

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE ADAPTATIVAS PARA MICROREDES
ELÉCTRICAS CON PRESENCIA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

PRESENTADA POR:

**RODRIGO ALEXANDER AMAYA FIGUEROA
EDUARDO ENRIQUE CABALLERO BAUTISTA
DIEGO ALEXIS CHACÓN CERNA**

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:
INGENIERO ELECTRICISTA

CIUDAD UNIVERSITARIA, FEBRERO 2021

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR:

MSC. ROGER ARMANDO ARIAS ALVARADO

SECRETARIO GENERAL:

ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCON SANDOVAL

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO:

PhD. EDGAR ARMANDO PEÑA FIGUEROA

SECRETARIO:

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTRICA

DIRECTOR:

ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTRICA

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de
INGENIERO ELECTRICISTA

Título:

**PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE ADAPTATIVAS PARA MICROREDES
ELÉCTRICAS CON PRESENCIA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

Presentado por:

**RODRIGO ALEXANDER AMAYA FIGUEROA
EDUARDO ENRIQUE CABALLERO BAUTISTA
DIEGO ALEXIS CHACÓN CERNA**

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor

ING. NUMA POMPILIO JIMENEZ CORTEZ

SAN SALVADOR, FEBRERO 2021

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor

ING. NUMA POMPILIO JIMENEZ CORTEZ

AGRADECIMIENTOS

Por el apoyo incondicional que recibí a cada momento por mis padres Josefina Cerna y José Chacón, así también por mis tías Mercedes Cerna e Ingrid Sosa desde el día que decidí emprender esta travesía, a Gabriela Chacón, Adelmo Chacón y Natalie Gonzales por ser parte de mi inspiración y motivación, gracias a Dios porque cada uno de ellos son el pilar fundamental para terminar esta etapa.

A la Universidad de El Salvador por brindar los medios para formar profesionales y poder culminar mi carrera universitaria, a través de su personal Administrativo como Reinita y docente, especialmente a los ingenieros de la escuela de eléctrica como Ing. Numa, Zetino, Chevez y Armando Calderón.

A mis compañeros de tesis Rodrigo Amaya y Eduardo Bautista, por tener el coraje, ímpetu y perseverancia para desarrollar un tema que planteó muchos retos y obstáculos, de inicio a fin, pese a todo lograr antepoernos y concluirlo satisfactoriamente.

De forma especial a personas que me dieron todo su apoyo, ánimos, ayuda y creyeron en mi en diversas etapas de la universidad cuando todo se ponía difícil, como Claudia Hernández, Karen Landaverde, Álvaro Lizama, Ricardo Bonilla, José Ramos entre otros amigos y colegas que estuvieron a través del proceso.

Diego Alexis Chacón Cerna

AGRADECIMIENTOS

Agradezco el apoyo especialmente a los miembros de mi familia, Claudia Bautista, David Bautista, Daniela Guzmán, Jorge Guzmán y Marina Bautista.

A todos mis amigos por todo el trabajo en equipo y mutuo apoyo, Jairo Sorto, Danny Mena, Jairo Hernández y Miguel Carranza, a mis compañeros de tesis Rodrigo Amaya y Diego Cerna

Eduardo Enrique Caballero Bautista

AGRADECIMIENTOS

A mis padres Dagoberto Amaya y Nury Figueroa por los enormes sacrificios que hicieron durante toda mi formación académica, sin su apoyo, esfuerzo, paciencia y amor este logro sería impensable. A mi hermano Andrés Amaya que siempre me ha mostrado su apoyo en todos los momentos que lo he necesitado.

A mis amigos de universidad con quienes formamos un gran equipo durante tantos años de esfuerzos, fracasos y éxitos: Danny Escobar, Miguel Carranza, Jairo Sorto y Jairo Nieto. A mis compañeros de tesis que nunca desistieron y siempre pusieron un esfuerzo extraordinario a pesar de las adversidades: Diego Cerna y Eduardo Bautista.

A Isela Alarcón por siempre haberme acompañado, quién siempre me mostró su apoyo, confianza y amor y ha sido clave en la finalización de esta etapa.

Gracias a la Universidad de El Salvador por formar grandes profesionales. Al personal docente y administrativo de la escuela de ingeniería eléctrica. A Reina Vides por su valioso apoyo en las etapas del proceso, haciéndolo más fácil para la culminación del mismo y a nuestro ingeniero asesor, Ing. Numa Jiménez por su ayuda y asesoría a lo largo de este trabajo de graduación.

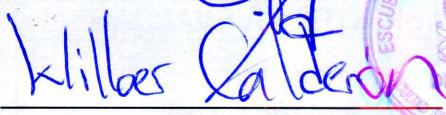
Rodrigo Alexander Amaya Figueroa

NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, martes 22 de diciembre 2020, en la Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las 4:00 p.m. horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

1. Ing. Armando Martínez Calderón
Director


Firma


Firma



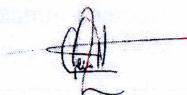
2. MSc. José Wilber Calderón Urrutia
Secretario

Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las personas siguientes:

- ING. NUMA POMPILIO JIMENEZ CORTEZ
(Docente Asesor)


Firma

- MSC. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS


Firma

- MSC. LUIS ROBERTO CHEVEZ PAZ


Firma

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE ADAPTATIVAS PARA MICROREDES ELÉCTRICAS CON PRESENCIA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

A cargo de los Bachilleres:

- AMAYA FIGUEROA RODRIGO ALEXANDER
- CABALLERO BAUTISTA EDUARDO ENRIQUE
- CHACÓN CERNA DIEGO ALEXIS

Habiendo obtenido en el presente Trabajo una nota promedio de la defensa final: 9.1
(Nueve punto uno)

Índice

Capítulo 1 Información general	13
1.1 Descripción del tema.....	13
1.1.1 General.....	13
1.1.2 Específicos	14
1.2 Alcances.....	14
1.3 Antecedentes	14
1.4 Planteamiento del problema.....	15
1.5 Justificación	16
Capítulo 2 Marco teórico	17
2.1 Microred eléctrica	17
2.1.1 Topología de una microred	18
2.1.2 Operación.....	20
2.1.3 Ventajas de las microredes.....	22
2.1.4 Desventajas de las microredes	23
2.2 Condiciones de sincronismo	25
2.3 Protecciones de sobrecorriente adaptativas	27
2.3.1 ¿Por qué la necesidad de protecciones adaptativas?	27
2.3.2 ¿Qué son las protecciones de sobrecorriente adaptativas?	28
2.3.3 Requerimientos	32
2.3.4 Ventajas.....	32
2.3.5 Desventajas	33
Capítulo 3 Impacto de la generación distribuida en las protecciones del sistema eléctrico	34
3.1 Criterio de protecciones	34

3.2	Cegamiento de las protecciones.....	35
3.2.1	Recomendaciones para solucionar el problema de cegamiento.....	38
3.3	Disparos por simpatía	39
3.3.1	Recuperación lenta de voltaje	39
3.3.2	Cargas desbalanceadas inducen disparos por simpatía.....	46
3.4	Pérdida de coordinación Recloser-Fusible.....	49
3.4.1	Recomendaciones para solucionar el problema.....	50
Capítulo 4 Metodología de coordinación adaptativa		51
4.1	Coordinación de protecciones de sobrecorrientes.....	51
4.1.1	Requerimientos	52
4.1.2	Criterios de coordinación de protecciones.....	52
4.1.3	Protección de alimentador.....	58
4.1.4	Protección de transformador de potencia.....	60
4.1.5	Protección de generadores	63
4.2	Procedimiento de coordinación de protecciones de sobrecorrientes adaptativas	64
4.3	Sistema de comunicación.....	66
4.3.1	Características básicas de una red inteligente.....	66
4.3.2	Modelo propuesto: SEL sistemas de microrredes [9]	68
Capítulo 5 Simulaciones y Resultados.....		72
5.1	Recopilar información de la microrred.	72
5.1.1	Malla de potencia.....	72
5.1.2	Transformadores	72
5.1.3	Cargas	73
5.1.4	Generación distribuida.....	73

5.1.5 Almacenamiento de energía.....	73
5.2 Operaciones de la microred	73
5.3 Flujo de potencia.....	74
5.3.1 Resultados del flujo de potencia	80
5.4 Información técnica	83
5.5 Localización de protecciones.....	84
5.6 Análisis de cortocircuito	85
5.7 Coordinación de las protecciones	90
5.8 Obtención de parámetros	91
Conclusiones.....	96
Bibliografía	99
Anexos A	101
Anexo B.....	104
Anexo C	112
Anexo D.....	122
Anexo E	128
Anexo F.....	129
Anexo G.....	136
Anexo H.....	139

Lista de tablas

Tabla 4-1 Funciones de los relés a utilizar en la simulación y consideraciones necesarias a tener en cuenta para su correcta configuración [6]	60
Tabla 4-2 Protección de sobre corriente restringida por tensión	63
Tabla 4-3 Protección de sobre corriente controlada por tensión.....	64
Tabla 5-1 Resultados de flujo de potencia en distintos buses del circuito de C.B. El Bus 1 es el bus de evacuación de la subestación y el Bus 8 es donde se da la interconexión de la PFV.	80
Tabla 5-2 Condición actual de los Recloser	84
Tabla 5-3 Distancia geográfica de los dispositivos recloser desde la SE C.B.	84
Tabla 5-4 Corriente de falla trifásica en los buses seleccionados.....	86
Tabla 5-5 Corriente de falla monofásica en los buses seleccionados	88
Tabla 5-6 Configuración de las protecciones según el escenario	92
Tabla 5-7 Tabla extraída de la Norma IEEE 1547-2018. Se usaron los valores marcados en amarillo para la configuración de sobrevoltaje.....	93
Tabla E.6. 1. Análisis de corrientes de cortocircuito en kA para caso 001	136
Tabla E.6. 2. Análisis de corrientes de cortocircuito en kA para caso 011.	136
Tabla E.6. 3. Análisis de corrientes de cortocircuito en kA para caso 100.	137
Tabla E.6. 4. Análisis de corrientes de cortocircuito en kA para caso 101.	137
Tabla E.6. 5. Análisis de corrientes de cortocircuito en kA para caso 110.	138
Tabla E.6. 6. Análisis de corrientes de cortocircuito en kA para caso 111.	138

Lista de figuras

Figura 2-1 Elementos y arquitectura de una microred.....	19
Figura 2-2 Algoritmo para optimización en la coordinación de protecciones en microredes adaptativas.....	31
Figura 3-1 Red de distribución representada por sus impedancias durante una falla con presencia de GD.....	36
Figura 3-2 Diagrama unifilar para una falla en un alimentador adyacente para un sistema radial.....	40
Figura 3-3 Diagrama de secuencia de una falla de fase a tierra en un alimentador adyacente para un sistema radial	42
Figura 3-4 En la línea 1, el deslizamiento del motor cambia las corrientes $ 3I0 $ y $ 3I1 $ medidas por el relé 1 durante y después de la falla en la fase A en la línea 2.....	43
Figura 3-5 Diagrama unifilar de un sistema de transmisión con una falla de fase a tierra.	44
Figura 3-6 Diagrama de conexión de secuencia para una falla de fase a tierra en la línea de transmisión.....	45
Figura 3-7 Diagrama unifilar de un sistema radial con una falla de línea a tierra.....	47
Figura 3-8 Diagrama de secuencia de una falla de línea a tierra en un sistema radial	48
Figura 4-1 Curvas tiempo-corriente de fusibles en serie	55
Figura 4-2 Esquema de coordinación entre recloser y fusible.....	56
Figura 4-3 Coordinación de relés en serie	57
Figura 4-4 Coordinación para la protección de una línea con fusible y recloser.....	59
Figura 4-5 Circuito que se coordina con la curva de la figura 4.6.....	61
Figura 4-6 La figura muestra las curvas de coordinación e dispositivos relés y recloser en serie.	62
Figura 4-7 Esquema para la configuración de protecciones de sobre corriente	64
Figura 4-8 Comunicación entre IED, RTU y Control Center	68

Figura 4-9 Sistema de control de microredes SEL tiene la capacidad de proteger y controlar diversos tipos de fuentes de energía distribuida.	69
Figura 5-1 Modelo del circuito en el programa de simulación ETAP 16.0.0. La planta fotovoltaica y las baterías se encuentra dentro de subnetworks que se muestran en las siguientes imágenes.	77
Figura 5-2 Planta fotovoltaica de 5MVA.....	78
Figura 5-3 Planta de baterías de 4MVA / 16MWh.....	79
Figura 5-4 Visualización gráfica de las variaciones del flujo de potencia en tres de los buses del circuito. Los buses aguas debajo de los presentados en la imagen no fueron incluidos porque al ser cargas fijas, el flujo de potencia no varía de un escenario a otro como se aprecia en el Bus 7. La línea con flecha azul representa la dirección del flujo proveniente de la red de distribución. La línea con flecha naranja representa la dirección del flujo proveniente de la generación distribuida. Las barras color verde representan la potencia activa fluyendo hacia las cargas. Las barras celestes la potencia reactiva fluyendo hacia las cargas. Las barras de color naranja representan la generación distribuida (PFV + baterías según sea el caso) y las barras color azul la potencia reactiva entregada por la generación distribuida.	82
Figura 5-5 Ubicación propuesta para la PFV.....	85
Figura 5-6 Apreciación grafica de la disminución de la corriente de cortocircuito trifásica según la distancia del bus con respecto a la SE C.B. y el escenario simulado.	87
Figura 5-7 Apreciación grafica de la disminución de la corriente de cortocircuito monofásica según la distancia del bus con respecto a la SE C.B. y el escenario simulado.....	89
Figura 5-8 Curva para la regulación de la protección de bajo voltaje según el ROBCP de la UT.	94
Figura 5-9 Coordinación Recloser 005 (Aguas arribas) – Recloser 001 (aguas abajo) en el escenario 111.	95

Capítulo 1

Información general

1.1 Descripción del tema

En la búsqueda de generación de energía de fuentes limpias las redes eléctricas están cambiando el paradigma de generación concentrada en grandes centrales eléctricas y se tiene redes activas con generación a menor escala conectadas en distribución y subtransmisión, esto cambia la topología de la red y sus características produciéndose unos desafíos técnicos para su eficaz funcionamiento.

Las micro redes vienen a ser una solución que aprovecha la generación de fuentes de energía renovable ante contingencia de pérdida del servicio de energía eléctrica de la red principal, que permite a un segmento de la red funcione en forma aislada dando mayor confiabilidad del servicio, para la implementación es necesario que los dispositivos encargados de proteger por sobre corriente sea ajustado acorde a las características actuales que presenta y que esta sea segura para sus usuarios.

1.1 Objetivos

1.1.1 General

Diseñar un sistema de protecciones de sobre corriente adaptativas para micro redes eléctricas con presencia de generación distribuida con la posibilidad de funcionar eficazmente conectada a la red o en forma aislada.

1.1.2 Específicos

- Investigar los problemas que sufre la red eléctrica con la incorporación de generación distribuida en micro redes y sus posibles soluciones de mitigación.
- Diseñar un sistema de protecciones de sobre corriente adaptativa en una micro red que coordine correctamente en escenarios de conexión a red y en modo isla.
- Simular el circuito bajo estudio conectado a red y en modo isla con los parámetros de diseño propuesto para validar su eficacia.
- Evaluar el comportamiento y beneficios de las protecciones, con un diseño de ajuste clásico y el adaptativo propuesto.

1.2 Alcances

Conocer los cambios más relevantes en la incorporación de generación distribuida de fuentes de energía renovable en la red eléctrica, principalmente en los esquemas de protecciones de sobre corriente para implementar micro redes.

Proponer un sistema de protecciones de sobre corriente adaptativas para micro redes eléctricas con presencia de generación distribuida para su operación en modo de conexión a red e isla.

1.3 Antecedentes

Desde hace décadas se observó una futura crisis energética, esta crisis vendría acompañada con el deterioro medioambiental por el uso prominente de fuentes contaminantes para la generación de energía eléctrica, con el afán de contrarrestar esta problemática surgieron diversas alternativas para la generación eléctrica aprovechando los recursos renovables y a un bajo costo. Estos nuevos métodos de generación dieron lugar a la llamada “Generación Distribuida”. Este nuevo método de generación ha cambiado el paradigma de la red eléctrica, la cual fue diseñada de forma radial teniendo en el inicio de la red al generador y en el final a la carga. Con la generación distribuida ahora tenemos generación desde el lado de la carga supliendo desde unos pocos kW hasta cantidades en el orden de los MW.

Las zonas industriales o residenciales donde se han instalado una cantidad significativa de generación distribuida, podrían dar lugar a formar su propia micro red eléctrica y podrían cubrir las necesidades eléctricas de su entorno sin necesidad de conectarse a la red eléctrica nacional. En ese sentido nacen las micro redes eléctricas adaptativas, las cuales son una especie de redes eléctricas inteligentes que ante cambios y problemas en la red eléctrica de la distribuidora pueden switchear y cambiar para trabajar en una red aislada y sufragar sus necesidades mientras la red eléctrica de la distribuidora se estabiliza.

Un excelente ejemplo de una micro red adaptativa es la que cuenta el campus de la Universidad de Illinois, desarrollaron un sistema eléctrico enmallado con protecciones controladas por un control maestro, las cuales tienen la capacidad de cambiar su modo de operación y adaptarse a nuevos niveles de sobre corriente, permitiendo a la red eléctrica de la universidad trabajar de manera aislada o conectada a la red según convenga.

En la actualidad están en pleno apogeo las smartgrid que significa redes inteligente, en esa línea se han desarrollado trabajos de grado, posgrado y doctorados en diferentes ramas que componen este complejo tema, para este trabajo se citan principalmente investigaciones y proyectos referentes a los efectos de la introducción de energía renovables en las redes de distribución, micro redes conectadas a la red principal y en aisladas, así también la aplicación de protecciones de sobre corriente adaptativas.

1.4 Planteamiento del problema

Con el desarrollo tecnológico la red eléctrica está cambiando ya que hoy día la generación ya no solo es inyectada exclusivamente en la red de transmisión sino también a niveles de distribución y subtransmisión haciendo uso de fuentes de energía renovable, esto cambia totalmente el paradigma de construcción inicial de redes de distribución pasiva ya que hoy se tiene elementos activos, en ese sentido se van desarrollan micro redes eléctricas capaces de suplir la energía a los consumidores en escenarios de conexión a red y aislado, proveyendo de un sistema eléctrico más confiable.

Para que las micro redes sean operadas en forma confiable y segura deben ser más inteligentes que las redes actuales, ya que la penetración de fuentes de generación

distribuida que las conforman cambia en forma constantes ciertos parámetros relevantes de la red como las corrientes de falla, por lo que es necesario que las protecciones de estos sistemas se adapten en tiempo real a las condiciones que se presentan.

1.5 Justificación

La disponibilidad de fuentes de energía renovable cerca de los consumidores da la oportunidad de implementar micro redes que funcionen conectadas a la red principal o en forma aislada, contribuyendo a la confiabilidad del servicio eléctrico necesario para el desarrollo de toda nación, su implementación puede ser desde islas en los mares o lagos que cuentan con una sola línea de alimentación que ante contingencias quedan sin energía, hasta zonas industriales en las que es imprescindible el servicio debido a las pérdidas que una interrupción representa, teniendo estos sus propias fuentes de generación de energía se pueden adaptar los esquemas de protecciones para que estos sistemas operen en forma segura.

Con la incorporación de generación distribuida a la red eléctrica de distribución y sub-transmisión se alteran parámetros importantes como las corrientes de cortocircuito, dependiendo de su estado ON-OFF, su tecnología y ubicación del punto de conexión, por lo que es imperativo que los sistemas de protección de sobre corriente se adapte a las condiciones de la red en tiempo real.

Capítulo 2

Marco teórico

2.1 Microred eléctrica

Históricamente la producción de electricidad se ha basado en la generación a gran escala ubicada cerca de la fuente primaria de energía; este modelo presenta múltiples beneficios basados en la economía de escala [1], lamentablemente este esquema muestra algunas desventajas técnicas ya que las grandes centrales, por lo general, están muy alejadas de los centros de consumo y el transporte de esos volúmenes de energía implica una gran infraestructura y altas pérdidas.

Los sistemas eléctricos de potencia modernos se caracterizan por su alta complejidad y expansión constante tanto geográficamente como en su potencia; paralelo al aumento de la demanda servida por los sistemas eléctricos de potencia, las cargas incrementan sus requerimientos en cuanto a la calidad del servicio [2].

En el principio los sistemas eléctricos de potencia se diseñaban sobredimensionando las capacidades por el crecimiento futuro que la red tendría lo cual permitía mantener holgadamente los criterios de seguridad y calidad; en la actualidad, se realizan diseños más cercanos a los puntos de trabajo real y se procura evitar un sobredimensionamiento tanto de redes como de subestaciones, esto por aspectos económicos; por lo tanto, los sistemas se ven sometidos continuamente a estrés y a trabajar cada vez más cerca de sus límites físicos, ante esta perspectiva se han buscado opciones para evitar la congestión de las redes. Una alternativa lógica es colocar generación cerca de la demanda.

La reducción de los costos de las tecnologías de energías renovables y los marcos regulatorios favorables han dado paso a que cada vez más usuarios opten por instalar micro generación; este proceso está transformando las redes eléctricas en el país y el mundo entero, ya se habla de que la red debe tender a ser inteligente, la transición entre la red

tradicional y la red inteligente (Smart Grid) se da mediante la implementación de las microredes [3].

Podemos decir que una microred comprende una porción de la red de distribución, ubicada a continuación de una subestación que con tiene un conjunto de cargas, generación distribuida (GD) de distintos tipos, en algunos casos sistemas de almacenamiento con características y capacidades distintas [4], con la capacidad de funcionar conectada o desconectada a la red principal. También la podemos definirla como un conjunto de instalaciones de generación, almacenamiento, cargas y transmisión de energía que puede conectarse o desconectarse de una red mayor, creando un sistema energético más resistente cuyo control local pueda ejercerse sobre todo el circuito de creación, adquisición, venta y utilización de energía según “The next system project”.

El punto de conexión a la red principal se denomina punto de acoplamiento común (PAC) [5], este elemento de conexión debe permitir una transición suave entre los modos conectado – desconectado, además de permitir la sincronización en el momento de la reconexión a la red. La microred puede también trabajar de manera aislada de la red en el caso de regiones a las cuales el sistema de transmisión no pueda llegar, este modo se denomina modo aislado.

El desarrollo de tecnologías de estado sólido, la mejora de la confiabilidad de las comunicaciones y el incremento de la capacidad de los medios de almacenamiento han llevado a considerar a las microredes como el siguiente paso en la evolución de los sistemas eléctricos de potencia.

2.1.1 Topología de una microred

La topología de una microred está formada básicamente por elementos de generación distribuida, cargas residenciales, comerciales o industriales, en algunos casos almacenamiento de energía y un punto de acoplamiento común como se muestra en la Figura 2 1. Todo esto para que funcione en armonía está acompañado en paralelo de un sistema de comunicación que recolecta los datos de cada agente o elemento para su procesamiento central.

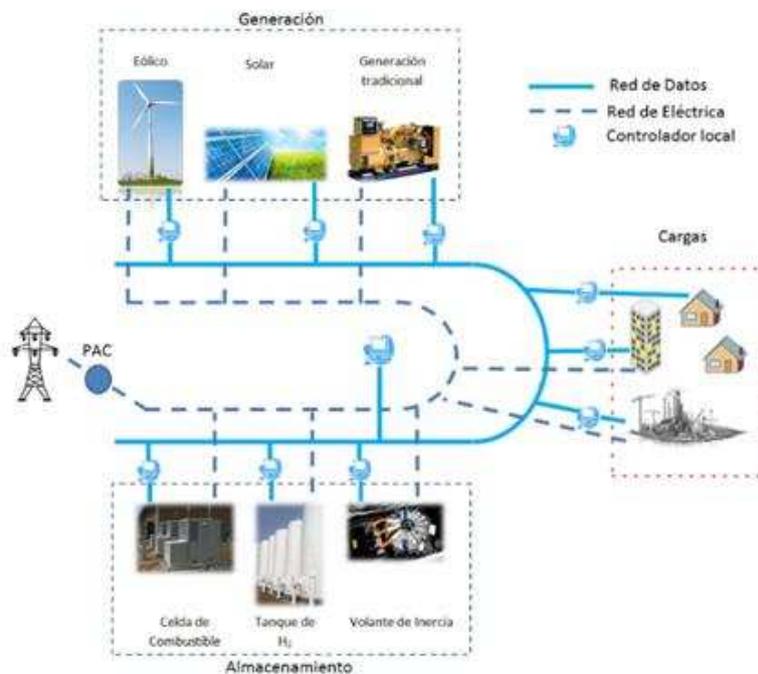


Figura 2-1 Elementos y arquitectura de una microrred

2.1.1.1 Generación distribuida

Las redes eléctricas reestructuradas se enfocan en instalar en toda la red un gran número de fuentes de generación distribuida (GD) de pequeña capacidad, de manera que se pueda abastecer la demanda local con la generación local; esta configuración permite reducir el estrés sobre el sistema de transmisión, alargando la vida útil de la red y mejorando la continuidad de servicio; en caso de una falla, la GD puede compensar la baja calidad.

En esta línea, la generación distribuida consiste en diversos tipos de equipos de pequeña capacidad, generalmente menores a 10 MW [4]. La generación puede contener tanto con fuentes renovables y no renovables.

La generación distribuida se clasifica en:

1. Máquinas rotantes: generadores tipo diésel, turbinas hidráulicas o eólicas de velocidad controlada, turbinas a gas, generadores tipo biomasa.

2. Máquinas acopladas electrónicamente [4]: las fuentes electrónicamente acopladas entre las cuales constan de unidades de generación en corriente continua o alterna a frecuencias variables.

La generación distribuida puede también clasificarse en función del control que se puede realizar sobre el flujo de potencia, en este criterio se clasifican las unidades como:

- Despachable: en este grupo se encuentran todas las unidades a las que se puede controlar su fuente primaria de energía, tales como turbinas hidráulicas con almacenamiento, motores diésel, turbinas a gas, generadores tipo biomasa, etc.
- No despachable [4]: entre las no despachable se encuentran las unidades cuya producción no puede ser regulada de forma externa, es decir, sus fuentes de energía son variables; en este grupo están las centrales hidráulicas de pasada, eólicas, fotovoltaicas, donde se busca obtener la máxima potencia.

2.1.1.2 Carga

La microred puede servir cargas industriales, comerciales y residenciales. Su meta es que estas cargas puedan ser servidas con la mayor calidad y a los menores costos [3]

2.1.1.3 Almacenamiento de energía

El almacenamiento de energía consiste en elementos que permiten almacenar energía eléctrica en diversas formas (química, magnética, cinética, etc.) para luego utilizarla en los momentos que se requieran. Se tiene como alternativas viables: baterías, volantes de inercia, supercapacitores, almacenadores magnéticos, almacenadores de hidrógeno, almacenamiento de aire comprimido.

2.1.2 Operación

La microred básicamente es un sistema inteligente que permite la administración de generación distribuida, carga y almacenamiento que están conectadas dentro de su área de cobertura, este conjunto de elementos está regido por la normativa IEEE Std 1547 [16].

Durante la operación normal la microred se encarga de realizar un equilibrio constante entre la oferta y la demanda, además de los criterios técnicos tiene que trabajar con las restricciones económicas que buscan que todos los agentes de la microred se beneficien; este sistema de máximo beneficio económico es una restricción que no debe imponerse a la continuidad de servicio.

2.1.2.1 Operación aislada de la red

Tradicionalmente los sistemas eléctricos aislados han sido servidos por generación en sitio, basada en los recursos disponibles o en combustibles de fácil transporte y almacenamiento principalmente hidrocarburos; la gran ventaja de las fuentes renovables es la utilización de energías como el sol, el viento, biomasa o el recurso hídrico que pueden ser localmente abundantes y se convierten en opciones viables para lugares a los que es muy difícil transportar combustibles. En este entorno, las microredes son una alternativa para administrar eficientemente la generación y controlar el proceso de carga y descarga de los almacenadores.

Las fuentes deben ser dimensionadas para abastecer la carga y un margen de seguridad adecuado, los sistemas de control por lo tanto buscan mantener niveles de tensión y frecuencia con pocas desviaciones de los puntos de referencia.

2.1.2.2 Operación interconectada a la red

Este modo es presentado en la figura 2.1, la microred que se conecta al sistema mediante un punto de acoplamiento común (PAC), este interruptor puede desconectar la red si la calidad del suministro disminuye por debajo de un umbral definido y previa orden del control de la microred.

Conectado a la red

En este modo la microred procura abastecer la mayor cantidad de la demanda, gestionar la carga/descarga del almacenamiento de energía si se tiene, de manera que la red funcione como un nodo slack (swing bus o nodo de balance), absorbiendo o entregando las

diferencias de energía; además, el punto de conexión provee una referencia de tensión y frecuencia que ayuda a mantener estos parámetros también en la microred.

Desconectado a la red

Las microredes que se aíslan de la red deben continuamente buscar el balance entre la generación y la demanda, por ello los sistemas de adquisición de información son muy importantes para una operación óptima.

El modo desconectado de red, básicamente es activado cuando los siguientes escenarios se llevan a cabo:

- Mantenimientos programados.
- Contingencias.
- Tormentas eléctricas.
- La red brinda suministro con baja calidad de la energía, alguno de los parámetros del sistema no cumple con las expectativas de las cargas.
- Como respuesta a los precios de la energía.
- Durante momentos de estrés del sistema, esto incluye horas pico, estado de alerta de la red, emergencia o recuperación del sistema eléctrico de potencia.
- Casos de falla en elementos de la red principal.

Otro punto a tomarse en cuenta es la desconexión y posterior reconexión a la red principalmente por la sincronización; el punto de acoplamiento común debe brindar las facilidades para que la microred pueda acoplarse a la red cuando sea necesario.

2.1.3 Ventajas de las microredes

- Autonomía: Las microredes permiten abastecer las cargas conectadas en su área de cobertura durante los períodos en los cuales la red no pueda hacerlo.
- Eficiencia: Se reducen las pérdidas eléctricas, se optimiza el uso de la red existente (líneas, subestaciones), además al utilizar fuentes de energía disponibles en las zonas el consumo de energía de la red principal es menor.

- **Compatibilidad y escalabilidad:** La microred permite la entrada de diversos tipos de generación en la red, esto además de aumentar la energía disponible amplía la matriz energética permitiendo mayor confiabilidad y continuidad en la generación.
- **Calidad de energía:** Los usuarios conectados a la microred reciben una mayor calidad en el servicio al mejorar la continuidad y disponibilidad de la energía, reduciendo la energía no servida e incrementando la calidad de la forma de la onda.

2.1.4 Desventajas de las microredes

- **Problemas de coordinación del sistema de protecciones:** La microred tiene un circuito equivalente distinto cuando se encuentra en modo conectado o desconectado de la red y en menor medida por el régimen de potencia inyectada o tecnología de interfaz, el cambio básico radica en la potencia de cortocircuito, todo esto en conjunto exige adoptar esquemas de protección mucho más complejos e inteligente.
- **Costos y tiempos de recuperación de la inversión:** El sistema completo de una microred requiere un conjunto de elementos y equipos de adquisición, procesamiento y comunicación de la información lo cual eleva los costos de implementación. El precio de la generación con fuentes alternativas es relativamente alto, lo cual ofrece un panorama desalentador para las inversiones, esta situación puede ser evitada con incentivos de los Gobiernos u organismos internacionales, sin esto las microredes tendrán un desarrollo mucho más lento.
- **Comunicación entre agentes de la red:** La comunicación entre los agentes de la microred es parte fundamental del proceso de operación ya que las acciones de control se toman en tiempo real y en función de las mediciones de la red, este proceso sería imposible si no existiese un sistema rápido y confiable de comunicaciones. Actualmente, la fibra óptica es la opción más práctica por su confiabilidad y velocidad, pero por su costo sigue siendo una opción secundaria frente a otras alternativas más económicas como, por ejemplo, la comunicación por los mismos cables de la red usando Power Line Communication.

- Regulatorias: Las microredes requieren un marco legal para poder participar del mercado en el cual se conectan ya que pueden ofrecer servicios a la red, pueden considerarse una unidad de generación que se comporta como una central convencional, brindando servicios a la red, estos servicios deben también ser liquidados a los agentes que participan

La microred está planteada como una solución inteligente para incluir y controlar la generación distribuida que alimenta a las cargas locales, durante las etapas de diseño y planificación se debe establecer las metas y requerimientos del sistema a implantar, entre ellos se considera:

- Aprovechar las fuentes energéticas disponibles en la zona.
- Servir las cargas de la microred con altos parámetros de calidad y al menor costo posible.
- Definir los puntos de interconexión con la red y dotarlos con la capacidad de sincronización.
- Establecer contratos con el operador de la red para la compra y venta de energía además de proveer servicios complementarios a la red [6].
- Responder dinámica y eficientemente ante los cambios que se presenten en los parámetros del sistema.
- Ubicar y dimensionar los sistemas de almacenamiento de energía empleados cuando la generación y consumo de la microred no pueden ser exactamente ajustados [5].

Las microredes son el siguiente paso en la evolución de los sistemas eléctricos de potencia, tanto por sus características de eficiencia como por la capacidad de vincular la generación distribuida. Las alternativas de generación renovable son una de las soluciones frente a los problemas ambientales, su gran inconveniente radica en su variabilidad y altos costos, por ello las microredes son un modelo importante ya que permiten controlar y vincular distintos tipos de generadores explotándolos de manera conjunta.

2.2 Condiciones de sincronismo

La sincronización de un generador al sistema de potencia debe ser hecha cuidadosamente, antes de cerrar el interruptor de potencia que conecta el generador aislado con el sistema de potencia se debe verificar que la frecuencia y el voltaje coincidan estrechamente y el ángulo del rotor debe ser cercano al ángulo de fase instantáneo del sistema. Una pobre sincronización puede:

1. Dañar el generador y el primotor debido al estrés mecánico ocasionado por la aceleración o desaceleración del rotor para coincidir con los parámetros del sistema.
2. Dañar el bobinado del generador y del transformador elevador debido a las altas corrientes.
3. Provocar oscilaciones en el sistema de potencia y desviaciones del nivel de voltaje nominal.

Tradicionalmente, el sistema de control del generador incluye un panel de sincronización. Este panel incluye indicadores de voltaje, ángulo y deslizamiento y da una orientación al operador sobre que ajustes debe hacer al gobernador y al excitador, y cuando la condiciones son aceptables para cerrar el interruptor de potencia. En muchos casos, este proceso es automático usando un sincronizador automático con control manual como respaldo.

Condiciones de sincronización

Para entender el proceso de sincronización, se deben tener claros los siguientes conceptos:

1. Un generador síncrono es un sistema electro-mecánico
2. Cuando se aplica el voltaje trifásico del sistema a las bobinas del generador, se crea un campo magnético rotatorio que rota a la velocidad de sincronismo.
3. La velocidad de sincronismo está determinada por el número de polos del estator.
4. El rotor tiene un campo magnético fijo que, al girar, provoca un campo magnético rotatorio.
5. El rotor está conectado al primotor por un eje mecánico y suple la energía mecánica que será convertida a energía eléctrica.

6. Cuando el estator es conectado al sistema de potencia, el rotor y el estator se unidos por el campo magnético, y el rotor debería girar a la velocidad de sincronismo. De esta manera, al ser unido el generador al sistema de potencia el sistema eléctrico y el mecánico están “atados” juntos.

Los conceptos anteriores permiten dilucidar que antes de cerrar el interruptor de potencia que une al generador con el sistema de potencia, la velocidad de rotación de los campos magnéticos y, por lo tanto, la frecuencia del voltaje inducido en el estator es gobernado por la velocidad del rotor. Una vez el interruptor de potencia se cierra, la velocidad de rotación del campo magnético es gobernada por la frecuencia del sistema de potencia, entonces, el rotor y el primotor deben cambiar su velocidad y posición casi instantáneamente para unirse al sistema de potencia. En la unión del generador con el sistema de potencia se provocarán torques para ajustar las masas giratorias a los parámetros de la red, esos torques transitorios si son muy elevados pueden provocar daños al generador además de desestabilizar las variables del sistema durante el lapso de tiempo en el cual el generador se frena o acelera para unirse al sistema de potencia.

El estándar IEEE C50.12 [14] y C50.13 [15] provee los requerimientos de sincronismo a cumplir. Los limites dictados son:

- Ángulo: $\pm 10^\circ$
- Voltaje: 5 % máx.
- Deslizamiento: ± 0.067 Hz
- Misma rotación angular

Junto con los torques transitorios del sistema mecánico, habrá oscilaciones de energía eléctrica además si el generador se sincroniza con un sistema débil, estas oscilaciones pueden ser relativamente grandes. Por otro lado, el generador constituye una gran fuente dinámica de potencia reactiva. Si el excitador está en modo manual durante la sincronización y el voltaje del generador es más bajo que el voltaje del sistema, puede causar una caída de voltaje al sistema de alimentación local si el sistema conectado no puede suministrar los VAR para mantener el voltaje. La es peor si el excitador está en modo

de regulación de voltaje durante la sincronización. Tan pronto como la unidad se sincronice con el sistema, el regulador de voltaje podría retroceder inmediatamente la excitación para tratar de bajar el voltaje a su punto de ajuste, lo que da como resultado una condición extremadamente subexcitada. El campo magnético débil puede hacer que la máquina no se sincronice o se retire del sincronismo poco después de la sincronización.

2.3 Protecciones de sobrecorriente adaptativas

Con la evolución de las nuevas tecnologías la incorporación de generación distribuida tiene cada día mayor penetración en las redes eléctricas con el aprovechamiento de recursos renovables, este hecho trae consigo muchos retos técnicos a solventar, entre ellos en los sistemas de protección de sobrecorriente que deben garantizar los criterios de selectividad, sensibilidad y confiabilidad, volviéndose más complejo cuando forma parte de protecciones en una microrred ya que debe actuar ante fallas cuando está interconectada a la red y aislada.

2.3.1 ¿Por qué la necesidad de protecciones adaptativas?

