



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**DISEÑO DE METODOLOGÍA PARA MEJORAR LA CALIDAD DE SERVICIO Y
PRODUCTO TÉCNICO DE LA RED ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN, MEDIANTE LA
OPERACIÓN AUTÓNOMA DE INTERRUPTORES ÓPTIMAMENTE LOCALIZADOS**

Marvin Antonio Donis Gonzalez

Asesorado por el Ing. Joaquín Efraín Meza García

Guatemala, marzo de 2021

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE METODOLOGÍA PARA MEJORAR LA CALIDAD DE SERVICIO Y
PRODUCTO TÉCNICO DE LA RED ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN, MEDIANTE LA
OPERACIÓN AUTÓNOMA DE INTERRUPTORES ÓPTIMAMENTE LOCALIZADOS**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

MARVIN ANTONIO DONIS GONZALEZ

ASESORADO POR EL ING. JOAQUÍN EFRAÍN MEZA GARCÍA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, MARZO DE 2021

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Christian Moisés de la Cruz Leal
VOCAL V	Br. Kevin Vladimir Armando Cruz Lorente
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Ing. Armando Alonzo Rivera Carrillo
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
EXAMINADOR	Ing. Julio Rolando Barrios Archila
SECRETARIO	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

DISEÑO DE METODOLOGÍA PARA MEJORAR LA CALIDAD DE SERVICIO Y PRODUCTO TÉCNICO DE LA RED ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN, MEDIANTE LA OPERACIÓN AUTÓNOMA DE INTERRUPTORES ÓPTIMAMENTE LOCALIZADOS

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 9 de noviembre de 2018.



Marvin Antonio Donis Gonzalez

Guatemala, 4 de mayo de 2020

Ingeniero
Fernando Alfredo Moscoso Lira
Coordinador del Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Estimado Ingeniero Moscoso:

Por medio de la presente, me dirijo a usted para presentarle el trabajo de graduación elaborado por el estudiante Marvin Antonio Donis Gonzalez, con número de carné 201504030, titulado: "DISEÑO DE METODOLOGÍA PARA MEJORAR LA CALIDAD DE SERVICIO Y PRODUCTO TÉCNICO DE LA RED ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN, MEDIANTE LA OPERACIÓN AUTÓNOMA DE INTERRUPTORES ÓPTIMAMENTE LOCALIZADOS", el cual he asesorado y revisado.

Por lo que considero que dicho trabajo de graduación reúne los requisitos establecidos y doy la aprobación de este.

Atentamente,



Asesor
Joaquín Efraín Meza García
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 4190

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

Guatemala, 18 de noviembre de 2020

Señor Director
Armando Alonso Rivera Carrillo
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC

Estimado Señor Director:

Por este medio me permito dar aprobación al Trabajo de Graduación titulado **DISEÑO DE METODOLOGÍA PARA MEJORAR LA CALIDAD DE SERVICIO Y PRODUCTO TÉCNICO DE LA RED ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN, MEDIANTE LA OPERACIÓN AUTÓNOMA DE INTERRUPTORES ÓPTIMAMENTE LOCALIZADOS**, desarrollado por el estudiante Marvin Antonio Donis Gonzalez, ya que considero que cumple con los requisitos establecidos.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarlo.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAD A TODOS



Ing. Fernando Alfredo Moscoso Lira
Coordinador del Área de Potencia



REF. EIME 269.2020.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, del trabajo de Graduación del estudiante Marvin Antonio Donis Gonzalez titulado: **“DISEÑO DE METODOLOGÍA PARA MEJORAR LA CALIDAD DE SERVICIO Y PRODUCTO TÉCNICO DE LA RED ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN, MEDIANTE LA OPERACIÓN AUTÓNOMA DE INTERRUPTORES ÓPTIMAMENTE LOCALIZADOS”**, procede a la autorización del mismo.



Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo

Guatemala, 18 de noviembre de 2020.



USAC
TRICENTENARIA
Universidad de San Carlos de Guatemala

Decanato
Facultad de Ingeniería
24159101- 24159102

DTG. 088.2021.

La Decana de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **DISEÑO DE METODOLOGÍA PARA MEJORAR LA CALIDAD DE SERVICIO Y PRODUCTO TÉCNICO DE LA RED ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN, MEDIANTE LA OPERACIÓN AUTÓNOMA DE INTERRUPTORES ÓPTIMAMENTE LOCALIZADOS**, presentado por el estudiante universitario: **Marvin Antonio Donis Gonzalez**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:

Inga. Anabela Cordova Estrada
Decana



Guatemala, marzo de 2021.

AACE/asea

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Porque ha dejado todo lo necesario para encontrar nuestra propia felicidad.
Mis padres	Blanca Rosa Gonzalez Solórzano y José Armando Donis González, por darme la vida luego de nacer.
Mis hermanos	David, Donald y Demetrio Donis, por confiar en mí y apoyarme siempre.
Mis amigos	Maximino Morales y Dennis Pérez, por ser buenos amigos y motivarme para culminar mis estudios.
Scarleth Mora	Por motivarme y enseñarme sobre el valor de la vida.
Rolando Herrera	Un gran amigo, a quien debo gran parte de mi carrera.

AGRADECIMIENTOS A:

**Universidad de San
Carlos de Guatemala**

Por abrir sus puertas para poder formarme como persona y profesional.

Facultad de Ingeniería

Por todo el conocimiento y valores humanos que gracias a sus catedráticos pude aprender.

**Mis amigos del
Departamento de
Matemática**

Erick Mendoza, Fernando Sandoval, Pedro Chamalé, Juan Carlos Martini, Kevin Duarte y Marco Antonio Chew, entre los muchos amigos que tengo en este departamento, de quienes aprendí el valor de la amistad.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	VII
LISTA DE SÍMBOLOS	XI
GLOSARIO	XIII
RESUMEN	XVII
OBJETIVOS.....	XIX
INTRODUCCIÓN	XIX
1. SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN.....	1
1.1. Elementos del sistema eléctrico de distribución en media tensión	2
1.1.1. Reconectador	3
1.1.2. Seccionador.....	5
1.1.3. Banco de capacitores	7
1.1.4. Regulador de voltaje	12
1.2. Topologías típicas de una red eléctrica de distribución	14
1.2.1. Red radial	14
1.2.2. Red en anillo.....	16
1.2.3. Red mixta.....	16
1.3. Ente regulatorio de la calidad del servicio de distribución de energía.....	19
1.4. Normas técnicas del servicio de distribución	20
1.5. Enfoque de las regulaciones para el sistema eléctrico de distribución	21
1.5.1. Calidad de servicio técnico	22

1.5.1.1.	Índices de confiabilidad según IEEE 1366-2012	23
1.5.1.1.1.	Índice de frecuencia promedio de interrupción del sistema	23
1.5.1.1.2.	Índice de duración promedio de interrupción del sistema.....	24
1.5.1.1.3.	Índice de duración promedio de interrupción del cliente ..	24
1.5.1.1.4.	Índice de frecuencia de interrupción momentánea promedio	25
1.5.1.2.	Índices de calidad de servicio técnico según las NTSD	25
1.5.1.2.1.	Frecuencia media de interrupción del servicio	26
1.5.1.2.2.	Tiempo promedio de interrupción del servicio	26
1.5.2.	Calidad de producto técnico	28
1.5.2.1.	Regulación de tensión.....	28

2.	AUTOMATIZACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN A TRAVÉS DE LA INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA	31
2.1.	Infraestructura de medición avanzada.....	31
2.2.	Componentes de la infraestructura de comunicaciones	34
2.2.1.	Colector	35
2.2.2.	Router	35
2.2.3.	Endpoint.....	36
2.3.	Esquema del flujo de información.....	36
2.3.1.	Servidor de base de datos	37
2.3.2.	Servidor WEB	37
2.3.3.	Servidor aplicativo.....	38
2.4.	Automatización de la distribución	38
2.4.1.	Control de interruptores de alimentación automatizados	40
2.4.1.1.	Conmutación automática de alimentadores	481
2.4.2.	Control de bancos de capacitores automáticos	48
2.4.3.	Control de reguladores de voltaje automáticos.....	50
2.4.4.	Sensor de línea.....	54
2.4.1.3.	Control de reguladores de voltaje automáticos	50
2.4.1.4.	Sensor de línea.....	54
2.5.	Antecedentes.....	56
3.	MÉTODO GENERALIZADO PARA EL ÓPTIMO EMPLAZAMIENTO DE RECONECTADORES NORMALMENTE ABIERTOS PARA TRANSFERENCIA DE CARGA EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN LOCAL	59

3.1.	Características del sistema	59
3.1.1.	Topología de la red.....	63
3.1.2.	Delimitación del circuito por áreas operativas	63
3.1.3.	Número total de reconectores	64
3.2.	Funciones objetivo	66
3.2.1.	Nivel de energía no servida (NENS).....	66
3.2.2.	Costo de inversión en reconectores	67
3.3.	Algoritmo evolutivo para optimización multiobjetivo: algoritmo genético de clasificación no dominado II.....	69
3.4.	Frente de Pareto	70
3.5.	Emplazamiento óptimo de reconectores en el sistema de distribución local a través de NSGA II	72
4.	ALGORITMOS DE RECONFIGURACIÓN AUTOMÁTICA DE RECONECTADORES.....	79
4.1.	Aplicación de autoseccionalización y restauración.....	79
4.2.	Paquetes de control	81
4.3.	Restricciones del sistema.....	81
4.3.1.	Capacidad de transferencia.....	84
4.3.2.	Límite térmico de conductores	84
4.3.3.	Balance de flujos de potencia.....	85
4.3.4.	Voltaje en los nodos	86
4.3.5.	Factor de potencia.....	86
4.4.	Eventos del sistema	88
4.4.1.	Falla transitoria.....	88
4.4.2.	Falla permanente.....	89
4.4.3.	Sobrecarga del alimentador	89
4.5.	Algoritmos programados	90
4.5.1.	Reacción del sistema frente a una falla transitoria	90

4.5.2.	Reacción del sistema frente a una falla permanente	90
4.5.2.1.	Falla en el área 1	92
4.5.2.2.	Falla en el área 2	97
4.5.2.3.	Falla en el área 6	101
4.5.3.	Reacción del sistema frente a una sobrecarga del alimentador	105
CONCLUSIONES		1079
RECOMENDACIONES		111
BIBLIOGRAFÍA		1113
APÉNDICE		117
ANEXO		119

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Esquema general del sistema de suministro de energía eléctrica	2
2.	Reconectador automático OSM15 trifásico	3
3.	Esquema de instalación: reconectador trifásico, planta, elevación y perfil, respectivamente	4
4.	Esquema de funcionamiento de un reconectador comercial.....	5
5.	Seccionador automático de tensión media, aéreo de exterior.....	6
6.	Algunos ejemplos de conexión de bancos de capacitores trifásicos.....	7
7.	Diagramas fasoriales de una línea de distribución con factor de potencia: a) unitario, b) en atraso y c) en adelanto	8
8.	Curva de demanda de energía reactiva sin compensación.....	9
9.	Curva de energía reactiva con compensación escalonada	10
10.	Banco de capacitores para montaje en poste de red de distribución ...	11
11.	Principio de funcionamiento del regulador de voltaje con bobina de conmutación y llave inversora de polaridad	12
12.	Unidad monofásica reguladora de tensión	13
13.	Red de distribución de topología radial	15
14.	Red de distribución de topología en anillo.....	17
15.	Variante de red de distribución de topología en anillo: red mallada.....	18
16.	Red de distribución de topología mixta	19
17.	Arquitectura de la infraestructura de medición avanzada.....	32
18.	Esquema de la infraestructura de medición avanzada.....	33
19.	Topología en la transmisión de datos.....	37

20.	Configuración de protecciones para un circuito de distribución largo radial típico	42
21.	Circuito con seccionalizador de 2 disparos bloqueado por falla aguas abajo	44
22.	Restauración del circuito a través de dos seccionalizadores NA después del aislamiento de la falla	45
23.	Instalación de medidor inteligente como sensor para el monitoreo de bancos de capacitores	49
24.	Perfil de voltaje hipotético con un cambiador de tomas de carga	51
25.	Perfil de voltaje hipotético con un cambiador de tomas de carga y un regulador de voltaje	52
26.	Perfil de voltaje hipotético con un cambiador de tomas de carga, regulador de voltaje y banco de capacitores.....	53
27.	Sensor de línea.....	54
28.	Localización de falla por medio de la comunicación de sensores de línea.....	56
29.	Diagrama unifilar, circuito de distribución típico de 13,2 kV.....	60
30.	Diagrama unifilar del circuito de distribución propuesto, sin optimización multiobjetivo	65
31.	Frente de Pareto resultante del algoritmo evolutivo NSGA II.....	71
32.	Diagrama del circuito de distribución optimizado por NSGA II.....	73
33.	Arquitectura de aplicaciones para la automatización de la distribución de una empresa distribuidora en particular.....	80
34.	Operación del sistema de protección convencional ante una falla permanente en el área 1	94
35.	Restitución parcial del suministro de energía en áreas 2, 5 y 6, operada por el sistema de automatización de distribución	96
36.	Operación del sistema de protección convencional ante una falla permanente en el área 2.....	98

37.	Restitución parcial del suministro de energía en áreas 5 y 6, operada por el sistema de automatización de distribución	100
38.	Operación del sistema de protección convencional ante una falla permanente en el área 6	102
39.	Restitución parcial del suministro de energía en el área 5, operada por el sistema de automatización de distribución	104
40.	Detección de sobrecarga en el alimentador por interruptor de potencia de la subestación de distribución	106
41.	Reconfiguración automática operada en respuesta a una sobrecarga del alimentador	107

TABLAS

I.	Tolerancia en índices globales para la calidad del servicio técnico	27
II.	Tolerancias de tensión admisibles según las NTSD	29
III.	Aplicaciones del análisis avanzado de la red	39
IV.	Resumen de características de controladores de voltaje	53
V.	CMI evitados por operaciones de automatización de la distribución en distribuidoras de energía de EEUU	57
VI.	Datos de carga y estadísticos de falla del circuito propuesto	61
VII.	Índices de calidad de servicio técnico del circuito propuesto, según las NTSD	62
VIII.	Índices de calidad de servicio técnico del circuito propuesto, según el estándar IEEE 1366-2012	63
IX.	Costo por reconector	69
X.	Vector binario de solución	69
XI.	Parámetros del algoritmo evolutivo NSGA II en matlab	70

XII.	Soluciones binarias en el frente de Pareto, considerando la capacidad de RNO5 para transferir energía al área 5 y 6, simultáneamente.....	72
XIII.	Cálculo por área de los índices de calidad de servicio técnico de distribución para el circuito optimizado	75
XIV.	Índices de calidad de servicio técnico del circuito optimizado, según las NTSD	75
XV.	Índices de calidad de servicio técnico del circuito optimizado, según el estándar IEEE 1366-2012.....	76
XVI.	Comparativo de índices de calidad de servicio técnico.....	77

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
I	Corriente eléctrica
Hz	Hercio
kA	Kiloamperio
kW	Kilovatio
kV	Kilovoltio
kVA	Kilovoltio amperio
MHz	Megahercio
P	Potencia activa
S	Potencia aparente
Q	Potencia reactiva
Q+	Potencia reactiva entregada
Q-	Potencia reactiva recibida
X	Reactancia
R	Resistencia
W	Vatio
V	Voltaje

GLOSARIO

Algoritmo	Es un conjunto de operaciones sistemáticas y ordenadas que permiten resolver un problema o ejecutar un proceso.
AMI	<i>Advanced Metering Infrastructure.</i>
CAIDI	<i>Customer Average Interruption Duration Index</i> (índice de duración promedio de interrupción del cliente).
CMI	<i>Customer Minutes Interrupted</i> (minutos de interrupción por cliente).
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
DA	<i>Distribution Automation.</i>
FMIK	Frecuencia media de interrupción del servicio.
IEC	<i>International Electrical Code.</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers.</i>
MAIFI	<i>Momentary Average Interruption Frequency Index</i> (índice de frecuencia de interrupción momentánea promedio).

NENS	Nivel de energía no servida.
NSGA	<i>Sorting Genetic Algorithm</i> (algoritmo genético de clasificación).
NTDS	Normas técnicas del servicio de distribución.
Reconectador	Es un equipo de protección del sistema eléctrico de distribución, encargado de aislar fallas transitorias y permanentes por sobre corriente por medio de curvas inversas de tiempo-corriente.
RNC	Reconectador normalmente cerrado.
RNO	Reconectador normalmente abierto.
SAIDI	<i>System average interruption duration index</i> (índice de duración promedio de interrupción del sistema).
SAIFI	<i>System average interruption frequency index</i> (índice de frecuencia promedio de interrupción del sistema).
Seccionador	Es un dispositivo que tiene la función de interrumpir la corriente en el circuito eléctrico, dejando una distancia de aislamiento visible posterior a su apertura, no posee la capacidad de operar bajo carga.
Topología de red	Disposición física o lógica del medio que transmite algún elemento físico o virtual.

TMIK

Tiempo medio de interrupción del servicio.

RESUMEN

El despliegue de una red de comunicaciones basada en la radiofrecuencia, conocida como infraestructura de medición avanzada, es utilizada para obtener las lecturas de los medidores de energía, de clientes en una distribuidora de energía eléctrica, la cual, abre un amplio campo de aplicación para nuevas tecnologías, esto debido a que la red es compatible con distintos dispositivos, tales como colectores, ruteadores y radios, los cuales sirven de medio para el envío y recepción de paquetes de información hacia los equipos de interés como medidores de energía eléctrica, luminarias públicas, medidores de agua, reconectores, seccionadores, transformadores de distribución, entre otros.

Este trabajo aprovechará la existencia de esta red de comunicaciones, por medio de la cual es posible enlazar equipos de operación y control del sistema de distribución a un sistema de automatización de distribución integral y flexible, respetando el estándar internacional IEEE 1366-2012 como referencia.

Para ejecutar paquetes de control en un sistema de dispositivos tales como reconectores, seccionadores, transformadores de distribución, medidores de energía, entre otros, es necesario que estos se comuniquen entre sí; teniendo una red de comunicación desplegada y los accesorios como radios y antenas disponibles para adaptarse a los elementos de distribución, es posible programar algoritmos que se ejecuten autónomamente con base en criterios preestablecidos.

