivos de protección*, Canada, 2020. [Online]. Available: <https://www.cyme.com/es/software/cymtcc/>
- [31] ENSOTEST, *ENERGY SOFTWARE TESTING*, España, 2020. [Online]. Available: https://www.ensotest.com/iec-61850/introduction-to-iec-61850-protocol/?noredirect=en_US

- [32] I. P. C. DATA, *DNP3 (Distributed Network Protocol) e IEC 61850*, Estados Unidos, 2015. [Online]. Available: <https://www.copadata.com/es/>
- [33] WAGO, *RÁPIDA COMUNICACIÓN ENTRE DISPOSITIVOS DE CAMPO Y AUTOMATIZACIÓN: MODBUS*, España, 2020. [Online]. Available: <https://www.wago.com/es/>

9. Acrónimos

Listado de los acrónimos utilizados en este documento.

N.A: Normalmente Abierto

N.C: Normalmente Cerrado

kVA: Kilovoltio amperio

MVA: Megavoltio amperio

kV: Kilovoltios

kW: Kilovatio

kVAR: Kilovoltio amperio reactivo

VAR: Voltiamperio reactivo

A: Amperio

s: Segundos

ms: Milisegundos

R-ENLA: Reconectador enlace

R-GUAP: Reconectador Guapán

R-ZHAP: Reconectador Zhapacal

S/N: Sin Nombre

IEEE MI: Curva IEEE Moderadamente Inversa

