La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.

- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.

- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

PROPUESTA DE SISTEMA DE PROTECCIONES PARA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

NELSON RICARDO FABARA TOBAR

nelson.fabara@epn.edu.ec

DIRECTOR: DR. ING. PAÚL FABRICIO VÁSQUEZ MIRANDA

paul.vasquez@epn.edu.ec

Quito, Septiembre 2016

DECLARACIÓN

Yo, Nelson Ricardo Fabara Tobar, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

_____

Nelson R. Fabara Tobar

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el Sr. Ricardo Fabara, bajo mi supervisión.

_____

Dr. Ing. Paúl Vásquez M.

DIRECTOR DEL PROYECTO

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el Sr. Ricardo Fabara, bajo mi supervisión.

_____

Dr. Ing. Gabriel Salazar Y.

CODIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

A Dios y a la virgen María, por darme la fortaleza necesaria para salir adelante, siendo el timón en mi vida.

A mis padres y hermano que con su amor, cuidado y preocupación han sabido estar en los momentos de lucha, alegrías y tristezas a lo largo de este camino.

A la EEQ S.A. por su acogida durante la realización de este estudio, al Ing. Ricardo Dávila por su gran apoyo y guía acertada, al Dr. Fabián Pérez por sus recomendaciones, a mi Director Dr. Paúl Vásquez y Codirector Dr. Gabriel Salazar por su apertura, disposición y asesoramiento, fundamentales en la culminación exitosa de este proyecto.

DEDICATORIA

A Dios y a la virgen María por llenarme de bendiciones y permitirme alcanzar mis objetivos.

A mis padres y hermano por su apoyo y amor incondicional.

A Diana por su amor y comprensión, con la cual comparto y realizaré mis sueños y mi vida.

A toda mi familia por su apoyo.

CONTENIDO

1. CAPITULO I 1

INTRODUCCIÓN, OBJETIVOS, JUSTIFICACIÓN Y ALCANCE DEL PROYECTO 1

1.1 INTRODUCCIÓN 1

1.2 OBJETIVOS 2

1.2.1 OBJETIVO GENERAL 2

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS 2

1.3 JUSTIFICACIÓN 2

1.4 ALCANCE 3

2. CAPITULO II 4

BASES TEÓRICAS 4

2.1 INTRODUCCIÓN 4

2.2 GENERACIÓN DISTRIBUIDA 4

2.2.1 ¿QUE ES LA GD? 5

2.2.2 IMPORTANCIA DE LA GD 5

2.2.3 ASPECTOS QUE ESTIMULAN LA GD 7

2.2.3.1 Saturación de las redes de distribución e incremento de la demanda 7

2.2.3.2 Rendimiento y costos de tecnologías de generación en la red 8

2.2.3.3 Continuidad y calidad del servicio 9

2.2.4 BARRERAS QUE ENFRENTA LA GD 9

2.2.5 GD Y SMART GRIDS 10

2.2.6 COGENERACIÓN Y GD 10

2.2.6.1 Ventajas 11

2.2.6.2 Desventajas 11

2.3 TECNOLOGÍAS QUE INTERVIENEN EN GD 12

2.3.1 TECNOLOGÍAS RENOVABLES 13

2.3.1.1 Minihidráulica 14

2.3.1.1.1 Central Minihidráulica de agua fluyente o en derivación 15

2.3.1.1.2 Central Minihidráulica de embalse 15

2.3.1.1.3 Turbinas empleadas en centrales hidráulicas 15

2.3.1.2 Solar 16

2.3.1.2.1 Solar térmica 16
2.3.1.2.2 Solar fotovoltaica 16
2.3.1.3 Eólica 17
2.3.2 TECNOLOGÍAS NO RENOVABLES 17
2.4 INTERRUPCIONES 18
2.5 OPERACIÓN EN ISLA 19
2.5.1 ISLA INTENCIONAL 20
2.5.2 ISLA NO INTENCIONAL 21
2.6 SISTEMAS DE CONEXIÓN DE GD A LA RED 22
2.6.1 REGULACIÓN N.- ARCONEL - 004/15 23
2.7 MICRO REDES 25
2.8 REGULACIÓN DE VOLTAJE EN ALIMENTADORES CON GD 26
2.9 SEGURIDAD DEL PERSONAL EN ALIMENTADORES CON GD 26
2.10 PROTECCIONES 27
2.10.1 PROTECCIONES TRADICIONALES 27
2.10.2 PROTECCIONES EN REDES CON GD 27
2.10.3 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE Y VOLTAJE 27
2.10.3.1 Reconectador 27
2.10.3.2 Seccionador fusible 28
2.10.3.3 Relé 30
2.10.3.4 Disyuntor 31
2.10.4 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN REDES CON GD 31
2.10.4.1 Disparo asociado innecesario de protecciones, coordinación relé direccional 33
2.10.4.2 Ahorro de fusibles frente a sobrecorrientes, coordinación reconectador-fusible 34
2.10.4.3 Reducción en el alcance de protecciones, fallas no detectadas 37
2.11 CONFIABILIDAD DE SISTEMAS CON GD 38
2.11.1 CONFIABILIDAD 38
2.11.2 CONFIABILIDAD DE LAS REDES CON INGRESO DE GD 38
2.12 MÉTODO DE ANÁLISIS PARA MODELACIÓN, ESTUDIO Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN LA RED 39
3. CAPITULO III 41

CASO DE ESTUDIO **41**
3.1 INTRODUCCIÓN **41**
3.2 ALIMENTADOR 57E, SUBESTACIÓN POMASQUI **41**
3.3 CARACTERÍSTICAS CENTRAL HIDROELÉCTRICA PERLABÍ **44**
4. CAPITULO IV **46**
PROPUESTA METODOLÓGICA **46**
4.1 INTRODUCCIÓN **46**
4.2 PROCEDIMIENTO DEL ESTUDIO **47**
4.2.1 OPERACIÓN DEL ALIMENTADOR CON GD, ESTADO NORMAL 47
4.2.2 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES, FUNCIONAMIENTO EN ISLA 49
4.3 RESOLUCIÓN DEL PROBLEMA **51**
4.3.1 OPERACIÓN DEL ALIMENTADOR CON GD EN ESTADO NORMAL 51
4.3.1.1 Corrientes de cortocircuito y niveles de demanda en alimentador con GD 51
4.3.1.1.1 Caso 1.- Cuando la GD entrega su máxima potencia en todo el año **51**
4.3.1.1.2 Caso 2.- Cuando la S/E entrega su máxima potencia en todo el año **53**
4.3.1.1.3 Caso 3.- A demanda máxima del alimentador en todo el año **54**
4.3.1.1.4 Caso 4.- Mes en que ocurre la mayor entrega de potencia de la GD **56**
4.3.1.1.5 Caso 5.- Corrientes de cortocircuito en caso 3, sin GD **58**
4.3.1.2 Probabilidad de funcionamiento en isla intencional 59
4.3.1.3 Análisis de demanda para funcionamiento en isla 61
4.3.2 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES, FUNCIONAMIENTO EN ISLA 67
4.3.2.1 Parámetros de ajuste de reconectador 67
4.3.2.2 Corriente de carga, inicialización reconectador 68
4.3.2.2.1 A demanda mínima del alimentador y generación máxima de Perlabí **68**
4.3.2.2.2 A demanda mínima del alimentador y generación mínima de Perlabí **68**
4.3.2.2.3 A demanda mínima del alimentador, sin generación de Perlabí **69**
4.3.2.2.4 A demanda máxima del alimentador y generación máxima de Perlabí **69**
4.3.2.2.5 A demanda máxima del alimentador y generación mínima de Perlabí **70**
4.3.2.2.6 A demanda máxima del alimentador, sin generación de Perlabí **70**
4.3.2.3 Corriente de falla, inicialización reconectador 72
4.3.2.4 Corriente de carga para salvado de fusibles 74

4.3.2.5 Huecos de voltaje 75
4.3.2.5.1 A demanda máxima del alimentador con Perlabí operando en isla. **75**
4.3.2.5.2 Operando solo con la S/E **76**
5. CAPITULO V **78**
COORDINACIÓN DE PROTECCIONES **78**
5.1 INTRODUCCIÓN **78**
5.2 COORDINACIÓN DE RECONECTADORES **78**
5.2.1 COORDINACIÓN SENTIDO DIRECTO, FASES 78
5.2.2 COORDINACIÓN SENTIDO DIRECTO, TIERRAS 86
5.2.3 COORDINACIÓN SENTIDO INVERSO 94
5.3 COORDINACIÓN RECONECTADOR-FUSIBLE (SALVADO DE FUSIBLES) **94**
5.3.1 COORDINACIÓN SENTIDO DIRECTO, FASES 94
5.3.2 COORDINACIÓN SENTIDO DIRECTO, TIERRAS 100
5.3.3 COORDINACIÓN SENTIDO INVERSO, FASES 106
5.3.4 COORDINACIÓN SENTIDO INVERSO, TIERRAS 110
6. CAPITULO VI **115**
ANÁLISIS DE COSTOS DEL EQUIPO PARA SISTEMA DE PROTECCIONES **115**
6.1 INTRODUCCIÓN **115**
6.2 CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN REQUERIDAS EN EL ESTUDIO **115**
6.3 EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN **116**
6.3.1 GENERALIDADES DE LOS EQUIPOS ANALIZADOS 116
6.4 EQUIPO DE PROTECCIÓN A INSTALARSE **118**
6.4.1 RECONECTADOR SIEMENS 118
6.5 INVERSIÓN **119**
7. CAPITULO VII **121**
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES **121**
7.1 CONCLUSIONES **121**
7.2 RECOMENDACIONES **122**
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS **125**
ANEXOS **1**

RESUMEN

En este proyecto se desarrollará una propuesta con el fin de mejorar el sistema de protecciones de un alimentador que cuente con Generación Distribuida de la Empresa Eléctrica Quito.

Mediante el estudio de algunos escenarios se observará las variaciones que se dan en los flujos de potencia, corrientes de cortocircuito, voltajes y demás parámetros debido al ingreso de la GD. Esto provoca un impacto en la coordinación de los equipos de protección existentes reflejándose en la no operación o disparo asociado innecesario de protecciones.

Se detallará niveles y caídas de voltaje que permitan apreciar la calidad y eficiencia del suministro de energía eléctrica en todas las zonas del alimentador.

Todo este estudio con el fin de posibilitar la operación en isla intencional con GD. Esto representa todo un reto por la complejidad del sistema de protecciones debido a las variaciones antes mencionadas y a su intermitencia en el aporte de potencia a la red.

Se definirán los equipos de protección correspondientes al estudio aislando de esta manera el tramo fallado, permitiendo la continuidad de servicio a su demanda asignada.

En el capítulo I (INTRODUCCIÓN, OBJETIVOS, JUSTIFICACIÓN Y ALCANCE DEL PROYECTO) se realizará una introducción general de la importancia de la energía eléctrica en el mundo, sus inicios, generación tradicional y desarrollo de tecnologías que permiten la intervención de GD. Beneficios en los sistemas de distribución.

Se detallará los objetivos generales, específicos, justificación y alcance a cumplirse en el presente proyecto.

En el capítulo II (BASES TEÓRICAS) se expondrá los fundamentos teóricos, conceptos de la GD, protecciones y su influencia en las redes de distribución.

En el capítulo III (CASO DE ESTUDIO) se detallará las características del alimentador a estudiar con su GD.

En el capítulo IV (PROPUESTA METODOLÓGICA) se especificará el procedimiento de estudio, así como la modelación y simulación de varios escenarios de operación con ingreso de GD mediante el programa computacional CYMDIST.

En el capítulo V (COORDINACIÓN DE PROTECCIONES) mediante el módulo de protecciones CYMTCC se realizará la coordinación de protecciones con el equipo propuesto y su respectivo análisis.

En el capítulo VI (ANÁLISIS DE COSTOS DEL EQUIPO PARA SISTEMA DE PROTECCIONES) se analizará diferentes empresas distribuidoras de equipos eléctricos y de protección, para una acertada adquisición del equipo requerido en el estudio.

En el capítulo VII (CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES) se expondrá las conclusiones del estudio desarrollado y a su vez las recomendaciones concernientes al mismo, punto de partida para futuros análisis y estudios.

Como último punto se detallarán las (REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS) que sustentan el proyecto desarrollado, y sus respectivos ANEXOS que brindan información adicional para el lector.

PRESENTACIÓN

La principal función y objetivo de las empresas distribuidoras de energía eléctrica en el Ecuador y en el mundo es satisfacer las necesidades de sus clientes, cumplir con estándares de calidad y ser el eje fundamental para el desarrollo económico y social de un pueblo.

Por este motivo el constante desarrollo, evolución e incorporación de nuevas alternativas y soluciones, son necesarios para brindar un servicio con altos estándares de calidad, confiabilidad y reducción de pérdidas. Promoviendo además la eficiencia energética.

La planificación de sistemas de distribución posee una gran responsabilidad en cuanto al diseño, construcción y proyección de las redes eléctricas, ya que tienen que perdurar a través del tiempo. Una actualización de conocimientos, tecnologías y criterios son imprescindibles para la toma de decisiones en sistemas eléctricos de potencia.

La incorporación de nuevas alternativas en la generación de energía eléctrica como es la GD, ya no es un mito. Actualmente son un medio para modernizar procesos tradicionales, convirtiéndose en un nuevo recurso o alternativa para planificadores tanto del segmento de generación, como de transmisión y distribución [1].

En efecto, la GD gracias a su captación de fuentes de energía renovables existentes en la naturaleza y con su operación cercana a la carga, brinda servicio eléctrico en sitios alejados de las subestaciones de distribución, dando soporte a la red tanto en frecuencia, voltaje, estabilidad y confiabilidad [2].

Es por esto la necesidad de un análisis y estudio de sus características, ventajas, desventajas y su impacto en todos los elementos de la red con GD.

Adicionalmente, el ingreso de GD provoca cambios en los sistemas y seteo de los equipos de protección, como son el funcionamiento incorrecto o disparo asociado innecesario de protecciones [2].

Esto se debe a que la presencia de varias fuentes de potencia en el alimentador, ocasionan un cambio en dirección e incremento en las corrientes de cortocircuito.

En el presente proyecto se plantea una propuesta para redefinir el sistema de protecciones frente a fallas en un alimentador que cuente con una mini GD de tecnología hidroeléctrica.

1. CAPITULO I

INTRODUCCIÓN, OBJETIVOS, JUSTIFICACIÓN Y ALCANCE DEL PROYECTO

1.1 INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica desde siempre ha sido el motor de desarrollo económico en la sociedad. Es un recurso predominante en el éxito o fracaso de las diferentes economías a nivel mundial, debido a sus múltiples aplicaciones tanto en procesos industriales, domésticos y de tecnologías de la información [1].

Los recursos naturales renovables han dejado de lado las formas tradicionales de producción de energía con gran impacto ambiental como son: el petróleo y gas natural. Hoy en día es común por parte de las empresas distribuidoras el incentivo al ahorro, eficiencia energética y nuevas formas de producción de energía limpia y renovable, las cuales están en auge y se quedaran por muchos años [2].

Estas fuentes de energía renovable se las encuentra de forma ilimitada en la naturaleza como son: la solar, hidráulica, eólica, biomasa, geotérmica, mareomotriz, etc.; permitiendo la intervención de nuevas tecnologías en la construcción de centrales de generación.

Este tipo de generación a menor escala se la conoce como GD, con su operación cercana a los núcleos de consumo lo cual reduce las pérdidas por transporte, menores caídas de voltaje y continuidad del servicio eléctrico.

En el Ecuador el desarrollo de GD ha ido tomando fuerza debido al potencial de sus recursos naturales. Cada vez se acentúa la investigación e implementación de tecnologías amigables con el medio ambiente.

El país cuenta con algunos proyectos pioneros en el desarrollo de GD, uno de estos es la Central Hidroeléctrica Perlabí estudiada en el presente proyecto.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 OBJETIVO GENERAL

Desarrollar una propuesta para mejorar el sistema de protecciones de alimentadores primarios con generación distribuida en la Empresa Eléctrica Quito y aplicarla a un caso de estudio de un alimentador existente.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Analizar las ventajas de la generación distribuida, sus conceptos y aplicaciones en los sistemas de distribución.

Conocer las variaciones a realizar en el sistema de protecciones de un alimentador primario, cuando ingresa la generación distribuida y de esta manera mejorar su confiabilidad.

Simular el comportamiento de la red con el sistema de protecciones propuesto, comparando las mejoras con el sistema actual.

Proporcionar información acerca de la viabilidad económica del sistema de protecciones propuesto.

1.3 JUSTIFICACIÓN

El principal objetivo de un sistema eléctrico es servir con suministro de energía a todos los clientes y satisfacer en lo posible toda la demanda requerida por los usuarios.

Esto ha llevado a que las empresas distribuidoras adopten metodologías innovadoras y rentables, que garanticen y cumplan requerimientos de calidad de la energía eléctrica, estabilidad en el nivel de voltaje y continuidad del servicio.

Las energías renovables junto con la generación distribuida son una solución inteligente al situarse cerca de la carga, sirviendo de suministro eléctrico de una forma eficiente y aumentando la confiabilidad del sistema.

El presente proyecto es una propuesta cuyo enfoque principal es mejorar el sistema de protecciones frente a fallas de las redes de distribución que involucren generación distribuida. De esta forma se reduce la salida de servicio de los equipos.

1.4 ALCANCE

Desarrollar una propuesta para mejorar el sistema de protecciones de un alimentador que cuente con generación distribuida, en Empresa Eléctrica Quito, por medio de la simulación del sistema actual y el propuesto, obteniendo así los resultados que lleven a determinar una mejora en el funcionamiento del sistema planteado.

2. CAPITULO II

BASES TEÓRICAS

2.1 INTRODUCCIÓN

Este capítulo se enfoca en la familiarización y fundamento conceptual de términos y definiciones que encierra la GD y su operación en isla intencional. Es la base para el desarrollo, entendimiento de resultados y toma de decisiones a lo largo del estudio.

Aquí se detallarán las características, importancia, desarrollo de tecnologías, impacto que tienen las protecciones tradicionales y múltiples factores que aparecen con el ingreso de GD en los sistemas de distribución y su operación en isla.

2.2 GENERACIÓN DISTRIBUIDA

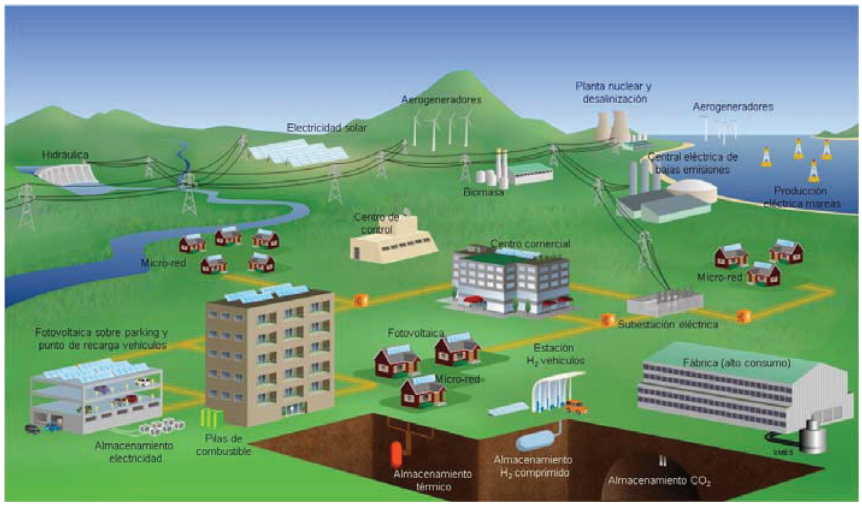

Figura 2.1 Esquema de Generación Distribuida [3]

2.2.1 ¿QUE ES LA GD?

La GD al ser un término que encierra una gran cantidad de factores como son: tipo de tecnología, nivel de penetración, sistema de interconexión a la red y su modo de operación, se tendrán algunas definiciones utilizadas en su comprensión.

La Coalición de Distribución de Energía de América (DPCA), tiene una apreciación de la GD como: “cualquier tecnología de generación a pequeña escala que proporciona electricidad en puntos más cercanos al consumidor que la generación centralizada y que se puede conectar directamente al consumidor o a la red de transporte o distribución” [4].

La Agencia Internacional de Energía (IEA), tiene una definición de GD como: “únicamente, la que se conecta a la red de distribución en bajo voltaje y la asocia a tecnologías como los motores, mini y microturbinas, pilas de combustible y energía solar fotovoltaica” [4].

Como se observa en la Figura 2.1 la GD se ocupa de la calidad de la energía eléctrica valiéndose de fuentes renovables, estableciendo el centro de generación junto a su carga. Puede servir o almacenar la energía eléctrica implementando para esto diversas tecnologías y formas de conexión a la red, siendo un complemento de los grandes centros de generación.

Se promueve la inversión privada ya que regula los precios y mejora el servicio a través de la competencia con una mayor calidad. Permite que los usuarios se conviertan en generadores de su propia energía con la capacidad de vender y brindar soporte a la red tanto en frecuencia, voltaje, estabilidad y confiabilidad.

2.2.2 IMPORTANCIA DE LA GD

Con el pasar del tiempo y el desarrollo de tecnologías que permiten la no dependencia únicamente de combustibles fósiles en la producción de energía

eléctrica, se ha logrado buscar un aprovechamiento mayoritario de fuentes de energía limpia y renovable como son: hidráulicas, solar, eólica, biomasa etc. [1].

La GD ha tomado fuerza convirtiéndose en una de las principales fuentes de apoyo y respaldo de las redes de energía eléctrica, contribuyendo a la diversificación de la matriz energética. Ha sido una alternativa inteligente y oportuna al momento de satisfacer de una forma adecuada las necesidades de energía eléctrica a todos los clientes [1].

En la Tabla 2.1 se observa que la GD se enfoca principalmente en abastecer de suministro eléctrico a las comunidades más alejadas y remotas, donde su accesibilidad y condiciones geográficas son un limitante para las redes y sistema de distribución convencional. La GD provee de energía eléctrica con estándares de calidad y todos los requerimientos necesarios para el desarrollo industrial y económico en dichas zonas.

Tabla 2.1 Beneficios de los sistemas con GD [5]

BENEFICIOS PARA EL USUARIO	BENEFICIOS PARA EL SUMINISTRADOR
Incremento en la confiabilidad	Abasto en zonas remotas
Abasto en zonas remotas	Libera capacidad del sistema
Reducción del número de interrupciones	Proporciona mayor control de energía reactiva
Uso eficiente de la energía	Mayor regulación de voltaje
Menor costo de la energía (cuando se usan vapores de desecho, o por el costo de energía en horas pico)	Disminución de inversión
Uso de energías renovables	Menor saturación
Facilidad de adaptación a las condiciones del sitio	Reducción del índice de fallas

Disminución de emisiones contaminantes	Disminución en las pérdidas por transmisión y distribución
	Reducción del consumo de combustibles fósiles
	Nivelan los perfiles de voltaje al aportar potencia y energía reactiva a la red
	Ingresos adicionales por condiciones de respaldo y otros servicios

La socialización e incorporación de la GD permite el alivio y reducción de carga en alimentadores saturados. Esto aumentará la confiabilidad y continuidad del suministro de energía eléctrica ante cualquier tipo de inconvenientes ya sea fallas, cortes se servicio o mantenimiento en las redes de distribución. Con una efectiva coordinación de protecciones se asegura el servicio, evitando cortes de energía frecuentes [2].

2.2.3 ASPECTOS QUE ESTIMULAN LA GD

Hoy en día las políticas de los países a nivel mundial en cuestiones medioambientales son bastante exigentes y conservadoras, debido a tecnologías con alto impacto ambiental que se han venido desarrollando. Este tipo de situaciones y el alto crecimiento de la demanda en el sector eléctrico, se han convertido en un incentivo para el desarrollo de nuevos modelos de negocio con tecnologías limpias, de calidad y amigables con el medio ambiente [2], [6].

2.2.3.1 Saturación de las redes de distribución e incremento de la demanda

La fuerte industrialización, automatización de procesos y crecimiento poblacional han sido factores predominantes en la saturación de las redes de distribución. De igual forma la ubicación de las grandes centrales, líneas de transmisión y subestaciones

han quedado alejadas de los centros de carga. Esto ha provocando una disminución en la calidad de energía suministrada, incentivando el desarrollo de proyectos que incluyan GD [7].

2.2.3.2 Rendimiento y costos de tecnologías de generación en la red

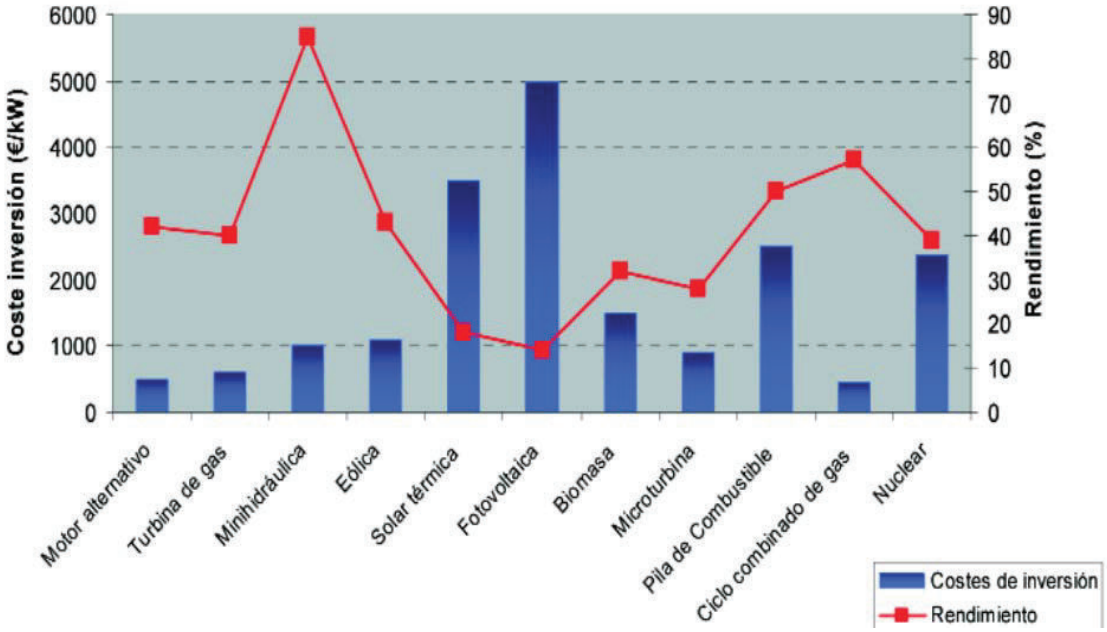

Figura 2.2 Costos de inversión y rendimiento eléctrico para las diferentes tecnologías de generación, año 2007 [4]

La Figura 2.2 compara costos de inversión y rendimientos eléctricos de las tecnologías de GD más comunes, y con mayor participación en las redes de distribución. Las centrales hidráulicas a pequeña escala se muestran como las más eficientes con una inversión razonable en comparación con otras tecnologías más sofisticadas [4].

La construcción de las grandes centrales de generación implica una inversión considerable, debido a la infraestructura necesaria para llegar con el suministro eléctrico hasta los usuarios. Se presentan pérdidas importantes en todo el trayecto desde la central hasta los hogares de los clientes [6].

Este es el motivo por el cual la GD es un valioso soporte para la red, logrando diversificar la producción de energía eléctrica y promoviendo la inversión privada [2], [8].

2.2.3.3 Continuidad y calidad del servicio

El desarrollo tecnológico como son: las telecomunicaciones, informática, procesos cada vez más automatizados, países cada vez más industrializados, exige un mayor grado de confiabilidad en las redes de energía eléctrica. Las exigencias en la continuidad del servicio son cada vez más altas, ya que el corte de suministro eléctrico se reflejaría en pérdidas económicas significativas, obstaculizando el desarrollo económico de un país [9], [10].

La implementación de GD permite mejorar la calidad en el producto, teniendo menos cortes de servicio, conservando la energía eléctrica dentro de los parámetros de voltaje, frecuencia, corriente, factor de potencia, disponibilidad entre otros.

Una confiabilidad del 99.9% se traduce en 8.7 horas al año de interrupción del servicio eléctrico, cifra que no es suficiente y menos cuando las industrias desarrollan y automatizan sus procesos cada vez más. La falta de suministro de energía eléctrica causa millonarias pérdidas, por este motivo se requiere una confiabilidad mayor con cifras de 6 y hasta 9 dígitos que significa una salida de servicio de tan solo 32 y 0.03 segundos respectivamente [9], [10].

2.2.4 BARRERAS QUE ENFRENTA LA GD

Una falta de conocimiento en cuanto al nivel de saturación y congestión de la red de distribución puede ser un obstáculo para el desarrollo y la interconexión de GD, ya que las pérdidas de potencia se incrementan si hay un elevado ingreso de GD en la red [4].

La GD puede traer aspectos negativos en cuanto a la parte técnica al momento de la interconexión a la red, ya que se utilizan equipos electrónicos los cuales pueden aportar con armónicos a la red eléctrica de distribución [4].

Se debe hacer una planificación técnico-económica analizando la demanda, costos de operación y conexión a la red, esto varía de acuerdo al tipo de tecnología de generación a utilizar [4].

El ingreso de GD en las redes de distribución exige un cambio en el sistema de protecciones debido a variaciones en las corrientes de cortocircuito, ocasionando un aumento en la complejidad de los sistemas de control. Todo esto requiere un análisis exhaustivo de dichos aspectos, ya que determinarán la continuidad del servicio, su rentabilidad y soporte al sistema de distribución a lo largo del tiempo [4].

Debido al ingreso de la GD puede darse variaciones en los niveles de voltaje, frecuencia y su estabilidad con respecto a la red eléctrica, por este motivo el sistema de control debe regular y mantener dichas variables dentro de los parámetros permitidos [4].

2.2.5 GD Y SMART GRIDS

Las Smart Grids son un tipo de tecnología complejo que abarca tres sistemas interrelacionados que son: la integración de la energía, las comunicaciones y las tecnologías de información. Estos sistemas permiten tener una capacidad mayor que los sistemas comunes tanto en rendimiento como en flexibilidad [2].

La incursión de las Smart Grids permite una integración e interconexión más confiable de la GD a la red de distribución [2].

2.2.6 COGENERACIÓN Y GD

La cogeneración es el proceso por el cual se obtiene energía eléctrica y energía térmica útil (vapor, agua caliente) como resultado de un mismo proceso. La principal

característica de la cogeneración es emplear la eficiencia energética como principal recurso, ya que se utiliza la energía eléctrica y el calor generado para producirla [4].

La cogeneración viene a ser un perfil muy prometedor para la GD ya que aprovecha al máximo sus ciclos, resultando un proceso más eficiente y confiable introducido al sistema.

2.2.6.1 Ventajas

- La cogeneración tiene un rendimiento global de hasta el 90%, al igual que la GD tiene bajas pérdidas y una mayor calidad de la energía eléctrica por su cercanía al punto de consumo, evitando así la transmisión y distribución a grandes distancias [4].
- Diversificación en la producción de energía al disminuir la dependencia de las energías primarias.
- Disminución de la contaminación al reducir el uso de combustibles, obteniendo mayores beneficios [4].

2.2.6.2 Desventajas

- Mayor inversión en tecnologías que incorporen ciclos adicionales al principal, y su interconexión a la red [4].
- Estudios técnico-económicos para determinar su viabilidad, cumpliendo normativas adicionales [4].

2.3 TECNOLOGÍAS QUE INTERVIENEN EN GD

Tabla 2.2 Sistemas de Generación Distribuida [4]

TECNOLOGÍAS DE GD	**Maduras**	Motor alternativo
		Turbina de gas
		Minihidráulica
		Eólica
		Solar térmica
		Fotovoltaica
		Residuos
	Semi-maduras	Biomasa
		Microturbina
		Pila de combustible
	Emergentes	Marina
		Geotérmica
SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO	**Maduras**	Bombeo
		Batería
	Semi-maduras	Térmico
		Volante
		Aire a presión
	Emergentes	Hidrógeno
		SMES
		Ultracapacidades

En la Tabla 2.2 se observa las tecnologías de generación y los sistemas de almacenamiento utilizados para que el servicio de energía eléctrica llegue a los consumidores por medio de las redes de transmisión y distribución, las cuales aguas arriba están interconectadas con las grades centrales de generación. Estas centrales tienen distintos costos de acuerdo a la tecnología empleada, disponibilidad, capacidad, y fiabilidad al igual que las condiciones de diseño y el tipo de operación para su funcionamiento.

Las centrales de generación actuales utilizan dos tipos de tecnologías [4]:

- Tecnologías que utilizan fuentes de energía primaria renovables.
- Tecnologías que utilizan fuentes de energía primaria no renovables.

2.3.1 TECNOLOGÍAS RENOVABLES

Son tecnologías que utilizan energías primarias que se encuentran disponibles en la naturaleza en cantidades ilimitadas.

Cuenta con algunas fuentes de energía renovable como son:

- Energía mareomotriz (mareas)
- Energía geotérmica (calor de la tierra)
- Energía hidráulica (embalses)
- Energía eólica (viento)
- Energía solar (sol)
- Energía de la biomasa (vegetación)

Diversas tecnologías que aprovechan estas fuentes de energía son:

- Minihidráulica (agua)
- Eólica (viento)
- Solar térmica (sol)
- Fotovoltaica (sol)
- Biomasa (biomasa)

2.3.1.1 Minihidráulica

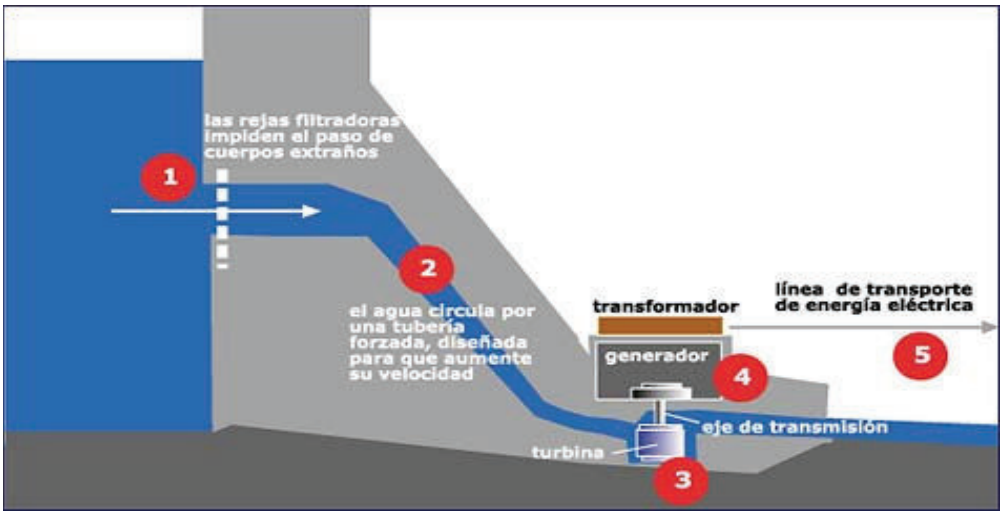

Figura 2.3 Central minihidráulica [11]

Las centrales hidráulicas dan seguridad y soporte al sistema debido a su alta fiabilidad y disponibilidad funcionando como centrales de base. Están dispuestas a operar constantemente o cuando se las requiera, necesitando únicamente del recurso hídrico [4], [11].

La inversión en este tipo de centrales se ve afectado por las condiciones de la cuenca hidrográfica, teniendo que invertir en obras civiles hasta llegar al sitio con la maquinaria y equipos necesarios para su construcción [4], [11].

Como se observa en la Figura 2.3 el concepto básico de este tipo de generación consiste en aprovechar la energía potencial gravitatoria que posee el agua almacenada en embalses a grandes alturas, o directamente del agua en movimiento como es la de un río. La energía potencial en su descenso se convierte en energía cinética, energía de presión, energía mecánica para luego finalmente convertirse en energía eléctrica [11].

Considerando este tipo de generación, son llamadas centrales minihidráulicas de GD aquellas que no superan los 10 MW de potencia instalada [11].

En una central minihidráulica tanto el diseño como la parte técnica no difiere de las grandes centrales ya que sus elementos básicos son los mismos, únicamente se diferencia en el tipo de turbina empleada [4].