OBJETIVOS

General

Diseñar una metodología eficiente para mejorar la calidad del servicio eléctrico de distribución en un sistema radial hipotético, basado en un sector real del sistema eléctrico de distribución de Guatemala, tomando como base tecnológica la aplicación de reconfiguración autónoma de interruptores, sostenida en la automatización de la distribución, cuya estructura de comunicaciones existe en Guatemala y se llama infraestructura de medición avanzada.

Específicos

1. Determinar la localización óptima de reconectores en el sistema planteado, de tal manera que minimice el costo de inversión y el nivel de energía no servido.
2. Determinar el algoritmo de operación óptimo para cada contingencia que altere las regulaciones establecidas para el sistema.
3. Demostrar que la implementación de una infraestructura de medición avanzada que consiste en la reconfiguración autónoma de interruptores, generará importantes ahorros económicos para la empresa distribuidora de energía, lo cual se traduce en mayor productividad en las actividades industriales y comerciales.

4. Asegurar que la metodología planteada mejorará los índices de calidad de servicio y producto técnico, tales como la frecuencia, el tiempo de interrupción, la regulación de tensión y el factor de potencia.

5. Proponer un proyecto de automatización de la distribución sostenido con la red de radiofrecuencia existente en Guatemala, que incluya aplicaciones tales como iluminación inteligente, reconfiguración automática de reconectores, monitoreo de bancos de transformadores, entre otras.

INTRODUCCIÓN

Tomando como referencia el estándar IEC 61968, que define la extracción de información entre sistemas eléctricos de distribución y el estándar IEEE 1366-2012, una guía para los índices de confiabilidad de un sistema eléctrico de distribución, se establecen las bases para la metodología aquí planteada, respetando además las normas técnicas del servicio de distribución, creadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en Guatemala.

En vista de la capacidad del sistema de automatización de la distribución, se pretende mejorar la calidad del servicio y el producto técnico del sistema por medio de algoritmos de reconfiguración automática de interruptores, tales como interruptores de potencia, reconectores y seccionadores.

La reconfiguración en una red de distribución eléctrica es útil durante una falla en el sistema, para restaurar la energía en sectores indirectamente afectados por la falla y así mejorar los índices de frecuencia y tiempo de interrupción globales definidos por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica. También es útil para balancear el flujo de potencia y mantener en rangos tolerables la tensión y el factor de potencia en los nodos del sistema.

1. SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN

Este sistema es el medio por el cual se despacha energía eléctrica al usuario final desde la subestación de distribución. El esquema general que muestra las etapas para el despacho de la energía eléctrica se muestra en la figura 1, en donde puede apreciarse que el sistema eléctrico de distribución inicia desde la estación transformadora de distribución hasta el cliente residencial.

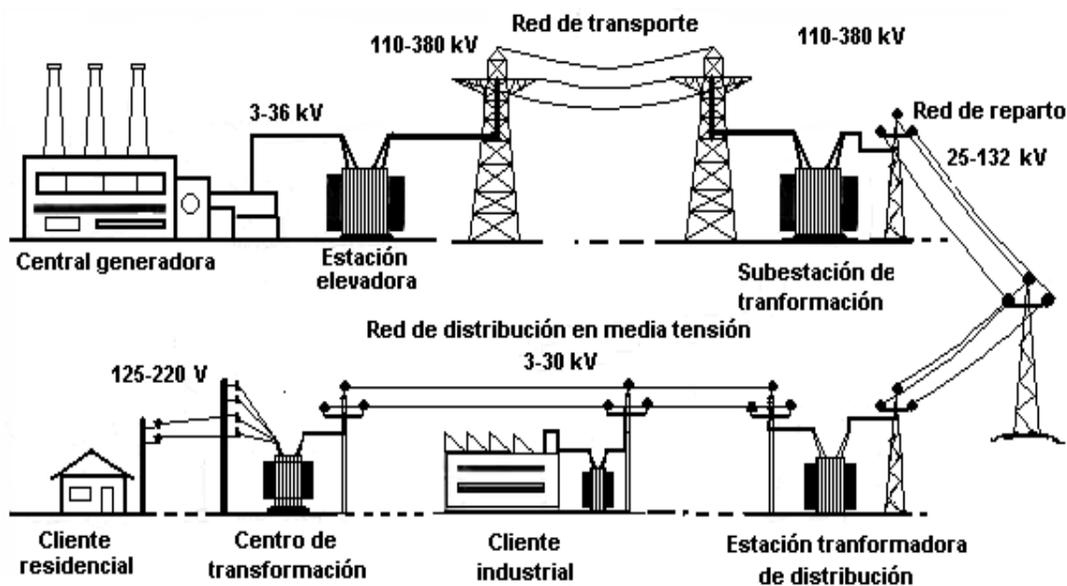
La energía es transferida a través de conductores montados sobre postes, a diferencia del sistema eléctrico de transmisión, el cual utiliza torres robustas, dado el aumento en la distancia entre apoyos, así como la energía a transferir.

La subestación de distribución es la conexión entre la red de transmisión o subtransmisión (cuyos niveles de tensión en Guatemala son: 230 kV, 138 kV, 69 kV y 34,5 kV) y la red de distribución (con niveles de tensión en Guatemala de: 13,2 kV y 13,8 kV); esta tiene la función de reducir el nivel de tensión y generar un nodo para subdividir la red eléctrica en ramales y así esta pueda ser distribuida y subdividirse nuevamente al llegar a los transformadores de distribución.

El enlace entre el circuito primario y el secundario es el transformador de distribución, el cual disminuye el nivel de tensión primaria, que normalmente es de 13,2 kV o 13,8 kV, al requerido por el usuario; en el caso de la distribuidora de energía en Guatemala, EEGSA, los servicios más comunes son de 120 V, 120/208 V, 120/240 V, 240/480 V y 277/480 V; adicional a estos se tienen otros, que son servicios especiales.

El transformador de distribución se monta sobre postes y los hay de clase convencional, autoprotectidos, *pad mounted*, entre otros; también se instalan en el interior de edificaciones que demandan un alto nivel de energía.

Figura 1. **Esquema general del sistema de suministro de energía eléctrica**



Fuente: Upload.wikimedia. *Red eléctrica*. <https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/b/b1/Redelectrica2.png>. Consulta: 7 de marzo de 2020.

1.1. Elementos del sistema eléctrico de distribución en media tensión

Este es un sistema complejo, ya que es dependiente de una gran cantidad de variables; comprende diversos elementos cuya configuración determina el comportamiento del sistema completo; los siguientes son los más importantes:

1.1.1. Reconector

Es un dispositivo de protección del circuito de distribución que provee coordinación para fallas más precisas y flexibles que las obtenidas con fusibles. Este es un dispositivo automático operado por motor o solenoide que generalmente soporta control remoto y adquisición de datos desde SCADA; actualmente, estos equipos se operan de forma remota, y también se programan para operar de forma automática; sin embargo, no trabajan de forma autónoma, y la razón de este impedimento es debido a que lo hacen por medio de la comunicación punto a punto, es decir que no se comunican con los reconectores vecinos.

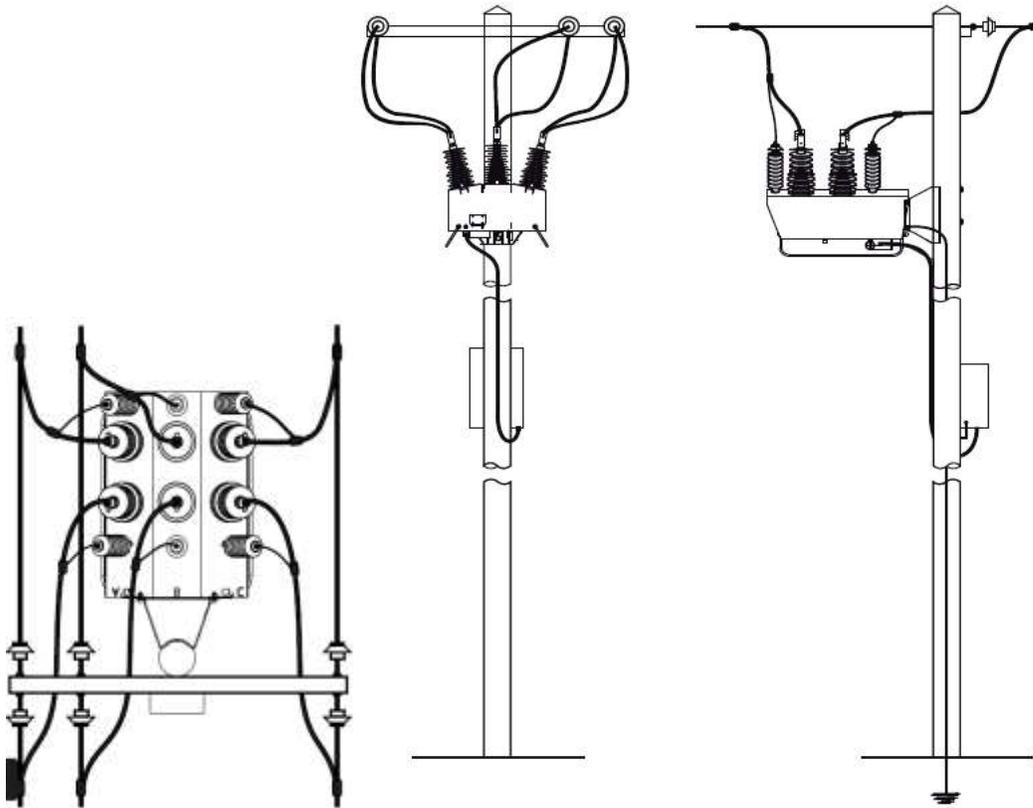
La reconfiguración autónoma de estos equipos requiere la comunicación entre los mismos; esto es posible gracias a la infraestructura de medición avanzada, la cual requiere sustituir la unidad RTU del reconector por un radio AMI. Un esquema del funcionamiento actual del reconector se muestra en la figura 4, en donde se observa la arquitectura actual de las comunicaciones y del área de potencia del equipo. Los reconectores están diseñados para operar como un interruptor de potencia, ya que pueden interrumpir una corriente de falla; además de esto, pueden cerrarse automáticamente un determinado número de veces después de cualquier falla, antes de quedarse abiertos permanentemente.

Figura 2. **Reconector automático OSM15 trifásico**



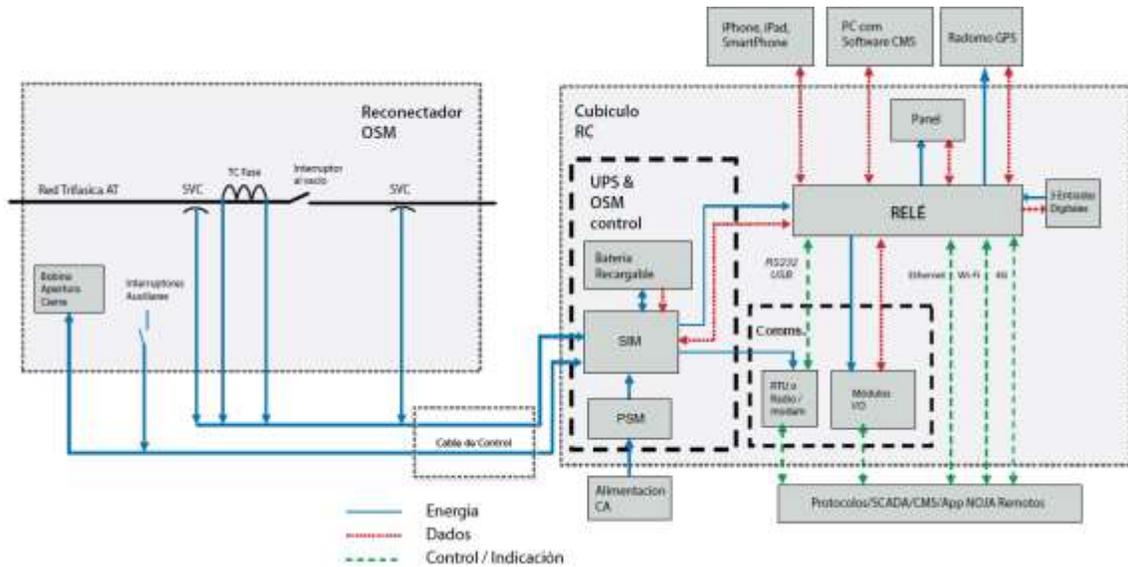
Fuente: Noja power. *OSM, guía del producto*. <https://www.nojapower.es/images/3phase---OSM15.png>. Consulta: 4 de octubre de 2019.

Figura 3. **Esquema de instalación: reconector trifásico, planta, elevación y perfil, respectivamente**



Fuente: Noja power. *OSM, guía del producto*. <https://www.nojapower.es/images/3phase---OSM15.png>. Consulta: 4 de octubre de 2019.

Figura 4. Esquema de funcionamiento de un reconectador comercial



Fuente: Noja power. *OSM, guía del producto*. <https://www.nojapower.es/images/3phase---OSM15.png>. Consulta: 4 de octubre de 2019.

1.1.2. Seccionador

Es un dispositivo con control mecánico o electromecánico, que tiene la función de interrumpir la corriente en el circuito eléctrico, dejando una distancia de aislamiento visible posterior a su apertura; el mismo puede ser unipolar o tripolar, debiendo cumplir con los requerimientos mínimos de construcción especificados por las normas IEC 60129 y 60273.

En cuanto a características eléctricas, pueden tener o no capacidad de extinción de arco de corriente de carga; sin embargo, a diferencia de los reconectadores, los seccionadores no tienen la capacidad de interrumpir corrientes de falla. Se debe tomar en cuenta, que aquellos seccionadores que poseen la capacidad de extinción de arco de corriente de carga operan con

seguridad ante corrientes bajas que no generen un diferencial de potencial peligroso o significativo. También se diseña para que pueda conducir el nivel de corriente nominal del circuito y corrientes de falla por un tiempo predeterminado por el diseñador.

El seccionador es útil para aislar tramos que requieren mantenimiento, garantizando la seguridad del sector aislado; por ello deben aprobar los ensayos de impulso de tensión especificados por la norma IEC 60694, la cual, trata sobre las estipulaciones comunes para los equipos de alta tensión. A continuación, se presentan algunas de las pruebas de rutina especificadas en esta norma:

- Prueba de aislamiento con tensión a frecuencia industrial (secc. 7.1 de la norma).
- Prueba en los circuitos auxiliares y de control (secc. 7.2 de la norma).
- Prueba de resistencia al circuito principal (secc. 7.3 de la norma).
- Prueba de hermeticidad y presión de gases, si es que aplica (secc.7.4 de la norma).

Figura 5. **Seccionador automático de tensión media, aéreo de exterior**

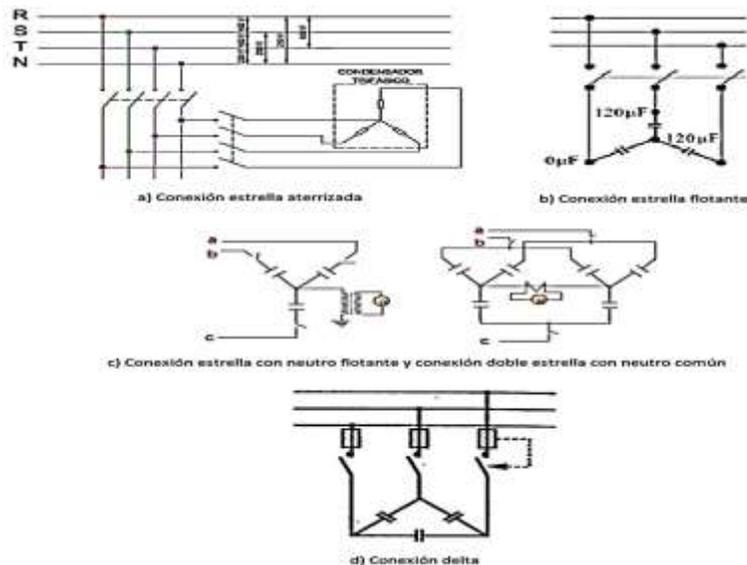


Fuente: S&C Electric Company. *Productos*. https://img.directindustry.es/images_di/photo-mg/70443-2699141.jpg. Consulta: 13 de octubre de 2019.

1.1.3. Banco de capacitores

Un banco de capacitores de potencia es un agrupamiento de varias unidades monofásicas de capacitores; dependiendo de su conexión existen varias configuraciones de conexiones como por ejemplo, conexión en estrella, en doble estrella o en delta, las cuales a su vez pueden ser flotantes o aterrizadas; ejemplos de estas conexiones se muestran en la figura 6; además, también existen unidades encapsuladas trifásicas de capacitores. Estos tienen la función de compensar la demanda de energía reactiva en el sistema para regular la magnitud del vector resultante de tensión. Todo debido a que la demanda de energía reactiva incrementa el vector de corriente, lo que fuerza las capacidades del conductor.

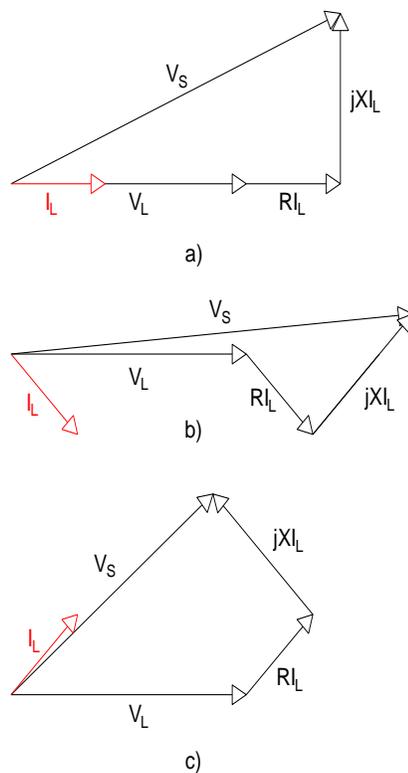
Figura 6. **Algunos ejemplos de conexión de bancos de capacitores trifásicos**



Fuente: Quinto armónico. *Conexión tráfico*. <https://quintoarmonico.es/2010/10/26/por-que-las-baterias-se-conectan-en-triangulo/>. Consulta: 18 de agosto de 2020.