IEC I: Curva IEC Inversa

IEC EI: Curva IEC Extremadamente Inversa

IEC VI: Curva IEC Very Inversa

IEC INV: Curva IEC

ANSI LTI: Curva ANSI

ANEXOS

9.1. Anexo 1: Coordinación de protecciones en operación normal

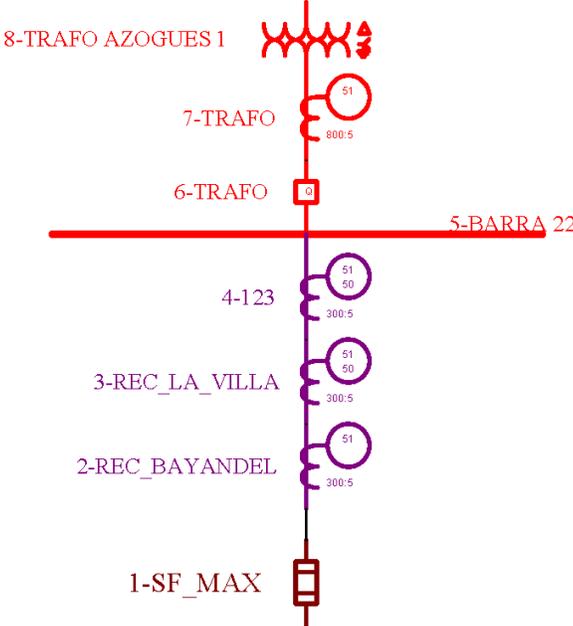


Figura 46: Esquema Alimentador 123

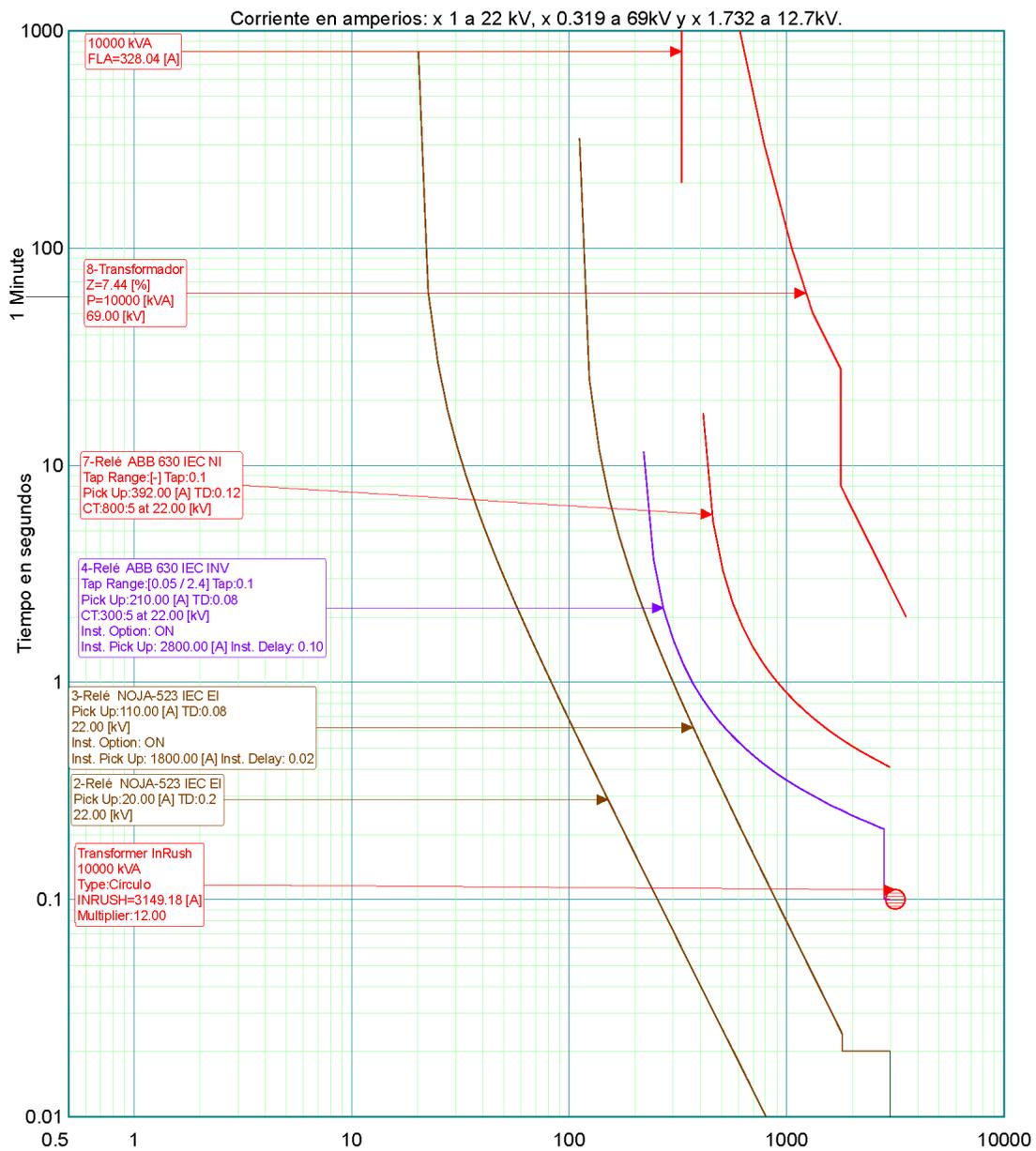


Figura 47: Curva de coordinación de protecciones del alimentador 123

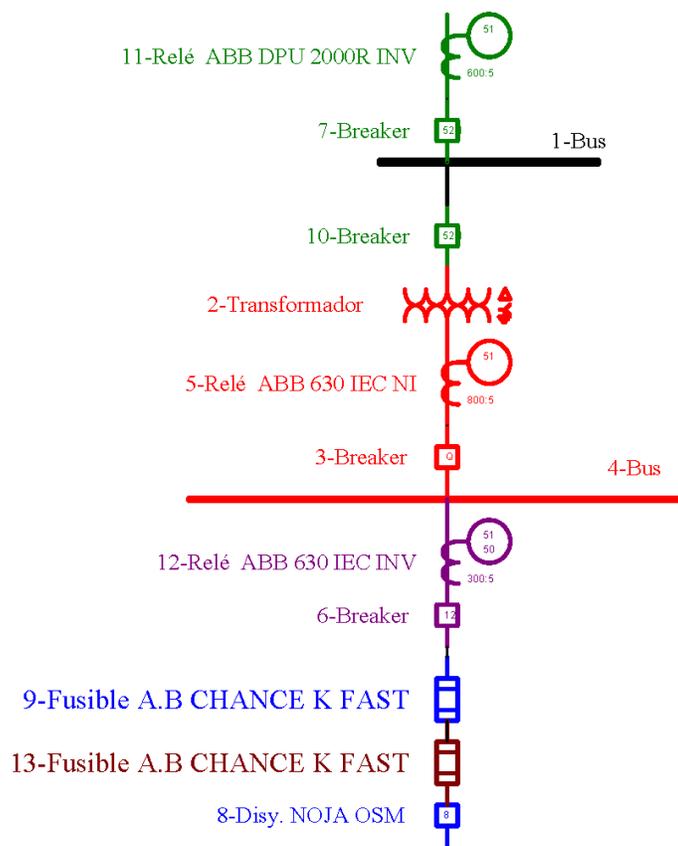


Figura 48: Esquema Alimentador 124