2.3.1.1.1 Central Minihidráulica de agua fluyente o en derivación

Este tipo de centrales cambian el cauce normal del río obteniendo una toma aguas arriba por medio de canales, devolviéndolo a su cauce normal aguas abajo. Se maneja un caudal diferente todo el año debido al cambio en el volumen de agua.

2.3.1.1.2 Central Minihidráulica de embalse

Este tipo de centrales forman una represa para la generación, dejando abrir las compuertas cuando el nivel de agua está por sobre el nivel normal, pudiendo aprovechar el salto de agua por otra central que se encuentre ubicada aguas abajo.

2.3.1.1.3 Turbinas empleadas en centrales hidráulicas

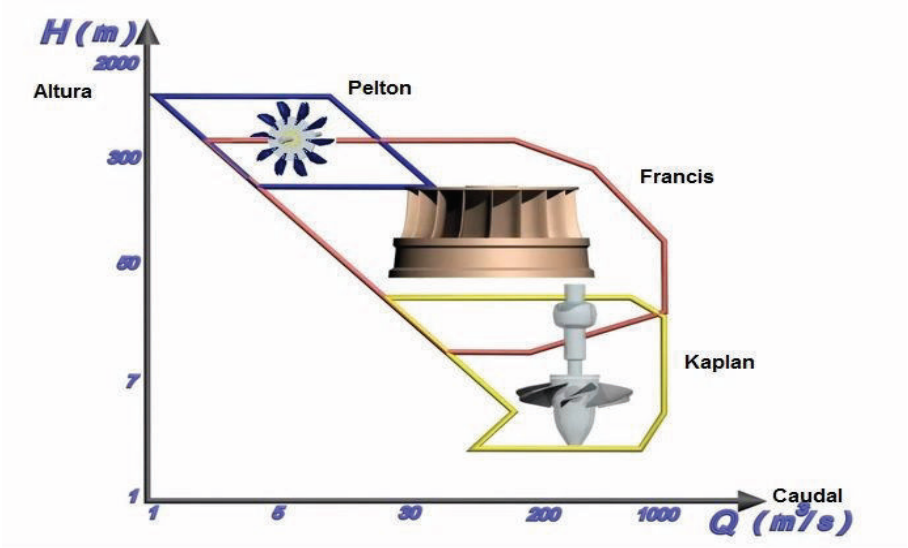

Figura 2.4 Tipo de turbina en función de caudal y altura de caída de agua [12]

Pelton

Es uno de los tipos de turbinas más eficientes de flujo radial, admisión parcial y de acción, como se observa en la Figura 2.4 está dotada de una rueda con cucharas que convierte la energía del chorro de agua que actúan sobre ellas. Estas turbinas aprovechan grandes caídas de agua pero con bajo caudal [12].

Francis

Es un tipo de turbina a reacción y de flujo mixto, están diseñadas para aprovechar diferentes rangos de saltos y caudales con un desnivel desde los 30 y 550 metros, son las más utilizadas en centrales hidroeléctricas [4].

Kaplan

Es un tipo de turbina de reacción de flujo axial en forma de una hélice, se utiliza cuando se tienen alturas pequeñas por debajo de los 70 metros, grandes caudales, y prácticamente cuando éstos son constantes [4].

2.3.1.2 Solar

2.3.1.2.1 Solar térmica

Este tipo de generación convierte la energía resultante de la radiación solar a energía térmica. Es utilizada por lo general para calentar líquidos, sistemas de calefacción y aire acondicionado, en este caso no se genera electricidad ocupándose la energía directamente en su fase térmica [11], [13].

2.3.1.2.2 Solar fotovoltaica

Este tipo de energía fotovoltaica obtiene energía eléctrica a partir de la radiación solar. La principal forma de captación es por medio de paneles solares, los cuales

están formados por un material semiconductor, en cuyo interior se genera una corriente continua debido al desplazamiento de cargas [11].

Una instalación fotovoltaica está compuesta por un sistema de generación (paneles), un sistema de regulación de carga, sistema de acumulación (baterías) y un sistema de interconexión (inversor, protecciones y contador) [11], [13].

2.3.1.3 Eólica

Los parques de generación conformados por aerogeneradores utilizan el viento como una fuente de energía primaria renovable. El calentamiento no uniforme del sol sobre la tierra provoca presiones distintas, dando origen al aire en movimiento [11].

El viento pega sobre las palas de los aerogeneradores convirtiendo la energía cinética en energía de presión, esta energía mecánica es transformada a energía eléctrica por medio de un generador [6].

La mayoría de los parques eólicos tienen la característica de generación de energía centralizada. Su fuerte se encuentra en zonas con alta incidencia de viento, las mismas que por lo general están alejadas de la carga.

La energía eólica ha entrado en competencia rápidamente en el mercado eléctrico, al ser una energía limpia y sus principios requeridos sencillos. Sus principales limitaciones son: elevada inversión inicial, generación de energía eléctrica intermitente debido a las variaciones en los vientos, el impacto visual que contempla el montaje de los aerogeneradores, el ruido y vibraciones [6].

2.3.2 TECNOLOGÍAS NO RENOVABLES

Son tecnologías que utilizan energías primarias que se encuentran en la naturaleza de forma limitada, donde su capacidad de regeneración es menor a la velocidad de consumo [11].

Cuenta con algunas fuentes de energía no renovable como son:

- Los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural)
- La energía nuclear

Diversas tecnologías que aprovechan estas fuentes de energía son:

- Motor alternativo (gas natural, diesel, biogás, propano)
- Turbina de gas (gas natural, biogás, propano)
- Microturbina (gas natural, hidrógeno, diesel, biogás, propano)

2.4 INTERRUPCIONES

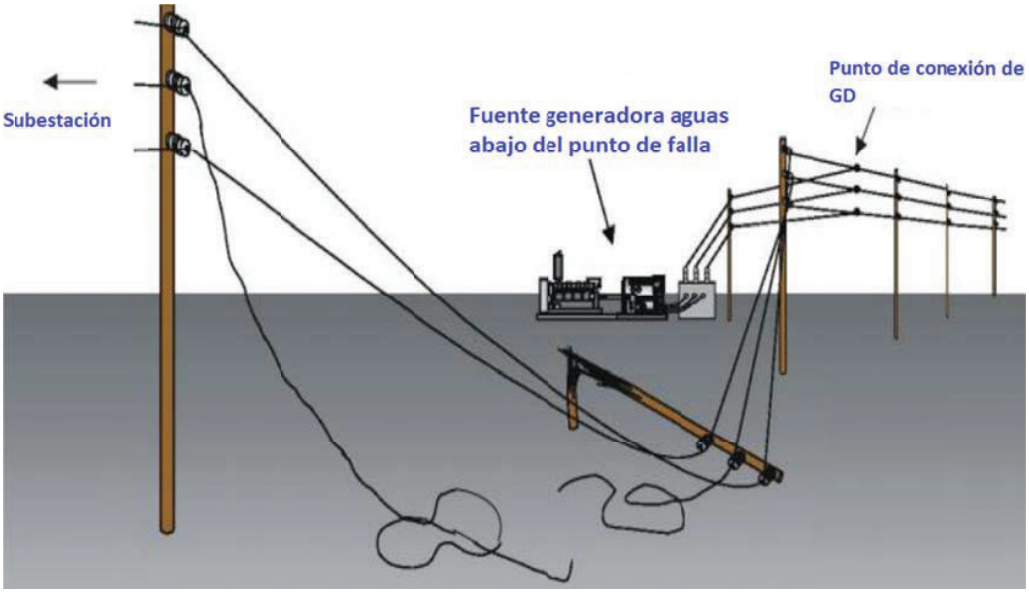

Figura 2.5 Interrupción del servicio eléctrico [10]

Una interrupción es aquella que priva de suministro eléctrico a un cliente o grupo de clientes, cuando sus equipos salen de funcionamiento [10].

En Ecuador la regulación No. CONELEC 004/01 [14], considera las interrupciones de la siguiente manera:

"Se considerarán todas las interrupciones del sistema con duración mayor a tres (3) minutos, incluyendo las de origen externo, debidas a fallas en transmisión. No serán consideradas las interrupciones con duración igual o menor a tres (3) minutos.

No se considerarán las interrupciones de un consumidor en particular, causadas por falla de sus instalaciones, siempre que ellas no afecten a otros consumidores.

Tampoco se considerarán para el cálculo de los índices, pero sí se registrarán, las interrupciones debidas a suspensiones generales del servicio, racionamientos, desconexiones de carga por baja frecuencia establecidas por el CENACE; y, otras causadas por eventos de fuerza mayor o caso fortuito, que deberán ser notificadas al CONELEC, conforme lo establecido en el Art. 36 del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad.

En el caso en que las suspensiones generales del servicio sean producidas por la Empresa Distribuidora, estos si serán registrados."

2.5 OPERACIÓN EN ISLA

Uno de los aspectos fundamentales y relevantes del concepto de GD es su modo de operación, ya que de esto dependen las ventajas y desventajas a la hora de su funcionamiento.

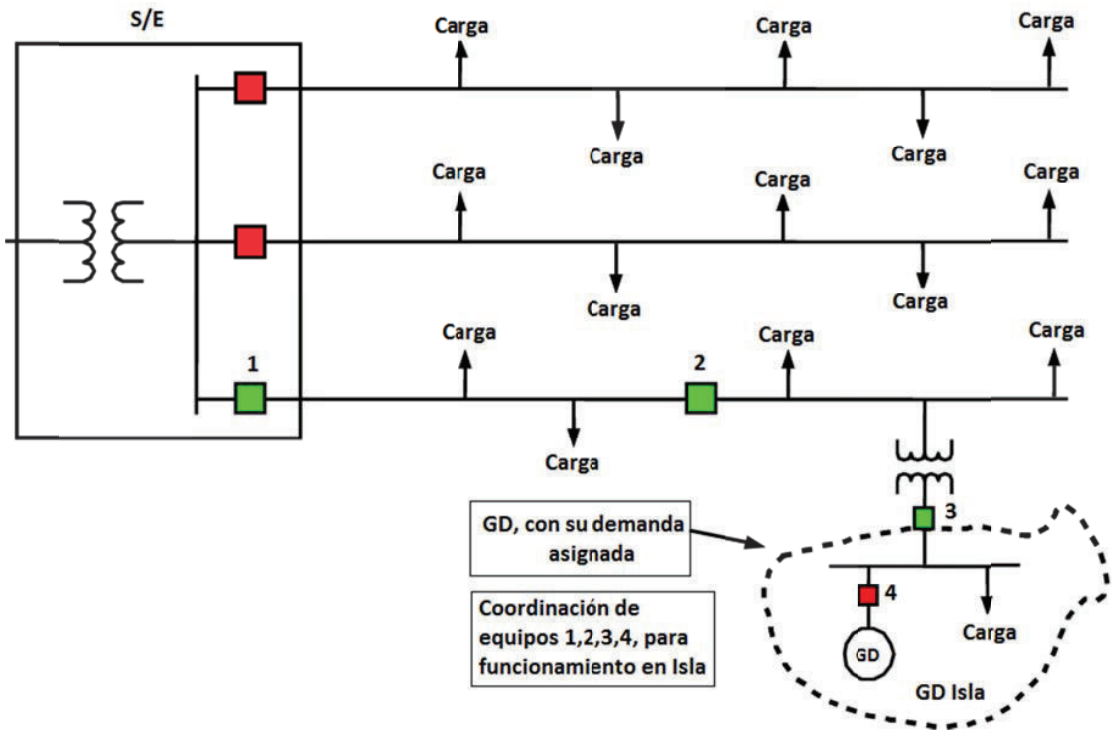

Figura 2.6 Operación en isla con GD

Como se observa en la Figura 2.6 la operación en isla consiste en la separación momentánea o permanente de la GD de la red de distribución.

Para la reconexión de la GD hacia la red se necesita una sincronización y cierre automático de elementos de protección, la cual está monitoreada por el centro de control de la subestación en conjunto con el Sistema de Control de Supervisión y Adquisición de Datos (SCADA). La cantidad de generación requerida por los usuarios al momento del ingreso debe ser regulada, reconectándose al mismo nivel de voltaje y frecuencia [15].

Se tiene dos tipos de operación en isla:

2.5.1 ISLA INTENCIONAL

El término isla intencional o planeada consiste en la separación de la GD con su demanda asignada. Estas microredes se han desarrollado para aumentar la confiabilidad, reducción de pérdidas, costos y por ende la diversificación del suministro de electricidad [16].

Su utilización puede ser en sitios donde se tenga GD a la cola del alimentador, en la cual se pueda mantener el servicio de un tramo de red de acuerdo a la capacidad de abastecimiento del generador. De igual forma en sitios donde se requiera tiempos muy cortos de interrupción de electricidad como hospitales, abasteciendo parte o la totalidad de las cargas, permitiendo la continuidad del servicio ante fallas o trabajos de mantenimiento.

La isla intencional no es riesgosa ya que está prevista o planeada. Isla planeada implica desconectar y volver a conectar a la red eléctrica según la necesidad requerida [2].

Para la operación en isla intencional es necesario realizar varios análisis, estudios y simulaciones en el alimentador seleccionado a distintas demandas y condiciones de funcionamiento. Se deben analizar varios factores como son: corrientes de falla, perfiles de voltaje, parámetros de operación y coordinación de los equipos de protección existentes [2].

Lo que está establecido en la norma IEEE Std 1547.4 ™ se refiere a la conexión y desconexión de las islas de la red principal, siempre y cuando el equipo de seguridad y protección este fijado correctamente. Dependiendo del grado de funciones de supervisión y control necesarios, este sistema de protecciones necesita ser muy sofisticado [2].

2.5.2 ISLA NO INTENCIONAL

La creación de islas no intencionales viene a ser un peligro, si el sistema de protecciones no está coordinado adecuadamente para seccionar el tramo de red fallado, ya que en este caso, la GD seguirá alimentando con corriente a la misma.

Este problema debe ser detectado y eliminado de inmediato de la red, para lo cual se debe realizar una desconexión de la GD [15].

2.6 SISTEMAS DE CONEXIÓN DE GD A LA RED

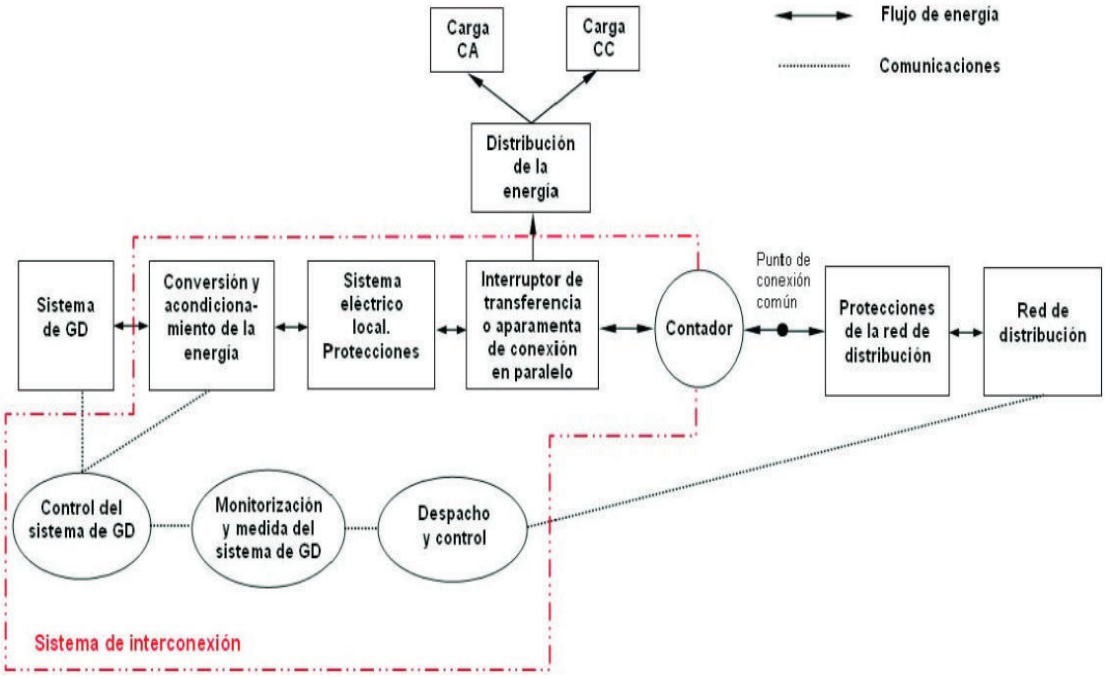

Figura 2.7 Sistema de conexión [17]

Las centrales de GD funcionan como un complemento de la red eléctrica del sistema de distribución. Aquellas que funcionan únicamente ante emergencias son una opción muy costosa ya que su operación esporádica no justifica su inversión [4].

Como se observa en la Figura 2.7 un sistema de conexión debe brindar la seguridad de mantener funcionando correctamente al sistema, facilitando la información y monitoreo de protecciones, control y despacho de la central de GD a la red eléctrica [2].

Hay que mencionar que este sistema varía su complejidad de acuerdo al modo de operación de la central de GD. Una operación aislada de la red requerirá un sistema

de protecciones y control más robusto y complejo, que permita su conexión a diferentes potencias sin afectar el voltaje, frecuencia y estabilidad de la red [16].

Su costo varía de acuerdo al tipo de tecnología utilizada. Además, se debe cumplir con los requisitos técnicos para mantener voltaje, frecuencia, corriente y estabilidad dentro de los rangos permitidos [2], [16].

2.6.1 REGULACIÓN N.- ARCONEL - 004/15

Aprobada por el directorio de ARCONEL, mediante Resolución No. 071/15 de 21 de octubre de 2015 [18].

Tabla 2.3 Regulación vigente ARCONEL [18]

CÓDIGO	NOMBRE	DESCRIPCIÓN	VIGENCIA DESDE	OBSERVACIONES
ARCONEL 004/15	Requerimientos Técnicos para la conexión y operación de generadores renovables no convencionales a las redes de transmisión y distribución	Establece criterios y requisitos técnicos relacionados con la conexión de los generadores renovables no convencionales a las redes de transmisión y distribución a fin de no degradar la calidad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica en la zona de influencia del generador.	Desde: 21/10/2015	Los aspectos que no se encuentren definidos de forma expresa en la presente regulación se sujetarán a las disposiciones establecidas en la Regulación CONELEC 006/00

La regulación detallada en la Tabla 2.3 aplica para pequeñas centrales hidroeléctricas cuya potencia nominal máxima sea de 10 MW [18]. El caso de estudio del presente trabajo de titulación es de 2.7 MW.

Esta regulación establece que ante fallas permanentes, el generador debe desconectarse con el objeto de no funcionar en isla eléctrica y no poner en riesgo la integridad del equipamiento [18].

La regulación CONELEC 006/00 define los procedimientos de despacho y operación, la cual proporciona una base metodológica y normativa definido por el reglamento de despacho y operación del sistema nacional interconectado [19].

A fin de plantear una posible alternativa de actualización a la Regulación ARCONEL No. 004/15, en lo referente a la prohibición de operación en isla con GD, en el presente proyecto de titulación se realiza un estudio minucioso de todos los aspectos y factores que implican un funcionamiento en isla intencional. Se propondrá un conjunto de elementos orientados a la modificación de la regulación existente.

2.7 MICRO REDES

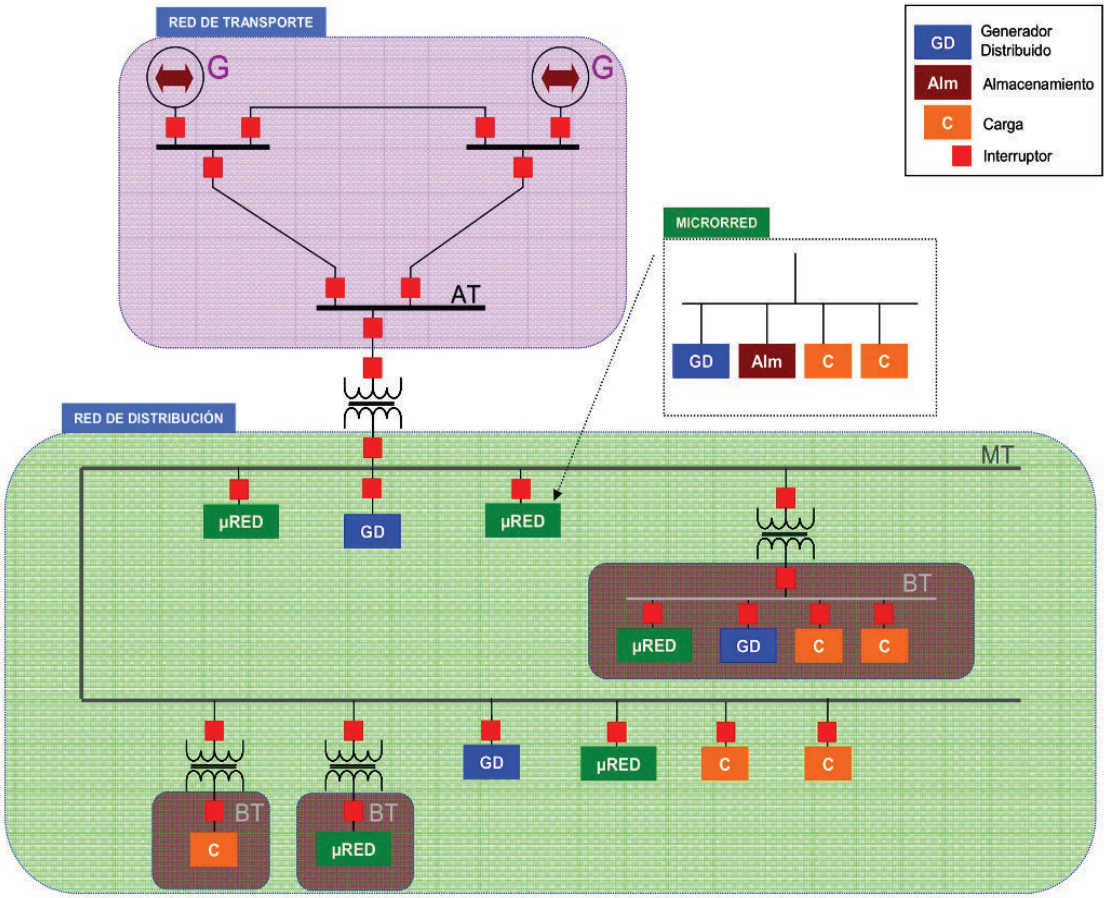

Figura 2.8 Micro redes Eléctricas o Micro Grids [20]

Como se puede observar en la Figura 2.8 una micro red está constituida por la carga, su GD y si es el caso por su sistema de almacenamiento. Una isla intencional es conocida como una micro red la cual está diseñada y construida para dar soporte a la red eléctrica, de forma permanentemente o como un servicio auxiliar. El fin es un incremento en la confiabilidad y disponibilidad ante fallas o cortes de suministro por mantenimiento [2], [6], [7].

2.8 REGULACIÓN DE VOLTAJE EN ALIMENTADORES CON GD

La regulación de voltaje en la red se da por medio de Cambiador de Tomas de Carga (LTC) conectados en las subestaciones, bancos de condensadores conmutados y reguladores de voltaje colocados a lo largo del alimentador [11].

El ingreso de GD causa un impacto positivo en la regulación de voltaje, disminuyendo su caída en el punto de conexión debido a la inyección de potencia activa, este evento a la vez condiciona la cantidad de GD que se puede conectar, como se explica a continuación [15].

Si la potencia de la GD es mayor que la necesaria para abastecer su carga, habrá un flujo de potencia neta hacia la subestación, si este flujo es demasiado grande y supera la caída de voltaje ocasionado por el flujo de potencia reactiva, provocará un sobrevoltaje. En el caso en que mucha GD se conecte cerca de la subestación originará un sobrevoltaje momentáneo que los LTC tendrán que regular, esto provocaría que se trabaje a un voltaje secundario inferior [11].

La aparición de un sobrevoltaje o subvoltaje depende de algunas variables como son: el grado de inyección o magnitud de la GD, ubicación, métodos de regulación de voltaje y características de la carga [11], [15].

2.9 SEGURIDAD DEL PERSONAL EN ALIMENTADORES CON GD

Las operaciones de mantenimiento son labores indispensables y necesarias en la operación efectiva de los equipos y su durabilidad. Estos trabajos se los puede hacer con o sin voltaje [8].

Para los trabajos de mantenimiento es recomendable desconectar las fuentes de voltaje mediante interruptor y seccionador, asegurándose que no haya un cierre intempestivo. Se recomienda tener una puesta a tierra y todas las fuentes de voltaje en cortocircuito. De la misma manera utilizar la señalización de seguridad adecuada en la zona de trabajo [8].

La GD puede ser un peligro para el personal debido al flujo de potencia inverso, un correcto sistema de protecciones, comunicación e interconexión de la GD con la red, previene estos inconvenientes, garantizando su correcta operación.

2.10 PROTECCIONES

2.10.1 PROTECCIONES TRADICIONALES

En general los sistemas de distribución existentes se caracterizan por tener una sola fuente de generación. Esquemas de protección tradicionales generalmente de sobrecorriente de tiempo inverso o definido pierden efectividad con el ingreso de GD, debido al incremento en las corrientes de cortocircuito y presencia de flujos de potencia bidireccionales [16], [9].

2.10.2 PROTECCIONES EN REDES CON GD

Las redes de distribución deben tener un sistema de protecciones apto para operar con la GD. El sistema de protecciones varía de acuerdo al nivel de tecnología y tipo de energía primaria.

Estos dispositivos deben poseer detección de sobrecorriente direccional, asociando con una coordinación por voltajes, directa e inversa con el sistema de protecciones existente [16], [9].

El personal que trabaja en redes que incluyen GD debe estar protegido frente a una posible retroalimentación o activación accidental de la GD [9].

Ante la presencia de perturbaciones locales se debe mantener el suministro eléctrico, con un voltaje, frecuencia, y armónicos dentro de los parámetros permitidos [8].

2.10.3 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE Y VOLTAJE

2.10.3.1 Reconectador

Este dispositivo es capaz de detectar una falla ya sea fase-fase o fase-tierra con la opción de reconectar un cierto número de veces, de esta manera despejar fallas momentáneas que son las más comunes y frecuentes en el sistema. Si una falla persiste el reconectador abrirá el circuito de forma permanente. Se debe hacer una sincronización con los demás dispositivos de protección para seccionar la menor cantidad de red frente a una falla [16], [21].

La forma de operación de este dispositivo es: dos operaciones rápidas para despejar fallas temporales, seguido de dos operaciones retardadas. De esta manera se consigue disminuir el tiempo límite de fusión del fusible.

En la instalación de reconectadores se debe tomar en cuenta los siguientes parámetros [16], [22]:

- Voltaje de red
- Corriente de cortocircuito mínima
- Corriente máxima de carga
- Coordinación y sincronización con los demás dispositivos de protección
- Sensibilidad de operación ante fallas a tierra

2.10.3.2 Seccionador fusible

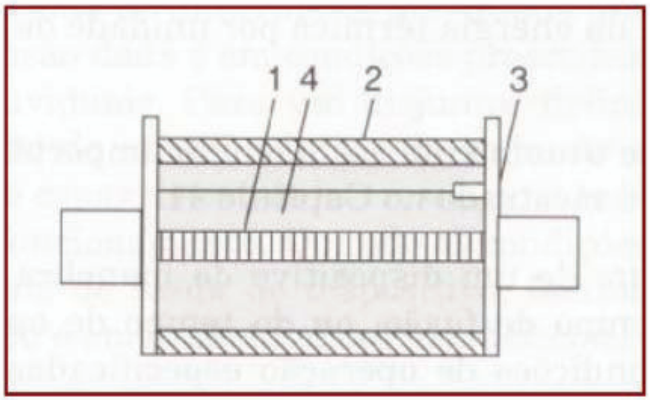

Figura 2.9 Estructura fusible [22]

1. Elemento fusible.
2. Cuerpo generalmente de porcelana.
3. Indicador.
4. Medio extintor generalmente arena de cuarzo.

Este dispositivo de protección es uno de los más económicos y fiables. Actúan conjuntamente con un fusible el cual tiene la función de sentir la sobrecorriente debido a una falla, lo que lo lleva a fundirse y abrir el circuito [16], [22].

Una adecuada coordinación del fusible con los demás dispositivos de protección, permite la correcta operación y apertura rápida del circuito.

El largo y diámetro del fusible es una característica importante. Una longitud mayor permite una actuación más rápida frente a bajos niveles de sobrecorriente, y su diámetro posibilita trabajar con grandes corrientes de cortocircuito ya que el calor es disipado desde su interior hasta los extremos del mismo [16], [22].

Los parámetros esenciales a la hora de seleccionar un fusible son [16], [22]:

- Voltaje y capacidad de aislamiento
- Características de red
- Rangos de cortocircuito máximo y mínimo
- Corriente nominal

Al momento de seleccionar la corriente nominal del fusible se debe escoger la mayor corriente de carga, permitiendo así una sobrecarga dentro de los rangos permitidos. Para seleccionar la capacidad de cortocircuito se toma la mayor corriente de falla, en el sitio de instalación del fusible [16], [22].

En cuanto al voltaje nominal se debe tomar en cuenta las siguientes consideraciones [16], [22]:

- Voltaje máximo de fase o línea
- Esquema de puesta a tierra utilizado
- Número de fases

Para escoger el voltaje que soporta el fusible se debe conocer el voltaje del sistema, el cual debe ser menor o igual que el voltaje nominal del fusible [16], [22].

2.10.3.3 Relé

Estos dispositivos están preparados para medir una sobrecorriente, comúnmente se usan en la cabecera de los alimentadores. Éstos pueden ser de tres tipos [16], [22]:

- Cuando hay un valor establecido de corriente, operando cuando se alcanza este nivel.
- Operaciones en diferentes niveles de corriente.
- Cuando actúan en un tiempo inverso a la corriente de falla, basándose en su curva característica la cual indica su velocidad de operación.

Estos dispositivos, para ser ajustados, constan de dos elementos: un instantáneo y un retardado. El instantáneo interviene cuando hay una diferencia muy grande en las corrientes de cortocircuito entre dos equipos, esto permite un tiempo más corto de operación ante fallas severas [16], [23].

En el caso del ajuste de la unidad de temporización se ocasiona un retardo, dando así oportunidad a que otros elementos de protección más cercanos a la falla puedan despejar antes que el relé opere.

Relés de tiempo definido e inverso

Se los puede ajustar mediante el TAP y el DIAL.

El TAP especifica la corriente de arranque del relé, es decir varía la sensibilidad del mismo [16], [22].

El DIAL se encarga de variar los tiempos en los cuales operará el relé. Es decir los tiempos de retardo antes que el relé opere, cuando la corriente de falla alcanza un valor igual o mayor al de arranque [16], [22].

Relé direccional

Está compuesto por una protección de sobrecorriente que determina la direccionalidad de la corriente de cortocircuito, actuando si esta corriente sobrepasa el valor establecido de operación. Son utilizados en redes con alimentación bidireccional [24].

Relé de bajo voltaje

Este relé es utilizado para monitorear una caída de voltaje en su zona de supervisión, actuando cuando el valor de voltaje desciende del valor establecido para su operación [16], [24].

El mecanismo de protección contra bajos voltajes requiere del cálculo de huecos de voltaje en la zona de operación del equipo. El hueco de voltaje empieza desde el mayor valor, ya que de esta manera se incluyen los descensos causados por todas las fallas [16], [24].

2.10.3.4 Disyuntor

Es un dispositivo que está asociado directamente con los relés, los cuales detectan alguna anomalía en el sistema y envían una señal al disyuntor para que éste aísle al equipo o al tramo de red afectado [16], [22].

2.10.4 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN REDES CON GD

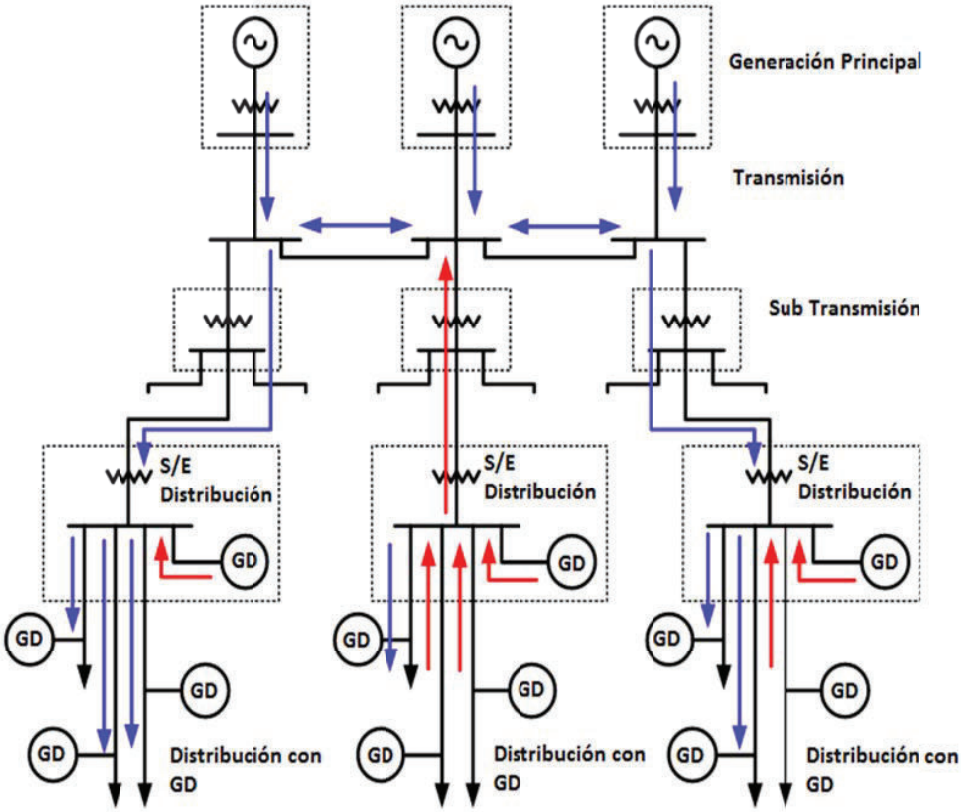

Figura 2.10 Flujos de potencia bidireccionales [20]

Como se observa en la Figura 2.10 la coordinación en los sistemas de protección instalados a lo largo de las redes de distribución, hoy en día están sujetos a cambios debido al ingreso de GD. Corrientes, flujos de potencia bidireccionales y la coordinación de los sistemas de protección son motivo de ajuste, con la finalidad de una operación efectiva [15].

Las fuentes de generación presentes en un alimentador permiten tener una idea de la magnitud de corriente de falla que puede fluir, parámetro a considerar para la coordinación del sistema de protecciones [15].

En las redes de distribución el diseño de los sistemas de protección para sobrecorrientes, están asociados a los niveles de corrientes de falla, corrientes de carga, voltaje del sistema y niveles de aislamiento [15].

2.10.4.1 Disparo asociado innecesario de protecciones, coordinación relé direccional

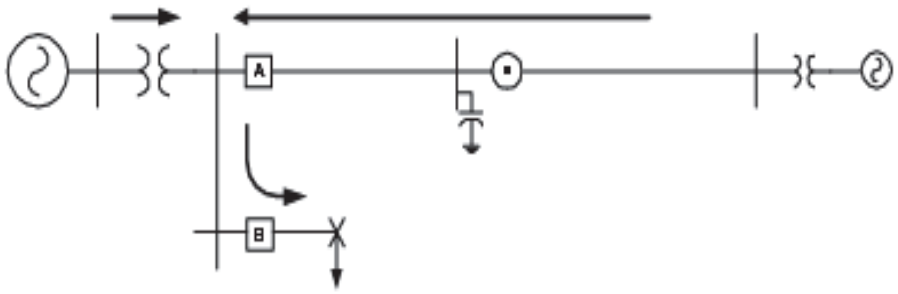

Figura 2.11 Esquema ilustrativo, disparo asociado [11]

La Figura 2.11 muestra como los dispositivos de protección direccionales son una alternativa frente a este tipo de inconvenientes, ya que su adecuada coordinación permite el seccionamiento únicamente del ramal fallado, eliminando el disparo asociado de protecciones en ramales vecinos [11].

