



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

“DISEÑO DE UN SISTEMA DE RECONEXIÓN AUTOMÁTICA
DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN
UTILIZANDO SIMULACIÓN EN TIEMPO REAL”

INFORME DE MATERIA INTEGRADORA

Previo a la obtención del Título de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD
ESPECIALIZACIÓN POTENCIA**

LANDETA BEJARANO PATRICIO FERNANDO

PLAZA SUÁREZ KENNETH ISRAEL

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO: 2017

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios. Al término del presente proyecto de graduación, quiero expresar con un profundo afecto y sinceridad a mis padres y hermanos mi agradecimiento.

Mis padres, Wilson y Ruth, que con su amor, impulso y apoyo me inspiraron para emprender el camino universitario; gracias porque siempre pude contar con su soporte, confianza y cariño; sobre todo en momentos cruciales.

Gracias por creer en mí, por su constancia en brindarme los consejos que me sirvieron de ruta y lo serán en mi vida profesional.

A mis hermanas y hermano, que los considero un gran ejemplo; han marcado el camino hacia la superación, por su gran capacidad de luchar, por su perseverancia para lograr sus objetivos por sus propios méritos y capacidades.

Gracias a los buenos profesores que entregan sus conocimientos con sabiduría y generosidad; que se esmeran por enseñar y que el aprendizaje sea fructífero compartiendo no solo sus conocimientos sino sus experiencias.

Patricio Landeta B.

Agradezco a Dios, por darme la sabiduría para culminar mis estudios, llenarme de salud, felicidad y fuerza para nunca rendirme en este arduo camino.

A mis padres y hermanos por el apoyo incondicional que me han brindado día a día con esfuerzo y dedicación, el amor y cariño que fue el motor de inspiración en este trayecto hacia mis logros cumplidos.

A los amigos que siempre estuvieron para ayudarme y apoyarme como hermanos.

Kenneth Plaza S.

DEDICATORIA

El presente trabajo lo dedico a las circunstancias que potenciaron mis motivaciones por seguir este camino. Lo dedico a todas las personas que a lo largo de estos años hicieron más llevadero este trayecto y fueron mi apoyo en momentos oportunos.

Dedico además este trabajo a aquellas personas que aportaron en mi formación y me enseñaron el valor del estudio, la honestidad y constancia; mis padres Wilson y Ruth, a personas que en el campo estudiantil y profesional he admirado por su conocimiento, entrega y responsabilidad con que se desempeñan, pues ellos me inspiración y de quienes aprendí bastante.

“No es grande aquel que nunca falla, sino el que nunca se da por vencido”

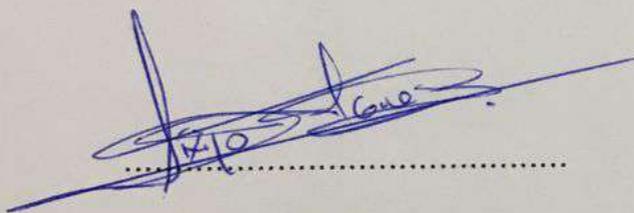
Anónimo.

Patricio Landeta B.

Le dedico este proyecto a toda mi familia que me ayudaron de una u otra manera, en especial a mis padres Rudy y Glenda, a mis hermanos Ruddy y Karylé, que me brindaron su apoyo incondicional en mis años de estudio.

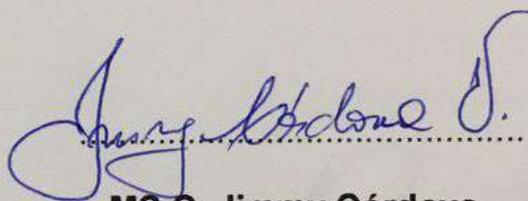
Kenneth Plaza S.

TRIBUNAL DE EVALUACIÓN

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Sixifo Falcones', written over a horizontal dotted line.

PH.D. Sixifo Falcones

PROFESOR EVALUADOR

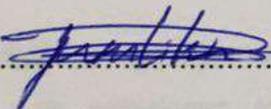
A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Jimmy Cordova', written over a horizontal dotted line.

MS.C. Jimmy Córdoba

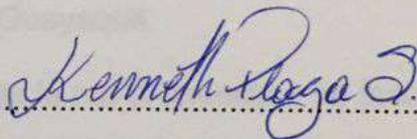
PROFESOR EVALUADOR

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad y la autoría del contenido de este Trabajo de Titulación, nos corresponde exclusivamente; y damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual"



Landeta Bejarano Patricio Fernando



Plaza Suárez Kenneth Israel

RESUMEN

El presente trabajo fue elaborado con el propósito de presentar las ventajas de contar con una red inteligente, que sea capaz de auto repararse ante una contingencia, mejorando así la confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico. Se propuso la instalación de reconectores automáticos equipos para automatizar la operación de la red de distribución y se diseñó el algoritmo de funcionamiento del sistema que controlará la recuperación del suministro eléctrico luego de una falla en la red.

Se recopiló información de la red propuesta para la simulación del sistema diseñado, se seleccionó al alimentador de media tensión Mapasingue 1. Se contó con registros de las demandas, planos del recorrido de las alimentadoras y registro de eventos de desconexión de la red, proporcionados por CNEL Guayaquil.

Se construyó un modelo matemático aproximado de la red propuesta y se incluyeron modelos que simularon la operación de los reconectores automáticos. Se propusieron modificaciones a la red, de modo que pueda enlazarse, a través de reconectores, con los alimentadores adyacentes Mapasingue 6 y 7 con el fin de mejorar la confiabilidad y continuidad del servicio.

Para mejorar la experiencia de la simulación, se realizaron los ajustes para que puedan simularse en el simulador en tiempo real OPAL-RT. Se diseñó una interfaz amigable para el control en software LABVIEW, con el fin que las respuestas de la red y su estado puedan ser apreciados por los usuarios.

Se presentan los resultados de las simulaciones ante distintos eventos de fallas, tanto en su duración; momentáneas y permanentes, como en su ubicación. Se demostró la mejora de los índices de la calidad del servicio técnico de la red modificada con respecto a la red actual, de acuerdo a la Regulación CONELEC 004/01, para esto se utilizaros registros de desconexiones.

ÍNDICE GENERAL

CAPÍTULO 1.....	1
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Justificación	1
1.2 Objetivos	4
1.2.1 General.....	4
1.2.2 Específicos	4
1.3 Alcance	4
CAPÍTULO 2.....	6
2. MARCO TEÓRICO.....	6
2.1 Centrales generadoras.....	7
2.2 Subestaciones elevadoras	7
2.3 Líneas de Transmisión.....	7
2.4 Red de subtransmisión y subestaciones de distribución.....	7
2.5 Redes de distribución.....	8
2.5.1 Topologías típicas en redes de distribución	9
2.6 Introducción a las Redes Inteligentes	11
2.7 Calidad del servicio eléctrico de distribución.....	12
2.7.1 Calidad del producto.....	12
2.7.2 Calidad del servicio técnico	12
2.8 SCADA.....	14
2.9 Recursos empleados para la simulación.....	14
2.9.1 Software MATLAB	14
2.9.2 Software LABVIEW	15
2.9.3 Simulador en tiempo real OPAL-RT	15
CAPÍTULO 3.....	16
3. DESARROLLO.....	16
3.1 Automatización de redes de distribución.....	16

3.2	Diseño del sistema de Auto Recuperación del servicio eléctrico .	19
3.2.1	Algoritmo propuesto para la operación del sistema de recuperación	19
3.2.2	Etapas de operación de la red de distribución.....	20
3.3	Propuesta de la red de distribución para la simulación	24
3.4	Aplicación del sistema automático sobre la red propuesta.	27
3.4.1	Ubicación de falla sector 1	30
3.4.2	Ubicación de falla sector 2	41
3.4.3	Ubicación de falla sector 3	47
3.4.4	Ubicación de falla sector 4	48
3.4.5	Ubicación de falla sector 5	49
4.	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	50
4.1	Resultados de las pruebas de operación del sistema	50
4.2	Resultados de las simulaciones.....	52
4.2.1	Resultados de la simulación. Falla sector 1	53
4.2.2	Resultados de la simulación. Falla sector 2	54
4.2.3	Resultados de la simulación. Falla sector 3	55
4.2.4	Resultados de la simulación. Falla sector 4	56
4.2.5	Resultados de la simulación. Falla sector 5	57
4.3	Análisis de los índices de la calidad del servicio técnico.....	57
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	61
	BIBLIOGRAFÍA.....	62

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Composición del sistema eléctrico [5].	6
Figura 2.2: Esquemas de sistemas de subtransmisión en anillo [6].	8
Figura 2.3: Esquema de red de distribución radial [7].	9
Figura 2.4: Esquema de red conectada en lazo [7].	10
Figura 2.5: Esquema de la integración tecnológica y de los servicios [8].	11
Figura 2.6: Simulador en tiempo real OPAL-RT [13].	15
Figura 3.1: Reconectador trifásico inteligente. Marca Noja Power. Serie OSM [15].	17
Figura 3.2: Componentes del reconectador y tablero de control y comunicación, marca NOJA Power, serie OSM [15].	18
Figura 3.3: Instalación del reconectador en poste. Vistas; a. Planta, b. Frontal, c. Lateral [15].	19
Figura 3.4: Algoritmo propuesto de funcionamiento del sistema.	21
Figura 3.5: Esquema unifilar de la S/E Mapasingue 48MVA [4].	25
Figura 3.6: Red propuesta Alimentadora Mapasingue 1. Alimentadoras adyacentes Mapasingue 6 y 7 [17].	26
Figura 3.7: Curva de carga diaria de la alimentadora Mapasingue 1 [18].	27
Figura 3.8: Esquema de la red en operación normal.	28
Figura 3.9: Plano de la red propuesta para la aplicación del sistema [17].	29
Figura 3.10: Modelo en software Matlab Simulink de la alimentadora Mapasingue1.	31
Figura 3.11: Esquema de configuración post falla en sector 1. Caso#1.	32
Figura 3.12: Esquema de configuración post falla en sector 1. Caso#2.	33
Figura 3.13: Esquema de configuración post falla en sector 1. Caso#3.	35
Figura 3.14: Esquema de configuración post falla en sector 1. Caso#4.	36
Figura 3.15: Esquema de configuración post falla en sector 1. Caso#5.	37
Figura 3.16: Esquema de configuración post falla en sector 1. Caso#6.	39
Figura 3.17: Esquema de configuración post falla en sector 1. Caso#7.	40
Figura 3.18: Esquema de configuración post falla en sector 2. Caso#1.	42
Figura 3.19: Esquema de configuración post falla en sector 2. Caso#2.	43
Figura 3.20: Esquema de configuración post falla en sector 2. Caso#3.	44

Figura 3.21: Esquema de configuración post falla en sector 2. Caso#4.	46
Figura 3.22: Esquema de configuración post falla en sector 3.	47
Figura 3.23: Esquema de configuración post falla en sector 4.	48
Figura 3.24: Esquema de configuración post falla en sector 5.	49
Figura 4.1: Grafica de corrientes de las alimentadoras y cargas de la red.	51
Figura 4.2: SCADA del sistema en operación normal.	53
Figura 4.3: Operación durante ingreso de falla en el sector 1.	53
Figura 4.4: Operación post falla en el sector1.	54
Figura 4.5: Operación durante ingreso de falla en el sector 2.	54
Figura 4.6: Operación post falla en el sector2.	55
Figura 4.7: Operación durante ingreso de falla en el sector 3.	55
Figura 4.8: Operación post falla en el sector 3.	56
Figura 4.9: Falla en el sector 4.	56
Figura 4.10: Falla en el sector 5.	57

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Valores admisibles de los índices de calidad del servicio técnico.....	14
Tabla 2: Detalle de los estados de los reconectores. En operación normal.....	28
Tabla 3: Detalle de la conexión post falla en sector 1. Caso#1.	33
Tabla 4: Detalle de la conexión post falla en sector 1. Caso#2.	34
Tabla 5: Detalle de la conexión post falla en sector 1. Caso#3.	35
Tabla 6: Detalle de la conexión post falla en sector 1. Caso#4.	37
Tabla 7: Detalle de la conexión post falla en sector 1. Caso#5.	38
Tabla 8: Detalle de la conexión post falla en sector 1. Caso#6.	39
Tabla 9: Detalle de la conexión post falla en sector 1. Caso#7.	41
Tabla 10: Detalle de la conexión post falla en sector 2. Caso#1.	42
Tabla 11: Detalle de la conexión post falla en sector 2. Caso#2.	44
Tabla 12: Detalle de la conexión post falla en sector 2. Caso#3.	45
Tabla 13: Detalle de la conexión post falla en sector 2. Caso#4.	46
Tabla 14: Detalle de la conexión post falla en sector 3.	48
Tabla 15. Registros de desconexiones en Mapasingue 1[19].	58
Tabla 16: Índices de calidad de Mapasingue 1. Sistema actual.	58
Tabla 17: Eventos considerados para el cálculo de los índices de la red propuesta.	59
Tabla 18: Nuevos índices de calidad del servicio técnico de la red propuesta.	59

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN.

El avance las tecnologías aplicadas al sector eléctrico, en todos los niveles de tensión, ha apuntado hacia la eficiencia energética y sistemas de redes inteligentes, capaces de injerencia de manera automática el uso de la energía eléctrica [1]. Para cumplir con los retos que proponen estos sistemas de redes inteligentes, es necesario contar con equipos capaces de llevar a cabo las operaciones del sistema de manera remota, equipos de medición de la energía y comunicación en tiempo real, entre otros. Estos equipos deben estar comunicados con el centro de control mediante redes de comunicación.

Una de las principales ventajas de implementar tecnologías de redes inteligentes, es el garantiza un control total del sistema y una alta adaptabilidad ante cambios en la red. Además permite la inclusión de tecnologías, que actualmente también son objeto de estudio, como generación distribuida, vehículos eléctricos, entre otros [2].

En el Ecuador, se distribuye la energía eléctrica a los consumidores finales a un nivel de tensión 13,8KV – 22KV a nivel de media tensión, los sectores a los cuales se da servicio incluye; sector residencial, sector comercial, sector industrial, entre otros. El sistema de distribución de media tensión normalmente opera de manera radial, es decir que se alimenta por un solo punto en su inicio. Esta configuración la hace vulnerable a dejar fuera de servicio a toda o gran parte de la carga conectada a esta alimentadora ante un evento de falla.

1.1 Justificación

Las redes de distribución de media y baja tensión suelen atravesar zonas altamente pobladas y están expuestas a accidentes vehiculares, condiciones medio ambientales, entre otros, que ocasionen fallas en la red.

En una red de distribución convencional, como la que actualmente opera en la ciudad de Guayaquil, el tiempo de restablecimiento del servicio eléctrico luego de ocurrida una falla, suele tomar varias horas de acuerdo a la gravedad de la misma

y dependiendo de su ubicación. Esto se debe a que no se conoce con certeza el punto donde ocurrió la falla, para el restablecimiento del servicio se procede de la siguiente manera:

- Se envía una cuadrilla de electricistas a recorrer la trayectoria de la alimentadora afectada con el fin de ubicar el punto de la red donde se originó el problema en la red y notifica al operador.
- El operador examinará cómo aislar el tramo de la red afectado por la falla. De acuerdo a la topología que existan en la red y los equipos que se encuentran instalados en ella; el operador maniobrará los reconectores de forma remota o indicará a la cuadrilla que reconectores deben abrir o cerrar.
- El operador evaluará si es posible transferir carga a alguna otra alimentadora; si existe la infraestructura física para hacerlo y si estas alimentadoras adyacentes tienen la capacidad suficiente disponible para suplir la demanda de la alimentadora afectada. Nuevamente, de acuerdo a los equipos instalados en la red, el operador maniobrará los reconectores de forma remota o indicará a la cuadrilla cuáles reconectores deben cerrar. De esta manera, recuperarán el servicio eléctrico los usuarios que no hayan sido directamente afectados por la falla.
- Finalmente, terminada la maniobra la cuadrilla procederá a reparar el daño en la red.

Los cortes de energía representan un problema serio pues involucra la pérdida de millones de dólares por año [3]; para la empresa distribuidora, en este caso CNEL, y los clientes. Este problema afecta principalmente a los usuarios finales de la energía eléctrica; que pierden sus productos que requieran refrigeración, pierden información en los ordenadores, detención de las ventas al no tener sistema, paro de la producción en industrias pequeñas ya que las industrias más grandes y con cargas importantes como refrigeración cuentan con grupos de generación, generalmente a diésel, 480V, entre otras molestias a los usuarios.

Por esto se propone un sistema de auto recuperación del servicio eléctrico que, basado en el uso de equipos inteligentes instalados a lo largo de la red, tenga como objetivo el restituir el servicio eléctrico a la mayor cantidad de clientes posible. Es decir, a los sectores, que no hayan sido directamente afectados por el evento de falla.