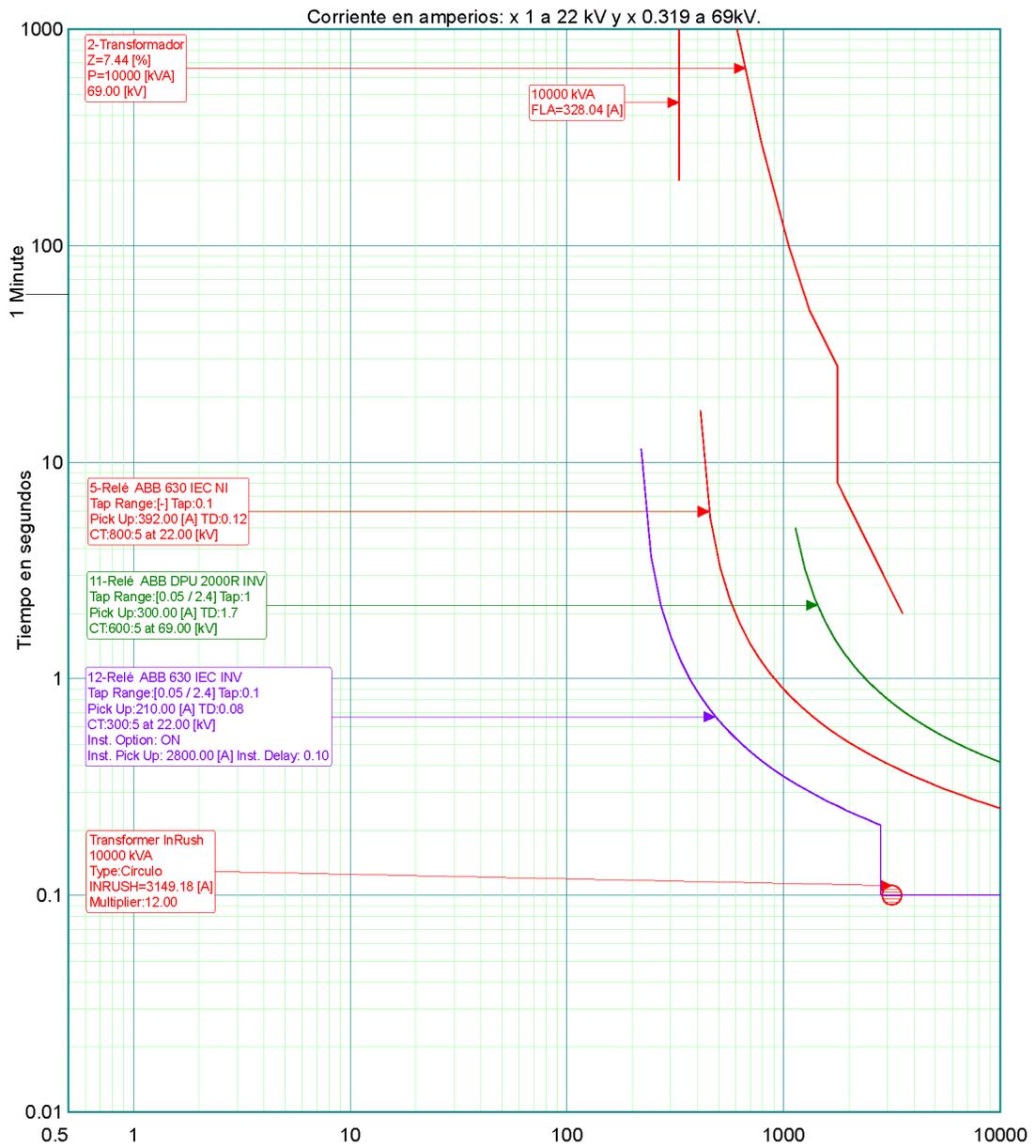


Figura 49: Curva de coordinación de protecciones del alimentador 124

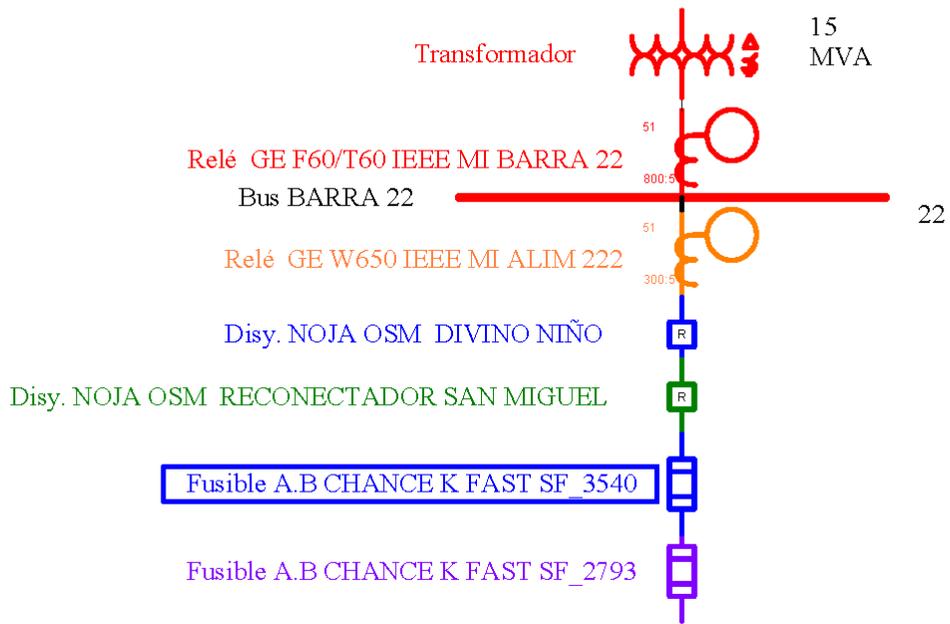


Figura 50: Esquema Alimentador 221

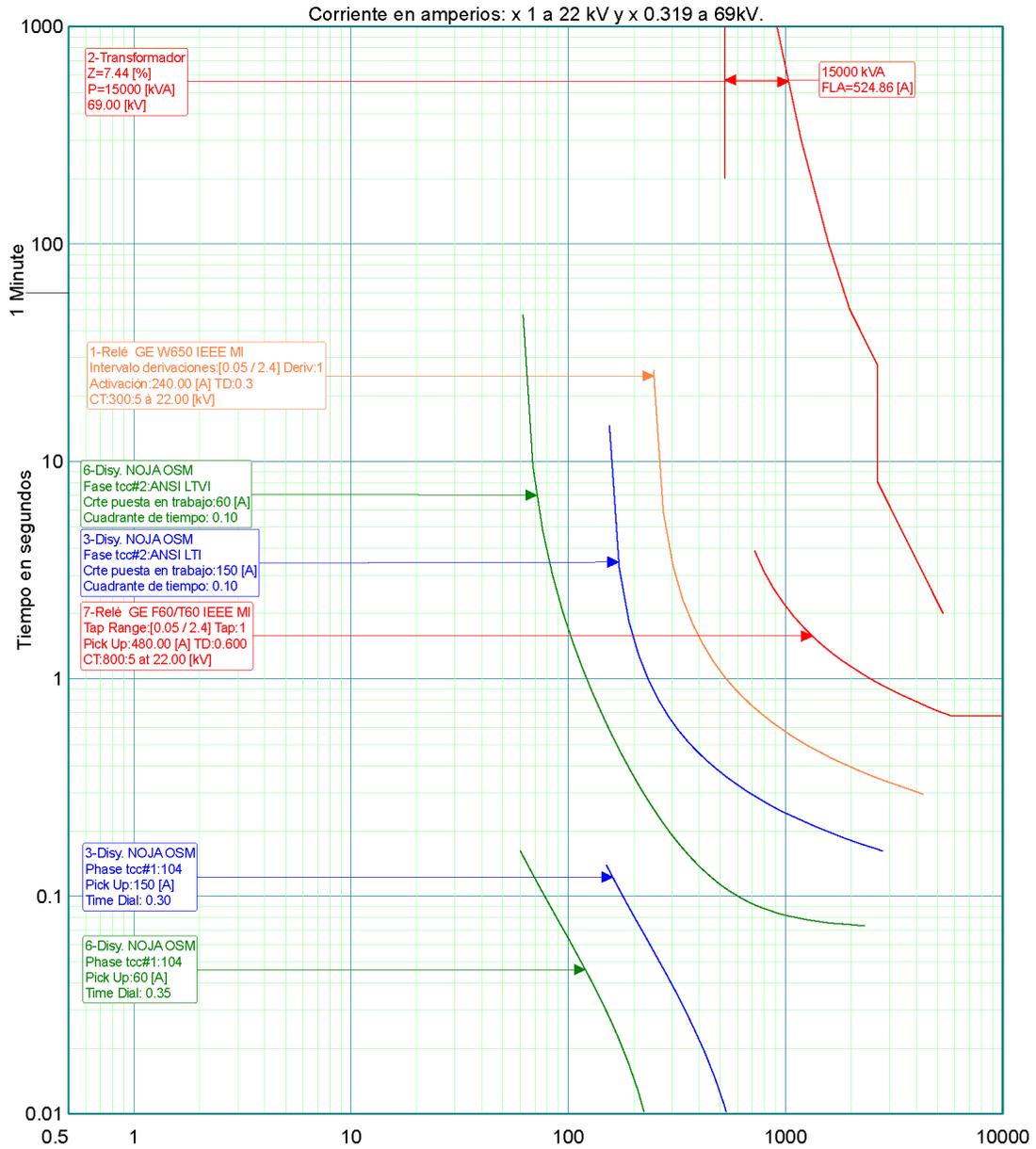


Figura 51: Curva de coordinación de protecciones del alimentador 221

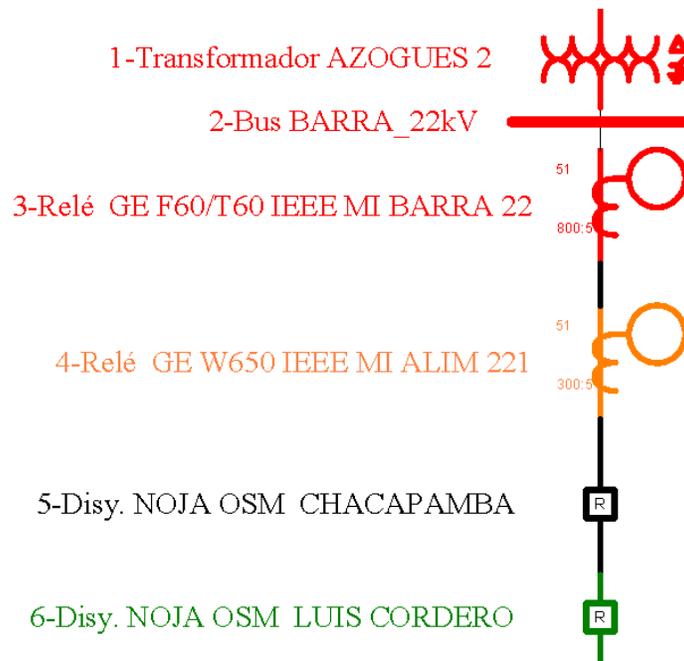


Figura 52: Esquema Alimentador 222

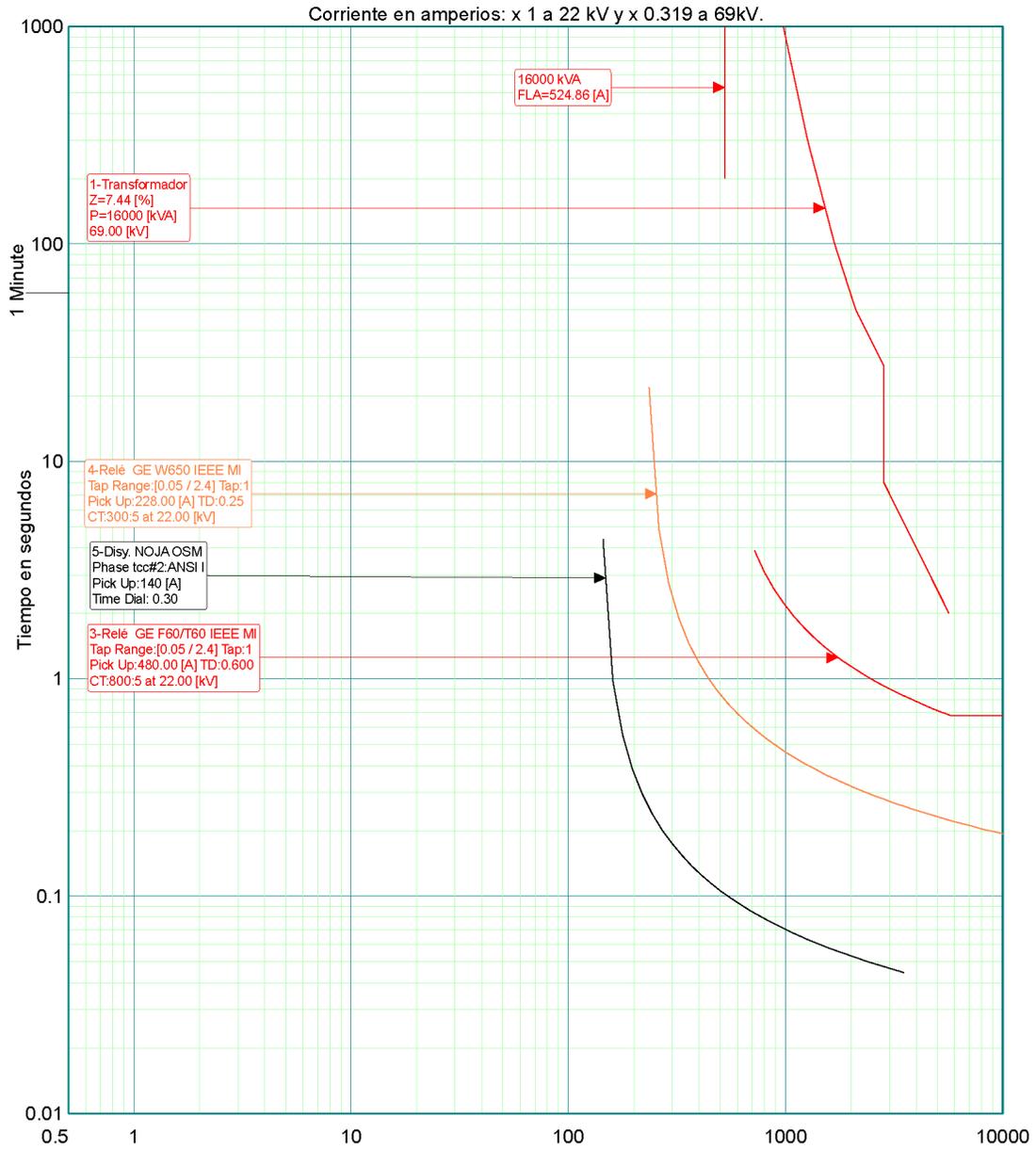


Figura 53: Curva de coordinación de protecciones del alimentador 222