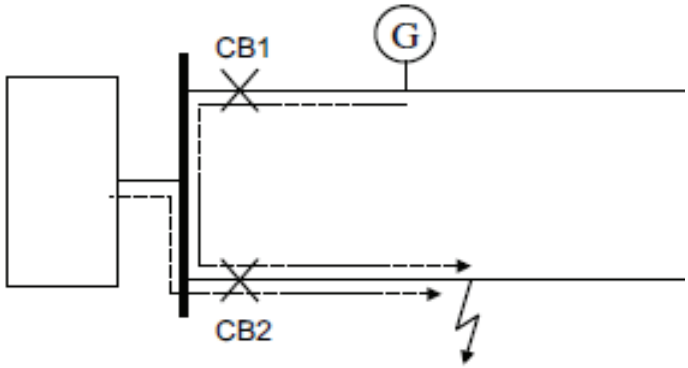

Figura 2.12 Contribución de corriente de cortocircuito, en alimentadores vecinos [15]

En la Figura 2.12 se puede apreciar la contribución de corriente de cortocircuito del generador a la falla, esto puede ser confundido como una falla aguas abajo donde el interruptor CB1 debería actuar. El resultado sería una incorrecta actuación de CB1.

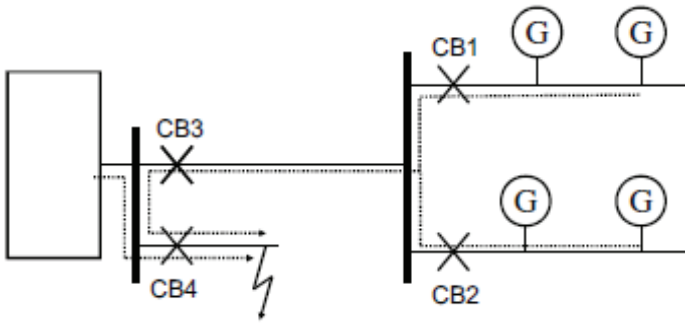

Figura 2.13 Contribución de corriente de cortocircuito, para una falla aguas arriba de la GD [15]

En la Figura 2.13 se observa una operación asociada incorrecta de las protecciones: CB1, CB2 y CB3.

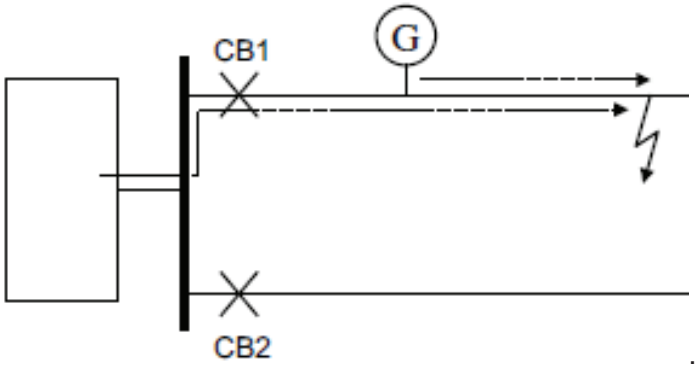

Figura 2.14 Contribución de corriente de cortocircuito, para una falla aguas abajo de la GD [15]

En la Figura 2.14 se observa una operación asociada incorrecta de la protección CB2.

2.10.4.2 Ahorro de fusibles frente a sobrecorrientes, coordinación reconectador-fusible

El ahorro de fusibles está asociado a una coordinación reconectador-fusible. Funcionando con dos o tres operaciones rápidas y dos o tres operaciones retardadas, de esta manera no llega al tiempo máximo de fusión del fusible [11].

El salvado de fusibles se da frente a interrupciones causadas por rayos, ramas de árboles o fallas momentáneas en la red. Con la intervención de GD se debe realizar un nuevo análisis de las zonas en las cuales podría ocurrir el salvado de fusibles [11].

El fusible no debe ser afectado por la corriente de cortocircuito bajo la etapa rápida del reconectador, permitiendo que se cierre nuevamente consiguiendo el despeje de la falla. Alrededor del 80% de las fallas en las líneas aéreas de distribución son de naturaleza transitoria, por lo que una simple acción de reenganche es suficiente para eliminar la falla [15].

Cuando la falla es permanente el reconectador experimenta nuevamente una corriente alta, en algunos casos la segunda apertura rápida se intenta con un tiempo más largo antes del cierre, pero en otros casos el reconectador va a su etapa lenta inmediatamente. La curva tiempo-corriente de la etapa lenta es tal que el fusible eliminará la falla antes de que el reconectador se abra de forma permanente. Este esquema minimiza el número de interrupciones largas experimentadas por los clientes conectados al alimentador [15].

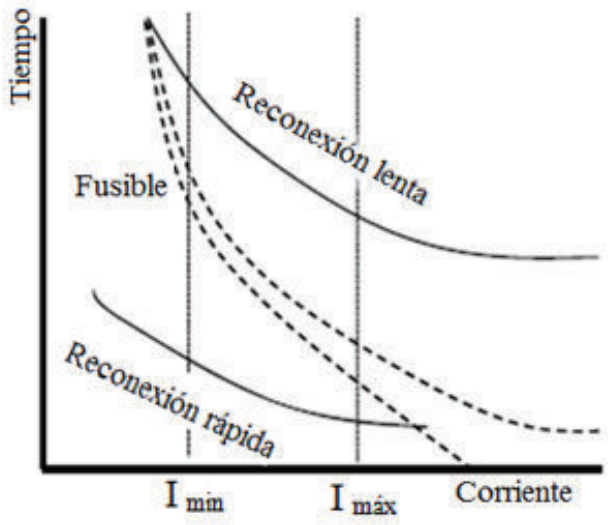

Figura 2.15 Coordinación reconectador-fusible, con autorecierre y salvado de fusible [15]

En la Figura 2.15 las dos líneas verticales indican la corriente máxima y mínima, las dos curvas entrecortadas son los tiempos mínimo y máximo de fusión del fusible [15].

Se deben aplicar las siguientes reglas de coordinación [15].

- El tiempo mínimo de fusión del fusible debe ser más largo que el tiempo de eliminación de la etapa rápida del reconectador. Cierta distancia mínima entre las curvas debe ser mantenido.

- El tiempo máximo de compensación del fusible debe ser más corto que el tiempo de despeje de la etapa lenta del reconectador.

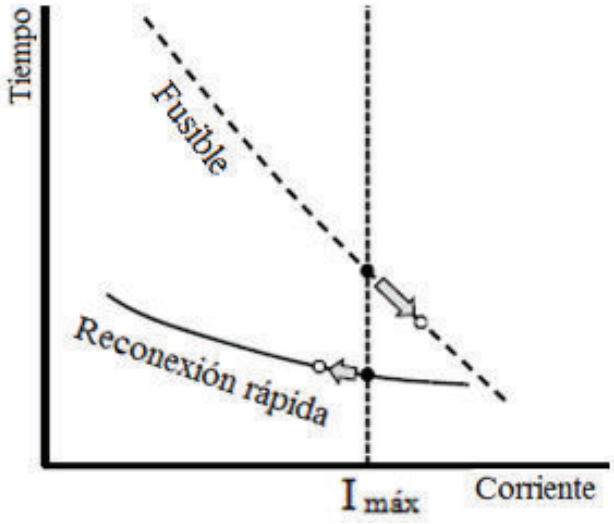

Figura 2.16 Impacto de GD sobre la coordinación entre reconectador-fusible, durante la fase rápida [15]

La presencia de un generador en el alimentador de distribución como se muestra en la Figura 2.16, causa que la corriente a través del fusible ya no sea la misma que la corriente a través del reconectador. La corriente a través del fusible aumentará mientras que la corriente a través del reconectador disminuirá, ambos cambios reducen el margen de coordinación [15].

Los círculos abiertos muestran los tiempos en presencia de un generador, el punto mínimo de fusión del fusible se verá afectado. La diferencia entre el tiempo de apertura del reconectador y el tiempo mínimo de fusión del fusible será menor [15].

2.10.4.3 Reducción en el alcance de protecciones, fallas no detectadas

La sensibilidad o alcance que tienen los dispositivos de protección para detectar una falla puede verse afectada por la inclusión de la GD, debido a la regulación de voltaje que ocasiona. Las corrientes vistas no serían las reales, induciendo a una detección incorrecta de fallas [11].

A medida que la falla se acerca a la GD la disminución de voltaje que se presenta será regulada, por lo tanto el dispositivo de protección no detectará dicha falla. Una adecuada actualización del sistema de protecciones mitiga todos estos inconvenientes.

2.11 CONFIABILIDAD DE SISTEMAS CON GD

2.11.1 CONFIABILIDAD

La confiabilidad es la probabilidad de que un equipo o dispositivo llegue a su meta o requerimiento solicitado, en un lapso de tiempo asignado, sometido a estándares y condiciones de operación impuestas [25].

2.11.2 CONFIABILIDAD DE LAS REDES CON INGRESO DE GD

En redes que incluyan GD la confiabilidad se la mira desde el punto de vista de calidad y continuidad del servicio de suministro eléctrico [26].

Su cercanía a la carga permite cumplir dichos estándares, inclusive en redes congestionadas y tramos largos, abasteciendo a clientes donde la energía eléctrica es esencial como: hospitales, quirófanos, salas de emergencia, organismos gubernamentales, industrias, en los cuales se pone a prueba un sistema sólido y confiable.

Los clientes que instalan GD junto a su medidor usualmente lo hacen por tres razones: reducción de costos, aumento en la calidad de energía y mayor confianza [26].

Una mala coordinación en equipos de protección es una de las principales causantes de interrupciones y pérdidas del suministro de energía eléctrica, ante fallas en alimentadores de distribución.

2.12 MÉTODO DE ANÁLISIS PARA MODELACIÓN, ESTUDIO Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN LA RED

CYMDIST es una de las herramientas más utilizadas en lo que corresponde a estudios y análisis de redes eléctricas. Éstas pueden ser equilibradas, desequilibradas, monofásicas, bifásicas o trifásicas en configuración radial, anillo o mallada [27].

Este programa computacional tiene una serie de aplicaciones en las cuales se encuentra un editor de red, módulos de análisis y bibliotecas [27].

Está diseñado específicamente para realizar la planificación de los sistemas eléctricos de distribución, facilitando la simulación y el estudio de las redes en diferentes escenarios y condiciones de operación. Lo cual permite tener una amplia visión de resultados acorde a las necesidades del usuario.

El entorno de trabajo y las ventanas de resultados pueden ser elegidos por el usuario mediante la selección de palabras clave y opciones de visualización, de esta manera satisfacer el nivel de detalle requerido. Todos sus algoritmos y bibliotecas se basan en tecnologías de ingeniería y normas de la industria.

El programa cuenta con distintos módulos, los cuales permiten realizar estudios de acuerdo a las necesidades del usuario como son: confiabilidad, contingencias, armónicos, coordinación de protecciones, etc. [27].

Proporciona amplios reportes con características gráficas, mostrando las condiciones de la red como es su topología, equipos sobrecargados, tramos aislados, niveles de falla, niveles de voltaje, corrientes, desconexiones de red, etc.

El modulo CYMTCC 5.1 R08 es una herramienta utilizada en la coordinación de protecciones, en la cual mediante los estudios y resultados obtenidos en CYMDIST se logra la coordinación de los equipos de protección seleccionados.

En el estudio se utilizará el programa computacional CYMDIST para la modelación y análisis del alimentador seleccionado, y el módulo de protecciones CYMTCC 5.1 R08.

3. CAPITULO III

CASO DE ESTUDIO

3.1 INTRODUCCIÓN

Para realizar el estudio enfocado en definir la posibilidad de operación en isla intencional con GD ante fallas, se recurrirá a varios análisis que se desarrollarán en la Propuesta Metodológica. Se comenzará exponiendo algunas características del alimentador 57E perteneciente a la subestación de distribución Pomasqui, así como de la GD existente en este alimentador (Central Hidroeléctrica Perlabí).

3.2 ALIMENTADOR 57E, SUBESTACIÓN POMASQUI

Con lo citado en un inicio el alimentador en estudio es el 57E de la Subestación de Distribución Pomasqui, ubicado en la provincia de Pichincha en el cantón Quito, parroquia Pomasqui.

Este alimentador en configuración radial, abastece de energía eléctrica a 23286 clientes de las parroquias Calderón, Pomasqui, San Antonio con una longitud aproximada de 50 Km.

Los tipos de clientes a lo largo de todo el alimentador en su mayoría son residenciales. La carga servida al final del alimentador (sector San José de Minas) está conformado por viviendas e industria florícola, la GD existente se encarga de dar soporte a la red en esta zona.

Las protecciones existentes en su mayoría son interruptores automáticos, reconectadores, seccionadores y fusibles, como se observa en la Figura 3.1.

La demanda máxima del alimentador a lo largo de todo el año 2015 en condiciones normales de operación, es de 11129,273 (kVA).

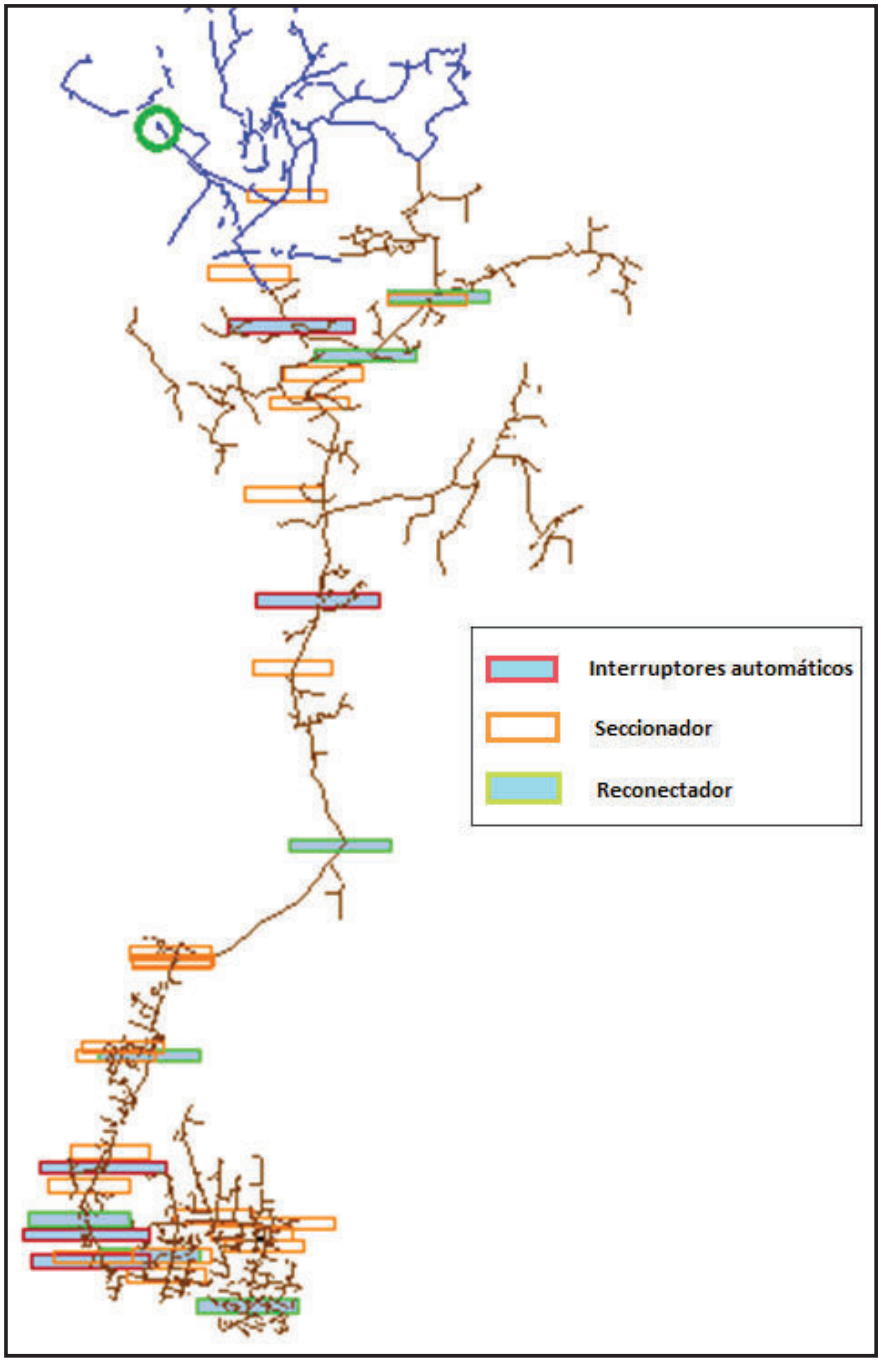

Figura 3.1 Protecciones existentes, Red Alimentador 57E

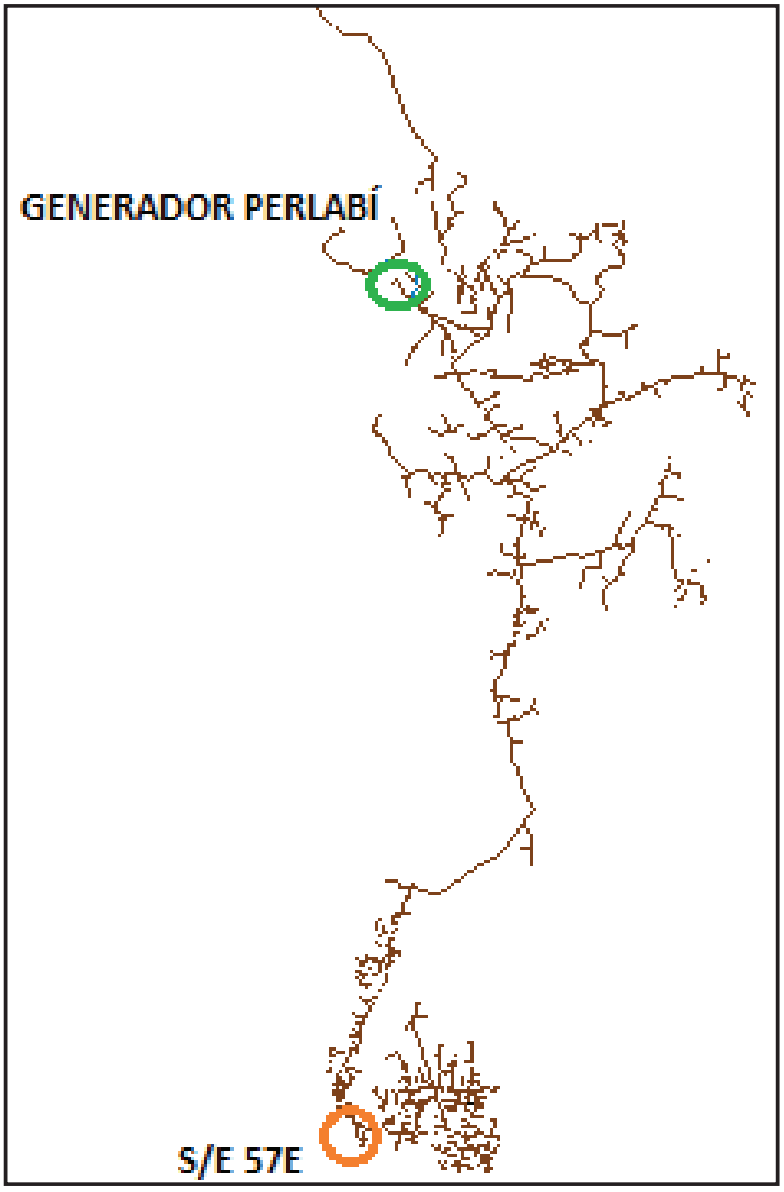

Figura 3.2 Red Alimentador 57E, S/E Pomasqui

3.3 CARACTERÍSTICAS CENTRAL HIDROELÉCTRICA PERLABÍ

Figura 3.3 Central hidroeléctrica Perlabí, Generador [23]

La central hidroeléctrica Perlabí de 2,7 MW es uno de los primeros proyectos de GD implementados en el Ecuador. La central está ubicada en la región norte del cantón Quito, provincia de Pichincha (sector Jatumpamba de la parroquia San José de Minas).

Esta central cuenta con un salto de agua de 184 metros y un caudal de 1,801 metros cúbicos por segundo. Obtenidos por el potencial hidroenergético de la confluencia del río Perlabí y Cala, mediante una toma situada 700 m aguas arriba de dicha confluencia hasta la casa de máquinas situada aguas abajo de la misma.

Los poblados más cercanos a la central son: San José de Minas, Atahualpa, Perucho y Chávez Pamba.

La infraestructura de la Central Hidroeléctrica Perlabí está compuesta por:

- Una toma que consiste en un azud de derivación, reconduciendo el agua hacia un canal diseñado para captar 1,5 metros cúbicos por segundo.
- Un desarenador de una cámara.

- Tanque de carga con una capacidad aproximada de 550 metros cúbicos.
- Conducción a presión mediante tubería de acero de aproximadamente 2200 metros, con 0,9 y 0,8 metros de longitud y diámetro respectivamente.
- Chimenea de equilibrio con orificio restringido de 0,5 metros de diámetro, 38 metros de longitud y 1,5 metros de diámetro interior.
- Tubería de presión de 336 metros de longitud y 0,75 metros de diámetro.
- Casa de máquinas compuesta por dos turbinas Pelton de eje horizontal. Potencia instalada total de 2,7 MW con un generador de 3000 kVA, 720 rpm, 690 V a 60 Hz.
- Canal de restitución al cauce normal del río.

4. CAPITULO IV

PROPUESTA METODOLÓGICA

4.1 INTRODUCCIÓN

La resolución del problema planteado se enfoca en garantizar la operación adecuada de la GD en isla intencional, la cual es necesaria frente a interrupciones o cortes de servicio, ocasionadas por fenómenos naturales o fallas de carácter técnico a lo largo del alimentador.

A diferencia de la coordinación de protecciones tradicional, el ingreso de GD requiere un estudio donde se analice el incremento en las corrientes de cortocircuito debido a flujos de potencia bidireccionales. Relés direccionales medirán el incremento de corriente producido por una falla en una dirección determinada, como se especifica en la pagina 33 sección 2.10.4.1. De ahí que, los equipos de protección empleados en redes que cuenten con GD, deben tener características de sobrecorriente direccional y detección de bajos voltajes.

El mecanismo de protección contra bajos voltajes especificado en la pagina 31 sección 2.10.3.3, será el complemento en la coordinación junto a dispositivos de protección direccionales.

Los estudios de cortocircuito se logrará con el uso del software CYMDIST 7.2Rev03, mediante el cual se realizará las respectivas simulaciones y corridas de flujo necesarias en la visualización y análisis de resultados. Su módulo CYMTCC 5.1R08 detallado en la página 39 sección 2.12, permitirá desarrollar la coordinación de protecciones.

4.2 PROCEDIMIENTO DEL ESTUDIO

4.2.1 OPERACIÓN DEL ALIMENTADOR CON GD, ESTADO NORMAL

Se plantean las siguientes etapas mencionadas en la Figura 4.1:

- Recopilación de información del alimentador a analizarse, subestación y GD.
- Modelamiento e ingreso de parámetros como son potencias, factores de potencia, kVA por fase de la subestación y GD.
- Simulación en la herramienta computacional elegida. Una vez realizados los pasos anteriores se calcula las corrientes de falla en todos los nodos.
- Continuando con el desarrollo del estudio se utilizará el registro de potencias anuales de la Central Hidroeléctrica Perlabí y del alimentador 57E, para establecer una franja de alta probabilidad de operación por medio del análisis de probabilidades. Dentro de la cual y para un valor de potencia específico la central puede funcionar en isla intencional.
- Conocida esta potencia se definirá la cantidad de demanda en el alimentador que puede ser abastecida por la misma, estableciendo el sitio estratégico de instalación del reconectador para el seccionamiento y operación de la isla.

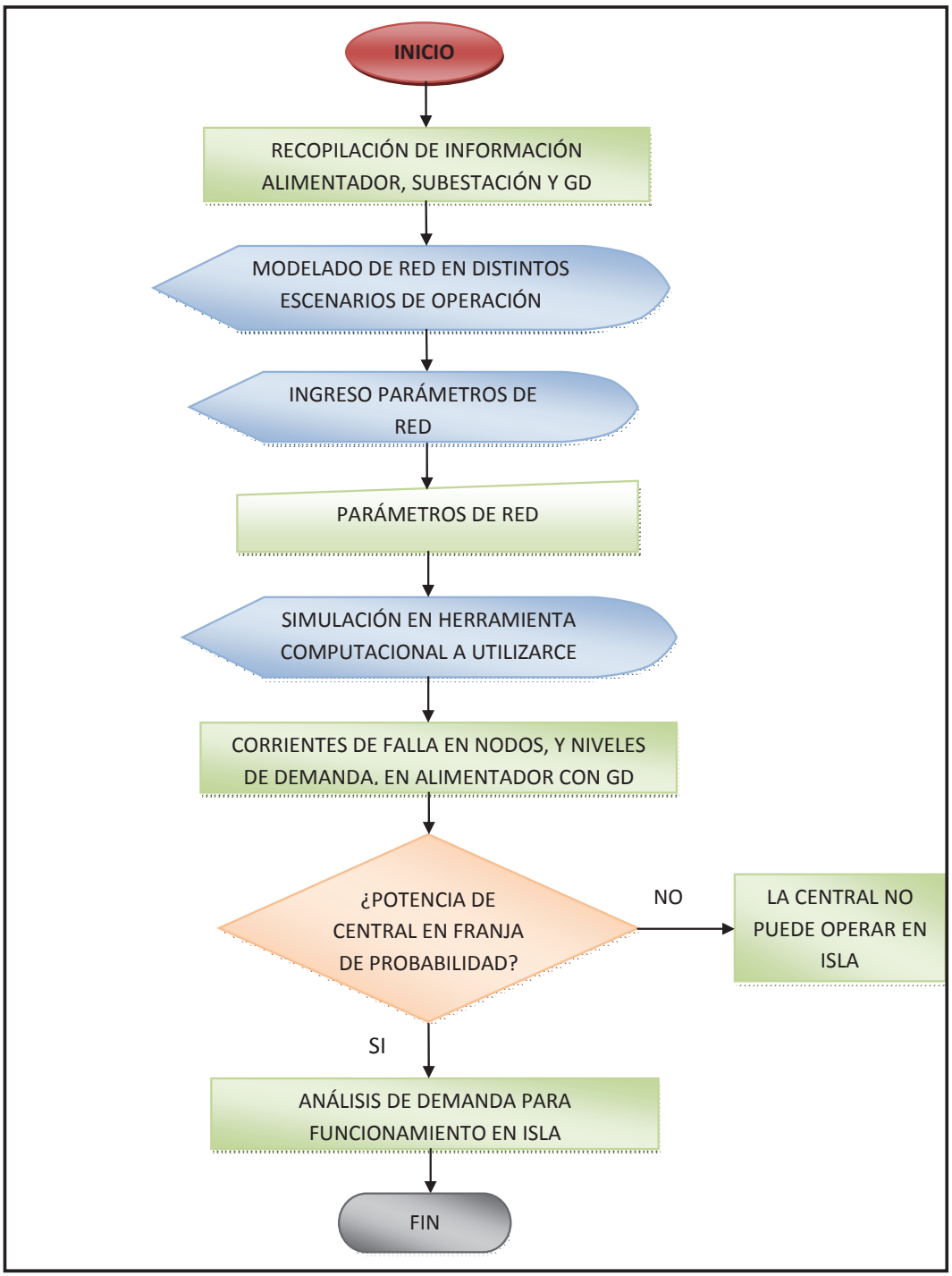

Figura 4.1 Diagrama de flujo, operación normal

4.2.2 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES, FUNCIONAMIENTO EN ISLA

Se plantean las siguientes etapas mencionadas en la Figura 4.2:

- Se fijarán los parámetros de inicialización del equipo a instalarse por medio del cálculo de corrientes de carga y cortocircuito. Si la corriente de carga es mayor a la corriente de falla se debe recurrir a la coordinación por voltajes.
- Se procede al cálculo de corrientes de carga en las zonas de protección de cada reconectador antes establecidas, utilizadas en el método de salvado de fusibles.
- La coordinación de los equipos de protección se la realizará mediante el ingreso de las curvas de operación tanto de reconectadores como de fusibles, en sentido directo e inverso.
- Se culmina el estudio con el análisis de costos del equipo a instalarse, recurriéndose a varias empresas proveedoras de equipos de protección eléctrica en el país. Se elegirá el dispositivo que cuente con las características de protección requeridas en el estudio.

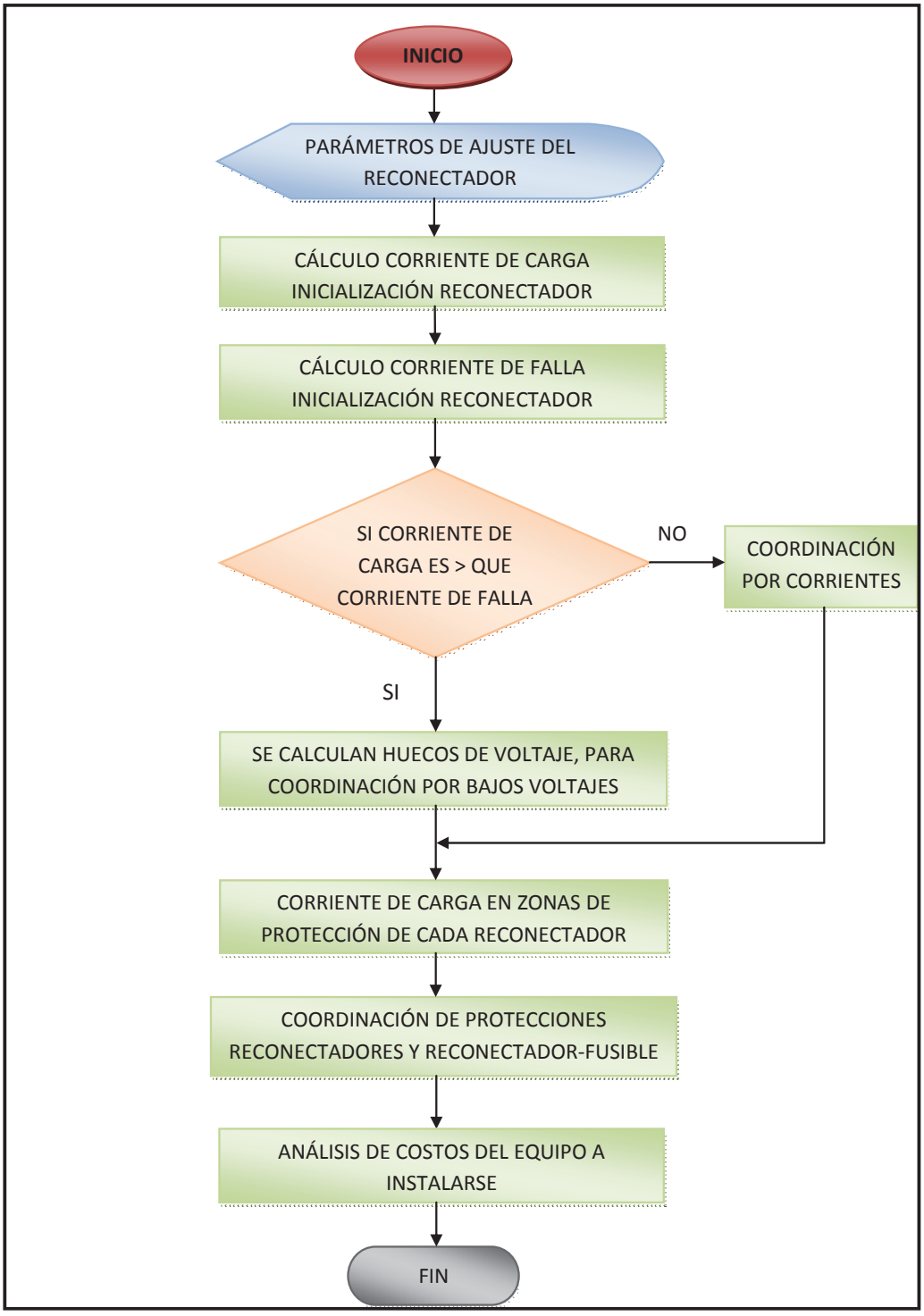

Figura 4.2 Diagrama de flujo, coordinación de protecciones

4.3 RESOLUCIÓN DEL PROBLEMA

4.3.1 OPERACIÓN DEL ALIMENTADOR CON GD EN ESTADO NORMAL

Mediante el ingreso de parámetros iniciales detallados en la página 47 sección 4.2.1, se recurrirá a su modelación en distintos escenarios de operación. Simulando distribuciones de carga y corridas del flujo en el alimentador con y sin GD.

Los datos de subestación, alimentador y GD ingresados en el programa computacional CYMDIST corresponden a bases de datos proporcionados por la EEQ y Perlabí del año 2015.

4.3.1.1 Corrientes de cortocircuito y niveles de demanda en alimentador con GD

4.3.1.1.1 Caso 1.- Cuando la GD entrega su máxima potencia en todo el año

Aporte de potencia máxima de Perlabí

Tabla 4.1 Día y hora, inyección de potencia máxima, Generador Perlabí

GENERADOR PERLABÍ				
Fecha	**Hora**	**P(kW)**	**Fp(%)**	**S(kVA)**
05/05/2015	2:00 AM	2287,872	98,810	2315,534

Aporte de potencia de S/E

Tabla 4.2 Día y hora, inyección de potencia, S/E

SUBESTACIÓN							
Fecha	**Hora**	**kVLL**	**kVA(A)**	**kVA(B)**	**kVA(C)**	**Fp(%)**	**S(kVA)**
05/05/2015	2:00 AM	22,704	948,147	991,466	1062,904	78	3002,247

Corriente de cortocircuito máxima y mínima a lo largo del alimentador.

Tabla 4.3 Corrientes de cortocircuito

	Nombre Nodo	**Distan (m)**	**LLL (A)**	**LLT (A)**	**LL (A)**	**LLmin (A)**	**LTmax (A)**	**LTmin (A)**
S/E	14130MS	36,7	6625	5930	5801	5801	3214	3214
Perlabí	361305MA	36611,2	602	763	586	586	804	804
Mínimo	72830MA	48240,9	0	0	0	0	374	374
	116102MA	48241,2	0	0	0	0	374	374
	93189MA	48241,6	0	0	0	0	374	374

En la Tabla 4.3 se puede observar que los nodos con mayor corriente de cortocircuito se dan en las cabeceras tanto de la S/E como de Perlabí, las corrientes de

cortocircuito más bajas se dan en los nodos ubicados al final del alimentador, los cuales son ramales monofásicos.

La demanda del alimentador en este caso es de 5317,781 (kVA).

4.3.1.1.2 Caso 2.- Cuando la S/E entrega su máxima potencia en todo el año

Aporte de potencia máxima de S/E

Tabla 4.4 Día y hora, inyección de potencia máxima, S/E

SUBESTACIÓN							
Fecha	**Hora**	**kVLL**	**kVA(A)**	**kVA(B)**	**kVA(C)**	**Fp(%)**	**S(kVA)**
26/08/2015	2:00 PM	22,801	3577,721	3580,173	3749,405	92,2	10906,959

Corriente de cortocircuito máxima y mínima a lo largo del alimentador.

Tabla 4.5 Corrientes de cortocircuito

	Nombre Nodo	**Distan (m)**	**LLL (A)**	**LLT (A)**	**LL (A)**	**LLmin (A)**	**LTmax (A)**	**LTmin (A)**
S/E	14130MS	36,7	6590	5850	5707	5707	3197	3197
Mínimo	72830MA	48240,9	0	0	0	0	350	350

116102MA	48241,2	0	0	0	0	350	350
93189MA	48241,6	0	0	0	0	350	350

Para el caso 2 se tiene datos únicamente de la S/E, ya que el generador de Perlabí está fuera de servicio. Este comportamiento no es un evento de operación normal, se debe a situaciones de mantenimiento o salida de la unidad por emergencias.

En la Tabla 4.5 se puede observar que el nodo con mayor corriente de cortocircuito se da en la cabecera de la S/E, las corrientes de cortocircuito más bajas se dan en los nodos ubicados al final del alimentador, los cuales son ramales monofásicos.

La demanda del alimentador en este caso es de 10906,959(kVA).

4.3.1.1.3 Caso 3.- A demanda máxima del alimentador en todo el año

Aporte de potencia de Perlabí

Tabla 4.6 Día y hora, inyección de potencia, Generador Perlabí

GENERADOR PERLABÍ				
Fecha	**Hora**	**P(kW)**	**Fp(%)**	**S(kVA)**
26/08/2015	12:15 PM	576,527	86,85	663,789

Aporte de potencia de S/E

Tabla 4.7 Día y hora, inyección de potencia, S/E

SUBESTACIÓN							
Fecha	**Hora**	**kVLL**	**kVA(A)**	**kVA(B)**	**kVA(C)**	**Fp(%)**	**S(kVA)**
26/08/2015	12:15 PM	22,805	3459,441	3380,442	3625,888	92,7	10465,481

Corriente de cortocircuito máxima y mínima a lo largo del alimentador.