Para una operación satisfactoria de las microrredes se debe garantizar una protección en todo momento, debido al funcionamiento que estas tienen se ven afectados parámetros técnicos fundamentales en la coordinación de las protecciones como lo son las corrientes de cortocircuito, esto altera criterios de desempeño básicos como:

- **Selectividad:** Al inyectarse corrientes de cortocircuito a lo largo de la línea de transmisión/distribución hace que se obtengan altas corrientes de cortocircuito en algunas partes de la red, rompiendo la coordinación de las protecciones, haciendo que un dispositivo actúe antes de lo debido, afectando tramos de línea mayores con ramales sanos.
- **Sensibilidad:** Cuando cambia de estado o régimen de operación la microrred, la magnitud de corriente de cortocircuito se altera, debido a que la corriente de cortocircuito no es suficiente para ser vista como falla se puede confundirse con

corrientes de carga, desplazando el disparo instantáneo a regiones de la curva de tiempo inverso y en el peor de los casos menores al pick up.

- Confiabilidad: Perdiendo la selectividad y sensibilidad se tiene una red con cortes de energía innecesarios en tramos de línea sana, con apagones prolongados.
- Seguridad: La pérdida de sensibilidad lleva a tiempos de respuesta de los esquemas de protección muy altos, presentando tiempo de despeje de fallas peligrosos para las personas y equipos involucrados.

2.3.2 ¿Qué son las protecciones de sobrecorriente adaptativas?

Mediante la ayuda de los relés electrónicos, sistemas de comunicación, mediciones en tiempo real y procesamiento de información de hoy día ya se está en la capacidad de diseñar e implementar sistemas de protecciones de sobrecorriente adaptativas, que consiste en un sistema de protecciones que tienen la capacidad de alterar o cambiar sus parámetros de operación en cualquier momento, ya sea por decisión propia, donde el algoritmo este programado en él o por orden de un equipo externo, con el fin de adecuarse a un cambio de topología que se presente en el sistema de potencia.

Los sistemas de protección adaptativos ya no son solo una alternativa de protección sino se ha vuelto una necesidad ineludible en las redes eléctricas que será la base para la implementar microrredes, ya sea para el área rural o industrial con alta penetración de generación distribuida, conceptos en pleno desarrollo implícitamente en las SMART GRID (redes inteligentes), que permitirá en pocas palabra a una porción de la red eléctrica operar conectado al sistema eléctrico interconectado del país o en forma aislada de este ante falla, dando mayor confiabilidad al sistema.

La necesidad de los esquemas de protección adaptativos se ha visto evidenciado en redes eléctricas que tienen presencia de generación distribuida, como se ha vuelto común en las redes de distribución y transmisión en el país con tecnologías que aprovechan principalmente:

- Energía solar.
- Energía de biomasa.

- Energía eólica.

Con la incorporación de estas fuentes de energía renovable en las redes eléctricas cambia el paradigma de redes pasivas, se tiene generación ahora en el lado de la carga con características muy diferente a los generadores convencionales, como interfaz electrónico de potencia, generación de energía intermitente en función del recurso renovable que usa, escala muy variable desde unos pocos kW hasta los MW.

Las fuentes renovables incorporadas a la red traen consigo cambios en los parámetros eléctricos en función del régimen de generación al que están sometidos, fluctuantes en el tiempo como es el caso del fotovoltaico y eólico cuando no se tiene medios de almacenamiento de energía que le den respaldo a las plantas. Los cambios más evidentes son:

- Flujos de potencia bidireccionales.
- Cambio en las corrientes de cortocircuito.
- Cambio en las corrientes de carga en la línea.

El cambio en las corrientes de cortocircuito ha sido ampliamente investigado por algunos autores [7] [8], observando que depende principalmente del punto de conexión y la potencia inyectada por el generador el efecto que este tenga, influyendo directamente los rangos de tiempos y corrientes en la coordinación de los dispositivos protección.

Las protecciones adaptativas tienen 2 formas alternativas para la modificación o actualización de sus configuraciones:

1. Implementar lógica adaptable a nivel de relé de modo que el dispositivo modifique sus parámetros en función de señales de entrada (tensión, corriente, entradas binarias, etc.)
2. La configuración de parámetros de ajuste a nivel de sistema mediante enlace de comunicación de forma remota de un dispositivo central de procesamiento de las variables globales de los elementos que conforman la microred, actualizando a un esquema de protección que incluya todos los relés del sistema.

Los ajustes primordiales en los esquemas de protecciones adaptativas están en función de la búsqueda de la coordinación óptima mediante la selección de:

- Tipo de curvas: seleccionar de la familia de curvas estándar la que mejor se adapte al esquema global del sistema de protecciones y que coordine con el resto de dispositivos.
- Pick up: establecer la corriente de arranque (para las diferentes funciones de protección 50, 51, etc.) en función del estado actual de la red y régimen de carga, tomando en cuenta siempre la corriente de cortocircuito disponible.
- Tiempo: programar el time dial que obtenga los tiempos de despeje de falla más bajos y coordinen con los distintos dispositivos que forman el esquema de protección, respetando los intervalos de tiempo de coordinación (CTI) de estos.

El régimen de generación local en combinación con una posible operación aislada de la red puede plantear serios problemas en los esquemas de protección, afectando principalmente la selectividad, sensibilidad, confiabilidad imprescindibles en todo sistema de protecciones, dependiendo de la localización y configuración que tengan los dispositivos, para contrarrestar los efectos se plantea un sistema de protecciones adaptativas cuyo funcionamiento general se puede explicar conceptualmente mediante un diagrama de flujo siguiente:

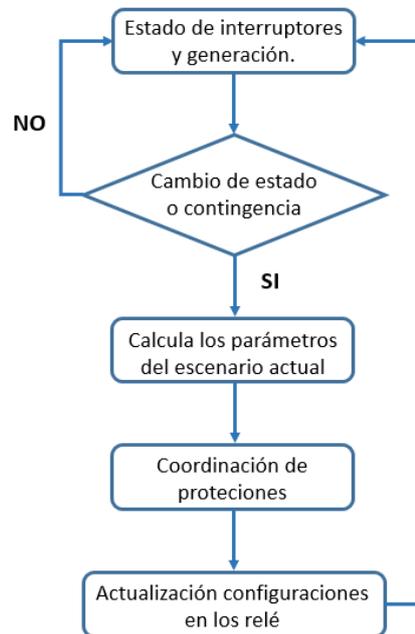


Figura 2-2 Algoritmo para optimización en la coordinación de protecciones en microrredes adaptativas

Fundamentalmente el esquema de protecciones adaptativas debe de supervisar y actualizar constantemente las configuraciones de los dispositivos de protección, así como también monitorear la generación que se tienen en la red, en el primer bucle que se muestra en el diagrama supervisa constantemente el estado de los interruptores y el régimen de generación inyectado para detectar un cambio de estado o contingencia, mientras no detecta cambio alguno este seguirá haciendo un monitoreo, al detectar un cambio se realiza los cálculos del escenario que se tendría para coordinar los dispositivos de la forma que mejor se adate al escenario, una vez se logra la coordinación se actualizan las configuraciones de los dispositivos de protección para garantizar la selectividad, sensibilidad y confiabilidad del escenario actual, después de la actualización de las configuraciones el sistema regresa a la supervisión y monitoreo a espera de un nuevo cambio.

2.3.3 *Requerimientos*

- **Monitoreo y actualización constante:** El sistema de protecciones adaptativo requiere de una unidad central de procesamiento de información obtenida de elementos en la microred constantemente, para la detección de cambios de estado o régimen de carga y actualización de configuraciones en los dispositivos de protección correspondiente al escenario de funcionamiento.
- **Relés programables:** se necesitan relés electrónicos con la capacidad de programación local o remotamente, ya sea automática o manualmente con una disponibilidad amplia de familias de curvas características TC y capacidad de intercambiar información con otros elementos del sistema.
- **Infraestructura de comunicación, procesamiento y almacenamiento de información:** la inteligencia al sistema requiere de una infraestructura de comunicación rápida y confiable para el intercambio de información entre los agentes/elementos del sistema, haciendo uso de protocolos de comunicación estándar compatible para todos los dispositivos involucrados y la computadora central de procesamiento.
- **Escenarios de coordinación:** Debido a la naturaleza de funcionamiento de las microredes, los esquemas de protección deben ser coordinados para cada posible caso de operación o en su defecto en los más críticos, asegurando cumplir los criterios de desempeños de las protecciones de sobrecorriente, por lo que se hace necesario al menos analizar todos los posibles casos de operación interconectado y desconectado de la red.

2.3.4 *Ventajas*

- **Microredes:** una porción de la red principal puede operar interconectada y aislada de la red en forma segura con presencia de generación distribuida.
- **Facilidad de variación de carga-generación:** Al estar monitoreando y actualizando constantemente la microred, el sistema está protegido en todo momento sin importar los cambios que la topología presenta.

- Generación de fuentes renovables: se tiene la versatilidad de poder tener mayor penetración de generación distribuida por medio de fuentes renovable operando la microred en forma segura.

2.3.5 Desventajas

- Diseño: al tener un gran número de escenarios de operación posibles se hace un trabajo más exhaustivo para poder analizar cada uno y coordinar el esquema de protección global del sistema.
- Relación costo/beneficio: una solución vanguardista de protecciones de sobrecorriente tiene muchos requerimientos (como los citados anteriormente), que representan una inversión inicial alta relativa a los esquemas de protección tradicional, que solo se justifica a través de un análisis económico que refleje los costos-beneficios obtenidos, tomando en cuenta el tipo de consumidores y generadores en la microred, los costos de energía no servida, las pérdidas de consumidores y generadores. Los costos totales serían los de inversión y operación a lo largo de la vida del sistema, los beneficios la reducción en tiempos fuera de línea y pérdidas que ello conlleva.

Capítulo 3

Impacto de la generación distribuida en las protecciones del sistema eléctrico

La generación distribuida aplicada en el nivel de distribución es una preocupación que comienza a aparecer entre las empresas distribuidoras. Se asocia con el término generación distribuida los sistemas eólicos, fotovoltaicos y otros tipos de generación de energía eléctrica amigable con el medio ambiente. Además, el término “Generación distribuida” significa generación que no es centralmente despachada y es lo suficientemente pequeña para ser conectada a través del sistema de distribución.

La generación distribuida ciertamente tiene ventajas como suplir la caída de tensión en los cables que se encuentran muy retirados del alimentador primario de la subestación. Accesibilidad en zonas rurales donde el costo de inversión de una red de distribución es mucho mayor a un sistema aislado con GD y el aumento de la confiabilidad del sistema eléctrico, entre otras.

3.1 Criterio de protecciones

Típicamente, las protecciones de un sistema de distribución están basadas en la suposición de un flujo unidireccional de corrientes de falla. Las protecciones de corto circuito son, por lo tanto, bastantes sencillas de implementar con dispositivos de sobre corriente coordinados para lograr la selectividad y la protección de dispositivos de los ramales, afectando la menor cantidad posible de usuarios.

Con la integración de GD al nivel de distribución podría afectarse la base esencial del sistema de distribución y las corrientes de falla, o de flujo de potencia, podrían fluir en ambas direcciones. Así un GD podría alimentar corrientes de fallas localizadas en otros

alimentadores de la misma subestación o incluso a niveles más altos de tensión. La variación de la dirección de las corrientes complica el uso de protecciones tradicionales basadas en la suposición de un flujo unidireccional.

Este hecho de un flujo bidireccional podría causar problemas con la operación de la protección, por lo tanto, ciertos estudios extras serán necesarios para la configuración de los dispositivos, algunos ejemplos de los estudios son:

- Efectos térmicos de los dispositivos del circuito.
- Operación de la protección del alimentador del GD en diferente tipo de fallas.
- Operación de la protección de la unidad GD durante los recierres.
- Contribución a las corrientes de falla de los GD en todos los puntos de la red.

Operación de las protecciones durante las variaciones de voltaje y otras perturbaciones.

La incorporación de generadores distribuidos tiene su principal impacto negativo en el comportamiento de las protecciones. Los problemas más habituales de los sistemas de distribución que incorporan GD son:

- Cegamiento de las protecciones
- Disparos por simpatía
- Pérdida de coordinación recloser-fusible

3.2 Cegamiento de las protecciones

El cegamiento de las protecciones es un problema crítico que reduce el nivel de corriente vista por el relé. Este problema sucede cuando la GD y la subestación están alimentando a una falla en paralelo. Debido a las impedancias de corto circuito la corriente que fluye a través de los relés disminuye. Generalmente, el nivel de la corriente de falla aumenta en el punto de falla por la contribución de las unidades de GD, pero es la corriente medida a través del relé la que dicta la operación de la protección, y es ahí donde se ve una disminución que debe ser considerada en el estudio de coordinación. [9]

Las fallas más problemáticas que incrementan el efecto de cegamiento de la protección suelen ser las fallas de doble línea o las de alta impedancia. Especialmente en relés con tiempo definido el cegamiento es un problema porque el bloqueo sucede cuando se alcanza un nivel mínimo y este podría nunca ser alcanzado. En relés con curvas de tiempo inverso, el cegamiento se ve como un retraso en la operación de la protección, la cual también puede acarrear problemas como el sobrecalentamiento de los componentes y líneas.

El razonamiento para el cegamiento puede ser encontrado calculando corriente de falla aplicando impedancias de Thevenin. Asumamos el siguiente circuito:

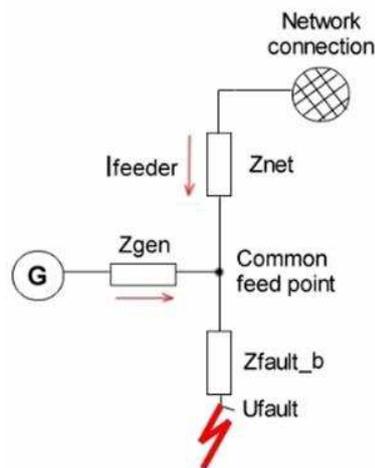


Figura 3-1 Red de distribución representada por sus impedancias durante una falla con presencia de GD

En la Figura 3.1 el nodo llamado “common feed point (cfp)” es definido como el nodo más cercano a la falla que es alimentado en paralelo por la unidad de GD y la red. Así el CFP no es un punto fijo, pudiendo estar localizado a diferentes distancias en diferentes situaciones. Si la falla se localiza directamente en el CFP, la impedancia $Z_{\text{fault_b}}$ es igual a cero. El nodo CFP es importante porque la intensidad del cegamiento es dictada por la razón de impedancias entre CFP y otras partes de la red.

En un primer escenario sin GD conectada a la red, la I_{feeder} para una corriente simétrica de corto circuito puede ser calculada como:

Ecuación 3-1

$$I_{feeder} = \frac{U_{fault}}{Z_{net} + Z_{fault_b}}$$

Donde

Z_{net} es la impedancia de la red hasta el punto CFP

U_{fault} es el voltaje prefalla

Z_{fault_b} es aquí la impedancia total del ramal entre CFP y el punto de falla, incluyendo también las impedancias de falla.

Si se conecta la unidad GD a la red como se muestra en la figura 3.1 y se llama Z_{gen} a la impedancia de la unidad generadora y la línea, se puede calcular la impedancia Thevenin para la conexión en paralelo de GD

Ecuación 3-2

$$Z_{th} = Z_{fault_b} + \left(\frac{Z_{gen}Z_{net}}{Z_{gen} + Z_{net}} \right)$$

Se procede a calcular la corriente total de falla y dividir dicha corriente para cada ramal

Ecuación 3-3

$$I_{feeder} = \left(\frac{Z_{gen}}{Z_{gen} + Z_{net}} \right) \left(\frac{U_{fault}}{Z_{th}} \right)$$

Ecuación 3-4

$$I_{feeder} = \left(\frac{Z_{gen}}{Z_{gen} + Z_{net}} \right) \left(\frac{U_{fault}}{Z_{fault_b} + \frac{Z_{gen}Z_{net}}{Z_{gen} + Z_{net}}} \right)$$

Ecuación 3-5

$$I_{feeder} = \left(\frac{Z_{gen}}{Z_{gen} + Z_{net}} \right) \left(\frac{U_{fault}}{Z_{fault_b} + \frac{Z_{gen}Z_{net}}{Z_{gen} + Z_{net}}} \right)$$

Esto demuestra la disminución en la medición de corriente vista por el relé. Si se elimina el término Z_{gen} de la ecuación anterior, la corriente de falla vista por el relé se mantendría sin cambios. Es importante notar que la impedancia del ramal fallado Z_{fault_b} incluye la impedancia de falla y la impedancia de línea entre el punto CFP y el punto de falla. Por lo tanto, si Z_{fault_b} es igual a cero o cercano a cero, podría ser posible obtener una medición de corriente casi teórica sin impedancia de los ramales. Así, el cegamiento de las protecciones siempre ocurre durante la falla, pero la intensidad del problema es dictada por la distancia del punto de falla y el punto de interconexión de la unidad GD.

3.2.1 Recomendaciones para solucionar el problema de cegamiento

1. Definir protecciones que saquen del sistema al generador distribuido en el menor tiempo posible, provocando que el cegamiento del relé aguas arriba dure la menor cantidad de tiempo posible y pueda funcionar según su umbral establecido.
2. Disminuir los valores de impedancia en el circuito, esta solución es la menos rentable por el alto incremento de la inversión.

3.3 Disparos por simpatía

Los disparos por simpatía son operaciones indeseables del relé por cargas desbalanceadas o niveles altos de carga que ocurren durante o inmediatamente después de la salida de una sección fallada. La raíz de los disparos por simpatía es el tipo de conexión de la carga servida por el alimentador de distribución. Existen dos clasificaciones de disparos por simpatía: los que ocurren debido a una lenta recuperación de voltaje y los que ocurren debido a cargas desbalanceadas durante la salida de una sección fallada.[10]

3.3.1 Recuperación lenta de voltaje

Recuperación lenta de voltaje, o en otras palabras extendida duración de sags, son comúnmente iniciadas por una falla en una línea adyacente de el mismo nivel de voltaje o superior. El retraso en la recuperación del nivel de voltaje es debido al tipo de carga conectada y la principal culpa son las cargas de grandes bloques de motores de inducción de baja inercia que pierden velocidad rápidamente ante una falla sag. Los motores monofásicos de los aires acondicionados residenciales son una aplicación común de esos motores. A medida que estos motores se detienen, consumen más corriente por la disminución de su impedancia efectiva. Dado que puede haber muchos aires acondicionados servidos por un solo alimentador monofásico, este alimentador puede experimentar un aumento de la corriente de carga debido a la variación de voltaje resultado de una falla en un alimentador adyacente, provocando el disparo del relé que cubre la carga de motores monofásicos y así resultando en una operación indeseada.

3.3.1.1 Ejemplo: Falla en alimentador adyacente induce disparo por simpatía

Se examinará el problema de la recuperación lenta de voltaje para una falla de fase a tierra en una línea de distribución paralela.

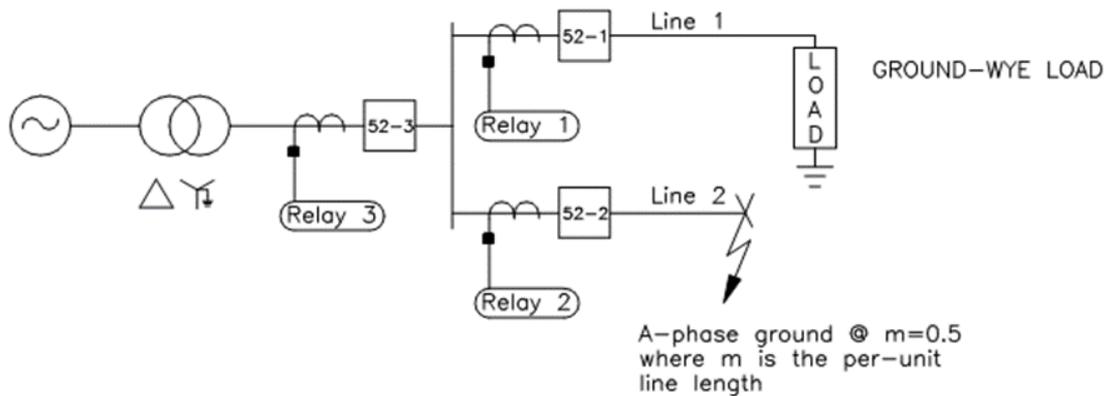


Figura 3-2 Diagrama unifilar para una falla en un alimentador adyacente para un sistema radial

Para cualquier falla en la línea 2, la acción deseada de los tres relés mostrados en la Figura 3.2 es la siguiente:

1. Relé 2 dispara al interruptor 52-2.
2. Relé 3 siente la falla de línea a tierra, pero no dispara el interruptor 52-3 a menos que el interruptor 52-2 falle.
3. Relé 1 no dispara, porque la línea que protege no está fallada. Interruptor 52.-1 se mantiene cerrado y la carga servida por la línea 1 se mantiene energizada.

En el ejemplo se asume que la línea 1 tiene significativa carga de motores monofásicos de baja inercia conectados al final de la línea, tal como se podría ver un largo bloque de casas localizadas al final de un alimentador.

Los parámetros del sistema son los siguientes:

Secuencia positiva y cero de la fuente	$Z_{1s,0s} = 1 \Omega \angle 84.3^\circ$
Secuencia positiva de línea	$Z_{1L1, 1L2} = 8.54 \Omega \angle 69^\circ$
Secuencia cero de línea	$Z_{0L1, 0L2} = 25.63 \Omega \angle 69^\circ$

Impedancia por fase de carga (incluidos motores) $Z_{LOAD} = 6.43 \Omega \angle 41.3^\circ$

El valor de la impedancia de carga concuerda con la carga típica de un motor muy cerca de la velocidad síncrona, deslizamiento $S = 0.02$. La carga de los motores es modelada como un solo motor de baja inercia para ilustrar el peor caso donde todos los motores se detienen simultáneamente. A medida que la velocidad disminuye, el deslizamiento incrementa y la impedancia del motor disminuye.

Con la línea 2 fallada, la magnitud de voltaje en la fase A disminuye. Esta disminución del voltaje tiende a detener los motores monofásicos conectados en la fase A de la línea 1. La figura 3.4 muestra las corrientes $|3I0|$ y $|3I2|$ medidas por el Relé 1 durante y después de la falla en la línea 2.

Ambas corrientes $|3I0|$ y $|3I2|$ fluyen en la línea 1 por una falla en la línea 2. De la Figura 3.3 se nota que la dirección de las corrientes $3I0$ y $3I2$ fluyen hacia adentro del bus medido por el Relé 1. Esta es la misma dirección de flujo de corriente como la de una falla de dirección inversa.

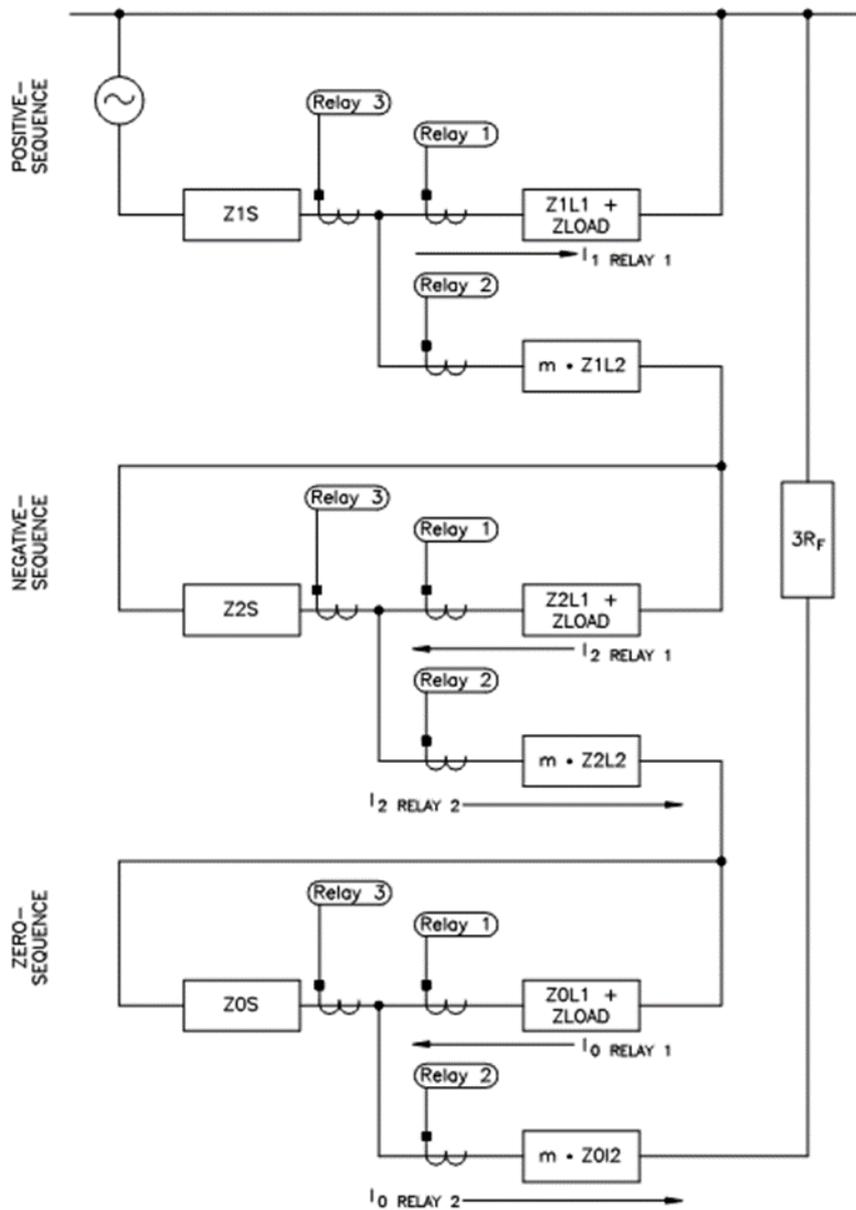


Figura 3-3 Diagrama de secuencia de una falla de fase a tierra en un alimentador adyacente para un sistema radial

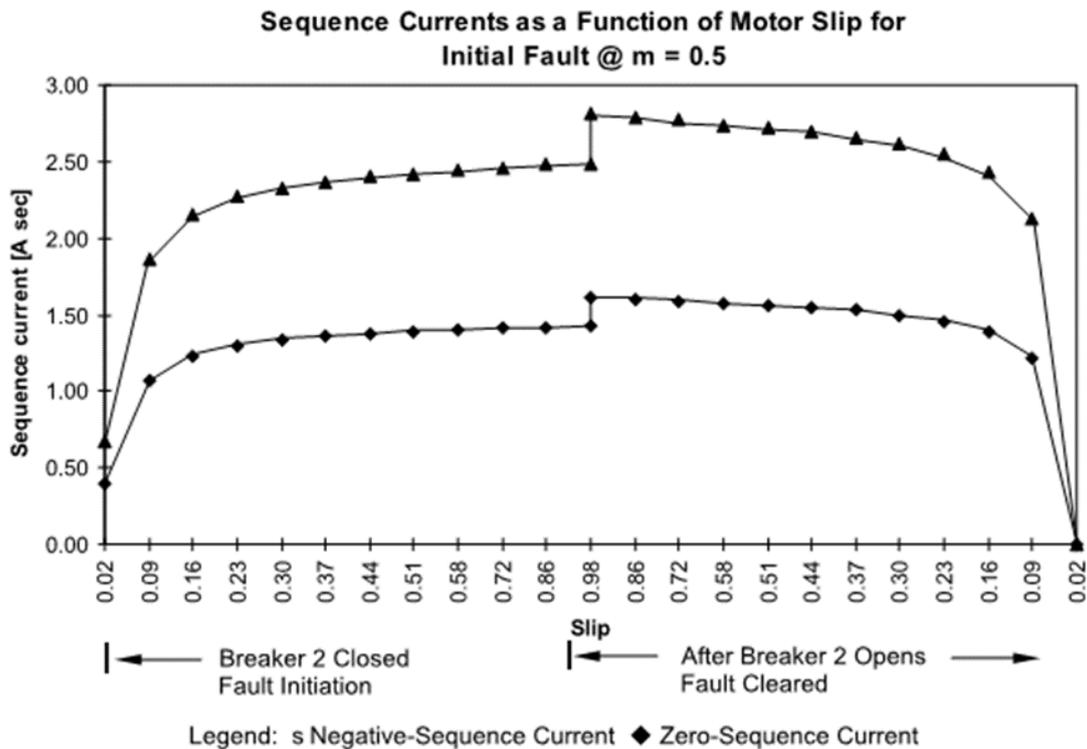


Figura 3-4 En la línea 1, el deslizamiento del motor cambia las corrientes $|3I0|$ y $|3I1|$ medidas por el relé 1 durante y después de la falla en la fase A en la línea 2

De la Figura 3.4, se nota que las corrientes $|3I0|$ y $|3I2|$ medidas por el relé 1 incrementa a medida que el deslizamiento del motor incrementa. Si la protección no-direccional sobrecorriente de tierra tiene un pickup muy bajo, la protección podría operar de manera indeseada. Este elemento permanecerá arriba del valor de pickup hasta que la carga de los motores en las tres fases vuelva a ser balanceada, es decir, la carga de motor conectada a la fase A recupere la velocidad su velocidad de trabajo.

3.3.1.2 Fallas en líneas de transmisión inducen disparos por simpatía

Cualquier falla en una línea de transmisión reduce el nivel de voltaje en varios alimentadores de distribución. En la Figura 3.5 se muestra el diagrama unifilar para una falla de fase a tierra en una línea de transmisión y se aprecia que las cargas se encuentran

en el circuito de distribución en el lado de bajo voltaje del transformador delta-estrella aterrizado. Los relés 8 y 9 no deben disparar por la falla porque las líneas 4 y 5 no están falladas.

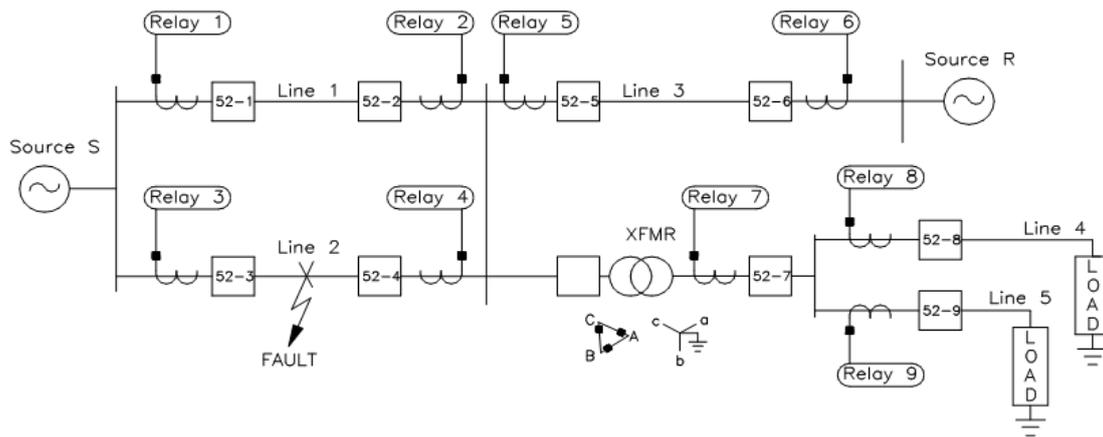


Figura 3-5 Diagrama unifilar de un sistema de transmisión con una falla de fase a tierra.

Durante la falla de la línea de transmisión, la magnitud de voltaje en la fase A disminuye en los terminales de todos los relés. La caída de voltaje en las terminales de los motores en las líneas 4 y 5 depende de la proximidad del motor a la falla, y es durante esta reducción de voltaje que los motores conectados en las líneas 4 y 5 comenzaran a detenerse. Cuando los interruptores 52-3 y 52-4 abran para despejar la falla, el voltaje de la fase A se recuperará ligeramente. Sin embargo, el nivel de voltaje puede permanecer debajo del nominal por el aumento de la corriente consumida por los motores.

La Figura 3.6 muestra el diagrama de secuencia para una falla de fase A a tierra en la línea 2, aquí se aprecia que una corriente $3I_2$ fluye en las líneas 4 y 5 durante la falla. Esta es la misma dirección de flujo de corriente como la de una falla de dirección inversa.

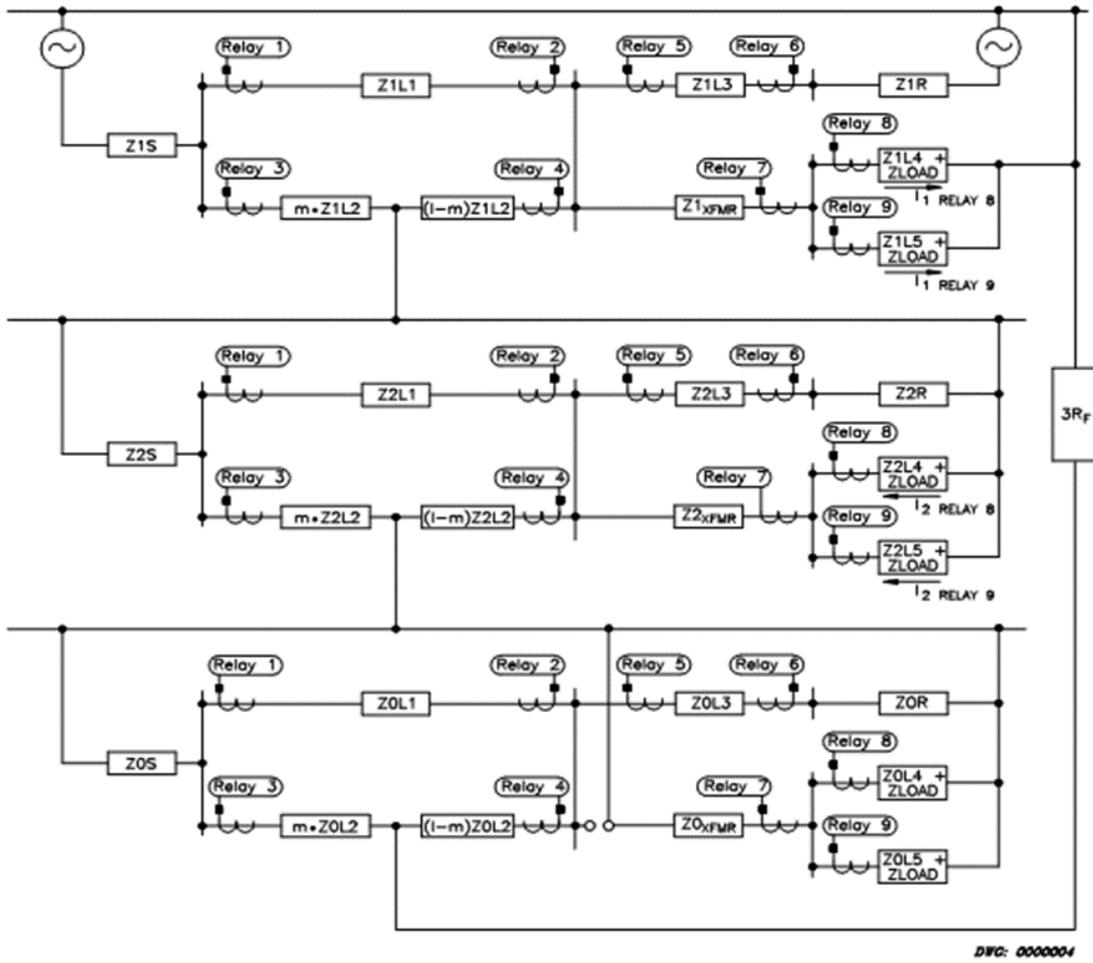


Figura 3-6 Diagrama de conexión de secuencia para una falla de fase a tierra en la línea de transmisión.

3.3.1.3 Recomendaciones para solucionar el problema por lenta recuperación voltaje

Algunos productores de relés ofrecen las siguientes soluciones para evitar los disparos por simpatía.

1. Incrementar el valor de umbral de corriente de fase y tierra para la protección de sobre corriente. Esta solución es simple y efectiva. Sin embargo, desensibiliza la protección ante fallas del sistema aguas abajo. Este aumento en el umbral de disparo podría ser temporal y así evitar desensibilizar la protección.
2. Disminuir el tiempo de despeje de falla para reducir el tiempo real que los motores se ven sujetos a la reducción de voltaje. Este enfoque es muy bueno porque reduce la probabilidad de parar a los motores que no están cerca de la falla.
3. Disminuir la impedancia del sistema de potencia y así disminuir la caída de voltaje en la línea. Cuando una falla es despejada del sistema, el voltaje en los terminales del motor no aumenta inmediatamente. Esto es debido al incremento de la caída de voltaje en la línea por la alta corriente circulando por los motores detenidos o deteniéndose. Disminuyendo la impedancia de la línea desde la fuente hasta la carga se disminuye la caída de voltaje (e incrementa el voltaje en las terminales del motor). La desventaja de esta solución es que requiere una fuerte inversión de capital para incrementar el tamaño del conductor y disminuir la impedancia del transformador.
4. Instalar contactores de bajo voltaje para todos los motores. Esta solución es quizás la más efectiva ya que remueve los motores detenidos o que están deteniéndose. Removiendo estas cargas se evita el aumento de corriente fluyendo hacia los motores desde que se liberó la falla. La desventaja de esta solución es que necesita una inversión adicional para el consumidor y no es controlado directamente por la empresa distribuidora.

3.3.2 Cargas desbalanceadas inducen disparos por simpatía

La Figura 3.7 muestra un diagrama unifilar de un sistema radial con una falla de fase a tierra. Para la falla mostrada, el interruptor X debería despejar la falla mientras el recloser Y permanece cerrado. Sin embargo, puede ocurrir un disparo innecesario del recloser Y.

En el ejemplo de la figura 3.7, la carga conectada es monofásica y está situada al final del alimentador. Con este tipo de conexión, el mismo valor de Z_{load} es incluida en las tres secuencias, como se aprecia en la figura 3.8. Si en lugar la carga se conecta fase-fase, Z_{load} sería una impedancia infinita en el diagrama de secuencia cero.