La figura 7 ilustra las variaciones en la regulación de tensión en respuesta a la naturaleza de la carga; a) muestra un factor de potencia unitario, b) un factor de potencia en atraso (en donde la tensión requerida de la fuente generadora es mayor) y c) un factor de potencia en adelanto, en donde es visible que al conectar cargas capacitivas mejora la regulación de la tensión al disminuir la magnitud del vector V_s .

Figura 7. **Diagramas fasoriales de una línea de distribución con factor de potencia: a) unitario, b) en atraso y c) en adelanto**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

Existen penalizaciones del ente regulador de calidad de energía (CNEE) a la distribuidora, razón por la cual, la distribuidora para mejorar el factor de potencia en el sistema penaliza al usuario por bajo factor de potencia, tal como lo especifican las NTSD¹:

Artículo 49. Valor mínimo para el factor de potencia. El valor mínimo admitido para el factor de potencia se discrimina de acuerdo a la potencia del usuario, de la siguiente forma: usuarios con potencias de hasta 11 kW, 0,85. Usuarios con potencias superiores a 11 kW, 0,90.

Normalmente, el principio de funcionamiento de un banco de capacitores se basa en dividir la entrega de potencia reactiva al sistema, por etapas, conectando progresivamente las unidades del banco, esto con el objetivo de solucionar el desvío del factor de potencia, ocasionado por el comportamiento dinámico de demanda de energía reactiva en el sistema.

Figura 8. **Curva de demanda de energía reactiva sin compensación**



Fuente: elaboración propia, empleando Excel.

¹ Comisión Nacional de Energía Eléctrica, Guatemala C. A. *Normas técnicas del servicio de distribución*. [en línea]. Disponible en: <http://www.cnee.gob.gt/estudiosselectricos/Normas%20Tecnicas/03%20NTSD.pdf>. p. 30.

La figura anterior muestra el comportamiento de un sistema hipotético, cuya demanda de energía reactiva se encuentra en constante crecimiento. La figura 9 muestra cómo la operación por etapas de un banco de capacitores puede añadir una etapa dado un nivel de energía reactiva y luego añadir otra cuando este nivel se vuelva a alcanzar, garantizando mantener el factor de potencia en un margen aceptable.

Figura 9. **Curva de energía reactiva con compensación escalonada**



Fuente: elaboración propia, empleando Excel.

Figura 10. **Banco de capacitores para montaje en poste de red de distribución**



Fuente: Grupo ABB. *Productos*. https://img.directindustry.es/images_di/photo-mg/70728-2773879.jpg. Consulta: 13 de octubre de 2019.

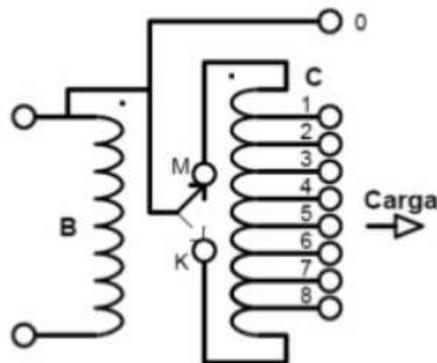
La conexión del banco de capacitores es en estrella o doble estrella con neutro flotante para sistemas con corrientes de cortocircuito altas y en estrella o doble estrella aterrizada para sistemas con corrientes de cortocircuito bajas; la conexión en estrella se utiliza para media y alta tensión y es útil para igualar la tensión de fase del sistema a la tensión de la unidad monofásica. Los bancos de capacitores se clasifican en bancos para líneas de distribución de media tensión y en bancos fijos (que están conectados permanentemente) para industrias.

1.1.4. Regulador de voltaje

El regulador de voltaje es un autotransformador que permite variar la relación efectiva de espiras entre el devanado primario y el secundario, variando así el nivel de tensión entregado. El objetivo de este elemento es mantener el nivel de tensión de distribución en un rango de valores especificado ante fluctuaciones de carga en el sistema. Este minimiza la caída de voltaje para asegurar que el voltaje apropiado sea suministrado a los usuarios.

La figura 11 muestra el diagrama básico del regulador de voltaje que indica en B el lado primario y del lado derecho el espacio de la carga con una bobina de conmutación; esta es la encargada de variar la relación efectiva de vueltas entre primario y secundario, y también una llave inversora de polaridad indicada con bornes M y K; esta define si el voltaje a la salida se aumentará o disminuirá respecto del voltaje nominal.

Figura 11. **Principio de funcionamiento del regulador de voltaje con bobina de conmutación y llave inversora de polaridad**



Fuente: ITB. *Equipamientos eléctricos*. <https://es.slideshare.net/pesfieeeunac3/reguladores-de-tensin-monofsicas>. Consulta: 8 de marzo de 2020.

Figura 12. **Unidad monofásica reguladora de tensión**



Fuente: ITB. *Reguladores automáticos de tensión monofásicos*. <https://itb.ind.br/wp-content/uploads/2017/02/reguladores-web.png>. Consulta: 13 de octubre de 2019.

El regulador de tensión monofásico tiene una tolerancia nominal de $\pm 10\%$ del voltaje nominal y posee un indicador físico de la posición del paso en que se encuentra para subir o bajar la tensión. Cabe mencionar que el sistema eléctrico de distribución consta de más elementos, los cuales no se especificaron en este documento; entre ellos están:

- Fusibles
- Postes
- Transformadores de distribución
- Equipo subterráneo

1.2. Topologías típicas de una red eléctrica de distribución

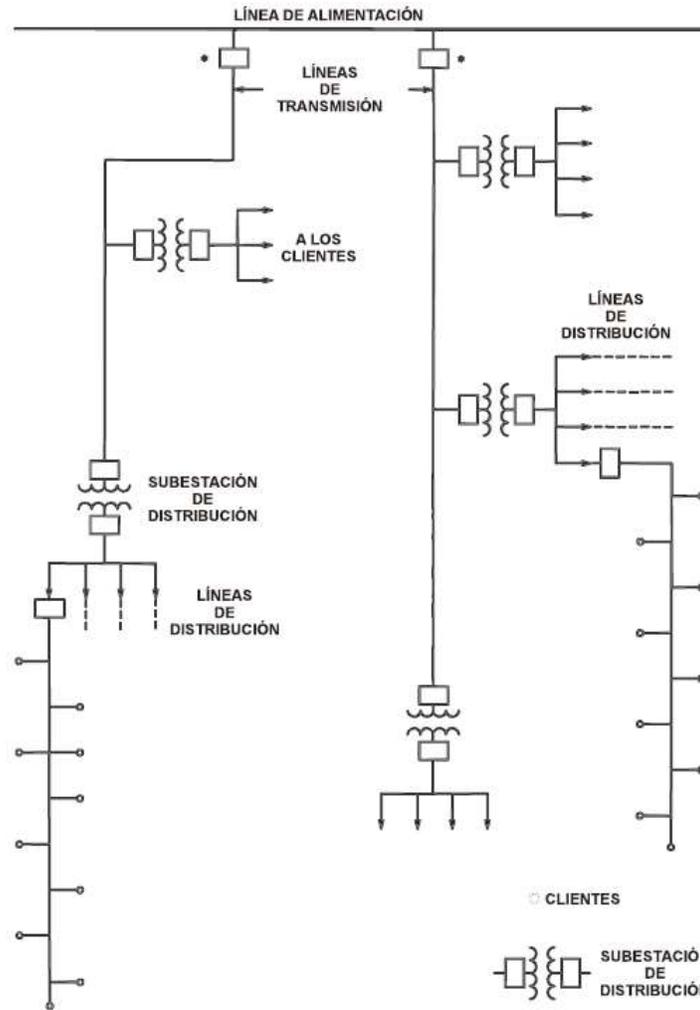
La palabra topología hace referencia a un arreglo geométrico de conexiones que mantienen un patrón sin perder la continuidad; cuando esta hace referencia a una red eléctrica de distribución establece la lógica cableada del arreglo de las líneas de distribución a través de las cuales se transmite la energía proveniente de la subestación de distribución hacia las cargas.

La clasificación de topologías para redes en general es amplia; sin embargo, para redes de distribución de energía se pueden clasificar en redes radiales, en anillo y mixtas. La configuración seleccionada depende de varios factores, algunos de ellos son: los índices de calidad de servicio requeridos en los sectores de carga involucrados, la proyección de mantenimiento, el presupuesto del proyecto, la distribución de las cargas, entre otros.

1.2.1. Red radial

La red radial se caracteriza por distribuir la energía en ramificaciones desde un nodo central como lo muestra la figura 13; este nodo es la subestación de distribución, por lo tanto, cada sector de carga es alimentado desde un solo extremo, lo que hace al diseño de esta red simple y económico, posibilitando también el diseño de protecciones selectivas; sin embargo, este arreglo presenta baja continuidad de servicio debido a que una falla en el alimentador principal dejará sin servicio a una gran cantidad de usuarios; es por esta razón, que en esta red se plantea la instalación de reconectores normalmente abiertos para transferencia de carga y así realimentar a los sectores indirectamente afectados por la falla.

Figura 13. Red de distribución de topología radial



Fuente: Distribucion. Webnode. *Transporte de energía. Redes de distribución.*
<https://distribucion.webnode.com.co/topologias-de-las-redes-de-distribucion/>. Consulta: 8 de marzo de 2020.

1.2.2. Red en anillo

En esta red cada nodo se conecta con dos vecinos adyacentes formando un bucle, como lo muestra la figura 14; esta particularidad permite la transferencia de energía desde y hacia dos direcciones para cualquier nodo, lo que aumenta considerablemente la continuidad del servicio ante contingencias, además de la facilidad de mantenimiento debido a que es posible aislar sectores de carga con mayor selectividad. El aspecto negativo de este arreglo es el alto costo debido a la necesidad de instalar más equipos para cerrar el bucle.

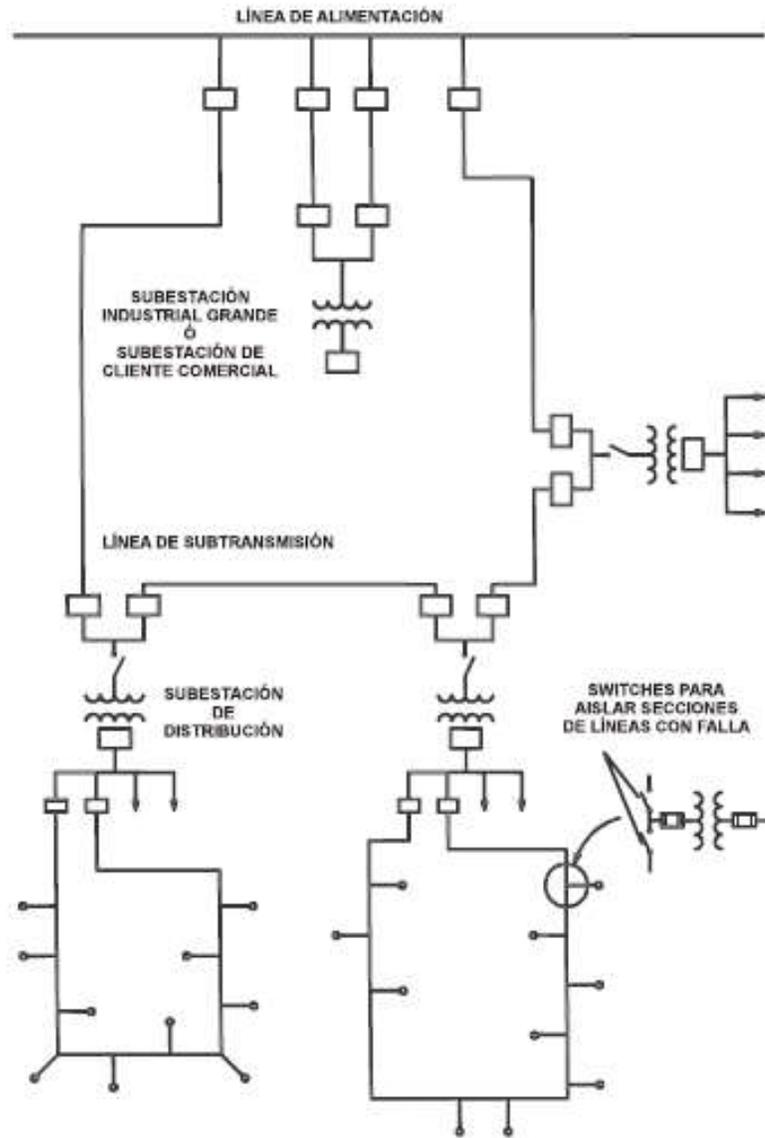
Una variante de esta red se genera cuando dentro del anillo se interconectan los nodos creando una red en malla, generando aún más vías de transferencia de energía para cada nodo; sin embargo, esto sería aún más costoso. Esta variante se ilustra en la figura 15.

1.2.3. Red mixta

Este arreglo, mostrado en la figura 16, es básicamente una combinación de los anteriores, se puede optar por esta configuración cuando es necesario suministrar el servicio a usuarios críticos y no críticos desde una misma red de distribución.

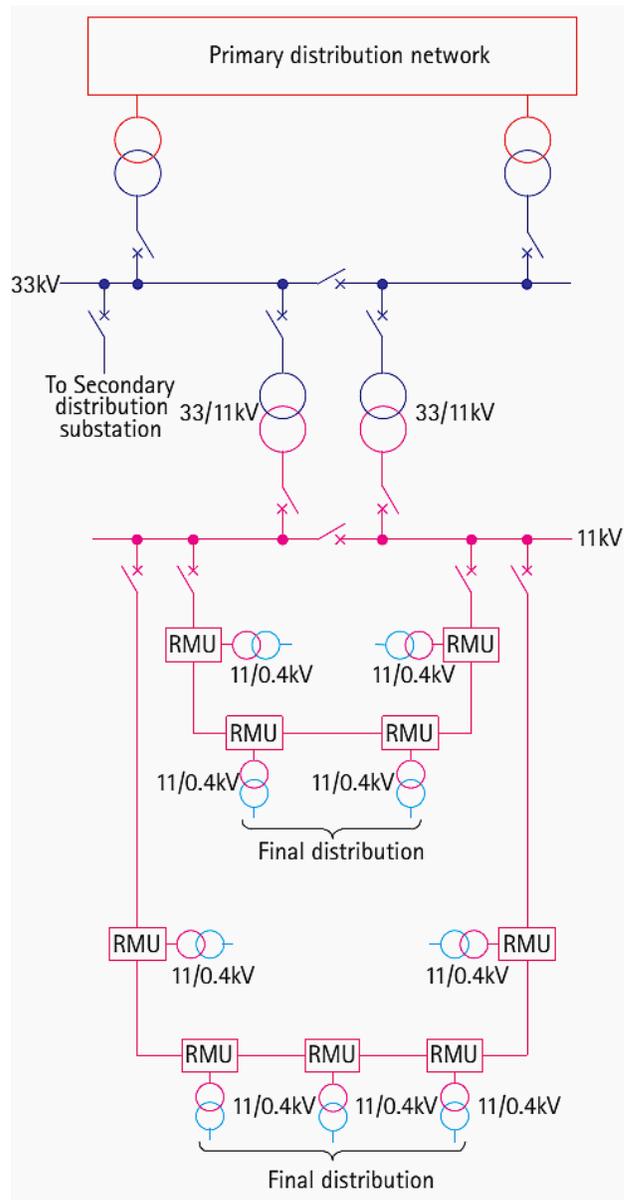
La parte radial del esquema alimenta a usuarios cuya salida del sistema no representa un elevado costo a sus actividades económicas, es decir a clientes residenciales; por otro lado, la parte en anillo del esquema alimenta a usuarios que disponen de la energía eléctrica como un recurso vital, tal es el caso de hospitales, industrias, entre otros.

Figura 14. Red de distribución de topología en anillo



Fuente: Distribucion. Webnode. *Transporte de energía. Redes de distribución.*
<https://distribucion.webnode.com.co/topologias-de-las-redes-de-distribucion/>. Consulta: 8 de marzo de 2020.

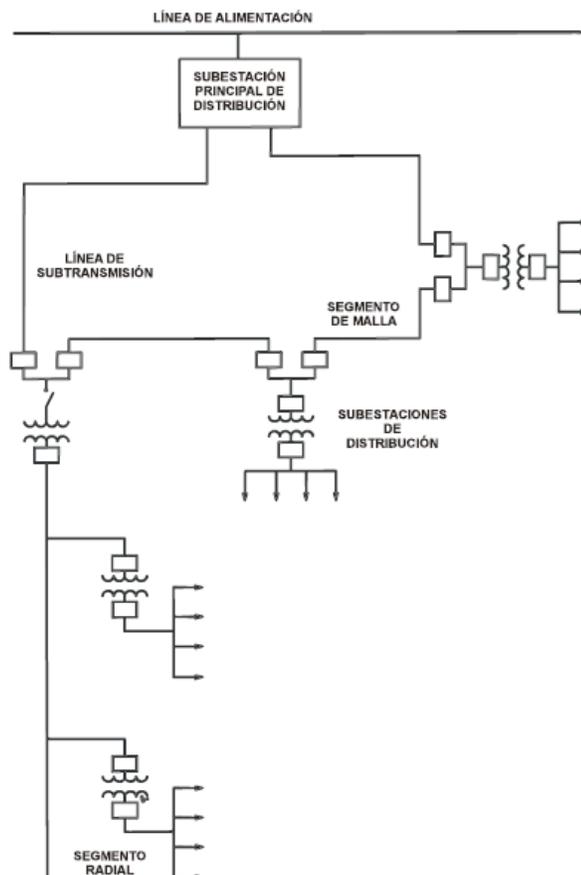
Figura 15. Variante de red de distribución de topología en anillo: red mallada



Fuente: Electrical Engineering Portal. *Secondary distribution networks in urban areas.*
[https://electrical-engineering-portal.com/secondary-distribution-networks-in-urban-areas.](https://electrical-engineering-portal.com/secondary-distribution-networks-in-urban-areas)

Consulta: 8 de marzo de 2020.