Tabla 4.8 Corrientes de cortocircuito

	Nombre Nodo	Distan(m)	LLL (A)	LLT (A)	LL (A)	LLmin (A)	LTmax (A)	LTmin (A)
S/E	14130MS	36,7	6601	5884	5746	5746	3204	3204
Perlabí	361305MA	36611,2	583	753	523	523	740	740
Mínimo	72830MA	48240,9	0	0	0	0	359	359
	116102MA	48241,2	0	0	0	0	359	359
	93189MA	48241,6	0	0	0	0	359	359

En la Tabla 4.8 se puede observar que los nodos con mayor corriente de cortocircuito se dan en las cabeceras tanto de la S/E como de Perlabí, las corrientes de cortocircuito más bajas se dan en los nodos ubicados al final del alimentador, los cuales son ramales monofásicos.

La demanda máxima del alimentador a lo largo de todo el año es de 11129,273 (kVA), que se da en el mes donde la S/E entrega su máxima potencia.

4.3.1.1.4 Caso 4.- Mes en que ocurre la mayor entrega de potencia de la GD

Aporte de potencia de Perlabí

Tabla 4.9 Día y hora, inyección de potencia, Generador Perlabí.

GENERADOR PERLABÍ				
Fecha	**Hora**	**P(kW)**	**Fp(%)**	**S(kVA)**
27/05/2015	7:30 PM	849,150	99,98	849,311

Aporte de potencia de S/E

Tabla 4.10 Día y hora, inyección de potencia, S/E.

SUBESTACIÓN							
Fecha	**Hora**	**kVLL**	**kVA(A)**	**kVA(B)**	**kVA(C)**	**Fp(%)**	**S(kVA)**

27/05/2015	7:30 PM	23,585	3215,887	3233,137	3516,688	97,1	9965,212

Corriente de cortocircuito máxima y mínima.

Tabla 4.11 Corrientes de cortocircuito

	Nombre Nodo	Distan (m)	LLL (A)	LLT (A)	LL (A)	LLmin (A)	LTmax (A)	LTmin (A)
S/E	14130MS	36,7	6603	5891	5755	5755	3205	3205
Perlabí	361305MA	36611,2	585	754	531	531	749	749
Mínimo	116102MA	48241,2	0	0	0	0	361	361
	72830MA	48240,9	0	0	0	0	361	361
	93189MA	48241,6	0	0	0	0	361	361

En la Tabla 4.11 se puede observar que los nodos con mayor corriente de cortocircuito se dan en las cabeceras tanto de la S/E como de Perlabí, las corrientes de cortocircuito más bajas se dan en los nodos ubicados al final del alimentador, los cuales son ramales monofásicos.

La demanda del alimentador en este caso es de 10814,523 (kVA), la cual viene a ser la segunda demanda máxima del alimentador en todos los casos analizados y a lo largo de todo el año.

4.3.1.1.5 Caso 5.- Corrientes de cortocircuito en caso 3, sin GD

Corriente de cortocircuito máxima y mínima.

Tabla 4.12 Corrientes de cortocircuito

	Nombre Nodo	Distan (m)	LLL (A)	LLT (A)	LL (A)	LLmin (A)	LTmax (A)	LTmin (A)
S/E	14130MS	36,7	6590	5850	5707	5707	3197	3197
Mínimo	72830MA	48240,9	0	0	0	0	350	350
	116102MA	48241,2	0	0	0	0	350	350
	93189MA	48241,6	0	0	0	0	350	350

Tabla 4.13 Incremento en la corriente de cortocircuito, ante el ingreso de GD

	Nombre Nodo	Distan (m)	LLL (A)	LLT (A)	LL (A)	LLmin (A)	LTmax (A)	LTmin (A)
S/E y GD	14130MS	36,7	6601	5884	5746	5746	3204	3204

S/E	14130MS	36,7	6590	5850	5707	5707	3197	3197

En el caso 5 se ha realizado un posible escenario donde se observará la influencia de GD en las corrientes de cortocircuito.

Se ha tomado el caso 3 en iguales condiciones, en el cual se procederá a desconectar el generador funcionando únicamente la S/E, esto se logra mediante una distribución de carga previa a su desconexión.

Se puede observar que los datos obtenidos en la Tabla 4.13 reflejan una disminución en la corriente de cortocircuito de 6601 (A) a 6590 (A), a pesar de tener la misma demanda en el alimentador y por ende la misma inyección de potencia. La diferencia radica en la operación de una sola fuente de generación como es la S/E, por lo que el ingreso de GD a lo largo del alimentador aumenta las corrientes de cortocircuito.

La demanda del alimentador en este caso es de 11129,273 (kVA).

Mediante el análisis de todos los escenarios expuestos anteriormente, se observa que la S/E genera los niveles más altos de potencia cuando se da la mayor demanda en el alimentador, que es en el caso 3 y 2. En estos escenarios las potencias de Perlabí son las menores.

El nodo con la mayor corriente de cortocircuito siempre se da a la salida de la S/E ya que ésta tiene el aporte mayoritario de generación.

4.3.1.2 Probabilidad de funcionamiento en isla intencional

Mediante la evaluación del comportamiento histórico de potencia de la GD a lo largo del año 2015, se establecen los límites de potencia que definen una franja del 100% de probabilidad de operación en isla intencional, de la GD con su demanda asignada.

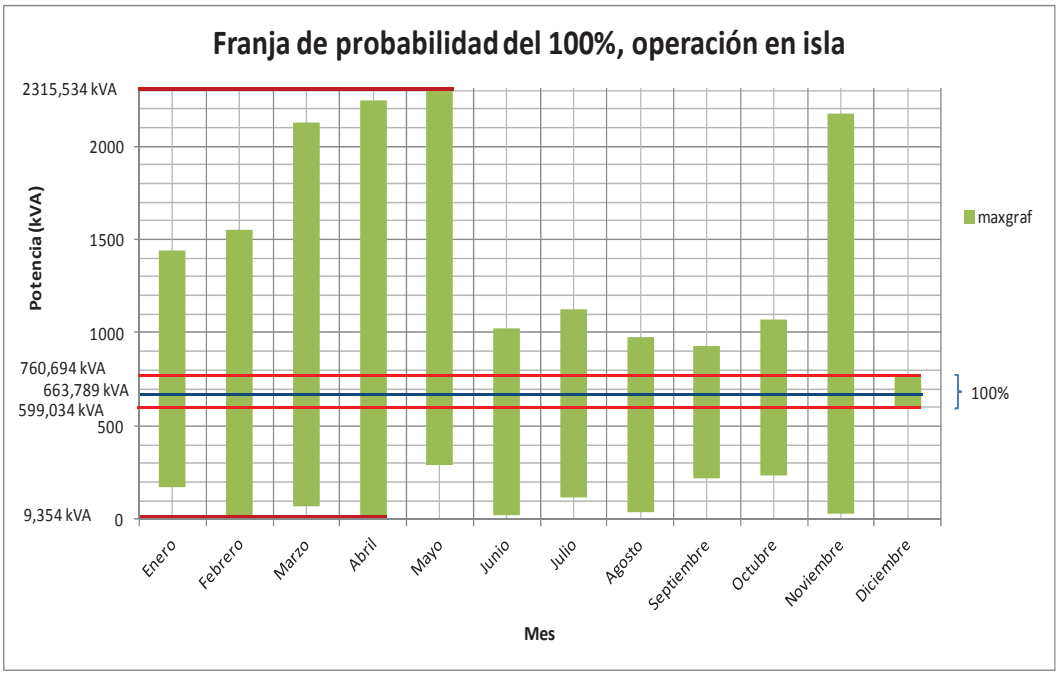

Figura 4.3 Franja de funcionamiento de GD en isla, con probabilidad del 100%

Esto de acuerdo a la mayor ocurrencia de generación en todo el año, que va desde 599,034 (kVA) hasta 760,694 (kVA).

Como se observa en la Figura 4.3 el estudio se ha desarrollado para un valor de 663,789 (kVA) que está dentro de la franja de operación efectiva, este valor es el aporte del generador en el instante de demanda máxima del alimentador a lo largo de todo el año.

Se especifica una probabilidad de cumplimiento del 100% para la operación en isla.

4.3.1.3 Análisis de demanda para funcionamiento en isla

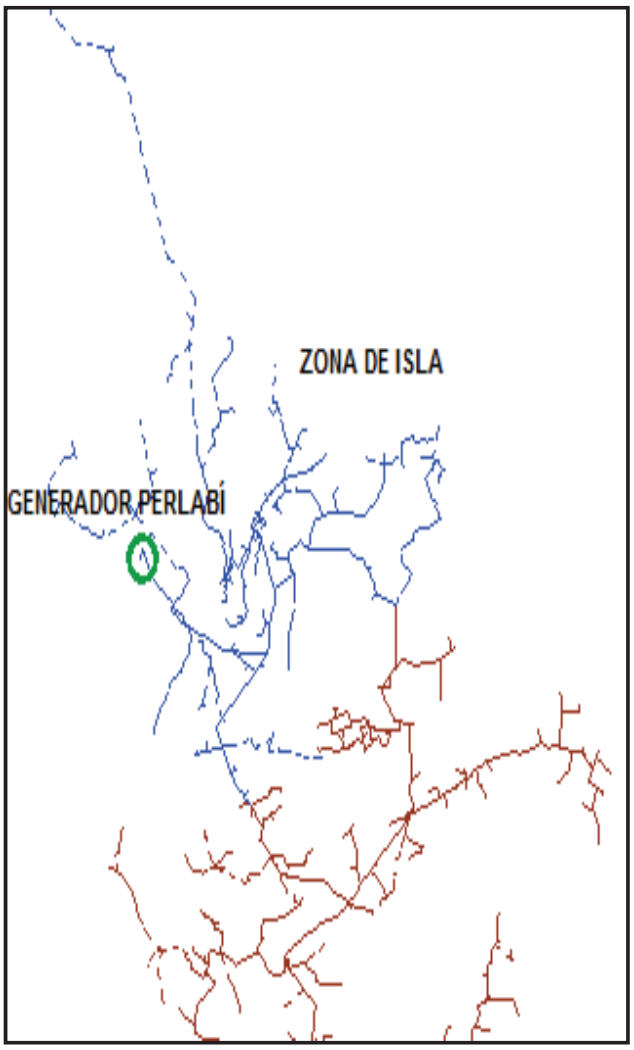

Figura 4.4 Zona de isla

Como se observa en la Figura 4.4 se analiza la demanda que puede abastecer Perlabí de forma normal e ininterrumpida. Esta demanda será calculada cuando el generador entrega 663,789 (kVA) de potencia a la red, ya que con una probabilidad del 100% el generador puede quedar en isla con su demanda asignada, asegurando la sostenibilidad de la misma.

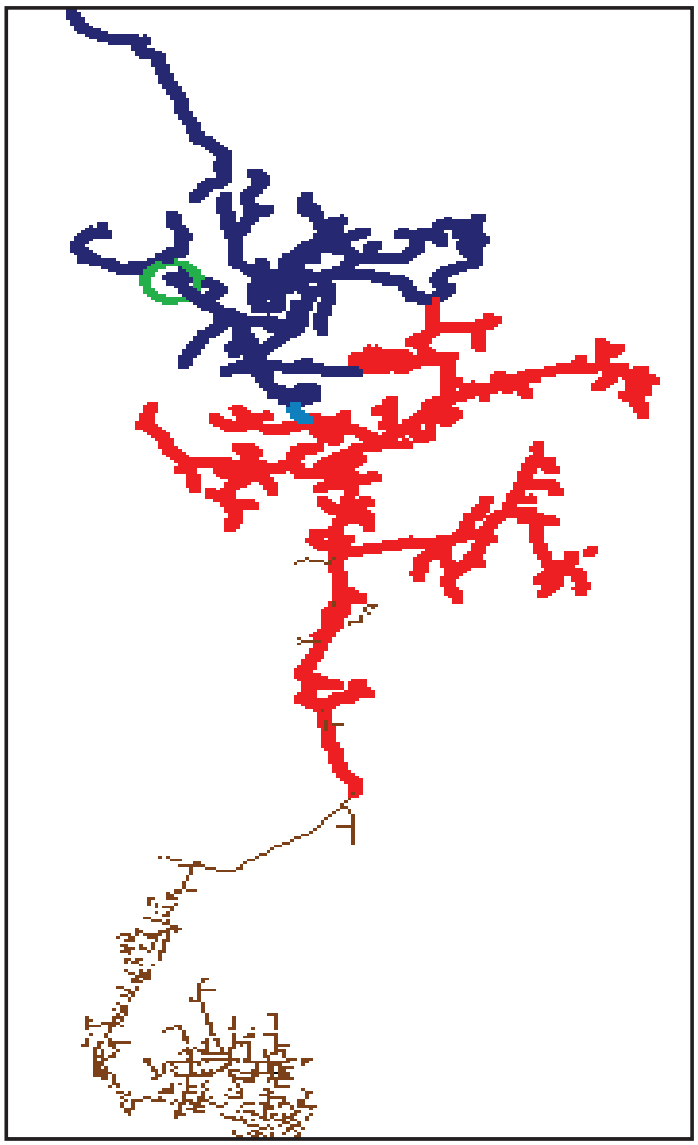

Figura 4.5 Zonas de seccionamiento

Las Figura 4.5 muestra la zona de isla (color azul) que se encuentra al final del alimentador 57E, en la cual se garantizará la continuidad de suministro eléctrico con un voltaje adecuado.

La zona detallada se caracteriza por tener floricolas etablecidas en el sector de San José de Minas.

La demanda asignada es de 645 (kVA) que es abastecida por un aporte de 663,789 (kVA) por parte del generador.

Tabla 4.14 Corrientes de cortocircuito.

	Nombre Nodo	Distan (m)	LLL (A)	LLT (A)	LL (A)	LTmax (A)	LTmin (A)
Punto de corte	57001MA	6896,8	2591	2443	2212	1831	1831
Perlabí	361305MA	3760,5	4176	3974	3570	3140	3140
Perlabí	2730_HEAD	816	9431	9591	8114	9022	9022
Punto final de zona, Icc mínimo	72830MA	18385,3	0	0	0	572	572

En la Tabla 4.14 se observan las corrientes de cortocircuito y voltajes, en el momento en que la GD está operando en isla intencional con su demanda asignada.

A continuación se detallarán los puntos de voltaje máximo y mínimo que se obtienen en este escenario, con el fin de balancear las fases de la zona en isla y reducir pérdidas de voltaje.

Tabla 4.15 Nivel de voltaje mínimo.

Nombre nodo	V (p.u.)	Distancia total (m)	VA (p.u.)	VB (p.u.)	VC (p.u.)
267276MA	0,993	12531,8	-----	0,993	-----

267280MA	0,992	12532,1	-----	0,993	-----

En la Tabla 4.15 se observa el nodo de voltaje mínimo, cuando se está operando en isla.

Tabla 4.16 Nivel de voltaje máximo.

Nombre nodo	V (p.u.)	Distancia total (m)	VA (p.u.)	VB (p.u.)	VC (p.u.)
SE57E	1	0	1	1	1

En la Tabla 4.16 se observa el nodo de voltaje máximo, cuando se está operando en isla.

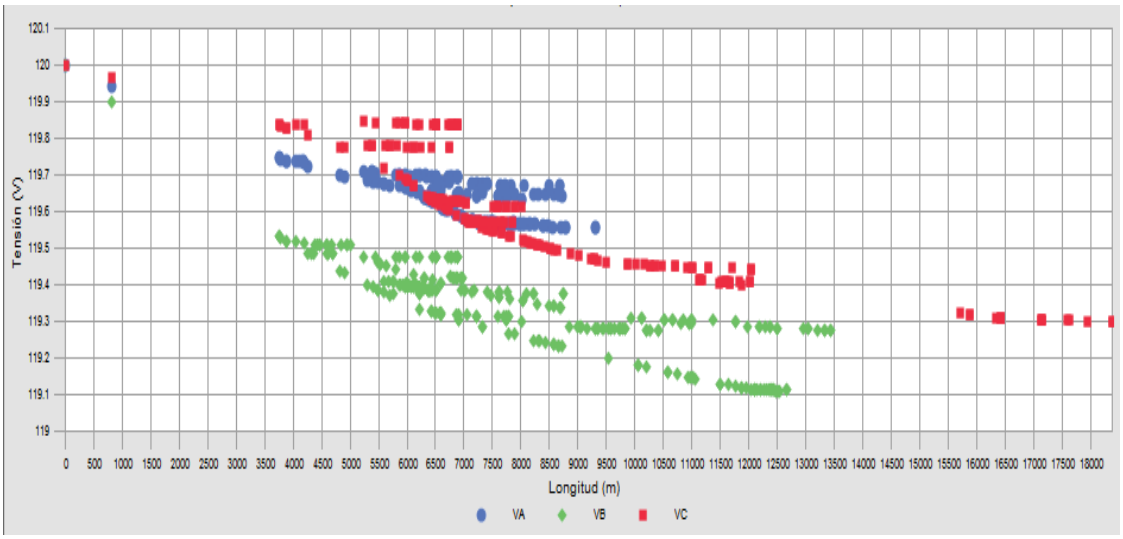

Figura 4.6 Perfil de voltaje.

En la Figura 4.6 se puede observar el perfil de voltaje con sus fases desbalanceadas.

Balance de voltajes:

Tabla 4.17 Balance de fases

BALANCE DE FASES			
Tramo de línea	**Longitud**	**Fase actual**	**Fase propuesta**
260220MA	251,7	B	A

En la Tabla 4.17 se define el cambio de fase adecuado para una mejora en el voltaje.

Tabla 4.18 Nivel de voltaje mínimo, balanceado

Nombre nodo	Distancia total (m)	V (p.u.)	VA (p.u.)	VB (p.u.)	VC (p.u.)
72830MA	18385,3	0,994	-----	-----	0,994
116102MA	18385,6	0,994	-----	-----	0,994

Tabla 4.19 Nivel de voltaje máximo, balanceado

Nombre nodo	Distancia total (m)	V (p.u.)	VA (p.u.)	VB (p.u.)	VC (p.u.)
2730_HEAD	0	1	1,032	1,032	1,032

En las Tablas 4.18 y 4.19 se observan los niveles de voltaje mínimo y máximo balanceados.

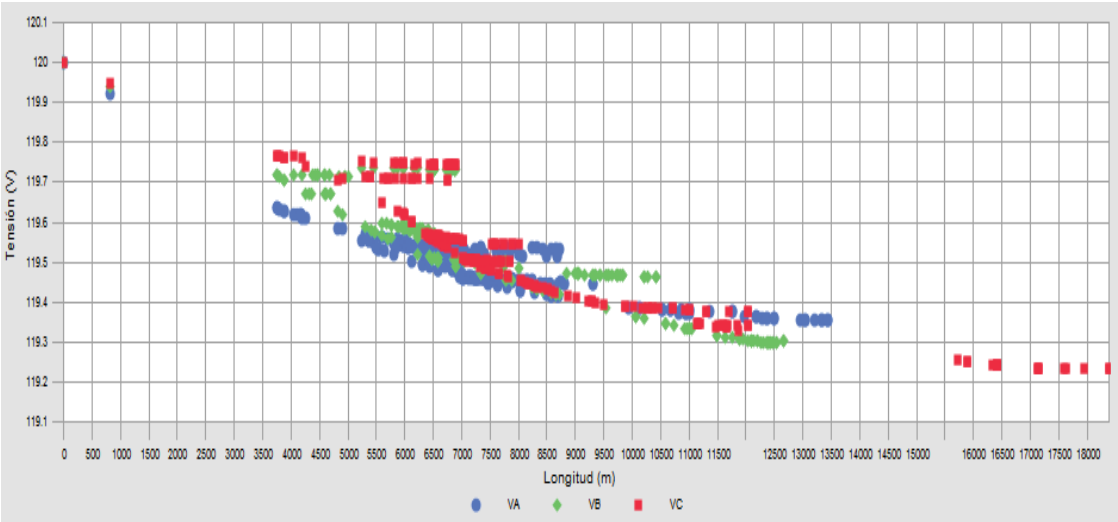

Figura 4.7 Perfil de voltaje, balanceado

En la Figura 4.7 se puede observar el perfil de voltaje con sus fases balanceadas.

Tabla 4.20 Comparación caso inicial con balanceado

Nombre nodo	Distancia total (m)	Antes				Fases Balanceadas			
		V (p.u.)	VA (p.u.)	VB (p.u.)	VC (p.u.)	V (p.u.)	VA (p.u.)	VB (p.u.)	VC (p.u.)
267276MA	12531,8	0,993	-----	0,993	-----	0,994	-----	0,994	-----
267280MA	12532,1	0,993	-----	0,993	-----	0,994	-----	0,994	-----
SE57E	0	1	1	1	1	1	1	1	1

En la Tabla 4.20 se realiza una comparación de voltajes por fase del caso inicial con el balanceado, observando un aumento en sus valores.

4.3.2 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES, FUNCIONAMIENTO EN ISLA

4.3.2.1 Parámetros de ajuste de reconectador

Para esto se ha fijado 4 zonas de operación a lo largo de todo el alimentador, las mismas que están delimitadas por dos reconectadores situados aguas abajo del dispositivo a instalarse como se presenta en la figura 4.8.

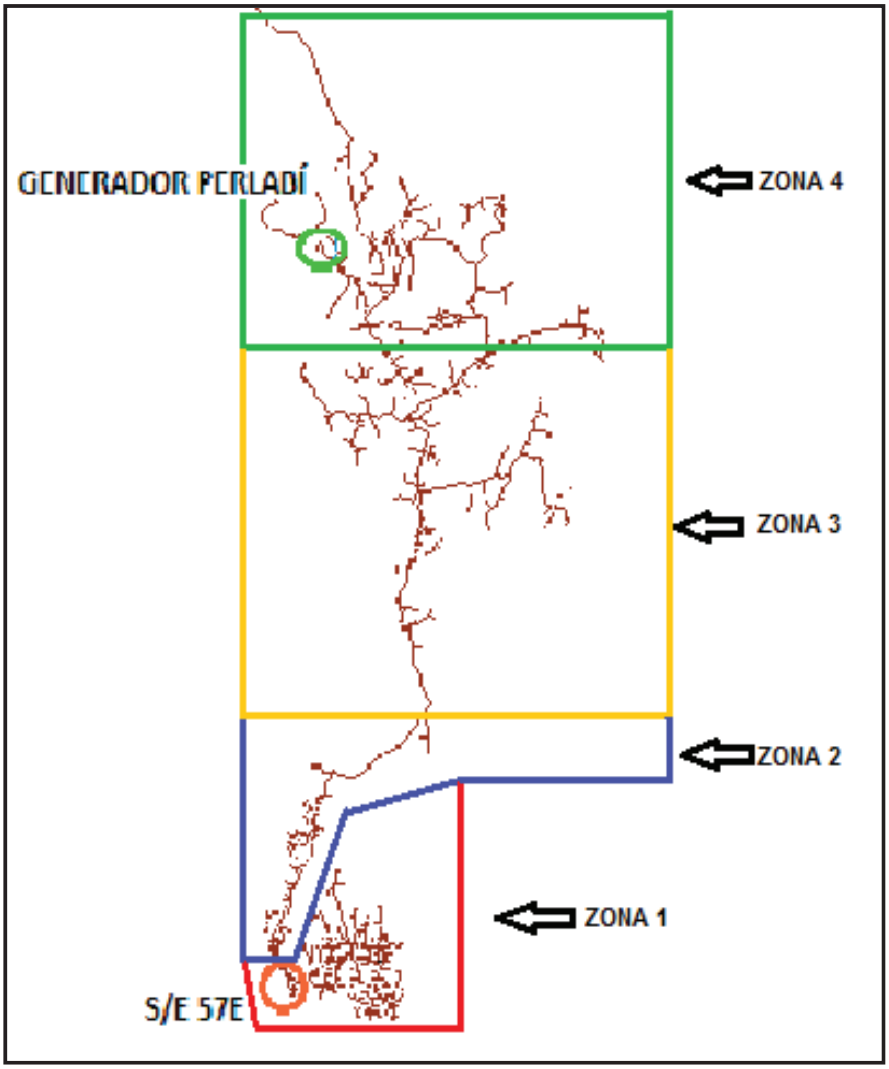

Figura 4.8 Zonas de protección establecidas, delimitadas por reconectadores

4.3.2.2 Corriente de carga, inicialización reconectador

Para el cálculo y selección de los valores de corriente de carga que se utiliza para inicializar el reconectador, y donde empieza la operación temporizada del mismo, se ha tomado varias condiciones operativas del alimentador. Observando que la magnitud de corriente de carga vista por el reconectador se incrementa con el ingreso de GD.

4.3.2.2.1 A demanda mínima del alimentador y generación máxima de Perlabí

Tabla 4.21 Corriente de carga, neutro y sentido

CORRIENTE DE CARGA				
Nombre alim.	**Nombre nodo**	**IMAX (A)**	**In(A)**	**Sentido**
57E	14130MS	79,9	5,1	Directo
57E	1365MA	18,2	2,8	Directo
57E	30402MA	29,1	6,5	Inverso
57E	57001MA	50,8	3	Inverso

4.3.2.2.2 A demanda mínima del alimentador y generación mínima de Perlabí

Tabla 4.22 Corriente de carga, neutro y sentido

CORRIENTE DE CARGA				
Nombre alim.	**Nombre nodo**	**IMAX (A)**	**In(A)**	**Sentido**
57E	14130MS	115	5,7	Directo

57E	1365MA	42,4	2,8	Directo
57E	30402MA	18	3,3	Directo
57E	57001MA	11,8	3,4	Inverso

4.3.2.2.3 A demanda mínima del alimentador, sin generación de Perlabí

Tabla 4.23 Corriente de carga, neutro y sentido

CORRIENTE DE CARGA				
Nombre alim.	**Nombre nodo**	**IMAX (A)**	**In(A)**	**Sentido**
57E	14130MS	131,9	3,7	Directo
57E	1365MA	60	2,8	Directo
57E	30402MA	35,8	5,6	Directo
57E	57001MA	10,6	4,3	Directo

4.3.2.2.4 A demanda máxima del alimentador y generación máxima de Perlabí

Tabla 4.24 Corriente de carga, neutro y sentido

CORRIENTE DE CARGA				
Nombre alim.	**Nombre nodo**	**IMAX (A)**	**In(A)**	**Sentido**
57E	14130MS	231	14,6	Directo
57E	1365MA	76,8	6,3	Directo
57E	30402MA	26,3	7,3	Directo

57E	57001MA	46,7	8,2	Inverso

4.3.2.2.5 A demanda máxima del alimentador y generación mínima de Perlabí

Tabla 4.25 Corriente de carga, neutro y sentido

CORRIENTE DE CARGA				
Nombre alim.	**Nombre nodo**	**IMAX (A)**	**In(A)**	**Sentido**
57E	14130MS	272,8	14,9	Directo
57E	1365MA	117,4	6,4	Directo
57E	30402MA	63,9	6,8	Directo
57E	57001MA	7	9	Inverso

4.3.2.2.6 A demanda máxima del alimentador, sin generación de Perlabí

Tabla 4.26 Corriente de carga, neutro y sentido

CORRIENTE DE CARGA				
Nombre alim.	**Nombre nodo**	**IMAX (A)**	**In(A)**	**Sentido**
57E	14130MS	291,9	14,9	Directo
57E	1365MA	139,2	8,2	Directo
57E	30402MA	85,4	13,7	Directo
57E	57001MA	23,9	9	Directo

De las Tablas 4.21 a la 4.26 se selecciona el valor máximo de corriente de carga en el punto de instalación de los reconectadores, en sentido directo e inverso. A partir de este valor empezará su funcionamiento.

Los valores seleccionados serán afectados por un factor de seguridad K=1.5 a criterio del diseñador, con lo cual los valores finales serían los expuestos en las tablas 4.27 y 4.28:

Tabla 4.27 Corriente de carga sentido directo

CORRIENTE DE CARGA				
Nombre alim.	**Nombre nodo**	**IMAX (A)**	**In(A)**	**Sentido**
57E	14130MS	437,85	22,35	Directo
57E	1365MA	208,8	12,3	Directo
57E	30402MA	128,1	20,55	Directo
57E	57001MA	35,85	13,5	Directo

Tabla 4.28 Corriente de carga sentido inverso

CORRIENTE DE CARGA				
Nombre alim.	**Nombre nodo**	**IMAX (A)**	**In(A)**	**Sentido**
57E	14130MS	-----	-----	Inverso
57E	1365MA	-----	-----	Inverso
57E	30402MA	43,65	10	Inverso
57E	57001MA	76,2	13,5	Inverso

4.3.2.3 Corriente de falla, inicialización reconectador

Se definirán las corrientes de cortocircuito que son vistas en el punto de instalación del reconectador.

Esto se logra realizando fallas localizadas en los puntos de corriente de cortocircuito máxima y mínima de cada zona, observando la corriente de falla que pasa por dicho nodo.

Tabla 4.29 Corriente de cortocircuito en Reconectador, aporte único desde el Generador, (Zona 1)

ZONA 1					
	Nombre Nodo	Icc, Nodo(A)	Icc, por el Reconectador (A)		
			A	B	C
Icc máxima	14130MS	6601(3F)	10,2	10,3	10,3
Icc mínima	78250MA	953(LT)	45,2	40,3	38,5

Tabla 4.30 Corriente de cortocircuito en Reconectador, aporte único desde el Generador, (Zona 2)

ZONA 2					
	Nombre Nodo	Icc, Nodo(A)	Icc, por el Reconectador (A)		
			A	B	C
Icc máxima	1365MA	4725(3F)	11	11,3	8,8

Icc mínima	240381MA	946(LT)	134,8	116	101,5

Tabla 4.31 Corriente de cortocircuito en Reconectador, aporte único desde el Generador, (Zona 3)

ZONA 3					
	Nombre Nodo	**Icc, Nodo(A)**	**Icc, por el Reconectador (A)**		
			A	**B**	**C**
Icc máxima	30402MA	1446(3F)	13,1	11,5	7,2
Icc mínima	42718MA	465(LT)	10,2	10,3	10,3

Tabla 4.32 Corriente de cortocircuito en Reconectador, aporte desde el generador y S/E, (Zona 4)

ZONA 4					
	Nombre Nodo	**Icc, Nodo(A)**	**Icc, por el Reconectador (A)**		
			A	**B**	**C**
Icc máxima	57001	778(3F)	571,4 (S/E)	654,3 (S/E)	549,8 (S/E)
			181,8 (G)	163,5 (G)	184,5 (G)
Icc mínima	72830MA	359(LT)	90,1 (S/E)	79,2(S/E)	252,7(S/E)

Con los resultados expuestos en las Tablas 4.29 a la 4.32 se establece la no coordinación por corrientes en sentido inverso del reconectador implementado, ya

que la corriente de carga que está fijada en 76,2 (A) supera a la corriente de cortocircuito cuyo valor mínimo es 10,2 (A). Esto no sucede en sentido directo ya que su corriente de carga de 35,85 (A) es muy inferior a la corriente de cortocircuito que es de 778 (A).

Ante esta situación se recurrirá a una coordinación por voltajes, donde el mecanismo de protección del reconectador contra bajos voltajes actuará en presencia de una falla. Se realizará un cálculo adicional que son los huecos de voltaje en la zona de operación del reconectador.

4.3.2.4 Corriente de carga para salvado de fusibles

Se procede a verificar la mayor corriente de carga en la zona de protección de cada reconectador como se muestra en la Tabla 4.33, esto con el fin de asignar un fusible con las características de operación requeridas en dicha zona.

Tabla 4.33 Corriente de carga máxima, zona de protección del reconectador.

Nombre alim.	Zona Reconectador	IMAX (A)
57E	57001MA	15,4
57E	30402MA	30,5
57E	1365MA	5,3

Una vez obtenida la mayor corriente de carga, se multiplica por un factor K=1.2 el cual es a criterio del diseñador para considerar una disminución en las curvas por parte de la generadora, en la Tabla 4.34 se especifican los valores de fusibles.

Tabla 4.34 Capacidad de fusible.

Nombre alim.	Zona Reconectador	IMAX (A)	Fusible
57E	57001MA	19,25	20
57E	30402MA	38,125	40
57E	1365MA	6,625	12

4.3.2.5 Huecos de voltaje

Se considera dos escenarios para el cálculo de los huecos de voltaje.

4.3.2.5.1 A demanda máxima del alimentador con Perlabí operando en isla.

Tabla 4.35 Voltaje en presencia de falla, en nodo de instalación del reconectador

Nombre alim.	Elemento afectado por la falla	Tipo de elemento afectado por la falla	Tipo de falla	Voltaje (p.u), nodo 57001
57E	57001	Nudo	LG	0
57E	57001	Nudo	LLG	0
57E	57001	Nudo	LLL	0,006
57E	57001	Nudo	LL	0,471
57E	240381MA	Nudo	LG	0,387
57E	150937MA	Nudo	LG	0,278
57E	150937MA	Nudo	LLG	0,178
57E	150937MA	Nudo	LLL	0,003
57E	150937MA	Nudo	LL	0,452
57E	72830MA	Nudo	LG	0,557
57E	150222MA	Nudo	LG	0,442
57E	150222MA	Nudo	LLG	0,243

57E	150222MA	Nudo	LLL	0,012
57E	150222MA	Nudo	LL	0,445
57E	14130MS	Nudo	LG	0,474
57E	14130MS	Nudo	LLG	0,254
57E	14130MS	Nudo	LLL	0,014
57E	14130MS	Nudo	LL	0,445
57E	78250MA	Nudo	LG	0,851
57E	42718MA	Nudo	LG	0,538

4.3.2.5.2 Operando solo con la S/E

Tabla 4.36 Voltaje en presencia de falla, en nodo de instalación del reconectador

Nombre alim.	Elemento afectado por la falla	Tipo de elemento afectado por la falla	Tipo de falla	Voltaje (p.u), nodo 57001
57E	57001	Nudo	LG	0
57E	57001	Nudo	LLG	0
57E	57001	Nudo	LLL	0,022
57E	57001	Nudo	LL	0,493
57E	240381MA	Nudo	LG	0,114
57E	150937MA	Nudo	LG	0,001
57E	150937MA	Nudo	LLG	0,001
57E	150937MA	Nudo	LLL	0,020
57E	150937MA	Nudo	LL	0,494
57E	72830MA	Nudo	LG	0,412
57E	150222MA	Nudo	LG	0,002
57E	150222MA	Nudo	LLG	0,002
57E	150222MA	Nudo	LLL	0,009
57E	150222MA	Nudo	LL	0,499

57E	14130MS	Nudo	LG	0,003
57E	14130MS	Nudo	LLG	0,002
57E	14130MS	Nudo	LLL	0
57E	14130MS	Nudo	LL	0,501
57E	78250MA	Nudo	LG	0,691
57E	42718MA	Nudo	LG	0,354

En las Tablas 4.35 y 4.36 se observa que el mayor voltaje en el nodo de instalación del reconectador es de 0,851 debido a una falla en el nodo cercano a la S/E, valor desde el cual la protección de bajo voltaje actuará.

5. CAPITULO V

COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

5.1 INTRODUCCIÓN

Con los resultados obtenidos en los análisis y simulaciones anteriormente desarrolladas, se efectuará una coordinación de protecciones mediante reconectadores que posean funciones de sobrecorriente direccional y operación contra bajos voltajes.

Esta coordinación permitirá el funcionamiento de la GD en isla intencional. Además se efectuará una coordinación reconectador-fusible poniendo en práctica el método de ahorro de fusibles en la zona de operación de cada equipo.

En este capítulo se utiliza el módulo de protecciones CYMTCC 5.1 R08 de CYME International detallado en la página 38 sección 2.12, en el cual se desarrollará la coordinación de protecciones.

5.2 COORDINACIÓN DE RECONECTADORES

5.2.1 COORDINACIÓN SENTIDO DIRECTO, FASES

La coordinación entre reconectadores debe tener un tiempo mínimo de 200 milisegundos entre las curvas de estos dos equipos, para evitar un funcionamiento inadecuado y asegurar que se cumpla su operación temporizada [28].