La red propuesta para la simulación de este sistema de auto recuperación corresponde a la alimentadora “Mapasingue 1” de la Subestación Eléctrica de Distribución CNEL-Mapasingue 48MVA, que cuenta con dos transformadores de potencia 67/13.8KV, 18/24MVA ONAN/ONAF [4] marca SIEMENS. De esta subestación, ubicada al norte de la ciudad de Guayaquil, parten ocho alimentadoras que sirven de energía eléctrica a los sectores de Urb. La Florida, Precoop. Gallegos Lara, Coop. La Gaviota, Colinas del Sol, Santa Beatriz entre otros.

La red propuesta “Mapasingue 1”, por motivos de simulación y para demostrar el funcionamiento del sistema de auto recuperación del servicio eléctrico, ha sido dividida en cinco sectores, unidos a través de reconectores inteligentes. Además, se propone un cambio en el diseño de la red, de modo que sea posible la interconexión con otras alimentadoras en caso de requerirse transferir carga. Se estableció estas alimentadoras por su cercanía, “Mapasingue 6” y “Mapasingue 7”, mismas que se podrán conectar a la red propuesta a través de reconectores inteligentes.

Los reconectores inteligentes son equipos que; además de cumplir su función de brindar un punto de desconexión en la red, miden, recolectan e interactúan con otros dispositivos inteligentes. Estos equipos son una parte importante dentro de una red inteligente, y en este sistema; censarán corrientes, detectarán eventos de fallas, se comunicarán y operarán para aislar los puntos de falla y para reestablecer el servicio.

1.2 Objetivos

1.2.1 General

Demostrar las ventajas de contar con un sistema que mejore la confiabilidad y continuidad del suministro de energía eléctrica a las cargas residenciales, industriales y comerciales conectadas a la red de distribución ante un evento de falla.

1.2.2 Específicos

- Diseñar el algoritmo de operación de un sistema de auto recuperación del servicio eléctrico.
- Proponer y modelar el circuito de una red de distribución real utilizando software MATLAB® SIMULINK.
- Diseñar una interfaz gráfica de monitoreo de la red amigable con el operador y un panel de control que permita la simulación de la operación de la red controlada por el sistema propuesto en utilizando software LABVIEW®.
- Simular el funcionamiento del sistema sobre la red propuesta, utilizando el simulador en tiempo real OPAL-RT®.

1.3 Alcance

El presente proyecto se enfoca específicamente en el funcionamiento del sistema propuesto, el cual comienza actuar una vez ocurrido un evento que origine una corriente de falla que circule por esta red. Se muestra, mediante simulación, la operación normal del modelo de la red primaria de distribución, y su respuesta ante un evento de falla ocurrido en cualquier parte de la red.

Para desarrollar el proyecto, se establecen los siguientes puntos:

- Plantear un modelo matemático que simule, de manera aproximada, una red de distribución de 8 barras.

- Diseñar un modelo matemático, que interactúe con al modelo de red de distribución, para simular el funcionamiento del sistema de auto recuperación.
- Crear una interfaz gráfica, amigable con el usuario, que se comunice con los modelos matemáticos para enviar y mostrar información de las variables en ejecución.

Para la elaboración del presente proyecto se cuenta con:

- Datos históricos de la demanda y planos de la red de distribución de la ciudad de Guayaquil, de CNEL-EP.
- Software MATLAB, para el diseño de los modelos matemáticos
- Simulador en tiempo real OPAL-RT.
- Software LABVIEW, para el diseño de la interfaz de monitoreo y control.

CAPÍTULO 2

2. MARCO TEÓRICO.

Un sistema eléctrico se constituye de un conjunto de etapas; generación, transmisión, distribución y consumo. Su objetivo es servir la energía eléctrica, generada en centrales eléctricas, a los consumidores finales; a través de líneas de las redes de transmisión y distribución.

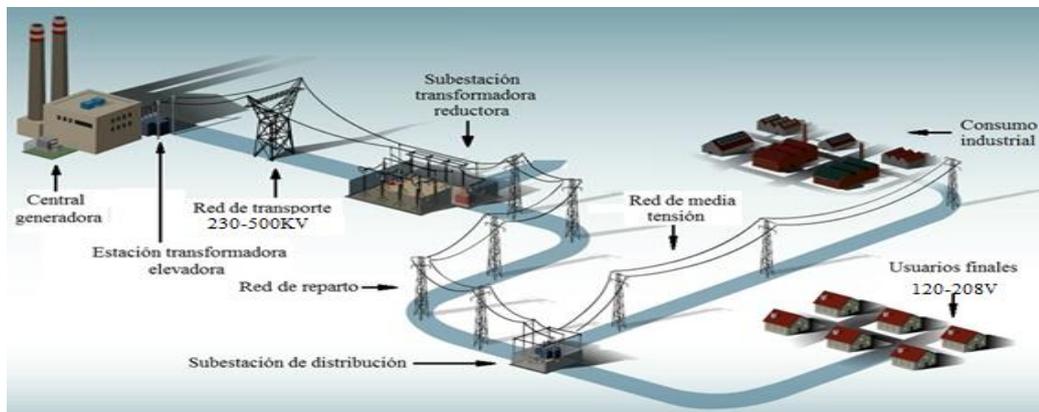


Figura 2.1: Composición del sistema eléctrico [5].

La Figura 2.1 muestra cómo se compone cada una de las etapas hasta que la energía llega a los usuarios finales. Se detallan los siguientes elementos que lo componen:

- Centrales generadoras.
- Subestaciones elevadoras.
- Líneas de Transmisión
- Subestaciones reductoras.
- Redes de subtransmisión o de reparto.
- Subestaciones eléctricas de distribución.
- Red de distribución eléctrica.
- Usuarios finales.

2.1 Centrales generadoras

La generación de energía eléctrica consiste en transformar alguna clase de energía primaria como hidráulica, cinética, térmica, solar, nuclear entre otras, en energía eléctrica. Son denominadas centrales eléctricas, indiferente del tipo de generación, y representan la primera etapa de un sistema de suministro eléctrico.

2.2 Subestaciones elevadoras

Estas subestaciones se encuentran en las centrales eléctricas y tienen por misión elevar el nivel de tensión de la energía generada. Se compone principalmente del transformador de potencia, que normalmente se encuentra conectado; en estrella aterrizada en su lado primario, a media tensión, y en delta en su secundario, de alta tensión.

2.3 Líneas de Transmisión

La red de transporte de energía eléctrica se compone principalmente por los conductores de alta tensión los cuales son el medio físico por el cual se realiza la transmisión de la energía eléctrica a través de grandes distancias para llegar hasta los puntos de consumo desde las centrales eléctricas. Estas líneas conectan las estaciones elevadoras con las subestaciones reductoras. En el Ecuador el sistema de transmisión comprende niveles de tensión de 138KV-500KV.

Se transmite a tensiones muy altas con el objetivo de reducir la corriente que circula por las estas líneas, con ello se consigue reducir perdidas por "Efecto Joule" y se puede emplear un conductor de menor calibre de conductor.

2.4 Red de subtransmisión y subestaciones de distribución

Las líneas de subtransmisión o de reparto interconectan las subestaciones reductoras con las subestaciones de distribución. En el Ecuador estas operan a un nivel de tensión de 69KV. Las subestaciones de subtransmisión al igual que las de distribución se componen principalmente del transformador de potencia reductor, y se encuentran ubicados cerca de los centros de consumo. Normalmente operan en configuración en anillo, que brinda una alta continuidad y confiabilidad del servicio.

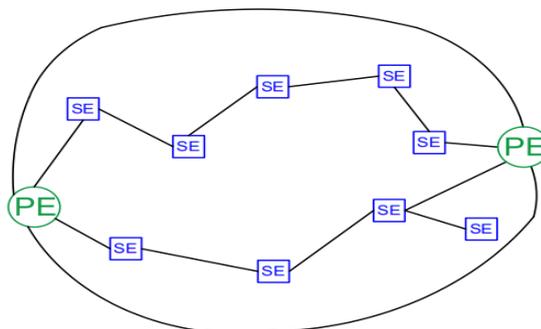


Figura 2.2: Esquemas de sistemas de subtransmisión en anillo [6].

La Figura 2.2 muestra un esquema de configuración de un sistema de subtransmisión con las subestaciones de distribución en anillo y cuenta también con circuitos en modo radial. SE representa las subestaciones de distribución y PE representa el punto de entrega a la de subtransmisión.

2.5 Redes de distribución

Las redes de distribución transportan la energía eléctrica desde la subestación de distribución hacia el punto de entrega de los usuarios finales, donde se encuentran los medidores de energía de los clientes.

La red de distribución se compone principalmente de los siguientes elementos:

- Subestación de distribución, compuesta por las barras de llegada de 69KV, transformador de potencia, barras de salida de 13.8KV, equipos de patio; como transformadores de corriente y voltaje, interruptor, seccionadores, reconectores, entre otros, equipos de protección y control. De la subestación parten las alimentadoras que recorren los sectores donde se suministra energía eléctrica.
- Circuitos primarios de distribución, puede ser subterráneo o aéreo, y operan a un nivel de tensión 13.8-22KV de línea a línea.
- Circuito secundario de distribución, cubre menor área que la red primaria y parten desde el transformador de distribución con voltajes; monofásico 120/240V y trifásico 127/220V.

2.5.1 Topologías típicas en redes de distribución

Se refiere a la configuración o arreglo del sistema, es decir, la forma en que se disponen los circuitos y elementos que componen la red de distribución, de acuerdo a esto se presentan características de operación para cada una de ellas. Las topologías de red más empleadas son; red radial y red en lazo [7].

a. Red radial.

El circuito radial consta de un único punto de alimentación, de allí parte y se subdivide en subalimentadores para cubrir la demanda de un área.

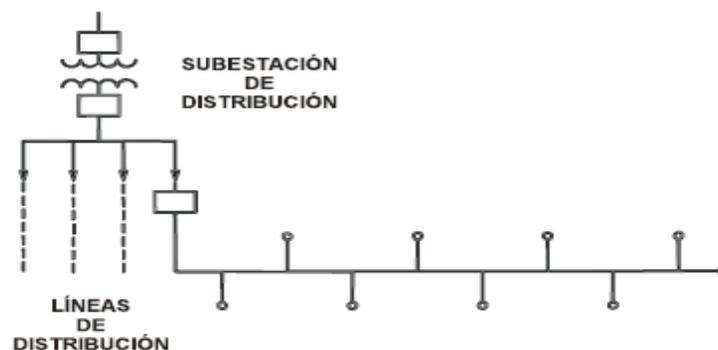


Figura 2.3: Esquema de red de distribución radial [7].

Como se aprecia en la Figura 2.3, la red radial está conformada por el alimentador principal y subalimentadores. Normalmente este circuito suele estar conformado por dispositivos de seccionamiento, los cuales en operación normal se encuentran cerrados y son capaces de segmentar la red ante un evento de falla. Cuando se trata de áreas densamente pobladas, estos alimentadores se suelen contar con equipos para interconectarse con alimentadores adyacentes, esto permite transferir la carga ante una salida de un alimentador.

Como ventajas de esta configuración se tiene que la inversión para su construcción es menor en comparación a otras y el cálculo eléctrico para su diseño es sencillo. Como desventajas se tiene que, al poseer un único

punto de alimentación, esta configuración presenta poca confiabilidad del servicio y mayores pérdidas de potencia y caídas de voltajes.

b. Red en Lazo.

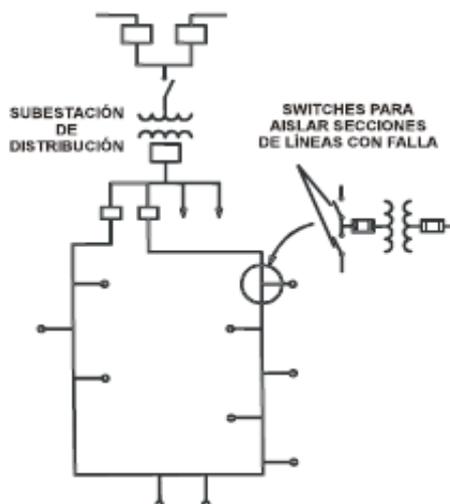


Figura 2.4: Esquema de red conectada en lazo [7].

Este tipo de red cuenta con un punto de alimentación pero establece dos caminos para el suministro de la energía eléctrica a las cargas, como se aprecia en la Figura 2.4.

Entre sus ventajas con respecto a la red radial están; menores caídas de voltaje y menos pérdidas de potencia. También presenta mejor respuesta ante fallas, ya que se puede seccionar y continuar operando de la manera que lo harían dos redes radiales.

Pero esta configuración de red también conlleva desventajas ante las radiales; por su mayor inversión inicial y complejidad del sistema de protecciones; que debe ser ajustado para operar ante magnitud y dirección de la corriente de falla.

2.6 Introducción a las Redes Inteligentes

Se denominan también “Smart Grid” por su nombre en inglés, es una red eléctrica que puede integrar las acciones de todos los usuarios; generadores y consumidores, conectados a ella, para suministrar energía eléctrica de manera eficiente, sostenible, económica y segura [2].

Más que una única tecnología, es un paradigma de desarrollo tecnológico, el cual quiere potenciar el desempeño del sistema y del suministro de electricidad. Conlleva tecnologías de monitorización, control, comunicación y auto reparación. Su operación permitirá:

- Facilitar la conexión y operación de todo tipo y tamaño de productores de energía.
- Permitir a los consumidores jugar un papel en la optimización del sistema.
- Reducir significativamente el impacto ambiental de todo el sistema eléctrico.
- Entregar niveles más altos de fiabilidad y seguridad del suministro eléctrico.

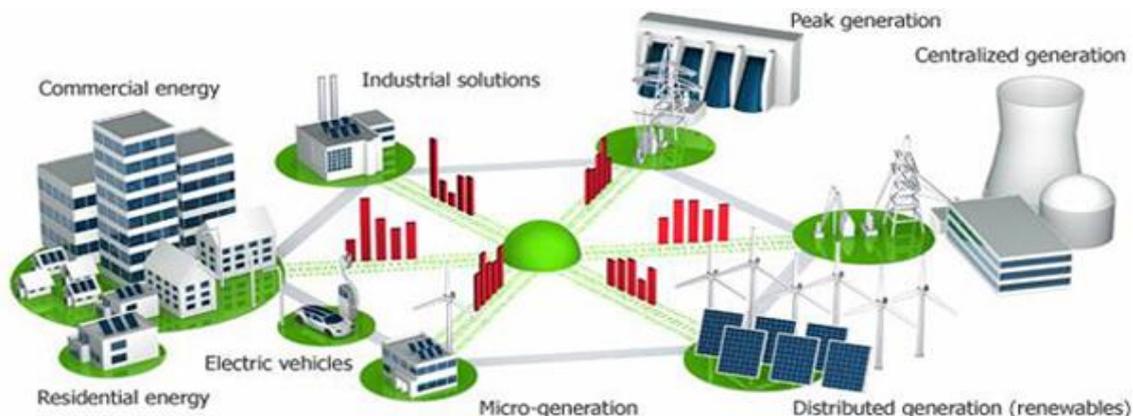


Figura 2.5: Esquema de la integración tecnológica y de los servicios [8].

Actualmente estas tecnologías continúan en desarrollo, motivados por la necesidad de reducir las emisiones de dióxido de carbono, aumento de la eficiencia energética y utilización masiva de energías renovables. Lo que conlleva cambios fundamentales en los paradigmas tradicionales de la generación y el

consumo, tales como los que se detallan a continuación, cuya aplicación se representa en la Figura 2.5.

- Conexión masiva de fuentes de generación intermitente y/o impredecibles; eólico, fotovoltaico, entre otras.
- Conexión de pequeñas fuentes de generación distribuida.
- Gestión activa de la demanda.
- Conexión de sistemas de almacenamiento de energía.
- Nuevos consumos, tales como coche eléctrico.

2.7 Calidad del servicio eléctrico de distribución

Debido a la necesidad de asegurar un nivel satisfactorio del servicio eléctrico, los parámetros de este son controlados de acuerdo a lo establecido en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico ecuatoriano y sus reformas. El objetivo de la Regulación es establecer normas para la evaluación por parte de las Empresas Distribuidoras, que aseguren un correcto nivel de calidad del servicio [9]. La calidad de este servicio se mide de acuerdo considerando los siguientes aspectos:

- Calidad del producto.
- Calidad del servicio técnico.
- Calidad del servicio comercial.

2.7.1 Calidad del producto

Se refiere al control de los parámetros de nivel de voltaje, perturbaciones de voltaje y factor de potencia. Para la correcta medición de los mismos se considera un período de medición de siete días continuos. La evaluación de la calidad del producto se la realiza de acuerdo a lo estipulado en la regulación CONELEC 004/01 [9].

2.7.2 Calidad del servicio técnico

Esta se obtiene del cálculo de los índices de frecuencia media de interrupciones y el tiempo total de las interrupciones por KVA instalados,

y pueden indicar la calidad de una red en su total o de un alimentador en particular. Estos índices, para un alimentador A_j , son los siguientes:

a. Frecuencia Media de Interrupción por KVA nominal Instalado (FMIK).

Representa la cantidad de veces que el KVA promedio, instalado en un alimentador A_j , quedó fuera de servicio en un período determinado de tiempo por lo que es adimensional. Se calcula mediante la ecuación 2.1.

$$FMIK_{A_j} = \frac{\sum_i kVA f_{S_i A_j}}{kVA_{inst A_j}} \quad (2.1)$$

b. Tiempo total de interrupción por KVA nominal Instalado (TTIK).