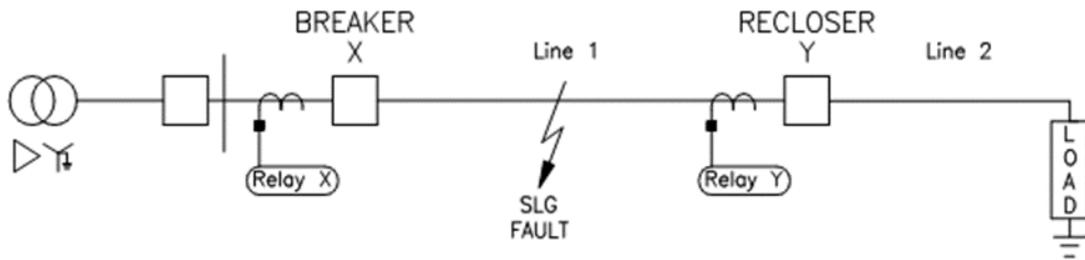


Figura 3-7 Diagrama unifilar de un sistema radial con una falla de línea a tierra

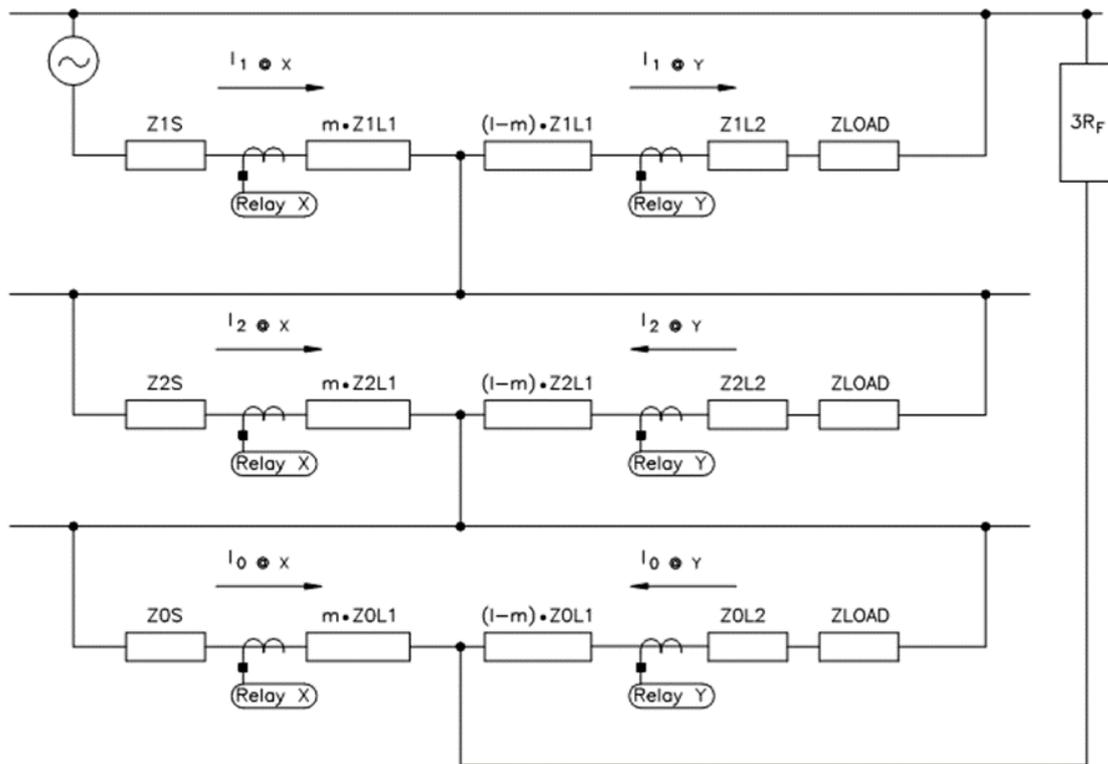


Figura 3-8 Diagrama de secuencia de una falla de línea a tierra en un sistema radial

De la Figura 3.8 se aprecia que la carga Z_{load} redistribuye la corriente de secuencia cero total ($3I_0$) y la corriente de secuencia negativa ($3I_2$). La Z_{load} disminuye la magnitud de las corrientes ($3I_0$) y ($3I_2$) medida por el relé X, disminuyendo su sensibilidad. Este hecho nos obliga a bajar el umbral de corriente para el relé X para mantener la sensibilidad de falla de fase a tierra.

La presencia de Z_{load} en red de secuencia cero y negativa permite al relé Y medir corrientes de reversa $3I_0$ y $3I_2$. Este hecho podría motivar a aumentar el umbral de corriente de tierra para el relé Y, y por lo tanto, desensibilizar la detección de corrientes de falla direccional aguas abajo y de reversa, además complica la coordinación con el relé X.

Para cargas alimentadas sin aterrizar, Z_{load} no desensibiliza la protección de sobre corriente de secuencia cero en el relé X. En tal aplicación, el riesgo de disparo del recloser

Y por para la falla mostrada en la Figura 3.7 es mínima debido a que el relé no ve ninguna corriente de secuencia cero de reversa.

3.3.2.1 Recomendaciones para solucionar el problema por carga desbalanceada

1. Para mantener la sensibilidad de falla a tierra, se necesita establecer un bajo valor de corriente de umbral de tierra en el relé X. Esto permite que el relé X mantenga el mismo grado de cobertura de resistencia a fallas a tierra que cuando la carga no está conectada. Sin embargo, disminuyendo el umbral de corriente del relé X se exige una disminución del umbral de corriente para el recloser Y, así, el recloser Y sería más susceptible a operar para corrientes de reversa.
2. El umbral de corriente en el recloser Y requiere un control direccional para mantener el mismo grado de seguridad para parecer como un alto umbral de disparo. Esos valores de disparo de sobrecorriente deben ser establecidos arriba del valor normal de corriente de desbalance, a menos que el elemento direccional de tierra incluya lógica de seguridad para notar el desequilibrio de carga máximo esperado.

3.4 Pérdida de coordinación Recloser-Fusible

Como se ha mencionado, las redes de distribución han sido diseñadas en su mayoría de manera radial por los beneficios en costo y diseño que esto implica. Así mismo las protecciones utilizadas son en su mayoría de sobrecorriente que protegen el sistema eléctrico contra crecimientos excesivos de corrientes debidos a sobre cargas, cortocircuitos, corrientes de inrush, etc.

Es usual encontrar en los circuitos de distribución combinación de recloser-fusibles utilizados con un esquema de salvamiento del fusible, la secuencia de operaciones para este esquema de protección es la siguiente: cuando una falla ocurre, el recloser opera primero con una curva rápida para despejar la falla, el circuito es abierto por un periodo de

tiempo y automáticamente vuelve a cerrar sus contactos. Si la falla es despejada en la primera operación, el recloser mantendrá sus contactos cerrados y la red continuará con su operación normal, pero si la falla persiste una vez cerrados los contactos, el fusible operará para despejar la falla.

El proceso de coordinación es hecho primero realizando corrientes de falla que fluyen en una sola dirección desde la subestación y cuando la falla ocurre en un sistema radial, el recloser y el fusible ven la misma cantidad de corriente de falla. Incorporando generación distribuida en el sistema las corrientes de falla incrementan y cambia la aportación de la red a la falla dependiendo de la capacidad del generador distribuido y su localización relativa a la falla. En ese escenario el recloser y el fusible podrían ver corrientes de falla distintas y conducir a una pérdida de coordinación.

3.4.1 Recomendaciones para solucionar el problema

1. Modernos reclosers y relés tienen la capacidad de almacenar distintos grupos de ajustes los cuales son almacenados en el dispositivo y pueden ser seleccionados a través de una señal remota desde un centro de comandos SCADA según la situación que aplique con respecto al estado de la red y el generador distribuido. Para aplicar esta solución, los distintos escenarios deben ser estudiados aparte y los resultados serán guardados en el dispositivo. [11]
2. Usar un sistema complejo de red inteligente que permita simular automáticamente flujos de carga, cortocircuito y coordinación acorde a las mediciones en tiempo real del sistema y cambiar los parámetros de sus elementos de manera automática según los resultados obtenidos en tiempo real. [11]
3. Diseño inteligente de ubicación de generadores distribuidos, usando algoritmos de iteración estudiando distintos puntos de interconexión y distintos valores de inyección, tal que se cumpla con los parámetros existente de la red sin ocasionar ninguna perturbación. [12]

Capítulo 4

Metodología de coordinación adaptativa

Los sistemas eléctricos de transmisión, subtransmisión y distribución presentan frecuentemente cambios en la configuración y condiciones de operación, para que el sistema de protección sea funcional se requiere llevar a cabo una actualización de las configuraciones de los dispositivos que lo conforman, así actuar acorde a los cambios en los niveles de corriente de carga y cortocircuito que usualmente se ven afectados principalmente, estos cambios en los sistemas eléctricos se daban con el paso de los años a medida la red iba creciendo en cuanto a carga y generación, sin embargo, en los últimos años con la implementación de nuevas tecnologías en la generación de electricidad se está dando en periodos de tiempos más cortos al incorporar generación distribuida en la red y más aún se vuelve necesario un esquema de protecciones adaptativas para hacer posible las microrredes a la luz de incorporar generación distribuida de fuentes renovables.

4.1 Coordinación de protecciones de sobrecorrientes

El objetivo de la coordinación de protecciones de sobrecorriente adaptativas es determinar las características, capacidad nominal y configuraciones de los dispositivos de protección que minimicen el daño a personas, a equipo debido a esfuerzos mecánicos y térmicos, e interrumpan lo más rápido posible la falla u anomalía, adaptándose a las condiciones de operación de la microrred en todo momento, los dispositivos son generalmente aplicado para actuar en condiciones de falla o sobrecarga, minimizando la porción del sistema de potencia interrumpida, en el estudio de coordinación se comparan las curvas y seleccionan tiempos de operación de los dispositivos que logren el objetivo de proteger el sistema bajo condiciones anormales de operación.

Del estudio de coordinación se obtienen en primera instancia:

- Relación de los transformadores de instrumentación.
- Características y configuraciones de los relés de protección.
- Características y capacidad nominal de fusibles, recloser, seccionalizadores.
- Características, capacidad nominal y configuraciones de circuit breaker.

4.1.1 Requerimientos

Para un buen desempeño del sistema de protecciones adaptativo implementado, se debe satisfacer simultáneamente algunos requerimientos, que en general se puede decir dependen de una buena selección de los dispositivos de protección y su coordinación.

- **Selectividad:** permitir que el esquema de protecciones discrimine en todo momento y modo de operación la ubicación de falla, aislando ya sea un elemento de la microred o tramo de línea, manteniendo el servicio en el resto de la microred sana.
- **Sensibilidad:** debe poder operar en su zona de protección con la capacidad de poder diferencia entre corrientes de operación, sobrecarga y falla, independientemente de modo de operación de la microred o régimen de carga-generación.
- **Rapidez:** seleccionar las curvas y tiempos de disparo que lleven a despejes de fallas en el menor tiempo posible con el fin de disminuir daños, mejorando la estabilidad en el sistema y propagación de esta en el resto de componentes.
- **Confiabilidad:** se debe garantizar la operación del esquema de protección en todo momento y estado de operación de la microred por medio de un sistema seguro, simple y robusto.

4.1.2 Criterios de coordinación de protecciones

Ante la posible falla de actuación de una protección es imprescindible contar con otro dispositivo de protección que actúe, por lo que se definen protecciones primarias y de respaldo.

1. Las protecciones primarias: son la primera línea de defensa contra los daños causados por una falla o condición anormal, estos dispositivos son generalmente operados más rápido y para remover lo menos posible de servicio del sistema de potencia que la protección de respaldo.
2. La protección de respaldo: toma lugar cuando la protección primaria ha fallado en el despeje de la condición anormal, su configuración es seleccionada para operar en un intervalo de tiempo después de la operación del dispositivo primario, para este estudio se toman 200 ms como criterio conservador recomendado a partir de la tabla 15-2 en [8], la mayor desventaja que se tiene que en caso de no actuar la protección primaria es que cuando actúa la protección de respaldo una mayor parte del circuito se ve aislado.

Estadísticamente se ha demostrado que en redes de distribución por ser afectadas generalmente por fallas de naturaleza transitorias los mejores resultados se obtienen al emplear protecciones de sobrecorriente de fase y tierra con disparos instantáneos para el despeje de fallas temporales y con retardo de tiempo para fallas permanentes, usando los recloser o relé, por lo que para resultados óptimos es necesario combinar los diferentes dispositivos de protección, pero al tener formas de curvas TC muy diferentes los diversos dispositivos la coordinación es solamente en ciertos rangos de corrientes. A continuación, se aborda la coordinación entre los diversos dispositivos de protección.

4.1.2.1 Coordinación fusible-fusible

El mecanismo inicial de operación del fusible es la fusión del elemento y depende de la magnitud y duración de la corriente, así como de las propiedades eléctricas del fusible. Las características del fusible se definen por dos curvas, la de mínimo tiempo de fusión (mtf) y la de tiempo total de despeje (ttt), estas curvas se las obtiene mediante pruebas eléctricas y representan los extremos de las características del fusible, los fabricantes las presentan en catálogos.

La magnitud de la corriente y el tiempo que toma en fundir el fusible son registrados y se traza una curva promedio, se sustrae el 10% a los tiempos y la curva final que se obtiene es la (mtf). Al fusible le toma un tiempo más interrumpir el circuito luego de ser fundido debido a la formación y extinción del arco este tiempo también se lo obtiene en pruebas. Estos tiempos que se registran a partir de diferentes magnitudes de corriente, se suman al máximo tiempo de fusión (110% del tiempo promedio de fusión), la curva resultante es la (ttf).

Para realizar la coordinación entre fusibles se puede emplear dos metodologías que al final son iguales, las denominadas Tabla de coordinación mostrada en el anexo A y las curvas tiempo-corriente mostradas en la figura 4.1, en los dos casos el criterio a cumplir es:

Ecuación 4-1

$$\left[\frac{ttf (\text{fusible principal})}{mtf (\text{fusible de respaldo})} \right] \leq 0.75$$

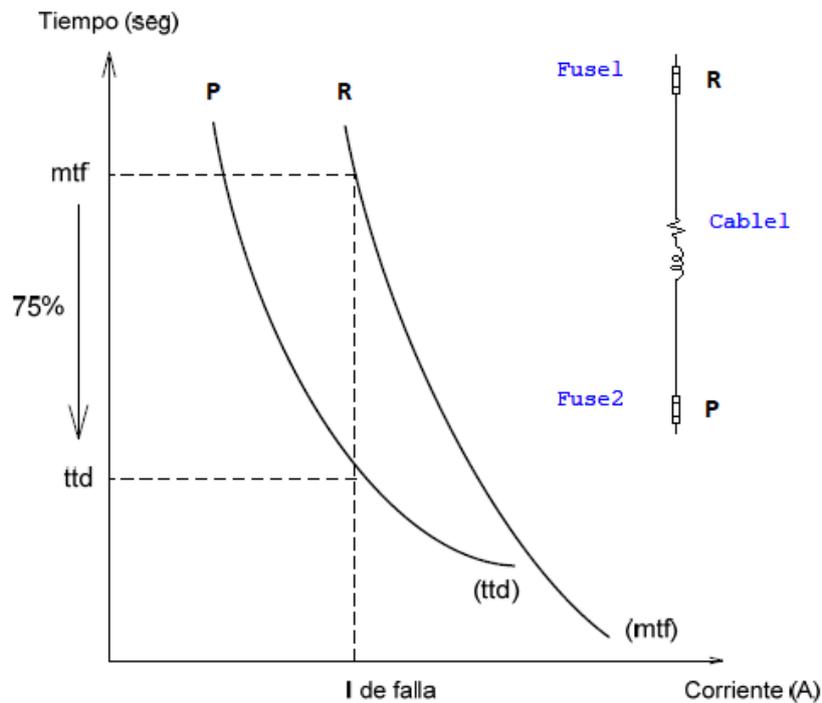


Figura 4-1 Curvas tiempo-corriente de fusibles en serie

4.1.2.2 Coordinación Recloser-Fusible

El objetivo de combinar recloser con fusibles es salvar al fusible ante fallas temporales o seccionar tramos de líneas en caso de fallas permanentes, este se logra con una disposición de curvas rápida y lenta del recloser combinada con la curva del fusible como se muestra en la figura 4.2, en la que puede verse como la curva rápida (fast curve) está por debajo de la curva de fusión del fusible, el punto “b” indica la corriente máxima para la cual esta coordinación es efectiva donde ambas curvas se interceptan, esa configuración garantiza el despeje de fallas de origen temporal.

La curva lenta (slow curve) del recloser se configura de forma tal que esté por encima de la curva de extinción de arco del fusible, el punto marcado con “a” indica donde estas dos se interceptan y la corriente mínima para la cual este esquema de protección es funcional

“teóricamente”, ya que no se consideran los calentamientos y enfriamientos a los que pueden estar sometido el elemento fusible. Con este esquema al presentarse una falla de origen permanente si la corriente esta entre el intervalo $a < I_{sc} < b$ antes de actuar la curva lenta del recloser, el fusible debió haber actuado fundiéndose y extinguendo el arco, de esta manera aislando el circuito del alimentador principal antes que el recloser se bloquee dando protección ante fallas de origen permanente.

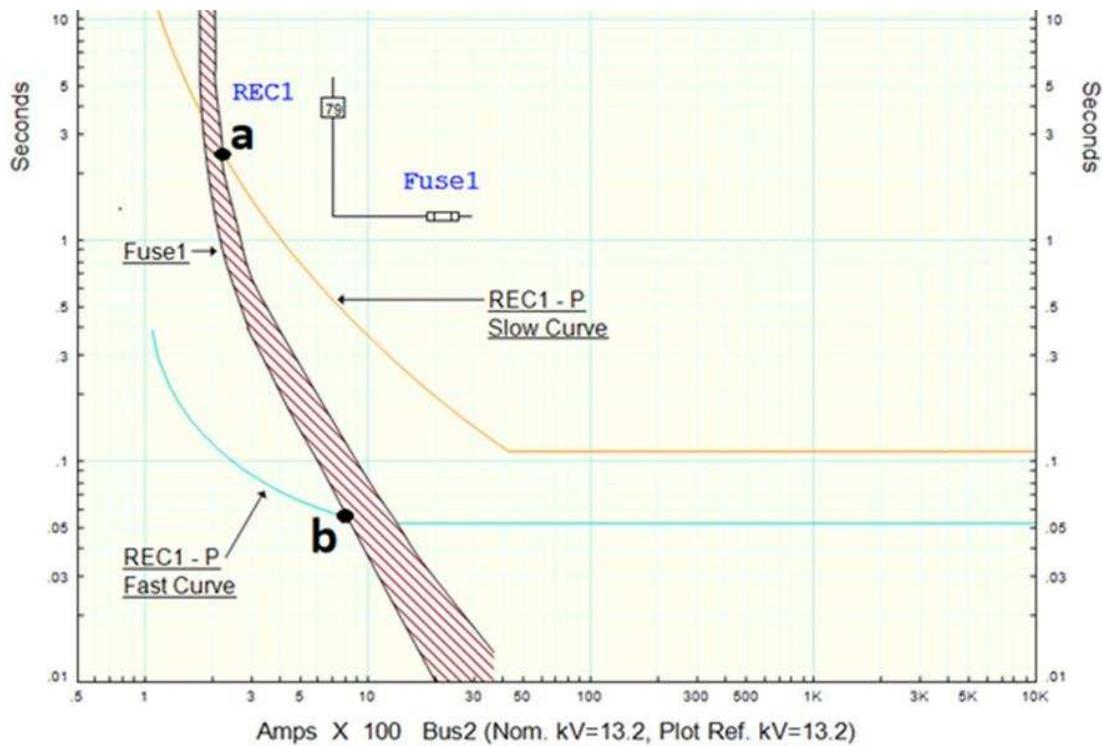


Figura 4-2 Esquema de coordinación entre recloser y fusible

4.1.2.3 Coordinación de relés en serie

Los circuitos de potencia con un valor elevado de corrientes de cortocircuito disponible en el punto de instalación hace imposible la aplicación de recloser, por tanto se recurre a interruptores de potencia (CB), pero estos de por si no tienen la inteligencia para realizar la tarea de protección sino que se combina con relé, para el caso de líneas radiales con

frecuencia se seccionan los tramos del alimentador principal con interruptores de potencia o recloser, es este el caso a analizar como se muestra en la figura 4.3, en el cual la corriente fluye solo desde el lado de la fuente a la carga ya que no se presenta generación por parte de los consumidores.

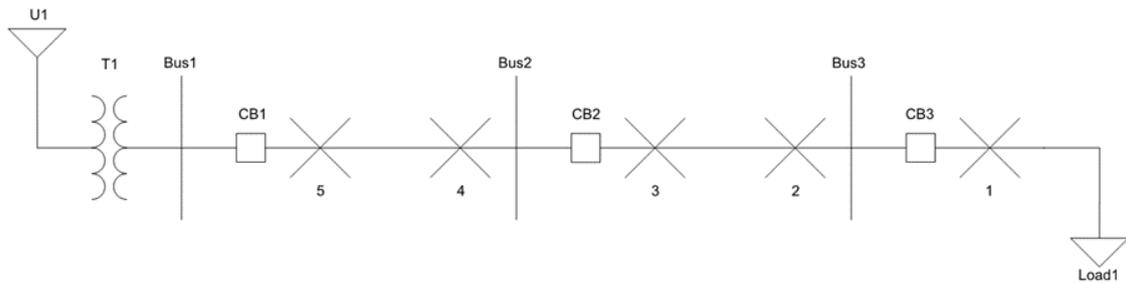


Figura 4-3 Coordinación de relés en serie

Para el circuito mostrado en la figura 4.3 las corrientes de cortocircuito en los puntos designados como 1 y 2 (al igual que 3 y 4) tienen corrientes de falla casi iguales, por lo cual la protección CB2 (al igual que CB1) no puede tomar como criterio la corriente de falla solamente ya que una falla en cualquiera de ambos puntos se detectaría la misma corriente pero para que el esquema de protección sea selectivo solo debe actuar si la falla es en el punto 2 (o 4), este conflicto se resuelve dando al relé un tiempo de disparo poco superior al relé aguas abajo o con un sistema de retroalimentación por medio de un sistema de comunicación que transmita información un relé con otro.

El tiempo de retardo entre relé puede ser obtenido por medio de la combinación de las diversas familias de curvas características TC, una opción es el uso de una curva inversa, la cual actúa más lentamente a menores corrientes de falla, una ventaja cuando la falla se produce lejos del relé y tiempo de disparo más cortos para mayores corrientes de falla, es decir en las cercanías de la localización del relé.

4.1.3 Protección de alimentador

Para la protección de alimentadores en los sistemas eléctricos de transmisión, subtransmisión y distribución se pueden emplean diversos dispositivos de protección, simples como fusibles hasta más sofisticados como fusesaver, recloser, interruptores de potencia con su relé asociado, dependerá de la criticidad de la línea que dispositivo usar, sin embargo, hay ciertos criterios fundamentales a cumplir independientemente la tecnología a emplear.

Los alimentadores no pueden ser cargados continuamente arriba de su ampacidad de diseño ya que puede excederse la temperatura a la cual se deteriora su aislamiento (en caso de ser aislados) y su capacidad de resistencia mecánica, por lo que el dispositivo de protección aguas arriba debe garantizar la integridad del mismo, para ello se debe identificar y establecer en la curva TC de coordinación:

- La curva de daño del conductor.
- Establecer el dispositivo de protección con pick up menor a la ampacidad.
- La curva característica del dispositivo de protección inferior y a la izquierda de la curva de daño y sobrecarga.

Además, a la hora de establecer el pick up y time dial se debe tener en cuenta los criterios y requerimientos antes citados para la coordinación de protecciones, es decir tener la capacidad de llevar la corriente de carga máxima y mínima, aislar la zona del circuito fallado selectivamente y en la menor cantidad de tiempo posible. Las recomendaciones son usualmente utilizar curvas de tiempo inverso con pick up de:

- Protección contra falla de fase: 150 % de la corriente nominal de carga.
- Protección contra falla de tierra: 20 % de la corriente nominal de carga.
- En cuanto al tiempo entre curvas se sigue el criterio descrito en la coordinación de dispositivos de protección y los 200 ms recomendados por la IEEE en el Std 242.[8]

En la figura 4.4 se muestra la protección de una línea, la cual se ha protegido por medio de un recloser, sin embargo, un tramo de línea aguas abajo se tiene de protección un fusible, el cual se ha coordinado con el recloser.

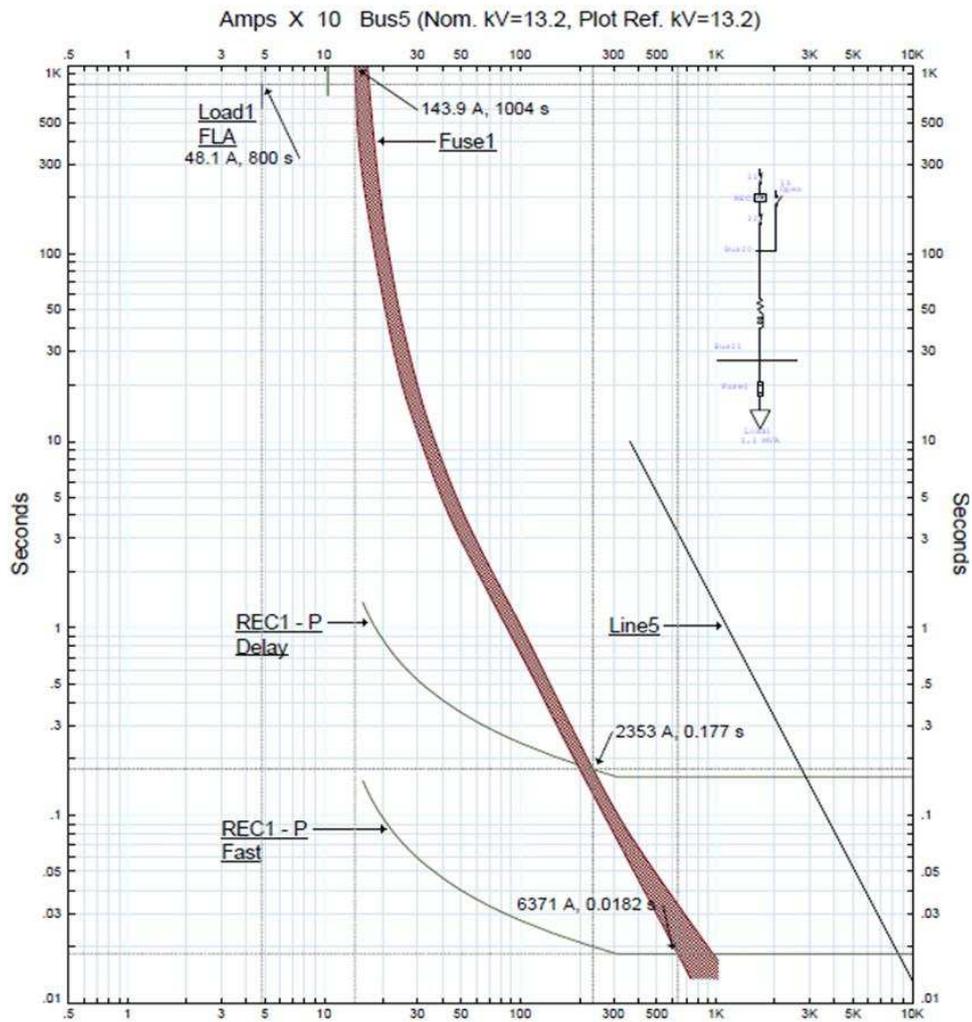


Figura 4-4 Coordinación para la protección de una línea con fusible y recloser

4.1.4 Protección de transformador de potencia

Los transformadores de potencia son protegidos por relés de sobre corriente 50/51, el propósito de estas protecciones es permitir el uso pleno del transformador al 100% de su capacidad nominal, a la vez protegerlo de sobrecargas y fallas que lleven a su deterioro prematuro, para lograrlo en la curvas TC se grafica tanto la curva de la protección como la curva de daño del transformador e inspeccionando que la corriente a plena carga y punto inrush este a la derecha del elemento de la protección, pero a la izquierda de la curva de daño del transformador. Las sugerencias a tomar en cuenta para la configuración son las siguientes:

Tabla 4-1 Funciones de los relés a utilizar en la simulación y consideraciones necesarias a tener en cuenta para su correcta configuración [6]

Dispositivo	Función	Recomendación	Comentario	Lado
TC	Capacidad	200% de corriente nominal	Corriente nominal a plena carga	HV / LV
51	Pick up	110-140% de corriente nominal	Inferior a la curva de daño	HV
50	Pick up	Dejar pasar la corriente inrush	Superior al punto inrush del trafo	HV
51	Pick up	110-140% de corriente nominal	Inferior a la curva de daño	LV
50	Pick up	200% la corriente de falla	Superior al punto inrush del trafo	LV
51G	Pick up	20 % o menos de corriente nominal		LV
87	Diferencia	10 - 25 % de corriente nominal	Es el desbalance de corriente visto	HV / LV

Con los criterios descritos se configuran las protecciones del circuito, tomando en cuenta además que al tratarse de dispositivos con partes móviles y extinción de arco se necesita un retardo de tiempo entre protecciones en serie, es práctica común en la industria tener en cuenta al menos 0.2 segundos [19] entre las curvas, en la Figura 4.6 se muestra la

coordinación del relé de alta, baja y el recloser del alimentador de la carga Load 1 tomando en cuenta lo citado anteriormente.

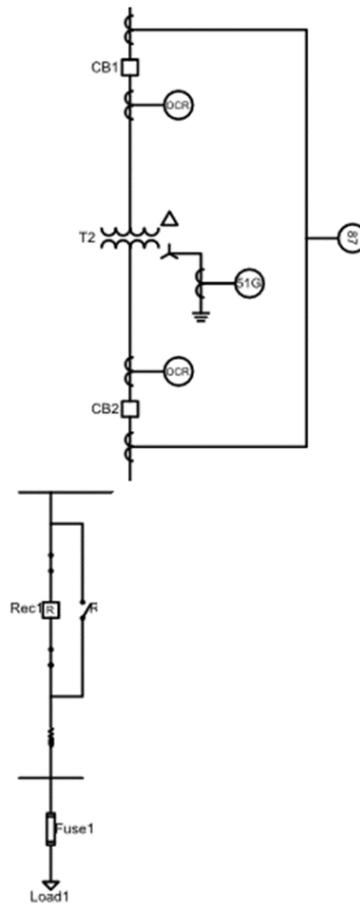


Figura 4-5 Circuito que se coordina con la curva de la figura 4.6

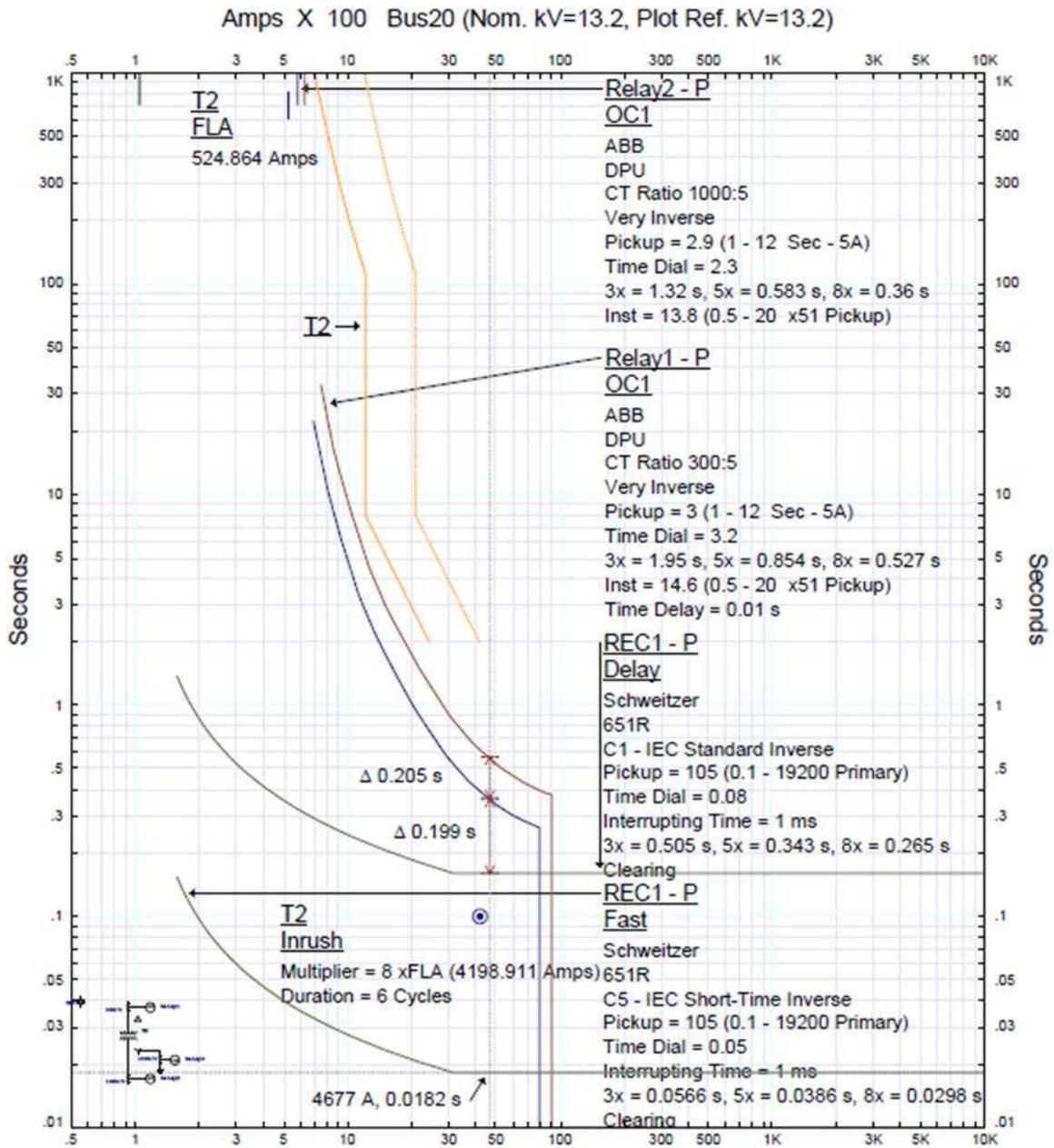


Figura 4-6 La figura muestra las curvas de coordinación e dispositivos relés y recloser en serie.

4.1.5 Protección de generadores

La práctica industrial para esquemas de protección de sobrecorriente en generadores alimentando la red por medio de interruptores de potencia incluye un relé de sobrecorriente con la función 50/51 y relé de sobrecorriente controlado por tensión o restringido por tensión (función 51 V), la curva característica de esta protección se plotea junto con las de curvas TC de fase, curva de daño, sobrecarga y decremento del generador.

El propósito del relé es permitir la operación del generador y proporcionar protección de respaldo para el generador y el cable. Para lograr esto, el pick up del relé debe estar a la izquierda de la corriente de estado estable de la corriente de armadura del generador, además la característica de tiempo de retardo del relé debe estar arriba y a la derecha de la curva de decremento con excitación constante, así como a la izquierda y debajo de la curva de daño del generador. El time dial se debe establecer para coordinar selectivamente con las protecciones aguas arriba y aguas abajo. Las recomendaciones a seguir son las siguientes.

Tabla 4-2 Protección de sobre corriente restringida por tensión

Restringido por tensión			
Dispositivo / Función	Tipo de configuración	Recomendación	Comentario
TC	Capacidad	125 - 150 % de I_n	Corriente nominal a plena carga
51 V	Pick up	125 - 150 % de I_n	Corriente nominal a plena carga
51 V	Time dial	Arriba de la rodilla en la curva de decremento con excitación constante	Coordinar con la protección aguas arriba y aguas abajo
50	Pick up	A la derecha de la curva de decremento con excitación constante	A la izquierda de la curva de sobrecarga y daño
51	Pick up	110 - 125 % de I_n	A la izquierda de la curva de sobrecarga y daño

Tabla 4-3 Protección de sobre corriente controlada por tensión

Controlado por tensión			
Dispositivo / Función	Tipo de configuración	Recomendación	Comentario
TC	Capacidad	125 - 150 % de I_n	Corriente nominal a plena carga
51 V	Pick up	80 - 90 % de $I_d = 1 / X_d$	Si no se conoce X_d , asumir $X_d = 1.5$ PU
51 V	Time dial	Arriba de la rodilla en la curva de decremento con excitación constante	Coordinar con la protección aguas arriba y aguas abajo
50	Pick up	A la derecha de la curva de decremento con excitación constante	A la izquierda de la curva de sobrecarga y daño
51	Pick up	110 - 125 % de I_n	A la izquierda de la curva de sobrecarga y daño

4.2 Procedimiento de coordinación de protecciones de sobrecorrientes adaptativas

Para sistematizar el proceso de coordinación se hace necesario describir el camino seguido en la obtención de coordinar un esquema de protecciones adaptativas, cada uno de los pasos se describe a continuación:



Figura 4-7 Esquema para la configuración de protecciones de sobre corriente

1. **Recopilar información de la microred:** Obtener la información característica de sistema eléctrico a proteger que conforma la microred (generadores, cargas, almacenamiento de energía, punto de acoplamiento común), capacidades, interconexión, distancias, alimentadores, protecciones existentes y cualquier rasgo que se considere podría intervenir. En el Anexo A se muestra una lista de los parámetros básicos a recopilar que sirve de guía.
2. **Operaciones de la microred:** identificar los escenarios de operación de la microred, tanto interconectado a la red principal como aislado, tomando en cuenta el posible régimen de carga-generación que se podrían dar. En base a simulación seleccionar los casos de estudios críticos (en los que los parámetros eléctricos o la coordinación se podrían ver comprometidas) que serán los casos de estudio a coordinar.
3. **Flujo de potencia:** determinar los valores máximos y mínimos de carga de acuerdo a la capacidad nominal de la microred, contrastando los valores obtenidos de información del circuito con los simulados.
4. **Información técnica:** recopilar y seleccionar la información técnica de los equipos de protección a instalar o instalados.
5. **Localización de protecciones:** en primera instancia establecer puntos tentativos de instalación de los dispositivos de protección, que en el proceso se definirá su posición final en base a los objetivos a alcanzar.
6. **Análisis de cortocircuito:** determinar las corrientes de cortocircuito máximas y mínimas en los puntos de la microred donde se instalarán protecciones, tanto corriente de línea a tierra, línea a línea y trifásica, estas serán el punto de partida en la coordinación. Análisis de CC en red aislada e interconectada
7. **Coordinación de las protecciones:** en base a los casos identificados en la “Operaciones de la microred” coordinar los esquemas de protecciones individuales para cada caso, que garanticen la selectividad, sensibilidad, confiabilidad y seguridad del sistema.

8. **Obtención de parámetros:** una vez alcanzada la coordinación para cada caso, generar la tabla resumen con las configuraciones obtenidas para cada caso, en correspondencia para cada dispositivo de protección que conforma el esquema de protecciones.