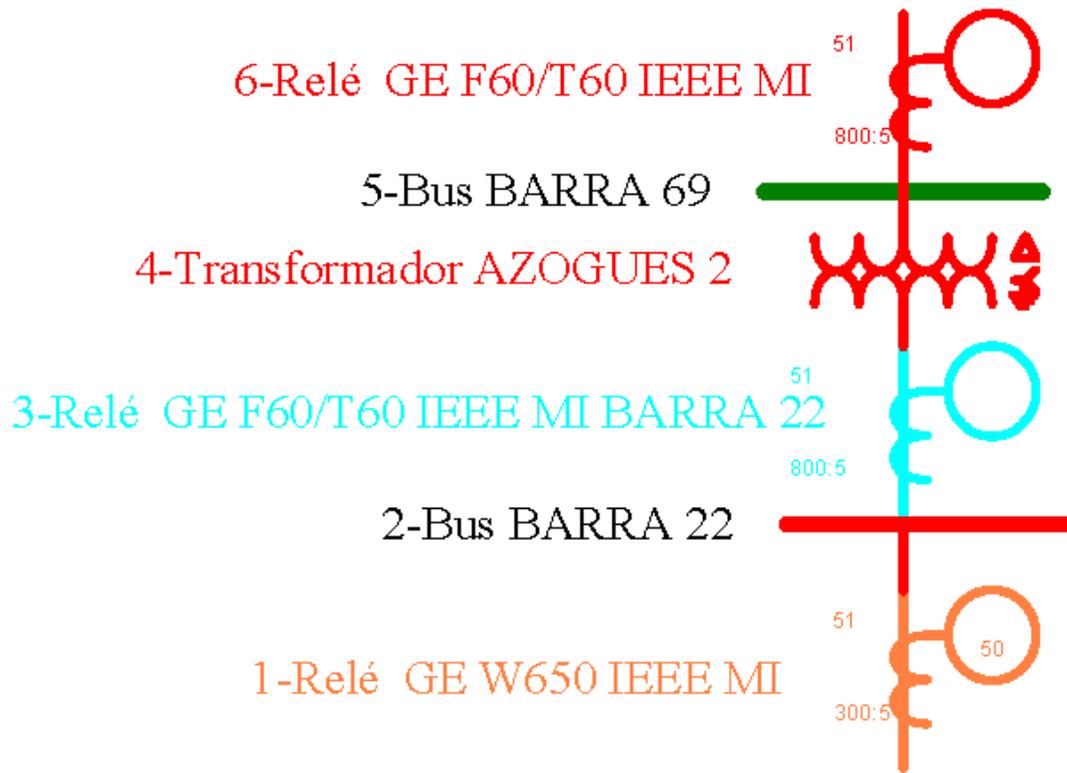


Figura 54: Esquema Alimentador 223

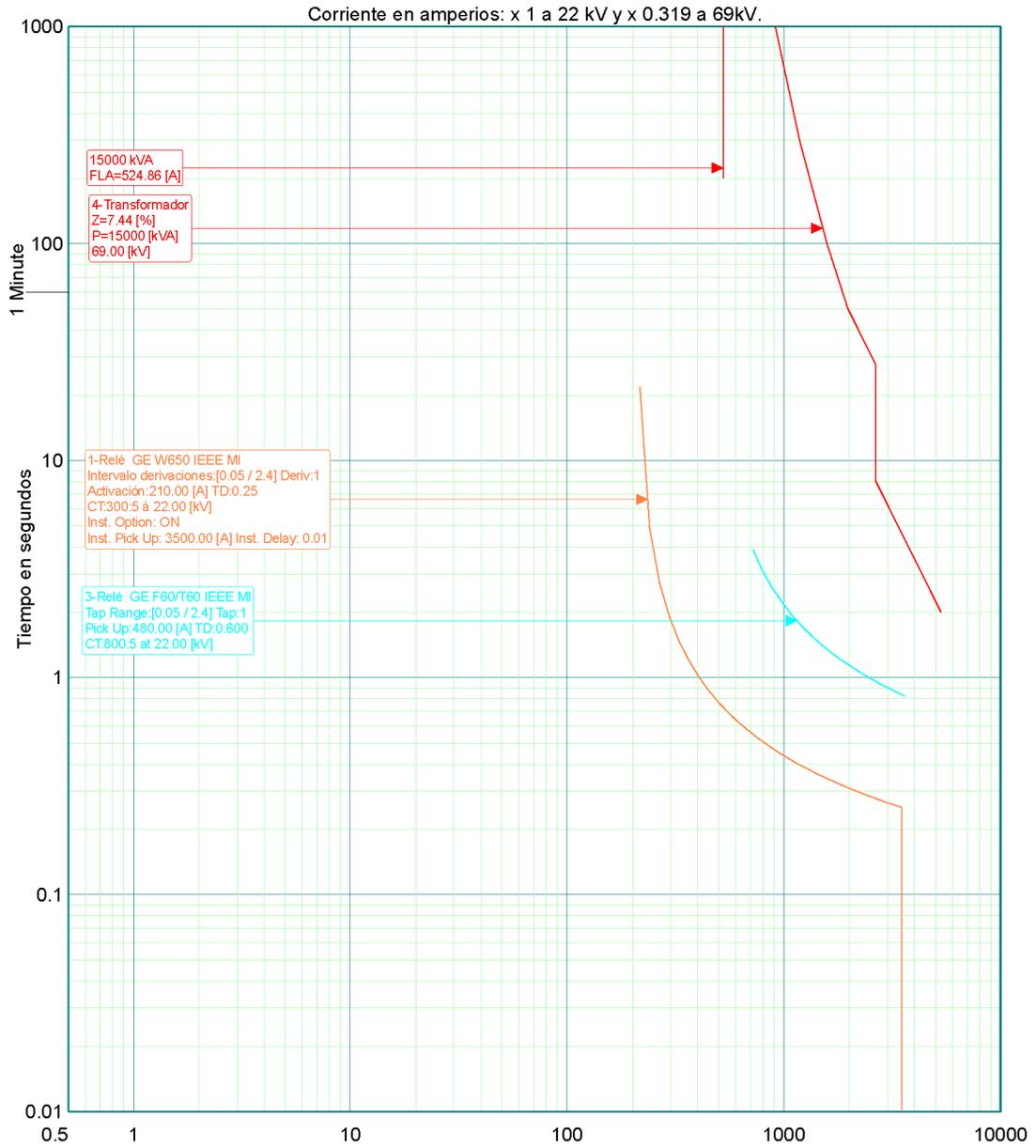


Figura 55: Curva de coordinación de protecciones del alimentador 223



Figura 56: Esquema Alimentador 224

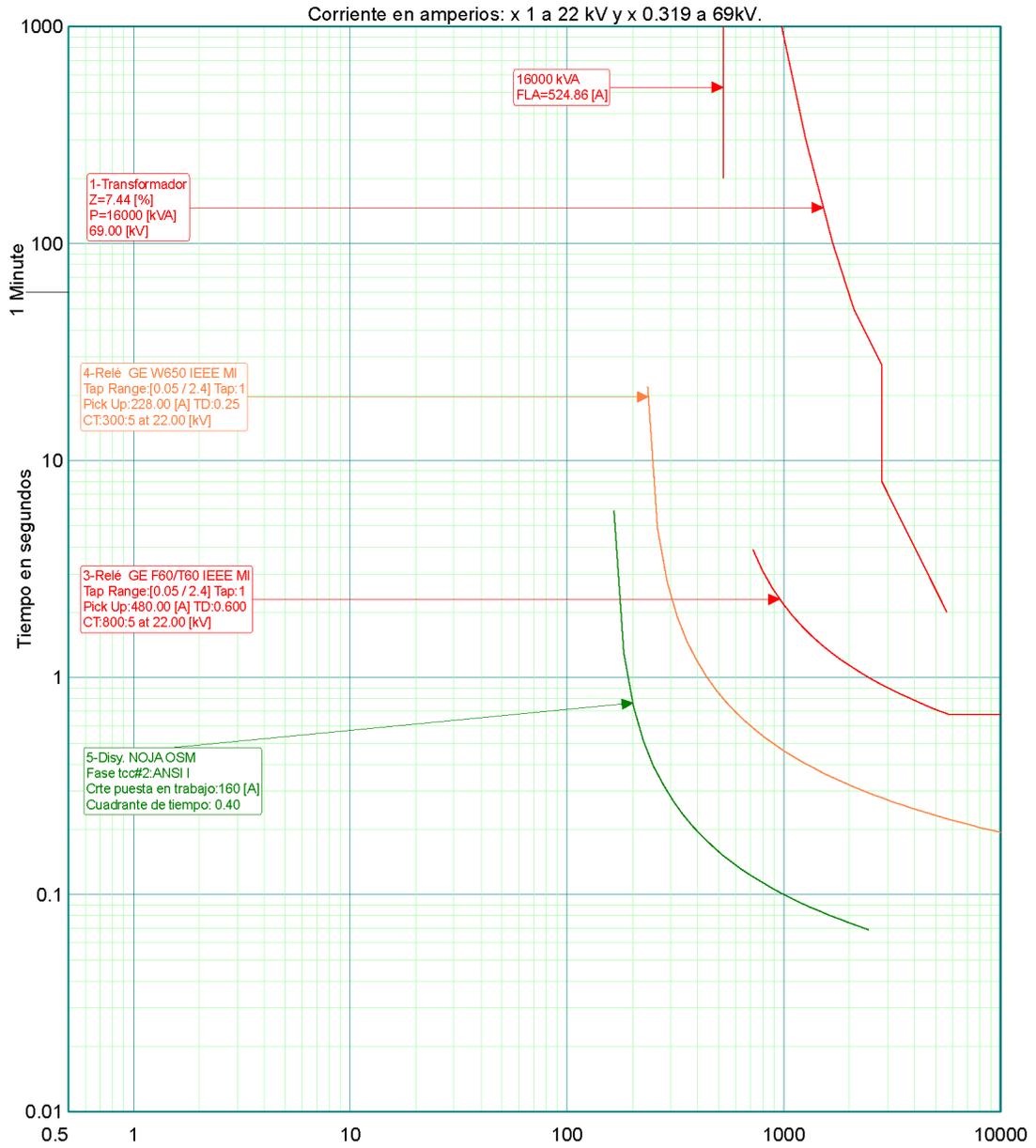


Figura 57: Curva de coordinación de protecciones del alimentador 224

9.2. Anexo 2: Coordinación de protecciones de cada Escenario

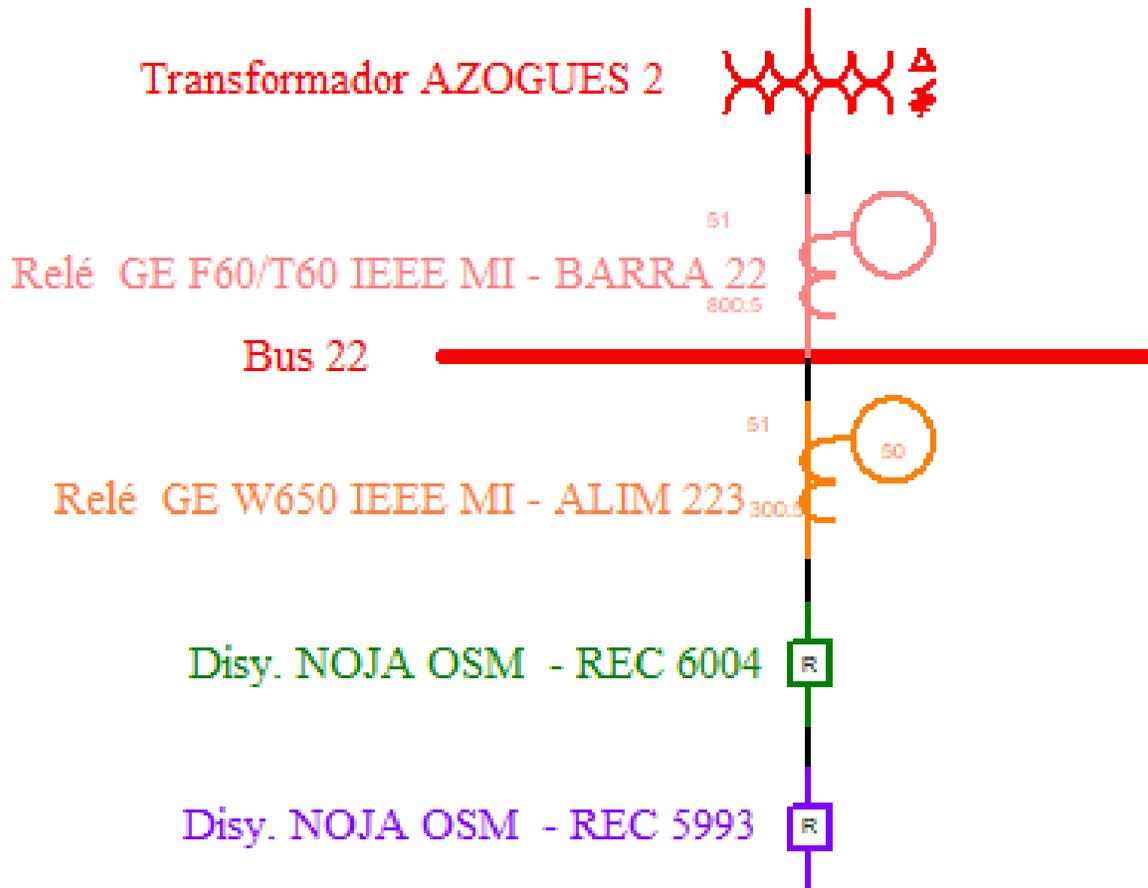


Figura 58: Esquema de coordinación, Escenario 2 - Falla 1