Representa el tiempo medio en que el KVA promedio, instalado en un alimentador A_j , quedó fuera de servicio en un período determinado de tiempo. Se calcula mediante la ecuación 2.2.

$$TTIK_{A_j} = \frac{\sum_i^{A_j} kVA f_{S_i A_j} * T f_{S_i A_j}}{kVA_{inst A_j}} \quad (2.2)$$

Donde:

FMIK: Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal instalado, expresada en fallas por kVA.

TTIK: Tiempo Total de Interrupción por kVA nominal instalado, expresado en horas por kVA.

\sum_i : Sumatoria de todas las interrupciones del servicio "i" con duración mayor a tres minutos, para el tipo de causa considerada en el período en análisis.

$\sum_i^{A_j}$: Sumatoria de todas las interrupciones de servicio en el alimentador "A_j" en el período en análisis.

kVAfs_i: Cantidad de kVA nominales fuera de servicio en cada una de las interrupciones "i".

kVAinst: Cantidad de kVA nominales instalados.

T_{fsi} : Tiempo de fuera de servicio, para la interrupción "i".

A_j : Alimentador primario de medio voltaje "j".

La evaluación de este aspecto se basa en la Tabla 1, aquí se detallan los índices mínimos para la red y alimentadores urbanos y rurales.

Índice	Límite FMIK	Límite TTIK (Horas)
Red	4,0	8,0
Alimentador Urbano	5,0	10,0
Alimentador Rural	6,0	18,0

Tabla 1. Valores admisibles de los índices de calidad del servicio técnico.

2.8 SCADA

La palabra SCADA proviene del acrónimo de Supervisory Control And Data Acquisition que significa Supervisión, Control y Adquisición de Datos. Consiste en un sistema que emplea sensores y controladores comunicados a ordenadores para controlar y supervisar procesos industriales a distancia. Permite monitorear en tiempo real las respuestas del proceso y controlarlas automáticamente [10].

2.9 Recursos empleados para la simulación

2.9.1 Software MATLAB

La palabra MATLAB proviene de Matrix Laboratory que significa laboratorio de matrices. Este software matemático ofrece un entorno de desarrollo integrado y cuenta con lenguaje de programación propio [11].

Tiene las funciones que ofrece están la representación de funciones, tablas y datos, implementación y ejecución de algoritmos, manipulación de matrices, comunicación con otros programas y equipos de hardware, y desarrollo de interfaces de usuarios. Simulink es otra de las herramientas de las que dispone MATLAB, se trata de una plataforma de simulación

multidominio donde se pueden representar procesos de todo tipo; eléctricos, mecánicos, etc. mediante modelos matemáticos.

2.9.2 Software LABVIEW

La palabra LABVIEW proviene del acrónimo de Laboratory Virtual Instrument Engineering Workbench que significaría laboratorio virtual de ingeniería en instrumentación. Se trata de una plataforma que utiliza lenguaje de programación gráfico para diseñar sistemas. Tiene bastante utilidad pruebas, control y diseño de procesos, ya sean simulados o reales. También nos brinda una interface para observar la respuesta de los sistemas [12].

2.9.3 Simulador en tiempo real OPAL-RT

Es una plataforma de simulación potente, basados en PC / FPGA, equipos de pruebas Hardware-in-the-Loop (HIL) y sistemas de Prototipado de Rapid Control (RCP) para diseñar, probar y optimizar el control y la protección sistemas utilizados en redes eléctricas, electrónica de potencia, motores, automoción, trenes, aviones y diversas industrias, así como centros de Investigación y desarrollo de universidades [13]. La Figura 2.6 presenta el hardware del simulador.



Figura 2.6: Simulador en tiempo real OPAL-RT [13].

CAPÍTULO 3

3. DESARROLLO.

En este capítulo se explicarán las consideraciones para realizar el diseño del sistema de auto recuperación del sistema eléctrico. En la primera parte, se presentan aspectos para la automatización de una red.

En la segunda parte de este capítulo se describen los equipos propuestos, el algoritmo de funcionamiento y la operación del sistema. Se detallan el diseño de una manera genérica, es decir que, permita la operación del sistema de auto recuperación aplicado a cualquier red.

En la tercera parte se presenta la red de distribución propuesta para la simulación. Se detallan los datos del sistema y las consideraciones realizadas para la realización de su modelo matemático.

En la cuarta parte de este capítulo, se describe la operación del sistema de auto recuperación sobre la red de distribución propuesta. Se detallan los estados de operación de los equipos para cada caso de contingencia en la red, de acuerdo a las consideraciones realizadas en la primera parte de este capítulo.

3.1 Automatización de redes de distribución

La confiabilidad del suministro eléctrico a los clientes representa una constante preocupación para las empresas de distribución. En la actualidad, los procesos a niveles industriales se han automatizado casi en su totalidad, ahora es posible también proponer un sistema que proporcione respuestas automatizadas de la red de distribución. Con el desarrollo de los IED, del acrónimo Intelligent Electronic Devices, es posible constituir una “inteligencia distribuida” a lo largo de un alimentador [14].

Actualmente existen varios equipos en el mercado que permiten monitorear los parámetros de la red desde los centros de control, como el reconector automático que además pueden realizar cambios en la configuración del

alimentador. La conjunción de sensores y dispositivos de medición con algoritmos inteligentes posibilita al controlador contrarrestar los efectos de un evento de falla.



Figura 3.1: Reconectador trifásico inteligente. Marca Noja Power. Serie OSM [15].

.Algunas de las características de estos equipos son [15]:

- Medición de voltajes y corrientes en los bushings.
- Función direccional de protección en ambos sentidos.
- Detector de pérdida de suministro (LSD) por los lados de la fuente y la carga.
- Almacenamiento del perfil o curva de carga, con capacidad para ambas direcciones en registros separados.
- Cambio del grupo de ajustes de protección de manera automática como respuesta a una variación en la dirección del flujo de potencia.

Como se detalla en la Figura 3.2, estos equipos se componen por cada fase de; dos transformadores de potencial, un transformador de corriente y contactos aislados en vacío. Cuentan también con un tablero de control y comunicaciones, el cual brinda funciones de protección de sobrecorriente direccional, protección de falla a tierra y falla a tierra sensible, reconexión automática, medición instantánea, registro de eventos, Unidad Terminal Remota (RTU) para control remoto.

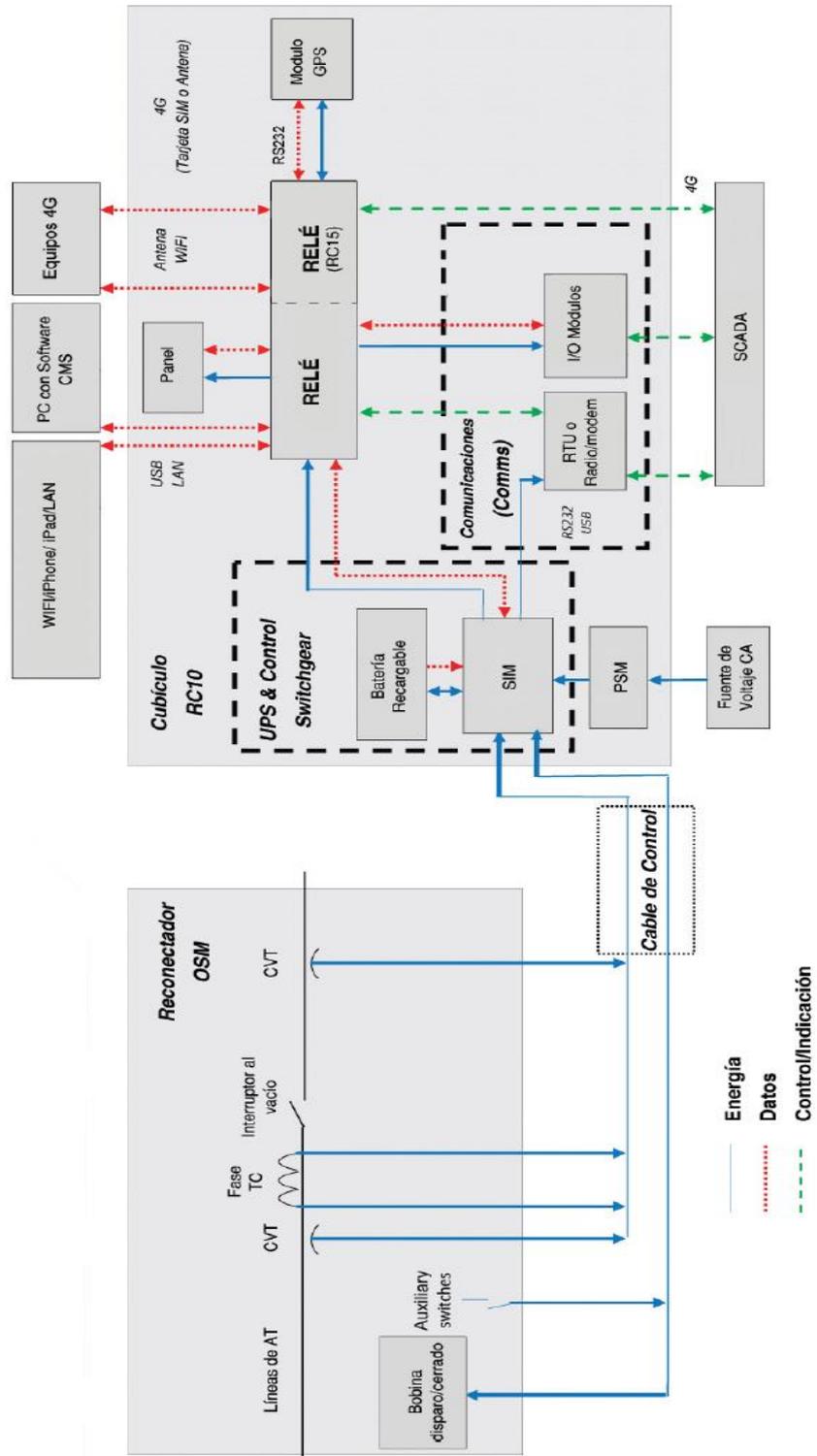


Figura 3.2: Componentes del reconector y tablero de control y comunicación, marca NOJA Power, serie OSM [15].

3.2 Diseño del sistema de Auto Recuperación del servicio eléctrico

El diseño de este sistema propone el uso de reconectores inteligentes, como el mostrado en la Figura 3.1, que además de brindar un punto de desconexión de la red, también permite; medir corrientes y voltajes en tiempo real, guardar registros y, transmitir y recibir señales.

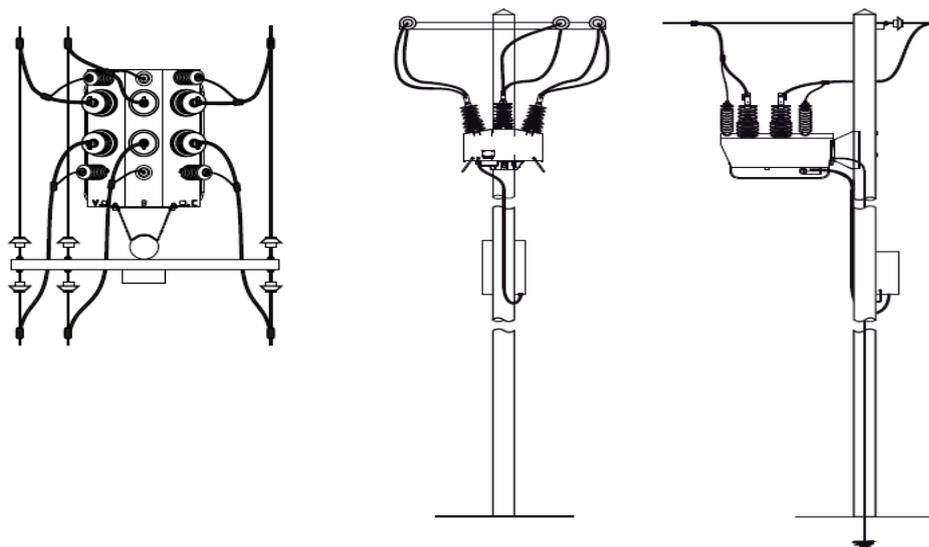


Figura 3.3: Instalación del reconector en poste. Vistas; a. Planta, b. Frontal, c. Lateral [15].

En la Figura 3.3, se muestra la instalación de un reconector tripolar sobre un poste de hormigón. Estos deberán contar con un sólido aterramiento en la base del poste. Como se aprecia en la figura se conectan en serie en la red de media tensión y más abajo se encuentra el tablero de comunicación y control.

3.2.1 Algoritmo propuesto para la operación del sistema de recuperación

Para el diseño del sistema, se considera la operación normal del sistema de acuerdo a los parámetros de su construcción. El sistema deberá comenzar a actuar una vez ocurrido un evento de falla y tomará acción automáticamente con el objetivo de restituir el servicio eléctrico a la mayor parte de la carga afectada.

En la Figura 3.4, se indica el algoritmo de funcionamiento del sistema, que se detalla a continuación;

- Una vez detectada la falla, el sistema deberá despejarla abriendo el sector de la red donde fue ubicada.
- El sistema realizará una reconexión rápida con el objetivo de restablecer prontamente el servicio eléctrico, si es que la falla fue momentánea.
- Si la falla fue despejada el sistema continuará operando normalmente, caso contrario detectará la sobrecorriente y comandará nuevamente la apertura del suministro. Realizará otra reconexión rápida y volverá a evaluar si la falla continúa en la red.
- Si la falla persiste, volverá a aislarla de la red. Se efectuará una última reconexión, esta tomará más tiempo en despejarse, con el objetivo de fundir el fusible en serie con el circuito de la falla.
- Finalmente si se continúa censando la sobrecorriente, el sistema aislará permanentemente el sector de la red del evento de falla.
- El sistema restituirá el servicio eléctrico a las demás zonas no directamente afectadas. Realizará transferencia de carga a otras alimentadoras, en caso de ser necesario.
- El sistema continuará operando posterior a la falla y podrá ser restituido a condiciones normales de operación una vez reparado el problema.

3.2.2 Etapas de operación de la red de distribución

a. Operación Normal.

El estado de los reconectores propios de la alimentadora se encuentra en posición cerrada, permitiendo el flujo de corriente las cargas conectadas a la red. Estos reconectores censan corriente bajas, muy por debajo del límite térmico de los conductores de la alimentadora, esto

varía de acuerdo al diseño, calibre de los conductores, demanda y pérdidas de la red.

Los reconectores de enlace se encuentran en posición abierta, no permitiendo el flujo a corriente.

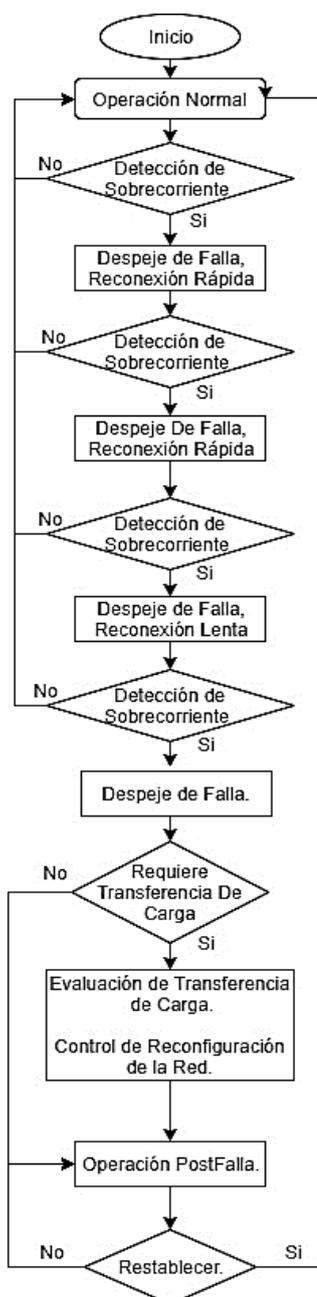


Figura 3.4. Algoritmo propuesto de funcionamiento del sistema.

b. Operación bajo condición de falla.

Se considera una condición de falla cuando los reconectores censan corrientes elevadas, por encima del límite térmico en los conductores. Es en esta etapa cuando comienza a operar el sistema de auto recuperación.

En los equipos por donde circula la corriente de falla se genera una señal de sobrecorriente (OC, overcurrent) y mediante comunicación con los demás reconectores del sistema se puede identificar el sector o tramo de la alimentadora donde se produjo el evento de falla.

c. Despeje de falla y Reconexiones.

Una vez detectada la zona del evento de falla, el sistema identifica los reconectores que deben operar para despejar la corriente de falla y envía la señal para abrirlos. De esta manera se aísla el sector de la alimentadora donde se ubicó la falla evitando que circule esta peligrosa corriente de falla por la red.