4.3 Sistema de comunicación

Una microred con funciones adaptativas en los sistemas de protecciones se consigue mediante redes de comunicación, estos sistemas dotan de inteligencia a la red, usando equipos de última tecnología como IED's (Dispositivos Electrónicos Inteligentes) para los sistemas de protecciones, que, mediante el empleo de protocolos de comunicación, son aplicados para realizar cortes y reconexiones ágiles y confiables del suministro eléctrico.

4.3.1 Características básicas de una red inteligente

En los diseños de redes inteligentes es posible utilizar diferentes sistemas en función de las necesidades específicas de la red como por ejemplo fiabilidad, inversión, equipos disponibles, tipos de generación, potencia y muchas otras variables, a continuación, se enumeran algunos sistemas básicos para microredes

GIS (Sistema de Información Geográfica)

El GIS debe contener los datos más precisos posibles, ya que los errores pueden ocasionar cortes de mayor tiempo o peor aún accidentes. Las operaciones de Smart grid necesitan medir el tiempo que toma a un cambio en reflejarse en el GIS debido que a medida aumenta el tiempo el riesgo aumenta también.

AMI (Infraestructura de medición avanzada)

Para operar una red inteligente es necesario el uso de medidores digitales avanzados con dos vías de comunicación que tengan la capacidad de conectar y desconectar servicios a distancia. Este tipo de dispositivos deben ofrecer lecturas en tiempo real y tener datos a

disposición de los centros de operación y planificación con la finalidad de lograr una mayor fiabilidad.

OMS (Sistema de gestión de cortes)

En esta etapa se pretende identificar y restaurar cortes de energía de manera ágil y eficiente. Es una herramienta para los servicios públicos del departamento de operaciones, pero útil para departamento de planificación, de gestión de activos, de ingeniería y asuntos regulatorios pueden encontrar información recopilada en su base de datos

SCADA (Sistema de adquisición, supervisión y control de datos)

Este sistema es uno de los más importantes para una red inteligente, en este concepto se puede advertir la existencia de un HMI (Human Machine Interface) bajo un software diseñado e instalado sobre un servidor para el control de producción, mismo que puede dotar de comunicación con dispositivos de campo (Autómatas), controlando el proceso de forma automática desde la pantalla de monitorización. Este sistema dota de información a diferentes niveles del sistema como supervisión, control de calidad, control de producción, almacenamiento de datos, es decir provee toda la información que se genera en el proceso productivo. Permite realizar análisis en tiempo real o estudios posteriores y así obtener indicadores que permitan retroalimentar sobre un proceso u operación

DA (Automatización de distribución)

En este sistema se encarga de la supervisión, el control y las funciones de comunicación situados en el alimentador, dentro del diseño se encuentra en las áreas de protección y de conmutación. En esta etapa se cuentan con dispositivos que pueden interrumpir la corriente de falla, monitorear corrientes y voltajes, comunicarse con otros dispositivos similares y ser autoconfigurables, para el correcto funcionamiento de este sistema es necesario planificar adecuadamente una coordinación correcta para una variedad de configuraciones posibles logrando flexibilidad para lograr funcionar adecuadamente en diferentes escenarios.

DNP 3.0 (Distributed Network Protocol, en su versión 3)

Protocolo industrial para comunicaciones entre equipos de control y protección, usado especialmente en Norte América para sistemas SCADA, se utiliza principalmente para las comunicaciones entre una estación maestra y RTU (Remote Terminal Units) o IED (Intelligent Electronic Device).

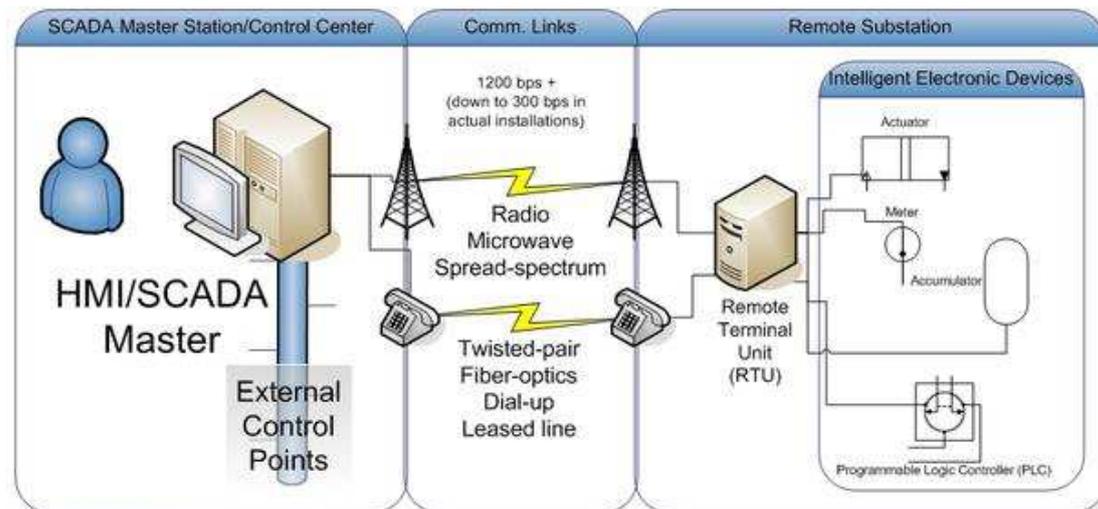


Figura 4-8 Comunicación entre IED, RTU y Control Center

4.3.2 Modelo propuesto: SEL sistemas de microredes [9]

El sistema de control de microredes de SEL es una solución confiable y segura para mantener un servicio de energía ininterrumpido. Tiene la capacidad de controlar y proteger diferentes tipos de fuentes de energías distribuidas y permite operarlas de manera aislada asegurando la entrega constante de energía a las cargas conectadas después de haber perdido la interconexión a la red.

4.3.2.1 Control determinista

El controlador combina el computo de las variables del sistema con la comunicación entre elementos, proveyendo un alto rendimiento en el control de protecciones de relé adaptativas, protecciones de sincronismo y ciberseguridad.

El núcleo del hardware es un controlador capaz de responder a los datos externos en tiempo real y con capacidad de rápida respuesta dinámica. La rápida respuesta del controlador puede operar a velocidades de subciclos permitiéndolo balancear la carga con la generación disponible sin ningún problema.

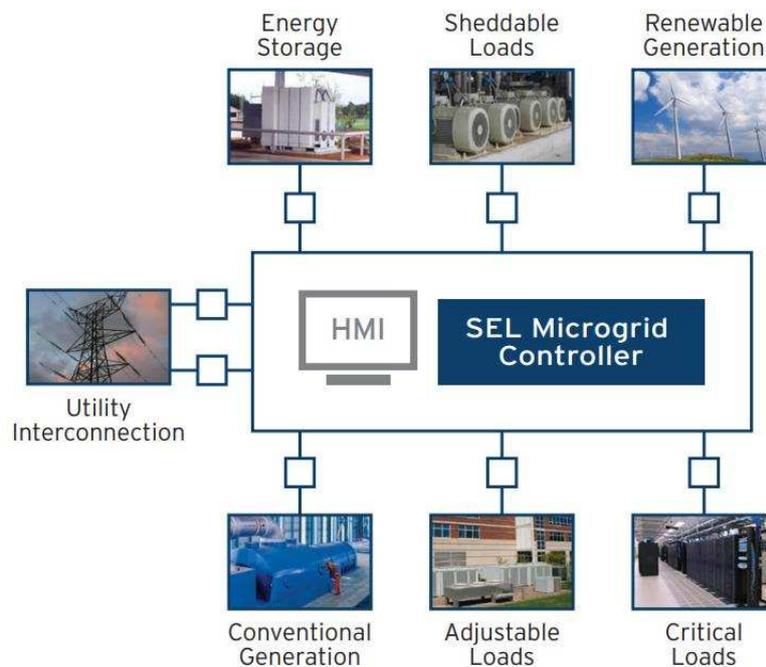


Figura 4-9 Sistema de control de microredes SEL tiene la capacidad de proteger y controlar diversos tipos de fuentes de energía distribuida.

4.3.2.2 Esquemas de protecciones adaptativas para operaciones seguras

La integración de recursos energéticos distribuidos y topologías novedosas incrustadas en microrredes desafía las características de los esquemas de protección en microrredes en comparación con los de los sistemas de distribución convencionales. Los recursos energéticos distribuidos ubicados en microrredes pueden modificar las corrientes de falla, cambiar las rutas de flujo de la corriente de falla, dar como resultado flujos de energía bidireccionales y afectar las operaciones de los dispositivos de protección. Los sistemas de control de microrred de SEL integran esquemas de protección adaptables en el sistema para garantizar que el personal y el equipo estén siempre protegidos, independientemente de la configuración de la red. La protección adaptativa permite utilizar diferentes configuraciones en el mismo relé para optimizar la protección. [18]

4.3.2.3 Mediciones de sincrofasores para un control mejorado [18]

SEL integra tecnología de medición de sincrofasores en tiempo real de alta resolución en la microrred, lo que proporciona un control y una operación más efectivos del sistema.

Beneficios de usar sincrofasores:

- Desacoplamiento del sistema rápido y confiable (detección de islas)
- Sincronización perfecta con la red
- Medidas en tiempo real para un mejor control
- Mejor comprensión del funcionamiento del sistema a través de mediciones directas de fasores

4.3.2.4 Mantener la estabilidad de la red

El valor de una microrred está ligado a su capacidad para mantener el equilibrio del sistema mientras compensa los cargos por demanda o brinda a los propietarios del sistema más flexibilidad operativa. Los sistemas de control de microrredes SEL proporcionan controles integrales de gestión de carga y generación.

Funciones de control de generación

- El control automático de generación mantiene la generación equilibrada y la frecuencia nominal en todos los escenarios.
- El cálculo de la curva de capacidad dinámica monitorea constantemente la capacidad máxima de generación distribuida.
- El sistema de control de voltaje equilibra la potencia reactiva y mantiene el voltaje del sistema en todos los escenarios.

Gestión de carga

- El deslastre de carga priorizado de alta velocidad basado en contingencias y frecuencia elimina la carga según la configuración y operación del sistema.
- La reducción de horas pico reduce la cantidad de energía comprada durante las horas pico cuando los cargos son los más altos. El cambio de carga elimina los picos de demanda al precargar los sistemas de administración de energía o al prerrefrigerar un edificio para compensar los cargos anticipados.

Capítulo 5

Simulaciones y Resultados

Para llevar a cabo la simulación de la una microred y la coordinación de protecciones adaptativas se seguirá el procedimiento descrito en 4.2 de este documento, las simulaciones fueron realizadas en el software ETAP 16.0.

5.1 Recopilar información de la microred.

La figura 5.1 muestra el diagrama unifilar de la microred simulada, la cual consta de una subestación “SUBESTACIÓN C. B.”, que alimenta 2 circuitos, uno rural y uno urbano, inicialmente el circuito no contiene planta solar fotovoltaica ni almacenamiento de energía en baterías, sin embargos para fines de este trabajo se diseñó una planta solar fotovoltaica de 5 MVA y un banco de baterías para almacenar 14 MWh. Las características con las cuales se modeló el circuito, se presentan en los anexos B.

5.1.1 *Malla de potencia.*

Los parámetros eléctricos en el punto de interconexión de la “SUBESTACIÓN C. B.” a la red de 46 kV.

5.1.2 *Transformadores*

Para la simulación de la microred se utilizaron 5 transformadores, uno de ellos como regulador de tensión *T1*, la “SUBESTACIÓN C. B.” con uno de potencia *TCD*, estos 2 se simularon con LTC en el software emulando la función de regulación de tensión, los otros

son 2 transformadores son para la planta fotovoltaica *T-Pfv1 / T-Pfv1* respectivamente y 1 para el banco de baterías *T-001B*.

5.1.3 Cargas

A fin de modelar la red de distribución se consideraron cargas concentradas a diferente distancia de la subestación, tomando en cuenta la distribución geográfica real y los valores de carga máximos que tiene la subestación.

5.1.4 Generación distribuida

La microred se ha simulado con presencia de generación solar fotovoltaica, para lo cual se diseñó una planta fotovoltaica en HELIOSCOPE de 5 MVA, la cual se conecta a la red de distribución a 1.6 km de la “SUBESTACIÓN C. B.”

5.1.5 Almacenamiento de energía.

Se diseñó almacenamiento de energía en la microred, con el objetivo de llevar la carga en una contingencia, corte programado, mantenimiento, almacenar parte de la energía generada durante el día localmente, la capacidad seleccionada para ello son 14 MWh, con lo cual puede suplir la demanda del circuito al menos por 4 horas.

5.2 Operaciones de la microred

Para los fines de este trabajo se simularon diversos escenarios de operación de la microred, de los cuales se depuró y se presentan en el documento únicamente los que se valoraron más representativos y críticos, los tres casos que son analizados son:

TAG	Operación
0 0 1	Conectado a red
1 1 0	Aislado de la red
1 1 1	GD, Almacenamiento de energía y conectado a red

Nota: para mayor referencia de los escenarios ver anexos B

En el escenario denominado 001 se analizó la red de distribución actual de “SUBESTACIÓN C. B.”, partiendo de los parámetros obtenidos se compara y hacen los ajustes pertinentes para los casos 110 donde se aísla de la red convencional y queda funcionando la red de distribución únicamente con las generación distribuida y almacenamiento de energía, como último caso aquí expuesto se considera el 111 donde la red convencional, la generación distribuida y el almacenamiento de energía alimenta la red de distribución de “SUBESTACIÓN C. B.”

5.3 Flujo de potencia

El primer paso necesario para conocer las características de la red es simular el flujo de potencia en los distintos escenarios. Esto dará una visión global del comportamiento de la red en los distintos escenarios y se podrán observar errores de diseño de la planta fotovoltaica, pudiendo haber sobre corrientes, líneas saturadas, sobretensiones, problemas de bajo voltaje y/o problema de reactivos. Este conjunto de parámetros proporciona un conjunto de variables necesarias para el posterior ajuste de las protecciones eléctricas.

En la modelación del circuito se procura incluir todos los elementos principales en la línea de distribución, elementos de protección, de transformación y de transporte. Esto permitirá obtener un comportamiento ideal que se asemeje al comportamiento real sin necesidad de trazar el circuito de distribución completo. Así, en el circuito simulado se tienen elementos como recloser, fusibles, transformadores, buses, líneas de distribución de distintas

longitudes desde unos cuantos metros hasta 21km de largo, capacitores y cargas estáticas concentradas de distintos tamaños en diversos puntos del circuito.

Para el dimensionamiento de la planta fotovoltaica y baterías se tuvieron en cuenta los siguientes criterios:

- Perfil de carga del circuito C.B durante un año.
- Suplir además de la carga del circuito C.B, la carga de las baterías.
- Criterios de tiempo de operación por mantenimiento o falla en la subestación de C.B, la línea de distribución que alimenta al circuito o cualquier elemento aguas arriba que podría desenergizar al circuito C.B.
- Niveles de corriente de flujo de carga y de cortocircuito que aportará la planta fotovoltaica al circuito.
- Criterios generales de costos de inversión vrs topología del circuito: circuito urbano y rural.

Una vez la planta ha sido dimensionada (ver Anexo B) y el circuito ha sido modelado, se simula según los siguientes criterios:

1. Las cargas son fijas y trifásicas, ajustadas a valores máximos posibles según el perfil de carga analizado para la construcción de la planta fotovoltaica.
2. En los escenarios:
 - a. 001: El circuito de C.B. únicamente es alimentado por la red de distribución lo que significa que es el escenario actual y por lo tanto también nombrado “escenario base”. Esto quiere decir que la planta fotovoltaica esta desconectada y por lo tanto no entrega potencia al circuito. Las baterías están desconectadas y por lo tanto tampoco entregan energía y tampoco son vista como carga para la red de distribución.
 - b. 110: El circuito de C.B. se encuentra aislado de la red de distribución y es energizado únicamente por la planta fotovoltaica y las baterías. Esto quiere decir que tanto la planta fotovoltaica como las baterías entregan energía.

- c. 111. El circuito es alimentado por la red de distribución, la planta fotovoltaica y las baterías.
3. Los inversores que controlan la PFV y las baterías poseen control y estabilización de frecuencia y potencia, por lo tanto, son capaces de adaptarse a los requerimientos de la red y ajustarse a los niveles exigidos por la red.
 4. Los capacitores son fijos y entregan potencia reactiva en todos los escenarios. Esto ayuda a los problemas de bajo voltaje en los puntos distantes del circuito y a disminuir la exigencia de reactivos en la red, sobre todo en el escenario 111 donde podrían aparecer problemas de bajo factor de potencia.

Para mayor referencia ver el diagrama unifilar modelo en el Anexo C

La siguiente imagen es el circuito modelado en el programa de simulación ETAP 16.0.0, en esta imagen se aprecian los nombres de los elementos que conforman el circuito. En las imágenes que se presenta a continuación se hacen las siguientes aclaraciones:

- *a – En el nodo colector aguas abajo del transformador de la subestación C.B. se propone instalar un nuevo equipo de protección: un recloser “RCC-CBA001”. Por limitantes en la librería de equipos de protección del software el recloser se ha simulado a través de relés de sobrecorriente, voltaje, frecuencia y un interruptor de potencia.
- *b y *c – De igual manera a la explicación anterior, son equipos recloser modelados con relés e interruptor de potencia.

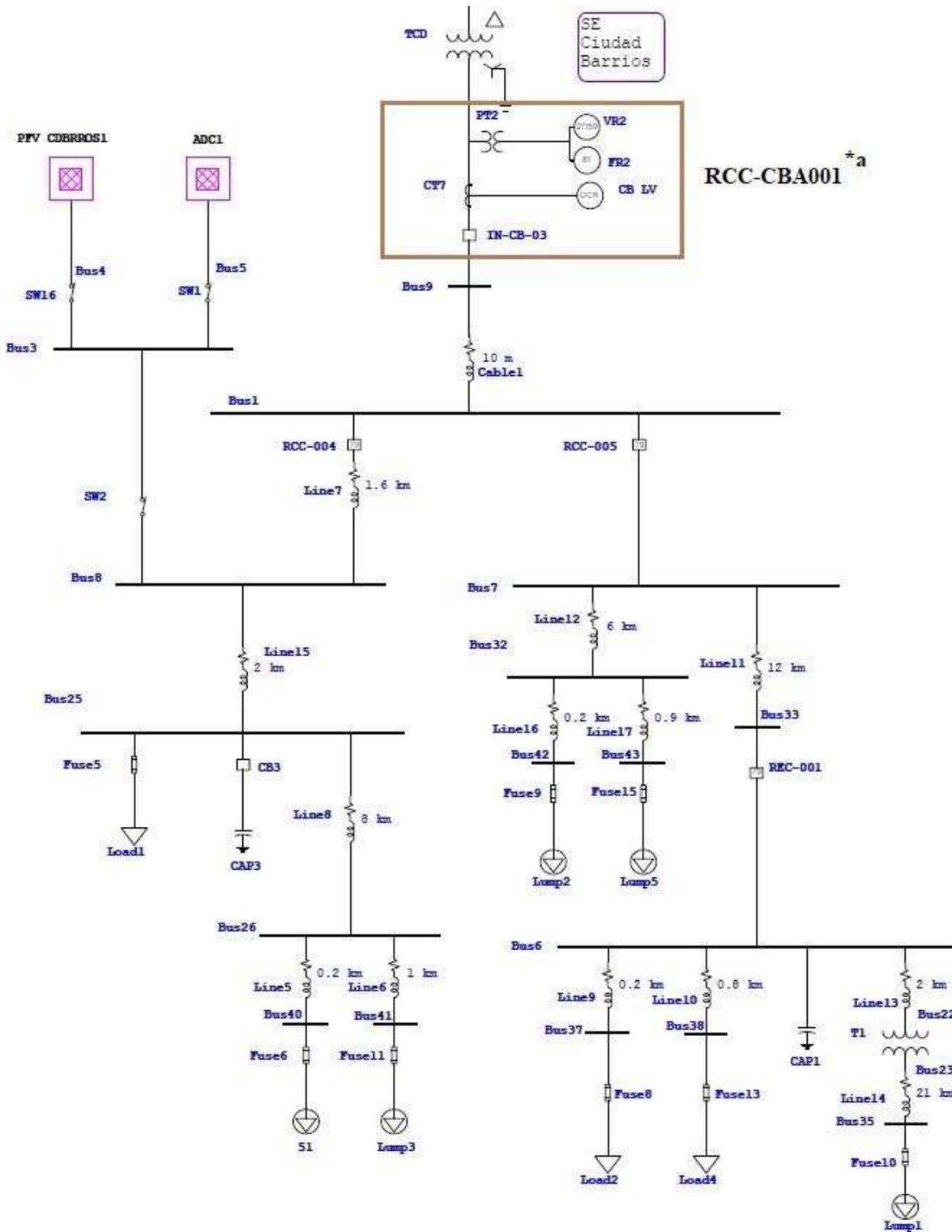


Figura 5-1 Modelo del circuito en el programa de simulación ETAP 16.0.0. La planta fotovoltaica y las baterías se encuentra dentro de subnetworks que se muestran en las siguientes imágenes.

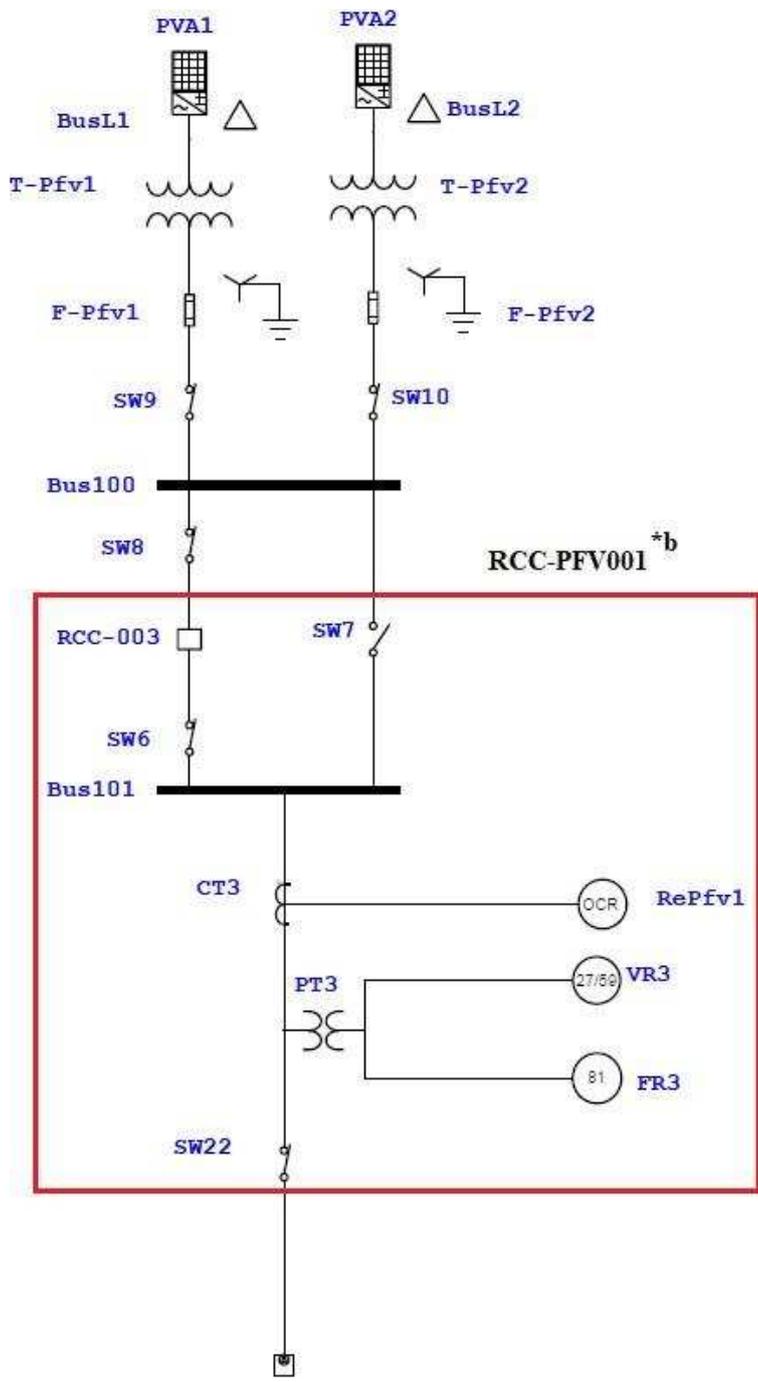


Figura 5-2 Planta fotovoltaica de 5MVA.

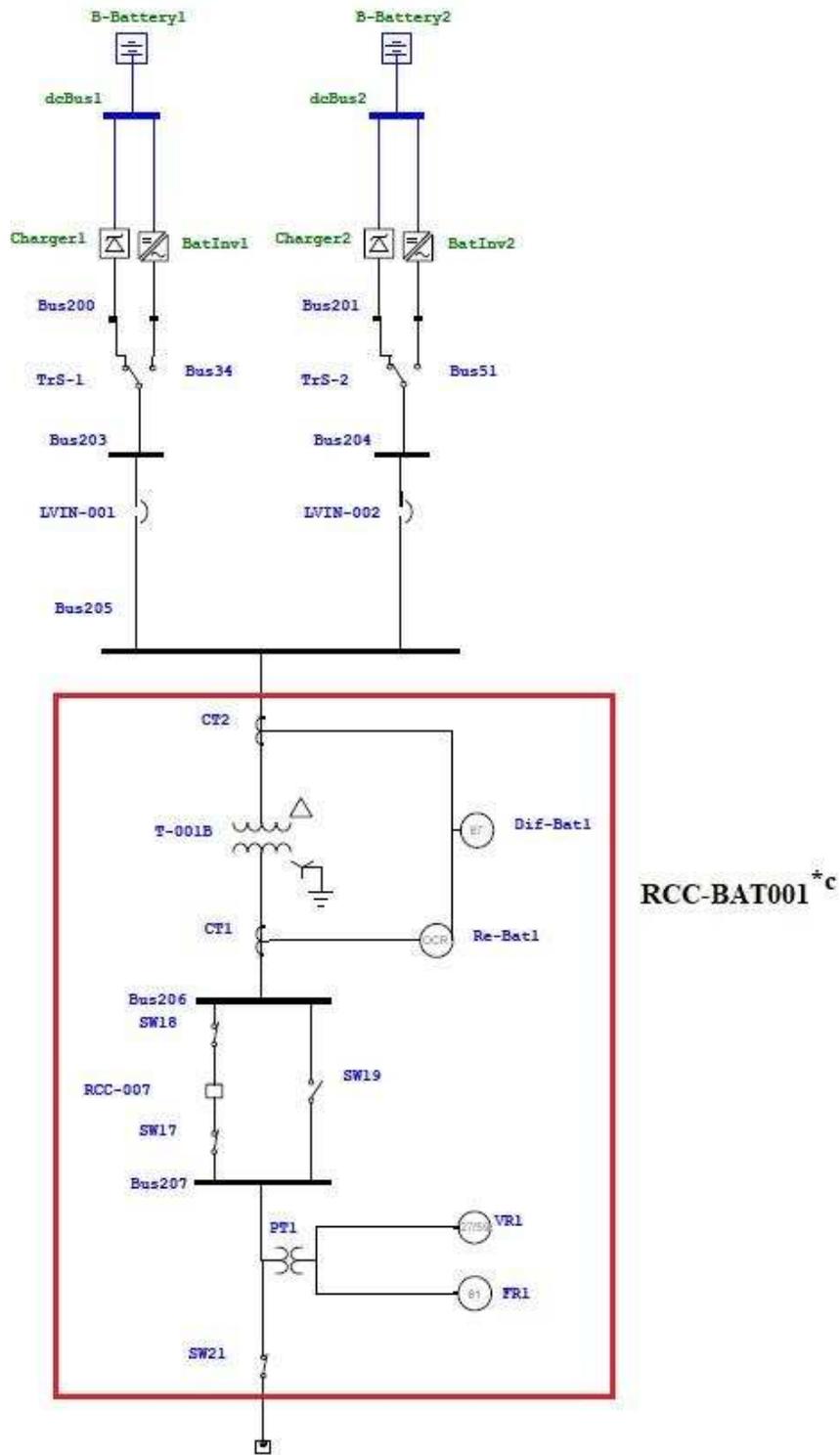


Figura 5-3 Planta de baterías de 4MVA / 16MWh

5.3.1 Resultados del flujo de potencia

En los resultados se presentan algunos buses que han sido seleccionados por su importancia en el cambio de comportamiento en los distintos escenarios del circuito tanto en flujo de potencia como en simulaciones de cortocircuito.

La siguiente tabla muestra los resultados del flujo de potencia en los buses seleccionados como principales e importantes. Los buses seleccionados, en conjunto otorgan una pincelada del comportamiento del circuito completo, debido a que los buses seleccionados poseen conectados a ellos elementos de interés y/o tiene una ubicación geográfica que permite dibujar el comportamiento del flujo de potencia en distintos tramos del circuito.

Tabla 5-1 Resultados de flujo de potencia en distintos buses del circuito de C.B. El Bus 1 es el bus de evacuación de la subestación y el Bus 8 es donde se da la interconexión de la PFV.

BUS ID	Potencia Activa (MW)			Potencia Reactiva (MVAR)			Voltaje (kV)		
	001	110	111	001	110	111	001	110	111
Bus1	3.962	2.846	2.885	0.51	0.321	0.312	13.114	12.946	13.134
Bus7	2.881	2.846	2.885	0.379	0.378	0.379	13.114	12.946	13.134
Bus42	0.586	0.583	0.586	0.18	0.179	0.18	12.86	12.889	12.879
Bus6	1.663	1.634	1.666	0.55	0.536	0.552	12.64	12.471	12.66
Bus35	0.583	0.583	0.584	0.179	0.179	0.179	12.698	12.676	12.719
Bus8	1.077	3.957	2.591	0.193	0.392	0.401	13.06	13.08	13.198
Bus26	0.937	0.943	0.955	0.172	0.173	0.176	12.749	12.809	12.927
Bus40	0.468	0.472	0.477	0.0862	0.0867	0.0878	12.746	12.806	12.924
Bus4		5.962	4.586		0.0217	0.243		13.06	13.198
Bus5		2.005	2.005		0.0587	0.0576		13.06	13.198

De los datos mostrados anteriormente se puede decir que:

- Se aprecia en la Tabla 5-1 la disminución de la potencia de retiro en el Bus 1 cuando se pasa del escenario conectado a la red al aislado o con generación distribuida conectada. En el caso de los niveles de tensión se aprecia una mejor regulación

- cuando se pasa del escenario base al escenario de interconexión con la PFV, en cambio, en el escenario aislado se aprecia una peor regulación del nivel de voltaje.
- En el Bus 8 hay un aumento de los niveles de potencia cuando se trabaja con la PFV interconectada o en modo aislado. Esto requerirá una verificación de los elementos físicos para determinar si soportaran el nuevo estrés eléctrico por el aumento de las corrientes.
 - En el Bus 4 es la interconexión la PFV.
 - El Bus 5 es la interconexión con el banco de baterías, dicho banco físicamente se encontraría en las inmediaciones del terreno de la PFV o lo más próximo posible. En el escenario 110 las baterías se encuentran entregando energía y en el escenario 111 son una carga para el circuito (se están cargando).
 - El Bus 35 es el bus más lejano desde la subestación, situándose a más o menos 35 km. En este bus se aprecia que no es afectado por el modo de alimentación del circuito, sea una conexión única con el sistema de distribución, en interconexión con la PFV o en modo aislado, los niveles de flujo de potencia activa y reactiva se mantiene igual en todos los escenarios. Por otro lado, el nivel de voltaje presenta su peor regulación en modo aislado, pero, se mantiene dentro del margen permitido por el organismo regulador: SIGET, este nos dice que el nivel de tensión debe ser $\pm 5.00\%$ del voltaje nominal. Además, con respecto al mejor caso, el 111, la disminución ha sido de un 0.33% lo que indica que no es una afectación considerable y las cargas operarían en modo “normal” en los tres casos.
 - Estas variaciones en el flujo de potencia deben ser contrastadas con las capacidades nominales de los elementos del circuito para cuidar que en ningún caso se sobrepasen y se produzcan daños o deterioros en los equipos.

En la siguiente imagen se puede ver de forma gráfica como ha cambiado el flujo de potencia en los buses 1 y 8 en los escenarios seleccionados y como el bus 7, y por lo tanto buses aguas abajo, no perciben un cambio en el flujo de potencia. Estos cambios de flujo traen consigo variaciones en el nivel de voltaje y corriente.

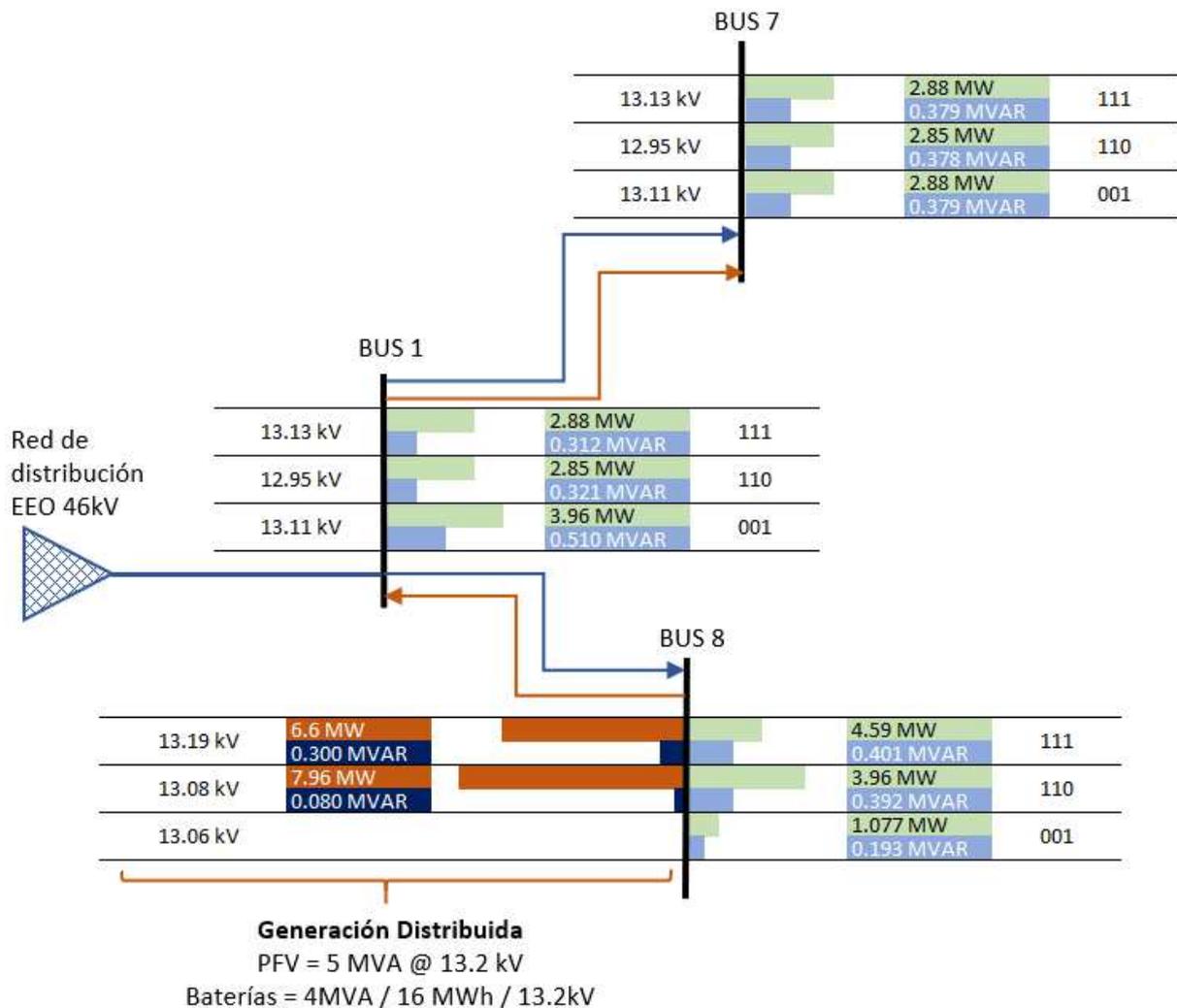


Figura 5-4 Visualización gráfica de las variaciones del flujo de potencia en tres de los buses del circuito. Los buses aguas debajo de los presentados en la imagen no fueron incluidos porque al ser cargas fijas, el flujo de potencia no varía de un escenario a otro como se aprecia en el Bus 7. La línea con flecha azul representa la dirección del flujo proveniente de la red de distribución. La línea con flecha naranja representa la dirección del flujo proveniente de la generación distribuida. Las barras color verde representan la potencia

activa fluyendo hacia las cargas. Las barras celestes la potencia reactiva fluyendo hacia las cargas. Las barras de color naranja representan la generación distribuida (PFV + baterías según sea el caso) y las barras color azul la potencia reactiva entregada por la generación distribuida.

5.4 Información técnica

El modelo del circuito se ha basado en un circuito de distribución existente, con algunos elementos de protección repartidos en la longitud del alimentador y ramales. Se asume que los elementos Reclosers existentes tienen la capacidad para ser reprogramados y adaptarse a un nuevo sistema de control, lo que evitaría incurrir en nuevos costos de inversión. Aun así, se deberá invertir en nuevos elementos Reclosers para proteger los circuitos de la PFV, del banco de baterías y del bus colector en el lado 13.2 kV del transformador de la subestación C.B.

Se debe procurar que los elementos Reclosers nuevos y existentes sean compatibles con el controlador de microred SEL seleccionado en el capítulo 4.3.2. Para cumplir dicho requerimiento se propone utilizar un controlador de Recloser SEL-351R, ver Anexo D para más información técnica y utilizar un Recloser ABB Joslyn Hi-Voltage 15kV, el cual es compatible con el controlador de recloser SEL-351R, para más información del dispositivo Recloser ver Anexo E.