A continuación se expone la coordinación entre los equipos, detallando los nodos donde se encuentran ubicados.

Nodo 57001MA; Nodo 30402MA

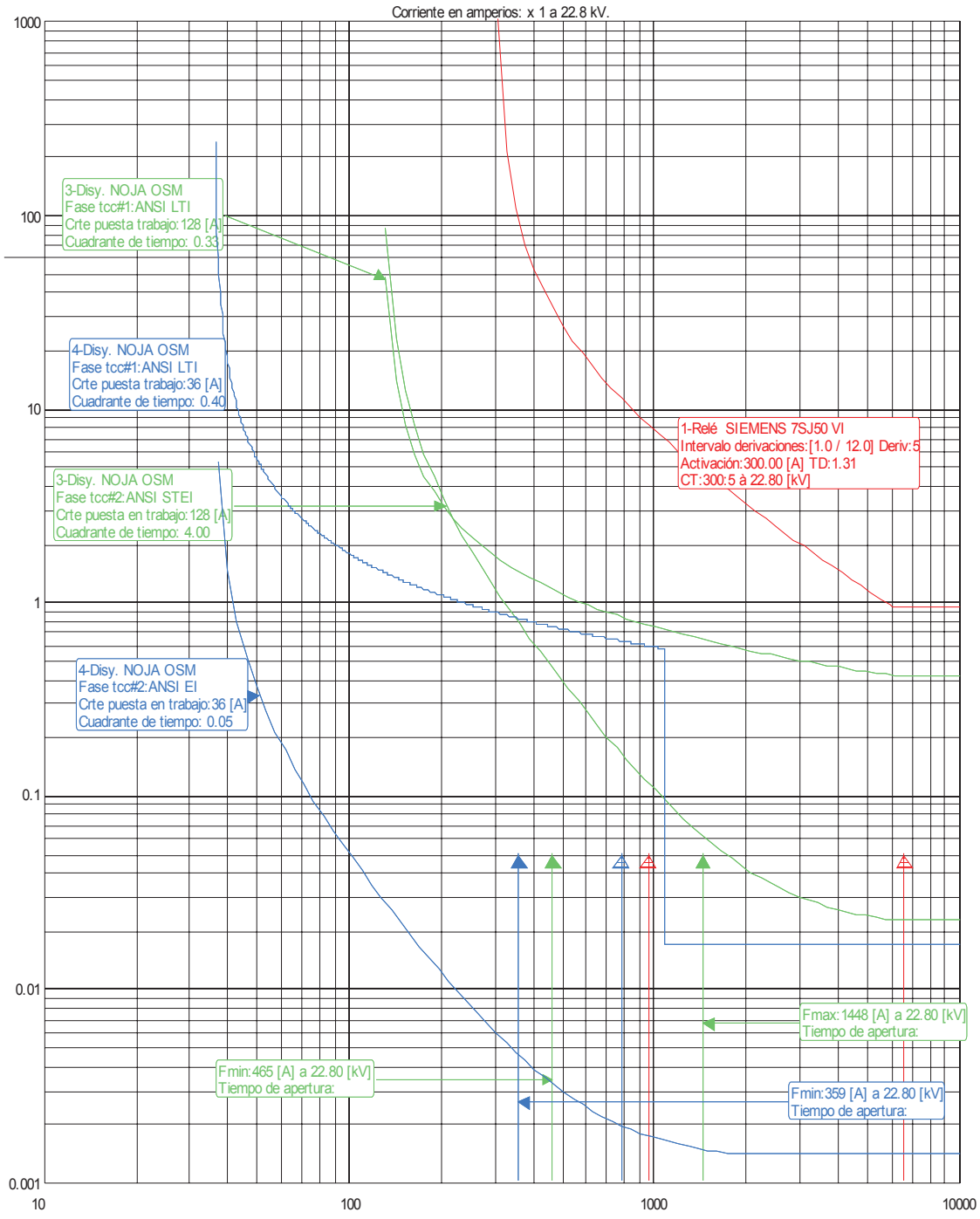

Figura 5.1 Curvas de equipos coordinados

En la Figura 5.1 se observa la coordinación de reconectadores ubicados en los nodos 57001MA operando en la zona 4 y 30402MA operando en la zona 3, como se explica en la página 66 Figura 4.8.

Se tiene una operación temporizada para una corriente de falla de 778 A, con un tiempo mínimo de 0.201 s entre sus curvas rápidas y 0.204 s entre sus curvas lentas.

Nodo 30402MA; Nodo 1365MA

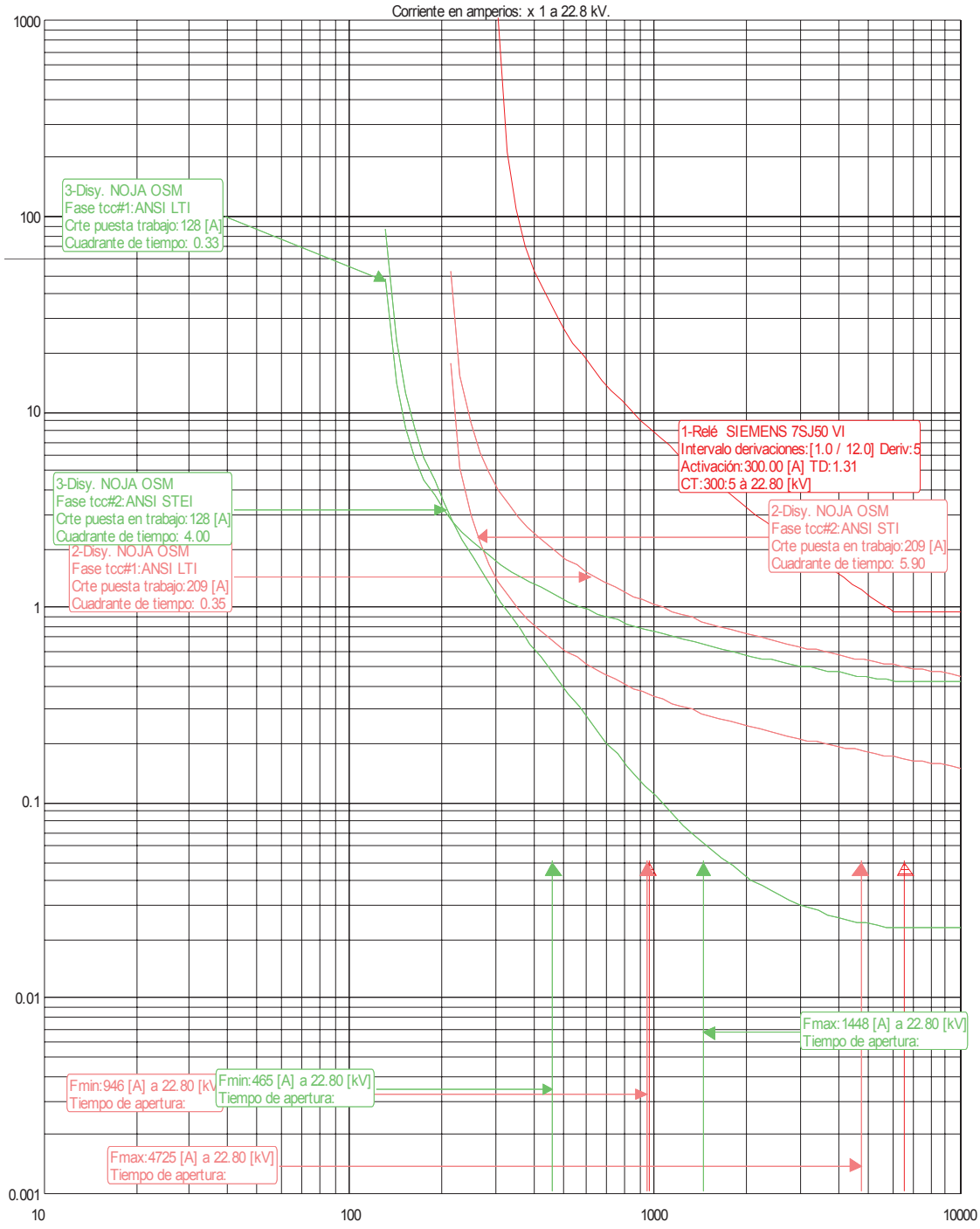

Figura 5.2 Curvas de equipos coordinados

En la Figura 5.2 se observa la coordinación de reconectadores ubicados en los nodos 30402MA operando en la zona 3 y 1365MA operando en la zona 2, como se explica en la página 66 Figura 4.8.

Se tiene una operación temporizada para una corriente de falla de 1446 A, con un tiempo mínimo de 0.204 s entre sus curvas rápidas y 0.200 s entre sus curvas lentas.

Nodo 14130MS (S/E); Nodo 1365MA

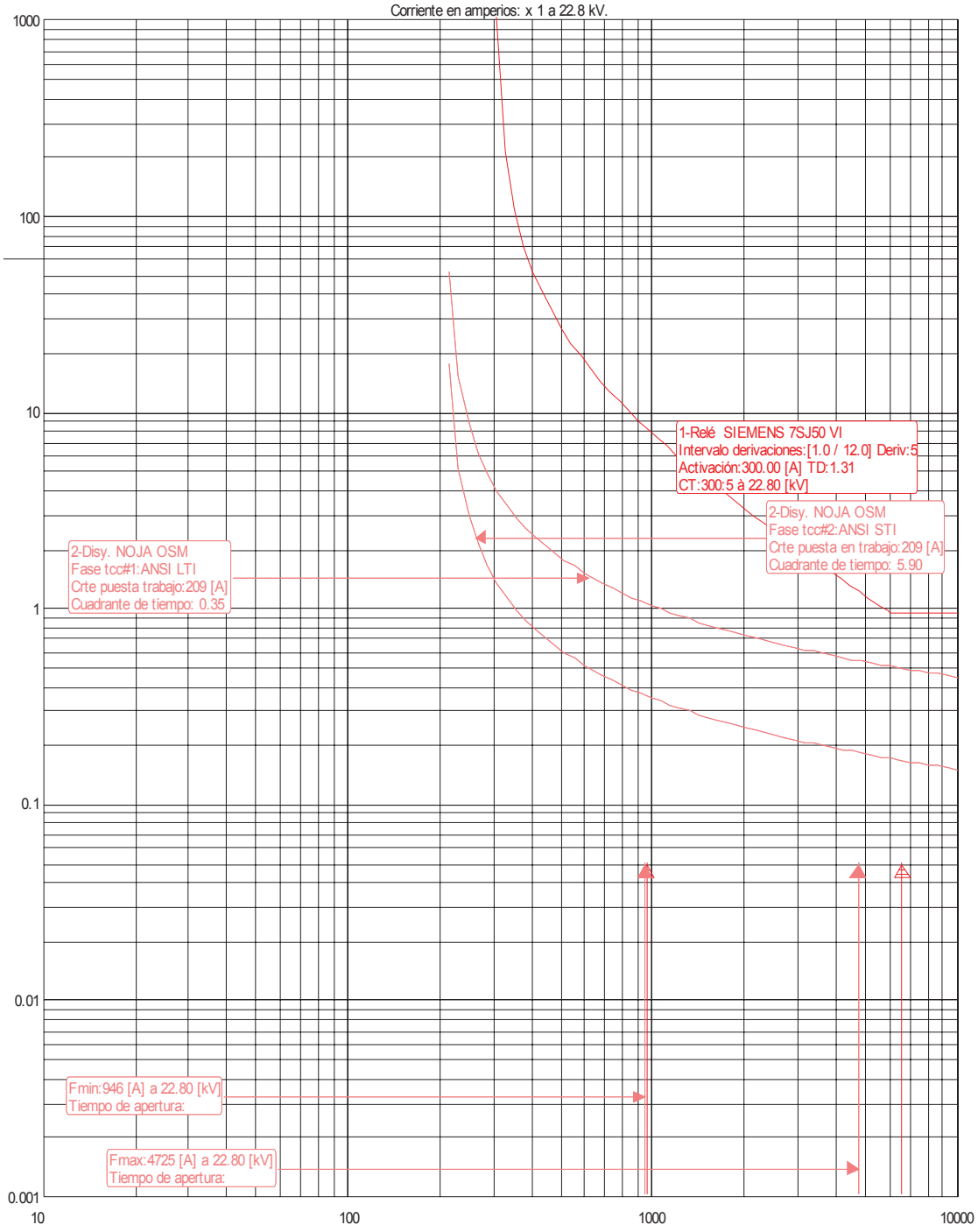

Figura 5.3 Curvas de equipos coordinados

En la Figura 5.3 se observa la coordinación de reconectadores ubicados en los nodos 1365MA operando en la zona 2 y 14130MS (S/E) operando en la zona 1, como se explica en la página 66 Figura 4.8.

Se tiene una operación temporizada para una corriente de falla de 4725 A, con un tiempo mínimo de 0.204 s entre sus curvas rápidas y 0.216 s entre sus curvas lentas.

Se recomienda subir el dial del relé de la S/E de 0,28 a 0,45, debido a la dificultad en la coordinación de las curvas lentas con el relé de la subestación.

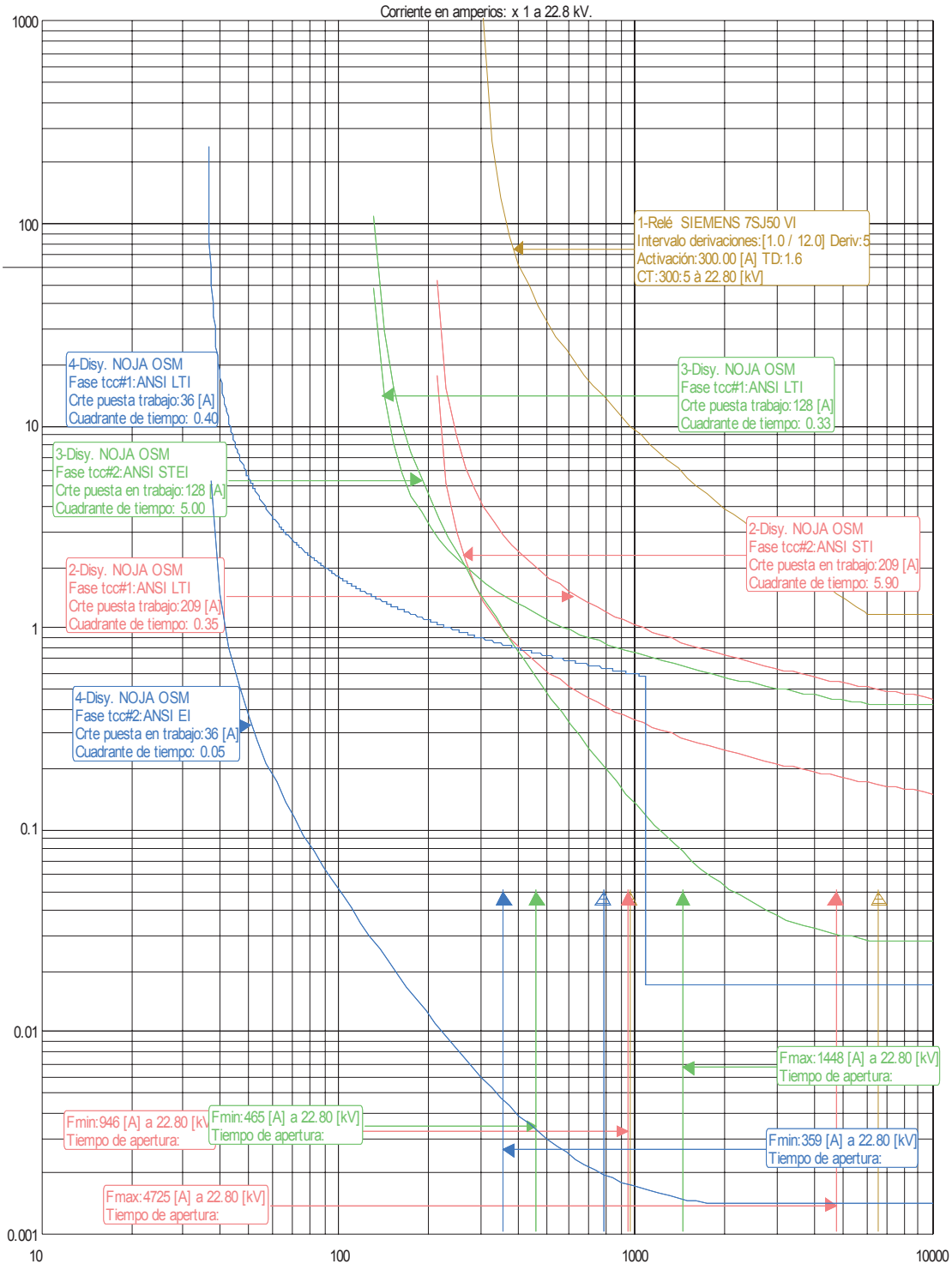

Figura 5.4 Coordinación, sentido directo fases

En la Figura 5.4 se observa la coordinación de todos los equipos en sentido directo-fases, con sus operaciones temporizadas de sus curvas rápidas y lentas.

5.2.2 COORDINACIÓN SENTIDO DIRECTO, TIERRAS

Nodo 57001MA; Nodo 30402MA

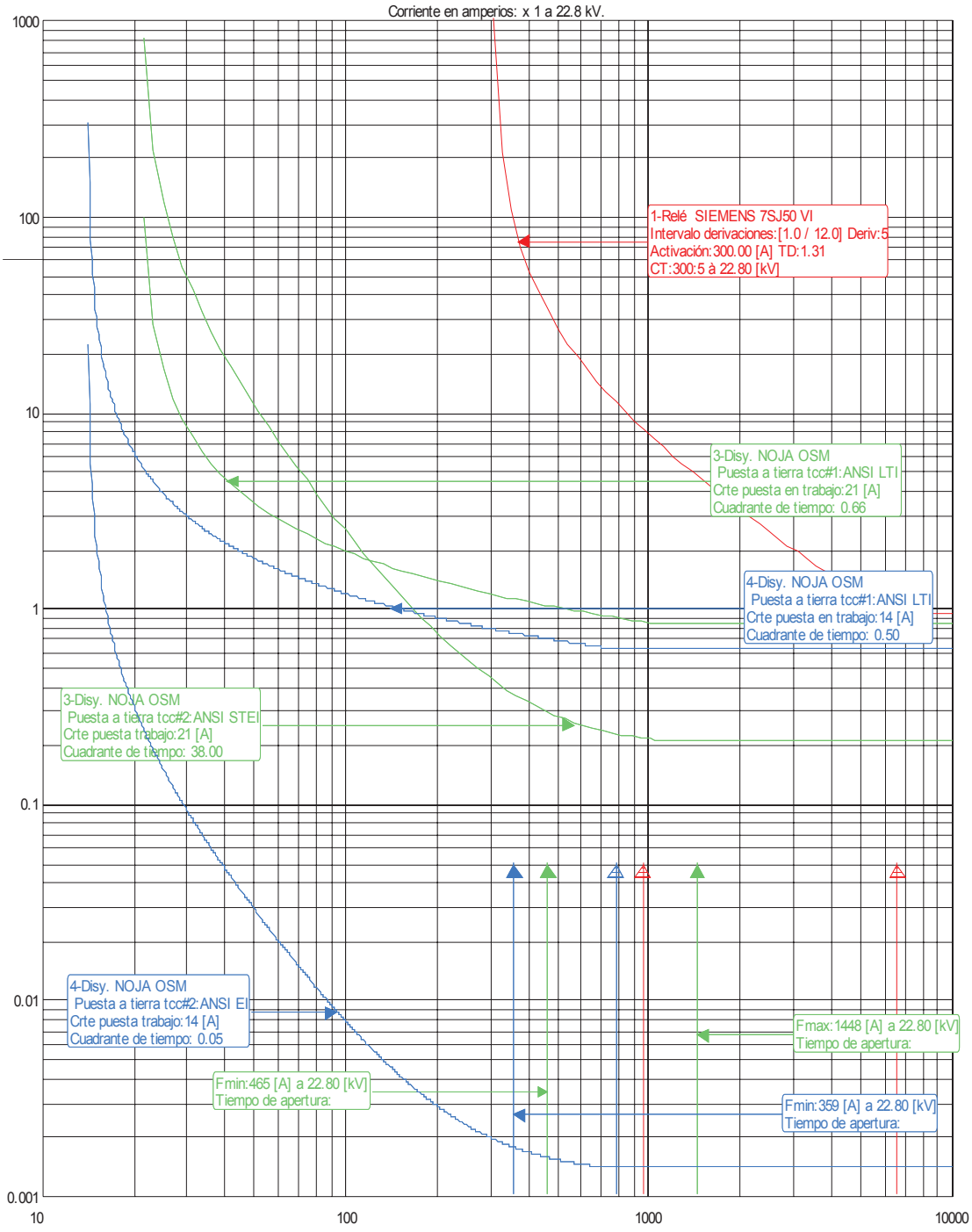

Figura 5.5 Curvas de equipos coordinados

En la Figura 5.5 se observa la coordinación de reconectadores ubicados en los nodos 57001MA operando en la zona 4 y 30402MA operando en la zona 3, como se explica en la página 66 Figura 4.8.

Se tiene una operación temporizada para una corriente de falla de 778 A, con un tiempo mínimo de 0.206 s entre sus curvas rápidas y 0.202 s entre sus curvas lentas.

Nodo 30402MA; Nodo 1365MA

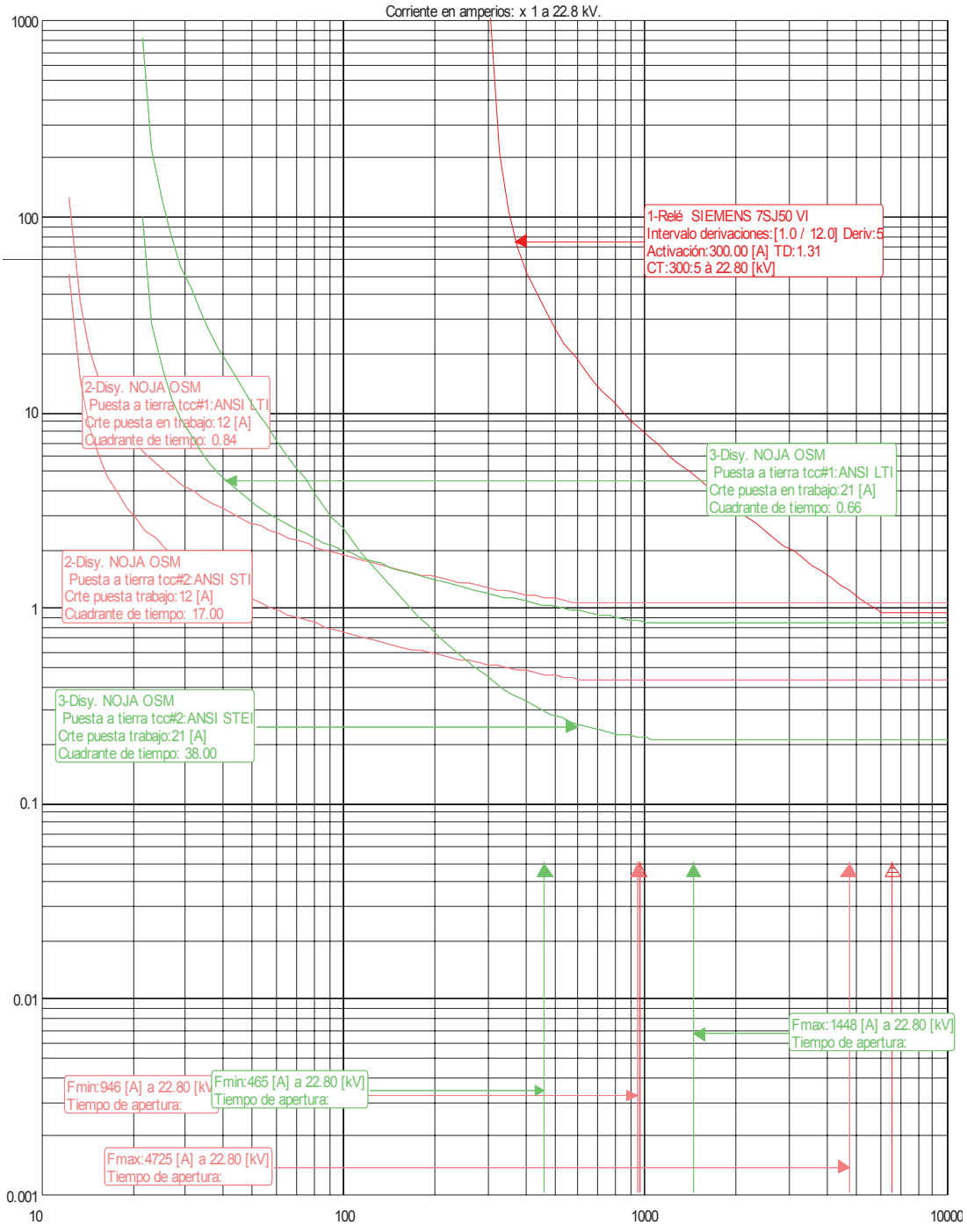

Figura 5.6 Curvas de equipos coordinados

En la Figura 5.6 se observa la coordinación de reconectadores ubicados en los nodos 30402MA operando en la zona 3 y 1365MA operando en la zona 2, como se explica en la página 66 Figura 4.8.

Se tiene una operación temporizada para una corriente de falla de 1446 A, con un tiempo mínimo de 0.200 s entre sus curvas rápidas y 0.208 s entre sus curvas lentas.

Nodo 14130MS (S/E); Nodo 1365MA

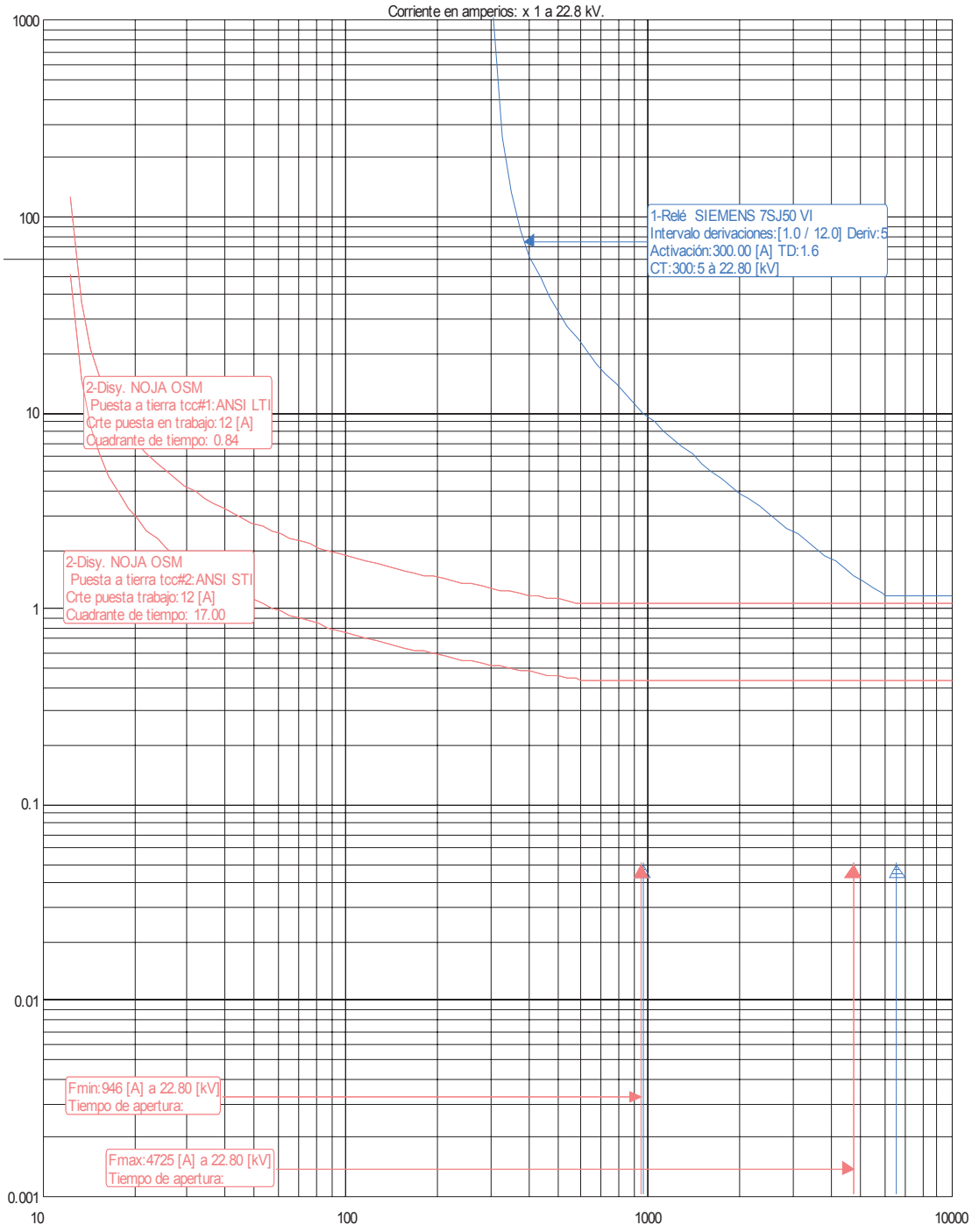

Figura 5.7 Curvas de equipos coordinados

En la Figura 5.7 se observa la coordinación de reconectadores ubicados en los nodos 1365MA operando en la zona 2 y 14130MS (S/E) operando en la zona 1, como se explica en la página 66 Figura 4.8.

Se tiene una operación temporizada para una corriente de falla de 4725 A, con un tiempo mínimo de 0.208 s entre sus curvas rápidas y 0.206 s entre sus curvas lentas.

Se recomienda subir el dial del relé de la S/E de 0,28 a 0,66, debido a la dificultad en la coordinación de las curvas lentas con el relé de la subestación.

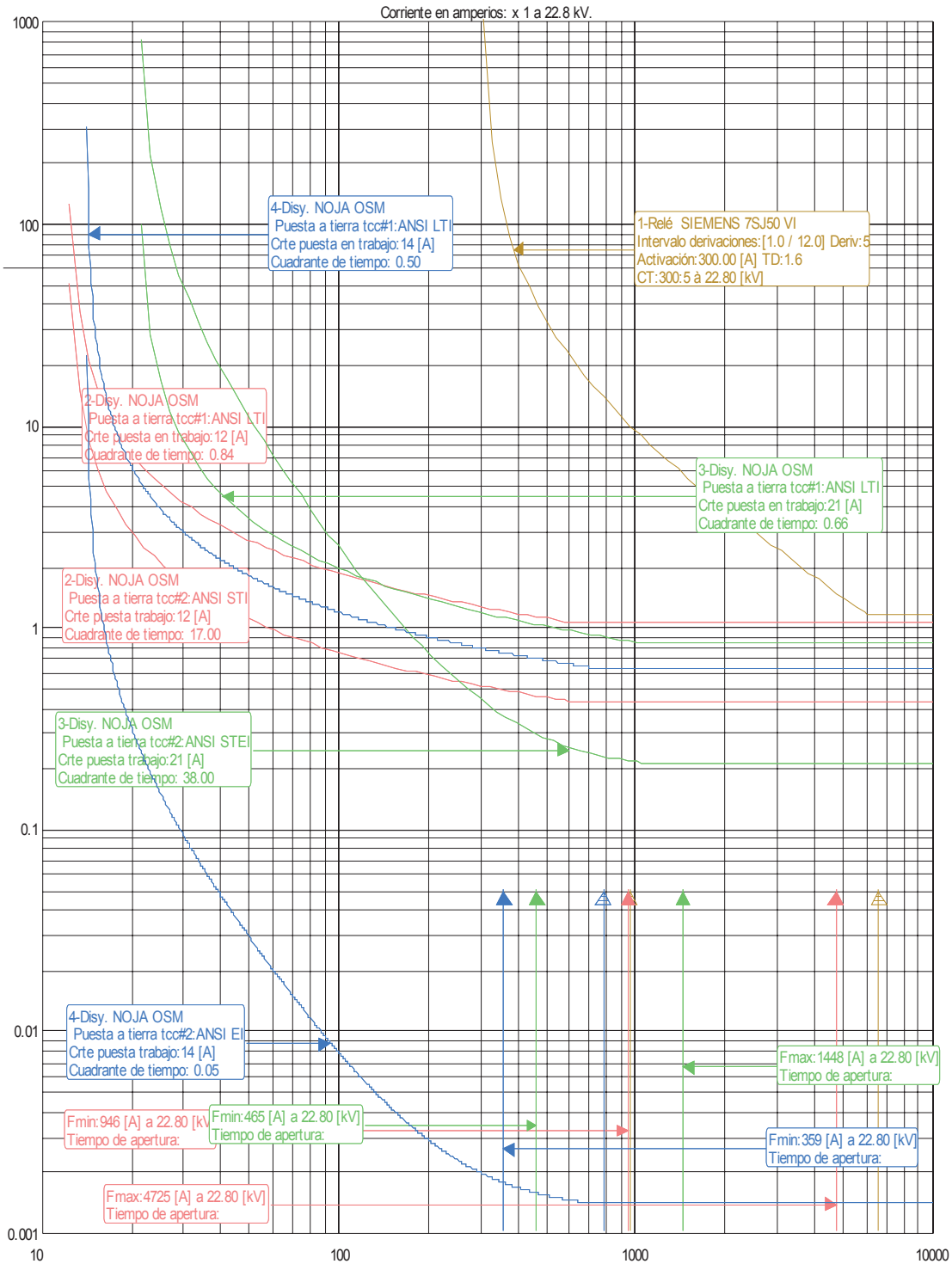

Figura 5.8 Coordinación sentido directo tierras

En la Figura 5.8 se observa la coordinación de todos los equipos en sentido directo-tierras, con sus operaciones temporizadas de sus curvas rápidas y lentas.

5.2.3 COORDINACIÓN SENTIDO INVERSO

La coordinación de los equipos en sentido inverso se lo realiza por voltajes, ya que las corrientes de cortocircuito son menores a las de carga.

El análisis de huecos de voltaje permite definir el valor desde el cual el reconectador va a sentir una disminución en su voltaje ante una falla, iniciando su funcionamiento.

5.3 COORDINACIÓN RECONECTADOR-FUSIBLE (SALVADO DE FUSIBLES)

5.3.1 COORDINACIÓN SENTIDO DIRECTO, FASES

La coordinación Reconectador-Fusible debe tener un tiempo mínimo de 120 milisegundos entre las curvas de estos dos equipos, para evitar que entren en su etapa de fusión, de esta manera asegurar el cumplimiento en el salvado de fusibles [28].

El principal motivo para que un fusible se funda es la falta de coordinación, debido a corrientes de carga muy pequeñas en su zona de operación.