El comportamiento del sistema de auto recuperación dependerá del tipo de falla presentada, es decir, si es permanente o momentánea. Es por esto que, tras el primer despeje de falla, el sistema intentará que el servicio eléctrico se reestablezca y efectuará 3 reconexiones; 2 rápidas y 1 lenta. El objetivo de estas reconexiones es para intentar dar continuidad al servicio. Las 2 reconexiones rápidas se realizan para despejar las fallas si estas son momentáneas y reestablecer el servicio. La tercera reconexión es más lenta, esperando que se queme el fusible si la falla se encuentra en una de las sub alimentadoras, de modo que sólo esta sea desconectada.

Finalmente, si la falla persiste el sistema aislará permanente el sector del evento de falla. De acuerdo con el sector donde esta se encuentre la falla se verán afectados directa e indirectamente más o menos usuarios.

d. Reconfiguración y Transferencia de carga.

En caso de presentarse una falla permanente, las cargas de los sectores que sean posibles quedarán conectadas a la alimentadora. Las demás cargas que no estén directamente afectadas por la falla serán transferidas a alimentadoras adyacentes.

El sistema operará los reconectores de enlace de acuerdo del escenario presentado, es decir que primero evaluará la potencia disponible para suplir la carga transferida y determinará cuánta potencia podrá ser transferida a cada alimentadora. De acuerdo al escenario de carga el sistema también determinará cuáles reconectores propios de la alimentadora actuarán para realizar la reconfiguración, desconectando tramos de la línea en caso de no abastecer a suplir de energía a todos los clientes con la transferencia, evitando sobrecargas.

El sistema conoce la potencia que está consumiéndose en cada sector en operación normal de las alimentadoras y guarda registros de ella. Al producirse una falla que cause la transferencia de carga a las alimentadoras adyacentes, el sistema determina cuanta potencia es posible transferir a cada alimentadora sin llegar a sobrecargarlas, guardando una reserva de potencia del 15% de su capacidad.

El sistema determinara el mejor escenario posible para transferir carga; de acuerdo a la carga transferible de las alimentadoras adyacentes. Entendiéndose por capacidad transferible a la diferencia entre la capacidad de la alimentadora y la carga en ella conectada, incluye la reserva de potencia, como se indica en las ecuaciones 3,1 y 3,2.

$$\text{Capacidad transferible}_{Alim\ ady} = \text{Capacidad}_{Alim\ ady} - \text{Carga}_{Alim\ ady} - \text{Reserva} \quad (3.1)$$

$$\text{Reseva} = 0,15 * \text{Capacidad}_{Alim\ ady} \quad (3.2)$$

De acuerdo a la capacidad transferible disponible en las alimentadoras adyacentes, existe la posibilidad que no se pueda reestablecer el servicio

eléctrico en todos los sectores de la red que fueron indirectamente afectados por la falla y quedan desconectados de la red. El sistema evaluará los distintos escenarios de configuración de la red de acuerdo a la carga a transferir basado en la condición que se muestra en la ecuación 3,3.

$$\text{Capacidad transferible}_{\text{Alim ady.}} - \text{Carga a transferir}_{\text{arreglo de sectores}} \geq 0 \quad (3.3)$$

3.3 Propuesta de la red de distribución para la simulación

Para apreciar el problema y diseñar la solución al mismo; se propone para el análisis el circuito de la alimentadora Mapasingue 1, la cual parte de la subestación eléctrica de distribución Mapasingue, ciudad de Guayaquil.

En la Figura 3.6, se muestra el recorrido de las alimentadoras Mapasingue 1, Mapasingue 6 y Mapasingue 7. La troncal principal de Mapasingue 6, actualmente, está conformado por un solo circuito, sin equipos que permitan el seccionar la red. Los subramales de esta se encuentran conectados por medio de seccionadores tipo fusible, los cuales brindan un punto de seccionamiento de la red; ante una sobrecorriente u operándolos manualmente para realizar una maniobra de mantenimiento.

Se muestran tres sectores sobre el mapa, los cuales forman la troncal principal del alimentador. Una falla en cualquiera de ellos originaría la salida total de la alimentadora. Los sectores finales de la alimentadora se encuentran conectados a través de fusibles, los cuales se fundirán al momento de circular en ellos una corriente de falla de manera sostenida, y aislarán esos sectores de la red.

La subestación de distribución Mapasingue 48MVA opera actualmente con ocho alimentadoras de media tensión que parten de ella, y se conecta al sistema de subtransmisión 69KV Guayaquil mediante la línea L/T Prosperina Mapasingue [16] desde la Central Térmica Anibal Santos 155MW.

En la Figura 3.5, se muestra el esquema de la subestación, compuesta por cinco barras y dos transformadores de potencia. La configuración a nivel de 69KV es barra simple, con tres alimentadoras; L/T Prosperina Mapasingue y dos

transformadores de potencia 18/24MVA ONAN/ONAF. A nivel de 13.8KV, cada transformador se conecta a una barra con transferencia, de las cuales parten cuatro alimentadoras aéreas de media tensión.

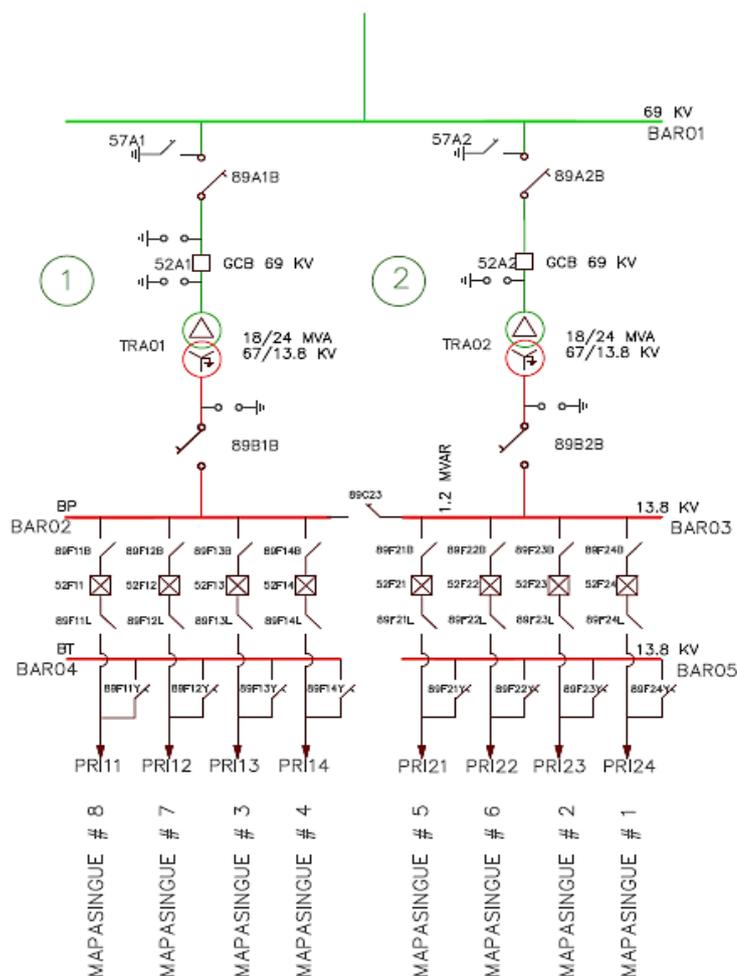


Figura 3.5: Esquema unifilar de la S/E Mapasingue 48MVA [4].

Para el modelamiento de la alimentadora, se recopiló información de la capacidad de los conductores y sus perfiles de demanda. Además, se reconoció el tipo de cargas que se abastecen desde este circuito que recorre zonas industriales y residenciales. Se consideró la división de la alimentadora en cinco sectores, a lo largo de su trayectoria, y sus demandas fueron representadas por cinco cargas trifásicas variables.

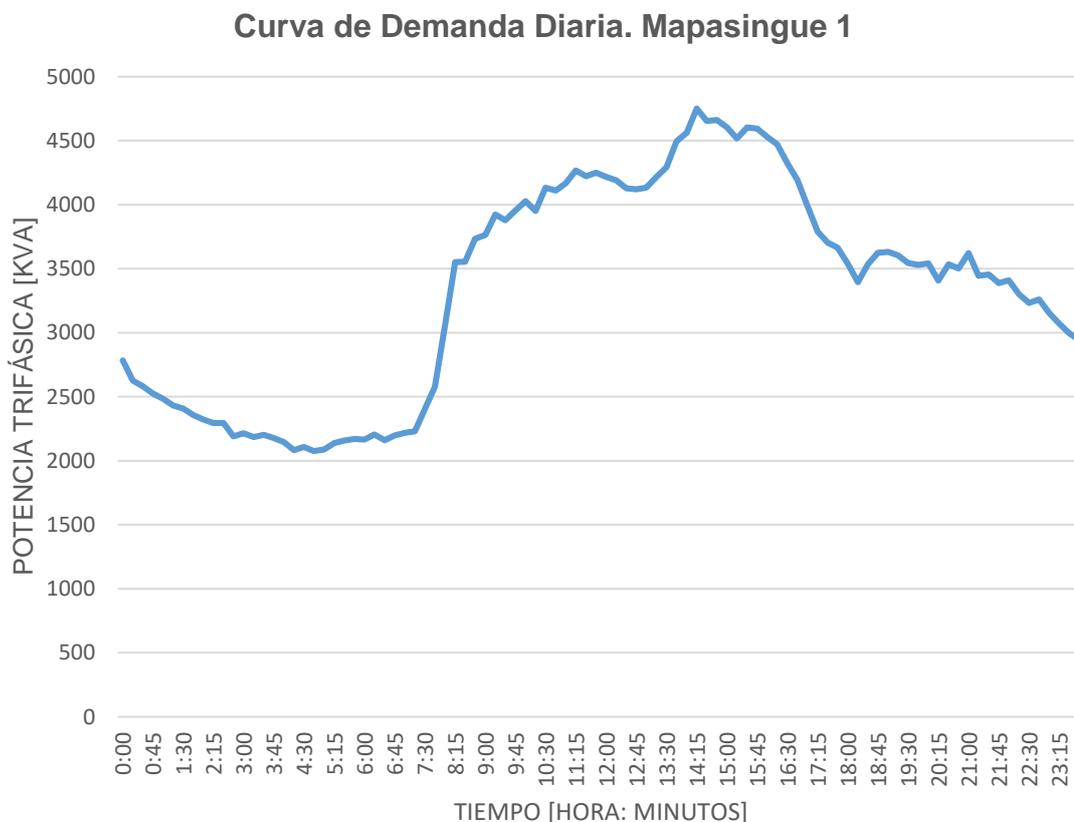


Figura 3.7: Curva de carga diaria de la alimentadora Mapasingue 1 [18].

En la Figura 3.7, se muestra la curva de carga trifásica promedio de la alimentadora, obtenida de una serie de mediciones registradas en distintos días. El pico máximo de demanda se registra cerca de las 14:30 y la demanda mínima se tiene a las 05:15.

3.4 Aplicación del sistema automático sobre la red propuesta.

Con la información recabada, se construyó un modelo matemático que aproximó la operación de la alimentadora Mapasingue 1. Con el objetivo de aplicar el sistema de auto recuperación del servicio eléctrico, se dividió la red en cinco sectores, colocando un reconectador entre cada uno de ellos.

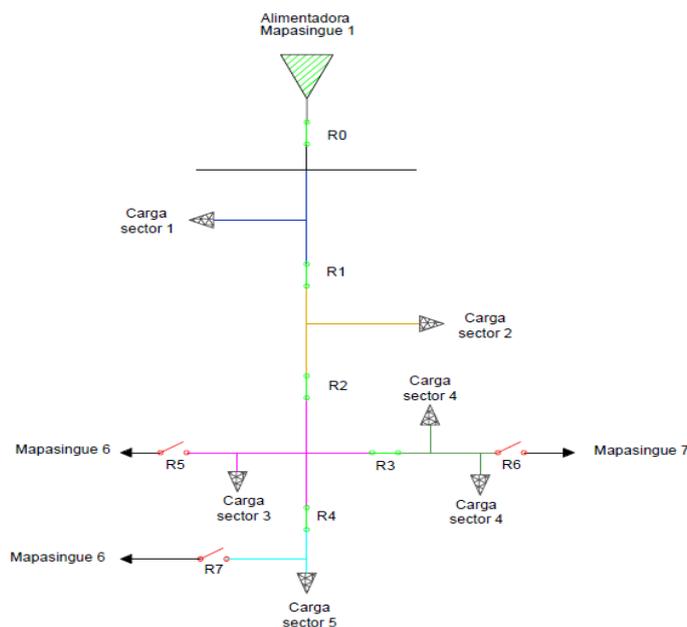


Figura 3.8: Esquema de la red en operación normal.

En la Figura 3.8, se muestra el esquema unifilar de la alimentadora en operación normal. Se aprecian los estados de todos los re conectadores del sistema; en posición cerrada se encuentran los re conectadores propios de la alimentadora, que permiten el suministro de energía a las cargas conectadas a la red, y se encuentran en posición abierta los re conectadores de enlace con las alimentadoras adyacentes, se detallan sus estados en la Tabla 2.

Estados de los re conectadores de Mapasingue 1. En operación normal	
Re conectadores	Estado
R 0	Cerrado
R 1	Cerrado
R 2	Cerrado
R 3	Cerrado
R 4	Cerrado
R 5	Abierto
R 6	Abierto
R 7	Abierto

Tabla 2: Detalle de los estados de los re conectadores. En operación normal.

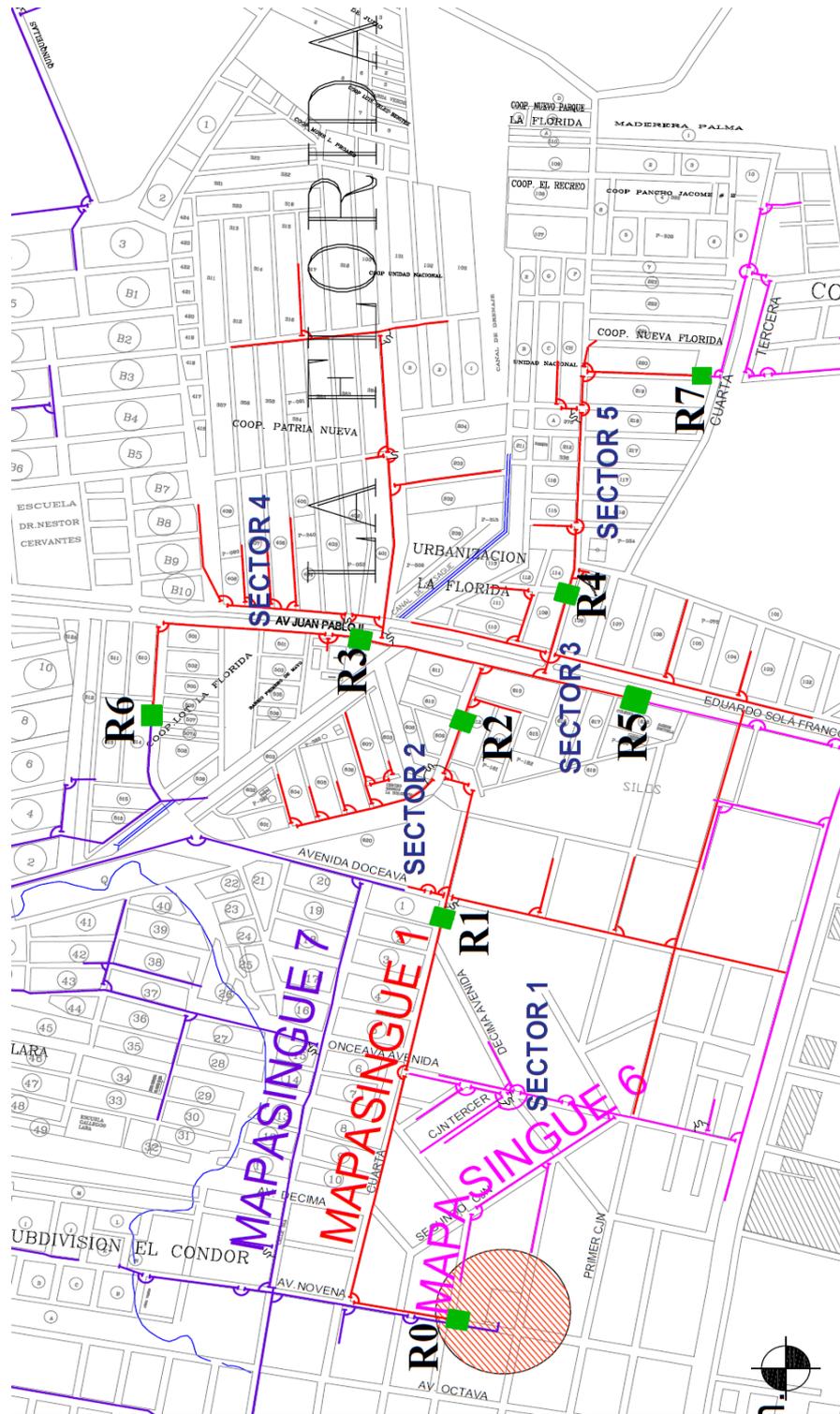


Figura 3.9: Plano de la red propuesta para la aplicación del sistema [17].