Tabla 5-2 Condición actual de los Recloser

Recloser	Condición	Controlador	Modelo Recloser
RCC-001	Existente	-*	-
RCC-004	Existente	-	-
RCC-005	Existente	-	-
RCC-CBA001	Nuevo	SEL-351R	ABB Joslyn
RCC-PFV001	Nuevo	SEL-351R	ABB Joslyn
RCC-BAT001	Nuevo	SEL-351R	ABB Joslyn

* No fue posible obtener dicha información para los elementos existentes

Las especificaciones técnicas de los elementos utilizados en las PFV como los módulos fotovoltaicos, el gabinete de control y elevador de potencial y el almacenamiento de energía se pueden ver en el Anexo F.

5.5 Localización de protecciones

Como se mencionó antes el circuito modelado es un circuito de distribución existente y a excepción de los nuevos elementos, poseen una ubicación geográfica fija la cual será respetada, porque esto se traduce en menos costos de inversión y, como los resultados mostraran más adelante, la ubicación actual de los elementos de protección cumple los requisitos de selectividad y confiabilidad.

En la siguiente tabla se muestra la distancia a la cual están ubicados los elementos de protección, tomando como punto cero la subestación C.B.

Tabla 5-3 Distancia geográfica de los dispositivos recloser desde la SE C.B.

Recloser	Distancia km
RCC-001	12
RCC-004	0.02
RCC-005	0.02
RCC-CBA001	0.01
RCC-PFV001	1.5
RCC-BAT001	1.5

En la siguiente imagen se muestra la ubicación donde se propone instalar la PFV por sus ventajas de cercanías a la SE y ser un terreno deforestado y plano, además cabe mencionar que la planta de almacenamiento de energía deberá estar en las inmediaciones de la PFV.



Figura 5-5 Ubicación propuesta para la PFV

5.6 Análisis de cortocircuito

En base a los datos recopilados y enunciados en 5.1, se simularon los casos propuestos en 5.2 mediante ETAP 16.0, los resultados mostrados a continuación corresponden a los 3 escenarios más destacables para la falla trifásica y monofásica 001 – 110 - 111, en el anexo G se muestran los resultados para el resto de escenarios considerados, así como también para las fallas línea a línea y doble línea a tierra.

El orden de los buses seleccionados para mostrar resultados está en función de la distancia que separa el punto analizado de la subestación y poder analizar como varían las corrientes.

En el caso de los buses 4 – 5 no muestran corrientes en algunos escenarios ya que son buses ubicados en la planta fotovoltaica y almacenamiento de energía propuesto en este estudio que no intervienen en algunos escenarios.

Tabla 5-4 Corriente de falla trifásica en los buses seleccionados

Falla 3L			
Escenario			
BUS	001	111	110
1	1.628	1.968	0.558
7	1.628	1.968	0.558
8	1.372	1.735	0.584
32	0.955	1.055	0.472
26	0.688	0.765	0.442
40	0.681	0.756	0.440
6	0.674	0.721	0.403
35	0.267	0.275	0.224
4	0.000	1.735	0.584
5	0.000	1.735	0.584

En el caso de falla trifásica las corrientes de cortocircuito se ven aumentadas en los puntos cercanos buses 1 (subestación) – 7 – 8 (planta FV) aproximadamente a 1.6 km de distancia de la subestación hasta en 21 % ~ 26 % relativo a las condiciones existentes cuando se agrega la planta FV y el almacenamiento de energía (conectado a red), sin embargo se reducen hasta 34 % ~ 43 % en el caso aislado de la red cuando se opera con la planta FV y el almacenamiento de energía, estos resultados se presentan en el grafico a continuación.

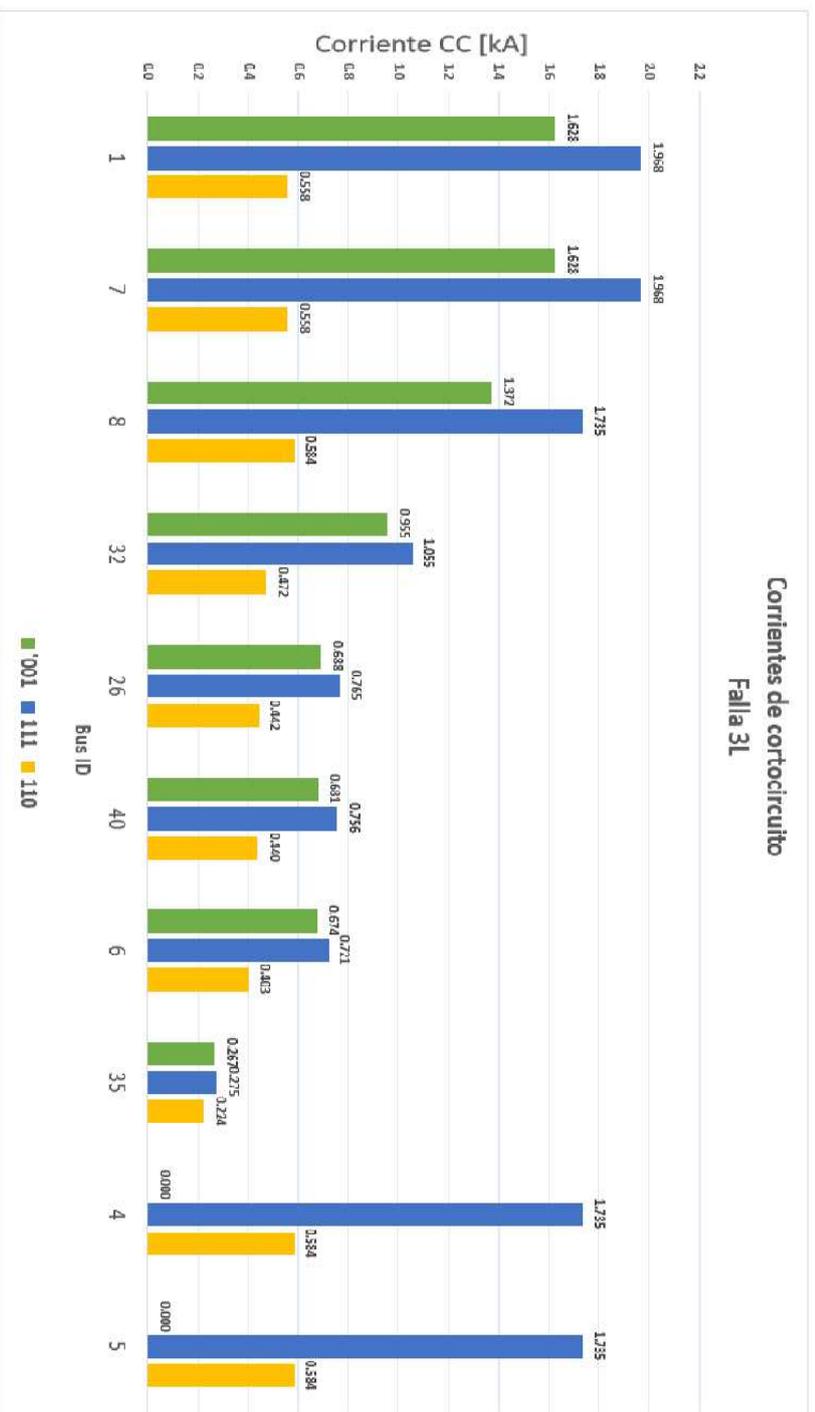


Figura 5-6 Apreciación gráfica de la disminución de la corriente de cortocircuito trifásica según la distancia del bus con respecto a la SE C.B. y el escenario simulado.

Tabla 5-5 Corriente de falla monofásica en los buses seleccionados

Falla LG			
Escenario			
BUS	001	111	110
1	2.004	2.540	0.788
7	2.004	2.540	0.788
8	1.415	2.395	0.868
32	0.782	0.855	0.539
26	0.499	0.586	0.470
40	0.492	0.577	0.465
6	0.486	0.513	0.392
35	0.177	0.180	0.167
4	0.000	2.395	0.868
5	0.000	2.395	0.868

En el caso de falla monofásica las corrientes de cortocircuito se ven aumentadas en los puntos cercanos buses 1 (subestación) – 7 – 8 (planta FV) aproximadamente a 1.6 km de distancia de la subestación hasta en 27 % ~ 69 % relativo a las condiciones existentes cuando se agrega la planta FV y el almacenamiento de energía (conectado a red), sin embargo se reducen hasta 39 % ~ 61 % en el caso aislado de la red cuando se opera con la planta FV y el almacenamiento de energía, estos resultados se presentan en el grafico a continuación.

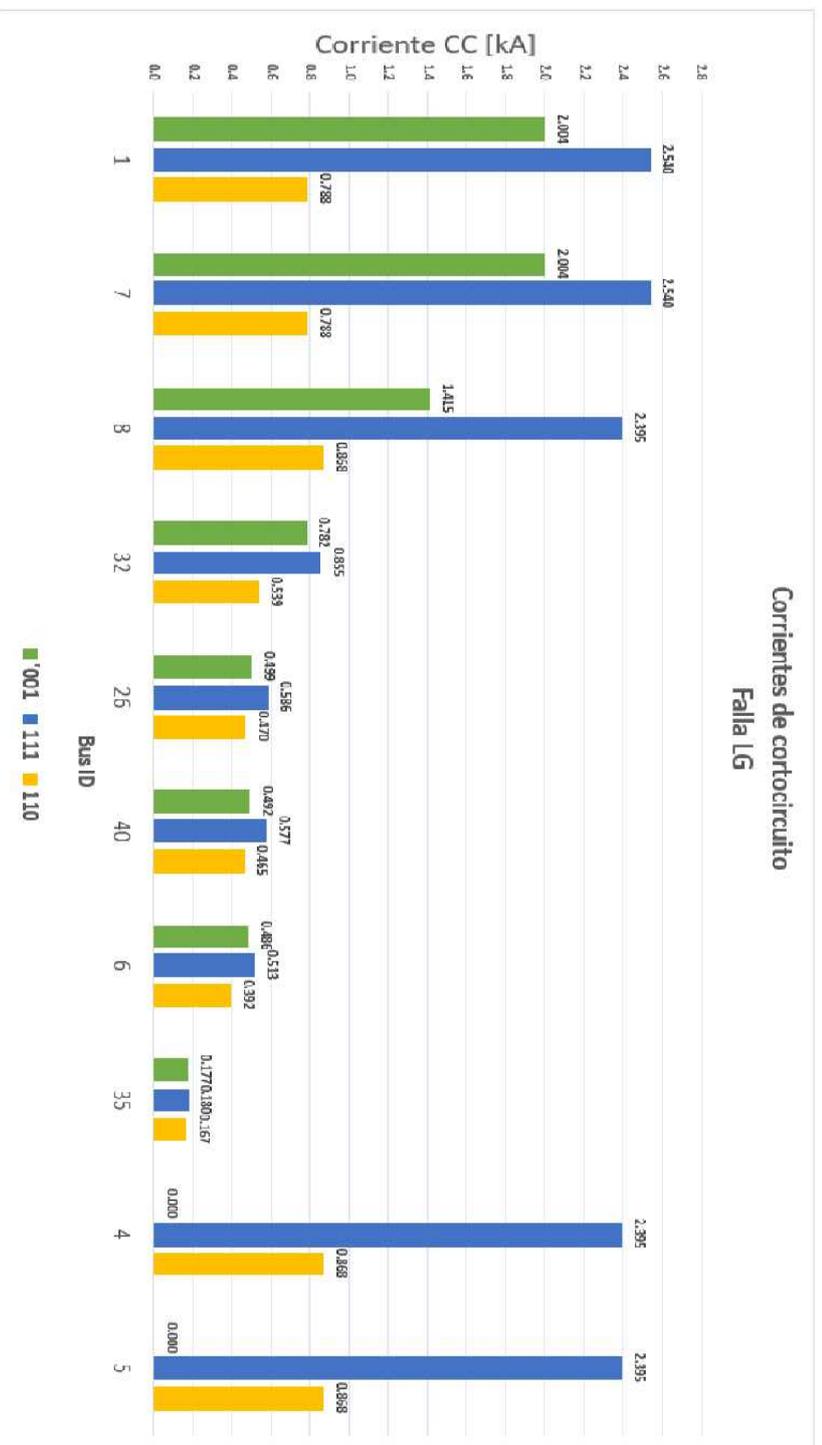


Figura 5-7 *Apreciación grafica de la disminución de la corriente de cortocircuito monofásica según la distancia del bus con respecto a la SE C.B. y el escenario simulado.*

5.7 Coordinación de las protecciones

Una vez han sido analizados los datos de las dos secciones anteriores, y se ha concluido que los valores obtenidos son razonables y acordes a una realidad teórica, se procede a la configuración de las protecciones.

El procedimiento para el estudio de coordinación es el siguiente:

1. Configurar el circuito en un escenario de flujo de carga posible, es decir ajustar las conexiones y las aportaciones de la generación distribuida según el escenario a estudiar lo requiera.
2. Seleccionar el ramal más largo y/o con mayor cantidad de elementos a coordinar.
3. Ajustar los valores de estos elementos acorde a los resultados de flujo de carga y cortocircuito.
4. Seguir criterios de coordinación para cada par de elementos coordinados, conocidos como equipo “aguas abajo” y equipo “aguas arriba”.
5. Coordinar los elementos de las derivaciones o ramales del tramo largo seleccionado.
6. Correr simulación de secuencia de operaciones de las protecciones poniendo fallas trifásicas y monofásicas en la mayor cantidad de buses posibles y observar que las protecciones actúen según una lógica razonable, evacuando la falla el equipo de protección más cercano a la falla y operando en escalera hacia aguas arriba en caso que el equipo más cercano a la falla no opere.
7. Repetir el proceso en cada escenario.

Los criterios de coordinación para el ajuste de las protecciones han sido estudiados en la sección 4.1.2. Los criterios que se describen en esa sección se combinan con los resultados de flujo de carga y cortocircuito para seleccionar de manera apropiada los ajustes y los equipos a utilizar, el anexo C muestra la secuencia de operación de las protecciones. La inteligencia de seleccionar el grupo de ajustes necesario en la protección según los flujos

de carga en tiempo real será proporcionada por el equipo SEL mencionado en la sección 4.3.2.

5.8 Obtención de parámetros

Luego de un proceso iterativo de simulaciones, hasta lograr un ajuste de protecciones coordinado y funcional se puede extraer la información del software y tabularlo para su posterior aplicación práctica con el dispositivo controlador de la microred.

En la Tabla 5-2 se muestra la configuración de los equipos Recloser del circuito de distribución para cada escenario posible.

Se aprecia en la tabla los cambios en los valores de pickup y de Time Dial según el escenario simulado. Esa información será útil para crear los grupos de ajuste que controlará el equipo SEL y decidirá qué grupo activar según las lecturas en tiempo real de los parámetros de la red.

Adicionalmente se han configurado protecciones de sobre, bajo voltaje y de frecuencia, como respaldo de las protecciones de sobrecorriente. Debido a que en ciertos escenarios y según la localización de la falla, se pueden presentar valores de corrientes de falla muy pequeños que se pueden confundir con corrientes de carga, y por lo tanto la protección de sobrecorriente podría no operar u operar con demasiado retraso.

La configuración de las protecciones de sobre y bajo voltaje se hicieron siguiendo las recomendaciones de la norma IEEE 1542 y el manual ROBCP de la Unidad de Transacciones de El Salvador.

Tabla 5-6 Configuración de las protecciones según el escenario

Redoser ID	Trip Element	Level	001			010			111-101-011		
			Curve	Pick Up (A)	Time Dial	Curve	Pick Up (A)	Time Dial	Curve	Pick Up (A)	Time Dial
RCC-004	Phase	Fast	ANSI Short Time Inverse	60.00	0.50	NA	NA	NA	NA	NA	
	Phase	Delay	ANSI Extremely Inverse	70.00	3.97	ANSI Extremely Inverse	155.00	1.70	ANSI Extremely Inverse	180.00	1.81
RCC-005	Neutral	Delay	ANSI Moderately Inverse	16.00	2.06	ANSI Moderately Inverse	36.00	3.24	ANSI Moderately Inverse	36.00	3.24
	Phase	Delay	ANSI Extremely Inverse	180.00	1.03	ANSI Extremely Inverse	155.00	0.90	ANSI Extremely Inverse	180.00	1.09
RCC-001	Neutral	Delay	ANSI Moderately Inverse	31.00	2.07	ANSI Moderately Inverse	36.00	2.09	ANSI Moderately Inverse	36.00	2.09
	Phase	Fast	ANSI Short Time Inverse	100.00	0.50	ANSI Short Time Inverse	100.00	0.50	ANSI Short Time Inverse	100.00	0.50
RCC-CBA001	Phase	Delay	ANSI Extremely Inverse	110.00	1.48	ANSI Extremely Inverse	110.00	1.48	ANSI Extremely Inverse	110.00	1.48
	Neutral	Delay	ANSI Moderately Inverse	16.00	0.96	ANSI Moderately Inverse	22.00	0.96	ANSI Moderately Inverse	22.00	0.96
RCC-BAT001	Phase	Delay	ANSI Very Inverse	342.00	1.38	ANSI Very Inverse	342.00	1.75	ANSI Very Inverse	342.00	1.75
	Neutral	Delay	ANSI Moderately Inverse	68.40	3.55	ANSI Moderately Inverse	68.40	4.64	ANSI Moderately Inverse	68.40	4.64
RCC-PFV001	Phase	Delay	ANSI Extremely Inverse	200.00	2.04	ANSI Extremely Inverse	218.40	0.73	ANSI Extremely Inverse	218.40	1.78
	Neutral	Delay	ANSI Moderately Inverse	40.00	3.00	ANSI Moderately Inverse	40.00	4.69	ANSI Moderately Inverse	40.00	4.69
RCC-PFV001	Phase	Delay	ANSI Extremely Inverse	250.20	0.94	ANSI Very Inverse	273.60	0.71	ANSI Extremely Inverse	243.60	1.37
	Neutral	Delay	ANSI Moderately Inverse	40.50	3.00	ANSI Moderately Inverse	40.50	4.69	ANSI Moderately Inverse	40.50	4.69

Tabla 5-7 Tabla extraída de la Norma IEEE 1547-2018. Se usaron los valores marcados en amarillo para la configuración de sobrevoltaje.

Shall trip—Category II				
Shall trip function	Default settings ^a		Ranges of allowable settings ^b	
	Voltage (p.u. of nominal voltage)	Clearing time (s)	Voltage (p.u. of nominal voltage)	Clearing time (s)
OV2	1.20	0.16	fixed at 1.20	fixed at 0.16
OV1	1.10	2.0	1.10–1.20	1.0–13.0
UV1	0.70	10.0	0.0–0.88	2.0–21.0
UV2	0.45	0.16	0.0–0.50	0.16–2.0

Para la protección de bajo voltaje se utilizó el requerimiento de la UT, en su Anexo 12 del documento ROBCP, artículo 3.4 menciona que “*Para propósitos de diseño de equipos y unidades generadoras, deberá tomarse en cuenta que el voltaje de la red podría sobrepasar el 120% ó caer por debajo del 80% del valor nominal.*” y en combinación con el artículo 6.2.4 “*El tiempo de liberación de la falla por protección primaria para unidades generadoras renovables no convencionales deberá responder al menos a la curva adjunta.*”. Con los dos artículos mencionados y con la siguiente imagen perteneciente al artículo 6.2.4 se toma la decisión de ajustar la protección de bajo voltaje a 0.8 p.u. y un tiempo de respuesta de 1 s. [17]

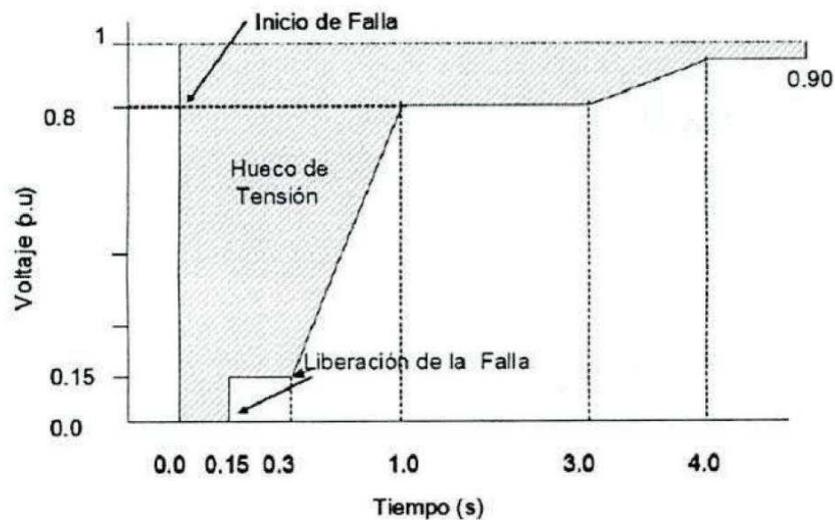


Figura 5-8 Curva para la regulación de la protección de bajo voltaje según el ROBCP de la UT.

Para las protecciones de sobre y baja frecuencia se hace referencia a los requerimientos de la UT para unidades generadoras distribuidas, dice en su artículo 2.4 del Anexo 12 “Para propósitos de diseño de equipos y unidades generadoras, deberá tomarse en cuenta que la frecuencia de la red podría sobrepasar los 63.00 Hz o caer por debajo de los 57.00 Hz en circunstancias excepcionales.” Lo que nos indica que las protecciones y las unidades generadoras deben ser capaces de soportar los valores de sobre y baja frecuencia mencionados, pero no detalla los tiempos que las unidades generadoras deberían de ser capaces de soportar las variaciones en la red, dichos tiempos son extraídos de la Tabla 18 de la norma IEEE 1547-2018 [16]. Por lo tanto, la protección de baja frecuencia queda configurada para un valor de 57 Hz y 180 s y la protección de sobre frecuencia queda configurada con un valor de 63 Hz y 180s.

La siguiente imagen muestra la coordinación de un dispositivo de protección en el escenario 111. Para ver las demás curvas de coordinación ver el Anexo H.

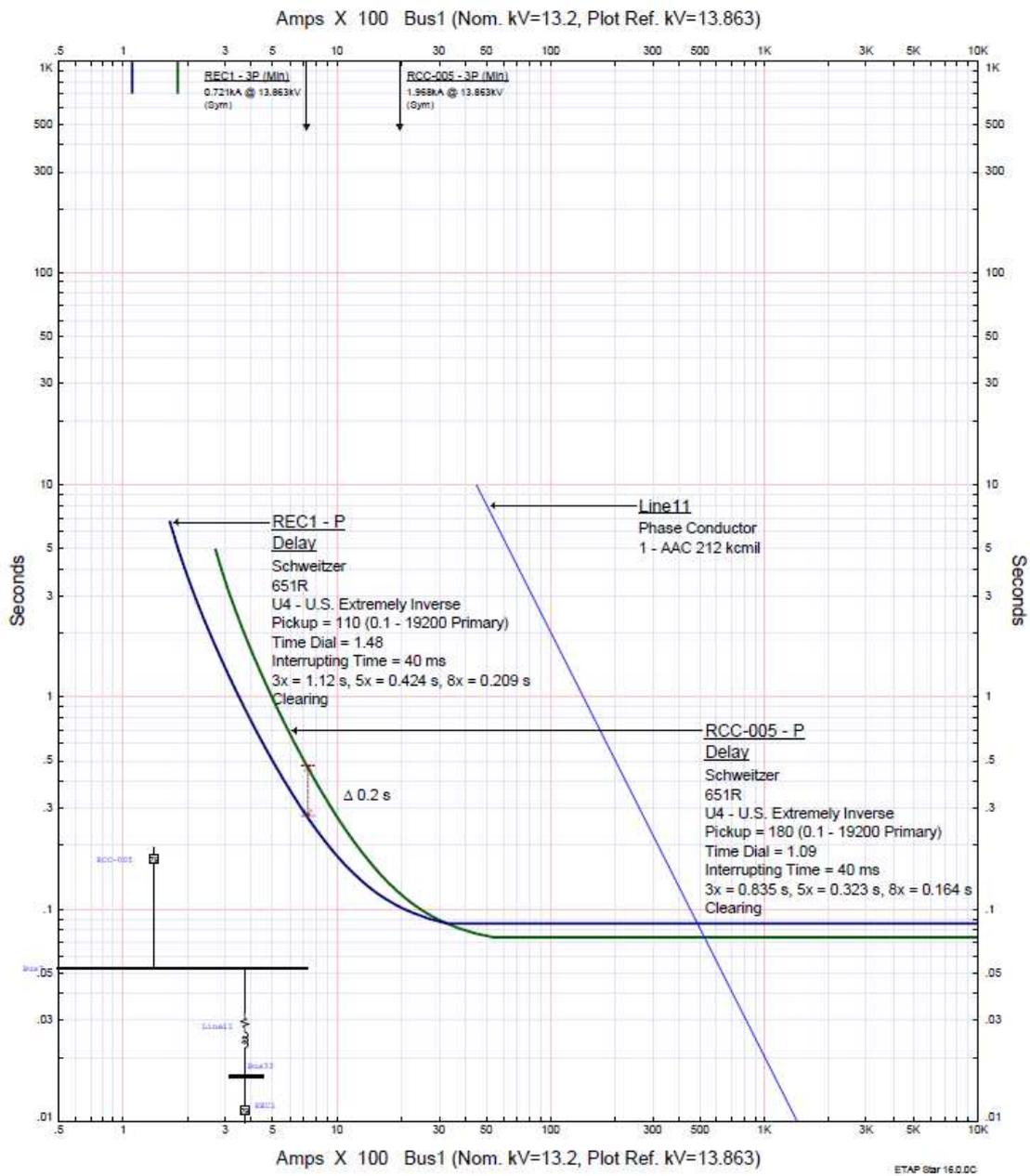


Figura 5-9 Coordinación Recloser 005 (Aguas arribas) – Recloser 001 (aguas abajo) en el escenario 111.

Conclusiones

1. Las microredes plantean retos técnicos para su implementación en redes eléctricas existentes, uno de ellos es la coordinación de protecciones de sobrecorriente, ya que al insertar generación distribuida y almacenamiento de energía se alteran los flujos de potencia y corrientes de cortocircuito debido al cambio constante en la topología de la red, estos cambios están en función de su estado de operación ya sea aislado o interconectado con la red de potencia, pueden ser menores o mayores respectivamente. Al verse alteradas las corrientes de cortocircuito las primeras consecuencias se ven en la coordinación recloser – fusible, ya que esta se obtiene bajo cierto intervalo de valores de corrientes, por lo que al cambiar la corriente de cortocircuito es necesario actualizar los parámetros y lograr selectividad entre dispositivos así también tiempos de despeje seguros.
2. Los efectos en cambio de corrientes de cortocircuito también están en función de la ubicación de la generación distribuida y almacenamiento de energía ya sea cercanas al punto de acoplamiento común o lejos de este, perdiéndose la coordinación de protecciones de sobrecorriente en los dispositivos existentes, en este trabajo se plantean la coordinación de protecciones de forma adaptativa acorde al estado de funcionamiento de la microred con el uso de las tecnologías existentes que aprovechen la inteligencia de los recloser, sistemas SCADA y telecontrol, estableciendo un procedimiento de estudio de los escenarios posibles de operación de la microred que brinda las configuraciones en cada uno de los casos donde amerite una actualización de parámetros para lograr la coordinación.
3. La contribución de corriente de cortocircuito a la microred depende de las tecnologías utilizadas en los generadores distribuidos y almacenamiento de energía, ya que en el caso de tener interfaz electrónicos como inversores estos aportes están limitados al orden del 150% de la corriente nominal, el impacto en generación y almacenamiento de energía de pequeña potencia se percibe poca afectación ya que

no altera en una magnitud significativa el cambio en las corrientes de cortocircuito y consecuentemente la coordinación existente en las protecciones, en la medida que la potencia se vuelve significativa es necesario la reconfiguración de los parámetros en las protecciones inteligentes, sin embargo es un problema el bajo aporte en corrientes de cortocircuito en el caso aislado de la red, ya que la corriente de cortocircuito son tan baja que llega al orden de corrientes de carga, obteniéndose tiempos de despeje demasiados altos, por lo que la coordinación selectiva en algunos ramales se vuelve imposible llegando a depender de las protecciones de respaldo.

4. Contar con procedimiento para el diseño de protecciones adaptativas lleva a que la tarea de mantener la selectividad, sensibilidad y confiabilidad en protecciones de sobrecorriente para una red eléctrica nueva o existente sea más fácil de implementar, ya que este por medio de simulaciones pueden tenerse los posibles escenarios de operación que requieren ser reconfigurados, en este trabajo se obtuvo que los casos críticos que necesitaron ser modificados son cuando la microrred funciona aislada de la red, por caer los valores de corriente de cortocircuito y cuando la generación distribuida – almacenamiento de energía funciona en paralelo con la red, al aumentar las corrientes de cortocircuito, relativo a los valores disponibles con la red existente.
5. Al cambiar las corrientes de cortocircuito en función del modo de operación los tiempos de disparo de los dispositivos de protección varía, en los casos en los cuales se obtienen tiempos altos y peligrosos con variar el TIME DIAL se obtienen tiempos para el despeje de fallas seguros, en los casos que valores de corrientes de cortocircuito bajan llegando al orden de corrientes de carga, se puede alcanzar la selectividad y sensibilidad variando el PICK UP, así los dispositivos de protección pueden discriminar entre una falla y una sobrecarga, en las simulaciones en ETAP 16.0 se lograron los resultados buscados siguiendo dichas recomendaciones para los casos estudiados.

6. Al diseñar un sistema de protecciones adaptativas se da solución a uno de los problemas técnicos más críticos que tiene como barrera la implementación de microredes, con lo cual se abre la oportunidad de que las redes eléctricas tengan una mayor penetración de generación distribuida y almacenamiento de energía, abriendo las puertas a nuevas oportunidades de negocios en el sector energético, aprovechamiento de energía local, sostenibilidad y confiabilidad a ciudades lejanas de las centrales de generación o red eléctrica nacional de interconexión.

Bibliografía

1. S. Hunt, "Making competition work in electricity," New York: Wiley & Sons, 2002.
2. L. I. L. Eguíluz, M. Mañana, and P. Sánchez, "Eficiencia energética y calidad de suministro eléctrico," Dpto. de Ingeniería Eléctrica y Energética, Universidad de Cantabria, Santander, 2006.
3. J. Driesen and F. Katiraei, "Design for distributed energy resources," Power and Energy Magazine, IEEE, vol. 6, pp. 30–40, 2008.
4. F. Katiraei, N. Iravani, N. Hatziargyriou, and A. Dimeas, "Microgrids management," Power and Energy Magazine, IEEE, vol. 6, pp. 54,65, 2008.
5. B. Kroposki, R. Lasseter, T. Ise, S. Morozumi, S. Papatlianassiou, and N. Hatziargyriou, "Making microgrids work," Power and Energy Magazine, IEEE, vol. 6, pp. 40–53, 2008.
6. Microrredes basadas en Electrónica de Potencia: Características, Operación y Estabilidad Ricardo David Medina
7. Girgis, A. and Brahma, S. Effect of Distributed Generation on Protective Device Coordination in Distribution System, in Proc. Large Engineering Systems Conf., 2001.
8. BUFF BOOK "IEEE Std. 242 Protección and coordination of industrial and commercial power systems.
9. Blinding of Feeder Protection caused by Distributed Generation in Distribution Network. Kari Maki, Sami Repo, Pertti Jarventausta. Institute of Power Engineering, Tampere University of Tecnology, 2005.
10. Sympathetic Tripping Problem Analysis and Solutions. Jeff Roberts, Terrence L. Stulo, Andres Reyes. 24th Annual Western Protective Relay Conference. October 1997.

11. Restoring reclosers-fuse coordination in radial distribution networks with distributed generation. Mohamed A. Dawoud & Doaa K. Ibrahim. Nineteenth International Middle East Power Systems Conference. (MEPCON). December 2017
12. Impact of Distributed generation on recloser-fuse coordination of radial distribution networks. Aliaa Arafa, Mohamed Aly & Salah Kamel. Aswan University. February 2019.
13. SEL Microgrid Systems. Reliable, Economical Power Delivery. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.
14. IEEE Standard for Salient-Pole 50 Hz and 60 Hz Synchronous Generators and Generator/Motors for Hydraulic Turbine Applications Rated 5 MVA and Above," in IEEE Std C50.12-2005 (Previously designated as ANSI C50.12-1982) , vol., no., pp.1-45, 15 Feb. 2006, doi: 10.1109/IEEEESTD.2006.99082.
15. IEEE Standard for Cylindrical-Rotor 50 Hz and 60 Hz Synchronous Generators Rated 10 MVA and Above," in *IEEE Std C50.13-2014 (Revision of IEEE Std C50.13-2005)* , vol., no., pp.1-63, 9 May 2014, doi: 10.1109/IEEEESTD.2014.6811137.
16. IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces," in IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003) , vol., no., pp.1-138, 6 April 2018, doi: 10.1109/IEEEESTD.2018.8332112.
17. Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP). D.O. Número 138 Tomo No.392, viernes 22 de julio de 2011. Unidad de Transacciones. El Salvador.
18. SEL Microgrid Systems. Reliable, Economical Power Delivery. https://cms-cdn.selinc.com/assets/Literature/Product%20Literature/Flyers/Microgrid%20Systems_PF00344.pdf?v=20180831-142630
19. The ABC's of overcurrent coordination, Thomas P. Smith P.E. January 2006.

Anexos A

Información básica a recopilar para un estudio de coordinación de protecciones de sobrecorriente.

- ✓ Información del sistema de alimentación de potencia.
 1. Tensión línea a línea de la fuente en el sitio de la subestación.
 2. Máxima y mínima magnitud de corriente de falla 1Ø y 3Ø en la fuente.
 3. Máximo tamaño o clasificación del fusible del lado de alta tensión.
 4. Tipo de protección adicional del lado de alta tensión, tipo de relé, configuración, etc.
- ✓ Información de la subestación de distribución (Transformador reductor).
 1. Diagrama esquemático del transformador, conexión, dispositivos de protección (lado de alta y baja), configuración del circuito de salida.
 2. Capacidad del transformador en la subestación, tensión (del lado de alta y baja) y porcentaje de impedancia.
 3. Curva de daño del transformador de la subestación.
- ✓ Información del sistema de distribución (para cada alimentador.)
 1. Diagrama del circuito alimentador con las distancias a escala.
 2. Localización de los consumidores o cargas para las cuales una interrupción del suministro eléctrico es costosa.
 3. Localización y tamaño de las cargas de gran potencia.
 4. Localización de los transformadores auto protegidos mayores a 25 kVA.
 5. Corriente de carga pico máxima medida en la subestación.

✓ Información de los elementos de protección.

1. Datos del fusible del lado de alta de la subestación: tipo, curvas TC, clasificación.
2. Marca y clasificación de los circuit breakers y relés de los alimentadores.
3. Reclosers: marca, tipo, tabla de clasificación y curvas TC.
4. Fusibles de las líneas seccionalizadas: marca, tipo, curvas TC de fusión y despeje total de falla.
5. Fusibles de los transformadores de distribución internos o externos: marca, tipo, curvas TC.

Tabla de coordinación.

FUSIBLES DE PRO- TECCION	FUSIBLES PROTEGIDOS (RÉSPALDO)													
	8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
	CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO MAXIMA DE COORDINACION (AMPERES)													
6K		190	350	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8K			210	440	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
10K				300	540	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
12K					320	710	1050	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
15K						430	870	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
20K							500	1100	1700	2200	2800	3900	5800	9200
25K								660	1350	2200	2800	3900	5800	9200
30K									850	1700	2800	3900	5800	9200
40K										1100	2200	3900	5800	9200
50K											1450	3500	5800	9200
65K												2400	5800	9200
80K													4500	9200
100K													2000	9100
140K														4000

Tabla 8-1. Tabla de coordinación para fusibles tipo K.

FUSIBLES DE PROTECCION	FUSIBLES PROTEGIDOS (RESPALDO)													
	8T	10T	12T	15T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T
	CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO MAXIMA DE COORDINACION (AMPERES)													
6T		350	680	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8T			375	800	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
10T				530	1100	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
12T					680	1280	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
15T						730	1700	2500	3200	4100	5000	6100	9700	15200
20T							990	2100	3200	4100	5000	6100	9700	15200
25T								1400	2600	4100	5000	6100	9700	15200
30T									1500	3100	5000	6100	9700	15200
40T										1700	3800	6100	9700	15200
50T											1750	4400	9700	15200
65T												2200	9700	15200
80T													7200	15200
100T													4000	13800
140T														7500

Tabla 8-2. Tabla de coordinación para fusibles tipo T.

Anexo B

Malla de potencia.

El punto de alta tensión de “SUBESTACIÓN C. B.” tiene los parámetros eléctricos siguientes:

Bus	2	
Tensión	46 kV	
Cortocircuito	MVAsc	kAsc
3 ∅	70.0337424	0.879
1 ∅	0	0
Impedancia SC	R(Ω)	X(Ω)
Positiva	17.88414	24.34104
Negativa	17.88414	24.34104
Cero	0	0
Relación X/R		

Transformadores

Los parámetros característicos utilizados para la simulación se describen a continuación.

Transformador SE C.B.		
Nombre	TCD	
Potencia	6.25 MVA	
Tensión	43.8 / 13.2 kV	
Configuración	Dyn1	
Fases	3	
Buses	2 - 9	
Z	7.61%	
X/R	13.55	
% TAP	Primario	0
	Secundario	0

Transformador Regulador		
Nombre	T1	
Potencia	750 kVA	
Tensión	13.2 / 13.2 kV	
Configuración	YNy0	
Fases	3	
Buses	22 - 23	
Z	5.50%	
X/R	7.098	
% TAP	Primario	0
	Secundario	0

Transformador fotovoltaico 1		
Nombre	<i>T-Pfv1</i>	
Potencia	<i>2.5 MVA</i>	
Tensión	<i>13.2 / 0.55 kV</i>	
Configuración	<i>YNd1</i>	
Fases	<i>3</i>	
Buses	<i>L1 - 100</i>	
Z	<i>5.75%</i>	
X/R	<i>10.67</i>	
% TAP	Primario	<i>0</i>
	Secundario	<i>0</i>

Transformador fotovoltaico 2		
Nombre	<i>T-Pfv2</i>	
Potencia	<i>2.5 MVA</i>	
Tensión	<i>13.2 / 0.55 kV</i>	
Configuración	<i>YNd1</i>	
Fases	<i>3</i>	
Buses	<i>L2 - 100</i>	
Z	<i>5.75%</i>	
X/R	<i>10.67</i>	
% TAP	Primario	<i>0</i>
	Secundario	<i>0</i>

Transformador almacenamiento de energía.		
Nombre	<i>T-001B</i>	
Potencia	<i>4 MVA</i>	
Tensión	<i>13.2 / 0.54 kV</i>	
Configuración	<i>YNd1</i>	
Fases	<i>3</i>	
Buses	<i>206 - 205</i>	
Z	<i>5.75%</i>	
X/R	<i>11.41</i>	
% TAP	Primario	<i>0</i>
	Secundario	<i>0</i>

Cargas

Los valores utilizados en la simulación se presentan a continuación.