Nodo 57001MA; Zona 4

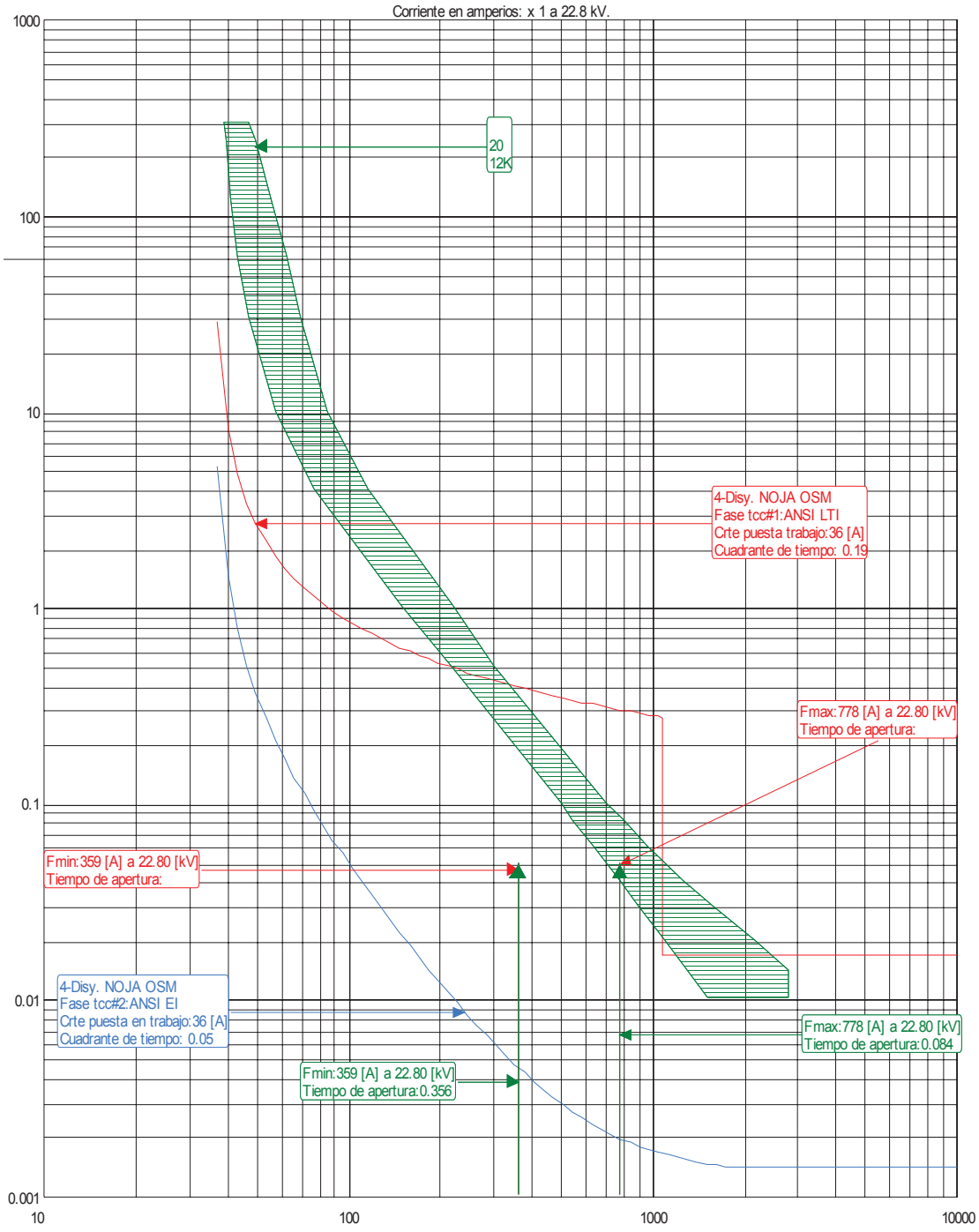

Figura 5.9 Curvas de equipos coordinados

En la Figura 5.9 la mejor coordinación fusible-fase rápida del reconectador es a 38,3 milisegundos, por lo tanto no se garantiza el salvado de fusibles ya que entra en su etapa de fusión antes del despeje de la falla.

El rango de corrientes de cortocircuito en el cual se obtiene una protección adecuada es:

- Para todas las corrientes de cortocircuito menores a 778 A, el equipo (Reconectador) actúa, pero no se garantiza el salvado de fusibles.
- El salvado de fusibles ocurre para todas las corrientes de cortocircuito menor o iguales a 444 A hasta los 359 A.

Nodo 30402MA; Zona 3

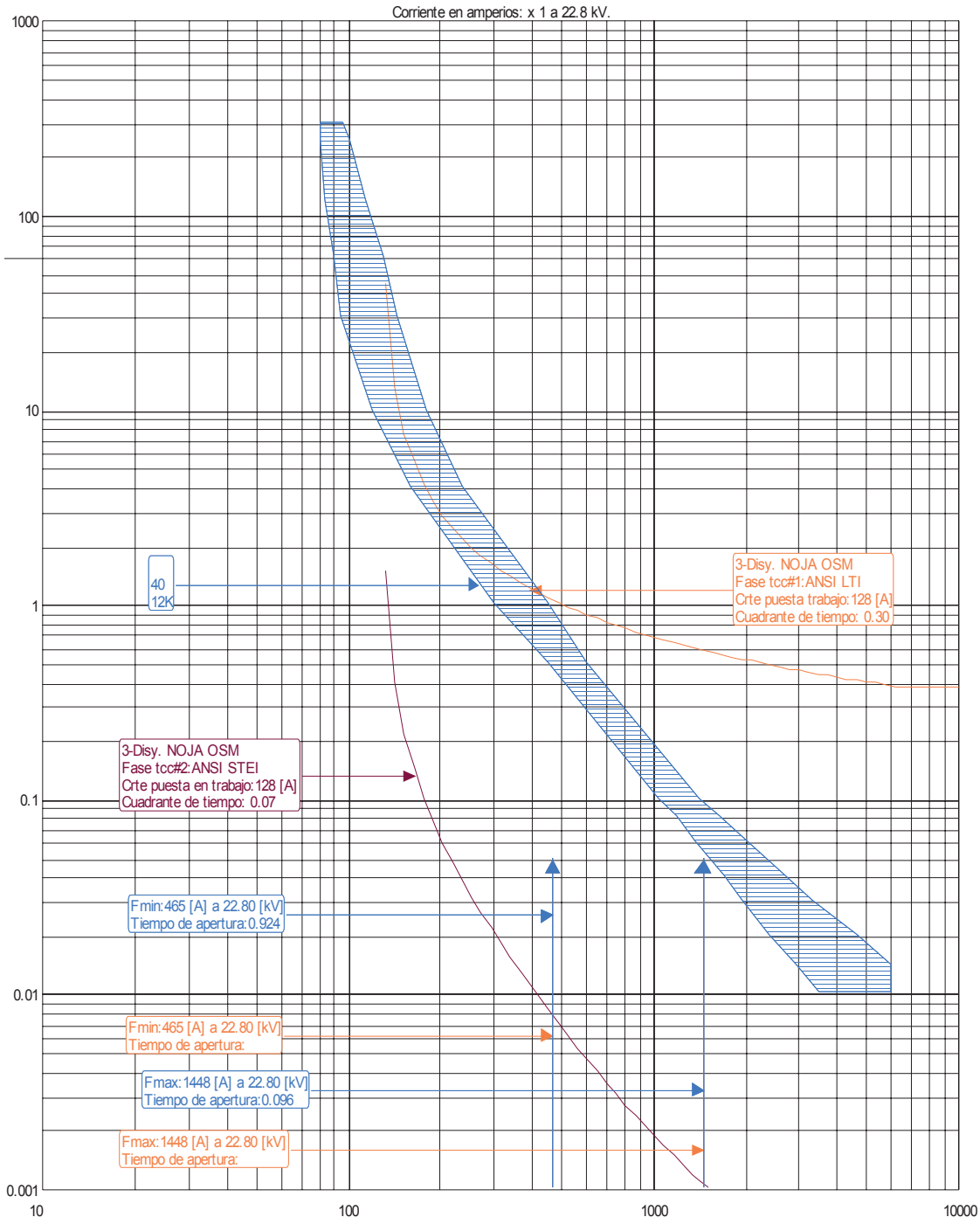

Figura 5.10 Curvas de equipos coordinados

En la Figura 5.10 la mejor coordinación fusible-fase rápida del reconectador es a 52,4 milisegundos, por lo tanto no se garantiza el salvado de fusibles ya que entra en su etapa de fusión antes del despeje de la falla.

El rango de corrientes de cortocircuito en el cual se obtiene una protección adecuada es:

- Para todas las corrientes de cortocircuito menores a 1446 A, el equipo (Reconectador) actúa, pero no se garantiza el salvado de fusibles.
- El salvado de fusibles ocurre para todas las corrientes de cortocircuito menor o iguales a 937 A hasta los 465 A.

Nodo 1365MA; Zona 2

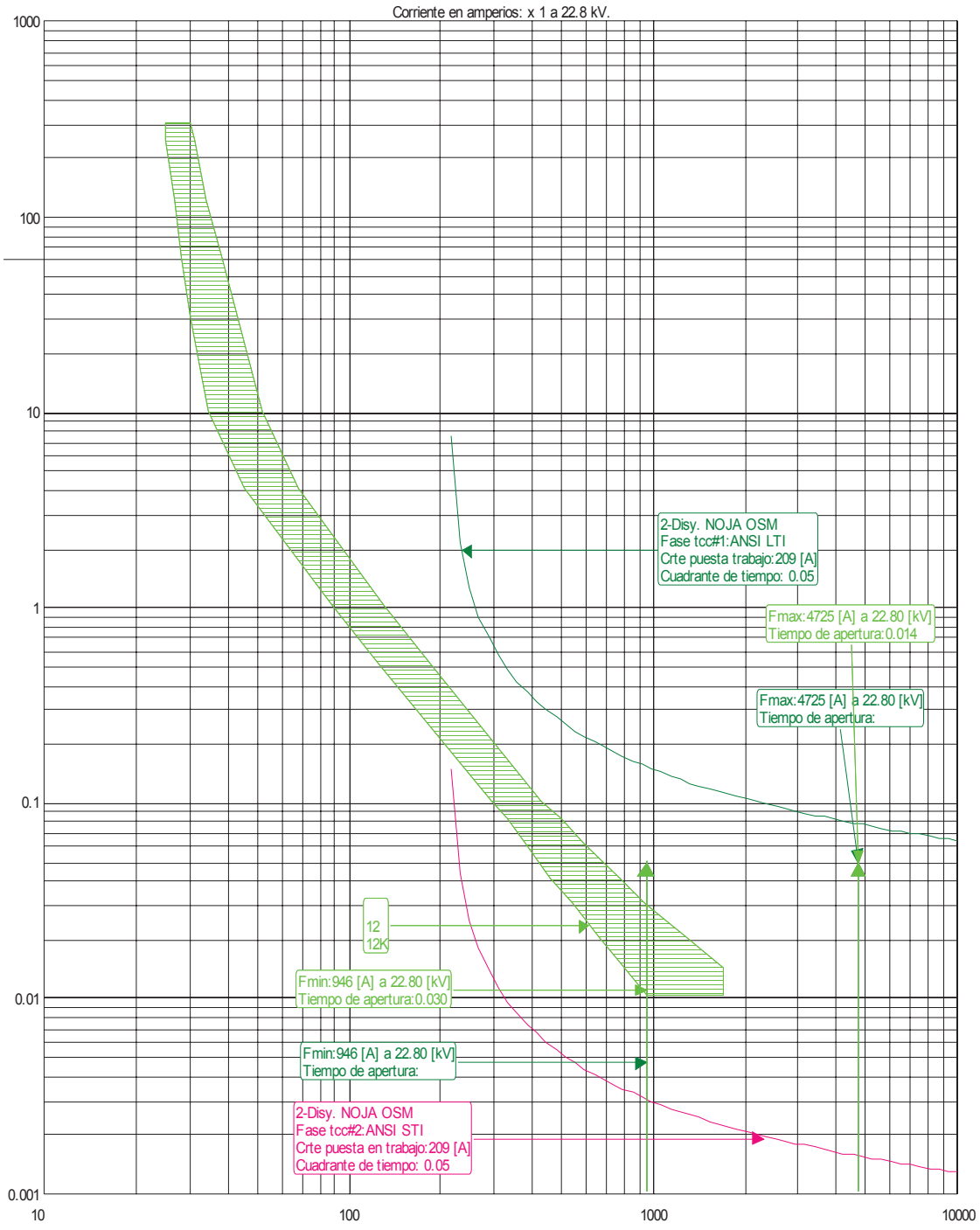

Figura 5.11 Curvas de equipos coordinados

En la Figura 5.11 el salvado de fusibles se da para corrientes de cortocircuito menores o iguales a 275 A, la protección está coordinada para trabajar con una corriente de cortocircuito mínima en su zona de operación de 949,99 A en adelante.

El único valor de corriente de cortocircuito en el cual se obtiene un salvado de fusibles es a 275 A, ya que si este valor decrece las curvas de operación del reconectador terminan, no habiendo protección provocando que el fusible se queme directamente.

Nodo 14130MS; Zona 1

No se logra el salvado del fusible debido a una corriente de carga muy baja en dicha zona, lo que no permite una adecuada coordinación.

5.3.2 COORDINACIÓN SENTIDO DIRECTO, TIERRAS

Nodo 57001MA; Zona 4

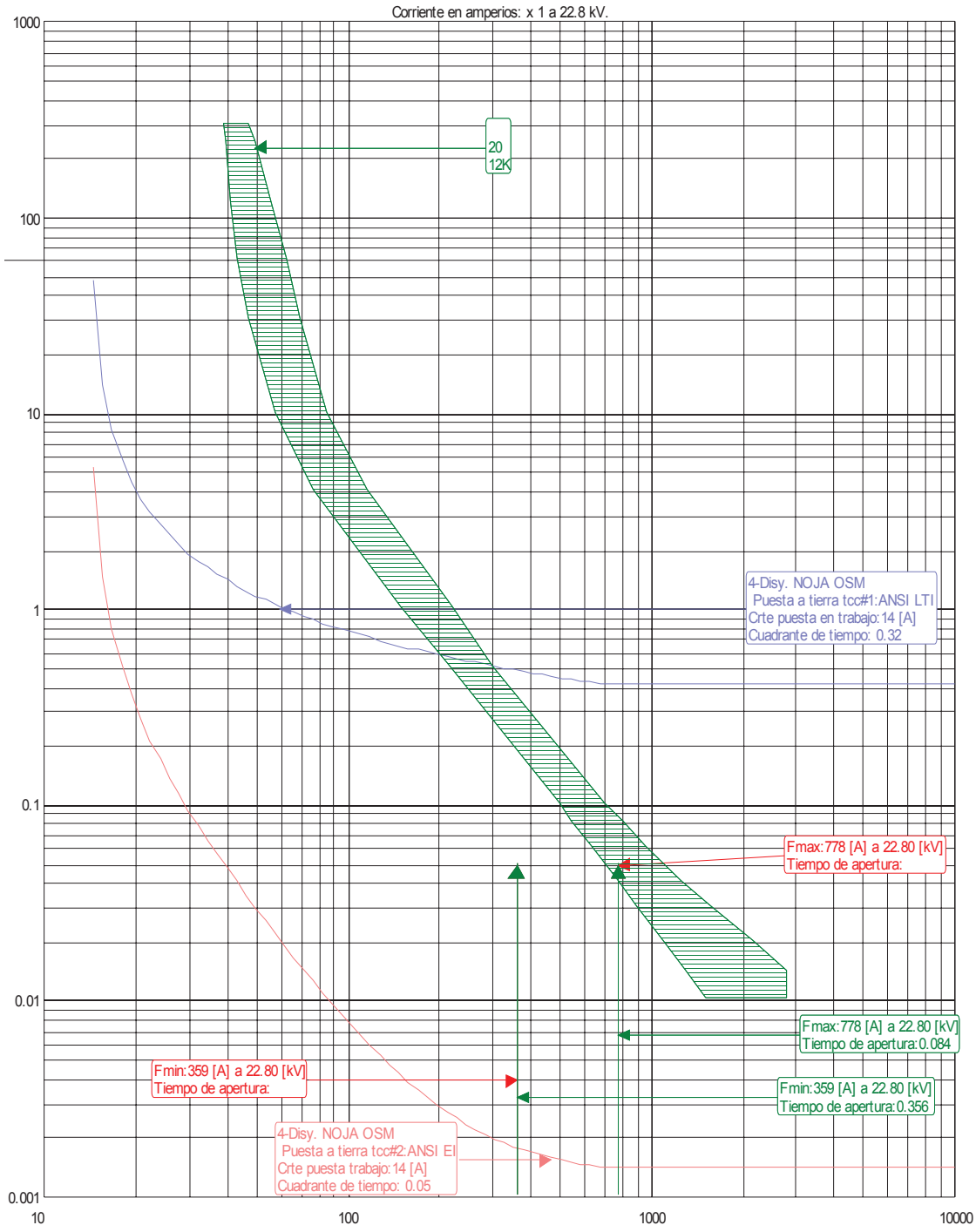

Figura 5.12 Curvas de equipos coordinados

En la Figura 5.12 la mejor coordinación fusible-fase rápida del reconectador es a 38,8 milisegundos, por lo tanto no se garantiza el salvado de fusibles ya que entra en su etapa de fusión antes del despeje de la falla.

El rango de corrientes de cortocircuito en el cual se obtiene una protección adecuada es:

- Para todas las corrientes de cortocircuito menores a 777,998 A, el equipo (Reconectador) actúa, pero no se garantiza el salvado de fusibles.
- El salvado de fusibles ocurre para todas las corrientes de cortocircuito menor o iguales a 448 A hasta los 359 A.

Nodo 30402MA; Zona 3

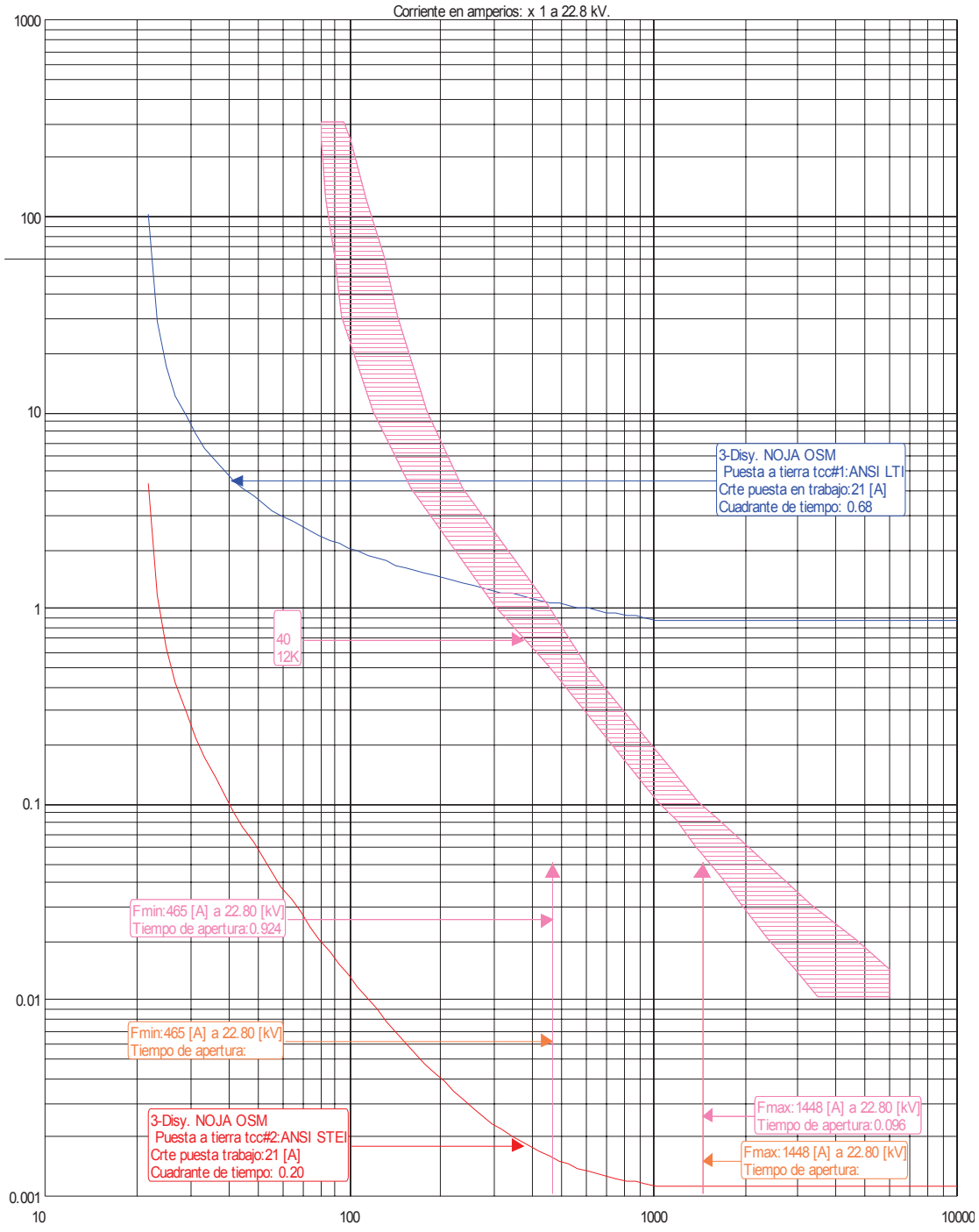

Figura 5.13 Curvas de equipos coordinados

En la Figura 5.13 la mejor coordinación fusible-fase rápida del reconectador es a 52,4 milisegundos, por lo tanto no se garantiza el salvado de fusibles ya que entra en su etapa de fusión antes del despeje de la falla.

El rango de corrientes de cortocircuito en el cual se obtiene una protección adecuada es:

- Para todas las corrientes de cortocircuito menores a 1446 A, el equipo (Reconectador) actúa, pero no se garantiza el salvado de fusibles.
- El salvado de fusibles ocurre para todas las corrientes de cortocircuito menor o iguales a 941 A hasta los 465 A.

Nodo 1365MA; Zona 2

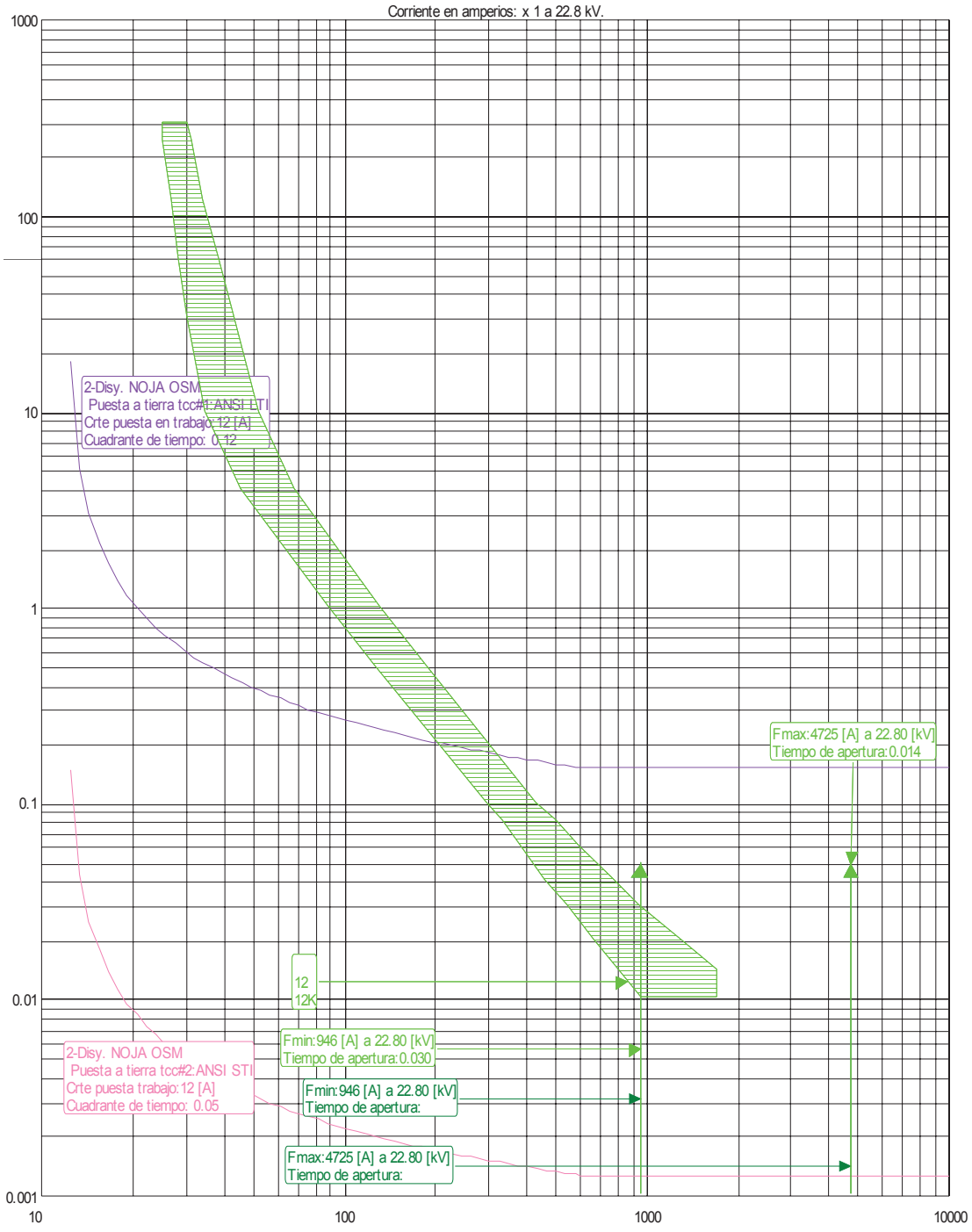

Figura 5.14 Curvas de equipos coordinados

En la Figura 5.14 el salvado de fusibles se da para corrientes de cortocircuito menores o iguales a 266 A, la protección está coordinada para trabajar con una corriente de cortocircuito mínima en su zona de operación de 949,99 A en adelante.

El único valor de corriente de cortocircuito en el cual se obtiene un salvado de fusibles es a 266 A, ya que si este valor decrece las curvas de operación del reconectador terminan, no habiendo protección provocando que el fusible se queme directamente.

Nodo 14130MS; Zona 1

No se logra el salvado del fusible debido a una corriente de carga muy baja en dicha zona, lo que no permite una adecuada coordinación.

5.3.3 COORDINACIÓN SENTIDO INVERSO, FASES

Nodo 57001MA; Zona 3

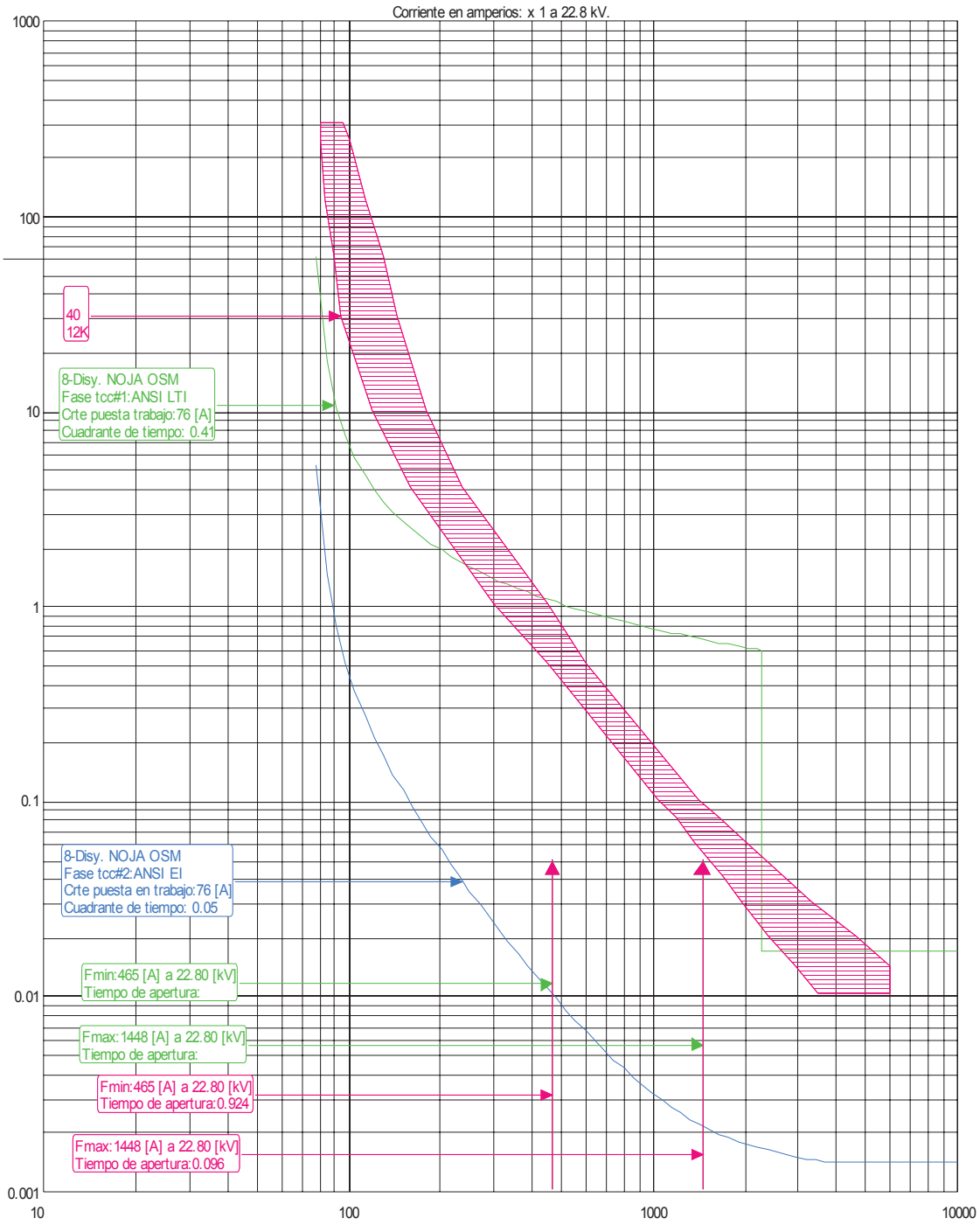

Figura 5.15 Curvas de equipos coordinados

En la Figura 5.15 la mejor coordinación fusible-fase rápida del reconectador es a 51.4 milisegundos, por lo tanto no se garantiza el salvado de fusibles ya que entra en su etapa de fusión antes del despeje de la falla.

El rango de corrientes de cortocircuito en el cual se obtiene una protección adecuada es:

- Para todas las corrientes de cortocircuito menores a 1448 A, el equipo (Reconectador) actúa, pero no se garantiza el salvado de fusibles.
- El salvado de fusibles ocurre para todas las corrientes de cortocircuito menor o iguales a 932 A hasta los 465 A.

Nodo 30402MA; Zona 2

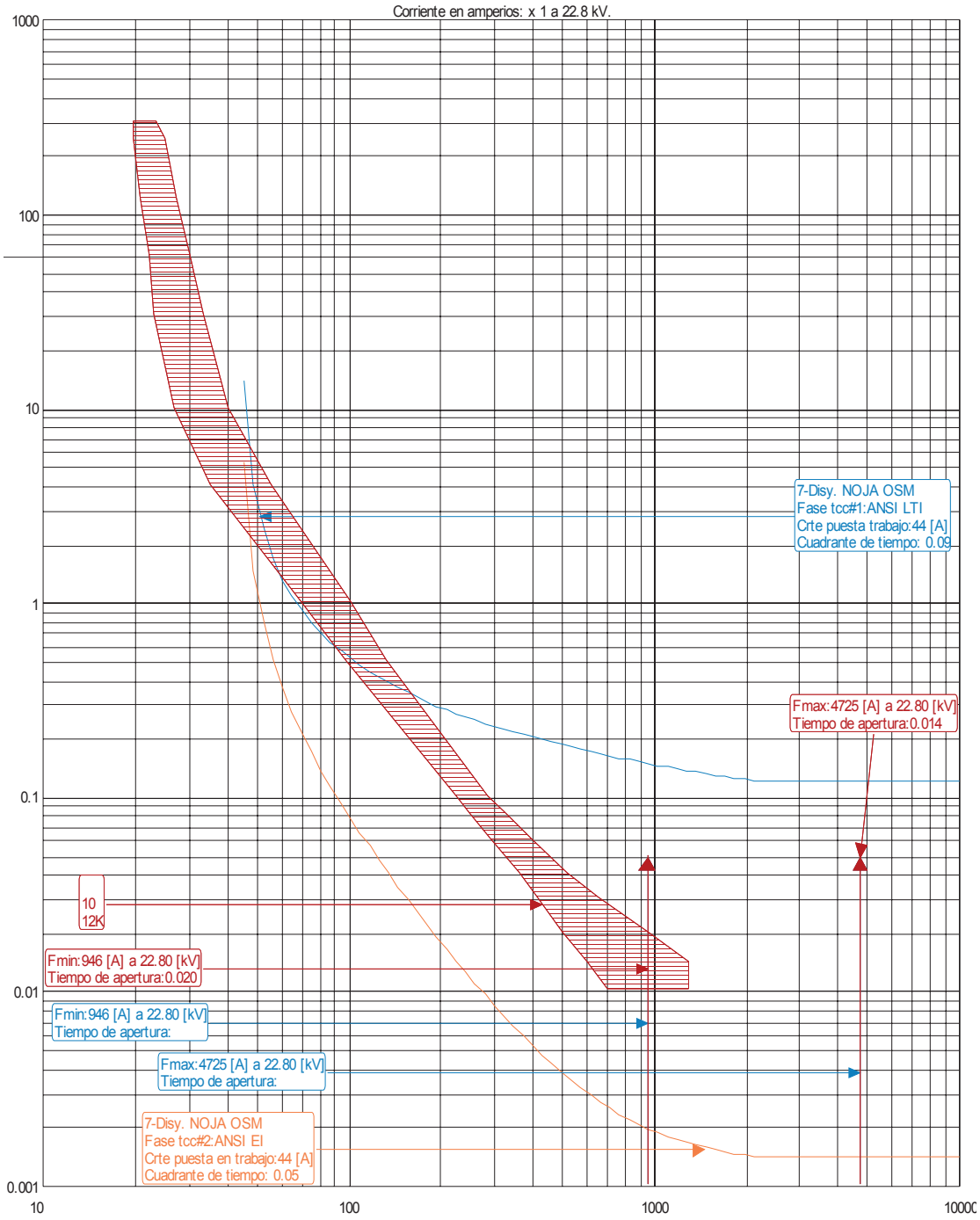

Figura 5.16 Curvas de equipos coordinados

En la Figura 5.16 el salvado de fusibles se da para corrientes de cortocircuito menores o iguales a 189 A, la protección está coordinada para trabajar con una corriente de cortocircuito mínima en su zona de operación de 946 A en adelante.

El único valor de corriente de cortocircuito en el cual se obtiene un salvado de fusibles es a 189 A, ya que si este valor decrece las curvas de operación del reconectador terminan, no habiendo protección provocando que el fusible se queme directamente.

5.3.4 COORDINACIÓN SENTIDO INVERSO, TIERRAS

Nodo 57001MA; Zona 3

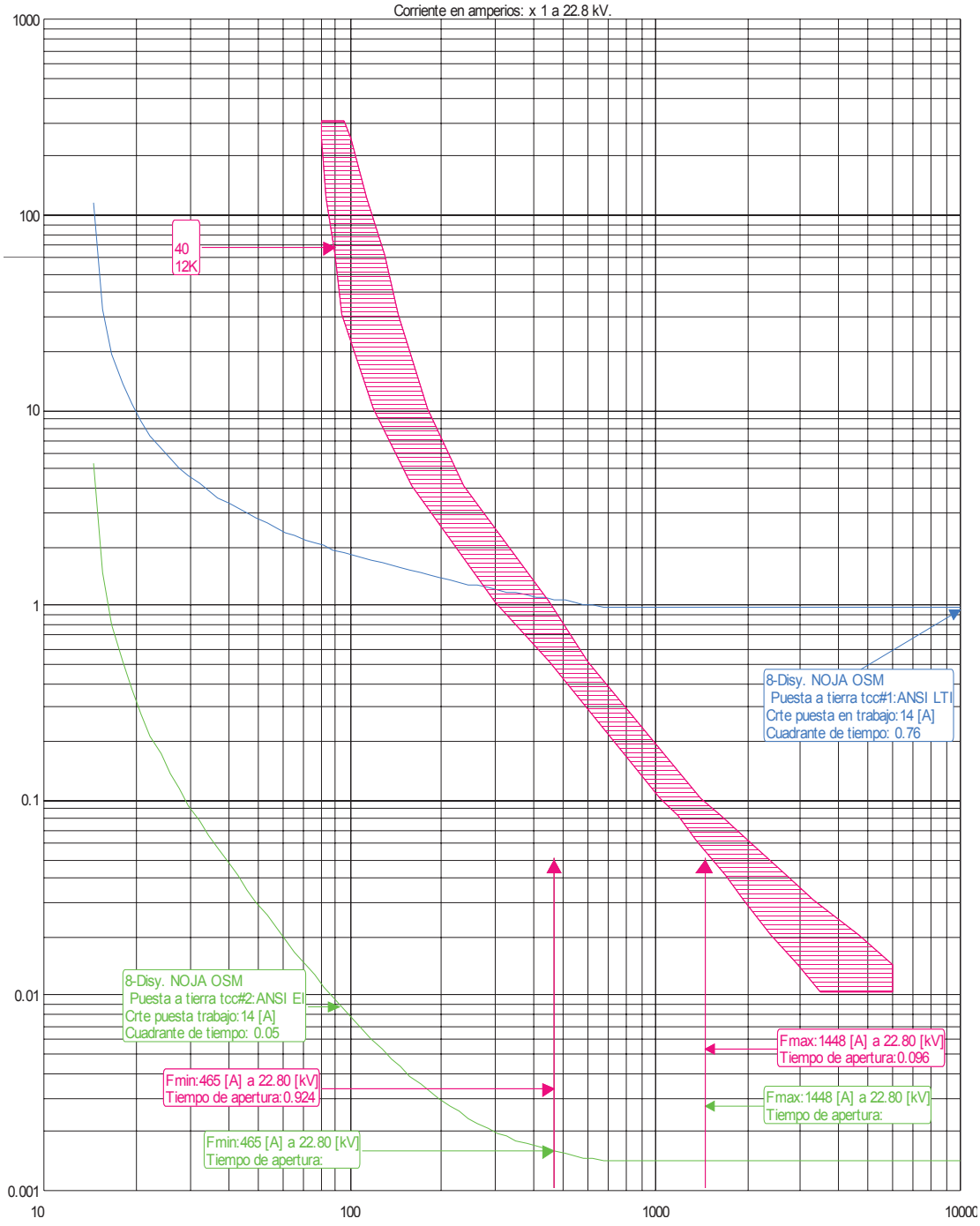

Figura 5.17 Curvas de equipos coordinados

En la Figura 5.17 la mejor coordinación fusible-fase rápida del reconectador es a 52,1 milisegundos, por lo tanto no se garantiza el salvado de fusibles ya que entra en su etapa de fusión antes del despeje de la falla.