En la Figura 3.9, se indican los puntos donde podrían ir instalados los reconectores en la red actual. Se consideraron modificaciones en el sistema como la instalación de más estructuras y extensión de las líneas de media tensión trifásicas, incluye el cambio de los circuitos monofásicos por trifásicos en los puntos donde se realizan los enlaces. Cabe recalcar que esta es una propuesta y estos puntos de enlace podrían ser desplazados, pero sin modificar la red establecida para el funcionamiento del sistema.

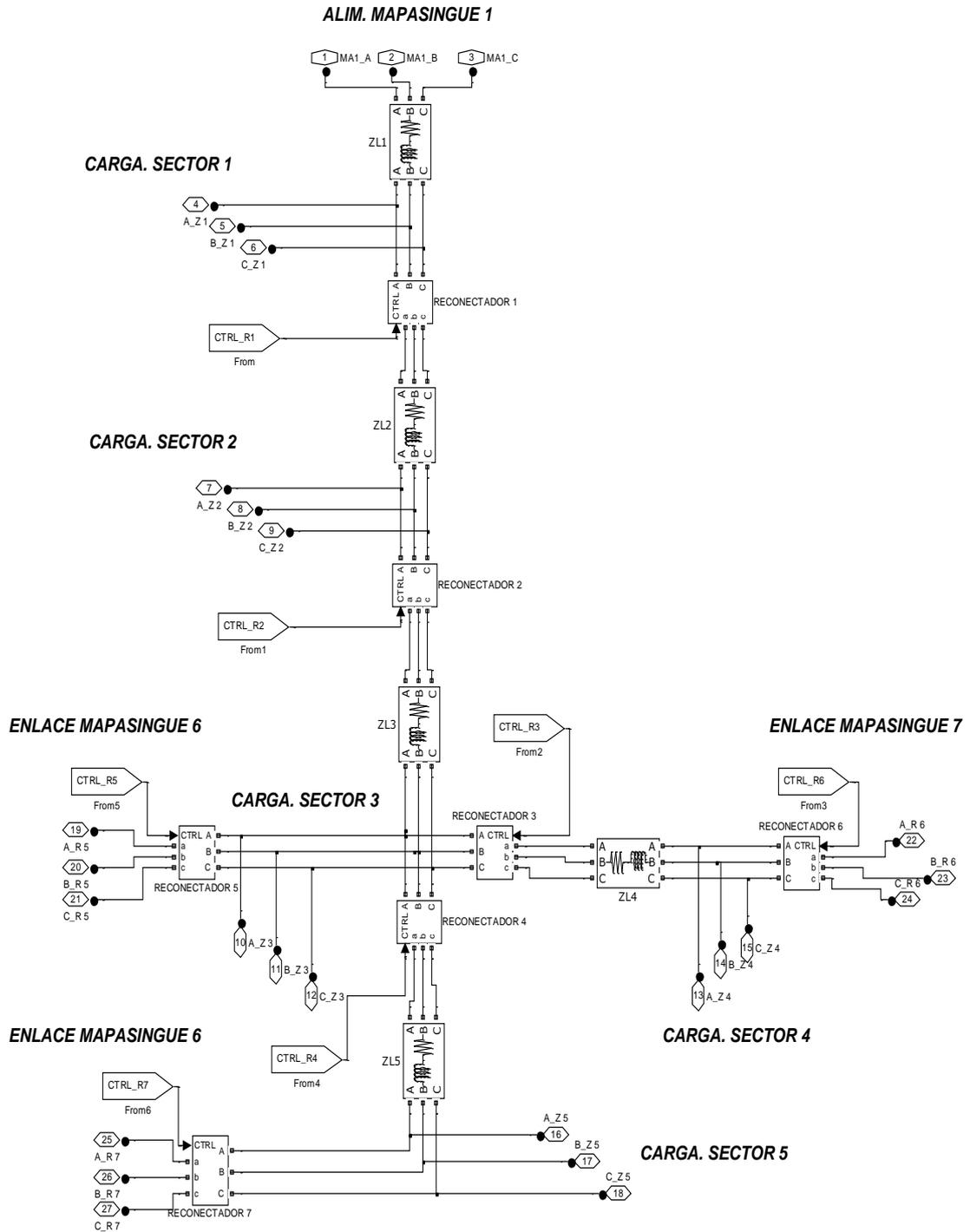
En la Figura 3.10, se muestra el modelo de la alimentadora Mapasingue 1. Como se indicó, la red se encuentra dividida en cinco sectores representados por cinco cargas trifásicas. El bloque de los reconectores está compuesto por disyuntores y medidores, y reciben una señal de control que comanda su operación; cerrar (1) y abrir (0).

Ante un evento de falla momentáneo en la red, el sistema deberá reestablecerse a operación normal. Ante una contingencia que no afecte el circuito principal, el sistema eliminará la falla permitiendo que opere el fusible, es decir que este se queme.

De acuerdo a la ubicación de la falla en la red, el sistema responderá acorde para aislar el sector afectado, y luego reestablecerá el servicio a los demás sectores, en caso de que la falla sea permanente. Esto dará lugar a diversos escenarios de reconfiguración de la red. Los escenarios de contingencias analizados a continuación corresponden a fallas permanentes en la alimentadora principal, que ocasione salida del sector donde se ubicó la misma.

3.4.1 Ubicación de falla sector 1

Se trata del primer tramo de la alimentadora que ocasiona la salida total de Mapasingue 1 desde la subestación. Esta corriente de falla no es vista por los reconectores a lo largo de la alimentadora, sino que es detectada por el reconector R0 ubicado en la subestación. Para aislar el sistema opera los reconectores R0 y R1.



El resto de la demanda de los sectores no directamente afectados por la falla, deberá ser suplido por las alimentadoras Mapasingue 6 y 7. En el mejor de los casos el 100% de estos usuarios podrá recuperar el servicio eléctrico, esta posibilidad disminuirá acorde a lo demanda de las cargas a transferirse y de las alimentadoras adyacentes.

a. Primer caso.

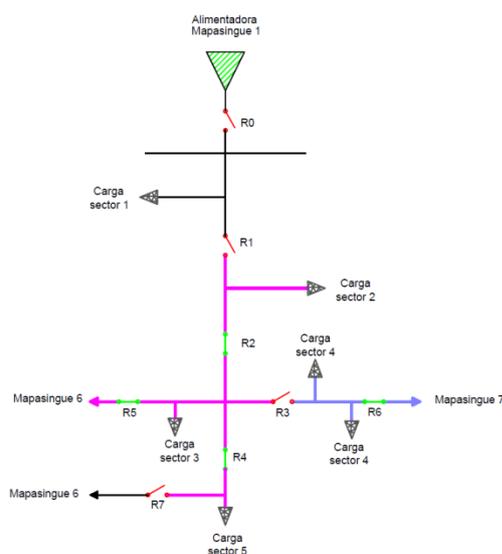


Figura 3.11: Esquema de configuración post falla en sector 1. Caso#1.

En la Figura 3.11, se aprecia el cambio de estado de los reconectores para la reconfiguración de la red:

- R1 y R0 operan para aislar el sector de falla.
- R5 y R6 operan para permitir el suministro de energía desde las alimentadoras Mapasingue 6 y Mapasingue 7, respectivamente.
- R3 opera para particionar la red en dos, y que Mapasingue 6 y 7 operen como dos redes radiales.

En la Tabla 3, se muestra cómo se distribuyeron las cargas hacia las alimentadoras adyacentes:

- Sectores 2, 3 y 5 se conectan a la alimentadora Mapasingue 6.
- Sector 4 se conecta a Mapasingue 7.

Suministro de las Alimentadoras				
Sectores de la red	Mapasingue 1	Mapasingue 6	Mapasingue 7	Desconectado
Sector 1				X
Sector 2		X		
Sector 3		X		
Sector 4			X	
Sector 5		X		

Tabla 3: Detalle de la conexión post falla en sector 1. Caso#1.

b. Segundo Caso.

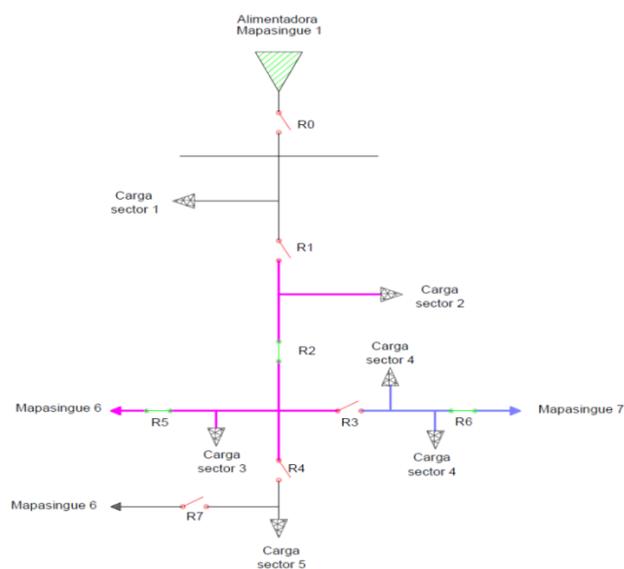


Figura 3.12: Esquema de configuración post falla en sector 1. Caso#2.

En la Figura 3.12, se aprecia el cambio de estado de los reconectores para la reconfiguración de la red:

- R1 y R0 operan para aislar el sector de falla.

- R5 y R6 operan para permitir el suministro de energía desde las alimentadoras Mapasingue 6 y Mapasingue 7, respectivamente.
- R3 opera para particionar la red en dos, y que Mapasingue 6 y 7 operen como dos redes radiales.
- R4 opera para desconectar la carga del sector 5, que no puede suplir Mapasingue 6.

En la Tabla 4, se muestra cómo se distribuyeron las cargas hacia las alimentadoras adyacentes:

- Sectores 2, 3 se conectan a la alimentadora Mapasingue 6.
- Sector 4 se conecta a Mapasingue 7.
- Sector 5 quedó desconectado.

Suministro de las Alimentadoras				
Sectores de la red	Mapasingue 1	Mapasingue 6	Mapasingue 7	Desconectado
Sector 1				X
Sector 2		X		
Sector 3		X		
Sector 4			X	
Sector 5				X

Tabla 4: Detalle de la conexión post falla en sector 1. Caso#2.

c. Tercer caso.

En la Figura 3.13, se aprecia el cambio de estado de los reconectores para la reconfiguración de la red:

- R1 y R0 operan para aislar el sector de falla.
- R5 y R6 operan para permitir el suministro de energía desde las alimentadoras Mapasingue 6 y Mapasingue 7, respectivamente.
- R3 opera para particionar la red en dos, y que Mapasingue 6 y 7 operen como dos redes radiales.

- R2 opera para desconectar la carga del sector 2, que no puede suplir Mapasingue 6.

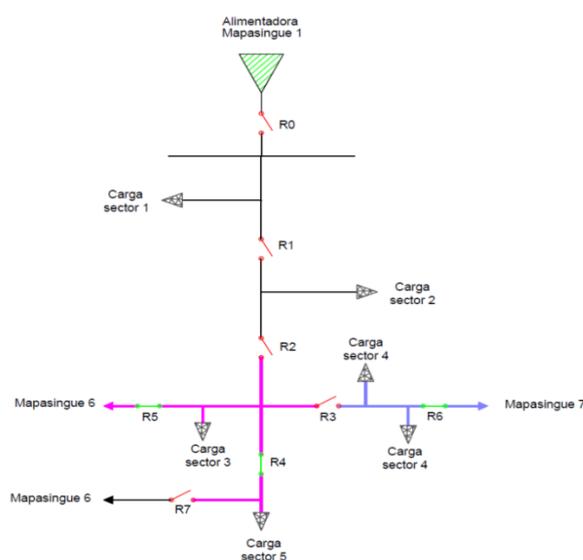


Figura 3.13: Esquema de configuración post falla en sector 1. Caso#3.

En la Tabla 5, se muestra cómo se distribuyeron las cargas hacia las alimentadoras adyacentes:

- Sectores 3 y 5 se conectan a la alimentadora Mapasingue 6.
- Sector 4 se conecta a Mapasingue 7.
- Sector 2 quedó desconectado.

Sectores de la red	Suministro de las Alimentadoras			Desconectado
	Mapasingue 1	Mapasingue 6	Mapasingue 7	
Sector 1				X
Sector 2				X
Sector 3		X		
Sector 4			X	
Sector 5		X		

Tabla 5: Detalle de la conexión post falla en sector 1. Caso#3.

d. Cuarto caso.

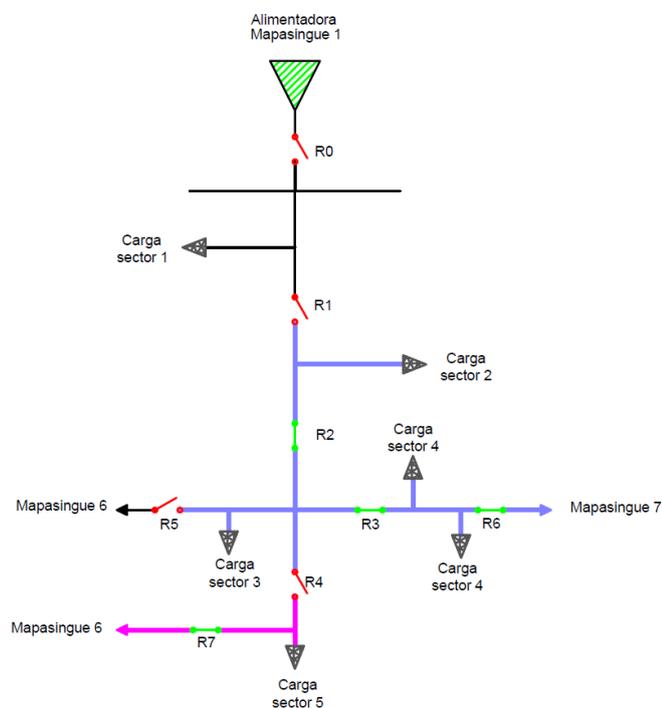


Figura 3.14: Esquema de configuración post falla en sector 1. Caso#4.

En la Figura 3.14, se aprecia el cambio de estado de los reconectores para la reconfiguración de la red:

- R1 y R0 operan para aislar el sector de falla.
- R6 y R7 operan para permitir el suministro de energía desde las alimentadoras Mapasingue 7 y Mapasingue 6, respectivamente.
- R4 opera para particionar la red en dos, y que Mapasingue 6 y 7 operen como dos redes radiales.

En la Tabla 6, se muestra cómo se distribuyeron las cargas hacia las alimentadoras adyacentes:

- Sectores 2,3 y 4 se conectan a la alimentadora Mapasingue 7.
- Sector 5 se conecta a Mapasingue 6.

Suministro de las Alimentadoras				
Sectores de la red	Mapasingue 1	Mapasingue 6	Mapasingue 7	Desconectado
Sector 1				X
Sector 2			X	
Sector 3			X	
Sector 4			X	
Sector 5		X		

Tabla 6: Detalle de la conexión post falla en sector 1. Caso#4.

e. Quinto caso.

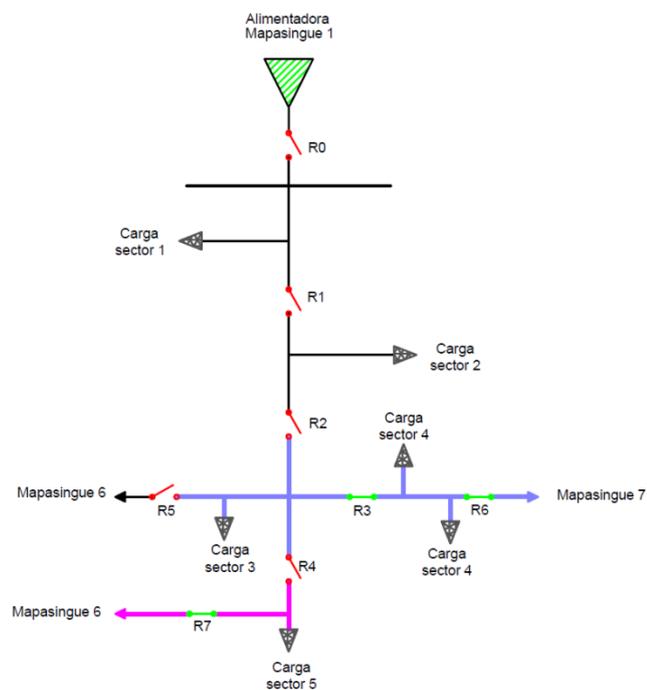


Figura 3.15: Esquema de configuración post falla en sector 1. Caso#5.

En la Figura 3.15, se aprecia el cambio de estado de los reconectores para la reconfiguración de la red:

- R1 y R0 operan para aislar el sector de falla.

- R6 y R7 operan para permitir el suministro de energía desde las alimentadoras Mapasingue 7 y Mapasingue 6, respectivamente.
- R4 opera para particionar la red en dos, y que Mapasingue 6 y 7 operen como dos redes radiales.
- R2 opera para desconectar la carga del sector 2 que no pudo ser suplido por Mapasingue 7.