Figura 16. **Red de distribución de topología mixta**



Fuente: Distribucion. Webnode. *Transporte de energía. Redes de distribución.*

<https://distribucion.webnode.com.co/topologias-de-las-redes-de-distribucion/>. Consulta: 8 de marzo de 2020.

1.3. Ente regulador de la calidad del servicio de distribución de energía

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica es la institución que vela por el cumplimiento de las leyes de electricidad en Guatemala, regulando a favor de la eficiencia y estabilidad del subsector eléctrico. Es quien determina las

obligaciones y los derechos de quienes hacen uso del sistema eléctrico de distribución, tanto distribuidores como usuarios. Así mismo establece las tolerancias aceptadas en los parámetros que determinan la calidad del suministro de energía como de la energía misma.

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, se rige por la Ley General de Electricidad.

1.4. Normas técnicas del servicio de distribución

En la resolución CNEE No. -09-99 del 7 de abril de 1999, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica resuelve emitir las Normas técnicas del servicio de distribución² aclarando lo siguiente:

Artículo 2. Objetivo de las normas. El objetivo de estas normas es establecer derechos y obligaciones de los prestatarios y usuarios del servicio eléctrico de distribución, índices o indicadores de referencia para calificar la calidad con que se proveen los servicios de energía eléctrica, tanto en el punto de entrega como en el punto de utilización de tales servicios, tolerancias permisibles, métodos de control, Indemnizaciones, sanciones o multas [...]

Por lo tanto, el objetivo planteado es diseñar un proyecto de automatización de la distribución de la red eléctrica, que cumpla con los requerimientos del ente regulador, ya especificados en las normas citadas.

² Comisión Nacional de Energía Eléctrica, Guatemala C. A. *Normas técnicas del servicio de distribución*. [en línea]. <http://www.cnee.gob.gt/estudiosselectricos/Normas%20Tecnicas/03%20NTSD.pdf>, p. 6.

Los parámetros³ para evaluar la calidad del servicio de distribución son los siguientes:

- Calidad del producto suministrado por el distribuidor
 - Regulación de tensión
 - Desbalance de tensión en servicios trifásicos
 - Distorsión armónica
 - *Flicker*

- Incidencia del usuario en la calidad del producto
 - Distorsión armónica
 - *Flicker*
 - Factor de potencia

- Calidad del servicio técnico
 - Interrupciones

- Calidad del servicio comercial
 - Calidad del servicio comercial del distribuidor
 - Calidad de la atención al usuario

1.5. Enfoque de las regulaciones para el sistema eléctrico de distribución

Entre los parámetros establecidos en la NTSD, la reconfiguración de reconectores incide principalmente sobre la calidad del servicio técnico, ya que

³ Comisión Nacional de Energía Eléctrica, Guatemala C. A. *Normas técnicas del servicio de distribución*. [en línea]. <http://www.cnee.gob.gt/estudioselectricos/Normas%20Tecnicas/03%20NTSD.pdf>, p. 6.

se reduce el índice de interrupciones, así como el tiempo promedio de interrupción, gracias a la transferencia de carga a sectores indirectamente afectados por una falla. Sin embargo, ante un proyecto de automatización de la distribución el beneficio no es centralizado, ya que al adaptar los elementos de distribución a la red de comunicaciones de medición avanzada es posible ejecutar diversas aplicaciones, tales como el control de reguladores de tensión, bancos de capacitores, monitoreo de transformadores de potencia, y el tema principal aquí tratado: la reconfiguración autónoma de reconectores ante una falla o un evento predefinido que altere los parámetros regulados para el sistema.

El control de bancos de capacitores automáticos puede mitigar la incidencia del usuario en la calidad del producto en cuanto al factor de potencia; el control de reguladores automáticos en subestaciones de distribución puede mejorar la regulación de tensión, optimizando la calidad del producto suministrado por el distribuidor. Los siguientes índices son el parámetro con el que se evaluará el beneficio de la localización óptima de reconectores, así como el de la reconfiguración autónoma.

1.5.1. Calidad de servicio técnico

La calidad de servicio técnico es función de la continuidad del suministro de energía: a mayor continuidad, mayor calidad de servicio técnico. Los parámetros para medir esta calidad son índices de frecuencia y tiempo promedio de interrupción. La interrupción es considerada cuando es mayor o igual a cinco minutos en el caso del estándar IEEE 1366-2012⁴ y cuando es mayor o igual a tres minutos en el caso de las NTSD.

⁴ Institute of Electrical and Electronics Engineers. *IEEE 1366-2012 - IEEE Guide for electric power distribution reliability indices*. [en línea]. <https://standards.ieee.org/standard/1366-2012.html>.

La mejor manera de evaluar el impacto de la automatización de la distribución en la confiabilidad y calidad de servicio del sistema es comparar los índices antes y después de la implementación; por ello es importante realizar su diseño en sectores donde el margen de mejora proyectado sea considerable para la inversión del proyecto.

Los índices establecidos para evaluar la calidad de servicio difieren según el país y la norma; en este caso, se toma como objetivo alcanzar a cumplir con los requerimientos mínimos de las NTSD, ya que esta se encuentra en régimen en el sector de análisis; sin embargo, el estándar internacional IEEE 1366-2012 amplía la capacidad de evaluación del impacto de la automatización de la distribución con cuatro índices distintos a los mostrados en las NTSD.

1.5.1.1. Índices de confiabilidad según IEEE 1366-2012

El estándar IEEE 1366-2012 es una guía para los índices de confiabilidad de la distribución de energía eléctrica, define los factores que afectan en el cálculo de estos y se aplica a sistemas de distribución, subestaciones, circuitos y regiones definidas. Los índices utilizados para evaluar el impacto de la localización óptima y operación autónoma de reconectores, aprobados por este estándar, se describen a continuación:

1.5.1.1.1. Índice de frecuencia promedio de interrupción del sistema

Representa el número total de usuarios interrumpidos (N_i) por cada corte de energía mayor a cinco minutos durante un período preestablecido, o número

de usuarios interrumpidos (CI), dividido dentro del total de usuarios servidos (N_T). Eventos de fuerza mayor son excluidos.

$$SAIFI = \frac{\sum N_i}{N_T} = \frac{CI}{N_T} \quad (1)$$

Este índice es expresado en promedio de cortes de energía por año.

1.5.1.1.2. Índice de duración promedio de interrupción del sistema

Representa la suma del tiempo de restauración para cada interrupción sostenida (r_i) multiplicado por el total de usuarios interrumpidos (N_i), o minutos de interrupción por usuario (CMI), dividido por el total de usuarios servidos para el área (N_T). Eventos de fuerza mayor son excluidos.

$$SAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{N_T} = \frac{CMI}{N_T} \quad (2)$$

Este índice es expresado en minutos promedio por año.

1.5.1.1.3. Índice de duración promedio de interrupción del cliente

Representa la suma del tiempo de restauración para cada interrupción sostenida (r_i) multiplicado por el total de usuarios interrumpidos (N_i), o minutos de interrupción por usuario (CMI), dividido por el total de usuarios interrumpidos (N_i). Eventos de fuerza mayor son excluidos.

$$CAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{\sum N_i} = \frac{CMI}{\sum N_i} \quad (3)$$

Este índice es expresado en minutos promedio por corte de energía.

1.5.1.1.4. Índice de frecuencia de interrupción momentánea promedio

Representa la suma de las interrupciones momentáneas (IM_i) multiplicada por el número de usuarios suspendidos por cada interrupción momentánea (N_{mi}) dividido por el total de usuarios servidos (N_T).

$$MAIFI = \frac{\sum IM_i N_{mi}}{N_T} \quad (4)$$

Este índice es expresado en interrupciones momentáneas por año.

1.5.1.2. Índices de calidad de servicio técnico según las NTSD

La CNEE establece los índices de calidad de servicio técnico en función de la capacidad instalada por usuario y del área que estos abarcan, clasificándolos como índices globales o individuales.

El sobrepasar las tolerancias establecidas en las NTSD conlleva a una sanción para la empresa distribuidora. Estas tolerancias se muestran en la tabla I. Los índices en las NTSD difieren a los índices internacionales y se utilizan únicamente dos:

1.5.1.2.1. Frecuencia media de interrupción del servicio

Presenta la cantidad de veces que el kVA promedio de distribución sufrió una interrupción de servicio mayor de 3 minutos.

$$FMIK = \sum_j \frac{Qkfs_j}{Qki} \quad (5)$$

Donde:

\sum_j Sumatoria de todas las interrupciones del servicio durante el semestre.

$Qkfs_j$ Cantidad de kVA fuera de servicio en la interrupción j .

Qki Cantidad de kVA instalados.

1.5.1.2.2. Tiempo promedio de interrupción del servicio

Representa el tiempo total, en horas, en que cada kVA promedio estuvo fuera de servicio más de 3 minutos.

$$TTIK = \sum_j \frac{Qkfs_j * Tfs_j}{Qki} \quad (6)$$

Donde:

\sum_j Sumatoria de todas las interrupciones del servicio durante el semestre.

$Qkfs_j$ Cantidad de kVA fuera de servicio en la interrupción j .

Qki Cantidad de kVA instalados.

Tfs_j Tiempo, en horas, que han permanecido fuera de servicio los kVA en la interrupción j .

Tabla I. **Tolerancia en índices globales para la calidad del servicio técnico**

A partir del inicio de la etapa de régimen (para usuarios conectados en baja tensión)	FMIK (interrupciones promedio por semestre)		TTIK (horas promedio de interrupción)	
	URBANO	RURAL	URBANO	RURAL
Interrupciones atribuibles a distribución	2,5	3,5	8	10
Interrupciones atribuibles a causas externas a la distribución	4		12	

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Normas técnicas del servicio de distribución*. <http://www.cnee.gov.gt/estudioselectricos/Normas%20Tecnicas/03%20NTSD.pdf>. Consulta: 10 de septiembre de 2019.

1.5.2. Calidad de producto técnico

Estos índices de calidad evalúan directamente los parámetros eléctricos característicos de la energía entregada al usuario, tales como regulación de tensión, desbalance de tensión en servicios trifásicos, distorsión armónica y *flicker*. Para efectos de este estudio se tendrá como parámetro principal el índice de calidad de regulación de tensión, dado el beneficio que presenta el control de reguladores automáticos y de bancos de capacitores de un proyecto de automatización de la distribución.

1.5.2.1. Regulación de tensión

La regulación de tensión en sistemas de distribución consiste en la variación de la relación de transformación efectiva de los autotransformadores, desde el inicio de los alimentadores de media tensión que salen de una subestación de distribución; esto con el objetivo de mantener un nivel de voltaje constante. Sin embargo, ante alteraciones en el factor de potencia también hay desviación en el voltaje, por lo que el control automático de bancos de capacitores será útil para corregir esta desviación debido a la demanda de energía reactiva en el sistema.

Según la NTSD los valores de tensión utilizados para el cálculo del índice de calidad de regulación de tensión serán los de tensión nominal. Este índice representa la desviación porcentual entre el voltaje medido y el nominal. Tal como lo define la NTSD⁵ el índice de calidad de regulación de tensión se expresa de la siguiente manera:

⁵ Comisión Nacional de Energía Eléctrica, Guatemala C. A. *Normas técnicas del servicio de distribución*. [en línea]. <http://www.cnee.gob.gt/estudioselectricos/Normas%20Tecnicas/03%20NTSD.pdf>, p. 14.

$$RT_k(\%) = \left(\frac{|V_k - V_n|}{V_n} \right) * 100 \quad (7)$$

Donde:

$RT_k(\%)$ Índice de regulación de tensión en porcentaje en el nodo k .

V_k Voltaje RMS en el nodo k o punto de medición.

V_n Voltaje RMS nominal.

Las tolerancias admitidas en la desviación porcentual para el nivel de tensión en los puntos de entrega de la energía eléctrica se encuentran definidos en la tabla II.

Tabla II. **Tolerancias de tensión admisibles según las NTSD**

Nivel de tensión	Tolerancia admisible respecto del valor nominal (%)	
	SERVICIO URBANO	SERVICIO RURAL
Baja	8	10
Media	6	7
Alta	5	

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Normas técnicas del servicio de distribución*. <http://www.cnee.gob.gt/estudioselectricos/Normas%20Tecnicas/03%20NTSD.pdf>. Consulta: 8 de marzo de 2020.

Se considera que la energía es de mala calidad cuando en un rango mayor al cinco por ciento del período de medición, los valores medidos sobrepasan las tolerancias de tensión admisibles.

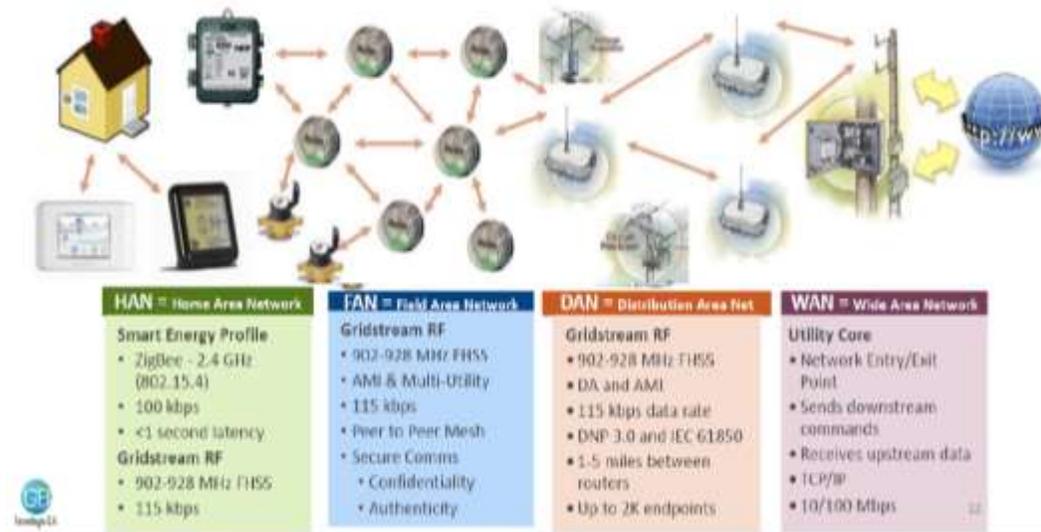
2. AUTOMATIZACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN A TRAVÉS DE LA INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

2.1. Infraestructura de medición avanzada

La infraestructura de medición avanzada (conocida por sus siglas en inglés AMI) es un sistema de medición remota, que colecta y analiza el uso de la energía por medio de un complejo sistema de comunicación entre dispositivos inteligentes que son capaces de funcionar como receptores, emisores de datos y puentes para el tráfico de información a través de una red de radiofrecuencia con topología de malla.

Esta red trabaja en la banda industrial de radiofrecuencia, de 902 a 928 MHz. Su arquitectura se muestra en la figura 17.

Figura 17. **Arquitectura de la infraestructura de medición avanzada**



Fuente: Presentación GB Tecnología. *Sistema Gridstream RF Mesh 12112018 ESPH.pdf*.

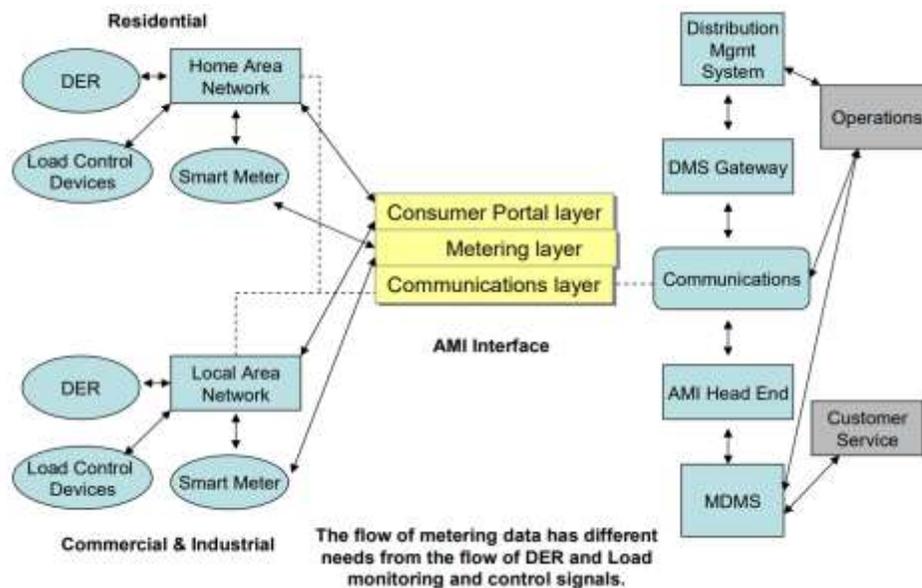
Consulta: 8 de marzo de 2020.

Esta infraestructura incluye sistemas de red doméstica, conformados por medidores inteligentes de energía eléctrica, de gas o de agua; así también medidores tanto para sistemas residenciales como para sistemas industriales. Debido a que maneja grandes cantidades de datos, posee un repositorio o base de los mismos, de los cuales hace uso en forma automática.

Toda la información proveniente del sistema, es colectada y luego enviada a través de la red de telefonía hacia un servidor que la almacena en una base de datos, en donde estará disponible cuando se requiera por alguna aplicación. Luego se utiliza un servidor WEB para tener una interface con DICA información; este sistema es conocido como *Head-End-System*.

Este sistema central final, es donde la información proveniente de todas partes del sistema converge para ser analizada o bien redireccionada hacia una compuerta que convierte el protocolo de comunicación para adaptarse a otro sistema de control, como es el caso de SCADA.

Figura 18. **Esquema de la infraestructura de medición avanzada**



Fuente: National Energy Technology Laboratory for the U.S. Department of Energy. *Advanced metering infrastructure*. https://www.smartgrid.gov/files/NIST_SG_Interop_Report_Postcommentperiod_version_200808.pdf.