El rango de corrientes de cortocircuito en el cual se obtiene una protección adecuada es:

- Para todas las corrientes de cortocircuito menores a 1448 A, el equipo (Reconectador) actúa, pero no se garantiza el salvado de fusibles.
- El salvado de fusibles ocurre para todas las corrientes de cortocircuito menor o iguales a 940 A hasta los 465 A.

Nodo 30402MA; Zona 2

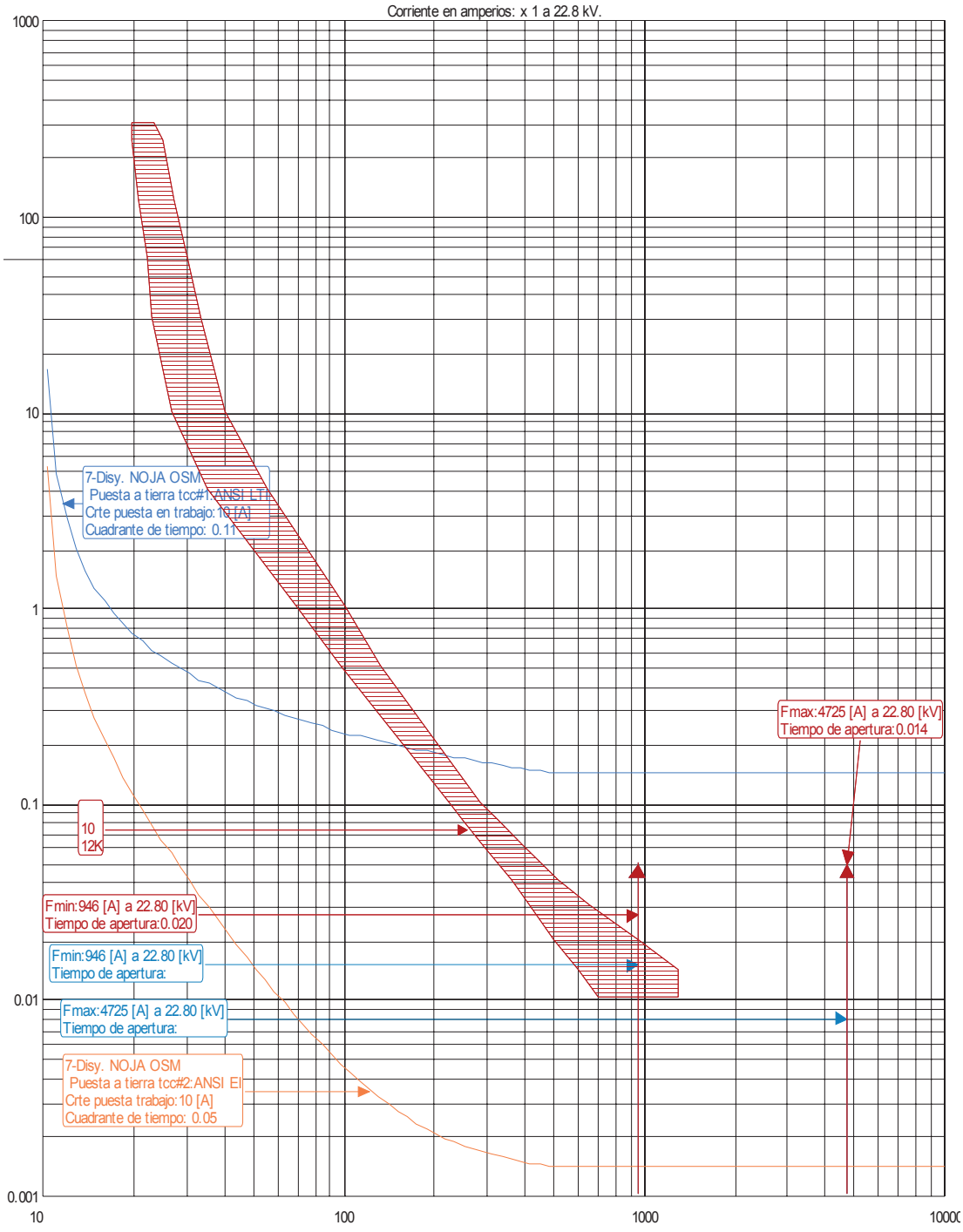

Figura 5.18 Curvas de equipos coordinados

En la Figura 5.18 el salvado de fusibles se da para corrientes de cortocircuito menores o iguales a 202 A, la protección está coordinada para trabajar con una corriente de cortocircuito mínima en su zona de operación de 946 A en adelante.

El único valor de corriente de cortocircuito en el cual se obtiene un salvado de fusibles es a 202 A, ya que si este valor decrece las curvas de operación del reconectador terminan, no habiendo protección provocando que el fusible se queme directamente.

6. CAPITULO VI

ANÁLISIS DE COSTOS DEL EQUIPO PARA SISTEMA DE PROTECCIONES

6.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se detallará la inversión necesaria para la implementación de este estudio, mediante la cotización del equipo requerido en diferentes empresas distribuidoras del país.

Se seleccionará el dispositivo que más se ajuste a las características de funcionamiento expuestas.

6.2 CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN REQUERIDAS EN EL ESTUDIO

Relé de mínimo voltaje (27)

Es el que funciona al descender el voltaje de un valor predeterminado [24].

Relé direccional de sobrecorriente (67)

Es el que funciona con un valor deseado de circulación de sobre corriente, en una dirección dada [24].

Relé de reenganche (79)

Es el que controla el cierre y reenganche automático de un interruptor [24].

6.3 EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN

La EEQ realizó su última adquisición de reconectadores con el distribuidor NOJA POWER, recurriéndose a un análisis de costos en la misma y en dos empresas más como son ABB y SIEMENS.

6.3.1 GENERALIDADES DE LOS EQUIPOS ANALIZADOS

En la siguiente tabla se detalla las generalidades de cada uno de los equipos.

Tabla 6.1 Datos técnicos y características de reconectadores [29], [30], [31]

DATOS TÉCNICOS Y CARACTERÍSTICAS ASIGNADAS			
Equipo	**SIEMENS**	**ABB**	**NOJA**
País	Importación Alemania	Importación Argentina	Importación Australia
Voltaje asignado hasta 27 kV	Con un reconectador 3AD, con controlador SIPROTEC 7SC80.	Con un reconectador OVR-3SP, con control SEL-651R vs controlador PID	Con un reconectador OSM27-12-800-310, RC10/RC15
	Corriente asignada de corte en cortocircuito hasta 16 kA.	Corriente asignada de corte en cortocircuito hasta 16 kA.	Corriente asignada de corte en cortocircuito hasta 12.5 kA.
	Voltaje soportado asignada de impulso tipo rayo hasta 125kV	Voltaje soportado asignada de impulso tipo rayo hasta 125kV	Voltaje soportado asignada de impulso tipo rayo hasta 150kV
	Corriente asignada en servicio continuo hasta 800 A	Corriente asignada en servicio continuo hasta 800 A	Corriente asignada en servicio continuo hasta 800 A
Normas	ANSI / IEC	ANSI / IEC	ANSI / IEC

	IEEE C37.60/ IEC 60255 relés de medida y equipos de protección/ IEC 62271-1 Interruptores automáticos de AC. Estas normas realizadas para contención y disipación de la falla por arco	Puertos de comunicación: ANSI37.90.1/ IEC 255-22-1. Paquetes de comunicaciones, Bluetooth, Ethernet Hub	Protocolos de comunicación: DNP3, 2179, IEC61850, IEC60870-5-101/104; RS232, USB y Ethernet, USB
	IEC 60068; IEC 61109; IEC 60529	IEC 62271-1/ IEEE C37.60	IEC 62271-1/ IEEE C37.60
	Protocolos de comunicación tales como: Sin, IEC61850, IEC 60870-5-104 o DNP3 TCP,Profinet Ethernet (EN100)		
Características	Única empresa que diseña un reconectador con la característica de un relé 21, que es localización de la falla.		
	La unidad de interruptor del reconectador al vacío 3AD es libre de mantenimiento para 10.000 ciclos de maniobra.	Probado y clasificado para 10.000 de carga completa, actuador magnético no requiere mantenimiento	
	Número de fases: Trifásico, monofásico, triple-single (tres monofásicos)	Número de fases: Trifásico, monofásico, triple-single (tres monofásicos)	Número de fases: Trifásico, monofásico, triple-single (tres monofásicos)
	Medio de corte: Tubos de maniobra al vacío.	Medio de corte: Tubos de maniobra al vacío.	Medio de corte: Tubos de maniobra al vacío.

	Con un precio entre los 18 y 24 mil dólares	Con un precio de 24 mil dólares	Con un precio de 20 mil dólares
Tiempos de funcionamiento	Menores a su competencia: Tiempo de apertura: < 35ms Tiempo de cierre: < 60ms	Tiempo de apertura: 50ms Tiempo de cierre: 55ms	Tiempo de apertura: < 35ms Tiempo de cierre: < 40ms
Temperatura	T: -30°C hasta +55°C	T: -40°C hasta +60°C	T: -40°C hasta +55°C

6.4 EQUIPO DE PROTECCIÓN A INSTALARSE

La empresa elegida es SIEMENS, con un reconectador 3AD con controlador SIPROTEC 7SC80, el cual tiene las características de operación requeridas.

Los reconectadores SIEMENS cuentan con protocolos y normas adicionales a sus competidores.

Este equipo es el adecuado para el estudio ya que cuenta con la función de relé direccional, de bajo voltaje y reenganche automático, entre otras particularidades que complementan su funcionamiento.

6.4.1 RECONECTADOR SIEMENS

Sus principales características y funciones son:

Tabla 6.2 Funciones reconectador SIEMENS [29]

CARACTERÍSTICAS Y FUNCIONES RECONECTADOR SIEMENS	
21	Localizador de fallas
25	Verificador de sincronismo
27/59	Relé de subvoltaje /sobrevoltaje

37	Supervisión de mínima corriente
46	Protección de carga desequilibrada
47NPS	Protección de sobrevoltaje, secuencia de fase negativa
49	Protección de sobrecarga térmica
51V	Protección de sobrecorriente de tiempo inverso controlada por tensión
50, 51, 50N, 51N	Protección de sobrecorriente
51C	Arranque dinámico de carga en vacío
60CTS	Supervisión de transformador de corriente
60VTS	Supervisión de transformador de tensión
67, 67N	Protección direccional de sobrecorriente
74TC	Supervisión del circuito de disparo
79	Reenganche automático (RA)
81O/U	Protección de frecuencia
87N	Protección diferencial de corriente de tierra de alta impedancia
	Descarga, si la demanda difiere de la cantidad de energía alimentada y si se deben evitar fallos de red
	Aplicación en largas líneas rurales y sus características específicas

6.5 INVERSIÓN

La inversión requerida es de 36 mil dólares que comprenden:

- Reconectador seleccionado con un costo de 24 mil dólares.
- Relé de mínimo voltaje con un costo de 4 mil dólares, que se instalarán en los 3 reconectadores existentes, para la coordinación por voltajes.

Esta inversión está justificada con el aumento en la confiabilidad y selectividad del alimentador con GD en la red eléctrica de distribución. La disminución en las interrupciones del servicio frente a fallas representa un significativo incremento económico debido a la continuidad en el despacho de energía eléctrica de la central.

7. CAPITULO VII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 CONCLUSIONES

La operación en isla intencional propuesta en este estudio se puede implementar para un nivel fijo de potencia por parte de la GD, definiendo la demanda que puede ser abastecida en el momento de su desconexión de la red.

La ubicación del reconectador donde se realizará el seccionamiento y operación en isla, se elige estratégicamente de acuerdo a la potencia de la GD, estableciendo el tramo de red que puede ser abastecida por la misma.

El ingreso de GD mejora la calidad de la energía eléctrica en cargas cercanas a su interconexión, debido a la regulación de voltaje que ocasiona, como se puede observar en el Anexo A Tabla A.11.

En alimentadores que cuenten o se planee incorporar GD, es imprescindible la realización de nuevos estudios de flujos de potencia, ya que aparecen cambios significativos en niveles de voltaje, corrientes de cortocircuito y funcionamiento de equipos de protección.

Las protecciones en alimentadores tradicionales están calibradas para operar con una sola fuente de generación, donde dispositivos de sobrecorriente de tiempo inverso o definido satisfacen las funciones requeridas. El ingreso de GD exige el uso de equipos que combinen funciones de sobrecorriente direccional y voltajes, que operen tanto en sentido directo como inverso.

La mayor corriente de cortocircuito se da en el nodo de la subestación, siempre y cuando ésta tenga el aporte mayoritario de potencia en el alimentador. Esta corriente

de cortocircuito se incrementa con el ingreso de fuentes de GD y la cantidad de potencia que entregan al sistema.

Con los resultados obtenidos en este estudio se establece la coordinación por voltajes en sentido inverso, ya que la corriente de carga es mayor a la corriente de cortocircuito. El mecanismo de protección del reconectador contra bajos voltajes funcionará de acuerdo al incremento de la corriente de cortocircuito ocasionada por una falla.

7.2 RECOMENDACIONES

Se recomienda a la EEQ tomar en cuenta el desbalance de fases encontrado en el alimentador 57E, con la finalidad de reducir sus pérdidas. Se sugiere adoptar el balance de fases realizado en este estudio.

Se recomienda realizar un estudio el cual permita la regulación de frecuencia en el generador. Esto dará flexibilidad a la hora de operar en isla con GD funcionando a cualquier nivel de potencia, llegando a su total autonomía.

Sería oportuna una actualización de la regulación existente en el país ARCONEL No. 004/15, que prohíbe una operación en isla con GD. Ya que en este proyecto se llega a proponer una primera alternativa de funcionamiento en isla intencional.

A continuación se definen los lineamientos complementarios que permitan la operación en isla intencional, en la regulación ARCONEL No. 004/15:

Regulación denominada << *Requerimientos Técnicos para la Conexión y Operación en Isla Intencional de Generadores Renovables No Convencionales a Las Redes de Transmisión y Distribución* >>

DEFINICIONES

Corriente Bidireccional: Son aquellas que fluyen hacia una falla desde fuentes de generación distintas, su incidencia es causa de una mala operación de dispositivos de protección y daños en los equipos.

1.- REQUERIMIENTOS Y ESTUDIOS PARA EL ACCESO

Escenarios a ser analizados

a) Red sin la Generación Distribuida

b) Red con la Generación Distribuida

c) Tramo de red con la Generación Distribuida, para funcionamiento en isla intencional.

Estudios de cortocircuitos

a) Se deberá realizar nuevos estudios de cortocircuitos, trifásicos y monofásicos como mínimo, a diferentes condiciones y niveles de operación del alimentador, observando su paso por todos los puntos de la red.

b) Se debe redefinir los niveles de corriente que pueden soportar los equipos de protección, para un correcto funcionamiento.

Estudios de coordinación de protecciones

a) Se deberá realizar estudios de coordinación de protecciones analizando las corrientes bidireccionales que aparecen con la GD, tanto en sentido directo como inverso. Elegir la coordinación por corrientes o voltajes según amerite el caso de estudio.

Regulación de frecuencia

a) Para la operación en isla de GD a distintos niveles de potencia, se deberá tener una regulación de frecuencia en el generador, que permita la entrada en

sincronismo con la demanda asignada. Este análisis se debe realizar también para el reenganche de la isla a la red de distribución.

2.- REQUISITOS OPERATIVOS

Regulación de voltaje

a) Se deberán realizar estudios que determinen el efecto y el nivel de regulación de voltaje, que ocasiona la GD en los nodos del sistema funcionando en isla, se deberá balancear las fases para una reducción de pérdidas.

Inyección de corriente

a) En el caso de fallas permanentes, el generador podrá desconectarse con su demanda asignada mediante la operación coordinada de protecciones, funcionando en isla intencional sin riesgo de daños en el equipamiento.

b) Al momento de la desconexión, la potencia suministrada por el generador deberá tener la capacidad de abastecer la demanda asignada.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] R. Gallegos y S. Rodríguez, << Generación Distribuida en transformación del mercado eléctrico >> Instituto Mexicano para la Competitividad. [En línea]. Disponible: http://imco.org.mx/wpcontent/uploads/2015/04/2015_Generaci%C3%B3nDistribuida_DocumentoCompleto.pdf. [Último acceso: 10 Diciembre 2015].

[2] IEEE, Thomas S. Basso, << Interview with Thomas S. Basso, Smart Grid, >> [En línea]. Disponible: http://smartgrid.ieee.org/resources/interviews/359-interview-with-thomas-s basso?highlight=WyJkaXN0cmlidXRlZCIsImdlbmVyYXRpb24iLCJnZW5lcmF0aW9uJ3MiLCJnZW5lcmF0aW9uJyIsImRpc3RyaWJ1dGVkIGdlbmVyYXRpb24iXQ==.[Último acceso: 12 Diciembre 2015].

[3] R. Roca, << Recomendaciones en redes eléctricas europeas, regulación de la Generación Distribuida y el Autoconsumo local, >>, El periódico de la Energía, Junio 2015. [En línea]. Disponible: http://elperiodicodelaenergia.com/las-cinco-recomendaciones-de-las-electricas-europeas-para-regular-la-generacion-distribuida-y-el-autoconsumo/. [Último acceso: 14 Diciembre 2015].

[4] Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, << Guía Básica de la Generación Distribuida, y su aplicación en las redes de distribución >>, [En línea]. Disponible: http://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/guia-basica-de-la-generacion-distribuida-fenercom.pdf. [Último acceso: 20 Febrero 2016].

[5] Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía, 2013.<< Beneficios de los Sistemas de Generación Distribuida, >>, [En línea]. Disponible: http://imco.org.mx/wp-content/uploads/2015/04/2015_Generaci%C3%B3nDistribuida_DocumentoCompleto.pdf. [Último acceso: 05 Enero 2015].

[6] IEEE, << Smartgrid, Integrating Distributed Generation, >>. [En línea]. Disponible: http://www.ieee-pes.org/images/files/pdf/isgt2010/january_21_2010/3-smart-grid-load/Kate-SG_Reactive_Resource.pdf [Último acceso: 22 Diciembre 2015].

[7] IEEE, << Changes in Feeder Interconnetion of Distributed Generation, >> [En línea]. Disponible: http://www.ieee-pes.org/images/files/pdf/pesgm2011/supersessions/wed-pm/7-IEEE-PES-GM-July-27-Steffel-and-Romero-Aguero.pdf [Último acceso: 22 Diciembre 2015].

[8] A. Sánchez Miralles, << Generación Distribuida, Calidad, Seguridad del Personal de Mantenimiento, >> Universidad Pontificia de Comillas, [En línea]. Disponible: https://www.iit.upcomillas.es/docs/TM-06-004.pdf. [Último acceso: 14 Abril 2015].

[9] M Bravo y Y. Yanez, << Challenges of Distributed Generation on Protection in Distribution Networks, >> Ingeniare, Revista chilena de ingeniería, vol. 17, Marzo 2009. [En línea]. Disponible: http://www.scielo.cl/pdf/ingeniare/v17n1/art11.pdf. [Último acceso: 7 Enero 2016].

[10] H. Pacheco, << Adecuación GD en el sistema, >> EnerDossier. [Enlínea]. Disponible: http://www.offnews.info/downloads/EnerdossierInforme30042010.pdf. [Último acceso: 12 Noviembre 2015].

[11] Y. Baghzouz, << Voltage Regulation and Overcurrent Protection Issues in Distribution Feeders with Distributed Generation – A Case Study, >>. Depar-tment of Electrical & Computer Engineering University of Nevada, Las Vegas. [En línea]. Disponible: https://www.computer.org/csdl-/proceedings/hicss/2005-/2268/02/22680066-b.pdf. [Último acceso: 19 Noviembre 2015].

[12] Área Tecnológica Mecanismos, << Turbinas Hidráulicas, >>, [En línea]. Disponible: http://www.areatecnologia.com/mecanismos/turbinas-hidraulicas.html. [Último acceso: 19 enero 2016].

[13] Mundo Solar, << Ventajas y Desventajas Turbinas Eólicas, >>, [En línea].Disponible: http://www.dforcesolar.com/energia-solar/ventajas-y-desventajas-de-las-turbinas-eolicas/. [Último acceso: 19 Enero 2016].

[14] CONELEC, << Regulación No. CONELEC 004/01, Calidad del servicio eléctrico de distribución, >> El Directorio del Consejo Nacional de Electricidad, Ecuador, 2001, [En línea]. Disponible: http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/12/Regulacion-No.-ARCONEL-004-15.pdf[Último acceso: 20 Junio 2016].

[15] M. Bollen y F. Hassan, << Integration of Distributed Generation in the Power System, >>, Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2011. Chapter 7: Protection, Pag: 1-68

[16] IEEE, W. Hartmann, << Distributed Generation Protection, Control. Green Energy Protection and Smart Grid Solution Manager >>, Mayo 2014. [En línea]. Disponible: http://www.ewh.ieee.org/r6/san_francisco/pes/pes_pdf/Hartmann_DG.pdf. [Último acceso: 18 Enero 2016].

[17] N. Friedman,<<Distributed Energy Resources Interconnection Systems Technology Review and Research Needs, >>, NREL - National Renewable Energy Laboratory (EE.UU.), Septiembre 2002.

[18] ARCONEL, << Regulación No. 004/15, >> El Directorio de ARCONEL, Ecuador, Octubre 2015, [En línea]. Disponible: http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/12/Regulacion-No.-ARCONEL-004-15.pdf. [Último acceso: 25 Junio 2016].

[19] CONELEC, << Regulación No. 006/00, >> Procedimiento de Despacho y Operación, Ecuador 2015, [En línea]. Disponible: http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/10/ProcedimientosDespacho.pdf [Último acceso: 25 Junio 2016].

[20] Global Electricity, << Microrred Eléctrica, >>, Enero, 2014. [En línea]. Disponible: https://globalelectricity.wordpress.com/category/energias-renovables/. [Último acceso: 12 Mayo 2016].

[21] Schneider Electric, << Tecnologías en el Control Industrial, >>, Manual Electrotécnico, [En línea]. Disponible: http://www.um.es/docencia/mmc/pdf/telesquemario.pdf [Último acceso: 28 Marzo 2016].

[22] Schneider Electric Group, << Protección contra Sobrecorrientes, seccionamiento comando y protección eléctrica, >> Electrical installation guide, [En línea]. Disponible: http://iie.fing.edu.uy/ense/asign/iiee/Documentos/Teorico/Sobrecorrientes.pdf. [Último acceso: 16 Marzo 2016].

[23] WKV, << Proyectos en Centrales Hidroeléctricas, >>, Wassercraft Volk AG [En línea]. Disponible: http://www.wkv.cl/proyectos.html. [Último acceso: 3 Junio 2016].

[24] Schneider Group, << Descripción números ANSI/IEEE, >>, [En línea]. Disponible: http://www2.schneider-electric.com/resources/sites/SCHNEIDER_ELECTRIC/content/live/FAQS/222000/FA222080/es_ES/Tabla%20de%20Codigos%20ANSI.PDF [Último acceso: 28 Julio 2016].

[25] Ing. L Ruales, << Confiablidad de Sistemas Eléctricos de Potencia, >> Escuela Politécnica Nacional, Septiembre, 2015.

[26] S. Mojicar Caballero, << Estimación de Confiabilidad en Sistemas de Generación Distribuida de Electricidad, >> Universidad de Oriente, Santiago de Cuba, Cuba, 2009. [En línea]. Disponible: http://www.redalyc.org/pdf/1813/181321580007.pdf. [Último acceso: 10 Mayo 2015].

[27] CYME << Análisis de Sistemas de Distribución, CYMDIST, >>, [En línea]. Disponible: http://www.cyme.com/es/software/cymdist/. [Último acceso: 18 Marzo 2016].

[28] IEEE Std 242-2001, << IEEE Recommended for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems, >>. Review of IEEE Std 242-2986, Ecuador, Octubre, 2001.

[29] SIEMENS, << Catalogue-vaccum-recloser-3AD_es.pdf, >>, Reconectador al vacío 3AD de Siemens, Manual de Usuario.

[30] ABB, << OVR_3 Boletín de Instrucciones 15_38 kV.pdf, >>, ABB three-phase vaccum reclosers, Manual de Usuario.

[31] NOJA POWER, << NOJA-581-05 NOJA Power OSM 15-27-38, >>, Guía de producto-es (1).pdf, Manual de Usuario.

[32] << Conceptos de protecciones eléctricas, tele protecciones >> Universidad Politécnica de el Salvador, [En línea]. Disponible:

https://www.scribd.com/doc/311241482/Apuntes-de-Protecciones-Electricas-Moderna**.** [Último acceso: 25 Noviembre 2016].

[33] << Tele protecciones, Medidas Eléctricas II >> [En línea]. Disponible: https://www.scribd.com/document/217726379/Teleproteccion**.** [Último acceso: 25 Noviembre 2016].

ANEXOS

Anexo A: Niveles de voltaje en los casos analizados

Caso 1.-

Tabla A.1 Nivel de voltaje mínimo

Nombre nodo	V (p.u.)	Distancia total (m)	VA (p.u.)	VB (p.u.)	VC (p.u.)
40679MA	0,979	10013,8	-----	-----	0,979
121420MA	0,979	10014,2	-----	-----	0,979

Tabla A.2 Nivel de voltaje máximo

Nombre nodo	V (p.u.)	Distancia total (m)	VA (p.u.)	VB (p.u.)	VC (p.u.)
361304MA	1,024	37427,2	1,025	1,025	1,022

Figura A.1 Perfil de voltaje caso1

Las Tablas A.1 y A.2 muestran los nodos de voltaje mínimo y máximo que se tienen al producirse el mayor aporte de potencia de la GD, reflejado en el perfil de voltaje que se observa en la Figura A.1. En este caso se tienen los mejores voltajes debido al aporte de la GD, regulando el voltaje en su zona de operación.

Caso 2.-

Tabla A.3 Nivel de voltaje mínimo

Nombre nodo	V (p.u.)	Distancia total (m)	VA (p.u.)	VB (p.u.)	VC (p.u.)
103847MA	0,879	34460,2	0,879	-----	-----

Tabla A.4 Nivel de voltaje máximo

Nombre nodo	V (p.u.)	Distancia total (m)	VA (p.u.)	VB (p.u.)	VC (p.u.)
SE57E	0,997	0	0,997	0,997	0,997

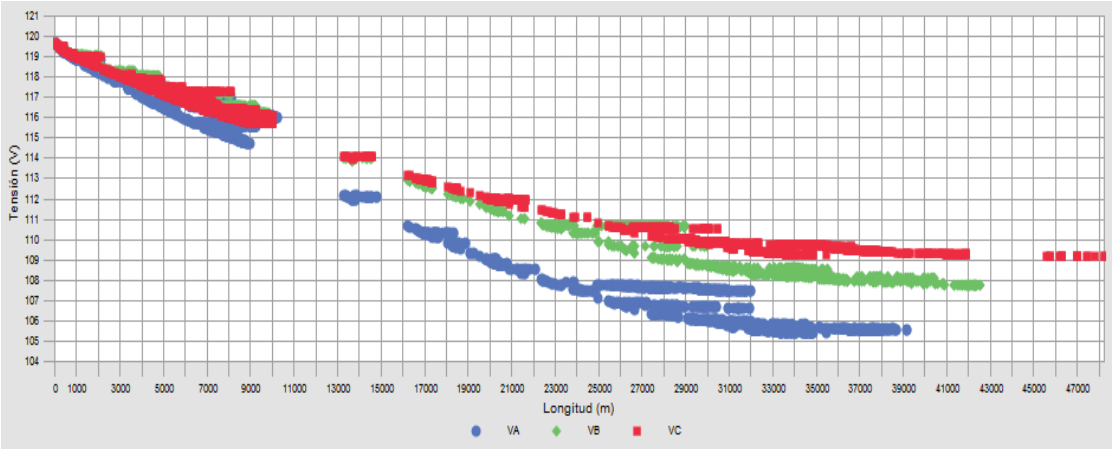

Figura A.2 Perfil de voltaje caso 2

Las Tablas A.3 y A.4 muestran los nodos de voltaje mínimo y máximo que se tienen al producirse únicamente el aporte de la subestación, reflejado en el perfil de voltaje que se observa en la Figura A.2. En este caso se tiene la mayor caída de voltaje de todos los casos analizados.

Caso 3.-

Tabla A.5 Nivel de voltaje mínimo

Nombre nodo	V (p.u.)	Distancia total (m)	VA (p.u.)	VB (p.u.)	VC (p.u.)
103847MA	0,907	34460,2	0,907	-----	-----

Tabla A.6 Nivel de voltaje máximo

Nombre nodo	V (p.u.)	Distancia total (m)	VA (p.u.)	VB (p.u.)	VC (p.u.)
SE57E	0,998	0	0,998	0,998	0,998

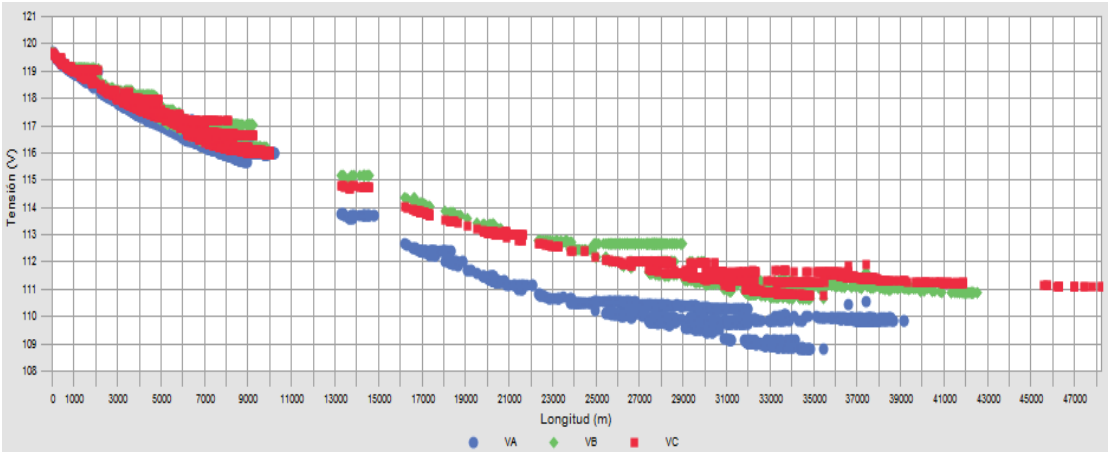

Figura A.3 Perfil de voltaje caso 3

Las Tablas A.5 y A.6 muestran los nodos de voltaje mínimo y máximo que se tienen al producirse el menor aporte de la GD, reflejado en el perfil de voltaje que se observa en la Figura A.3. Se consigue una pequeña regulación de voltaje.

Caso 4.-

Tabla A.7 Nivel de voltaje mínimo

Nombre nodo	V (p.u.)	Distancia total (m)	VA (p.u.)	VB (p.u.)	VC (p.u.)
103847MA	0,958	34460,2	0,958		

Tabla A.8 Nivel de voltaje máximo

Nombre nodo	V (p.u.)	Distancia total (m)	VA (p.u.)	VB (p.u.)	VC (p.u.)
SE57E	1,021	0	1,021	1,021	1,021

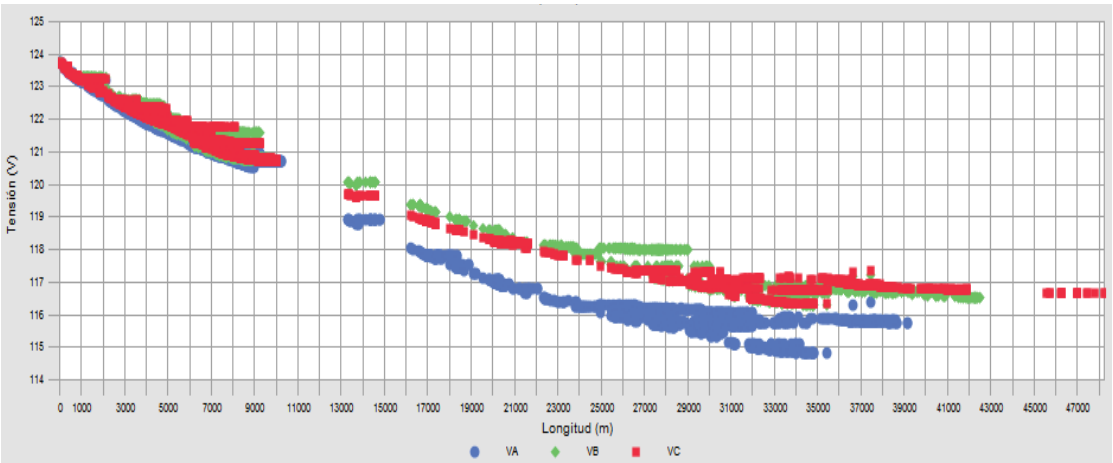

Figura A.4 Perfil de voltaje caso 4

Las Tablas A.7 y A.8 muestran los nodos de voltaje mínimo y máximo que se tienen al producirse el segundo mejor aporte de la GD, reflejado en el perfil de voltaje que se observa en la Figura A.4. Se consigue la segunda mejor regulación de voltaje.

Caso 5.-

Tabla A.9 Nivel de voltaje mínimo

Nombre nodo	V (p.u.)	Distancia total (m)	VA (p.u.)	VB (p.u.)	VC (p.u.)
103847MA	0,874	34460,2	0.874	-----	-----

Tabla A.10 Nivel de voltaje máximo

Nombre nodo	V (p.u.)	Distancia total (m)	VA (p.u.)	VB (p.u.)	VC (p.u.)
SE57E	0,998	0	0,998	0,998	0,998

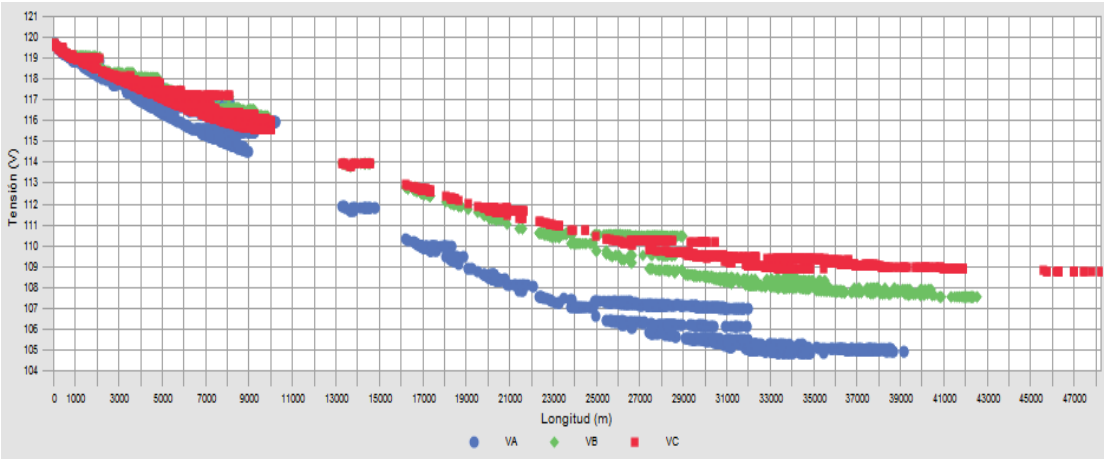

Figura A.5 Perfil de voltaje caso 5

Las Tablas A.9 y A.10 muestran los nodos de voltaje mínimo y máximo que se tienen al producirse un aporte único de la subestación, reflejado en el perfil de voltaje que se observa en la Figura A.5. Se consiguen niveles de voltaje semejantes al caso 2.