En la Tabla 7, se muestra cómo se distribuyeron las cargas hacia las alimentadoras adyacentes:

- Sectores 3 y 4 se conectan a la alimentadora Mapasingue 7.
- Sector 5 se conecta a Mapasingue 6.
- Sector 2 quedó desconectado.

Suministro de las Alimentadoras				
Sectores de la red	Mapasingue 1	Mapasingue 6	Mapasingue 7	Desconectado
Sector 1				X
Sector 2				X
Sector 3			X	
Sector 4			X	
Sector 5		X		

Tabla 7: Detalle de la conexión post falla en sector 1. Caso#5.

f. Sexto caso.

En la Figura 3.16, se aprecia el cambio de estado de los reconectores para la reconfiguración de la red:

- R1 y R0 operan para aislar el sector de falla.
- R5 y R6 operan para permitir el suministro de energía desde las alimentadoras Mapasingue 6 y Mapasingue 7, respectivamente.
- R3 opera para particionar la red en dos, y que Mapasingue 6 y 7 operen como dos redes radiales.

- R2 y R4 operan para desconectar las cargas de los sectores 2 y 5, respectivamente, que no pudieron ser alimentarse por Mapasingue 6.

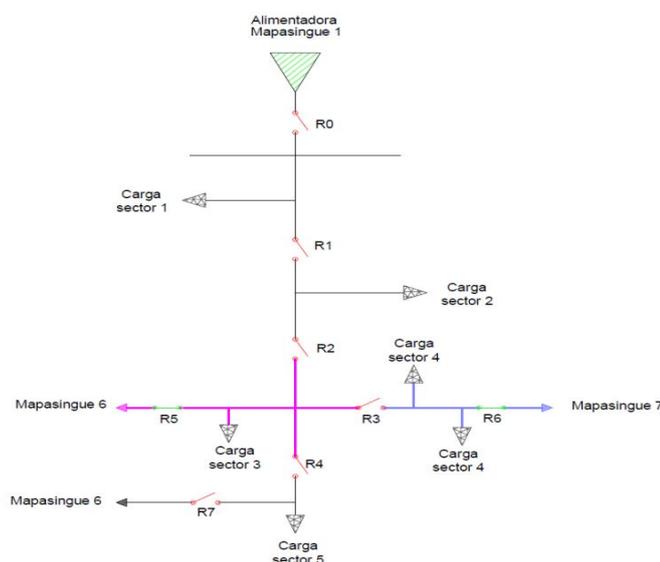


Figura 3.16: Esquema de configuración post falla en sector 1. Caso#6.

En la Tabla 8, se muestra cómo se distribuyeron las cargas hacia las alimentadoras adyacentes:

- Sectores 3 se conectan a la alimentadora Mapasingue 6.
- Sector 4 se conecta a Mapasingue 7.
- Sectores 2 y 5 quedaron desconectados.

Suministro de las Alimentadoras				
Sectores de la red	Mapasingue 1	Mapasingue 6	Mapasingue 7	Desconectado
Sector 1				X
Sector 2				X
Sector 3		X		
Sector 4			X	
Sector 5				X

Tabla 8: Detalle de la conexión post falla en sector 1. Caso#6.

g. Séptimo caso.

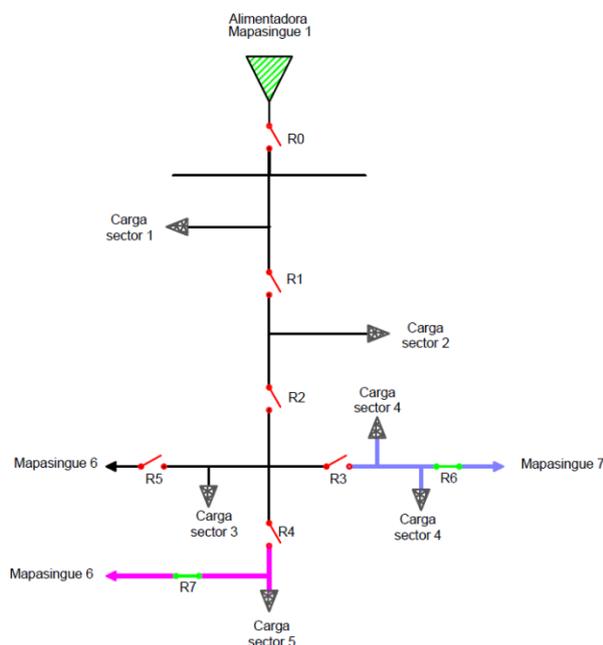


Figura 3.17: Esquema de configuración post falla en sector 1. Caso#7.

En la Figura 3.17, se aprecia el cambio de estado de los reconectores para la reconfiguración de la red:

- R1 y R0 operan para aislar el sector de falla.
- R6 y R7 operan para permitir el suministro de energía desde las alimentadoras Mapasingue 7 y Mapasingue 6, respectivamente.
- R2, R3 y R4 operan para desconectar las cargas de los sectores 2 y 3, que no pudieron ser suplidos.

En la Tabla 9, se muestra cómo se distribuyeron las cargas hacia las alimentadoras adyacentes:

- Sector 5 se conecta a la alimentadora Mapasingue 6.
- Sector 4 se conecta a Mapasingue 7.
- Sectores 2 y 3 quedaron desconectados.

Suministro de las Alimentadoras				
Sectores de la red	Mapasingue 1	Mapasingue 6	Mapasingue 7	Desconectado
Sector 1				X
Sector 2				X
Sector 3				X
Sector 4			X	
Sector 5		X		

Tabla 9: Detalle de la conexión post falla en sector 1. Caso#7.

3.4.2 Ubicación de falla sector 2

Esta falla no ocasionaría la salida total de la alimentadora, la misma que podría continuar supliendo la demanda del sector 1, luego de aislarse el sector 2. La corriente de falla en este punto será visto por el reconectador R0, de la subestación, y el recolector R1.

Para aislar este sector deberán operar R1 y R2, luego de esto quedaría desconectado de la red de sectores 3, 4 y 5; cuyas cargas deberán ser transferidas a Mapasingue 6 y 7.

a. Primer Caso.

En la Figura 3.18, se aprecia el cambio de estado de los reconectores para la reconfiguración de la red:

- R1 y R2 operan para aislar el sector de falla.
- R5 y R6 operan para permitir el suministro de energía desde las alimentadoras Mapasingue 6 y Mapasingue 7, respectivamente.
- R3 opera para particionar la red en dos, y que Mapasingue 6 y 7 operen como dos redes radiales.

En la Tabla 10, se muestra cómo se distribuyeron las cargas hacia las alimentadoras adyacentes:

- Sector 1 continúa siendo alimentado por Mapasingue 1.

- Sectores 3 y 5 se conectan a la alimentadora Mapasingue 6.
- Sector 4 se conecta a Mapasingue 7.

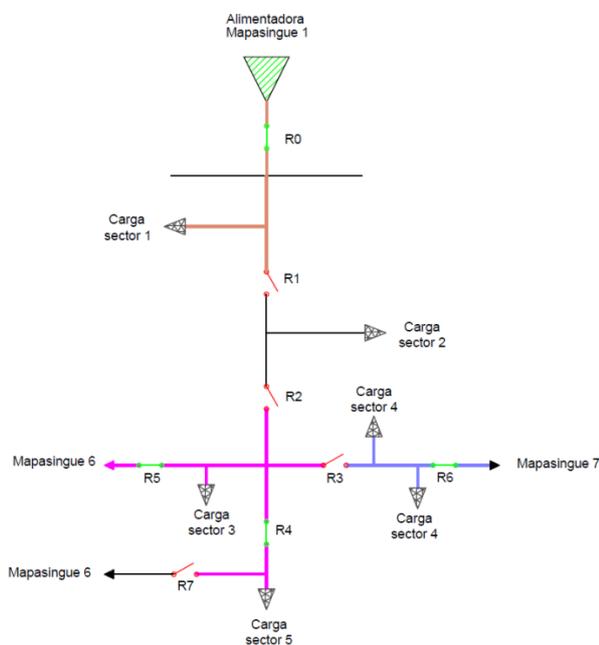


Figura 3.18: Esquema de configuración post falla en sector 2. Caso#1.

Suministro de las Alimentadoras				
Sectores de la red	Mapasingue 1	Mapasingue 6	Mapasingue 7	Desconectado
Sector 1	X			
Sector 2				X
Sector 3		X		
Sector 4			X	
Sector 5		X		

Tabla 10: Detalle de la conexión post falla en sector 2. Caso#1.

b. Segundo caso.

En la Figura 3.19, se aprecia el cambio de estado de los reconectores para la reconfiguración de la red:

- R1 y R2 operan para aislar el sector de falla.
- R6 y R7 operan para permitir el suministro de energía desde las alimentadoras Mapasingue 7 y Mapasingue 6, respectivamente.
- R4 opera para particionar la red en dos, y que Mapasingue 6 y 7 operen como dos redes radiales.

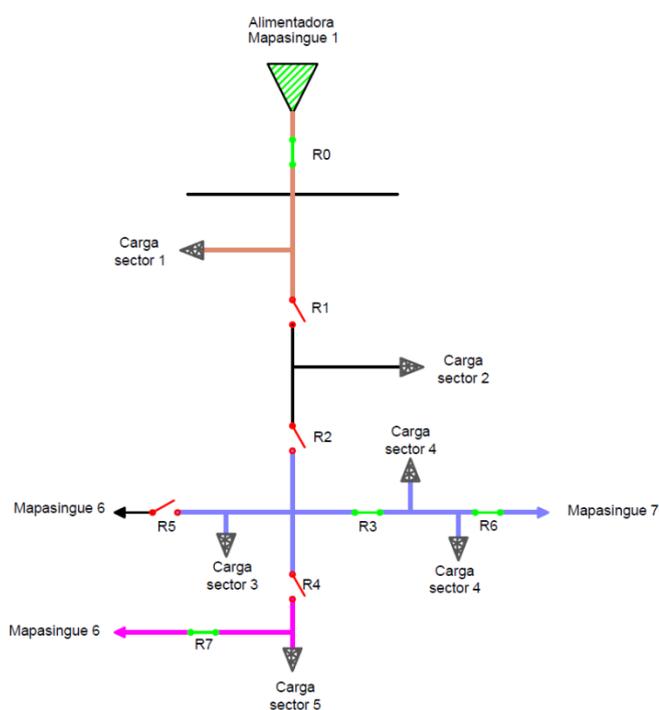


Figura 3.19: Esquema de configuración post falla en sector 2. Caso#2.

En la Tabla 11, se muestra cómo se distribuyeron las cargas hacia las alimentadoras adyacentes:

- Sector 1 continúa siendo alimentado por Mapasingue 1.
- Sectores 3 y 4 se conectan a la alimentadora Mapasingue 7.
- Sector 5 se conecta a Mapasingue 6.

Suministro de las Alimentadoras				
Sectores de la red	Mapasingue 1	Mapasingue 6	Mapasingue 7	Desconectado
Sector 1	X			
Sector 2				X
Sector 3			X	
Sector 4			X	
Sector 5		X		

Tabla 11: Detalle de la conexión post falla en sector 2. Caso#2.

c. Tercer caso.

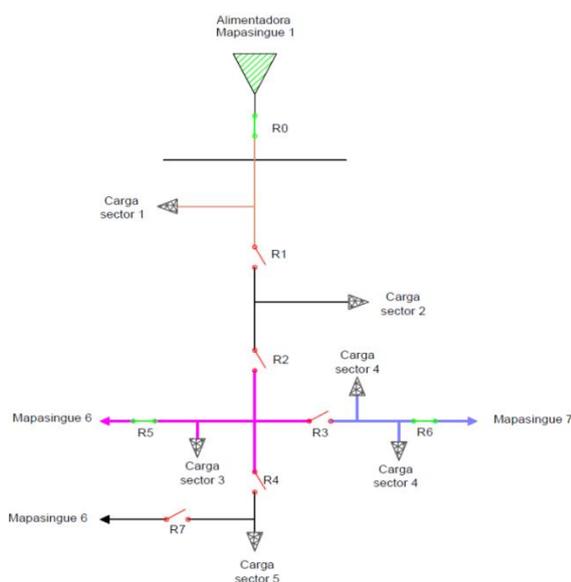


Figura 3.20: Esquema de configuración post falla en sector 2. Caso#3.

En la Figura 3.20, se aprecia el cambio de estado de los reconectores para la reconfiguración de la red:

- R1 y R2 operan para aislar el sector de falla.
- R5 y R6 operan para permitir el suministro de energía desde las alimentadoras Mapasingue 6 y Mapasingue 7, respectivamente.

- R3 opera para particionar la red en dos, y que Mapasingue 6 y 7 operen como dos redes radiales.
- R4 opera para desconectar el sector 5 que no pudo ser suplido por Mapasingue 6.

En la Tabla 12, se muestra cómo se distribuyeron las cargas hacia las alimentadoras adyacentes:

- Sector 1 continúa siendo alimentado por Mapasingue 1.
- Sector 4 se conectan a la alimentadora Mapasingue 7.
- Sector 3 se conecta a Mapasingue 6.
- Sector 5 quedó desconectado.

Suministro de las Alimentadoras				
Sectores de la red	Mapasingue 1	Mapasingue 6	Mapasingue 7	Desconectado
Sector 1	X			
Sector 2				X
Sector 3		X		
Sector 4			X	
Sector 5				X

Tabla 12: Detalle de la conexión post falla en sector 2. Caso#3.

d. Cuarto caso.

En la Figura 3.21, se aprecia el cambio de estado de los reconectores para la reconfiguración de la red:

- R1 y R2 operan para aislar el sector de falla.
- R6 y R7 operan para permitir el suministro de energía desde las alimentadoras Mapasingue 7 y Mapasingue 6, respectivamente.
- R3 y R4 operan para desconectar el sector 3 que no pudo ser alimentado.

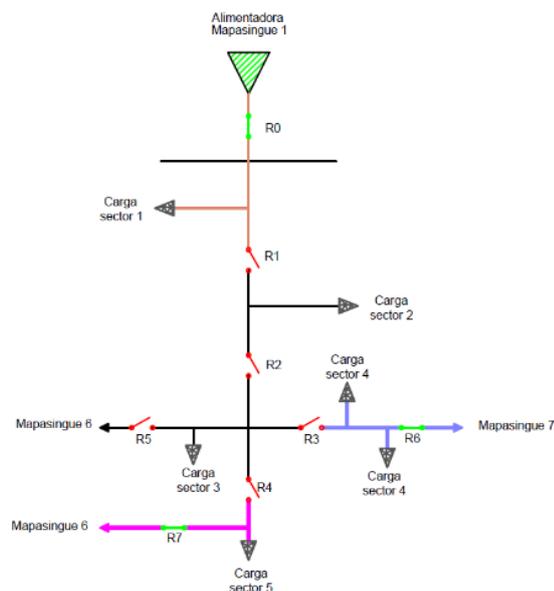


Figura 3.21: Esquema de configuración post falla en sector 2. Caso#4.

En la Tabla 13, se muestra cómo se distribuyeron las cargas hacia las alimentadoras adyacentes:

- Sector 1 continúa siendo alimentado por Mapasingue 1.
- Sector 4 se conectan a la alimentadora Mapasingue 7.
- Sector 5 se conecta a Mapasingue 6.
- Sector 3 quedó desconectado.

Sectores de la red	Suministro de las Alimentadoras			
	Mapasingue 1	Mapasingue 6	Mapasingue 7	Desconectado
Sector 1	X			
Sector 2				X
Sector 3				X
Sector 4			X	
Sector 5		X		

Tabla 13: Detalle de la conexión post falla en sector 2. Caso#4.

3.4.3 Ubicación de falla sector 3

Esta falla no ocasiona la salida total de la alimentadora Mapasingue 1, que podrá continuar sirviendo energía eléctrica a los sectores 1 y 2. Esta corriente de falla será vista por los reconfiguradores R0, R1 y R2.

Para aislar este sector del resto de la red operan los reconfiguradores R2, R3 y R4. Al darse este caso, quedarán desconectadas del circuito Mapasingue 1 las cargas de los sectores 4 y 5, los mismos que son transferidos a las alimentadoras Mapasingue 6 y 7 respectivamente.

En la Figura 3.22, se aprecia el cambio de estado de los reconfiguradores para la reconfiguración de la red:

- R2, R3 y R4 operan para aislar el sector de falla.
- R6 y R7 operan para permitir el suministro de energía desde las alimentadoras Mapasingue 7 y Mapasingue 6, respectivamente.