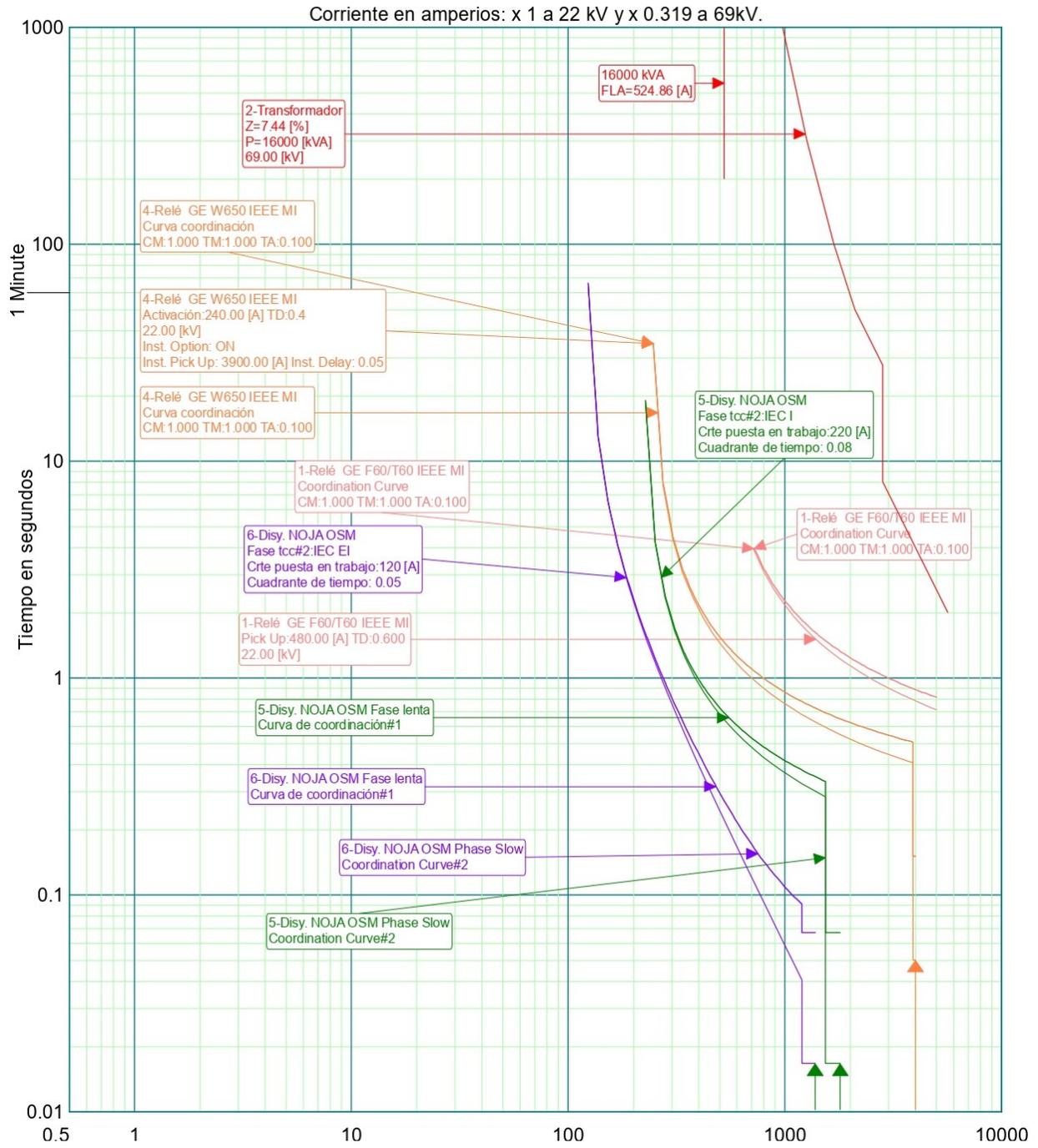


Figura 59: Curva Tiempo vs Corriente, Escenario 2 - Falla 1

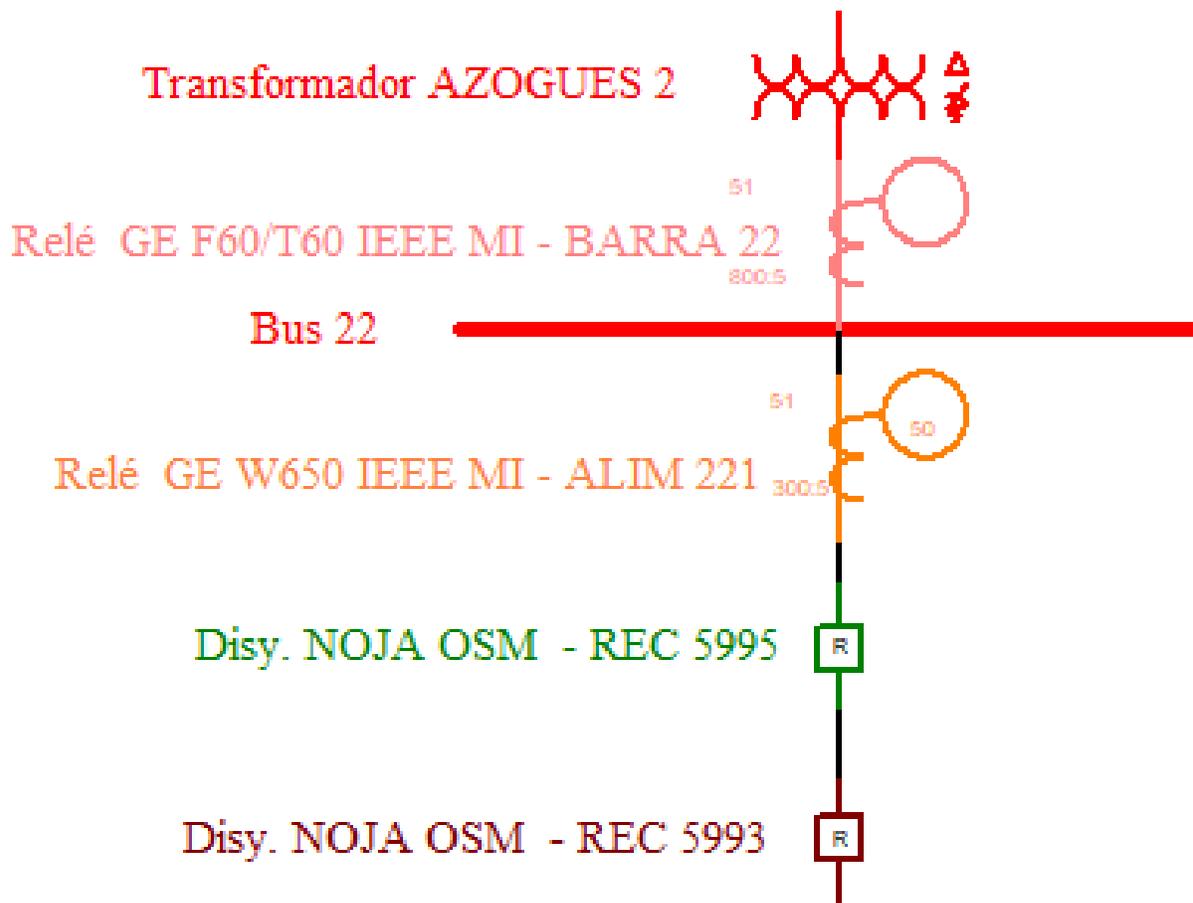


Figura 60: Esquema de coordinación, Escenario 2 - Falla 3

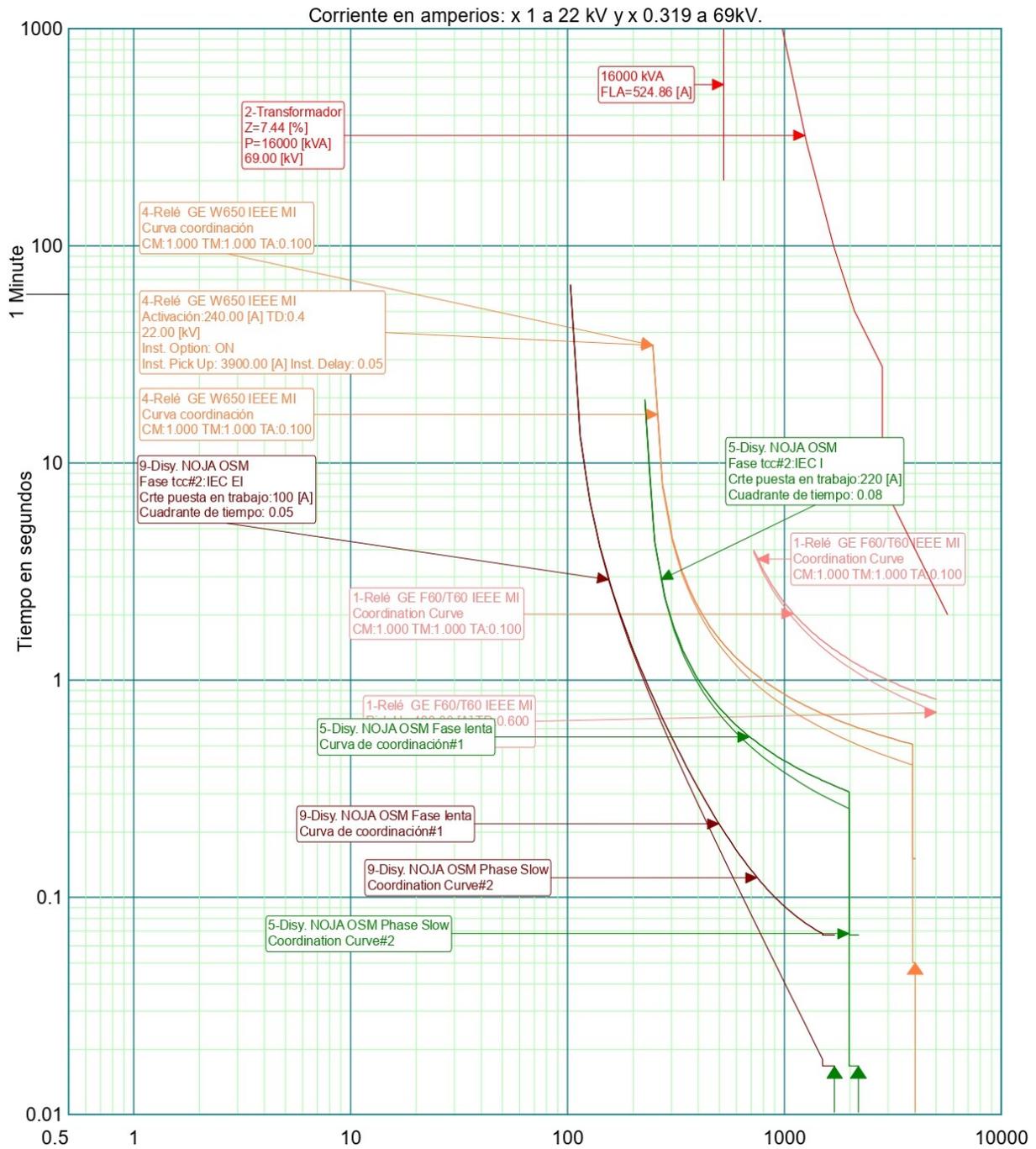


Figura 61: Curva Tiempo vs Corriente, Escenario 2 - Falla 3

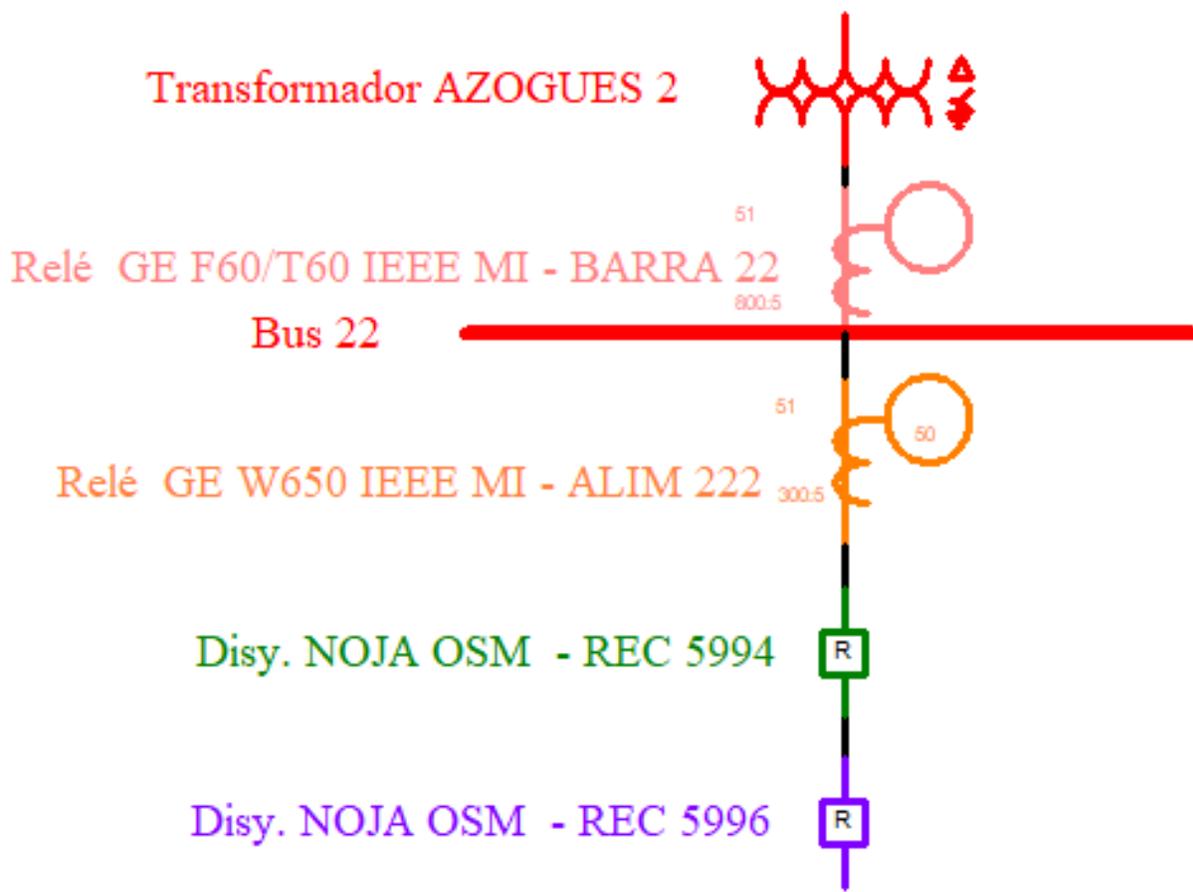


Figura 62: Esquema de coordinación, Escenario 3 - Falla 1

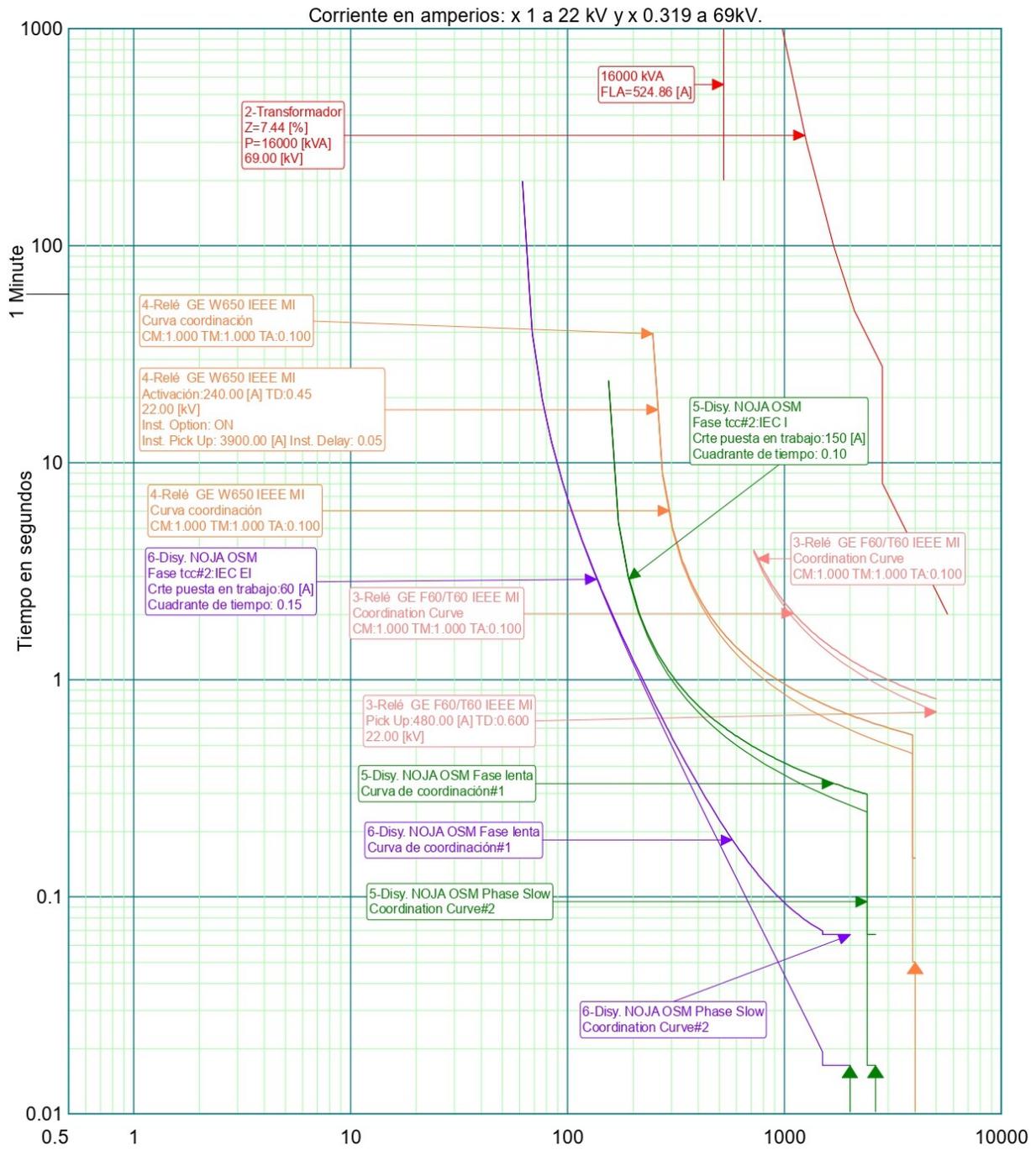


Figura 63: Curva Tiempo vs Corriente, Escenario 3 - Falla 1