Cargas C.B.		Cargas C.B.		Cargas C.B.	
Nombre	Load1	Nombre	51	Nombre	Lump3
Voltaje	13.2kV	Voltaje	13.2kV	Voltaje	13.2kV
MVA	0.125	MVA	0.5	MVA	0.5
MW	0.125	MW	0.492	MW	0.492
MVAR	0	MVAR	0.0905	MVAR	0.0905
FP	100%	FP	98%	FP	98%
I	5.47	I	21.87	I	21.87
Conexión	Trifásica	Conexión	Trifásica	Conexión	Trifásica
Bus	25	Bus	40	Bus	41
Tipo de carga	Estática	Tipo de carga	30% Motor 70% Estática	Tipo de carga	30% Motor 70% Estática

Cargas C.B.		Cargas C.B.		Cargas C.B.	
Nombre	Lump2	Nombre	Lump5	Nombre	Load2
Voltaje	13.2kV	Voltaje	13.2kV	Voltaje	13.2kV
MVA	0.6	MVA	0.6	MVA	0.6
MW	0.572	MW	0.572	MW	0.59
MVAR	0.182	MVAR	0.182	MVAR	0.109
FP	95%	FP	95%	FP	98%
I	26.24	I	26.24	I	26.24
Conexión	Trifásica	Conexión	Trifásica	Conexión	Trifásica
Bus	42	Bus	43	Bus	37
Tipo de carga	20% Motor 80% Estática	Tipo de carga	20% Motor 80% Estática	Tipo de carga	Estática

Cargas C.B.		Cargas C.B.	
Nombre	Load4	Nombre	Lump1
Voltaje	13.2kV	Voltaje	13.2kV
MVA	0.6	MVA	0.6
MW	0.59	MW	0.572
MVAR	0.109	MVAR	0.182
FP	98%	FP	95%
I	26.24	I	26.24
Conexión	Trifásica	Conexión	Trifásica
Bus	38	Bus	35
Tipo de carga	Estática	Tipo de carga	20% Motor 80% Estática

Generación distribuida.

La planta solar fotovoltaica se ha diseñado para suplir la mitad de la energía demandada por la “SUBESTACIÓN C. B.” a continuación, se presentan los datos característicos de la planta diseñada en HelioScope

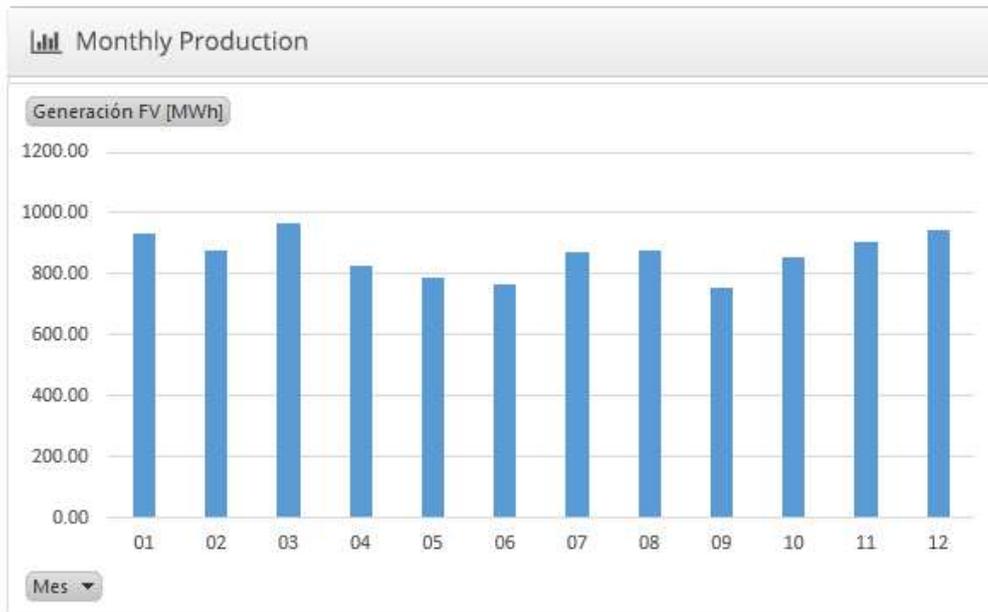
Design 1 PV Ciudad Barrios 01, 13.756, -88.2815

Report	
Project Name	PV Ciudad Barrios 01
Project Address	13.756, -88.2815
Prepared By	Diego Cerna cernadiego3@gmail.com

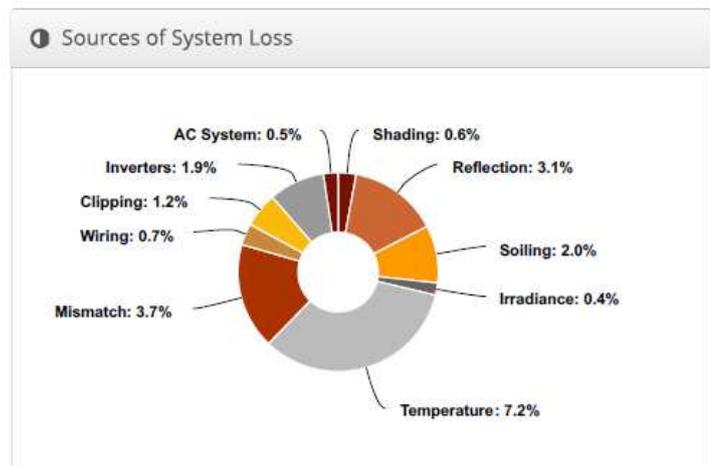
System Metrics	
Design	Design 1
Module DC Nameplate	6.55 MW
Inverter AC Nameplate	5.00 MW Load Ratio: 1.31
Annual Production	10.36 GWh
Performance Ratio	80.4%
kWh/kWp	1,581.6
Weather Dataset	TMY, 10km Grid, meteonorm (meteonorm)
Simulator Version	77a7828439-e663c4048d-88416c8a50-20a26ef055



Components		
Component	Name	Count
Inverters	Sunny Central 2500-EV-US V5 (SMA)	2 (5.00 MW)
Home Runs	240 mm2 (Aluminum)	18 (5,678.3 m)
Combiners	31 input Combiner	12
Combiners	32 input Combiner	2
Strings	10 AWG (Copper)	1,120 (83,013.2 m)
Module	Trina Solar, TSM-DE17M(II) 450 (450W)	14,560 (6.55 MW)



MES	Generación FV [MWh]
01	932.94
02	879.85
03	967.24
04	825.19
05	785.84
06	764.71
07	870.01
08	877.50
09	756.47
10	852.78
11	907.95
12	942.13
Total general	10362.62



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	435	440	445	450	455
Power Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	40.5	40.7	40.8	41.0	41.2
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	10.74	10.82	10.90	10.98	11.06
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	49.0	49.2	49.4	49.6	49.8
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	11.31	11.39	11.46	11.53	11.61
Module Efficiency η_m (%)	19.9	20.1	20.4	20.6	20.8

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.

*Measuring tolerance: $\pm 3\%$.

Los parámetros utilizados en la simulación de ETAP se detallan a continuación, un valor fundamental en la configuración de la planta fotovoltaica es el valor de contribución de corriente de cortocircuito al sistema, que según la *Guía IEEE sobre transformadores para aplicación en sistemas de generación de energía fotovoltaica distribuida*. Este factor K de aportación de corriente es del 150 % del valor corriente nominal del inversor, característica de sistemas que tienen electrónica de potencia como interfaz.

Panel fotovoltaico	
Potencia	450 W
Vmp	41 V
Voc	49.6 V
Imp	10.98 A
Isc	11.53 A
Fill factor	78.72%

Array PVA1	
Potencia	450
Paneles en serie	26
Serie en paralelo	280
Total de paneles	7,280
Potencia total	3,276 kWp
Tensión	1,066 V
Corriente	3,074 A
Inversor	2,500 kVA
	2624 A
	13.2 kV
Contribución SC	150 %
Relacion DC/AC	1.3104

Array PVA2	
Potencia	450
Paneles en serie	26
Serie en paralelo	280
Total de paneles	7,280
Potencia total	3,276 kWp
Tensión	1,066 V
Corriente	3,074 A
Inversor	2,500 kVA
	2624 A
	13.2 kV
Contribución SC	150 %
Relacion DC/AC	1.3104

Almacenamiento de energía.

El almacenamiento de energía se simulo a través de 2 bancos de baterías formados por celdas con las características siguientes:

Celda	
VPC	2.055 V
Hour	8 H
Rp	0.001474 Ω
SG	1.215 A

Array1	
Numero de celdas	500
Capacidad total	7,100 Ah
Corriente	1,915 A
Tensión	1,028 V
Inversor - Cargador	2,000 kVA
	2138 A
	0.54 kV
Contribución SC	150 %

Array2	
Numero de celdas	500
Capacidad total	7,100 Ah
Corriente	1,915 A
Tensión	1,028 V
Inversor - Cargador	2,000 kVA
	2138 A
	0.54 kV
Contribución SC	150 %

Operaciones de la microred

Los posibles escenarios de operación de la microred se resumen en la siguiente tabla, donde cabe la posibilidad cuando esté en funcionamiento el almacenamiento de energía, este en modo de carga o descarga.

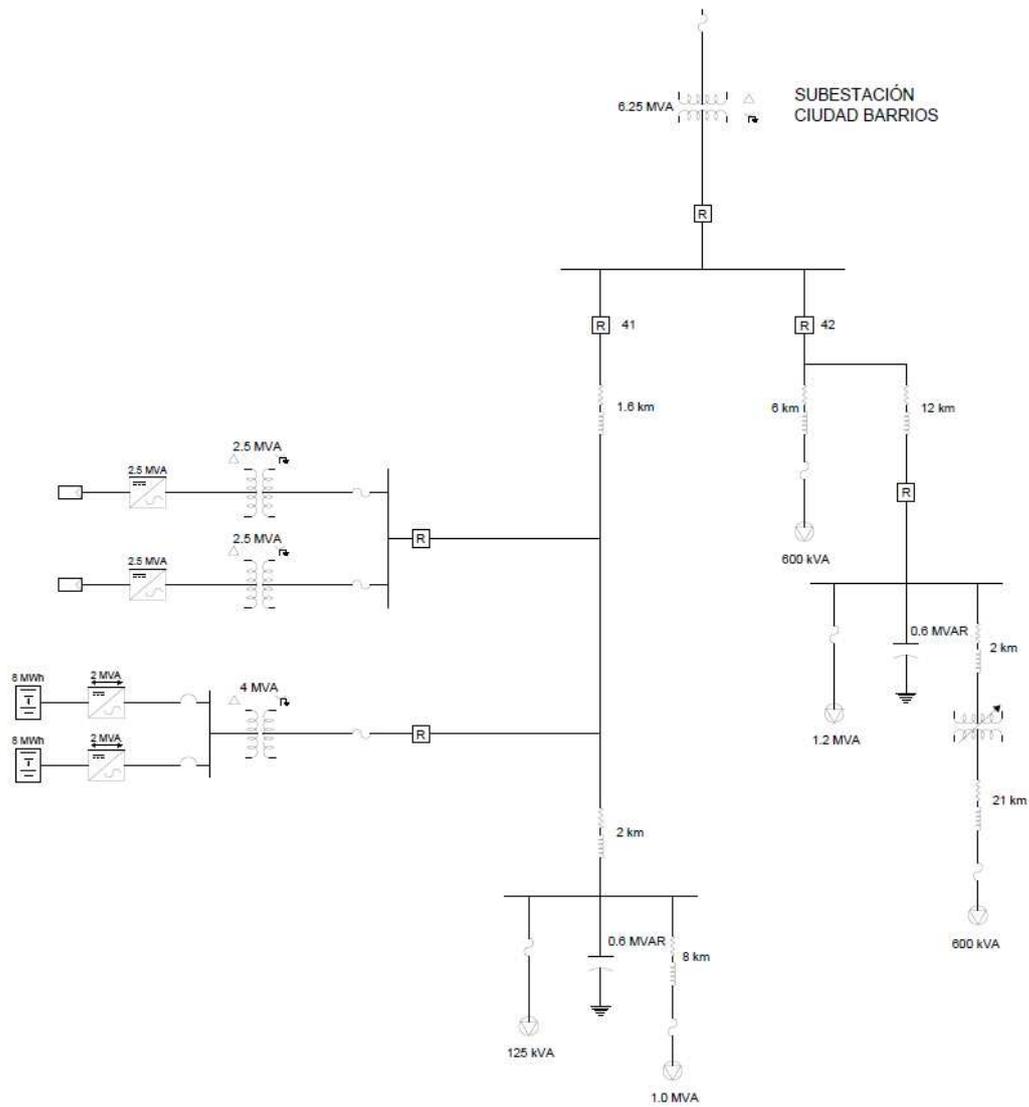
TAG	Operación
0 0 0	<i>Red desenergizada</i>
0 0 1	<i>Conectado a red convencional</i>
0 1 0	<i>Red alimentada por planta fotovoltaica</i>
0 1 1	<i>Conectado a red convencional y generación fotovoltaica</i>
1 0 0	<i>Red alimentada únicamente por baterías</i>
1 0 1	<i>Conectado a red convencional y baterías</i>
1 1 0	<i>Aislado de la red, alimentando red con baterías y generación fotovoltaica</i>
1 1 1	<i>Conectado a red convencional con baterías y generación fotovoltaica</i>

TAG		
<i>Baterías</i>	<i>Fotovoltaico</i>	<i>Red</i>

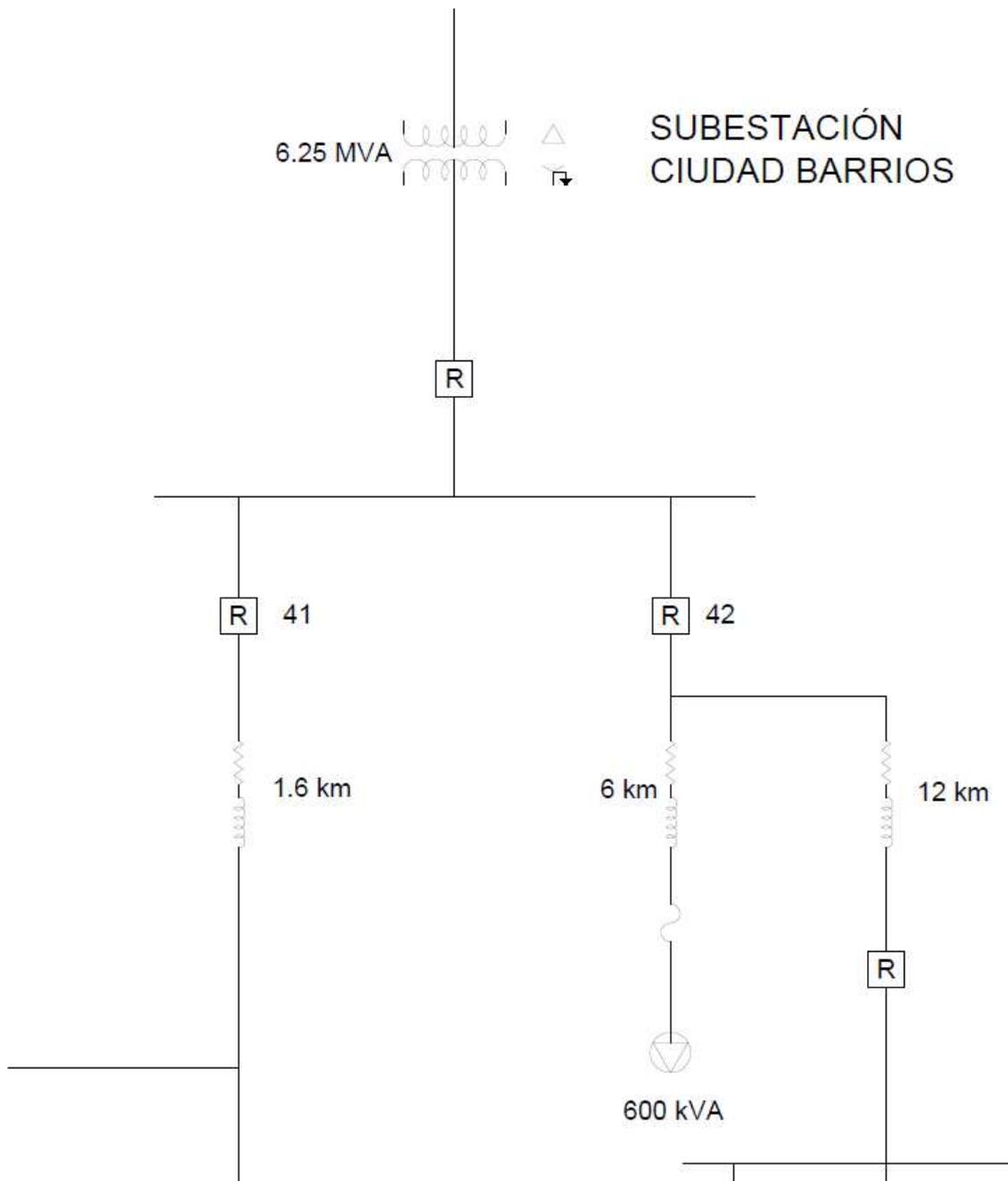
Estado	
0	OFF
1	ON

Anexo C

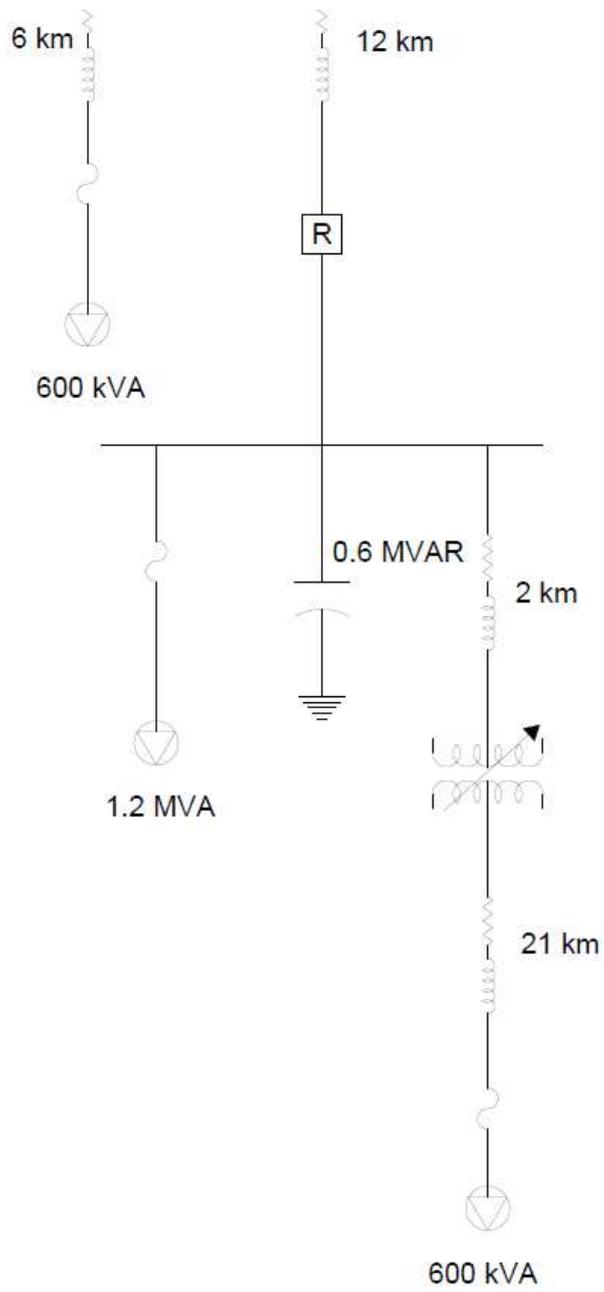
Diagrama unifilar modelo



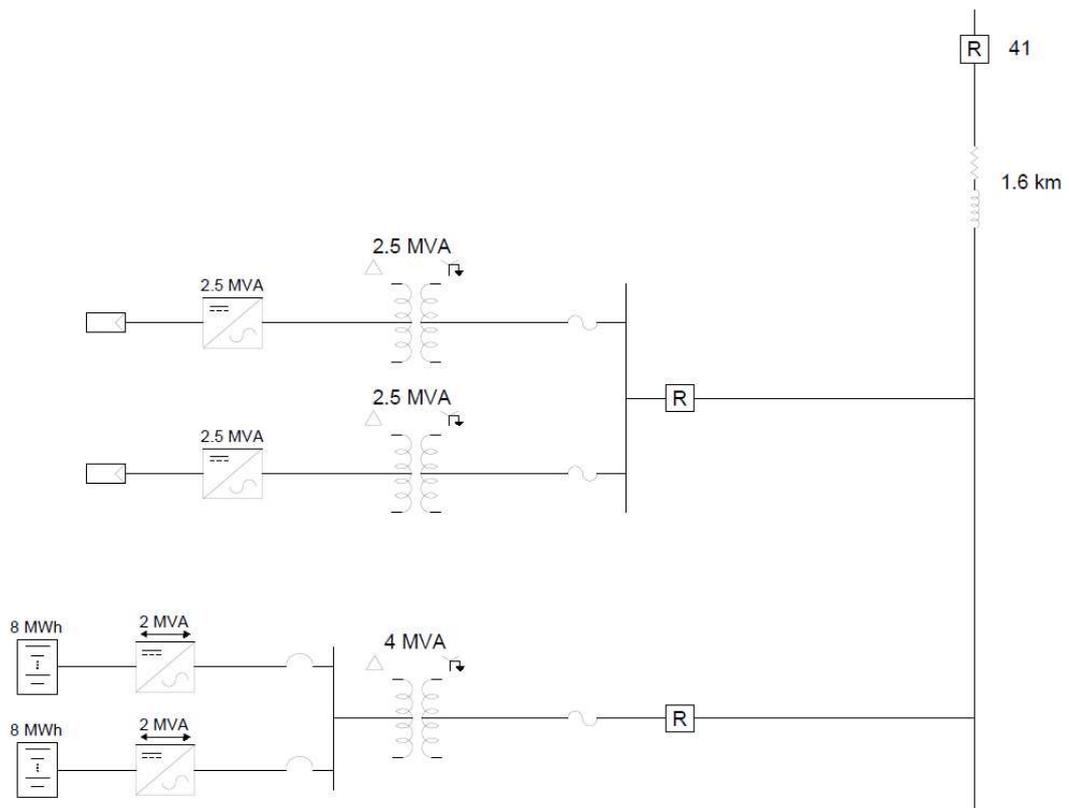
Esquema general del circuito de distribución modelado



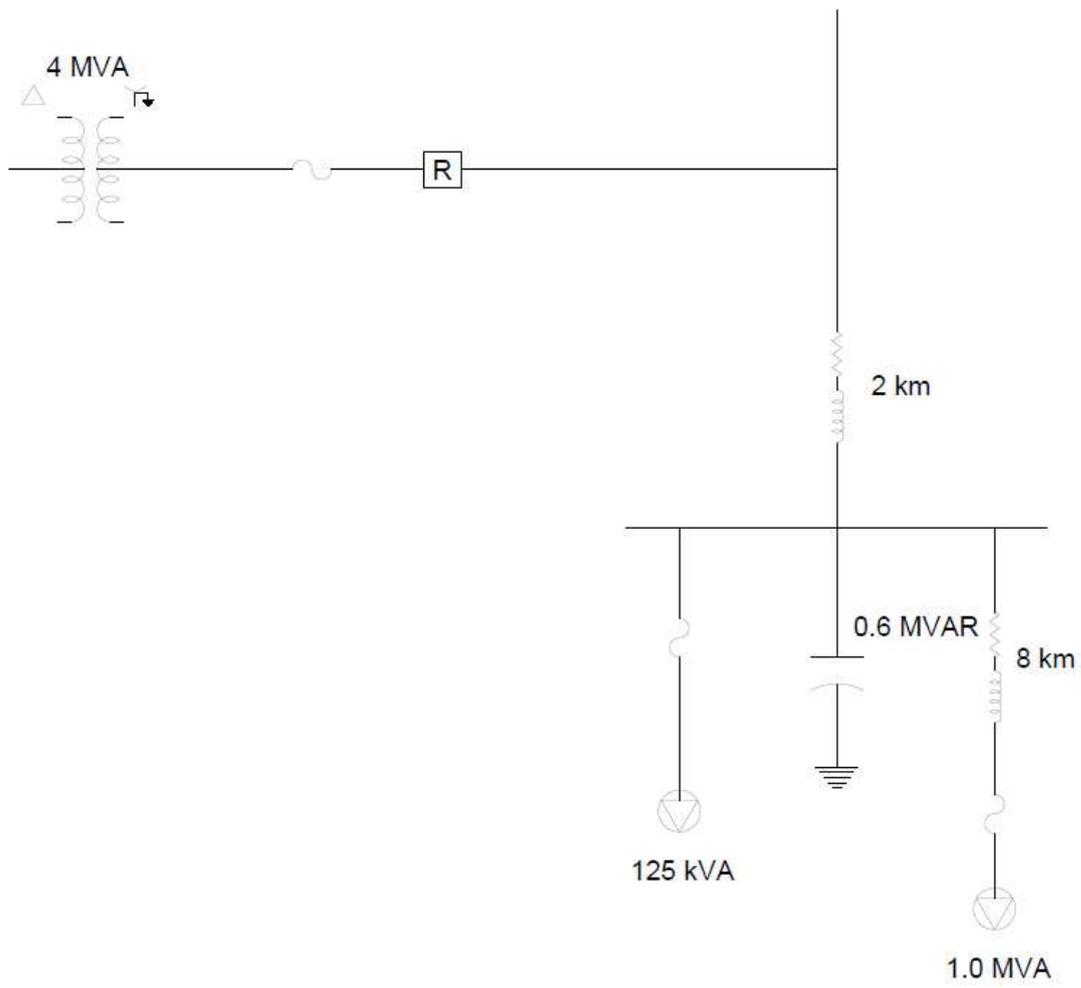
Acercamiento al esquema del circuito para mejor detalle



Acercamiento al esquema del circuito para mejor detalle



Acercamiento al esquema del circuito para mejor detalle



Acercamiento al esquema del circuito para un mejor detalle

Diagrama unifilar en Software de simulación

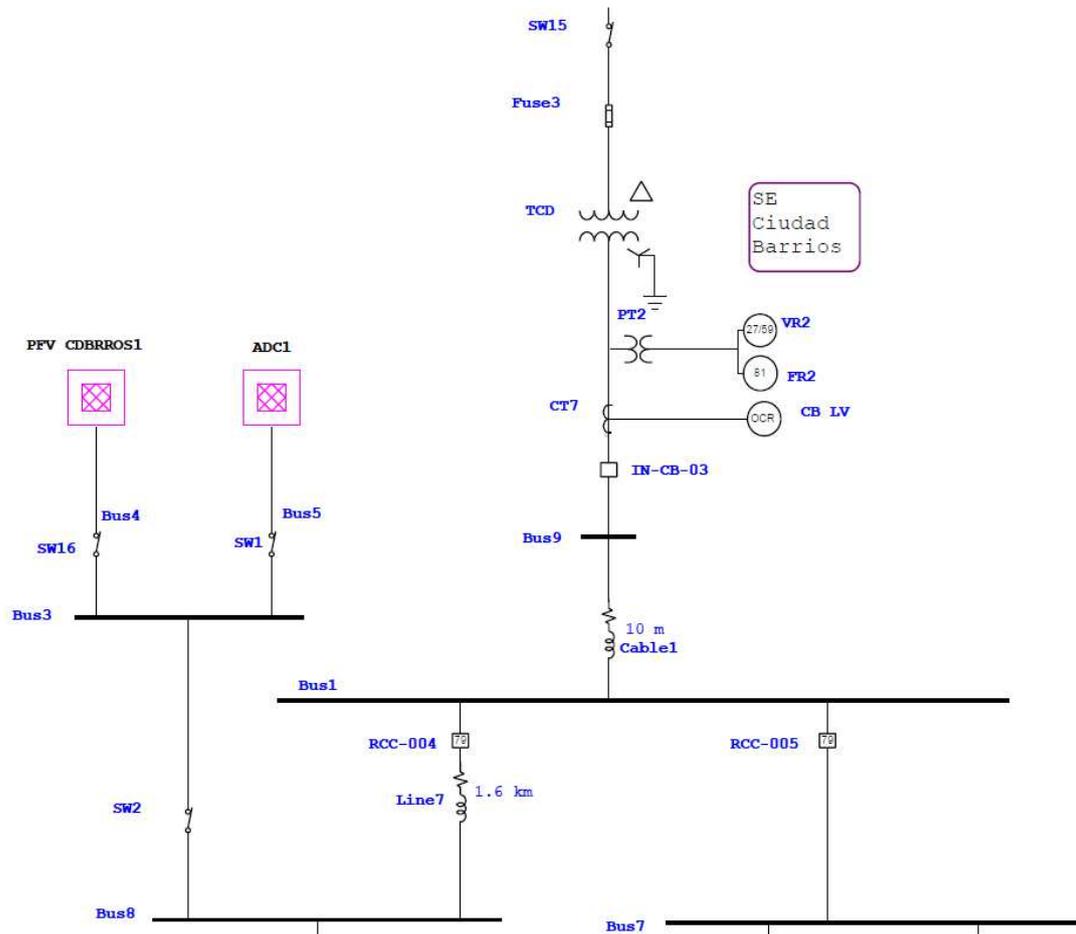


Diagrama unifilar en software de simulación, ver capítulo 5 para aclaraciones.

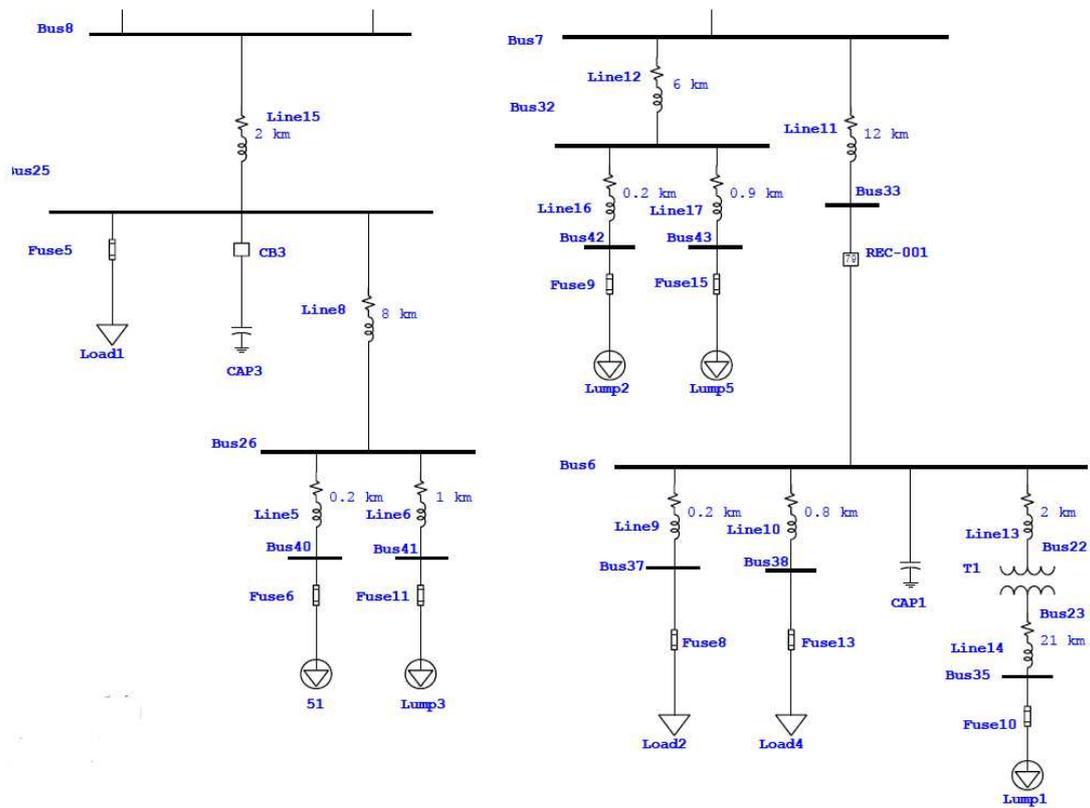


Diagrama unifilar en software de simulación, ver capítulo 5 para aclaraciones.

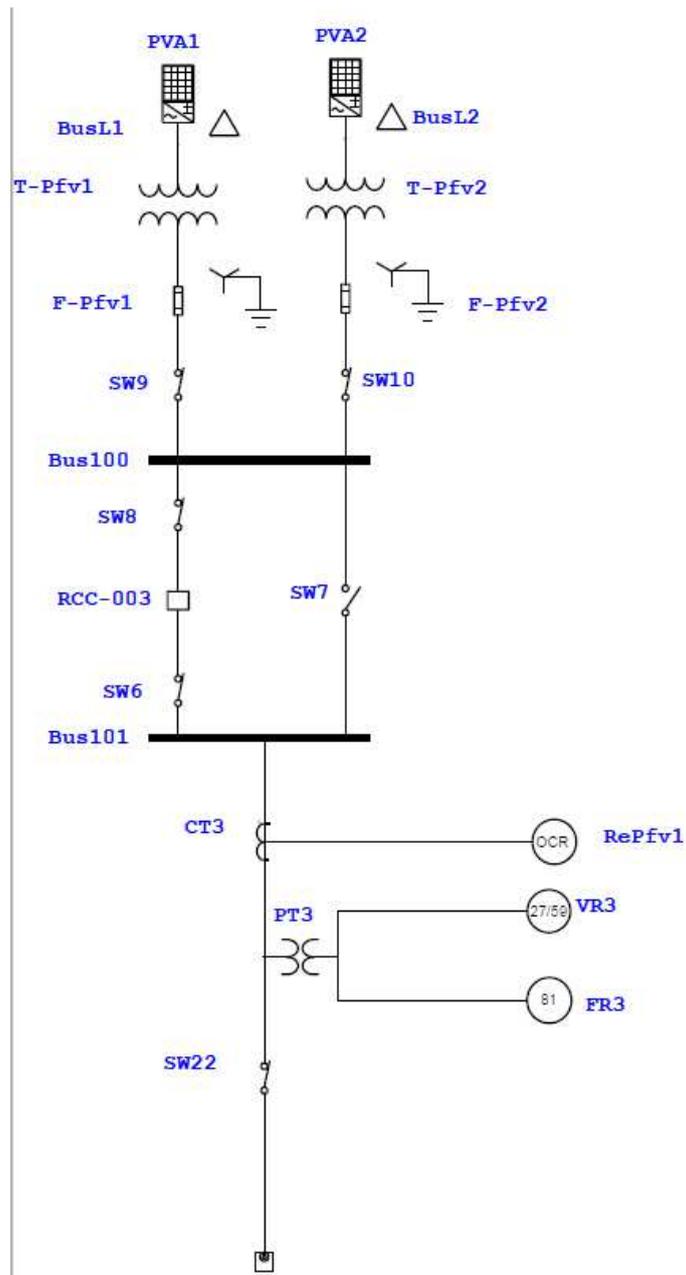


Diagrama unifilar dentro de la subnetwork "PFV CDBRRIOS 1". Ver capítulo 5 para otras aclaraciones.