La infraestructura de medición avanzada es un sistema que puede integrarse con diversas aplicaciones para mejorar en general la gestión de los sistemas de distribución. Esto es posible gracias a compuertas operacionales que utilizan el mismo sistema de los medidores inteligentes para coleccionar otros datos, enviándolos a través de los mismos elementos para ser utilizados por otros sistemas de control, y así encaminar a la red presente a otra con mayor inteligencia o autonomía.

La compuerta operacional dedicada a las operaciones avanzadas de distribución contiene las siguientes aplicaciones:

- Sistema de gestión de distribución con sensores avanzados.
- Gestión avanzada de interrupciones (información sobre interrupciones del sistema en tiempo real por los medidores AMI).
- Operaciones de recursos energéticos distribuidos (utilizando la potencia activa y reactiva medida por los medidores AMI).
- Automatización de la distribución (incluye la optimización de la regulación de tensión y el factor de potencia; además de localización, aislación, seccionamiento y restauración de fallas, proceso mejor conocido como FLISR por sus siglas en inglés).
- Sistema de distribución de información geográfica.
- Aplicación de las comunicaciones de la infraestructura AMI para:
 - Operaciones de microrredes (AC y DC)
 - Procesamiento de información de alta velocidad
 - Protección y control avanzados
 - Componentes de red avanzados para distribución

2.2. Componentes de la infraestructura de comunicaciones

Debido a que los elementos de distribución aquí tratados requieren de una vía de transmisión de datos que permita la comunicación, vecino a vecino, es importante conocer cuáles son los componentes y cómo su eficiencia en la

transmisión de datos determina la confiabilidad de las operaciones de distribución, ya que para realizar operaciones confiables en el sistema de distribución, estos componentes no deben presentar problemas de comunicación. Los diseñadores de proyectos de automatización de la distribución no recomiendan implementar este sistema sino hasta que los índices de calidad en la comunicación sean confiables o, dicho de otra forma, el sistema de comunicaciones sea robusto.

2.2.1. Colector

Es el punto de concentración de datos, es donde converge toda la información proveniente de los radios aledaños geográficamente al dispositivo; posee una antena que recibe los datos en radiofrecuencia y posteriormente transforma el protocolo de la información para que pueda ser transmitida por la red de internet hasta el servidor WEB. Cabe destacar que la información viaja en doble vía; por un lado envía datos a los radios del sistema y por otro, estos radios también envían datos hacia el colector.

2.2.2. Router

El *router* o ruteador posibilita la expansión de las señales en puntos donde un simple radio no es capaz de enviar datos hacia el colector debido a factores como las largas distancias o los obstáculos en la trayectoria de las ondas electromagnéticas. Gracias a la inteligencia de los dispositivos, estos evalúan las rutas más eficientes por saltos entre *routers*, para así poder alcanzar la señal de radios remotos. Análogamente, el *router* equivale a una autopista en donde la capacidad del tránsito de vehículos es mayor que la de una carretera.

2.2.3. Endpoint

El *endpoint* o punto final es la tarjeta de comunicaciones que toma directamente la información para ser transmitida, del dispositivo de la red. Este concepto hace referencia a cualquier tipo de dispositivo que forme parte del sistema de gestión. Este puede ser un medidor de energía eléctrica, de agua o de gas, una luminaria pública, un reconector, un seccionador, un banco de capacitores, un regulador de tensión, entre otros.

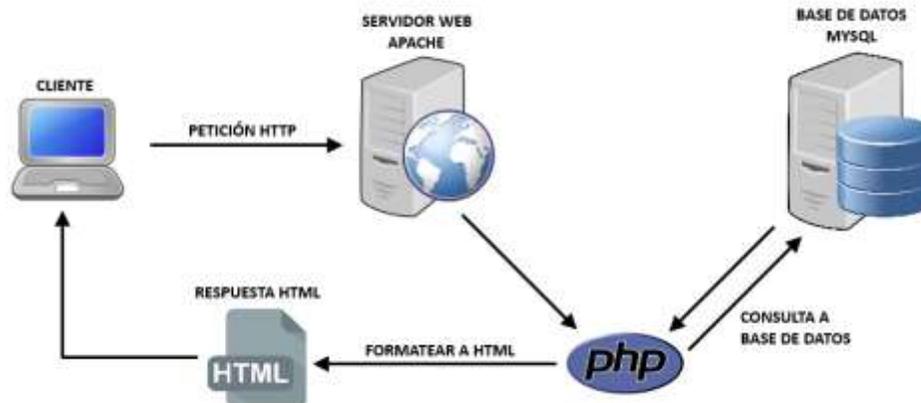
Es por esta razón que las aplicaciones de la tecnología en mención pueden ser variadas; por ello existen compuertas operacionales para seccionar la información de los distintos sistemas.

Simplemente se debe adaptar un radio al elemento del cual se desea obtener información para que este sea parte del sistema; sin embargo, esto es posible teniendo en cuenta diversas consideraciones, como si el equipo es automático, o si habrá que hacer una readecuación a la instalación, como es el caso de control de bancos de capacitores.

2.3. Esquema del flujo de información

El tráfico de datos en un sistema de red inteligente es crucial, debido a que de ellos dependen todas las operaciones; estos datos provienen de los equipos del sistema eléctrico y viajan por la red compuesta de colectores y ruteadores hasta llegar a los servidores en donde serán procesados para sus diversas aplicaciones.

Figura 19. **Topología en la transmisión de datos**



Fuente: DI Makers. *Servidor Web*. <http://diymakers.es/raspberry-pi-como-servidor-web/>.
Consulta: marzo de 2020.

2.3.1. Servidor de base de datos

Este servidor está constituido por un equipo de computación ya sea físico o virtual, el cual tiene la función de ejecutar un servidor para el almacenamiento de datos. Es útil para acceder a la información por medio de programas informáticos cuando se gestionan datos masivamente.

2.3.2. Servidor WEB

Este servidor es un programa informático o HTTP, que tiene la función de procesar aplicaciones provenientes de otros servidores, posee la capacidad de hacer conexiones bidireccionales. Esta es la interface con el usuario, debido a que genera una respuesta visual al cliente, en un lenguaje determinado.

2.3.3. Servidor aplicativo

El servidor aplicativo es un equipo de cómputo destinado a ser el punto en donde convergen todos los datos provenientes de los equipos en la red; este se encarga de procesarlos y almacenarlos en la base de datos.

El servidor aplicativo es capaz de procesar los datos y discernir la información proveniente de los elementos de distribución, redireccionándola hacia la base de datos correspondiente, no hacia la base dedicada a medición inteligente.

2.4. Automatización de la distribución

La construcción de una red inteligente multipropósito habilita capacidades especiales a la red de distribución de energía eléctrica, entre las cuales se encuentran:

- Administración de la demanda y suministro de energía
- Iluminación inteligente
- Control de cargas
- Red inteligente de medición y hogar inteligente
- Administración de datos e integración de sistemas
- Administración de energías renovables
- Monitoreo y análisis inteligente de la red de distribución
- Automatización de la distribución

Cada uno de estos módulos se construye sobre una base común, una infraestructura de comunicaciones en radiofrecuencia que permita el monitoreo y control remoto de todos los dispositivos involucrados en la red eléctrica. Sin

embargo, el módulo de automatización de la distribución se enfoca directamente en mejorar los índices de calidad de distribución, reduciendo el tiempo de respuesta ante contingencias que alteran la normalidad del sistema.

La tabla III muestra un resumen de los beneficios de un análisis avanzado de la red, en donde el módulo operativo corresponde a la automatización de la distribución, aplicación por medio de la cual es posible desarrollar un sistema de reconfiguración autónoma.

Esta aplicación conlleva el transformar o adaptar distintos elementos de la red de distribución, entre ellos, principalmente, reconectores y seccionadores automáticos, enlazando al puerto de comunicaciones del equipo, un radio compatible con la red de radiofrecuencia existente. Esto mejora considerablemente la confiabilidad del sistema en general, debido a que un radio diseñado para la infraestructura de medición avanzada permite el flujo de datos de vecino a vecino, con lo cual existen diversos caminos para la información, no así el protocolo actual punto a punto.

Se debe tomar en cuenta que la latencia de la comunicación aumenta debido a que el tráfico de datos en radiofrecuencia es más lento que el tráfico de datos en la red celular.

Tabla III. **Aplicaciones del análisis avanzado de la red**

Análisis	Aplicaciones	Beneficios
Visualización	<ul style="list-style-type: none"> • Visualización de voltaje • Carga de activos • Contribución de capacidad • Protección de ingresos y desvío de energía 	<ul style="list-style-type: none"> • Visibilidad del estado de la red • Rendimiento del voltaje • Gestión de la demanda en punta • Protección de ingresos, identificar anomalías, demostrar comportamientos y prevenir fallas

Continuación de la tabla III.

Análisis	Aplicaciones	Beneficios
Planeación	<ul style="list-style-type: none"> • Planificador de confiabilidad • Optimizador de recursos energéticos distribuidos • Optimizador del indicador de falla de circuito 	<ul style="list-style-type: none"> • Confiabilidad mejorada • Minimización de los impactos de la generación distribuida • Reducción de la demanda máxima • Frecuencia de interrupción reducida
Operación	<ul style="list-style-type: none"> • Monitoreo de voltaje • Gestión voltaje y de energía reactiva • Detección de interrupciones • Operaciones FLISR • Estimación de estado dinámico 	<ul style="list-style-type: none"> • Detección y restauración rápida de interrupciones • Mejora de la confiabilidad de la red • Mejora la gestión de los recursos energéticos distribuidos • Mejora la calidad de energía entregada al usuario
Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> • Optimizador de colocación de activos • Análisis predictivo de activos • Gerente de activos y trabajo 	<ul style="list-style-type: none"> • Gestión de activos mejorada • Mejora la confiabilidad de la red • Integración proactiva de activos

Fuente: elaboración propia.

2.4.1. Control de interruptores de alimentación automatizados

Los interruptores de alimentación automatizados abren y cierran para aislar fallas y reconfigurar los segmentos afectados del alimentador de distribución para restaurar la energía a usuarios en segmentos de la línea indirectamente afectados.

Estos interruptores son normalmente configurados para trabajar con relés inteligentes que operan en respuesta a comandos de control provenientes de

paquetes de control autónomos, sistemas de gestión de la distribución (MDS) o señales del operador de la red. También pueden ser configurados para abrir y cerrar ante determinadas secuencias e intervalos cuando se detecta una corriente de falla. Esta acción conocida comúnmente como recierre, es usada para interrumpir el flujo de energía a un alimentador que ha sido afectado por una falla y luego reenergizar la parte afectada para liberar la falla transitoria en la línea por sí mismo.

La implementación de reconectores en el sistema reduce la probabilidad de apagones sostenidos cuando la contingencia se presenta por árboles u otros objetos que hacen contacto con las líneas durante tormentas o fuertes vientos.

2.4.1.1. Conmutación automática de alimentadores

La conmutación automática de alimentadores se realiza a través del aislamiento automático y la reconfiguración de segmentos del circuito de distribución usando sensores, controles, interruptores y sistemas de comunicación.

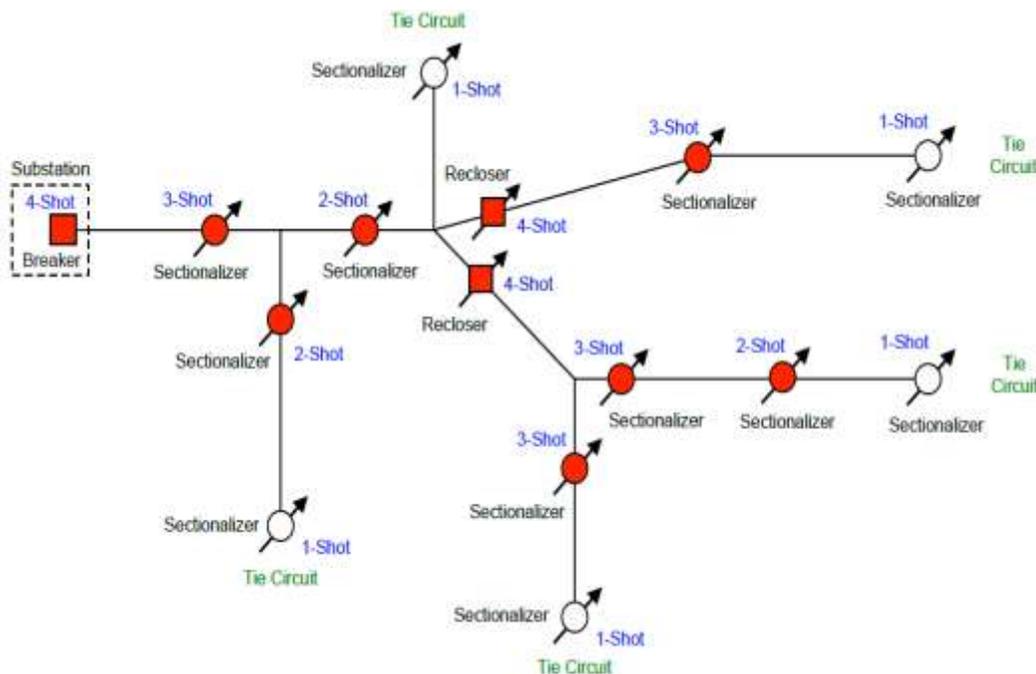
Los interruptores de alimentación automatizados pueden abrir o cerrar en respuesta a una condición de falla identificada localmente o por medio de una señal de control enviada desde otro dispositivo en la red. Cuando estos interruptores automáticos se combinan con comunicación y control, la operación de múltiples interruptores puede ser coordinada para liberar las porciones afectadas y desviar la energía hacia y desde porciones que no experimentaron la falla.

El proceso de reconfiguración autónoma ante un evento de falla permanente se muestra en las figuras 20, 21 y 22. Puede haber variantes en el proceso, dependiendo de la topología del circuito, pero el principio sigue siendo el mismo:

restaurar el servicio a sectores indirectamente afectados, aislando primero el tramo afectado y transfiriendo la carga.

La figura 20 muestra un circuito de distribución con configuración típica de protecciones, una subestación de distribución con interruptor de potencia, 2 reconectadores y 7 seccionadores normalmente cerrados; adicional, 5 seccionadores normalmente abiertos para transferencia de carga desde otros alimentadores y el número de disparos configurados para cada dispositivo.

Figura 20. **Configuración de protecciones para un circuito de distribución largo radial típico**



Fuente: DAY, Richard. *Smart grid and advanced distribution automation*.
https://nanopdf.com/download/smart-grid-and-advanced-distribution-automation_pdf.

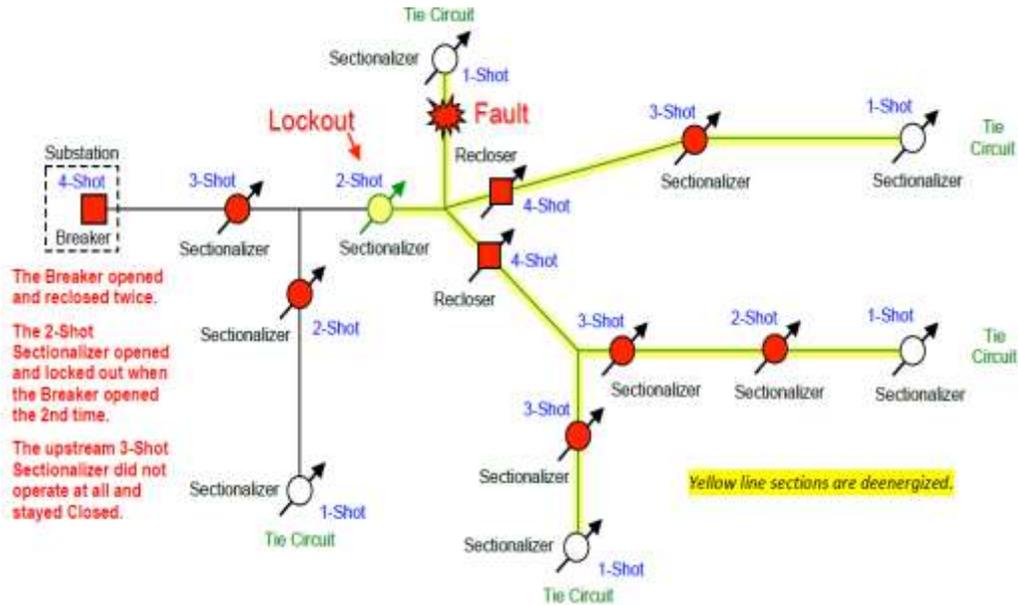
El sistema de protección en el circuito está configurado para bloquear una falla activando el dispositivo aguas arriba, propio a su bloque de carga. En la figura 21 se muestra la ubicación de una falla permanente aislada por el seccionador de dos disparos.

Los usuarios conectados a los segmentos de línea en amarillo se encuentran sin energía, mientras que para el resto permanece el suministro. El problema en esta condición es que aproximadamente un 70 % de los usuarios permanecen sin energía, cuando el bloque de carga en falla es de apenas un aproximado del 10 % del total de usuarios.

Esta condición podría mejorar significativamente, si el interruptor de potencia de la subestación, los reconectores y seccionadores fueran monitoreados y controlados por un sistema SCADA de distribución, ya sea por medio de la reconfiguración remota operada manualmente, o bien por medio de una aplicación que desarrolle la reconfiguración automática sin ayuda del operador.

En ambas opciones es indispensable la existencia de los interruptores normalmente abiertos para transferencia de carga; por tal razón, la adquisición de un sistema automático de este tipo requiere un diseño previo para la localización óptima de los interruptores normalmente abiertos.