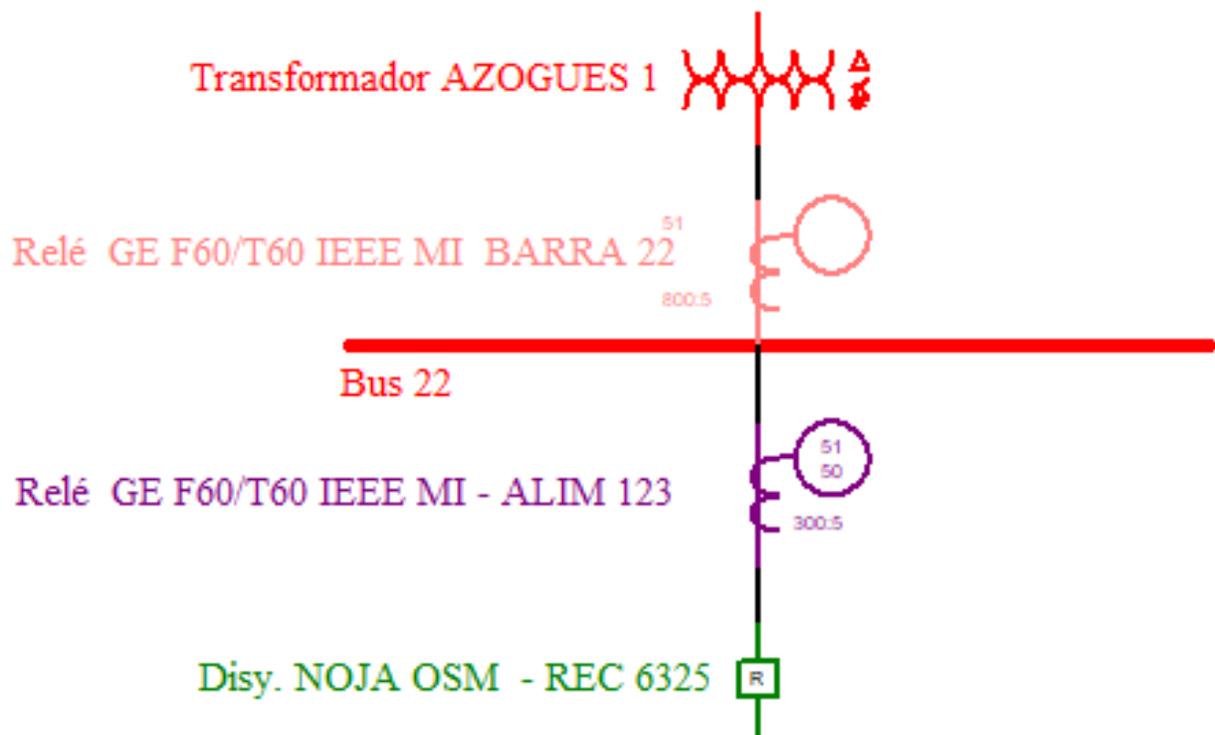


Figura 64: Esquema de coordinación, Escenario 4 - Falla 1

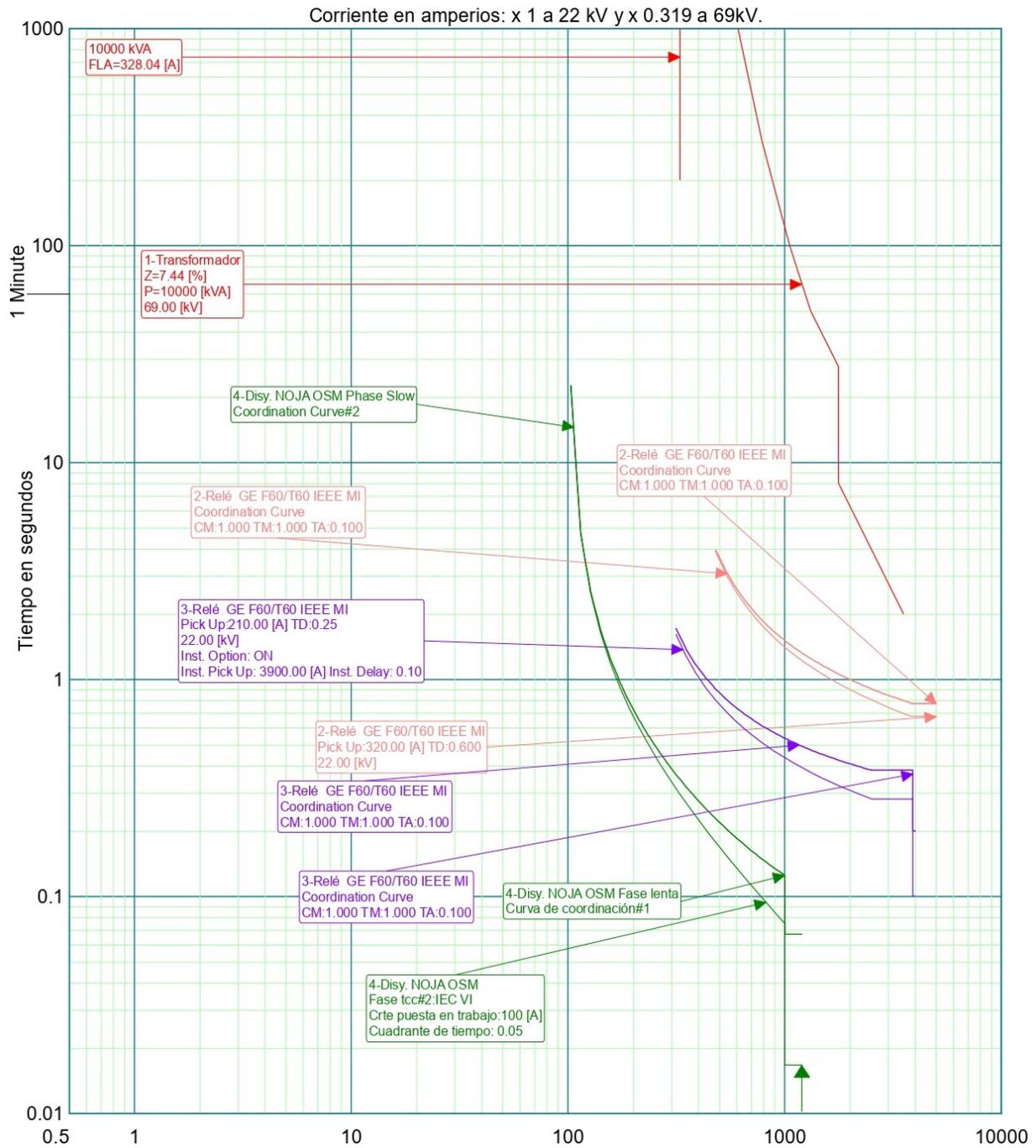


Figura 65: Curva Tiempo vs Corriente, Escenario 4 - Falla 1

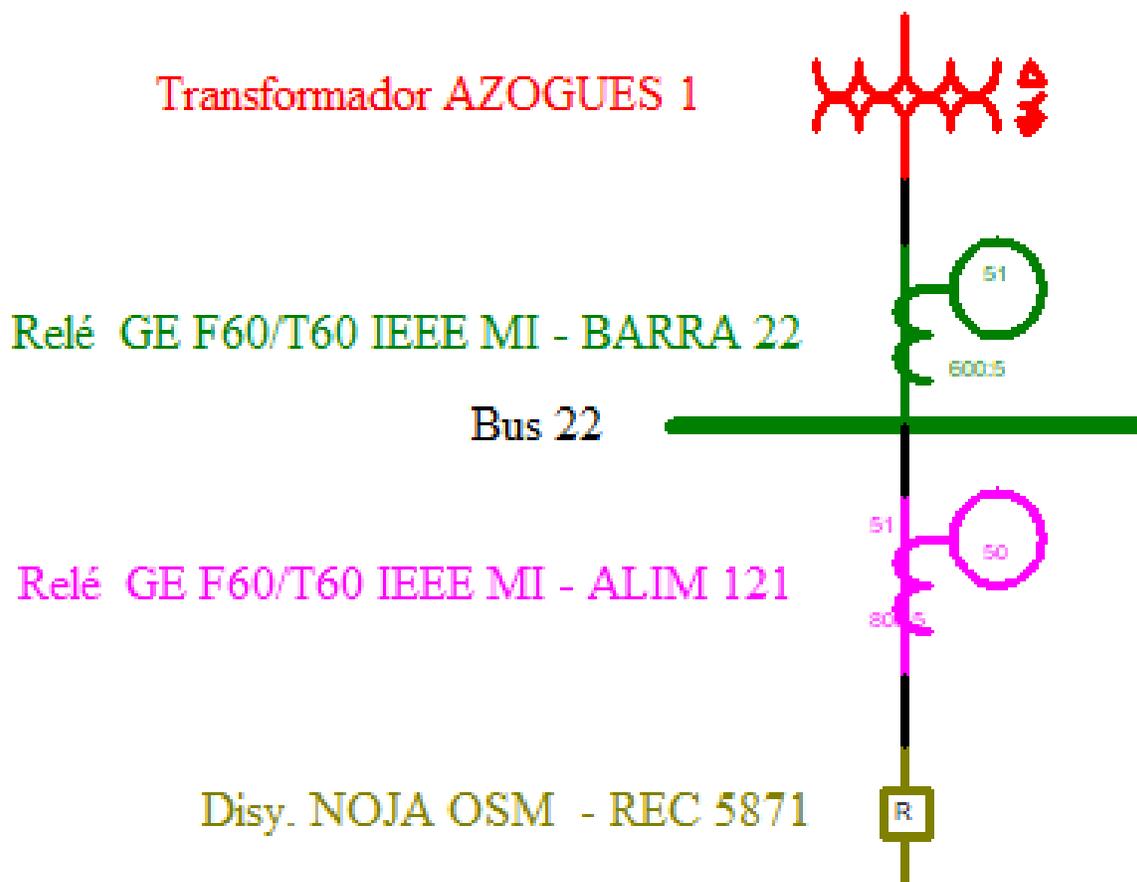


Figura 66: Esquema de coordinación, Escenario 5 - Falla 1

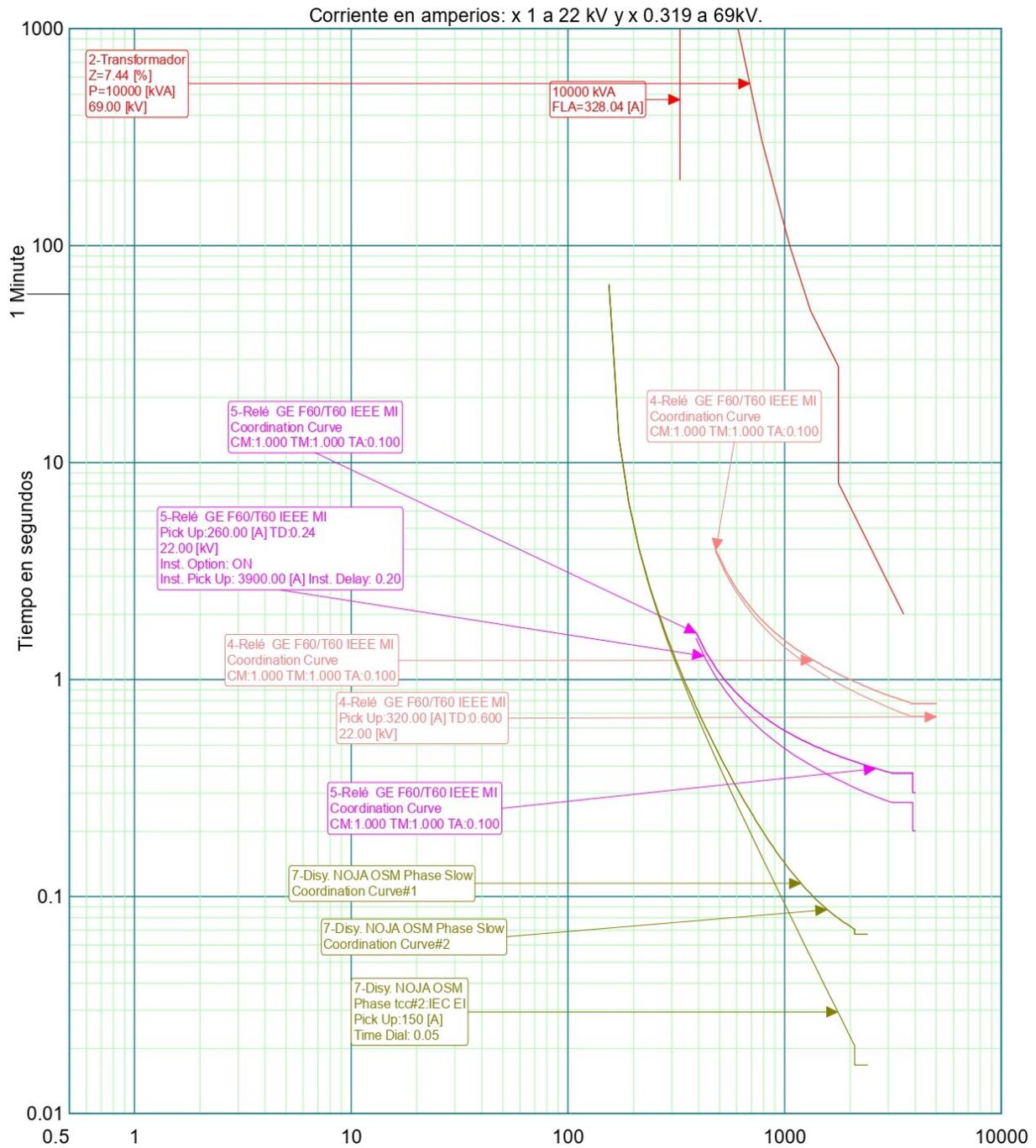


Figura 67: Curva Tiempo vs Corriente, Escenario 5 - Falla 1

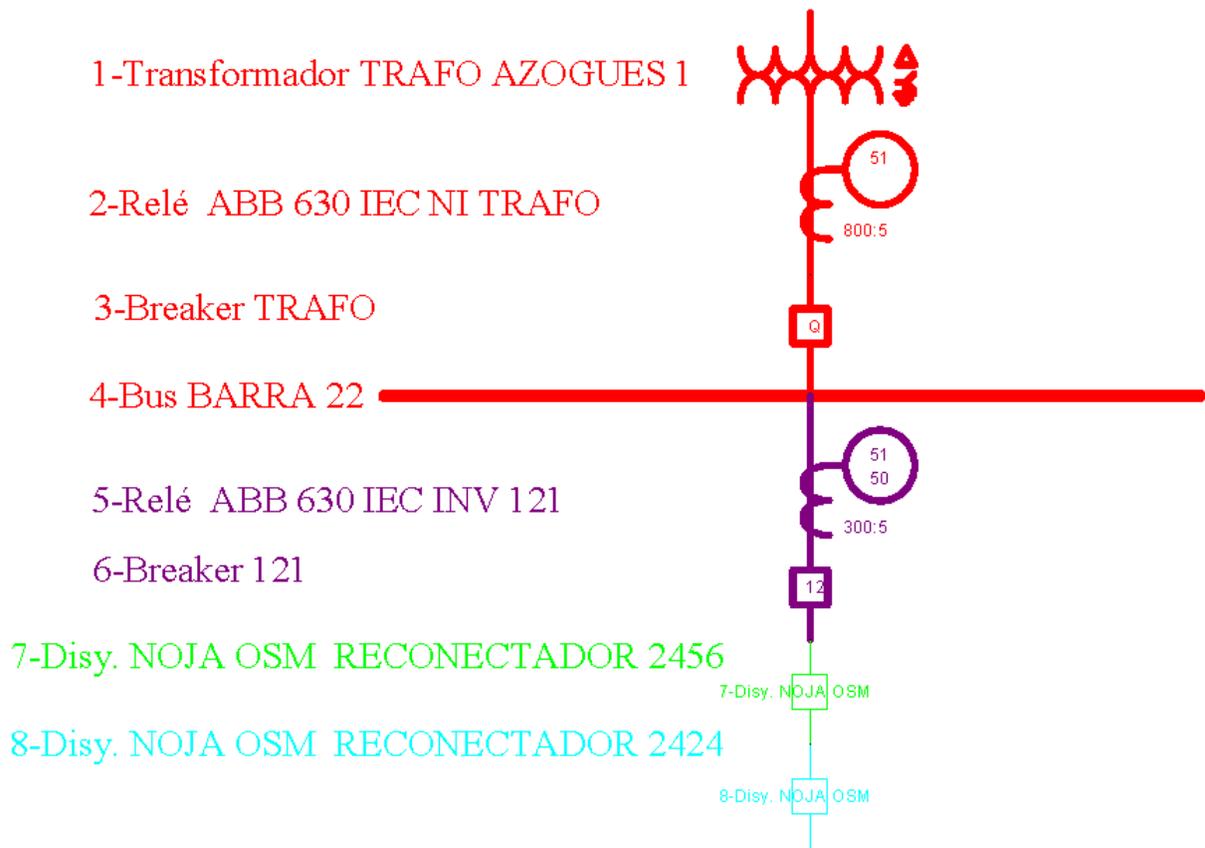