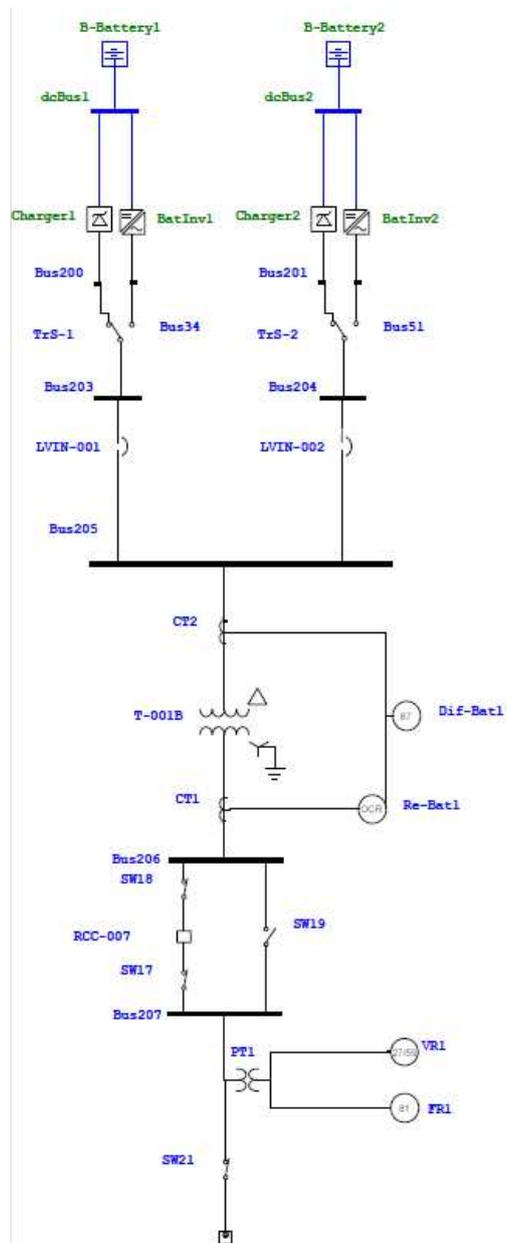
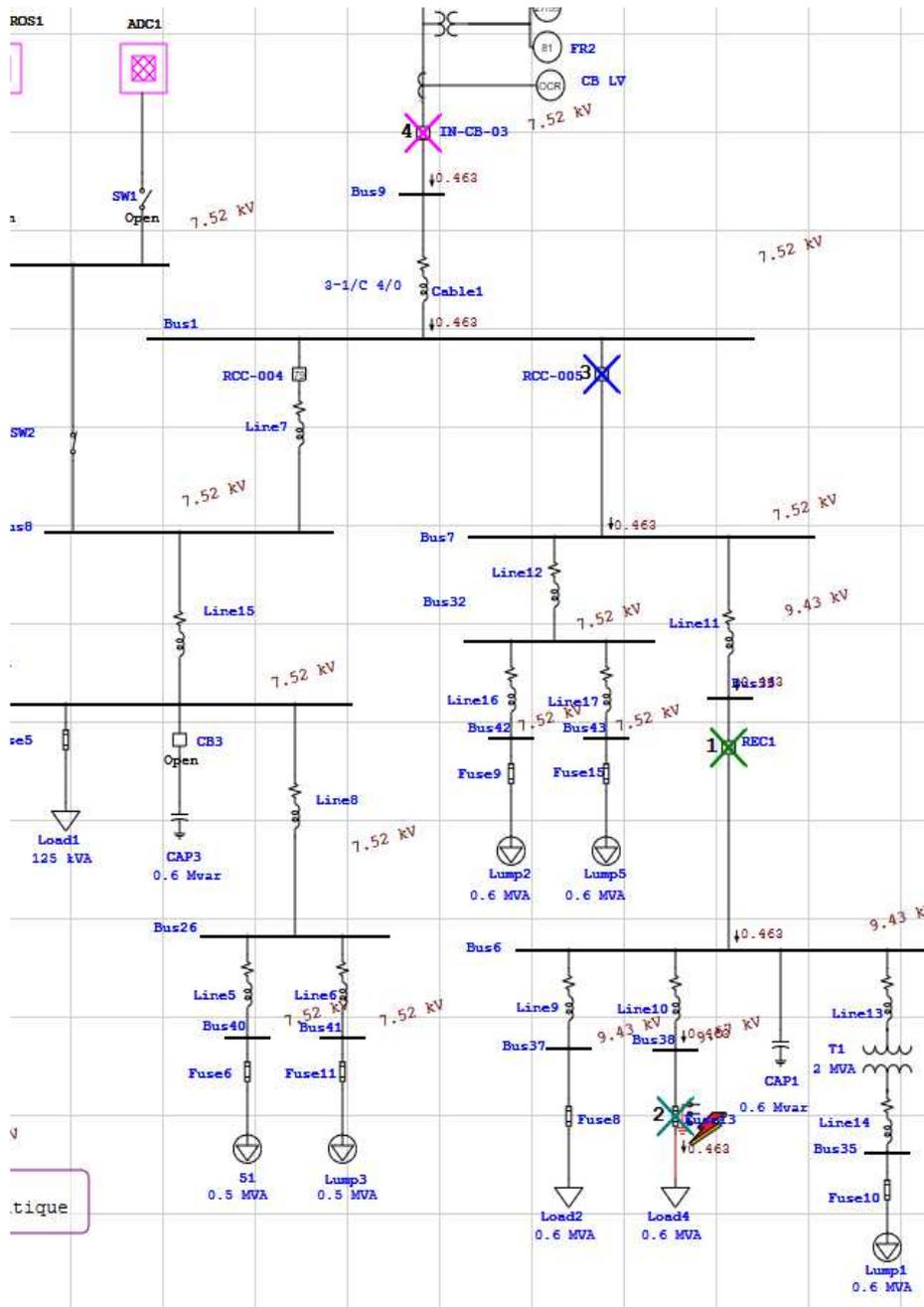


Diagrama unifilar dentro de la subnetwork "ADC1". Para otras aclaraciones ver capítulo 5



Secuencia de operación de protecciones de sobrecorriente bajo falla. Escenario 001.

Anexo D

SEL-351R Recloser Control



Intelligent Control Made Simple

Apply the SEL-351R with advanced directional overcurrent and frequency elements in new or retrofit recloser control installations.



Plug-In Recloser Control Compatibility

Upgrade existing recloser installations with cost-saving protection, automation, and control features in the SEL-351R Recloser Control, a plug-compatible replacement for Cooper Kyle® recloser controls. Use standard control cables for easy installation. The SEL-351R is independently certified to IEEE C37.60-2003 recloser standards.

“EZ” Settings for Convenient Setup

Expedite commissioning with familiar “EZ” recloser control settings that enable only the settings you need.

Advanced 24 Vdc Battery-Charging and -Monitoring System

Monitor and test the 24 Vdc battery with the 120 Vac battery-charging system. Maximize battery backup duration with the automatic sleep and local wakeup function. There is also a 12 Vdc supply for powering modems and radio communications equipment.

Lightweight Cabinet

Reduce maintenance and prevent corrosion with the lightweight, easy-to-install, painted aluminum cabinet.

SEL provides a worldwide, no-questions-asked, ten-year warranty.

Fast SER protocol provides serial SER data with time stamps to an automated data collection system.

Lightweight aluminum cabinet offers superior corrosion resistance.

Convenience outlet provides power to your laptops and other temporary equipment.



Metered quantities include phase voltages and currents (including demand), sequence voltages and currents, power, frequency, and energy along with maximum/minimum logging of selected quantities.

Navigation controls make more information readily accessible.

Programmable control pushbuttons and configurable labels provide a completely customized operator interface.

Improved battery charging and 16 Ah batteries (not shown) provide longer battery life and operation time during outages.

Retrofit Traditional Installations

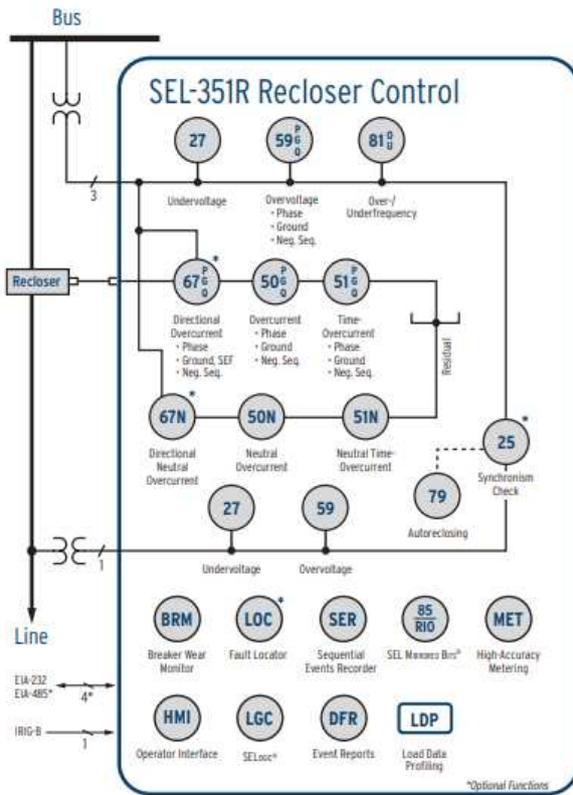
Upgrade Existing Recloser Controls

Easily retrofit your existing recloser controls with the SEL-351R, which is plug-compatible with traditional 14-pin Cooper reclosers. "EZ" settings make control setup similar to traditional Cooper recloser controls, eliminating the need to learn new settings. Additionally, the SEL-351R provides event reports that include waveform data with time-coordination element assertion and phasor/sequence element diagrams.

"We chose the SEL-351R because of our need for a single retrofit control with metering and control capabilities for SCADA as well as an underfrequency element for load shedding as mandated by our power pool."

Brad Truitt, Senior Engineer
Western Farmers Electric Cooperative

Functional Overview



Recloser Compatibility Chart

Manufacturer Recloser	SEL-351R Compatible
Cooper	
CXE	✓
NOVA™ Auxiliary Powered	✓
RE	✓
RVE	✓
RXE	✓
VSA	✓
VSO	✓
VWE	✓
VWVE 27	✓
VWVE 38X	✓
WE	✓
WVE 27	✓
WVE 38X	✓
G&W	
Viper®-G	✓
Viper®-S	✓
Hawker Siddeley	
GVR*	✓
Thomas & Betts	
Joslyn TriMod™ 300R	✓

Other reclosers can be added on request.
*When equipped with interface module.

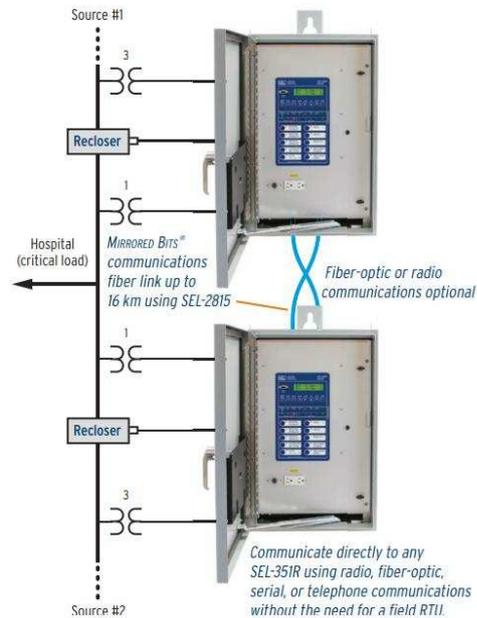
Automate Your Distribution System

Apply Autosource Transfer Schemes

Maintain reliable power and use the SEL-351R for critical loads that require dual-feeder service. Incorporate intelligence, and only transfer on nonfaulted loads using SEL MIRRORING BITS® communications technology.

With MIRRORING BITS, communicate securely and share recloser status, source status, and other logic information between SEL-351R Recloser Controls.

Customize the return-to-normal action by incorporating synchronism check for parallel source return, or break-before-make when source voltages are not in phase.



Specifications

Compliance

Designed and manufactured under an ISO 9001 certified quality management system

General

AC Current Inputs

1 A Nominal:	3 A continuous, linear to 20 A symmetrical; 100 A for 1 s
Burden:	0.13 VA @ 1 A 1.31 VA @ 3 A

Sensitive Earth Fault (SEF) Channel IN Current Input

0.05 A Nominal:	1.5 A continuous, linear to 1.5 A symmetrical; 20 A for 1 s
Burden:	0.0004 VA @ 0.05 A, 0.36 VA @ 1.5 A

AC Voltage Inputs

300 V _{L-N} continuous, (connect any voltage up to 300 Vac). 600 Vac for 10 s.	
Burden:	0.03 VA @ 67 V 0.06 VA @ 120 V 0.80 VA @ 300 V

Power Supply

Rated Range:	85–264 Vac; 100–350 Vdc
Frequency Range:	40.1–65 Hz
Burden:	< 30 VA

12 V Radio Supply

11–14 Vdc, 6 W continuous, 13 W for 1 s

Output Contacts

Standard	
Make:	30 A per IEEE C37.90-1989
Carry:	6 A continuous carry at 70°C 4 A continuous carry at 85°C
1 s Rating:	100 A
MOV Protection:	270 Vac/360 Vdc; 40 J
Pickup Time:	< 5 ms
Breaking Capacity (10000 operations, L/R = 40 ms):	
24 V	0.75 A
48 V	0.50 A
125 V	0.30 A
250 V	0.20 A

Cyclic Capacity (2.5 cycle/second, L/R = 40 ms):

24 V	0.75 A
48 V	0.50 A
125 V	0.30 A
250 V	0.20 A

Note: Per IEC 60255-0-20:1974, using the simplified method of assessment.

Trip and Close Outputs

3 A continuous @ –40° to 40° C, 1 min @ 85°C	
Make and Carry:	5 A for 0.2 s @ 1 s intervals

Optoisolated Input

DC Range	
250 Vdc:	Pickup 200–300 Vdc; Dropout 150 Vdc
125 Vdc:	Pickup 105–150 Vdc; Dropout 75 Vdc
48 Vdc:	Pickup 38.4–60 Vdc; Dropout 28.8 Vdc
24 Vdc:	Pickup 15.0–30 Vdc
AC Range	
250 Vdc:	Pickup 170.6–300 Vac; Dropout 106 Vac
125 Vdc:	Pickup 89.6–150 Vac; Dropout 53 Vac
48 Vdc:	Pickup 32.8–60 Vac; Dropout 20.3 Vac
24 Vdc:	Pickup 12.8–30 Vac

Note: Optoisolated inputs draw approximately 4 mA of current. All current ratings are at nominal input voltages.

Frequency and Rotation

System Frequency:	50 or 60 Hz
Phase Rotation:	ABC or ACB
Frequency Tracking Range:	40.1–65 Hz

Note: Voltage connected to V1 required for frequency tracking.

Communications Ports

EIA-232:	1 Front; 2 Side
EIA-485 (Optional):	1 Side, 2100 Vdc of isolation
Baud Rate:	300–38400 baud

Time-Code Input

Recloser control accepts demodulated IRIG-B time-code input at Port 1 (optional) and Port 2. Do not connect the time-code input into both Port 1 and Port 2 at the same time. Recloser control time is synchronized to within ±5 ms of time-source input.

Operating Temperature

Relay Module:	–40° to +85°C (–40° to +185°F)
Batteries:	–40° to +80°C (–40° to +176°F)
Entire SEL-351R Unit:	–40° to +55°C (–40° to +131°F)

Note: LCD contrast impaired for temperatures below –20°C (–4°F). The entire SEL-351R unit was operation tested up to +70°C (+158°F). The 15°C (27°F) difference between the +55°C rating and +70°C allows for temperature rise due to sunlight.

Weight

34 kg (75 lb) including batteries
21.2 kg (46.7 lb) without batteries

Battery Specifications

Normal Capacity:	16.0 amp-hours at +25°C (+77°F)
Run Time:	54 hours at +25°C (+77°F) 8 hours at –40°C (–40°F)
Estimated Life:	≥ 4 years at +25°C (+77°F) ≥ 1 year at +80°C (+176°F)
Recharge Time:	120 hours at +25°C (+77°F)

Type Tests

Emissions

Radiated and Conducted:	IEC 60255-25:2000 FCC Part 15 Class A
-------------------------	---

Environmental

Cold:	IEC 60068-2-1:2007 Test Ad: 16 hours at -40°C
Damp Heat, Cyclic:	IEC 60068-2-30:2005 Test Db; 55°C, 12 + 12-hour cycles, 95% humidity
Dry Heat:	IEC 60068-2-2:2007 Test Bd: Dry heat, 16 hours at +85°C

Dielectric Strength and Impulse

Dielectric:	IEC 60255-5:2000 IEEE C37.90-2005 2500 Vac on analogs, contact inputs, and contact outputs except Trip and Close; 3100 Vdc on power supply for 1 min; 2200 Vdc on EIA-485 communications port
-------------	---

EMC Immunity

ESD:	IEC 60255-22-2:2008 (8 kV contact discharge all points except serial ports, 15 kV air discharge to all other points)
Surge Withstand Capability:	IEC 60255-22-1:1988 Level 3 (2500 V common, 1000 V differential) IEEE C37.90.1-2002 (2.5 kV oscillatory; 4 kV fast transient)
Fast Transient Disturbance:	IEC 60255-22-4:2008 (4000 V, 5 kHz)
Radiated EMI:	IEC 60255-22-3:2007 Level 3, 10 V/m IEEE C37.90.2-2004, 35 V/m

Vibration and Shock

Sinusoidal Vibration:	IEC 60255-21-1:1988, Class 1
Shock and Bump:	IEC 60255-21-2:1988, Class 1
Seismic:	IEC 60255-21-3:1993, Class 2

Miscellaneous

Enclosure Protection:	IEC 60529:2001, IP32/NEMA 3R
-----------------------	------------------------------

Recloser Type Tests

IEEE Std C37.60-2003 Clause 6.13.1, Oscillatory and fast transient surge tests, performed in accordance with IEEE Std C37.90.1-2002 Surge Withstand Capability (SWC) for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus.

IEEE Std C37.60-2003 Clause 6.13.2, Simulated surge arrester operation test, performed with the following recloser.

G&W Electric Viper-S, Solid Dielectric

Model:	VIP388ER-12S
Voltage Rating:	27 kV
Current Break Rating:	12.5 kA
Continuous Current Rating:	800 A

Processing Specifications

AC Voltage and Current Inputs

16 samples per power system cycle, 3 dB low-pass filter cut-off frequency of 560 Hz.

Digital Filtering

One cycle cosine after low-pass analog filtering.
Net filtering (analog plus digital) rejects dc and all harmonics greater than the fundamental.

Protection and Control Processing

Four times per power system cycle.

Battery Monitor/Charger

Processing once per second

Relay Elements

Instantaneous/Definite-Time Overcurrent Elements (50)

Current Pickup Range (A Secondary)

1 A Nominal Channel: 0.05–20.00 A, 0.01 A steps
0.20–34.00 A, 0.01 A steps for
phase-to-phase elements

SEF (0.05 A IN)
Channel: 0.005–1.500 A, 0.001 A steps

Steady-State Pickup Accuracy

1 A Nominal Channel: ±0.01 A, ±3%

SEF (0.05 A IN)
Channel: ±0.001 A, ±5%

Transient Overreach: ±5% of pickup

Time Delay: 0.00–16,000.00 cycles, 0.25-cycle steps

Timer Accuracy: ±0.25 cycle, ±0.1%

Time-Overcurrent Elements (51)

Current Pickup Range (A Secondary)

1 A Nominal Channel: 0.05–3.2 A, 0.01 A steps

SEF (0.05 A IN)
Channel: 0.005–0.160 A, 0.001 A steps

Steady-State Pickup Accuracy

1 A Nominal Channel: ±0.01 A, ±3%

SEF (0.05 A IN)
Channel: ±0.001 A, ±5%

Transient Overreach: ±5% of pickup

Time Dials

U.S.: 0.5–15.0, 0.01 steps

IEC: 0.05–1.00, 0.01 steps

Recloser Curves: 0.10–2.00, 0.01 steps

Curve Timing Accuracy

1 A Nominal Channel: ±1.50 cycles, ±4%
between 2 and 30 multiples of pickup

SEF (0.05 A IN)
Channel: ±1.50 cycles, ±4%
between 2 and 30 multiples of pickup

Under- (27)/Overvoltage (59) Elements

Pickup Ranges (V Secondary)

Various Elements: 0.00–300.00 V, 0.01 V steps

Phase-to-Phase
Elements: 0.00–520.00 V, 0.01 V steps

Steady-State Pickup

Accuracy: ±2 V, ±5%

Transient Overreach: ±5%

Synchronism-Check Elements (25)

Pickup Ranges (V Secondary)

Slip Frequency Pickup
Range: 0.005–0.500 Hz, 0.001 Hz steps

Slip Frequency Pickup
Accuracy: ±0.003 Hz

Phase Angle Range: 0–80°, 1° steps

Transient Accuracy: ±4°

Under-/Overfrequency Elements (81)

Frequency:	40.1–65.00 Hz, 0.01 Hz steps
Time Delays:	2.00–16,000.00 cycles, 0.25-cycle steps
Timer Accuracy:	±0.25 cycle, ±0.1%
Steady-State <i>plus</i> Transient Overshoot:	±0.01 Hz
Undervoltage Frequency Element Block Range:	25.00–300.00 V

SELogic Control Equation Variable Timers

Pickup Ranges	
0.00–999,999.00 cycles:	0.25-cycle steps (reclosing relay and all programmable timers)
Pickup/Dropout Accuracy:	±0.25 cycle, ±0.1%

Metering Accuracy

Accuracies are specified at 20°C and at nominal system frequency unless noted otherwise.

Voltages $V_A, V_B, V_C, V_S,$ $3V_0, V_1, V_2:$	±0.2%, (67–300.0 V; wye connected)
Currents $I_A, I_B, I_C:$	1 A nominal ±3 mA, ±0.1% (0.1–20 A)
Temperature Coefficient:	$[(0.0002\%)/(^{\circ}\text{C})^2] \cdot ({}_{\text{---}}^{\circ}\text{C} - 20^{\circ}\text{C})^2$ (see example below)
Phase Angle Accuracy:	±1.0°
Currents $I_1, 3I_0, 3I_2:$	1 A nominal ±0.01 A, ±3% (0.1–20.0 A)
I_N (SEF):	0.05 A IN nominal ±1 mA ±5% (0.01–1.5 A)

Example metering accuracy calculation for currents $I_A, I_B,$ and I_C due to preceding stated temperature coefficient:

For temperature of 40°C, the additional error for currents $I_A, I_B,$ and I_C is: $[(0.0002\%)/(^{\circ}\text{C})^2] \cdot (40^{\circ}\text{C} - 20^{\circ}\text{C})^2 = 0.08\%$

Anexo E

TriMod™ reclosers

Ratings & 300R series three-phase vacuum reclosers

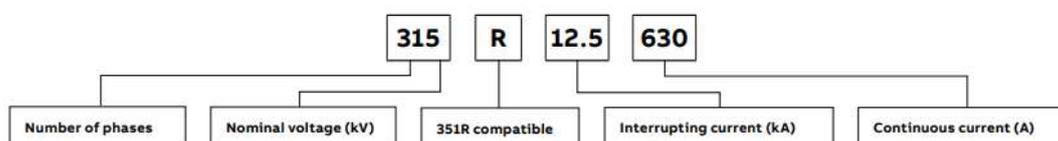
Ratings

Description	15 kV	27 kV
Nominal system voltage (kV, RMS)	14.4	25
Rated maximum voltage (kV, RMS)	17.1	29.3
Nominal frequency (Hz)	50 or 60	50 or 60
Number of phases	3	3
Phase spacing (inches)	15.5	15.5
BIL (kV)	110	125
Power frequency withstand – Dry (kV)	50	60
Power frequency withstand – Wet (kV)	45	50
Continuous current (A RMS)	630 or 800	630 or 800
8-hour overload current (A RMS)	800	800
CT ratio	1000:1	1000:1
Interrupting current (kA RMS symmetrical)	12.5 or 16	12.5 or 16
Making current (kA asymmetrical peak)	42	42
Arc extinction medium	Vacuum	Vacuum
Insulating medium	Solid high-dielectric insulation	Solid high-dielectric insulation
Mechanical operations	10,000	10,000
Weight (lb./kg) (with standard mounting frame)	330/150	340/154

1. Select model number from table.
2. Specify length of interconnecting control cable up to 50 ft.
3. Specify SEL351R or SEL651R (14-pin model only)
4. Select options and accessories.

Options

- Arrester mounting brackets (source and load side)
- Substation mounting frames
- Extra creepage bushings
- Removable side bushings
- 400:1, 600:1 or 800:1 CT ratio recloser control.



Joslyn Hi-Voltage® TriMod 300R series three-phase vacuum reclosers

Cat. no.	Voltage range (kV)	Continuous current (A)	Interrupting current (kA RMS symmetrical)	BIL (kV)	Height		Depth		Weight	
					(in)	(mm)	(in)	(mm)	(lb)	(kg)
315R-12.5-630	4–17.1	630	12.5	110	39.07	992	39.67	1,008	330	150
315R-12.5-800	4–17.1	800	12.5	110	39.07	992	39.67	1,008	330	150
315R-16-630	4–17.1	630	16	110	39.07	992	39.67	1,008	330	150
315R-16-800	4–17.1	800	16	110	39.07	992	39.67	1,008	330	150
327R-12.5-630	17–29.3	630	12.5	125	41.15	1,045	40.30	1,024	340	154
327R-12.5-800	17–29.3	800	12.5	125	41.15	1,045	40.30	1,024	340	154
327R-16-630	17–29.3	630	16	125	41.15	1,045	40.30	1,024	340	154
327R-16-800	17–29.3	800	16	125	41.15	1,045	40.30	1,024	340	154

Anexo F

Modulo fotovoltaico

THE

DUOMAX^M

HALF-CELL DUAL GLASS 144 LAYOUT MODULE



144 LAYOUT
MONOCRYSTALLINE MODULE

430-450W
POWER OUTPUT RANGE

20.4%
MAXIMUM EFFICIENCY

0~+5W
POSITIVE POWER TOLERANCE

PRODUCTS	POWER RANGE
TSM-DEG17M.20(II)	430-450W

High power

- Up to 450W front power and 20.4% module efficiency with half-cut and MBB (Multi Busbar) technology bringing more BOS savings
- Lower resistance of half-cut and good reflection effect of MBB ensure high power

High reliability

- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to salt, acid and ammonia
- Proven to be reliable in high temperature and humidity areas
- Certificated to fire class A
- Minimizes micro-crack and snail trails
- Mechanical performance: Up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load

High energy generation

- Excellent IAM and low light performance validated by 3rd party with cell process and module material optimization
- Lower temp coefficient (-0.35%) and NMOT bring more energy leading to lower LCOE
- Better anti-shading performance and lower operating temperature

Easy to install

- Frame design makes module compatible with all racking and installation methods
- Easy to handle and install as normal framed module during transportation

Comprehensive Products and System Certificates

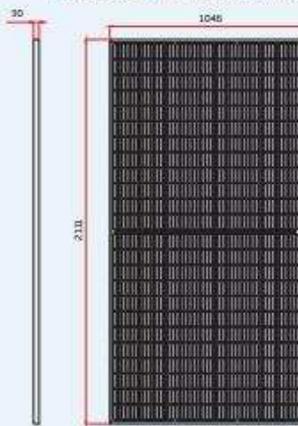
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716
 ISO 9001: Quality Management System
 ISO 14001: Environmental Management System
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
 OHSAS 18001: Occupation Health and Safety Management System



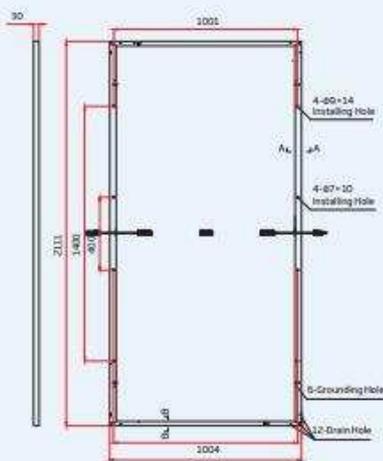

Trina Solar's DUOMAX Performance Warranty



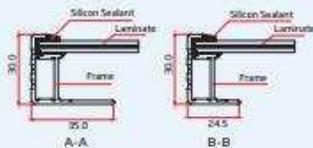
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



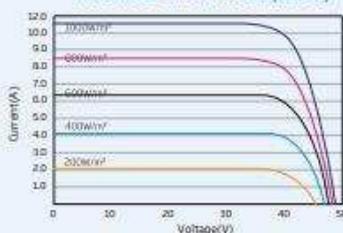
Front View



Back View



I-V CURVES OF PV MODULE(435W)



P-V CURVES OF PV MODULE(435W)

ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	430	435	440	445	450
Power Output Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	40.3	40.5	40.7	40.8	41.0
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	10.67	10.74	10.82	10.90	10.98
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	48.7	49.0	49.2	49.4	49.6
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	11.22	11.31	11.39	11.46	11.53
Module Efficiency η_m (%)	19.5	19.7	19.9	20.2	20.4

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5
*Measuring tolerance: ±3%

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	326	329	334	337	341
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	38.0	38.3	38.4	38.6	38.8
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	8.56	8.61	8.68	8.73	8.80
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	46.0	46.3	46.5	46.7	46.9
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	9.03	9.11	9.17	9.23	9.28

NMOT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
Cell Orientation	144 cells (6 × 24)
Module Dimensions	2111×1046×30 mm (83.11×41.18×1.18 inches)
Weight	28.6 kg (63.1 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	30 mm(1.18 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Landscape: 1400/1400 mm(55.12/55.12 inches)
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NMOT (Nominal Module Operating Temperature)	41°C (±3°C)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	-0.35%/°C
Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 ~ +85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	20A

(Do not connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

Inversor para PFV

SUNNY CENTRAL 1500 V

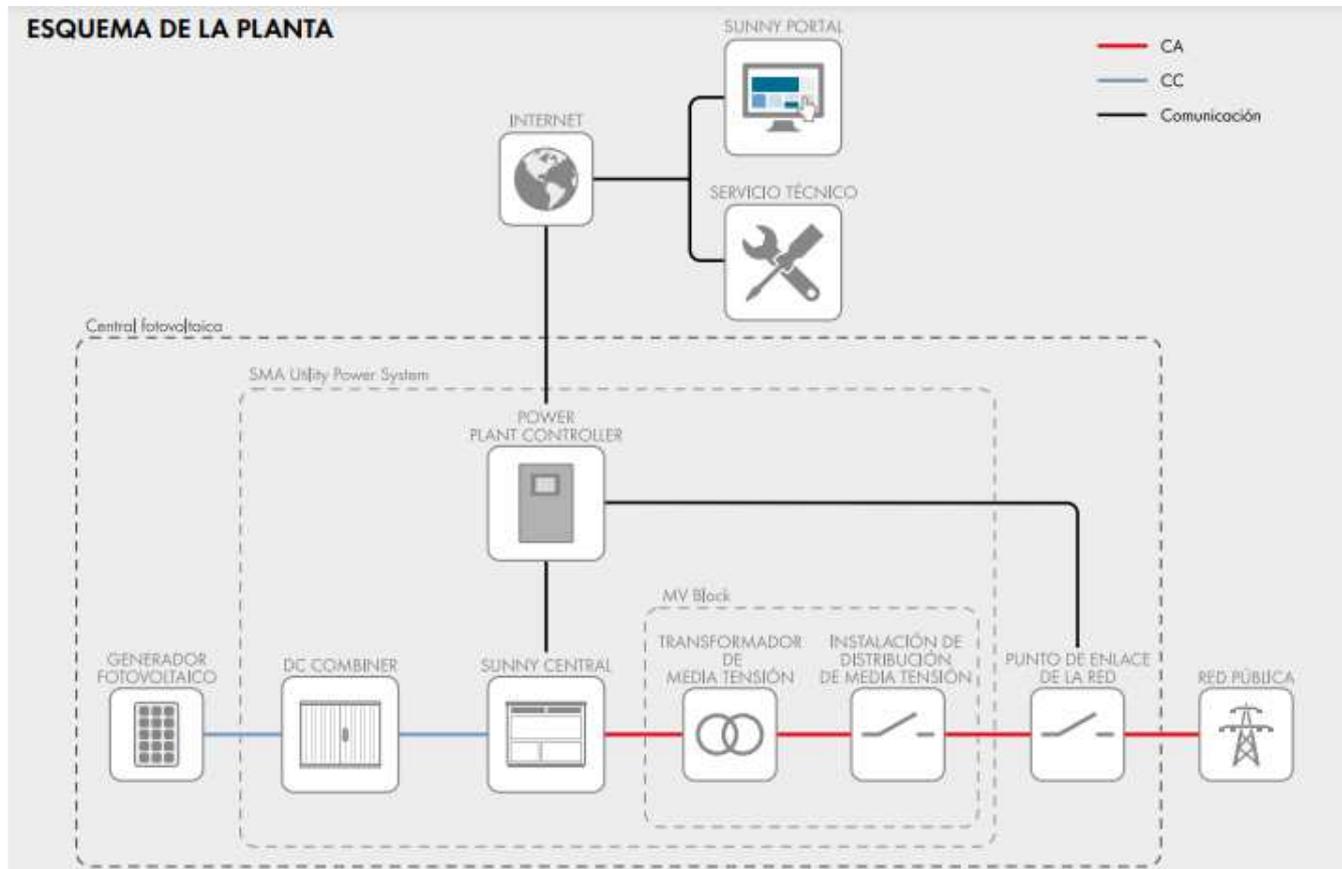
Datos técnicos	Sunny Central 2500-EV	Sunny Central 2750-EV	Sunny Central 3000-EV
Entrada (CC)			
Rango de tensión del MPP V_{CC} (a 25 °C / a 35 °C / a 50 °C)	850 V a 1425 V / 1200 V / 1200 V	875 V a 1425 V / 1200 V / 1200 V	956 V a 1425 V / 1200 V / 1200 V
Tensión de entrada mín. $V_{CC, min}$ / tensión de arranque $V_{CC, arranque}$	778 V / 928 V	849 V / 999 V	927 V / 1077 V
Tensión de entrada máx. $V_{CC, max}$	1500 V	1500 V	1500 V
Corriente de entrada máx. $I_{CC, max}$ (a 35 °C / a 50 °C)	3200 A / 2956 A	3200 A / 2956 A	3200 A / 2970 A
Corriente de cortocircuito máx.	6400 A	6400 A	6400 A
Número de entradas de CC	24 protegidos por dos polos (32 protegidos por un polo) para entradas fotovoltaicas		
Número de entradas de CC con la opción de sistema de almacenamiento acoplado de CC	18 protegidos por dos polos (32 protegidos por un polo) para entradas fotovoltaicas y 6 protegidos por dos polos para baterías		
Número máx. de cables de CC por entrada de CC (para cada polaridad)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²		
Monitorización de zona integrada	□		
Tamaños de fusible de CC disponibles (por entrada)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A		
Salida (CA)			
Potencia nominal de CA con $\cos \varphi = 1$ (a 35 °C / a 50 °C)	2500 kVA / 2250 kVA	2750 kVA / 2500 kVA	3000 kVA / 2700 kVA
Potencia nominal de CA con $\cos \varphi = 0,8$ (a 35 °C / a 50 °C)	2000 kW / 1880 kW	2200 kW / 2000 kW	2400 kW / 2160 kW
Corriente nominal de CA $I_{CA, nom}$ = Corriente máx. de salida $I_{CA, max}$	2624 A	2646 A	2646 A
Coefficiente de distorsión máx.	< 3 % a potencia nominal	< 3 % a potencia nominal	< 3 % a potencia nominal
Tensión nominal de CA/rango de tensión nominal de CA ^{(1) (8)}	550 V / 440 V a 660 V	600 V / 480 V a 720 V	655 V / 524 V a 721 V ⁽¹⁾
Frecuencia de red de CA/rango		50 Hz/47 Hz a 53 Hz 60 Hz/57 Hz a 63 Hz	
Relación mín. de cortocircuito en los bornes de CA ⁽¹⁰⁾		> 2	
Factor de potencia a potencia asignada/factor de desfase ajustable ⁽⁶⁾⁽¹¹⁾		● 1 / 0,8 inductivo a 0,8 capacitivo ○ 1 / 0,0 inductivo a 0,0 capacitivo	
Rendimiento			
Rendimiento máx. ⁽²⁾ /rendimiento europeo ⁽²⁾ /rendimiento californiano ⁽³⁾	98,6 % / 98,3 % / 98,0 %	98,7 % / 98,5 % / 98,5 %	98,8 % / 98,6 % / 98,5 %
Dispositivos de protección			
Punto de desconexión en el lado de entrada	Interruptor-seccionador de CC		
Punto de desconexión en el lado de salida	Interruptor de potencia de CA		
Protección contra sobretensión de CC	Descargador de sobretensión, tipo I & II		
Protección contra sobretensión de CA [opcional]	Descargador de sobretensión, clase I & II		
Protección contra rayos (según IEC 62305-1)	Tipo de protección contra rayos III		
Monitorización de fallo a tierra/de fallo a tierra por control remoto	○ / ○		
Monitorización de aislamiento	○		
Tipo de protección: electrónica/conducto de aire/área de conexión [según IEC 60529]	IP65 / IP34 / IP34		
Datos generales			
Dimensiones (ancho/alta/fondo)	2780 / 2318 / 1588 mm (109,4 / 91,3 / 62,5 in)		
Peso	< 3400 kg / < 7496 lb		
Autoconsumo (máx. ⁽⁴⁾ / carga parcial ⁽⁵⁾ / promedio ⁽⁴⁾)	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W		
Autoconsumo (en espera)	< 370 W		
Alimentación auxiliar interna	Transformador integrado de 8,4 kVA		
Rango de temperatura de servicio ⁽⁸⁾	-25 °C a 60 °C / -13 °F a 140 °F		
Emisiones de ruido ⁽⁷⁾	67,8 dB(A)		
Rango de temperatura (en espera)	-40 °C a 60 °C / -40 °F a 140 °F		
Rango de temperatura (almacenamiento)	-40 °C a 70 °C / -40 °F a 158 °F		
Valor máximo permitido para la humedad relativa (con condensación/sin cond.)	95 % a 100 % (2 meses/año) / 0 % a 95 %		
Altitud de funcionamiento máxima sobre el nivel del mar ⁽¹⁾ 1000 m / 2000 m ⁽¹²⁾ / 3000 m ⁽¹²⁾	● / ○ / -		
Consumo de aire fresco	6500 m ³ /h		

Equipamiento

Conexión de CC	Terminal de cable en cada entrada (sin fusible)
Conexión de CA	Con sistema de barra (tres barras colectoras, una por cada conductor de fase)
Comunicación	Ethernet, maestro Modbus, esclavo Modbus
Comunicación del SMA String-Monitor (medio de transmisión)	Modbus TCP / ethernet (fibra óptica MM, Cat-5)
Color de la carcasa/del techo	RAL 9016 / RAL 7004
Transformador de alimentación para equipos consumidores externos	○ [2,5 kVA]
Cumple con las normas y directivas	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, BDEW-MSRL, IEEE1547, Arrêté du 23/04/08
Normas CEM	EN55011-2017, IEC/EN 61000-6-2, FCC Part 15 Class A
Cumple con las normas y directivas de calidad	VDI/VDE 2862 página 2, DIN EN ISO 9001
● De serie ○ Opcional – No disponible	
Modelo comercial	SC-2500-EV-10 SC-2750-EV-10 SC-3000-EV-10

- 1) La potencia nominal CA se reduce con el mismo ratio que la tensión nominal CA
- 2) Rendimiento medido sin autoalimentación
- 3) Rendimiento medido con autoalimentación
- 4) Autoconsumo en funcionamiento nominal
- 5) Autoconsumo con < 75 % P_n a 25 °C
- 6) Autoconsumo promediado desde el 5 % hasta el 100 % P_n a 35 °C
- 7) Nivel de presión sonora a 10 m de distancia
- 8) Los valores se aplican solo a inversores. Los valores admisibles de soluciones de media tensión de SMA se especifican en las fichas de datos correspondientes.
- 9) Rango de tensión de CA solo se puede ampliar para redes de 50 Hz/753 V (la opción "Autoalimentación: externa" deberá seleccionarse, la opción "Alimentación adicional externa" no se puede combinar).
- 10) Una relación cortocircuito < 2 tiene que ser autorizada aparte de SMA
- 11) Según la tensión de entrada
- 12) Posible como versión especial, anterior reducción de potencia en función de la temperatura y reducción de la tensión en vacío de CC

ESQUEMA DE LA PLANTA



Almacenamiento de energía

ST4200KWH-2000

Storage System

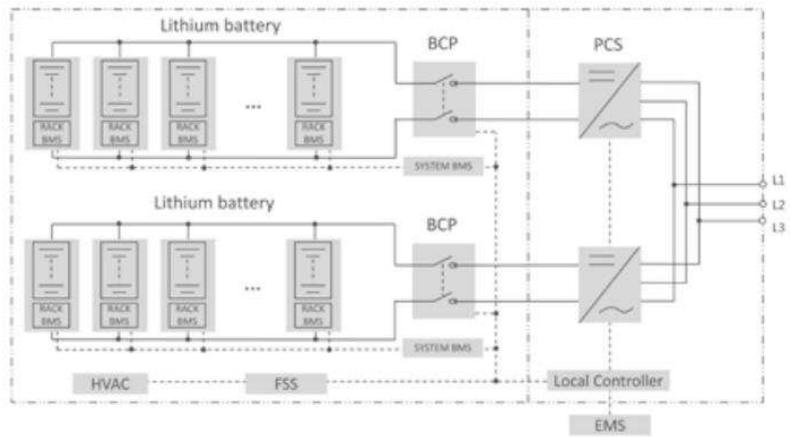


SYSTEM FEATURES

- Highly integrated system with separate inverter and battery sections to allow flexible transportation and on-site installation
- Integrated with local controller, HVAC and FSS to enable unified communication, ensure system safety and maximize system efficiency

System Type	ST4200KWH-2000	ST8400KWH-2000
DC Data		
Cell type	Samsung SDI Mega E2, 3.68V/94Ah	Samsung SDI Mega E2, 3.68V/94Ah
Configuration of system	264S46P	2 x 264S46P
Battery capacity (BOL)	4,200 kWh	8,400 kWh
Battery voltage range	844 ~ 1,095 V	844 ~ 1,095 V
BMS communication interfaces	RS485, Ethernet	RS485, Ethernet
BMS communication protocols	Modbus RTU, Modbus TCP	Modbus RTU, Modbus TCP
AC Data		
Nominal AC power	2,000 kVA	2,000 kVA
Max. AC power	2,200 kVA	2,200 kVA
Max. THD of current	< 3 % (at nominal power)	< 3 % (at nominal power)
DC component	< 0.5 % (at nominal power)	< 0.5 % (at nominal power)
Nominal grid voltage	540 V	540 V
Grid voltage range	475 ~ 594 V	475 ~ 594 V
Power factor	> 0.99 (at nominal power)	> 0.99 (at nominal power)
Adjustable power factor	0.8 leading ~ 0.8 lagging	0.8 leading ~ 0.8 lagging
Nominal grid frequency	60 Hz	60 Hz
Grid frequency range	55 ~ 65 Hz	55 ~ 65 Hz
Isolation method	Transformerless	Transformerless
General Data		
Dimensions of PCS unit (W * H * D)	2,991 * 2,896 * 2,438 mm / 117.8" * 114.0" * 96.0"	2,991 * 2,896 * 2,438 mm / 117.8" * 114.0" * 96.0"
Dimensions of battery unit (W * H * D)	12,192 * 2,896 * 2,438 mm / 480.0" * 114.0" * 96.0"	2 * (12,192 * 2,896 * 2,438 mm / 480.0" * 114.0" * 96.0")
Weight of PCS unit	6.0 T / 13,227.8 lbs	6.0 T / 13,227.8 lbs
Weight of battery unit (with / without battery)	46.0 T / 16.0 T 101,412.6 lbs / 35,274.0 lbs	2 * (46.0 T / 16.0 T 101,412.6 lbs / 35,274.0 lbs)
Degree of protection	IP54 / NEMA 3R	IP54 / NEMA 3R
Operating temperature range	-30 to 50°C / -22 to 122 °F	-30 to 50°C / -22 to 122 °F
Relative humidity	0 ~ 95 % (non-condensing)	0 ~ 95 % (non-condensing)
Max. working altitude	2,000 m / 6,561 ft	2,000 m / 6,561 ft
Cooling concept of battery chamber	Heating, Ventilation and Air Conditioning	Heating, Ventilation and Air Conditioning
Cooling concept of PCS chamber	Temperature controlled forced air cooling	Temperature controlled forced air cooling
Fire suppression system of battery unit	FM-200 extinguishment system	FM-200 extinguishment system
Communication interfaces	RS485, Ethernet	RS485, Ethernet
Communication protocols	Modbus RTU, Modbus TCP, IEC 104	Modbus RTU, Modbus TCP, IEC 104
Compliance	UL 9540	UL 9540

CIRCUIT DIAGRAM



Anexo G

Análisis de cortocircuito

A continuación, se muestran los resultados obtenidos del modelo simulado en ETAP 16.0 para análisis de cortocircuito, se presentan para cada escenario las corrientes para fallas 3L, LG, LL y LLG.