Figura 21. **Circuito con seccionalizador de 2 disparos, bloqueado por falla aguas abajo**

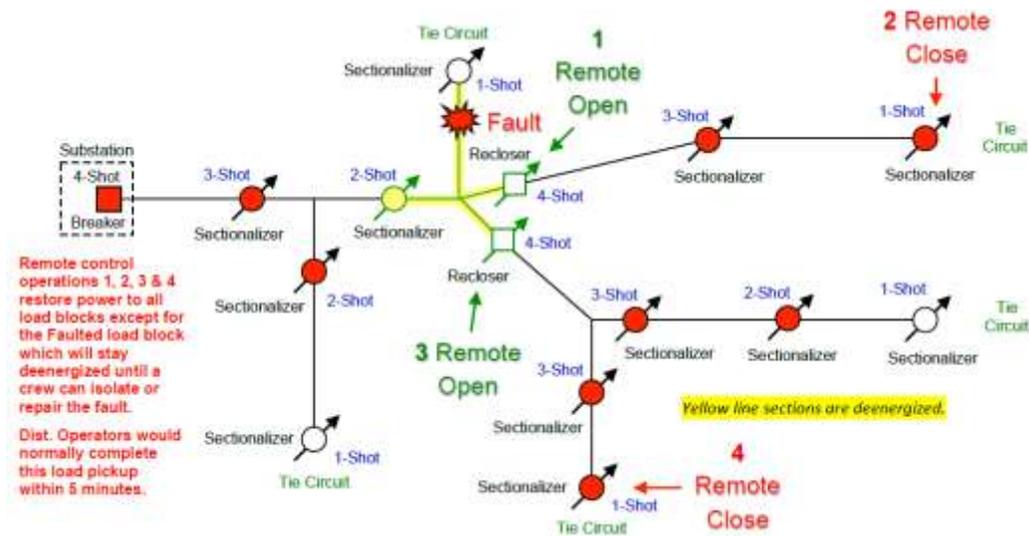


Fuente: DAY, Richard. *Smart grid and advanced distribution automation*.

https://nanopdf.com/download/smart-grid-and-advanced-distribution-automation_pdf.

Finalmente, la figura 22 muestra cómo la implementación de un sistema de reconfiguración reestablece el suministro al 90 % de los usuarios, dejando aislado al único bloque de carga afectado, en donde será enviada una cuadrilla para reparar la falla lo antes posible.

Figura 22. Restauración del circuito a través de dos seccionadores NA después del aislamiento de la falla



Fuente: DAY, Richard. *Smart grid and advanced distribution automation*.

https://nanopdf.com/download/smart-grid-and-advanced-distribution-automation_pdf.

Este ejemplo resume muy bien las características de un sistema de reconfiguración que puede ser gestionado por operadores, o bien autónomo desarrollado por una aplicación; sin embargo, hay que tomar en cuenta la observación de Richard Day⁶ en cuando a aplicaciones de autorrestauración:

La experiencia ha demostrado que los operadores de distribución pueden hacer un mejor trabajo que las aplicaciones de restauración automática, debido a la complejidad de la mayoría de los sistemas de distribución. Sin embargo, nuevos enfoques de automatización, que están limitados a pequeños grupos o equipos de dispositivos, están demostrando

⁶ DAY, Richard. *Smart grid and advanced distribution automation, a TRC white paper*. [en línea]. <https://cdn.trccompanies.com/legacy/images/Smart-Grid-and-Advanced-Distribution-Automation.pdf>. p. 7.

ser muy efectivos. Con un grupo pequeño de automatización, un operador de distribución aún supervisa el panorama general. Por tal motivo, este sistema se implementa con mayores beneficios en sectores reducidos del circuito de distribución.

El desarrollo de algoritmos de reconfiguración depende de varios factores:

- La topología de la red
- La carga y el tipo de carga
- El número de segmentos afectados
- Los enfoques de control implementados

En general hay dos enfoques principales de automatización: centralizado y descentralizado.

- Conmutación centralizada: involucra sistemas de gestión de la distribución o SCADA para coordinar operaciones de equipo automatizado a lo largo de múltiples alimentadores.
- Conmutación descentralizada: también llamada conmutación autónoma o distribuida, utiliza paquetes de control locales para operar el equipo automático en alimentadores específicos acordes a la lógica de conmutación preestablecida. Muchos proyectos usan la combinación de estos dos enfoques de automatización.

La cantidad de tiempo que toma realizar las operaciones de localización de falla, aislación de la parte afectada y restauración del servicio, depende de la secuencia de eventos, los dispositivos de campo y la extensión de latencia en los sistemas de comunicación.

Los sistemas centralizados toman más factores en cuenta cuando determinan las estrategias de conmutación y toman más tiempo para desarrollar las operaciones; sin embargo, estos sistemas incluyen más opciones de conmutación si hay problemas de carga u otras complicaciones.

Los sistemas descentralizados normalmente conmutan entre pocos alimentadores predeterminados y son capaces de realizar las operaciones más rápido.

Los diferentes dispositivos de conmutación de alimentador, sistemas y enfoques dependen de los objetivos del proyecto, equipo disponible, objetivos de modernización de la red a largo plazo y los planes de inversión. Para proyectos que apuntan a un pequeño grupo de alimentadores que son altamente vulnerables a las contingencias, puede favorecer un enfoque distribuido o autómatas de automatización; mientras que para los proyectos que apuntan a mejorar la confiabilidad de largas porciones del servicio eléctrico conviene un enfoque centralizado de automatización. Otros aspectos de la modernización del sistema de distribución, como los controladores de voltaje y la gestión de potencia reactiva, pueden afectar las decisiones de inversión en enfoques de conmutación de alimentadores.

Los paquetes de control pueden ser operados remotamente por los operadores o por los sistemas de gestión de la distribución (MDS). Dependiendo de las necesidades específicas, los paquetes de control pueden tener algoritmos más complejos que aplicarán para el cambio de las condiciones del sistema o los objetivos operacionales. Por ejemplo, con severas tormentas acercándose, los interruptores pueden ser programados para no realizar maniobras de recierre, con base en la expectativa de fallas que no podrán ser liberadas con dichos recierres.

Esta capacidad puede evitar problemas que surgen del recierre innecesario, debido a corrientes de falla en porciones del sistema, que, últimamente, podrían quedar fuera del servicio a causa del daño provocado por una tormenta.

2.4.2. Control de bancos de capacitores automáticos

Debido a la naturaleza dinámica del sistema de distribución en cuanto a cambios en los patrones de carga, incremento de flujos de potencia bidireccionales provenientes de la generación distribuida, entre otros, se crean nuevos retos para mantener óptimos los niveles de voltaje y de energía reactiva, y los armónicos en los alimentadores de distribución. En respuesta a estos retos, la instalación de bancos de capacitores automáticos proporciona control de los niveles de voltaje, gestión de los niveles de energía reactiva y absorción de las demandas pico de energía reactiva. De esta manera pueden mantener la eficiencia y mejorar el factor de potencia, reduciendo pérdidas en la línea y costos de generación.

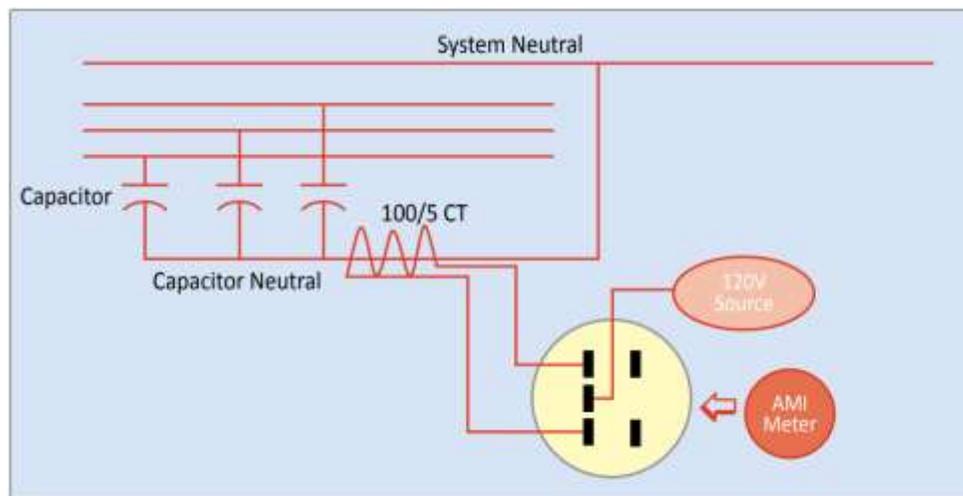
El mantenimiento y operación de los bancos de capacitores en la actualidad siguen siendo un proceso manual para muchas distribuidoras de energía. Esto es un problema ante el crecimiento de la demanda de energía, ya que se hace más complejo monitorear cada vez un número mayor de dispositivos en campo. Sin embargo, la instalación de equipos automáticos de bancos de capacitores es costosa, por lo tanto, como alternativa de solución se presenta la instalación de un medidor inteligente como un sensor para el monitoreo de bancos de capacitores ya existentes.

Es posible aprovechar las capacidades de este medidor para realizar un diagnóstico diario del estado de los bancos de capacitores, monitoreando la

energía en los cuatro cuadrantes, el rebase de los límites de voltaje RMS, el factor de potencia, el voltaje en tiempo real, entre otros.

Para este fin, es recomendable instalar un medidor trifásico de forma 3S, con un transformador de corriente en el neutral del banco de capacitores como se muestra en la figura 23. Finalmente se puede registrar este medidor en el sistema AMI, identificándolo como monitor de banco de capacitores, en donde se pueden aprovechar las alertas del medidor inteligente para diagnosticar el estado del banco de capacitores, previniendo fallas en el mismo y problemas de calidad de energía con antelación.

Figura 23. **Instalación de medidor inteligente como sensor para el monitoreo de bancos de capacitores**



(Neutral current and voltage source wiring for a 3S meter socket)

Fuente: LANDIS+GYR. *Using meters as distribution sensors for capacitor bank monitoring.*
<https://www.landisgyr.com/webfoo/wp-content/uploads/2018/10/WP-CapBankMonitoring-1-13.pdf>.

2.4.3. Control de reguladores de voltaje automáticos

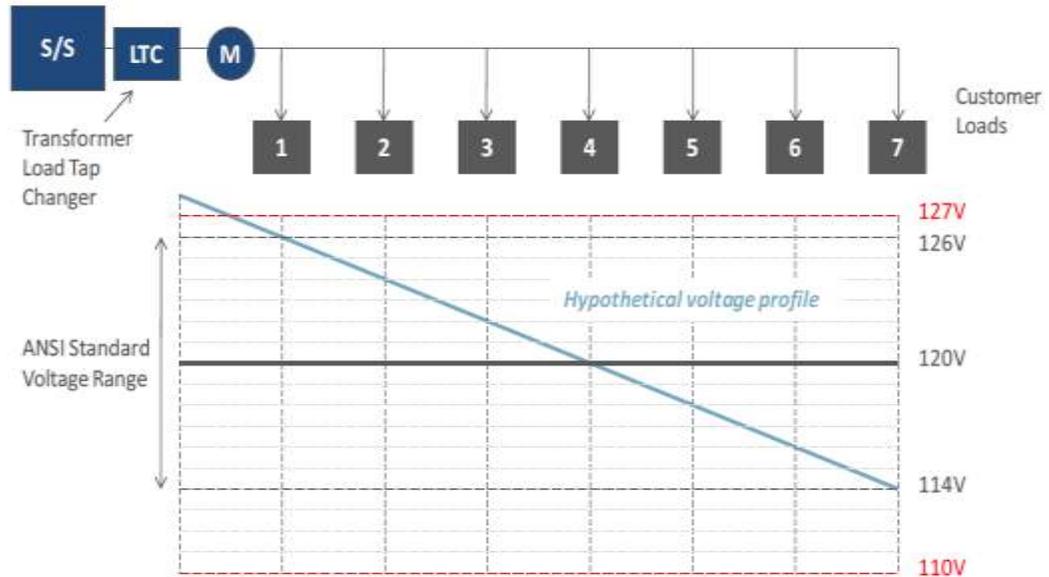
Los reguladores de voltaje son autotransformadores que hacen pequeños ajustes a los niveles de voltaje en respuesta a cambios en la carga. Estos son instalados en subestaciones de distribución y a lo largo de alimentadores de distribución para regular el voltaje aguas abajo. La adecuación de radios para el control de reguladores de voltaje mejora la eficiencia energética, reduciendo las pérdidas en la línea por bajo nivel de voltaje.

Los sensores de alimentadores y subestaciones de distribución proveen información sobre el voltaje a los operadores de red y al sistema de gestión de la distribución. Los controles automatizados activan los reguladores de voltaje y la conmutación del banco de capacitores para optimizar el rendimiento a través de la reducción del voltaje de conservación.

El nivel de voltaje en las cargas, proporcionado por los medidores inteligentes es enviado a los operadores de red y al sistema de gestión de distribución para optimizar la regulación de la red.

En la figura 24 se muestra el efecto de un transformador con cambiador de tomas de carga (LTC por sus siglas en inglés *Load Tap Changer*) para mantener el perfil de voltaje en el alimentador dentro de un rango aceptable; sin embargo, al añadir carga al alimentador es posible que el perfil de voltaje se reduzca a valores fuera del rango aceptable.

Figura 24. **Perfil de voltaje hipotético con un cambiador de tomas de carga**

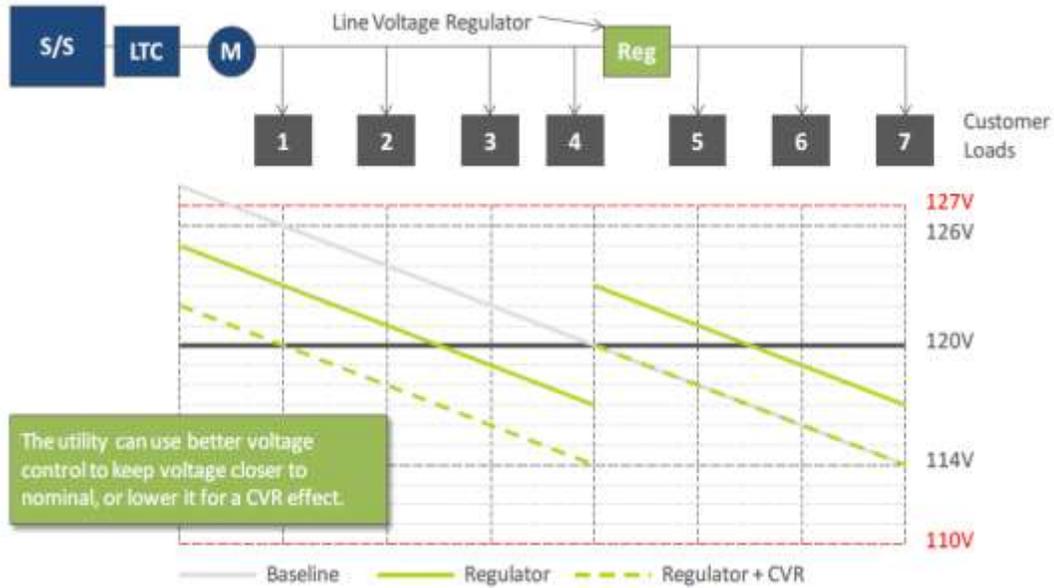


Fuente: U.S. Department of Energy. *Distribution automation*.

https://www.smartgrid.gov/document/SGIG_Results_for_Distribution_Automation_2016.html.

Para mantener el voltaje regulado en respuesta a demandas dinámicas, es posible instalar un regulador automático de voltaje ubicado a mitad del camino del alimentador, creando un punto de control para aumentar o disminuir el voltaje hacia el final del alimentador, como se muestra en la figura 25.

Figura 25. **Perfil de voltaje hipotético con un cambiador de tomas de carga y un regulador de voltaje**



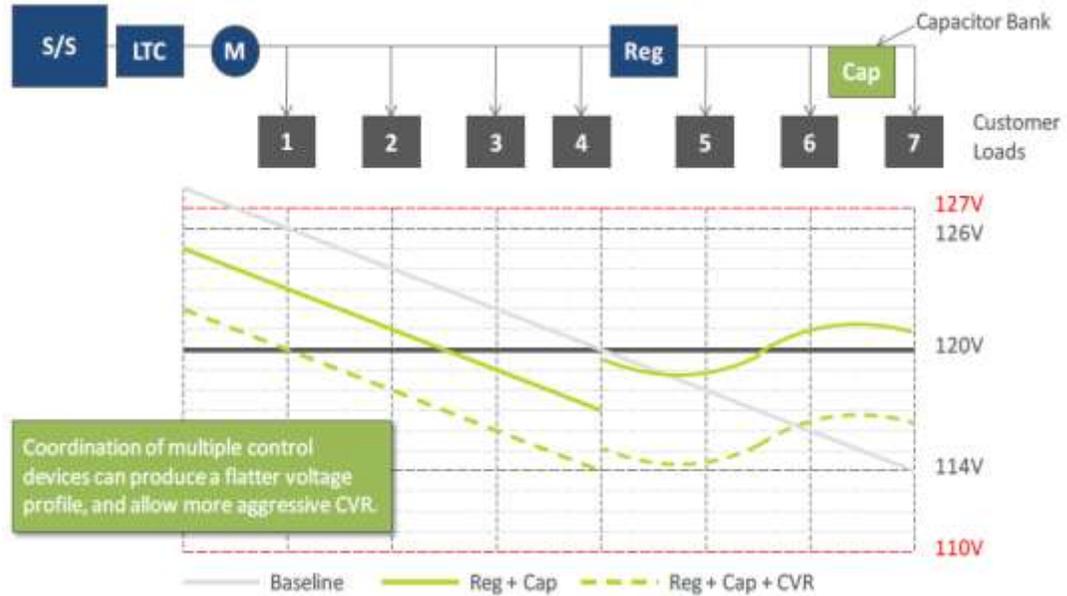
Fuente: U.S. Department of Energy. *Distribution automation*.

https://www.smartgrid.gov/document/SGIG_Results_for_Distribution_Automation_2016.html.

Cuando el efecto del regulador de voltaje no es suficiente, debido a que la desviación en el voltaje al final del alimentador es provocado por demanda de energía reactiva, es posible instalar un banco de capacitores en este punto para compensar la demanda y dar soporte al regulador en el nivel del voltaje.

El banco de capacitores regula el nivel de tensión hacia arriba y hacia abajo desde el punto de su instalación como lo muestra la figura 26.

Figura 26. Perfil de voltaje hipotético con un cambiador de tomas de carga, regulador de voltaje y banco de capacitores



Fuente: U.S. Department of Energy. *Distribution automation*.

https://www.smartgrid.gov/document/SGIG_Results_for_Distribution_Automation_2016.html.