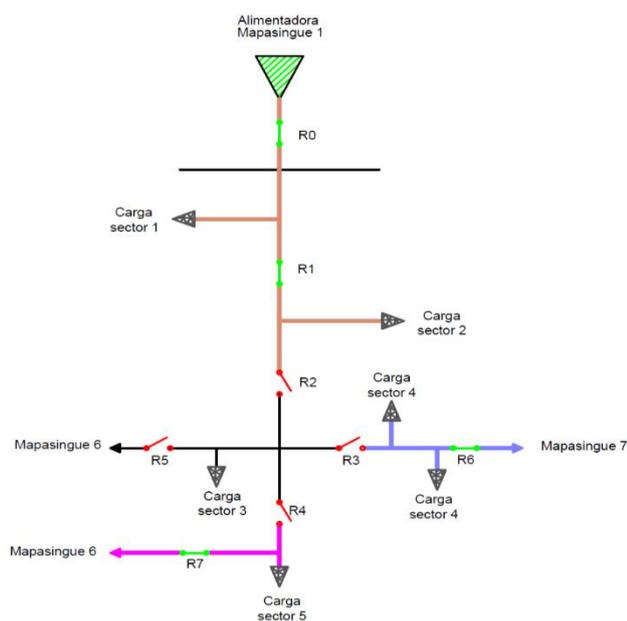


Figura 3.22: Esquema de configuración post falla en sector 3.

En la Tabla 14, se muestra cómo se distribuyeron las cargas hacia las alimentadoras adyacentes:

- Sectores 1 y 2 continúan siendo alimentado por Mapasingue 1.
- Sector 4 se conectan a la alimentadora Mapasingue 7.
- Sector 5 se conecta a Mapasingue 6.

Suministro de las Alimentadoras				
Sectores de la red	Mapasingue 1	Mapasingue 6	Mapasingue 7	Desconectado
Sector 1	X			
Sector 2	X			
Sector 3				X
Sector 4			X	
Sector 5		X		

Tabla 14: Detalle de la conexión post falla en sector 3.

3.4.4 Ubicación de falla sector 4

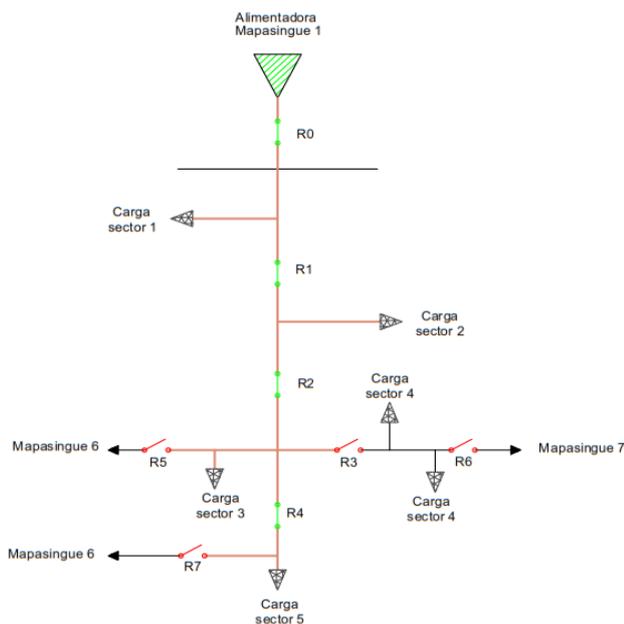


Figura 3.23: Esquema de configuración post falla en sector 4.

Como se muestra en la Figura 3.21, esta falla no ocasiona la salida de los demás sectores del circuito Mapasingue 1, además del propio del evento de falla. Por ello se considera escenario de transferencia de cargas, el resto de la red continua conectado a la alimentadora Mapasingue 1.

La corriente de falla será vista por los reconectores R1, R2 y R3 y además en la subestación, para aislar este sector basta con operar el reconector R3.

3.4.5 Ubicación de falla sector 5

Esta falla tampoco ocasionaría más desconexiones en la red, además del propio evento de falla, como se muestra en la Figura 3.24. Tampoco se considera escenario de transferencia de carga y la alimentadora puede continuar aportando energía eléctrica al resto de la red.

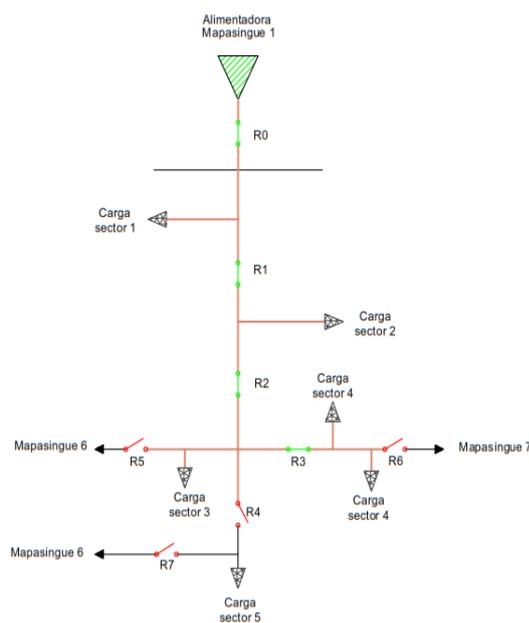


Figura 3.24: Esquema de configuración post falla en sector 5.

Esta corriente de falla es vista por los reconectores R1, R2 y R4, además por la subestación. Para aislar este sector el sistema operará el reconector R4.

CAPÍTULO 4

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS.

En este capítulo se mostrará un ejemplo del funcionamiento del modelo de la red operando con el sistema de recuperación del servicio eléctrico y los resultados de las simulaciones, desde la interfaz basada en las condiciones reales de operación.

Se presentarán los índices de calidad del servicio técnico de la distribuidora del sistema actual y del propuesto, basados en fallas reales registradas en el centro de control de la CNEL.

4.1 Resultados de las pruebas de operación del sistema

El objetivo de estas pruebas es el de observar el comportamiento del sistema ante diversos ingresos de falla. Se graficaron las corrientes que suministran las alimentadoras y las que demandan las cargas de cada sector de la red en análisis.

En la Figura 4.1, se observan estas gráficas, por el tiempo de simulación no se aprecian las ondas sinusoidales, pero se puede apreciar el estado de operación de la red.

De acuerdo con el algoritmo planteado para la operación del sistema, se detallan los eventos:

Fallo momentáneo en la zona 1:

T1: Sobrecorriente detectada y desconexión.

T2: Primera Reconexión Rápida. Sobrecorriente detectada y desconexión.

T3: Segunda Reconexión Rápida. Falla despejada y funcionamiento normal.

Fallo momentáneo en la zona 3:

T4: Sobrecorriente detectada y desconexión.

T5: Primera Reconexión Rápida. Sobrecorriente detectada y desconexión.

T6: Segunda Reconexión Rápida. Falla despejada y funcionamiento normal.

Falla Permanente en la Zona 2:

T7: Sobrecorriente detectada y desconexión.

T8: Primera Reconexión Rápida. Sobrecorriente detectada y desconexión.

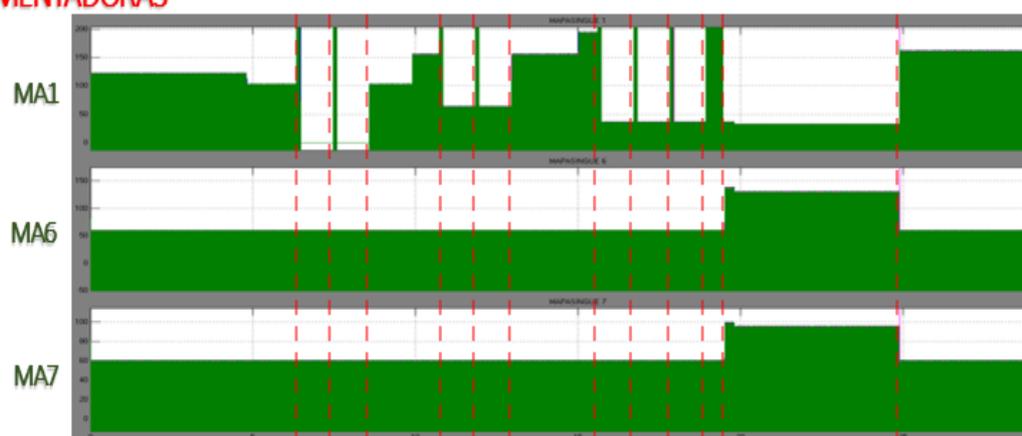
T9: Segunda Reconexión Rápida. Sobrecorriente detectada y desconexión.

T10: Reconexión lenta.

T11: Sobrecorriente detectada y desconexión permanente.

T12: Restablecimiento del sistema.

ALIMENTADORAS



CARGAS



Figura 4.1: Grafica de corrientes de las alimentadoras y cargas de la red.

Los estados de operación del sistema se pueden apreciar en la Figura 4.1, donde el sistema estuvo operando en condiciones normales. Se puede apreciar variación de las corrientes, estos corresponden de la demanda en la simulación. También se pueden apreciar los picos elevados de las sobrecorrientes en los instantes de falla, luego de eso el sistema despeja la falla desconectando la red y esta corriente se elimina.

Se puede apreciar también las reconexiones realizadas; las rápidas y lentas. Cuando la falla fue momentánea; tras una reconexión no vuelven a generarse señales de sobrecorriente por lo que el sistema puede volver a operación normal.

Luego se ingresó una falla permanente en la red que ocasionó la desconexión del sector 2; una vez concluida la labor del sistema y establecida la transferencia de cargas hacia las alimentadoras Mapasingue 6 y 7, se puede apreciar que la corriente de estas se incrementó considerablemente y se restituyó el servicio eléctrico a las zonas indirectamente afectadas por la falla en el sector 2. La corriente que suministra la Mapasingue 1 redujo pues sólo puede continuar abasteciendo el primer tramo de su circuito, el sector 1.

Durante el tiempo que le tomó al sistema realizar las maniobras de comprobación y transferencia, todos los sectores de la alimentadora se vieron afectados.

Finalmente el sistema continuó operando en condición post falla hasta que se solucionó la falla y se restableció el servicio eléctrico.

4.2 Resultados de las simulaciones

Se presentarán las respuestas mediante el SCADA del sistema; durante operación normal y en el ingreso de fallas en todos los sectores de la red. El panel del SCADA muestra el estado de operación de la red y sus equipos, y cuenta también con un panel para la simulación del ingreso de las fallas.

Las simulaciones fueron realizadas por el simulador en tiempo real OPAL-RT, controladas desde la interfaz en LABVIEW.

La Figura 4.2 muestra el panel del SCADA durante la operación normal del sistema. Los reconectores cuentan con indicadores que describen su estado de operación; verde (conectado) y rojo (desconectado).

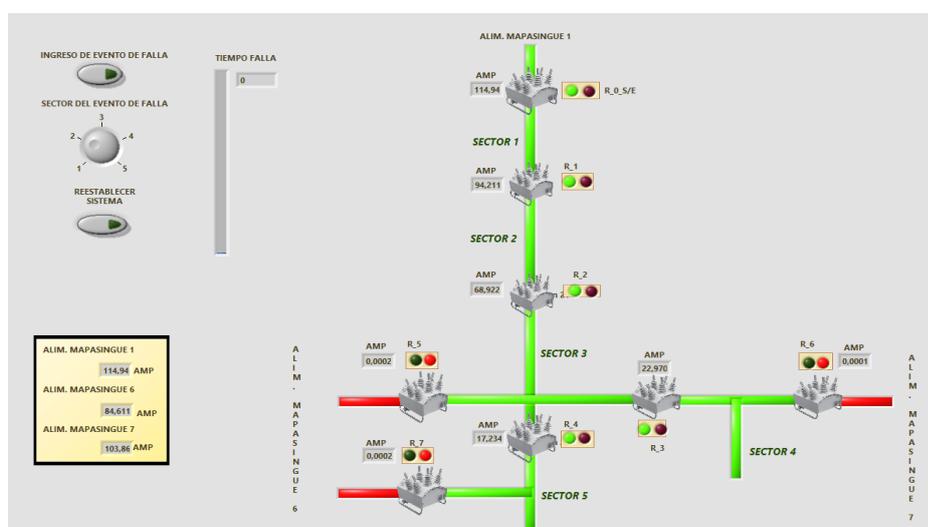


Figura 4.2: SCADA del sistema en operación normal.

4.2.1 Resultados de la simulación. Falla sector 1

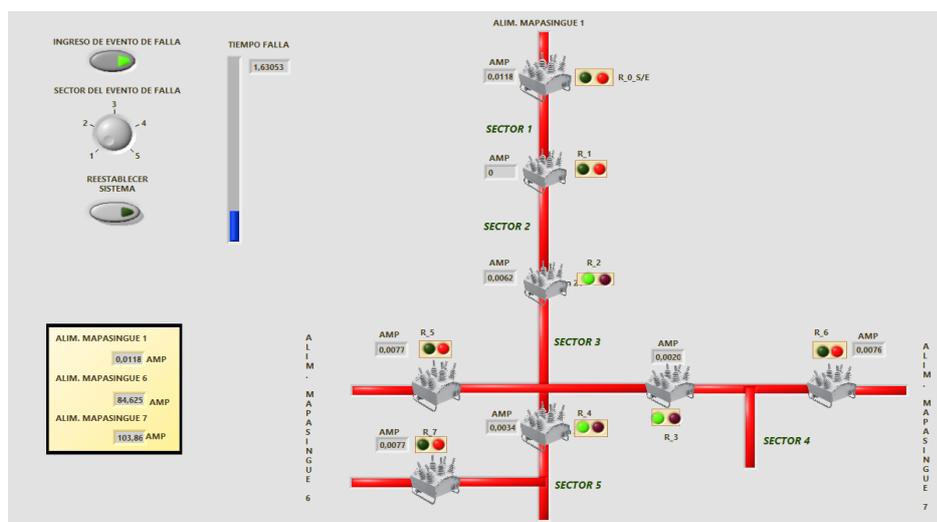


Figura 4.3: Operación durante ingreso de falla en el sector 1.

Como se muestra en la Figura 4.3, un evento de falla en este sector afecta a toda la alimentadora Mapasingue 1. La captura corresponde a un instante de despeje de falla, de acuerdo al tiempo en que esté presente la falla, el sistema puede volver a su operación normal.

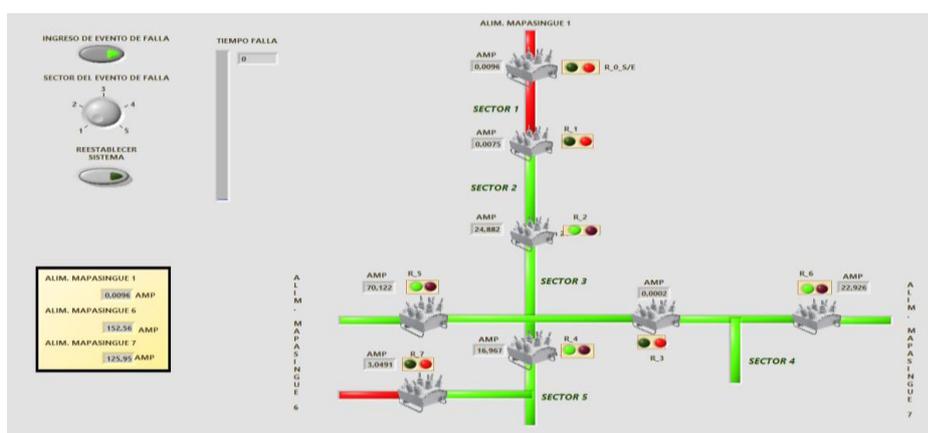


Figura 4.4: Operación post falla en el sector1.

En la Figura 4.4 se muestra la alimentadora Mapasingue 1 una vez desconectado el sector 1 y realizadas las transferencias con Mapasingue 6 y 7. El reconector 3 se muestra en posición abierta y secciona la red de modo que Mapasingue 6 y 7 operen independientemente.

4.2.2 Resultados de la simulación. Falla sector 2

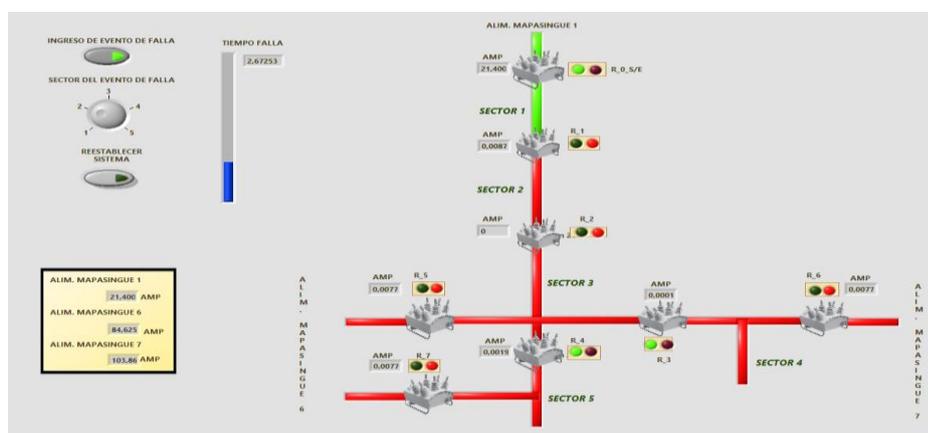


Figura 4.5: Operación durante ingreso de falla en el sector 2.

Como se muestra en la Figura 4.5, un evento de falla en este sector desconecta a gran parte de la red.