001	FALLA			
BUS	3L	LG	LL	LLG
1	1.628	2.004	1.410	2.050
4	0.000	0.000	0.000	0.000
5	0.000	0.000	0.000	0.000
6	0.674	0.486	0.584	0.653
7	1.628	2.004	1.410	2.050
8	1.372	1.415	1.188	1.485
26	0.688	0.499	0.596	0.666
32	0.955	0.782	0.827	0.948
35	0.267	0.177	0.231	0.254
40	0.681	0.492	0.590	0.660

Tabla E.6. 1. Análisis de corrientes de cortocircuito en kA para caso 001

011	FALLA			
BUS	3L	LG	LL	LLG
1	1.802	2.323	1.560	2.439
4	1.557	2.063	1.349	2.199
5	0.000	0.000	0.000	0.000
6	0.698	0.503	0.604	0.683
7	1.802	2.323	1.560	2.439
8	1.557	2.063	1.349	2.199
26	0.727	0.562	0.630	0.727
32	1.006	0.827	0.871	1.017
35	0.271	0.179	0.235	0.258
40	0.720	0.554	0.623	0.719

Tabla E.6. 2. Análisis de corrientes de cortocircuito en kA para caso 011.

100	FALLA			
BUS	3L	LG	LL	LLG
1	0.254	0.370	0.220	0.448
4	0.000	0.000	0.000	0.000
5	0.260	0.386	0.225	0.466
6	0.219	0.263	0.190	0.301
7	0.254	0.370	0.220	0.448
8	0.260	0.386	0.225	0.466
26	0.229	0.291	0.198	0.334
32	0.236	0.312	0.204	0.361
35	0.158	0.143	0.137	0.179
40	0.228	0.290	0.198	0.332

Tabla E.6. 3. Análisis de corrientes de cortocircuito en kA para caso 100.

101	FALLA			
BUS	3L	LG	LL	LLG
1	1.763	2.270	1.527	2.374
4	0.000	0.000	0.000	0.000
5	1.517	1.973	1.313	2.084
6	0.692	0.500	0.600	0.677
7	1.763	2.270	1.527	2.374
8	1.517	1.973	1.313	2.084
26	0.719	0.554	0.622	0.716
32	0.995	0.820	0.862	1.003
35	0.270	0.179	0.234	0.257
40	0.711	0.546	0.616	0.708

Tabla E.6. 4. Análisis de corrientes de cortocircuito en kA para caso 101.

110	FALLA			
BUS	3L	LG	LL	LLG
1	0.558	0.788	0.483	0.940
4	0.584	0.868	0.506	1.047
5	0.584	0.868	0.506	1.047
6	0.403	0.392	0.349	0.476
7	0.558	0.788	0.483	0.940
8	0.584	0.868	0.506	1.047
26	0.442	0.470	0.383	0.552
32	0.472	0.539	0.408	0.620
35	0.224	0.167	0.194	0.231
40	0.440	0.465	0.381	0.547

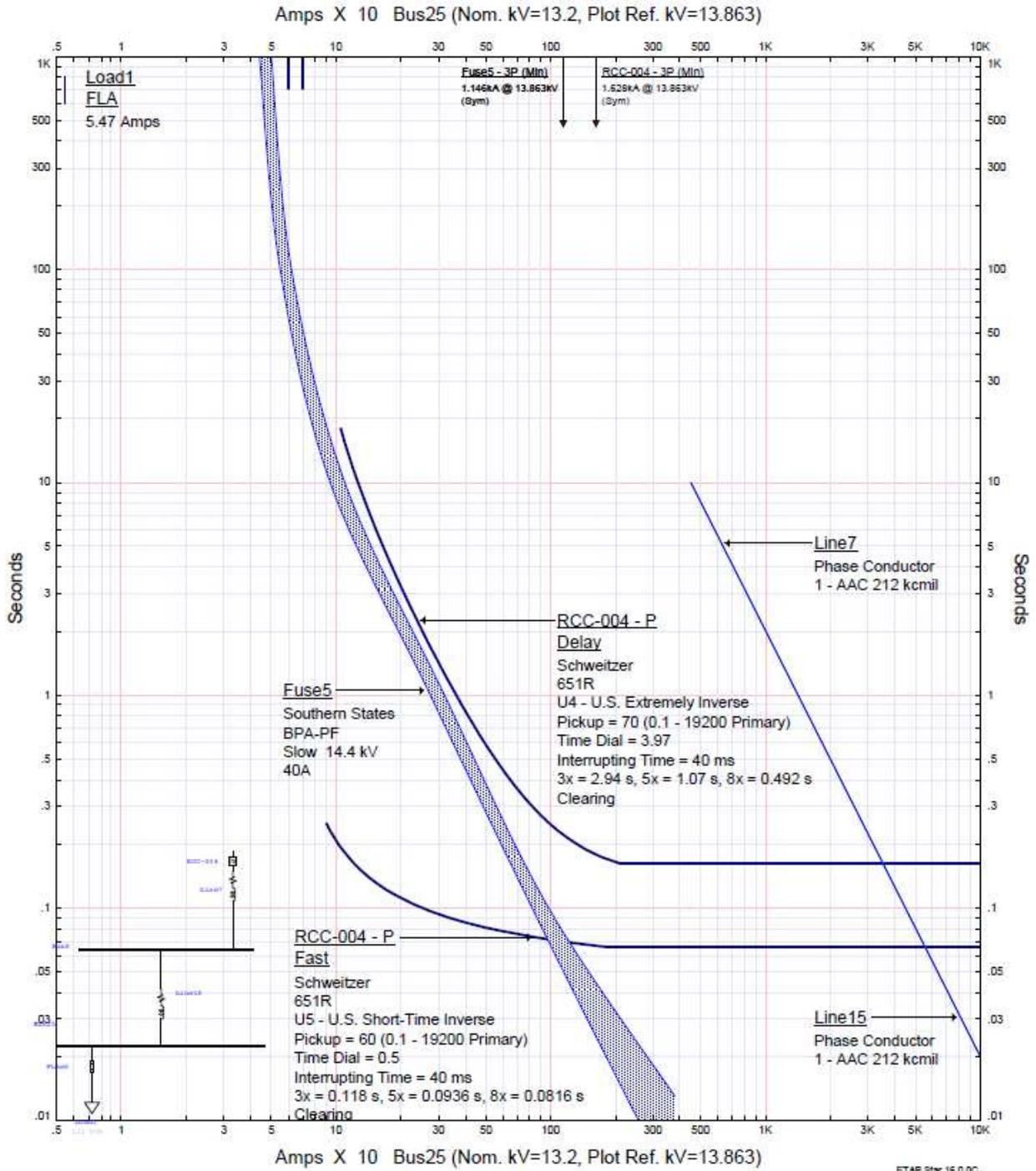
Tabla E.6. 5. Análisis de corrientes de cortocircuito en kA para caso 110.

111	FALLA			
BUS	3L	LG	LL	LLG
1	1.968	2.540	1.704	2.702
4	1.735	2.395	1.503	2.633
5	1.735	2.395	1.503	2.633
6	0.721	0.513	0.624	0.709
7	1.968	2.540	1.704	2.702
8	1.735	2.395	1.503	2.633
26	0.765	0.586	0.662	0.770
32	1.055	0.855	0.914	1.072
35	0.275	0.180	0.238	0.262
40	0.756	0.577	0.655	0.761

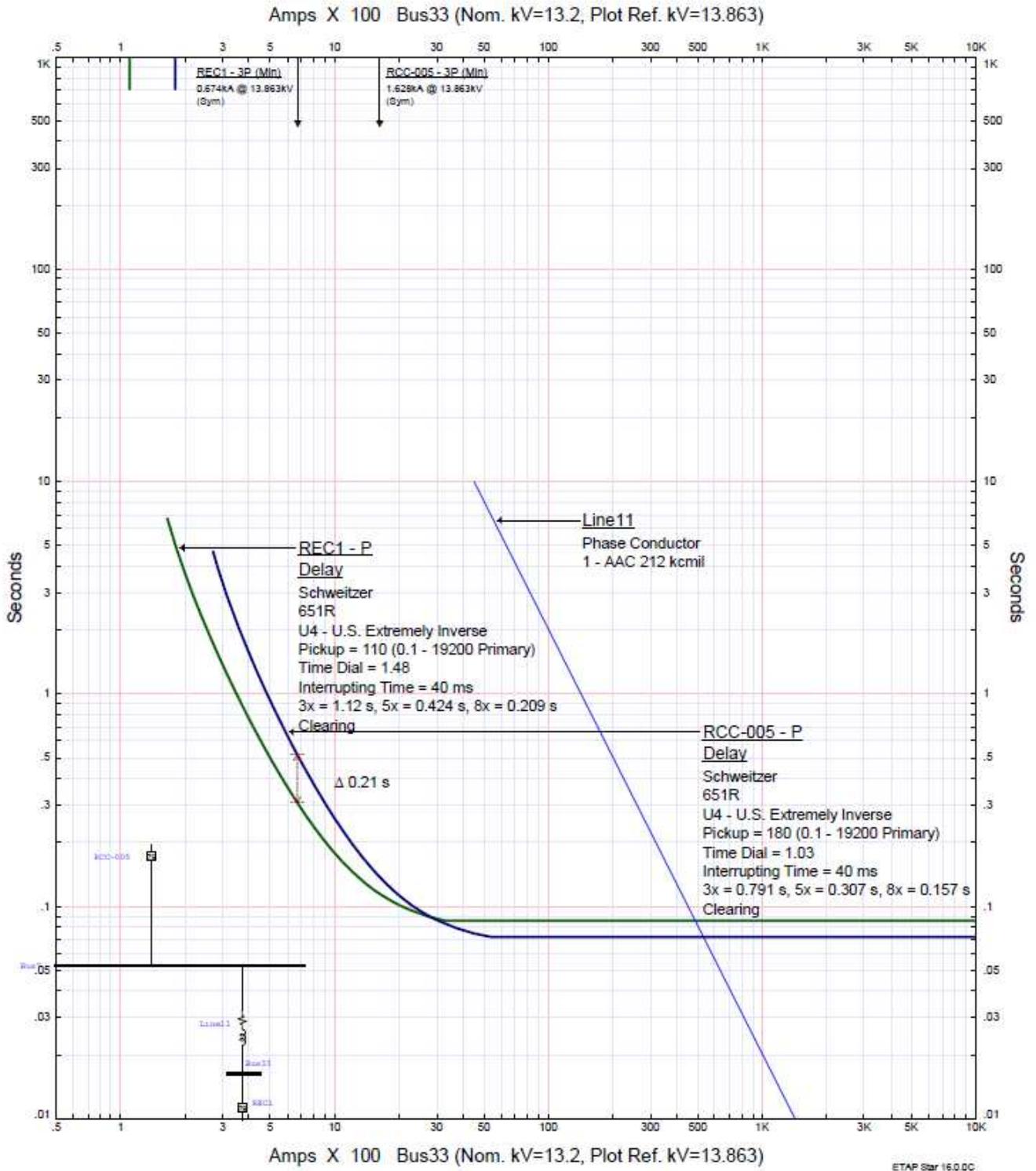
Tabla E.6. 6. Análisis de corrientes de cortocircuito en kA para caso 111.

Anexo H

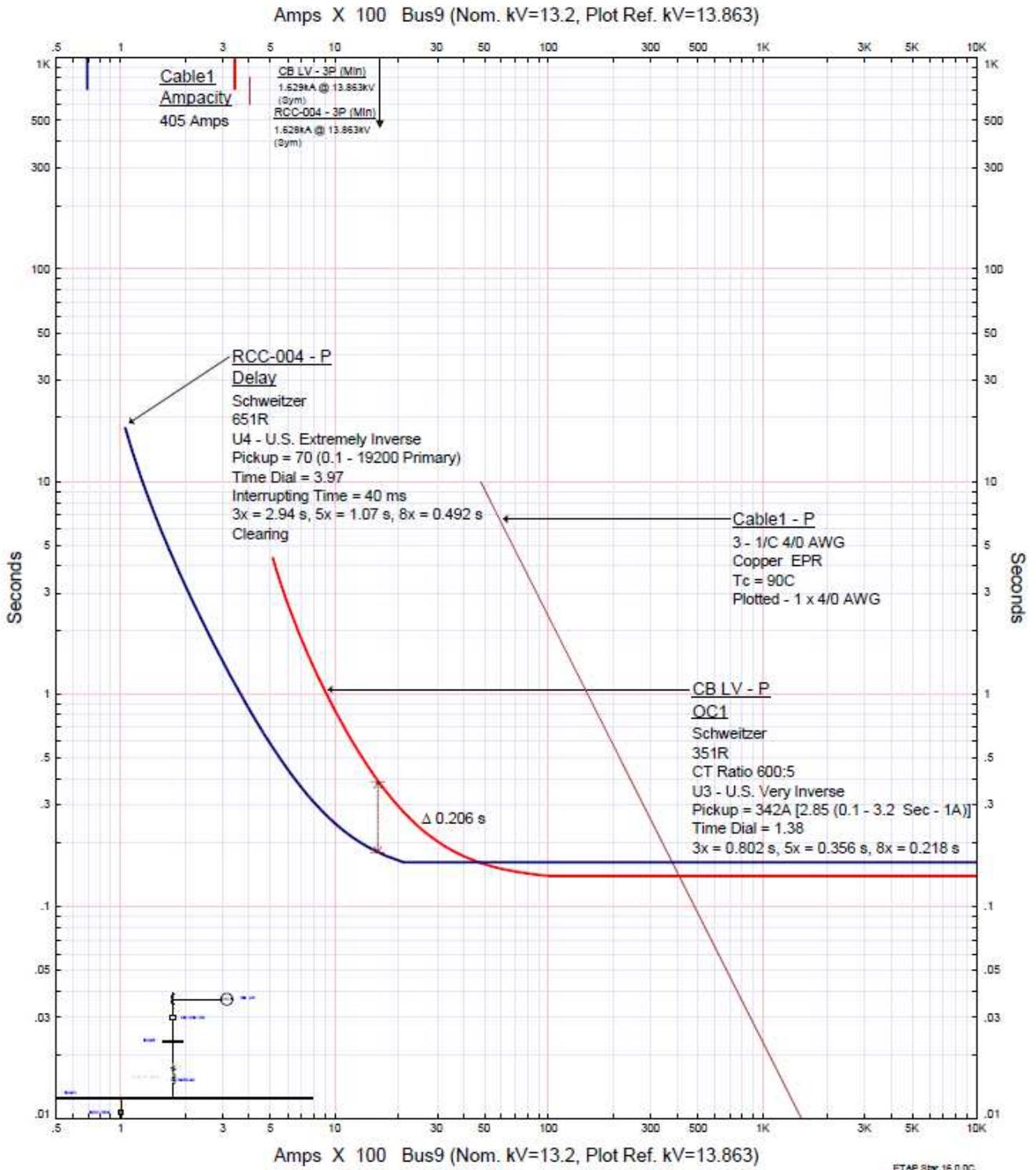
Coordinación Recloser fusible. Escenario 001



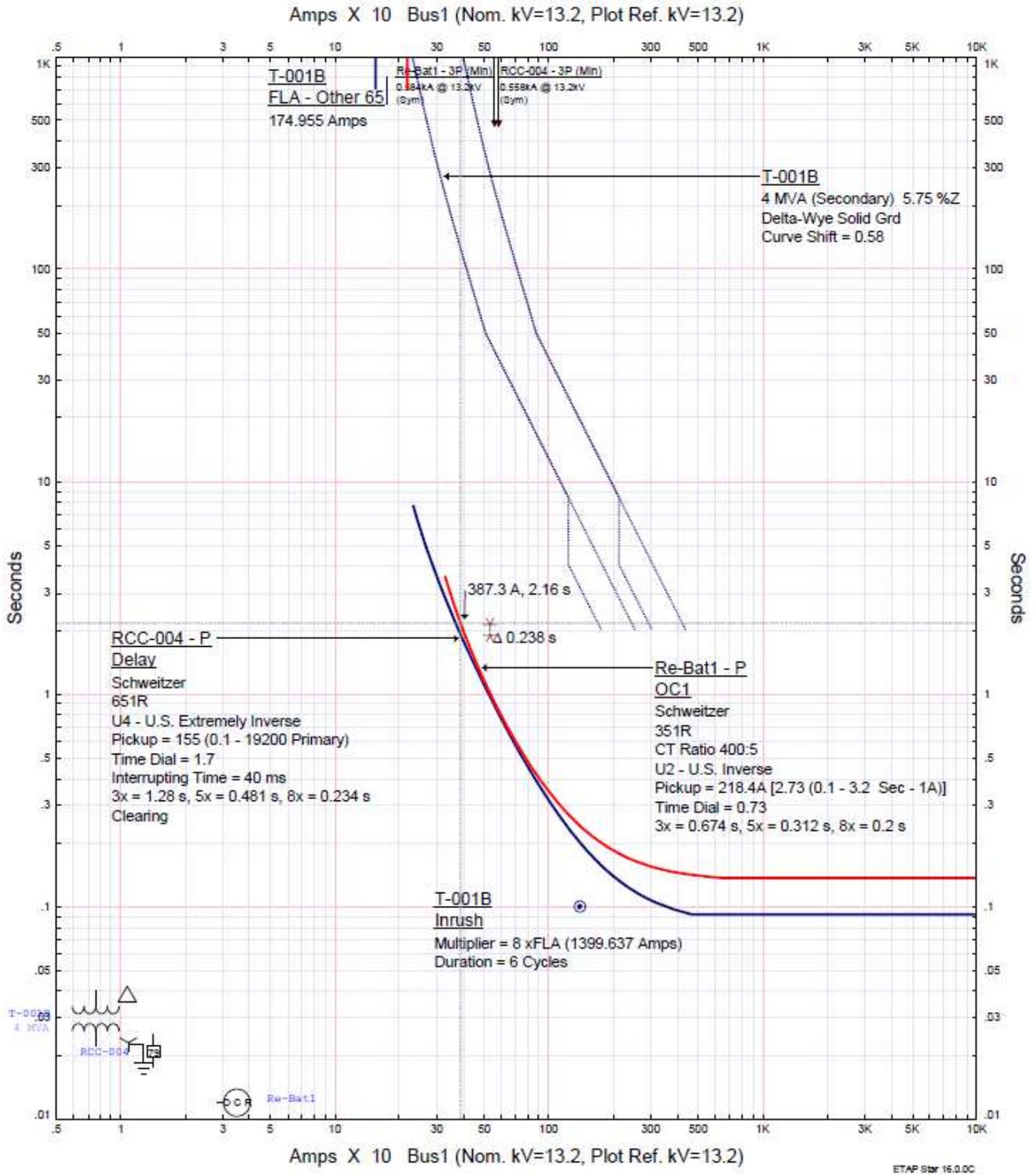
Coordinación Recloser-Recloser. Escenario 001.



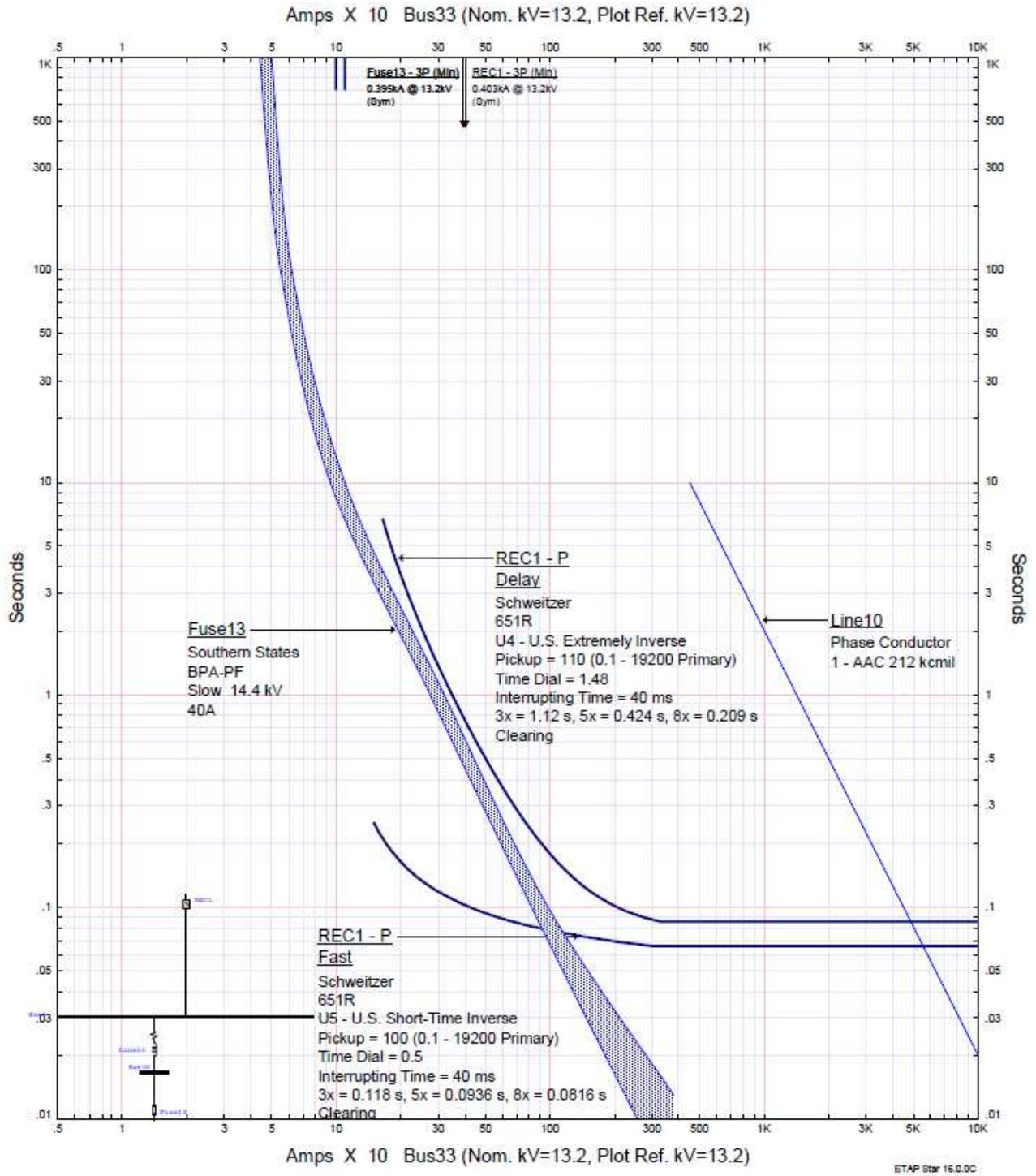
Coordinación Recloser-Recloser. Escenario 001.



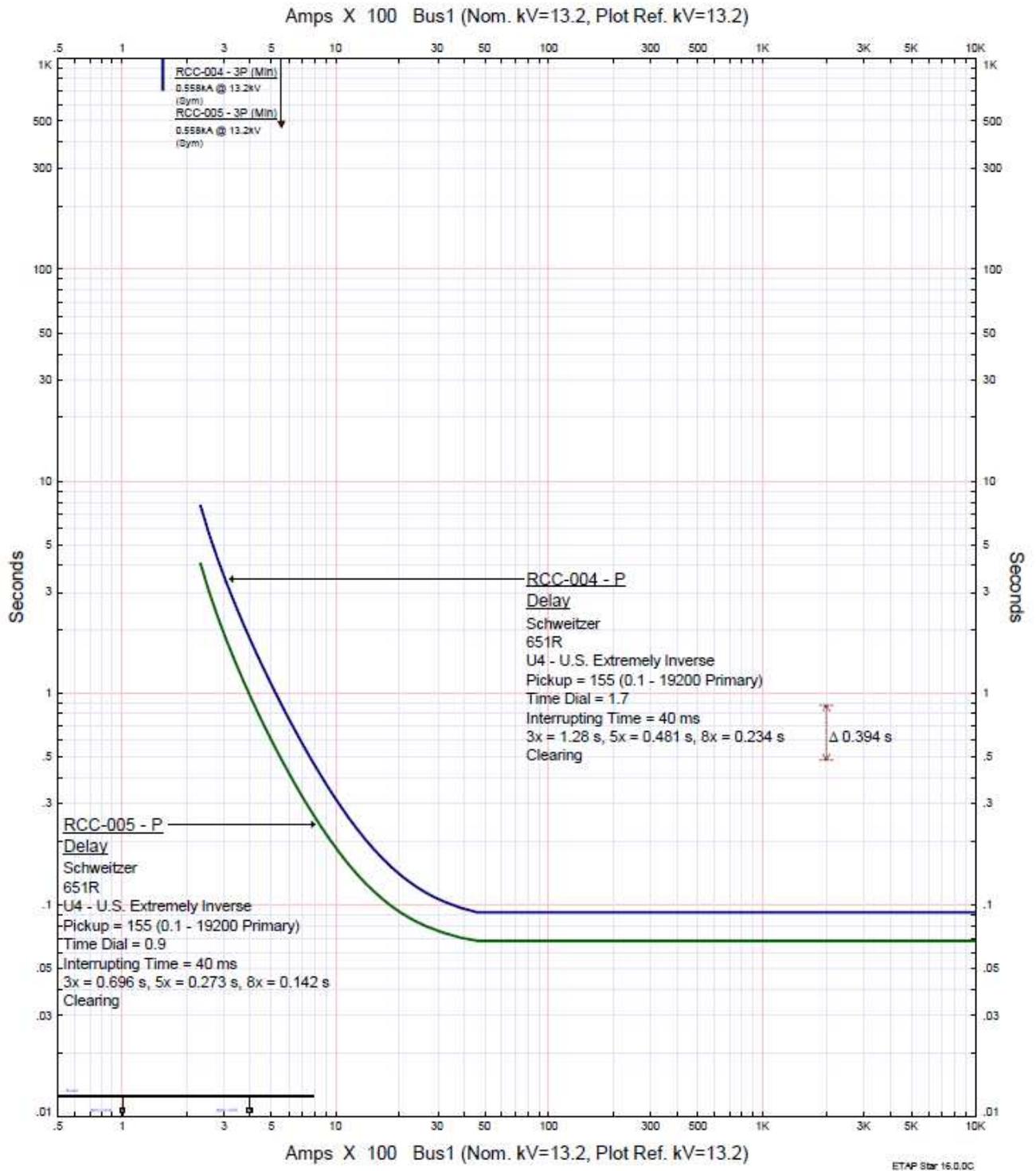
Coordinación Recloser-Recloser. Escenario 110.



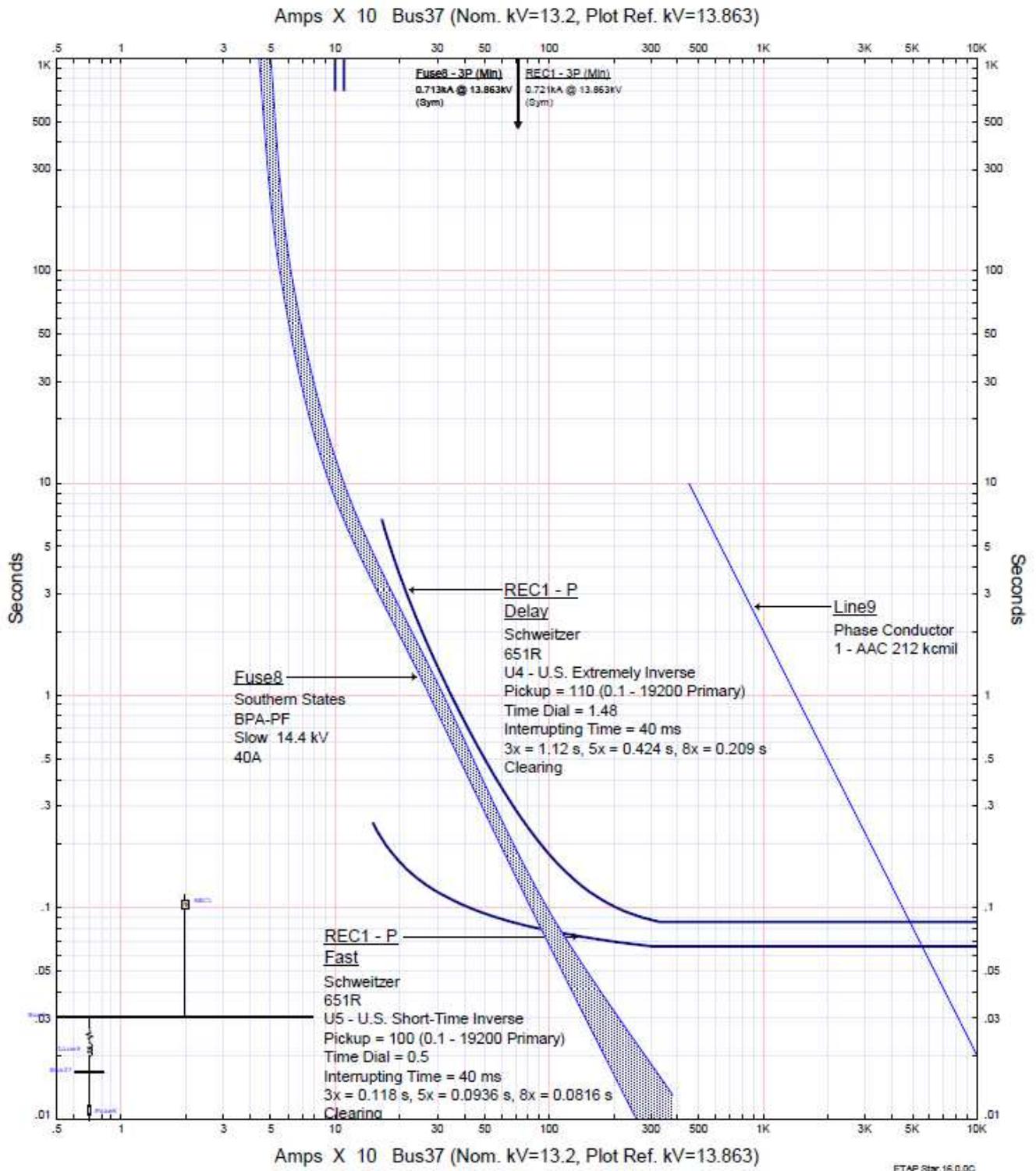
Coordinación Fusible-Recloser. Escenario 110.



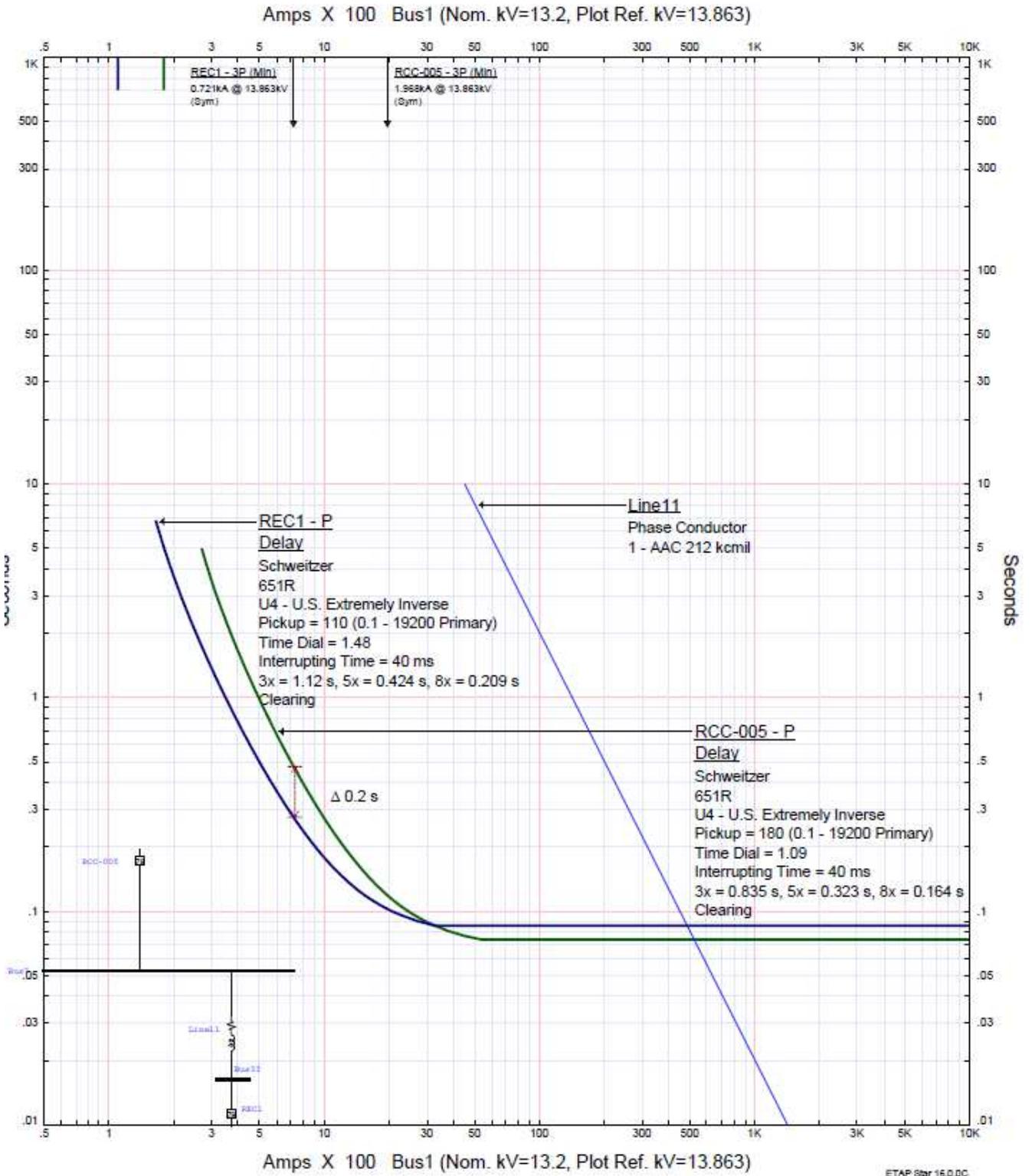
Coordinación Recloser-Recloser. Escenario 110.



Coordinación Fusible-Recloser. Escenario 111



Coordinación Recloser-Recloser. Escenario 111.



Coordinación Recloser-Recloser. Escenario 111.