Tabla IV. Resumen de características de controladores de voltaje

Equipo	Función	Área impactada
Cambiador de tomas de carga o LTC	Incrementar o disminuir el voltaje	Todo el alimentador
Regulador de voltaje	Incrementar o disminuir el voltaje	Hacia abajo del punto de conexión
Banco de capacitores	Compensar cargas reactivas	Todo el alimentador, con mayores efectos cerca de la carga
	Dar soporte al voltaje	Hacia arriba y hacia abajo del punto de conexión, con mayores efectos cerca de la carga

Fuente: U.S. Department of Energy. *Distribution automation*.

https://www.smartgrid.gov/document/SGIG_Results_for_Distribution_Automation_2016.html.

La tabla IV provee un resumen del equipamiento utilizado para la regulación de voltaje y el control de la potencia reactiva.

2.4.4. Sensor de línea

El sensor de línea es un dispositivo inteligente capaz de medir la corriente y la temperatura en la línea. Este sensor trabaja con otros dispositivos en la red inteligente de distribución para monitorear y reportar localizaciones de falla, además de reportar información sobre la carga para predecir y prevenir interrupciones y ayudar a balancear las cargas del circuito. La habilidad de este sensor para monitorear y detectar cambios en la dirección del flujo de potencia ayuda a mejorar la seguridad y el control ante la integración de recursos energéticos distribuidos al sistema.

Este dispositivo está diseñado para trabajar dentro de la infraestructura de medición avanzada y así poder reportar alertas al operador del sistema. Posee la opción de comunicación por radiofrecuencia o por red celular, además de GPS y un reloj de precisión.

Figura 27. **Sensor de línea**



Fuente: Landis+Gyr. *S610 line sensor*. https://www.landisgyr.com/webfoo/wp-content/uploads/2014/05/PS_S610RFLineSensor-11-21.pdf.

El sensor de línea trabaja con la energía proveniente de la inducción magnética de la línea. Es un dispositivo de mucha utilidad durante las operaciones FLISR (localización de falla, aislamiento y restauración del servicio, por sus siglas en inglés) ya que además de monitorear el flujo de potencia en la línea es capaz de medir corrientes de falla y comunicar estas condiciones a otros dispositivos de la red, así como a los operadores del sistema.

Con ayuda de este dispositivo es posible delimitar con mayor exactitud el sector de la falla, mejorando los tiempos de reparación de la línea y de interrupción, así como la frecuencia de interrupción, y generando ahorros de tiempo y combustible de los vehículos de las cuadrillas de campo.

La localización se logra mediante el trabajo junto con los sensores de línea; conociendo la ubicación precisa de estos, la magnitud y la dirección de la corriente en cada punto donde estén instalados, es posible delimitar el área de búsqueda de la falla, como se muestra en la figura 28, mejorando la precisión en la ubicación para el aislamiento del sector apropiado y por ende el tiempo de respuesta del equipo de reparación.

Una falla entre dos sensores provocará que la corriente de falla converja entre estos.

Figura 28. **Localización de falla por medio de la comunicación de sensores de línea**



Fuente: SIEMENS. *Fault Reporting*. <https://new.siemens.com/global/en/products/energy/energy-automation-and-smart-grid/grid-applications/fault-localization.html>.

2.5. Antecedentes

En el 2019 la empresa distribuidora de energía EEGSA en Guatemala inició la implementación de un sistema de medición avanzada con el requerimiento de la tarifa horaria, el cual consistió en el despliegue de toda una red de comunicaciones por radiofrecuencia, con la inclusión de colectores y ruteadores; así también del despliegue de más de 10 000 medidores inteligentes en el área de concesión de EEGSA. Esta red constituye una base para la implementación de la automatización de la distribución, adaptando los elementos de distribución de energía a la adquisición de datos de esta red.

En el presente año 2020, se están llevando a cabo pruebas de concepto de automatización de la distribución por parte de EEGSA; estas pruebas constan de la instalación del software necesario y los equipos de distribución compatibles

con esta red como reconectores, sensores de línea y otros, con el objetivo de enlazarlos a la red AMI y verificar que cumplan con los requerimientos preestablecidos por la empresa propietaria del servicio. Estas pruebas se realizan con el propósito de implementar todo un sistema DA en un futuro no lejano, para beneficio mutuo con todos los usuarios de energía en Guatemala.

Con el objetivo de clarificar los beneficios que puede traer la implementación completa de un modelo de automatización de la distribución se muestra la tabla V, la cual muestra la cantidad de minutos de interrupción de suministro de energía por cliente evitados (un índice definido en el estándar IEEE 1366-2012), en el período de prueba especificado, por las empresas distribuidoras pertenecientes al U. S. *Department of Energy*.

Tabla V. **CMI evitados por operaciones de automatización de la distribución en distribuidoras de energía de EEUU**

No.	Distribuidora	Minutos de interrupción por cliente o CMI (según IEEE 1366-2012) evitados	Período de recolección de datos
1	Indianápolis <i>Power & Light</i> (IPL)	1,541,049	10/2013 – 09/2014
2	<i>Eversource</i> (formerly NSTAR)	18,831,841	10/2012 – 03/2015
3	Pepco—Washington, DC	1,813,656	04/2013 – 03/2015
4	Pepco—MD	4,914,654	04/2013 – 03/2015
5	<i>Southern Company</i>	17,194,770	04/2013 – 09/2014
6	<i>Duke Energy Business Services</i>	8,971,792	04/2013 – 03/2015
7	<i>CenterPoint Energy</i>	14,488,820	04/2013 – 09/2014

Continuación de la tabla V.

8	<i>Electric Power Board (EPB)</i>	42,848,905	10/2013 – 03/2014
9	<i>Avista Utilities</i>	35,609	08/2013
10	<i>Atlantic City Electric</i>	50,011	10/2013 – 03/2014
11	<i>Duke Energy (formerly Progress Energy)</i>	28,688,810	01/2012 – 08/2013
12	Sacramento municipal Utility District (SMUD)	705,510	04/2013 – 09/2014
13	City of Leesburg	125,694	09/2014
14	<i>PPL Electric Utilities Corporation</i>	2,400,000	10/2012 – 09/2013
15	<i>Burbank Water and Power (BWP)</i>	4,411,791	07/2010 – 08/2014
	Total	147,962,153	

Fuente: U.S. Department of Energy. *Distribution automation.*

https://www.smartgrid.gov/document/SGIG_Results_for_Distribution_Automation_2016.html.

3. MÉTODO GENERALIZADO PARA EL ÓPTIMO EMPLAZAMIENTO DE RECONECTADORES NORMALMENTE ABIERTOS PARA TRANSFERENCIA DE CARGA EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN LOCAL

3.1. Características del sistema

La aplicación de este método de optimización puede concentrarse a circuitos de distribución locales, mejorando la calidad del servicio técnico de los sectores con mayor incidencia de falla. Por lo tanto, el sistema debe ser un circuito de distribución con baja calidad de servicio, pudiendo trabajarse la optimización por alimentadores de distribución.

En este ejemplo se trabaja con el circuito de distribución mostrado en la figura 29, el cual corresponde con un nivel de tensión primario de 13,2 kV, topología radial y cargas de carácter importante, como hospitales e industrias. Se muestra la subestación 1, cuyo alimentador 1 es la fuente de energía para todo el sistema. En rojo se muestra el número de usuarios conectados a cada nodo y en negro se muestra el número de tramo j .

La información necesaria para el desarrollo de esta metodología se muestra en la tabla VI, que corresponde al número de usuarios del sistema, la potencia instalada en cada área, el estadístico de fallas por semestre y el tiempo medio de restauración del servicio de cada área, en horas y en minutos y finalmente, el cálculo del nivel de energía no servida.

El nivel de energía no servida es una métrica que ayuda a contabilizar la energía que dejó de servirse durante el semestre por área operativa, y, por ende, ayuda también a contabilizar las pérdidas económicas durante las fallas en el semestre y en el año. El número de usuarios es útil para realizar el cálculo de los índices de calidad de servicio técnico según el estándar IEEE 1366-2012, y la potencia instalada es útil para el cálculo de los índices según las NTSD.

Tabla VI. **Datos de carga y estadísticos de falla del circuito propuesto**

Área	Usuarios	P_z (kW)	λ_z (f/sem)	T_z (h)	T_z (min)	NENS (kWh/sem)
1	60	660	0,60	1,10	66	435,60
2	80	1 600	3,10	2,70	162	13 392,00
3	154	3 080	0,50	1,00	60	1 540,00
4	91	1 001	0,90	1,30	78	1 171,17
5	206	6 180	1,00	1,10	66	6 798,00
6	168	840	0,80	1,70	102	1 142,40
	759	13 361				

Fuente: elaboración propia.

Las variables a tomar en consideración para el cálculo de los índices de calidad de servicio son:

- La topología de la red (análisis de las áreas que quedan sin servicio durante una contingencia).
- El total de usuarios sin servicio durante una contingencia.
- La demanda que se deja de servir.
- La tasa de falla de cada área del circuito.
- El tiempo medio para restauración de la falla.

Tomando en cuenta todas las variables del circuito, se realizó el cálculo de los índices mostrados en la tabla VII, de los cuales, el índice FMIK se encuentra fuera de norma tanto para áreas urbanas como para áreas rurales, y el índice TTIK se encuentra fuera de norma para áreas urbanas y aceptable para áreas rurales; sin embargo, el circuito propuesto corresponde a un área urbana, por lo que ambos índices están fuera de norma, lo que implica sanciones por parte del ente regulador, pérdidas económicas a causa de la energía que deja de servirse, pérdidas económicas para los usuarios, descontento de los usuarios, entre otras consecuencias.

Tabla VII. **Índices de calidad de servicio técnico del circuito propuesto, según las NTSD**

Índice	Valor	Descripción
FMIK	3,898	Cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio
TTIK	8,113	Tiempo total, en horas, en que cada kVA promedio estuvo fuera de servicio

Fuente: elaboración propia.

Con el objetivo de tener una visión amplia del efecto de esta optimización sobre el circuito de distribución, se ha realizado el cálculo de los índices según lo indica el estándar internacional IEEE 1366-2012; el resultado es mostrado por la tabla VIII.

Tabla VIII. **Índices de calidad de servicio técnico del circuito propuesto, según el estándar IEEE 1366-2012**

Índice	Valor	Descripción
SAIFI	7.402	Promedio de cortes de energía por año
SAIDI	945.7	Minutos promedio por año
CAIDI	96.98	Minutos promedio por corte de energía

Fuente: elaboración propia.

3.1.1. Topología de la red

En el análisis propuesto es importante hacer notar que el hecho de trabajar con circuitos radiales reduce la complejidad del problema al tener una sola fuente de energía. Los circuitos radiales son más vulnerables a contingencias que alteran a una mayor cantidad de usuarios; es por ello que esta metodología tiene mejores resultados en este tipo de circuitos, en comparación con otras topologías que tienen naturalmente más de una fuente de donde proviene la energía. Por ello esta metodología se diseña para redes de configuración radial.

3.1.2. Delimitación del circuito por áreas operativas

El análisis de contingencias para el circuito propuesto es complejo debido a la cantidad de variables involucradas, ya que cada tramo j presenta su propia

tasa de falla; adicional a esto, el nivel de energía no servida se cuantifica por tramo. Por ello, para simplificar el análisis se delimita al circuito por áreas operativas, es decir, se secciona al circuito por bloques que pueden o no tener suministro de energía; estos están delimitados por uno o más reconectores normalmente cerrados y pueden aislarse del conjunto total. En este caso el circuito propuesto se puede dividir en 6 áreas operativas denominadas con el índice z . La localización de estas áreas se muestra en el circuito de la figura 30.

3.1.3. Número total de reconectores

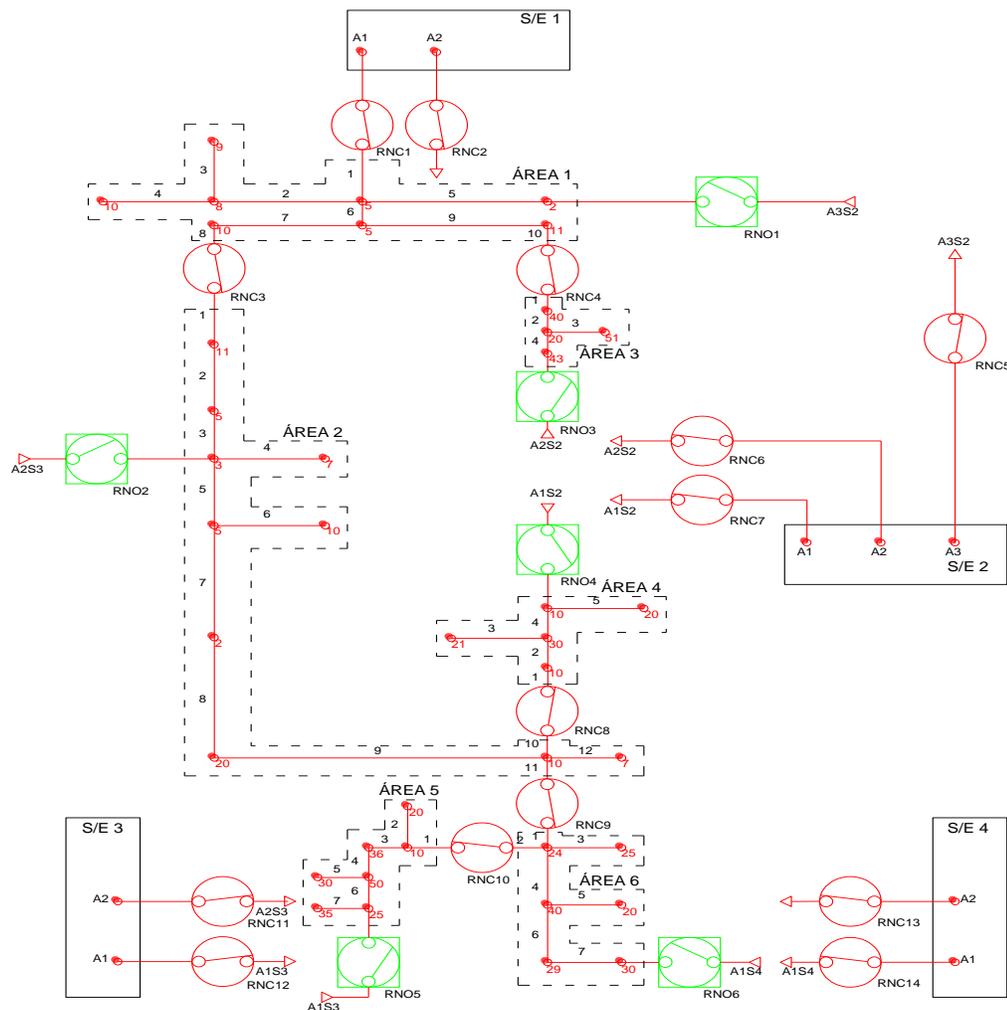
Para iniciar el proceso de optimización, se asigna a cada área operativa un reconector normalmente abierto para transferencia de carga, como se muestra en la figura 30. Generalizando, se asigna un total de reconectores normalmente abiertos igual al número de áreas operativas del circuito.

Este proceso se aplica a un circuito cuyo diseño de protecciones para sistemas de distribución ya se ha realizado, es decir que tanto la ubicación, como el número total de reconectores normalmente cerrados, son determinados por este estudio de protecciones. Por lo tanto, esta metodología trabaja sobre un circuito previamente diseñado, cuya tasa de falla provoca índices de calidad de servicio bajos.

En el circuito de la figura 30 se especifica la subestación y el alimentador correspondiente del cual proviene la energía que despachará el reconector normalmente abierto RNO_n . Estos alimentadores de subestaciones alternas poseen sus propias cargas, sin embargo, se toma en cuenta el excedente de energía que este pudiera entregar como la energía transferible para realimentar sectores indirectamente afectados por una falla en el alimentador principal. Esta es una solución sobrevalorada, debido a que no toma en cuenta costos de

inversión en la compra e instalación de cada reconectador, mejora el nivel de energía no servida, pero no considera la capacidad de reducir costos al encontrar la combinación de reconectores que minimice tanto el nivel de energía no servida como el costo de inversión. Es por esta razón que se requiere de una técnica de solución que minimice dos funciones objetivo simultáneamente.

Figura 30. **Diagrama unifilar del circuito de distribución propuesto, sin optimización multiobjetivo**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

3.2. Funciones objetivo

Las funciones objetivo son la minimización del nivel de energía no servida y los costos de inversión en la compra e instalación de reconectores normalmente abiertos para transferencia de carga. Esto garantiza una solución óptima escatimando costos de inversión y garantizando una mejor calidad de servicio de distribución.

3.2.1. Nivel de energía no servida (NENS)

La adición de un reconector normalmente abierto para transferencia de carga en un área operativa, anula el factor de nivel de energía no servida de esa área; es por ello que si se instalaran todos los reconectores normalmente abiertos que se muestran en la figura 30, el sistema tendría $NENS = 0$; esto explica el factor $(1 - X_{RNO_n})$, el cual anula o mantiene el nivel de energía no servida del área operativa z . La expresión generalizada para esta función objetivo es la siguiente:

$$NENS = \sum_{z=1}^Z P_z * \lambda_z * T_z * (1 - X_{RNO_n}) \quad (8)$$

Donde:

$NENS$ Nivel de energía no servida

P_z Demanda de potencia del área z

λ_z Tasa de falla en el área z

T_z	Tiempo promedio para restauración del suministro de energía luego de ocurrida una falla en el área z
X_{RNO_n}	Variable binaria de decisión de instalación de reconector normalmente abierto RNO_n

Se considera que la capacidad de transferencia de cada reconector normalmente abierto admite restaurar el servicio solo para el área en donde se encuentra instalado, sin embargo, en este caso se considera que el reconector $RNO5$ posee capacidad de transferencia de carga suficiente para restaurar al área operativa 6 en conjunto con su propia área; esto se aplica a la función objetivo en el último término de la siguiente expresión:

$$\begin{aligned}
 NENS = & 0,44 * (1 - X_{RNO1}) - 13,39 * (1 - X_{RNO2}) - \\
 & 1,54 * (1 - X_{RNO3}) - 1,17 * (1 - X_{RNO4}) - 6,80 * (1 - X_{RNO5}) - \\
 & 1,14 * (1 - X_{RNO5}) * (1 - X_{RNO6})
 \end{aligned} \quad (9)$$

Los valores de la ecuación anterior fueron calculados con los datos de la tabla VI. Aquí el nivel de energía no servida se muestra en MWh.