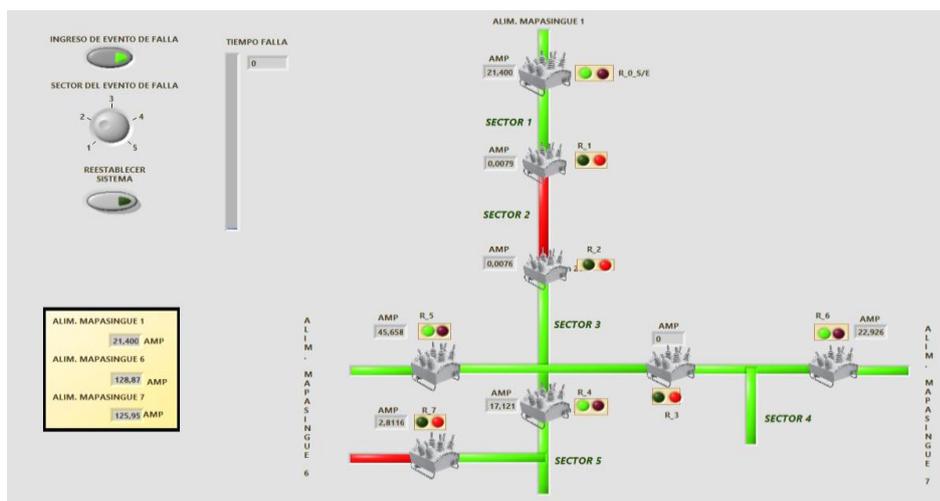


Figura 4.6: Operación post falla en el sector2.

Como se muestra en la Figura 4.6, luego de un evento de falla permanente en el sector 2, este quedará desconectado de la red. Mapasingue 1 puede seguir suministrando energía al primer tramo de la red, el sector 1, y se realizaron los enlaces con Mapasingue 6 y 7.

4.2.3 Resultados de la simulación. Falla sector 3

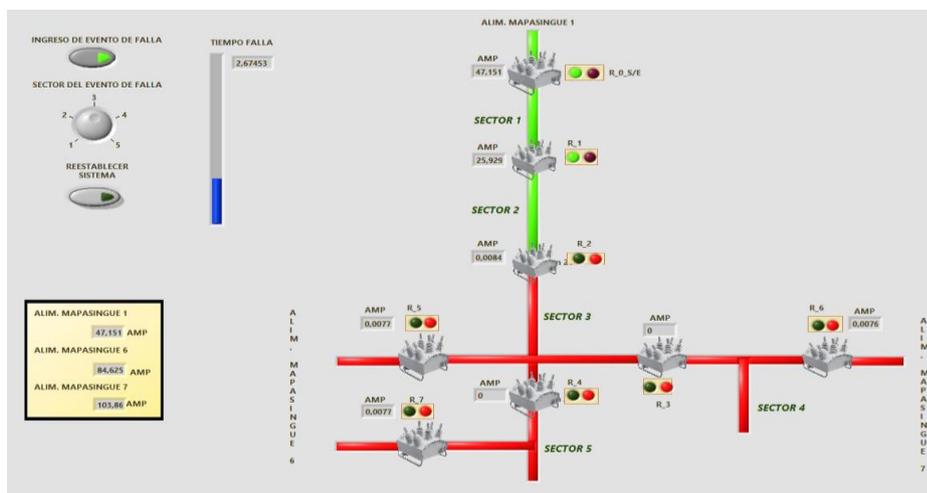


Figura 4.7: Operación durante ingreso de falla en el sector 3.

Una falla en el sector 3 afecta también a los sectores más alejados de la subestación, como se muestra en la Figura 4.7.

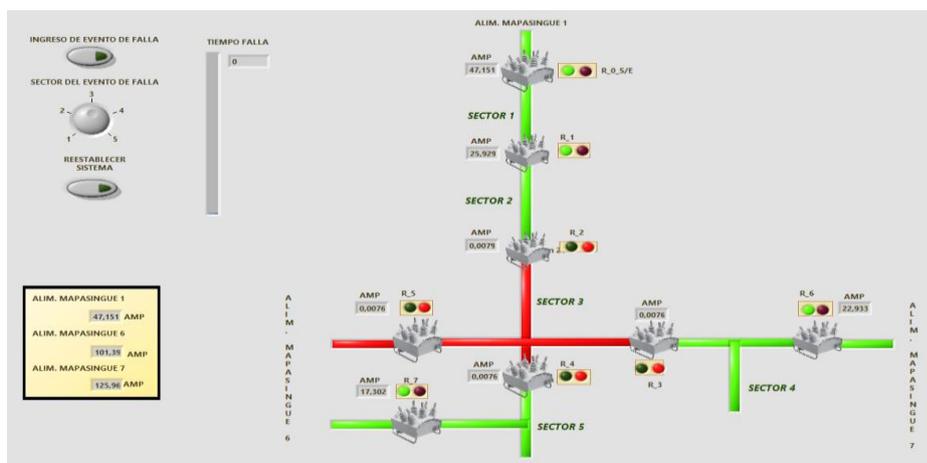


Figura 4.8: Operación post falla en el sector 3.

Como se muestra en la Figura 4.8, luego de un evento de falla permanente en el sector 3, este queda desconectado de la red. Mapasingue 1 puede seguir suministrando energía a los sectores 1 y 2. Se muestra que se realizaron las transferencias con Mapasingue 6 y 7, a través de los reconectores 7 y 6, respectivamente.

4.2.4 Resultados de la simulación. Falla sector 4

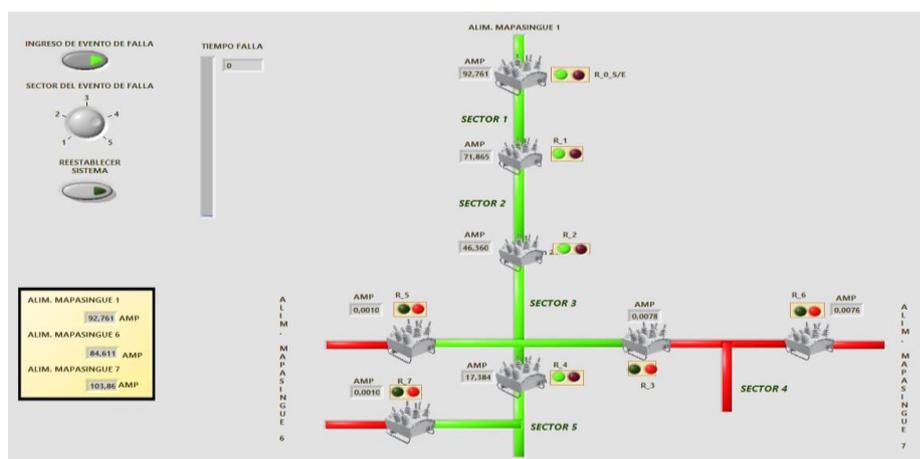


Figura 4.9: Falla en el sector 4.

La Figura 4.9 muestra el panel del SCADA durante una falla en el sector 4. Una falla en este sector, por estar en un tramo final del alimentador, no

afecta a otros sectores y por ello no es necesario realizar enlaces. Una vez desconectado el sector, el resto de la red puede continuar operando con normalidad.

4.2.5 Resultados de la simulación. Falla sector 5

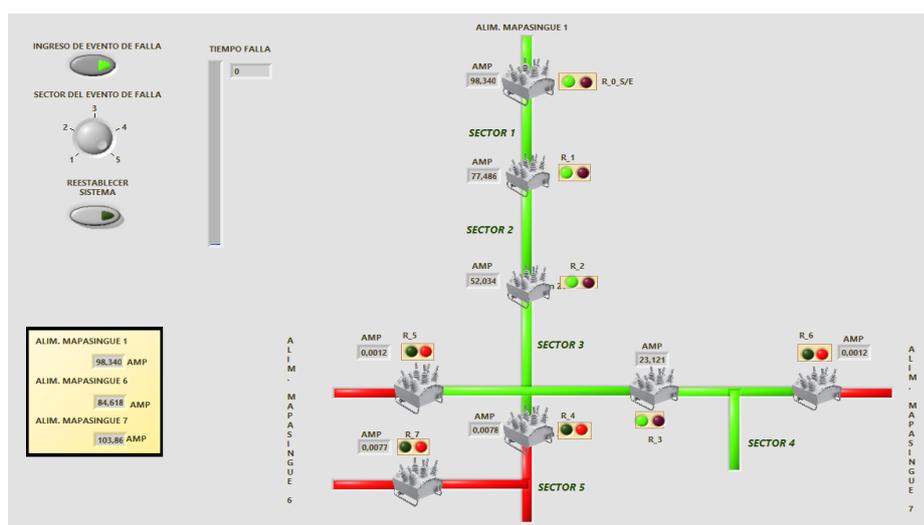


Figura 4.10: Falla en el sector 5.

Como se muestra en la Figura 4.10, una falla en este sector tampoco afectaría al resto de la red. Ante un evento de falla permanente, los usuarios en este sector quedarían desconectados mientras se arregla la red.

4.3 Análisis de los índices de la calidad del servicio técnico

Para demostrar la mejora de la calidad del servicio técnico de la empresa distribuidora de electricidad, se tomaron registros reales, suministrados por CNEL, de fallos en Mapasingue 1. En la Tabla 15, se muestran los registros de fallas por el último año; desde septiembre del 2016 hasta septiembre del 2017.

N.	Fecha	Duración	Capacidad Instalada (KVA)	Carga Desconec. (KVA)	Consum. Afect.	Descripción Causa
1	07/10/2016	1:41:04	8431	3119,47	2375	Trabajo en líneas de distribución o subtransmisión
2	12/11/2016	0:00:14				Desconocida
3	22/01/2017	0:00:14				Desconocida
4	29/01/2017	0:00:14				Animal hizo contacto accidental con la línea de 13.8 KV
5	28/02/2017	0:10:52	8431	2095,14	2375	Tormenta eléctrica o rayo provocó desconexión
6	04/03/2017	0:03:05	8431	1284,18	2375	Trabajo adecuación en líneas de distribución o subtransmisión
7	08/04/2017	0:00:16				Desconocida
8	14/04/2017	0:00:16				Desconocida

Tabla 15. Registros de desconexiones en Mapasingue 1[19].

De acuerdo a estos datos se calcularon los índices FMIK y TTIK de la alimentadora, aplicando las ecuaciones 1.1 y 1.2, respectivamente. De esta manera se obtuvo la Tabla 16, donde se muestran los valores de estos índices de la calidad del servicio técnico del sistema actual. Para el cálculo sólo se considera las fallas con una duración superior a los 3 minutos de acuerdo a la regulación CONELEC 004/01 [9]. Las fallas 1, 5 y 6 ocasionaron la salida total del alimentador.

Índice de Calidad	Alimentador Mapasingue 1
FMIK	0,7708
TTIK	0,6761 horas

Tabla 16: Índices de calidad de Mapasingue 1. Sistema actual.

Los valores mostrados en la Tabla 16 indican una buena calidad del servicio técnico de acuerdo a los límites establecidos por la regulación, presentados en la Tabla 1.

Tomando en cuenta los mismos eventos presentados en la Tabla 15, se construyó la Tabla 17 donde se presentan los eventos considerados para el cálculo de los índices. La Tabla 17 presenta nuevos valores de carga fuera de servicio, de acuerdo a la nueva configuración de la red propuesta, que serían ocasionados por los mismos eventos.

No. Evento	Duración	Demanda (KVA)	Carga Desconec. (KVA)	% Demanda desconec.
1	1:41:04	3119,47	779,8675	25
5	0:10:52	2095,14	2095,14	100
6	0:03:05	1284,18	321,045	25

Tabla 17: Eventos considerados para el cálculo de los índices de la red propuesta.

Con estos valores se obtuvieron los nuevos índices de calidad del servicio técnico de la red propuesta. Los valores de demanda conectada representan el porcentaje de la demanda que se quedó fuera de servicio. Los nuevos valores se muestran en la Tabla 18. Los eventos 1 y 6 tuvieron lugar en el tercer sector de la red, el evento 5 se presentó sobre la línea de subtransmisión y dejó fuera de servicio a toda la subestación.

Índice de Calidad	Alimentador Mapasingue 1
FMIK	0,3791
TTIK	0,2028 horas

Tabla 18: Nuevos índices de calidad del servicio técnico de la red propuesta.

Los índices de calidad del servicio técnico, por el período analizado, resultaron positivos en ambos casos, pero estos se vieron notoriamente mejorados en la red funcionando con el sistema de auto recuperación en comparación con la red actual. El FMIK redujo en un 50% y el TTIK redujo en un 70%.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las simulaciones muestran un comportamiento correcto en sus resultados, la red opera eficiente y eficazmente ante una contingencia. El sistema de auto recuperación detecta sobrecorrientes y es capaz de operar de acuerdo a las condiciones de la demanda y la falla; ubicación y duración.

Con la utilización de estas tecnologías y un adecuado algoritmo de funcionamiento es posible mejorar la calidad del servicio eléctrico que reciben los clientes. Se demostró las mejoras en los índices de calidad del servicio técnico de la alimentadora, bajo las mismas condiciones, operando con el sistema actual y bajo el control del sistema de auto recuperación.

La implementación de este sistema sobre una red de distribución real significaría obtener la menor cantidad de clientes afectados ante un evento de falla. Los tiempos del restablecimiento del servicio eléctrico en los sectores directamente afectados por el daño en la red también se verían reducidos, pues su detección es instantánea y localizarlas se volvería más sencillo.

El funcionamiento del sistema de auto recuperación fue diseñado para operar sobre cualquier alimentadora y su automatización deberá adecuarse a la configuración de la red a controlar.

La utilización de estas tecnologías potenciaría el control de la red de distribución pues permiten monitorear, en tiempo real, todos los parámetros de la red, y operar los equipos de maniobra desde el SCADA en el centro de control.

Como recomendación, se plantea el complementar el sistema de auto recuperación, con base en un estudio eléctrico de protecciones, con un sistema que realice la coordinación de protecciones entre los equipos de protección de la alimentadora.

Para la instalación de los reconectores automáticos, se recomienda la realización de un estudio que permita ubicarlos estratégicamente, a lo largo de cualquier alimentadora, para seccionarla de la manera más eficiente ante la presencia de una falla.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] J. M. A. B., «Servicios de Medición Avanzada (AMI) para redes inteligentes y su adaptabilidad en el marco de la legislación ecuatoriana,» [En línea]. Available: <http://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/2550/1/tm4468.pdf>. [Último acceso: 1 Agosto 2017].
- [2] D. G. J. AMANN, «Soluciones integrales para la red de distribución inteligente,» de *Jornada "Redes inteligentes y Generación Distribuida"*, Musquez, España, 2010.
- [3] EL TELÉGRAFO, «Las pérdidas por los apagones sobrepasan los \$ 12 millones,» 12 Septiembre 2012.
- [4] CNEL-EP. Sección Operación de Distribución, «Diagrama unifilar de 69KV del sistema Guayaquil,» GUAYAQUIL, 2016.
- [5] Global Electricity, «Constitución de los Sistemas Eléctricos,» 31 30 2013. [En línea]. Available: globalelectricity.wordpress.com. [Último acceso: 04 junio 2017].
- [6] I. J. D. Juárez, *Sistemas de distribución de energía eléctrica*, México D.F.: Ducere, 1995.
- [7] VIAKON, *Manual Eléctrico*, Monterrey, 2011.
- [8] M. Tabares, «Redes inteligentes o smart grids,» 30 Mayo 2016. [En línea]. Available: <http://redesinteligentess.blogspot.com/>. [Último acceso: 22 Agosto 2017].
- [9] CONELEC, «Regulación No. CONELEC-004/01. Calidad del servicio de distribución,» 2011.
- [10] WIKIPEDIA, «SCADA,» [En línea]. Available: <https://es.wikipedia.org/wiki/SCADA>. [Último acceso: 3 Agosto 2017].
- [11] WIKIPEDIA, «MATLAB,» [En línea]. Available:

- <https://es.wikipedia.org/wiki/MATLAB>. [Último acceso: 2 Agosto 2017].
- [12] WIKIPEDIA, «LABVIEW,» [En línea]. Available:
<https://es.wikipedia.org/wiki/LabVIEW>. [Último acceso: 1 Agosto 2017].
- [13] OPAL RT TECHNOLOGIES, «OPAL RT,» [En línea]. Available:
<https://www.opal-rt.com/>. [Último acceso: 1 Agosto 2017].
- [14] I. J. J. Navarro, «Uso de reconectores para la automatización de redes de distribución,» *Revista Electro Industria*, 2007.
- [15] NOJA POWER, «Guía del Producto. Reconector Automático OSM».
- [16] ARCONEL, Agencia de Regulación y Control de Electricidad, «Geoportal estadístico,» [En línea]. Available:
<http://geoportal.conelec.gob.ec/visor/index.html>. [Último acceso: 1 Agosto 2017].
- [17] CNEL-EP. Unidad de Digitalización y Planimetría, «Plano de Guayaquil. Alimentadoras 13.8KV,» Guayaquil, 2008.
- [18] CNEL-EP. Centro de Control y SCADA, «Registro de mediciones. Mapasingue 1,» Guayaquil, 2017.
- [19] CNEL-EP, Centro de Control y SCADA, «Registro de fallas. Alim. Mapasingue1. 9/2016-9/2017,» Guayaquil, 2017.