Figura 68: Esquema Coordinación de Protecciones Escenario 6

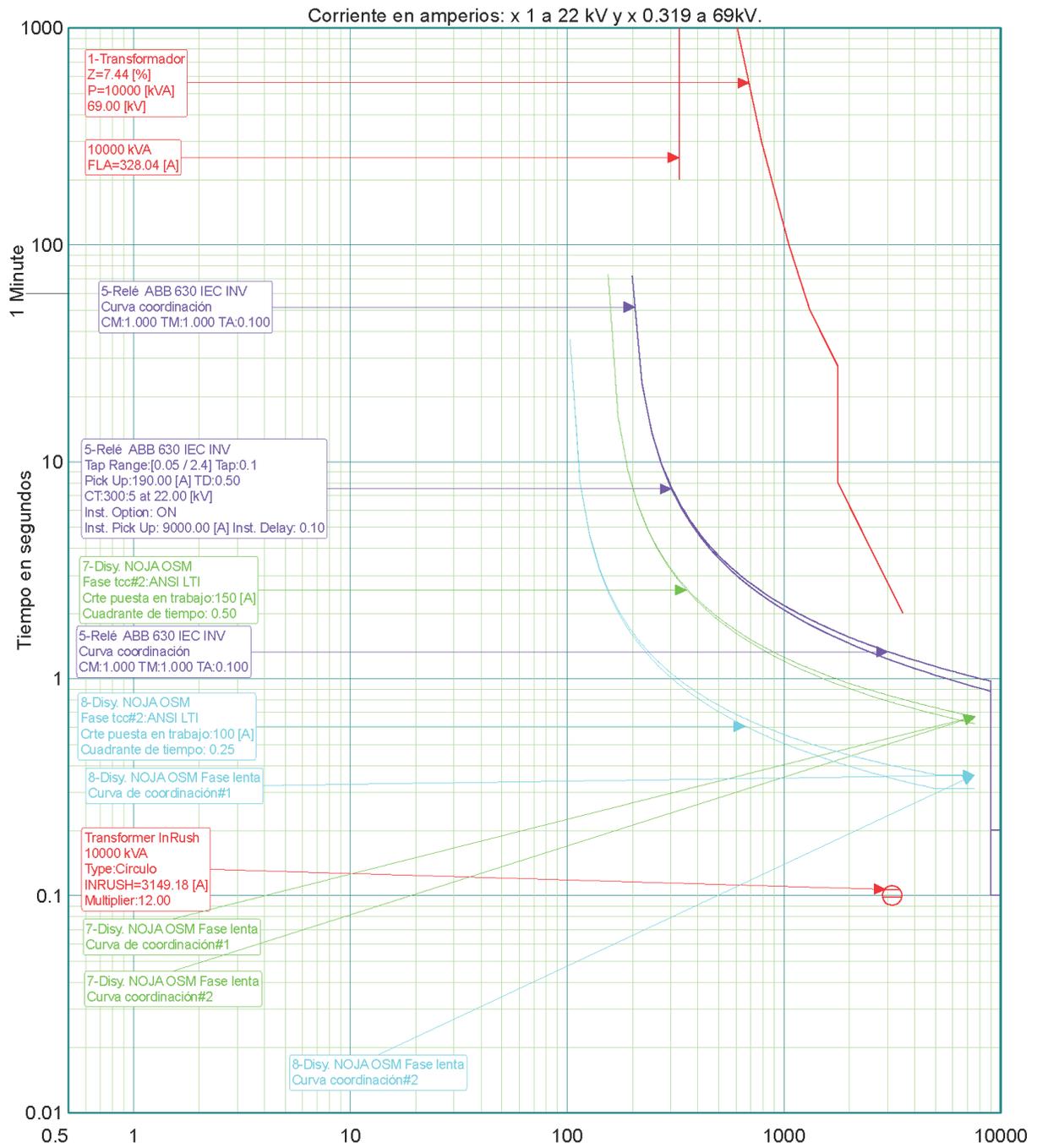


Figura 69: Curva Coordinación de Protecciones Escenario 6



Figura 70: Esquema Coordinación de Protecciones Escenario 7

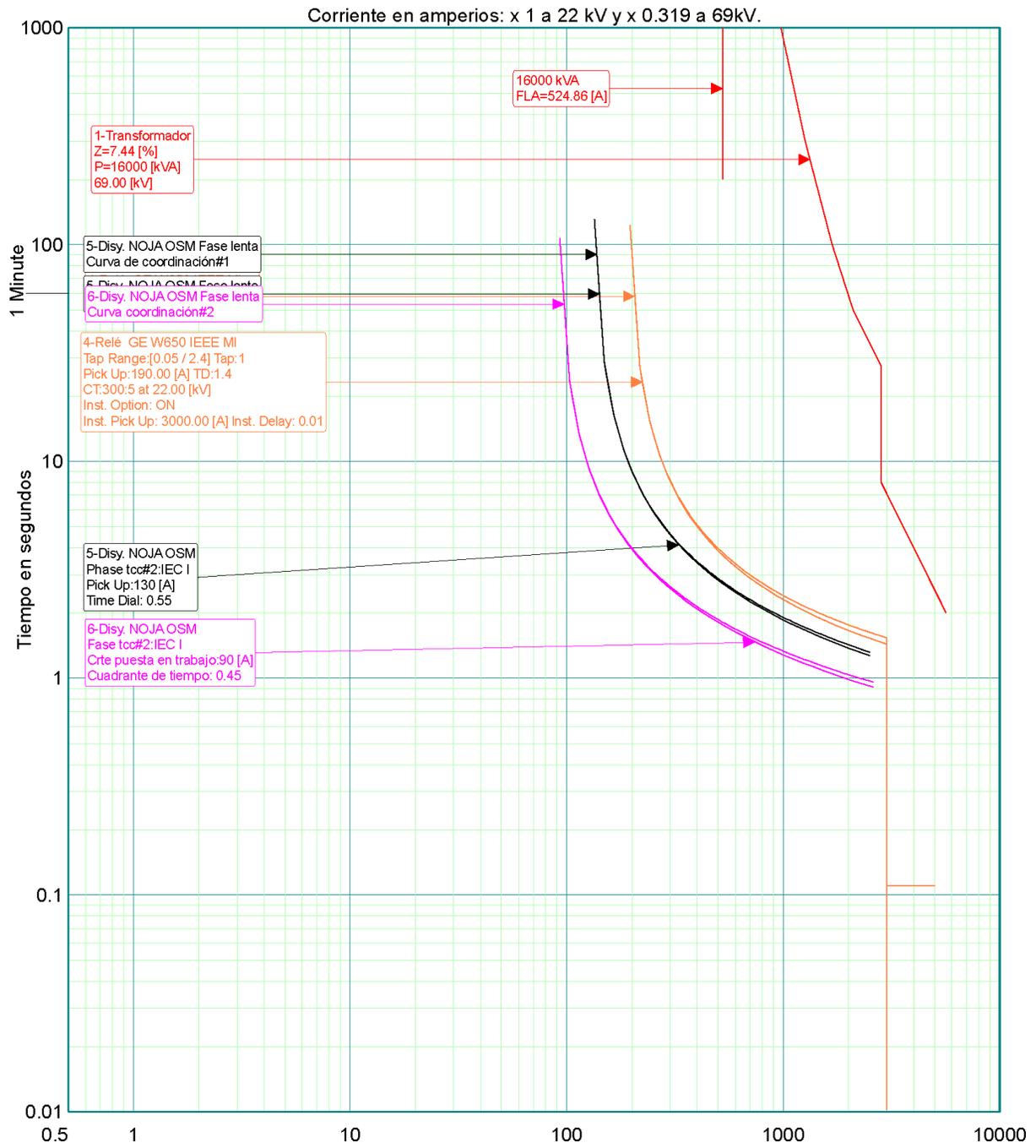


Figura 71: Curva Coordinación de Protecciones Escenario 7

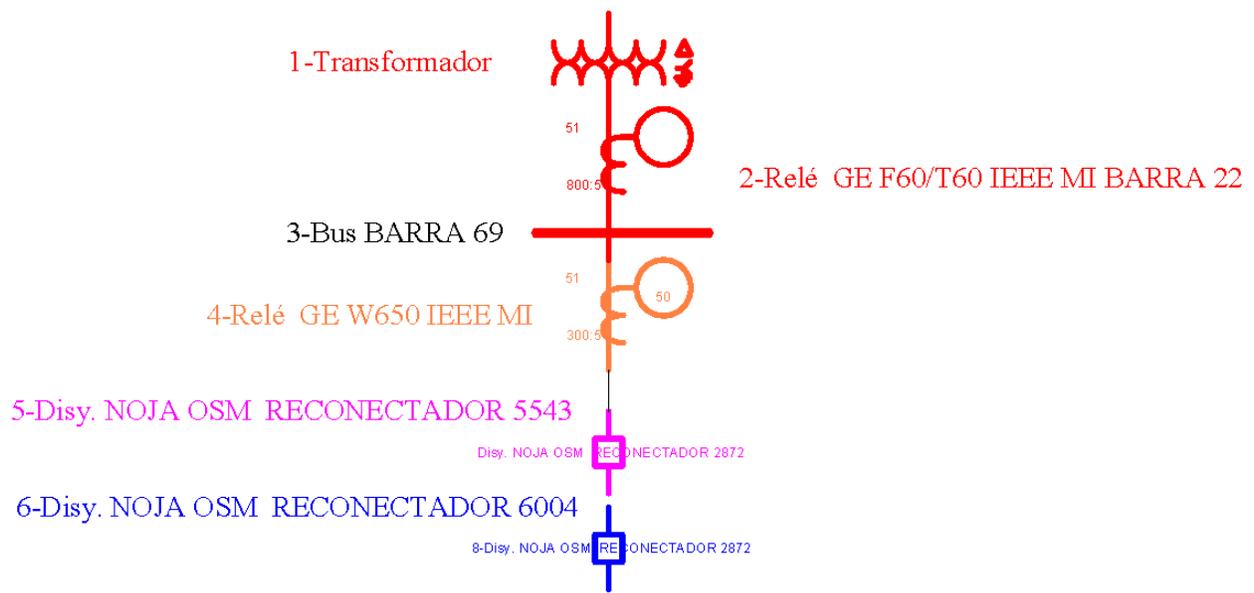


Figura 72: Esquema Coordinación de Protecciones Escenario 8

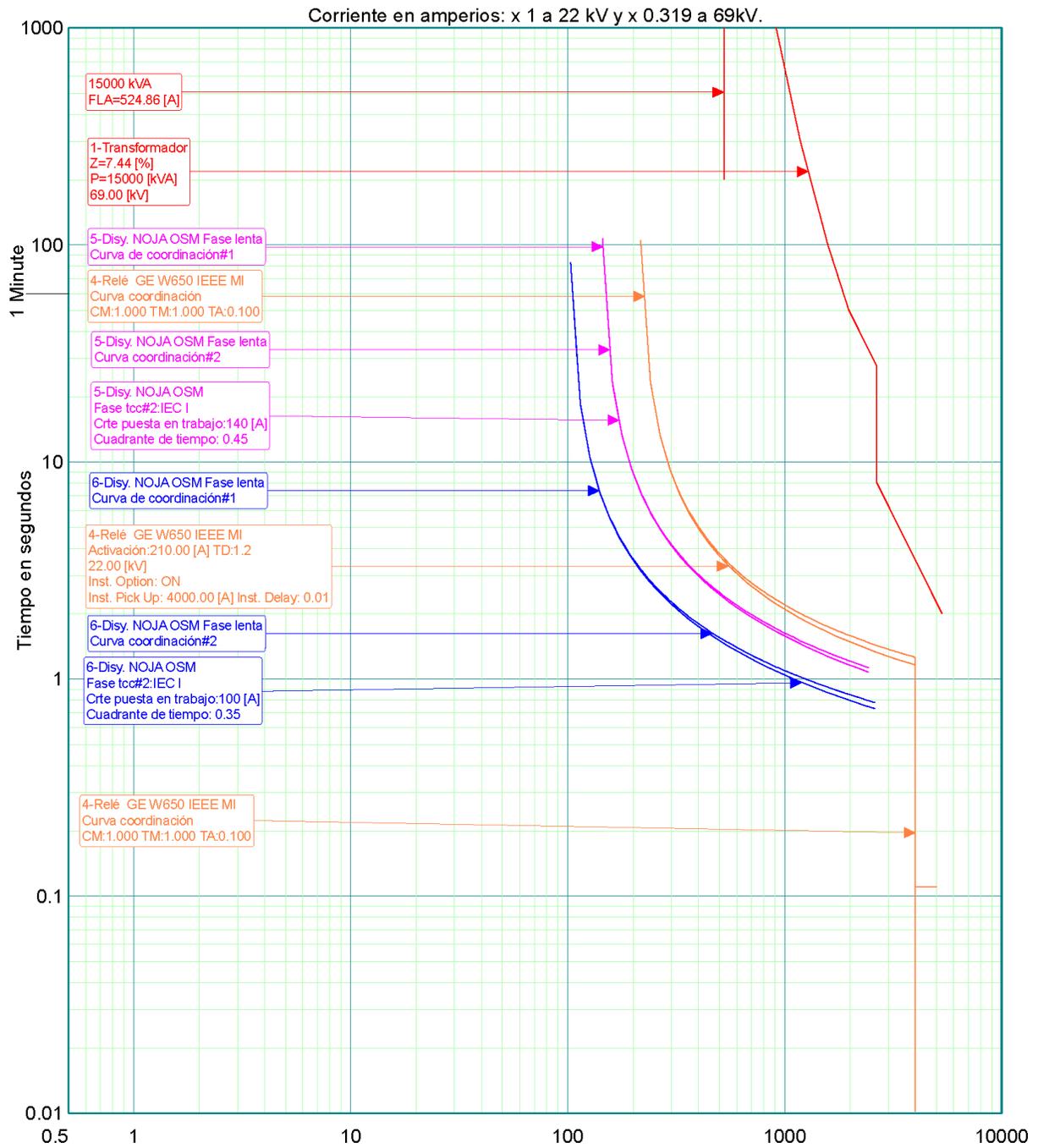


Figura 73: Curva Coordinación de Protecciones Escenario 8