Tabla A.11 Regulación de voltaje con ingreso de GD

Caso	V máx. (p.u.)	V min (p.u.)
Caso 1	1,024	0,979
Caso 2	0,997	0,879
Caso 3	0,998	0,907
Caso 4	1,021	0,958
Caso 5	0,998	0,874

En la Tabla A.11 se observa una reducción en la caida de voltaje, a medida que se incrementa la inyección de potencia por parte de la GD.

Anexo B: Lugar de mayor caída de voltaje en el alimentador

El nodo de mayor caída de voltaje es el 103847MA el cual tiene coordenadas en X=789476,144 y en Y=10015501,278, se cita como referencia la florícola Piganta y finca del Sr. Carlos Rosales como se muestra a continuación.

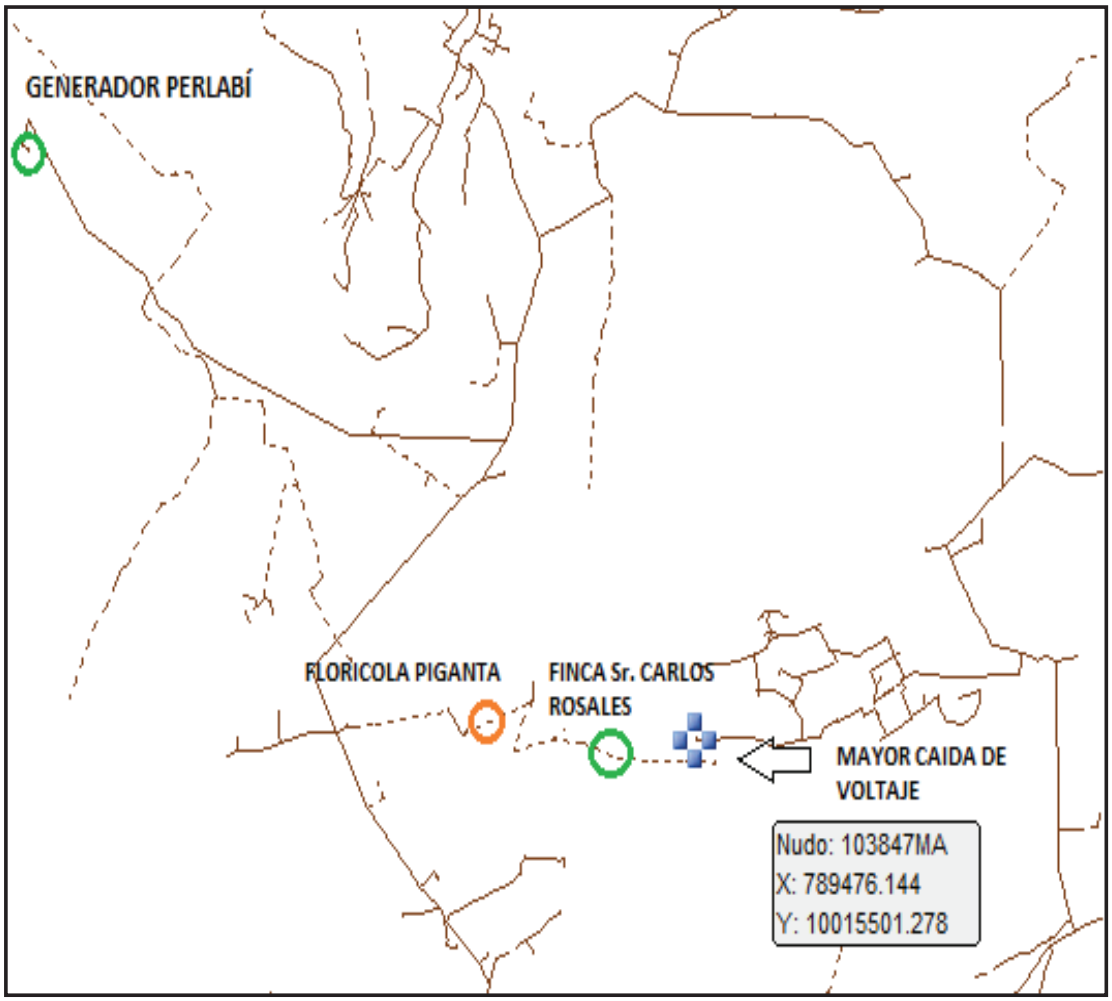

Figura B.1 Punto de mayor caída de voltaje

Anexo C: Balance de voltajes en casos analizados

En los escenarios analizados se observa un claro desbalance en las fases a lo largo del alimentador, lo que ocasiona pérdidas debido a la corriente que circula por el neutro.

Se realizará el cambio de fase de algunos ramales siguiendo el método de prueba y error, hasta lograr un balance adecuado en las tres fases, obteniendo perfiles de voltaje más ajustados.

Se ha procedido a realizar los siguientes cambios.

Tabla C.1 Balance de fases

BALANCE DE FASES			
Tramo de línea	**Longitud**	**Fase actual**	**Fase propuesta**
424344MA	66,6	A	C
25780MA	65,2	A	C
28673MA	47	A	B
30419MA	50,2	A	C

En la Tabla C.1 se definen los cambios de fase a realizarse en los ramales especificados.

Caso 1.-

Tabla C.2 Nivel de voltaje mínimo

Nombre nodo	V (p.u.)	Distancia total (m)	VA (p.u.)	VB (p.u.)	VC (p.u.)
157198MA	0,979	9799,8	0,979	-----	-----

73099MA	0,979	9828	0,979	-----	-----
18867MA	0,979	9894,4	0,979	-----	-----
97348MA	0,979	9894,7	0,979	-----	-----
73100MA	0,979	9855,7	0,979	-----	-----
95077MA	0,979	9856	0,979	-----	-----
98209MA	0,979	9800,2	0,979	-----	-----

Tabla C.3 Nivel de voltaje máximo

Nombre nodo	V (p.u.)	Distancia total (m)	VA (p.u.)	VB (p.u.)	VC (p.u.)
361304MA	1,025	37427,2	1,028	1,023	1,021

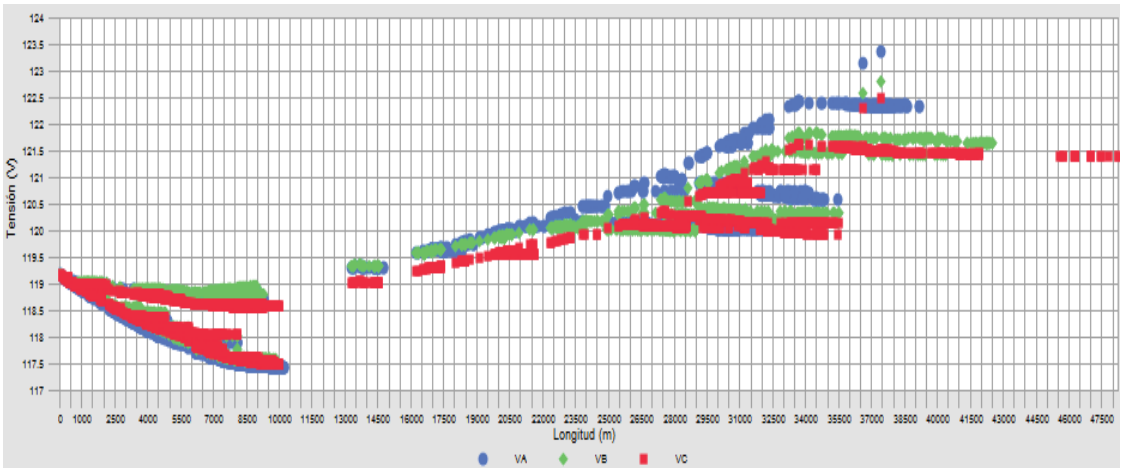

Figura C.1 Perfil de voltaje caso 1

En las Tablas C.2 y C.3 se realiza el cambio de fase en los ramales propuestos, obteniendo una disminucion en la caida de voltaje. En la Figura C.1 se observa el perfil de voltaje balanceado.

Tabla C.4 Comparación caso inicial y caso balanceado

Nombre nodo	Distancia total (m)	ANTES				FASES BALANCEADAS			
		V (p.u.)	VA (p.u.)	VB (p.u.)	VC (p.u.)	V (p.u.)	VA (p.u.)	VB (p.u.)	VC (p.u.)
40679MA	10013,8	0,978	-----	-----	0,979	0,979	-----	-----	0,979
121420MA	10014,2	0,978	-----	-----	0,979	0,979	-----	-----	0,979
361304MA	37427,2	1,024	1,025	1,025	1,022	1,025	1,028	1,023	1,021

En la Tabla C.4 se realiza una comparación del caso inicial con el balanceado observándose un claro aumento en los niveles de voltaje.

Caso 2.-

Tabla C.5 Nivel de voltaje mínimo

Nombre nodo	V (p.u.)	Distancia total (m)	VA (p.u.)	VB (p.u.)	VC (p.u.)
267274MA	0,884	42217,3	-----	0,884	-----
267275MA	0,884	42276,2	-----	0,884	-----
267277MA	0,884	42335,1	-----	0,884	-----
267556MA	0,884	42335,4	-----	0,884	-----
267276MA	0,884	42387,4	-----	0,884	-----
267280MA	0,884	42387,8	-----	0,884	-----

Tabla C.6 Nivel de voltaje máximo

Nombre nodo	V (p.u.)	Distancia total (m)	VA (p.u.)	VB (p.u.)	VC (p.u.)
SE57E	0,997	0	0,997	0,997	0,997

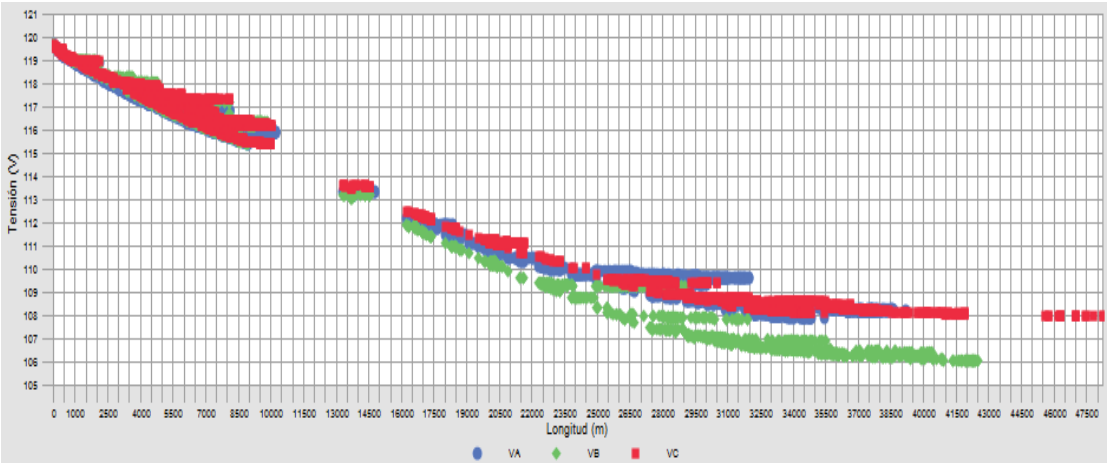

Figura C.2 Perfil de voltaje caso 2

En las Tablas C.5 y C.6 se realiza el cambio de fase en los ramales propuestos, obteniendo una disminucion en la caida de voltaje. En la Figura C.2 se observa el perfil de voltaje balanceado.

Tabla C.7 Comparación caso inicial y caso balanceado

Nombre nodo	Distancia total (m)	ANTES				FASES BALANCEADAS			
		V (p.u.)	VA (p.u.)	VB (p.u.)	VC (p.u.)	V (p.u.)	VA (p.u.)	VB (p.u.)	VC (p.u.)

103847MA	34460,2	0,878	0,879	-----	-----	0,899	0,9	-----	-----
SE57E	0	0,997	0,997	0,997	0,997	0,997	0,997	0,997	0,997

En la Tabla C.7 se realiza una comparación del caso inicial con el balanceado observándose un claro aumento en los niveles de voltaje.

Caso 3.-

Tabla C.8 Nivel de voltaje mínimo

Nombre nodo	Distancia total (m)	V (p.u.)	VA (p.u.)	VB (p.u.)	VC (p.u.)
103847MA	34460,2	0,916	0,916	-----	-----

Tabla C.9 Nivel de voltaje máximo

Nombre nodo	Distancia total (m)	V (p.u.)	VA (p.u.)	VB (p.u.)	VC (p.u.)
SE57E	0	0,998	0,998	0,998	0,998

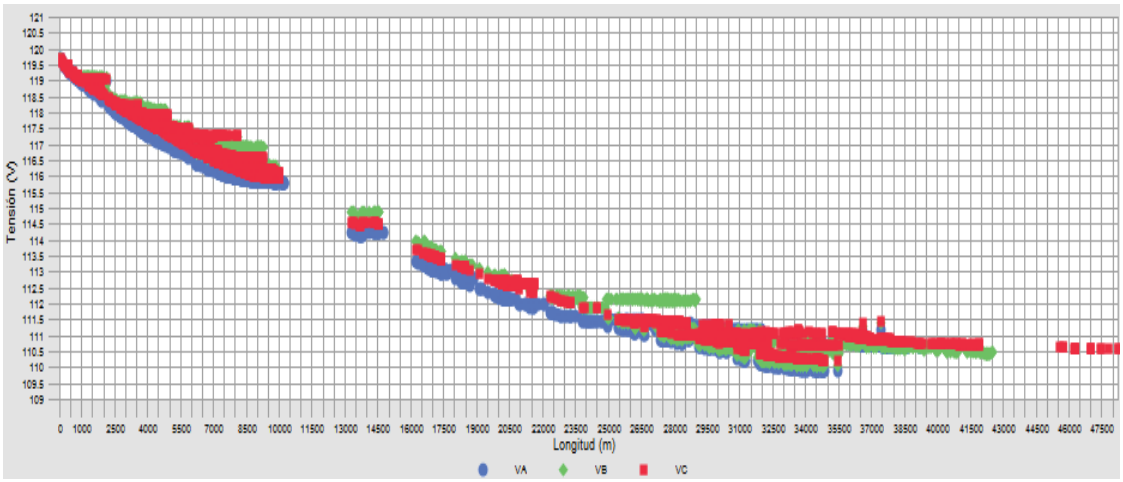

Figura C.3 Perfil de voltaje caso 3

En las Tablas C.8 y C.9 se realiza el cambio de fase en los ramales propuestos, obteniendo una disminucion en la caida de voltaje. En la Figura C.3 se observa el perfil de voltaje balanceado.

Tabla C.10 Comparación caso inicial y caso balanceado

Nombre nodo	Distancia total (m)	ANTES				FASES BALANCEADAS			
		V (p.u.)	VA (p.u.)	VB (p.u.)	VC (p.u.)	V (p.u.)	VA (p.u.)	VB (p.u.)	VC (p.u.)
103847MA	34460,2	0,907	0,907	-----	-----	0,916	0,916	-----	-----
SE57E	0	0,997	0,998	0,998	0,998	0,998	0,998	0,998	0,998

En la Tabla C.10 se realiza una comparación del caso inicial con el balanceado observándose un claro aumento en los niveles de voltaje.

Caso 4.-

Tabla C.11 Nivel de voltaje mínimo

Nombre nodo	Distancia total (m)	V (p.u.)	VA (p.u.)	VB (p.u.)	VC (p.u.)
103847MA	34460,2	0,964	0,964	-----	-----

Tabla C.12 Nivel de voltaje máximo

Nombre nodo	Distancia total (m)	V (p.u.)	VA (p.u.)	VB (p.u.)	VC (p.u.)
SE57E	0	1,032	1,032	1,032	1,032

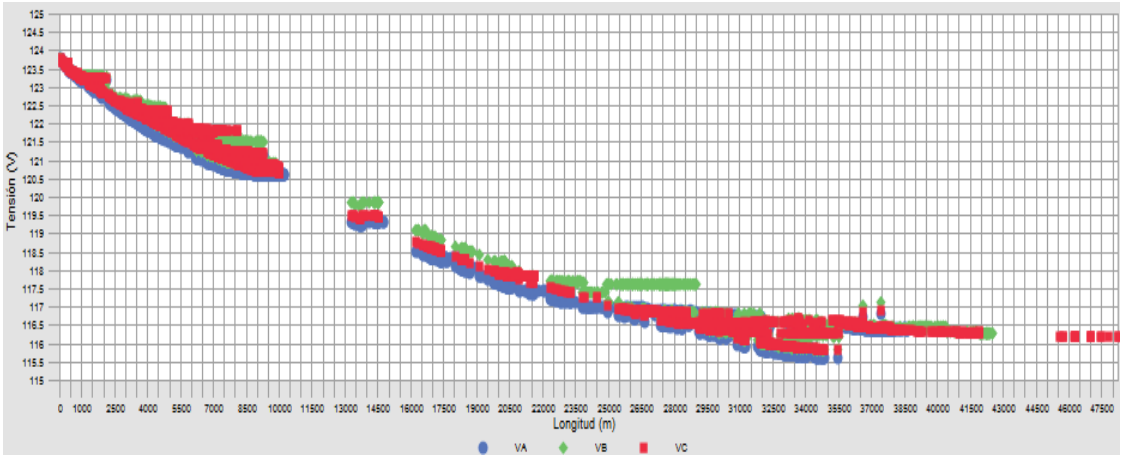

Figura C.4 Perfil de voltaje caso 4

En las Tablas C.11 y C.12 se realiza el cambio de fase en los ramales propuestos, obteniendo una disminucion en la caida de voltaje. En la Figura C.4 se observa el perfil de voltaje balanceado.

Tabla C.13 Comparación caso inicial y caso balanceado

Nombre nodo	Distancia total (m)	ANTES				FASES BALANCEADAS			
		V (p.u.)	VA (p.u.)	VB (p.u.)	VC (p.u.)	V (p.u.)	VA (p.u.)	VB (p.u.)	VC (p.u.)
103847MA	34460,2	0,958	0,958	-----	-----	0,964	0,964	-----	-----
SE57E	0	1,031	1,031	1,031	1,031	1,032	1,032	1,032	1,032

En la Tabla C.13 se realiza una comparación del caso inicial con el balanceado observándose un claro aumento en los niveles de voltaje.

Caso 5.-

Tabla C.14 Nivel de voltaje mínimo

Nombre nodo	Distancia total (m)	V (p.u.)	VA (p.u.)	VB (p.u.)	VC (p.u.)
267276MA	42387,4	0,882	-----	0,881	-----
267280MA	42387,8	0,882	-----	0,881	-----

Tabla C.15 Nivel de voltaje máximo

Nombre nodo	Distancia total (m)	V (p.u.)	VA (p.u.)	VB (p.u.)	VC (p.u.)
SE57E	0	0,998	0,998	0,998	0,998

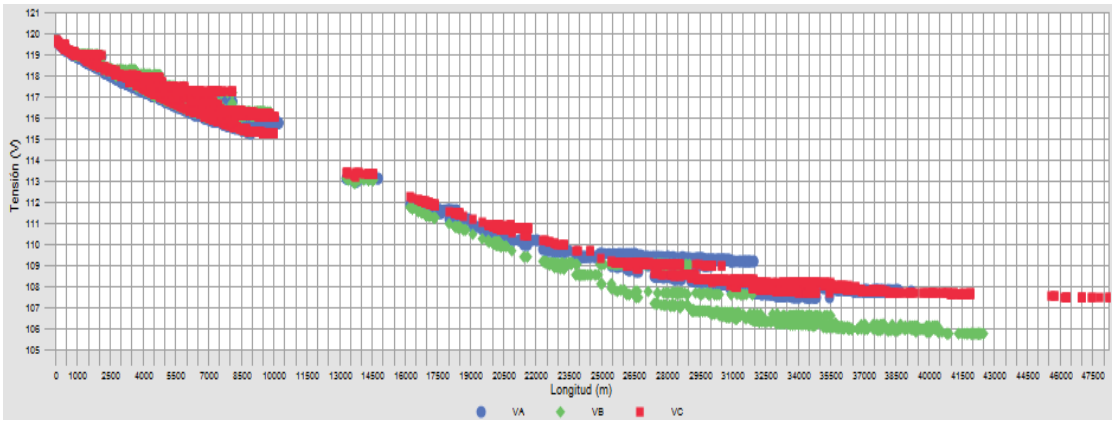

Figura C.5 Perfil de voltaje caso 5

En las Tablas C.14 y C.15 se realiza el cambio de fase en los ramales propuestos, obteniendo una disminucion en la caida de voltaje. En la Figura C.5 se observa el perfil de voltaje balanceado.

Tabla C.16 Comparación caso inicial y caso balanceado

Nombre nodo	Distancia total (m)	ANTES				FASES BALANCEADAS			
		V (p.u.)	VA (p.u.)	VB (p.u.)	VC (p.u.)	V (p.u.)	VA (p.u.)	VB (p.u.)	VC (p.u.)
103847MA	34460,2	0,873	0,874	-----	-----	0,896	0,896	-----	-----
SE57E	0	0,997	0,998	0,998	0,998	0,998	0,998	0,998	0,998

En la Tabla C.16 se realiza una comparación del caso inicial con el balanceado observándose un claro aumento en los niveles de voltaje.

Anexo D: Sitio de mayor carga en alimentador

El transformador con mayor carga es el 3O1000V_22.8 nodo 9929MS cuyas coordenadas son en X= 787526,487, Y= 9990978,438, que corresponde al sector de Calderón-Marianas.

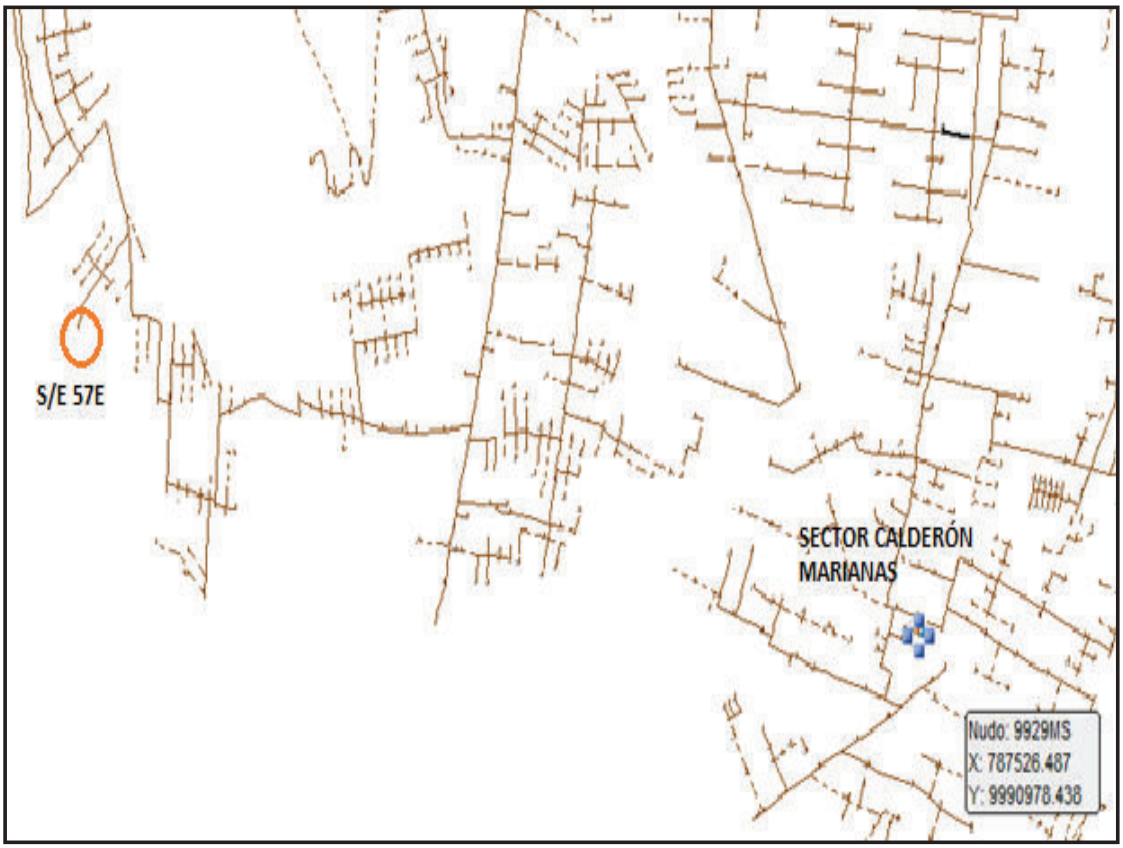

Figura D.1 Transformador de mayor capacidad

Anexo E: Estrategias de control de voltaje en la subestación

La subestación cuenta con Cambiadores de TAPS automáticos y banco de capacitores como un mecanismo para la regulación de voltaje, mismos que se encuentran desconectados. Los medios de control mencionados se conectan a demanda máxima y desconectan cuando la demanda disminuye, esto afecta a la entrada en sincronismo del generador con el sistema a la hora del reenganche.

Mediante perfiles de voltaje en los escenarios analizados se observa una regulación adecuada en la salida de la S/E, esto no sucede a lo largo de todo el año ya que el voltaje únicamente está regulado por el aporte de potencia del generador.

Para conocer algún tipo de control de voltaje en la S/E se ha analizado los meses de Mayo y Agosto, donde se tienen variaciones importantes de voltaje en el tiempo. En este caso el generador entrega reactivos a la red, por lo que la S/E tiene que subir su voltaje como se observa en las Figuras E1 y E2. Este incremento brusco no ocurriría si los dispositivos de regulación de voltaje estuvieran funcionando.

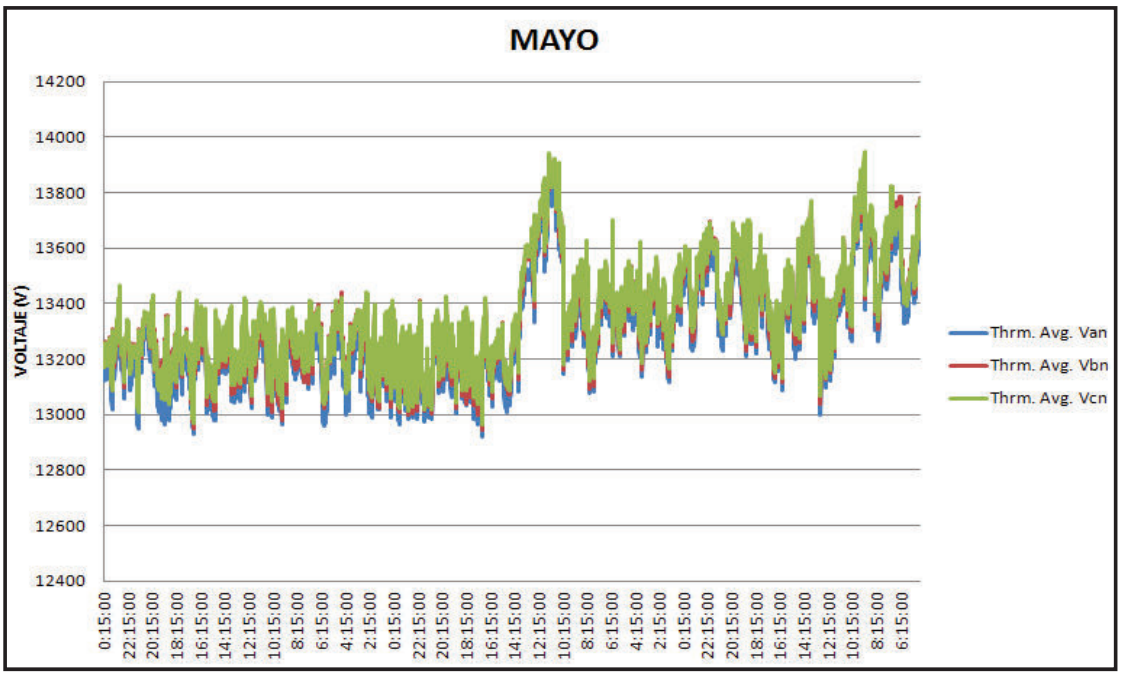

Figura E.1 Perfil de voltaje a lo largo del mes de Mayo

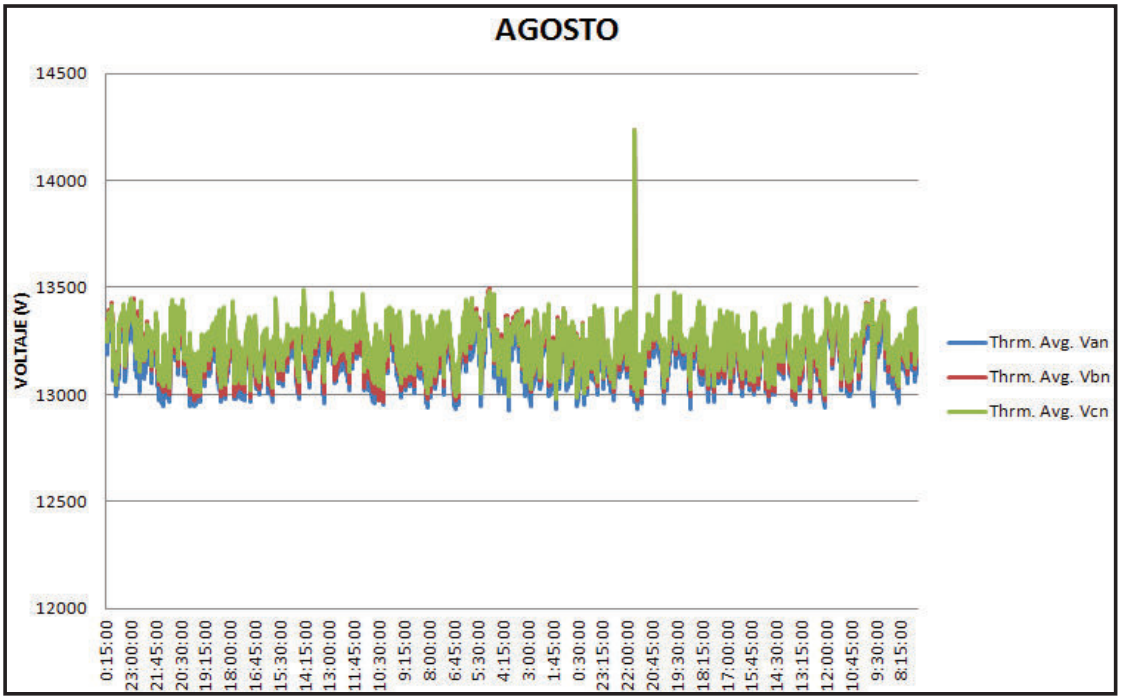

Figura E.2 Perfil de voltaje a lo largo del mes de Agosto

Anexo F: Tele disparos asociados al sistema de protecciones

Un sistema de tele disparos asociado con el sistema de protecciones, debe ser diseñado de tal modo que no opere incorrectamente ante la presencia de fallas o condiciones anormales de la red.

Un sistema de protecciones óptimo debe garantizar su selectividad y velocidad adecuada en la operación de sus dispositivos de protección, el intercambio de información realizado por el sistema de tele protección mediante la utilización de telecomunicaciones tiende a dar apoyo a dichas exigencias [33].

Se debe asegurar que la comunicación o los comandos transmitidos sean los mismos en el sitio de recepción al otro lado de la línea [32].

Este tipo de tecnología de comunicación debe ser robusto, permitiendo discriminar y aislar todo tipo de interrupciones. Pueden generarse comandos de tele protección falsos, ocasionados por el ruido y no por una falla [32].

En cuanto a los equipos de protección se debe asegurar que [32]:

- No existan errores de medición ocasionados por los transformadores de corriente y voltaje de medida.
- No existan perdidas en el canal de comunicaciones.

Velocidad en las señales de tele protección (tele disparos)

El tiempo de transmisión de un comando desde que este es captado por el equipo de tele protección, procesado, transmitido y recibido por el otro equipo de tele protección en el otro extremo de la línea y enviado al relé de protección final, debe ser de 2 a 65 milisegundos según la norma IEC 60834 [32].

Sistemas de protecciones que usan telecomunicaciones

Están constituidos por los subsistemas que se muestran en la Figura F.1 [33]:

Figura F.1 Sistemas de protecciones que usan telecomunicaciones [33]

La tarea básica de un sistema de tele protección asociado a un sistema de telecomunicaciones, consiste en transmitir una información proveniente de un sistema de protecciones a un extremo remoto (estación o central generadora) donde [33]:

a) Podrá ser recibida por otro sistema de protección similar, para su procesamiento y posterior decisión como se puede indicar en la Figura F.2.

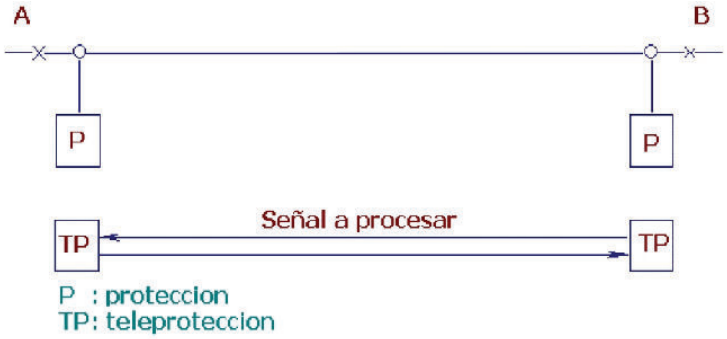

Figura F.2 Transmisión de la información a procesar [33]

b) Podrá ser recibida para generar la operación de uno o varios interruptores. En dicho caso hablamos de TDD (Transferencia de disparo directo) o inter disparo.

Esta tecnología aumenta los tiempos de limpieza de la falla, debido a que intervienen tiempos de procesamiento de la protección y tiempo de transmisión y procesamiento de la señal de tele protección [33]:

Es posible hacer una clasificación de los sistemas de protecciones que usan telecomunicaciones, de acuerdo al tipo de información que intercambian en [33]:

- Sistemas de protecciones que intercambian magnitudes analógicas.
- Sistemas de protecciones que intercambian comandos (magnitudes digitales).

Los sistemas de protecciones que intercambian magnitudes analógicas (generalmente corrientes y voltajes), pueden ser transmitidas al extremo remoto en forma analógica o digitalizadas y allí comparadas con las magnitudes locales definiendo la acción a tomar [33].

Generalmente este tipo de protecciones son de zona determinada, su operación y selectividad depende de la medición de magnitudes eléctricas en cada extremo de la zona específicamente protegida, así podemos citar las protecciones diferenciales y las protecciones de comparación de fase [33].

En la protección diferencial, la transmisión de señales analógicas toma en cuenta la longitud de la línea, hasta 8 kilómetros se transmiten señales de corriente a través de hilo piloto, entre 8 y 20 kilómetros se transmite la señal de voltaje y para distancias superiores a los 20 kilómetros únicamente se puede transmitir ya no por hilo piloto sino por técnicas de modulación [33].

La protección de comparación de fase, compara en cada extremo de la línea el ángulo de fase entre la corriente en el extremo cercano y la corriente en el extremo remoto. Si el ángulo es pequeño se tendrá una falla externa al tramo específicamente protegido, o bien se está ante condiciones normales de carga del sistema. Por el contrario si el ángulo entre las corrientes es grande, significa que se tiene una falla en el tramo protegido [33].

Al sistema de protecciones que intercambian comandos con el extremo remoto, se lo denomina protección de zona indeterminada, dentro de esta categoría están las protecciones de distancia. Se dividen en las siguientes categorías [33]:

- Comando de disparo directo (inter disparo): No existe ningún tipo de condicionamiento.
- Comando de bloqueo: La acción de bloqueo transmitida tiende a evitar la posible acción de disparo de las protecciones que recibe.
- Comando de desbloqueo: Es una combinación de permisivo y bloqueo, para este caso si existe automáticamente una falla en el canal de telecomunicaciones simula la recepción de una señal de comando que dura un tiempo determinado.

Confiabilidad de la tele protección

Se interpreta como el porcentaje de comandos transmitidos que alcanzaron el extremo remoto dentro de un tiempo determinado de transmisión [33].