3.2.2. Costo de inversión en re conectadores

Para la inversión por reconector se utilizó como base el costo de un reconector comercial, y adicional, se tomó en cuenta que la instalación de algunos de estos requerirá adición de tramos de línea al circuito, costos de instalación, mano de obra, entre otros. Es por ello que los costos entre un reconector y otro varían según lo muestra la tabla IX.

Para calcular el costo total se multiplica el costo de cada uno por la variable binaria de decisión asociada al mismo, como se muestra en la siguiente expresión:

$$C_T = \sum_{n=1}^N C_{RNO_n} * X_{RNO_n} \quad (10)$$

Donde:

C_T Costo total de inversión en la adquisición e instalación de los N reconectores propuestos.

C_{RNO_n} Costo asociado a la adquisición e instalación del reconector RNO_n .

X_{RNO_n} Variable binaria de decisión de instalación de reconector normalmente abierto RNO_n .

En este caso particular se utiliza la información contenida en la tabla IX para calcular el costo total de inversión en reconectores, en función de sus variables de decisión de instalación:

$$C_T = 104\ 015,66 * X_{RNO1} + 140\ 015,66 * X_{RNO2} + \\ 113\ 015,66 * X_{RNO3} + 95\ 015,66 * X_{RNO4} + \\ 150\ 015,66 * X_{RNO5} + 167\ 015,66 * X_{RNO6} \quad (11)$$

Tabla IX. **Costo por reconectador**

Restaurador	Costo
RNO1	Q 104 015,66
RNO2	Q 140 015,66
RNO3	Q 113 015,66
RNO4	Q 95 015,66
RNO5	Q 150 015,66
RNO6	Q 167,015,66

Fuente: elaboración propia.

3.3. **Algoritmo evolutivo para optimización multiobjetivo: algoritmo genético de clasificación no dominado II**

Para este problema es preciso determinar un vector de solución binario de 6 posiciones, el cual indica qué reconectores deberán instalarse; este vector generalizado para N reconectores es como se muestra en la tabla X; las posiciones pueden ser solo 0 o 1, e indicar qué no se propone o qué sí se propone la instalación de dicho reconector, respectivamente.

Tabla X. **Vector binario de solución**

<i>RNO1</i>	<i>RNO2</i>	<i>RNO3</i>	<i>RNO4</i>	<i>RNO5</i>	...	<i>RNON</i>
0/1	0/1	0/1	0/1	0/1	...	0/1

Fuente: elaboración propia.

En la práctica no existe una solución dominante, una solución que minimice ambas funciones y sea mejor que todas las demás. Deberá de utilizarse esta técnica para obtener un conjunto de soluciones no dominadas, es decir que presenten cierta ventaja o desventaja respecto de otras; por ello, el criterio de elección de la mejor solución corresponde a los requerimientos de la empresa distribuidora de energía.

Tabla XI. **Parámetros del algoritmo evolutivo NSGA II en matlab**

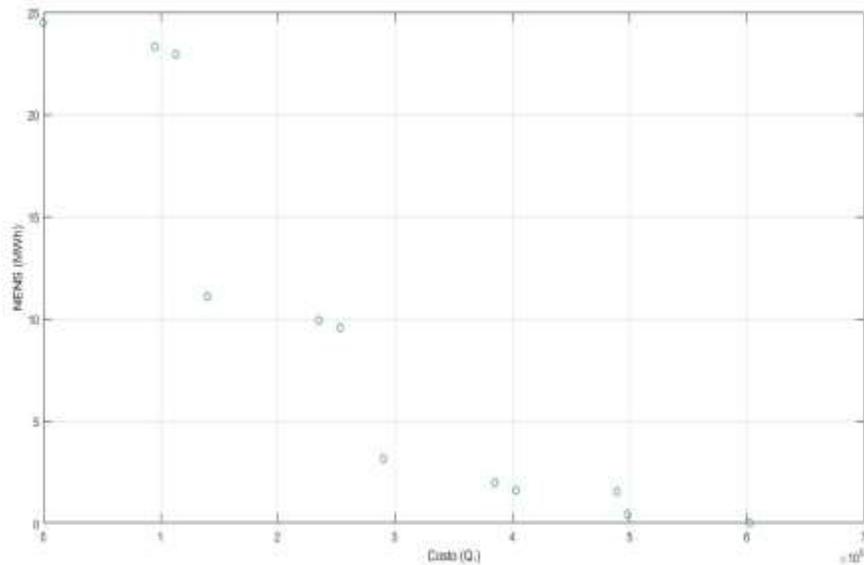
Parámetro	Configuración
Tipo de población	Binario
Tamaño de la población	200
Número de variables (proporción del número de áreas operativas)	6
Soluciones posibles (resultado de matlab)	64

Fuente: elaboración propia.

3.4. Frente de Pareto

El frente de Pareto es un objeto visual que muestra en un plano de dos ejes, correspondientes a las dos funciones objetivo, (en este caso el nivel de energía no servido y los costos de inversión) las soluciones con los mejores índices, comparando de manera visual la optimización de ambas por las mejores soluciones.

Figura 31. Frente de Pareto resultante del algoritmo evolutivo NSGA II



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

Una vez determinado el frente de Pareto, la empresa distribuidora de energía debe seleccionar una de las propuestas de solución disponible en cuanto a los propios requerimientos del sistema. En este caso se selecciona la propuesta de solución G, resaltada en gris en la tabla XII, esto debido a que presenta las siguientes características:

- El monto de inversión está dentro de los límites establecidos para el proyecto.
- El nivel de energía no servida es aceptable.
- El porcentaje de mejora crece casi el doble respecto de la propuesta anterior (propuesta F) y no crece considerablemente aumentando la inversión (propuestas H-L).
- La solución presenta índices de calidad de servicio técnico dentro del margen aceptable.

Una vez que se ha corroborado que la propuesta electa es una buena solución, se procede a calcular los índices de calidad de servicio técnico para verificar que se encuentren dentro de un margen aceptable.

Tabla XII. **Soluciones binarias en el frente de Pareto, considerando la capacidad de RNO5 para transferir energía al área 5 y 6, simultáneamente**

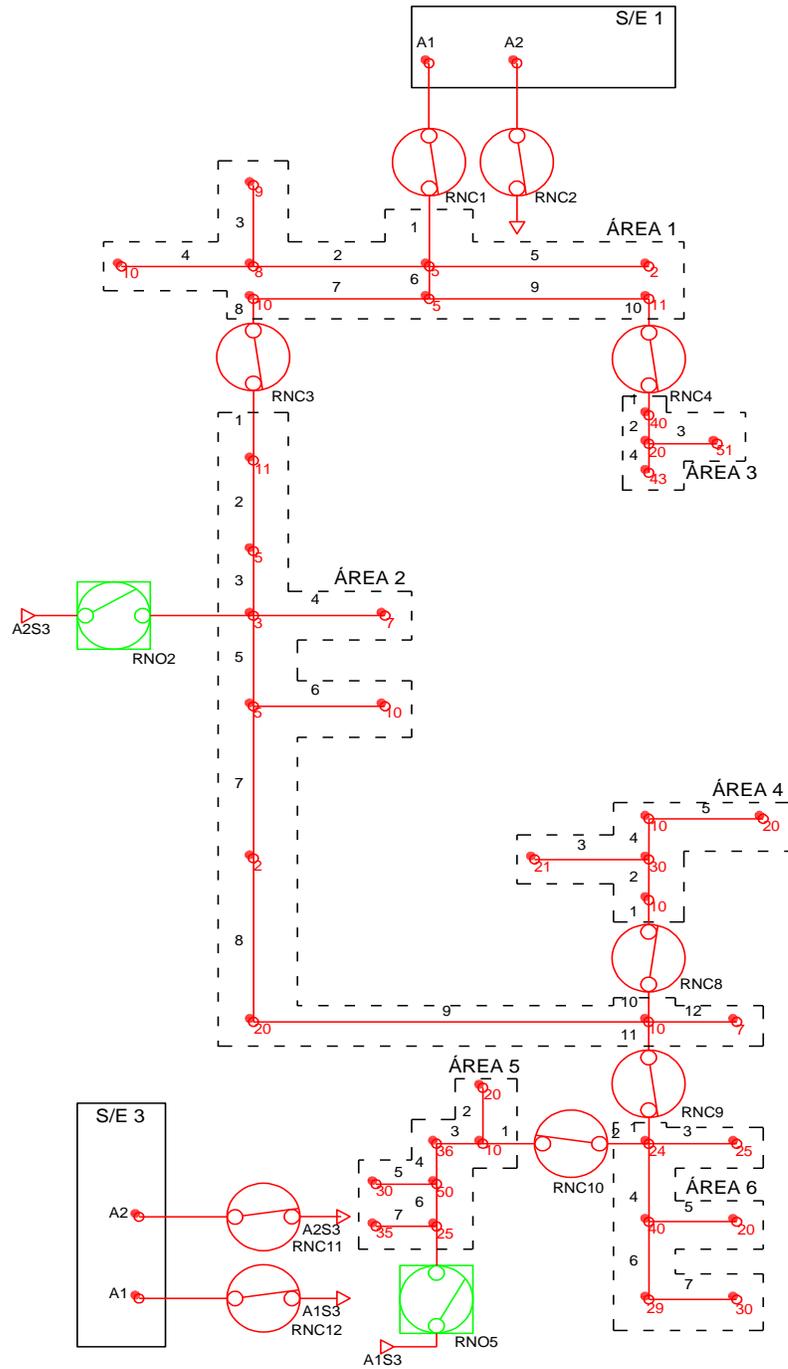
Propuesta	RNO						NENS (MWh)	Costo	Mejora en %
	1	2	3	4	5	6			
A	0	0	0	0	0	0	24,5	Q -	0,0
B	0	0	0	1	0	0	23,3	Q 95 016	2,2
C	0	0	1	0	0	0	22,9	Q 113 016	2,9
D	0	1	0	0	0	0	11,1	Q 140 016	25,2
E	0	1	0	1	0	0	9,9	Q 235 031	27,4
F	0	1	1	0	0	0	9,5	Q 253 031	28,1
G	0	1	0	0	1	0	3,1	Q 290 031	40,2
H	0	1	0	1	1	0	2,0	Q 385 047	42,4
I	0	1	1	0	1	0	1,6	Q 403 047	43,1
J	1	1	0	1	1	0	1,5	Q 489 063	43,2
K	0	1	1	1	1	0	0,4	Q 498 063	45,3
L	1	1	1	1	1	0	0,0	Q 602 078	46,1

Fuente: elaboración propia.

3.5. **Emplazamiento óptimo de reconectores en el sistema de distribución local a través de NSGA II**

Ya que se ha determinado la solución se procede a reconfigurar el circuito original como lo muestra la figura 32. Este es el circuito optimizado al elegir la propuesta G de la tabla XII.

Figura 32. Diagrama del circuito de distribución optimizado por NSGA II



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

Ahora se realizan los cálculos para determinar los índices de calidad de servicio técnico con esta nueva configuración. Para efectuar estos cálculos (al igual que para los índices del circuito original) se aplicaron las ecuaciones 1-6 utilizando las mismas estadísticas de falla y datos de carga indicados en la tabla VI, solo que esta vez sobre la lógica de interrupciones del circuito optimizado por NSGA II de la figura 32.

La técnica utilizada para simplificar los cálculos es determinar las frecuencias y tiempos de interrupción por área y luego sumarlos para encontrar cada uno de los índices del circuito general, como se muestra en la tabla XIII (a excepción del índice CAIDI, ya que este requiere sumar el tiempo de interrupción por área y luego dividir todo dentro del número total de usuarios interrumpidos en el semestre).

Los resultados se muestran en las tablas XIV y XV. Al realizar una comparación con la tabla I se observa que el proceso de optimización es exitoso, ya que ambos índices se encuentran ahora dentro de la norma según la tabla XIV.

Tabla XIII. **Cálculo por área de los índices de calidad de servicio técnico de distribución para el circuito optimizado**

Índice	Sumatoria	Descripción	Área 1	Área 2	Área 3	Área 4	Área 5	Área 6
FMIK	1,511907791	Cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio	0,2129032	0,60348	0,115261	0,067428	0,46254	0,050296
TTIK	2,660803832	Tiempo total, en horas, en que cada kVA promedio estuvo fuera de servicio	0,2341935	1,629397	0,115261	0,087656	0,508794	0,085503
SAIFI	3,194729908	Promedio de cortes de energía por año	0,4822134	1,396838	0,202899	0,21581	0,542819	0,35415
SAIDI	359,0703557	Minutos promedio por año	31,826087	226,2877	12,17391	16,8332	35,82609	36.12332

Fuente: elaboración propia.

Tabla XIV. **Índices de calidad de servicio técnico del circuito optimizado, según las NTSD**

índice	Valor	Descripción
FMIK	1.512	Cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio
TTIK	2.661	Tiempo total, en horas, en que cada kVA promedio estuvo fuera de servicio

Fuente: elaboración propia.

Tabla XV. **Índices de calidad de servicio técnico del circuito optimizado, según el estándar IEEE 1366-2012**

Índice	Valor	Descripción
SAIFI	3,195	Promedio de cortes de energía por año
SAIDI	359,1	Minutos promedio por año
CAIDI	86,67	Minutos promedio por corte de energía

Fuente: elaboración propia.

Si se comparan los índices del circuito original con los del circuito optimizado es claro que la mejora será significativa y provechosa para ambas partes: usuario y distribuidor. Esta comparación se muestra en la tabla XVI, cuyas mejoras en su mayoría sobrepasan el 50 % con solo la instalación de dos equipos; esto gracias a la optimización multiobjetivo.

Estas mejoras no toman en cuenta otros factores como la reducción del tiempo de reparación de fallas, debido a la pronta y certera localización de las mismas por los indicadores de falla del circuito, reducción del tiempo de respuesta del sistema, ahorro en consumo de combustible de las cuadrillas de reparación, ahorro de los usuarios en energía que no dejará de servirse, entre otros. Es por eso que, aunque el índice CAIDI muestre una mejora de solo el 10 %, la misma realmente es mayor, debido a que el tiempo promedio para restauración es reducido al conocer prontamente la ubicación exacta de la falla dada por el sistema de automatización de la distribución.

Esto conlleva a la idea de integración de sistemas de automatización para un mayor provecho de la red inteligente.

Tabla XVI. **Comparativo de índices de calidad de servicio técnico**

Índice	Original	Optimizado	Mejora
FMIK	3,90	1,51	61,2 %
TTIK	8,11	2,66	67,2 %
SAIFI	7,40	3,19	56,8 %
SAIDI	945,66	359,07	62,0 %
CAIDI	96,98	86,67	10,6 %

Fuente: elaboración propia.

4. ALGORITMOS DE RECONFIGURACIÓN AUTOMÁTICA DE RECONECTADORES

4.1. Aplicación de autoseccionalización y restauración

Esta es la aplicación que contiene la lógica de operación o los algoritmos programados en función de las variables de entrada. Esta aplicación es el cerebro de las operaciones, encargada de monitorear los alimentadores de distribución en busca de interrupciones para realizar decisiones de conmutación automáticas y restaurar rápidamente el suministro de energía. Una vez una interrupción es detectada, la lógica en ASR (por sus siglas en inglés *Autosectionalizing & Restoration*) determina la ubicación de la falla y abre los reconectores asociados al área para aislarla. Una vez la falla ha sido aislada, ASR determina una configuración de respaldo y ejecuta la conmutación automática para restaurar a los clientes de sectores de línea indirectamente afectados por la falla.

La lógica de operación de esta aplicación incluye varias verificaciones de seguridad, tal como evaluación de la capacidad de la línea o la capacidad transferible de los alimentadores vecinos. Todo ocurre automáticamente, es decir, sin intervención de un operador, con el objetivo de restaurar el suministro en el menor tiempo posible.

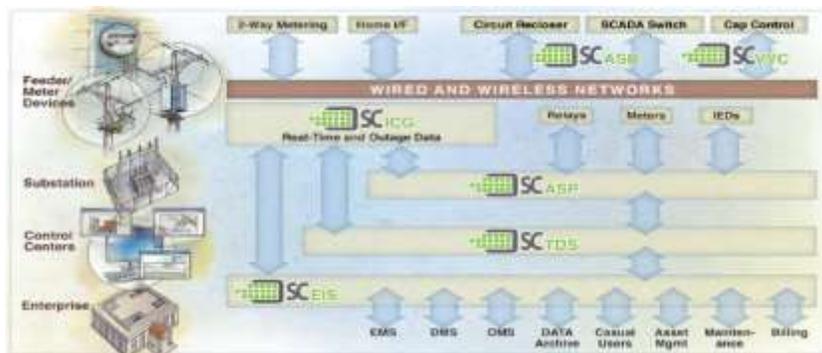
Es importante mencionar que no existe solo una forma de integrar los sistemas, en este caso particular, se toma el ejemplo de una empresa distribuidora que, adicional a la aplicación de SCADA convencional, y el sistema AMI, utiliza una aplicación que se compone de módulos; cada una cumple una función específica, entre estas, la ASR. ASR es capaz de recibir información

sobre interrupciones de varias fuentes, ya sea equipos de distribución, de sistemas de medición inteligente, de llamadas de usuarios, entre otras.

Estas entradas de información son evaluadas en la lógica interna de ASR y en respuesta se ejecutan operaciones, que bien pueden viajar directamente a los equipos de distribución por la red de radiofrecuencia AMI o ser direccionadas a SCADA para el seccionamiento automático; en otras palabras, existe diversidad en la forma de diseñar la arquitectura de estas aplicaciones; para ello es importante evaluar los recursos de la empresa y otros factores como el económico.

La figura 33 muestra las vías de transmisión de datos entre los diversos módulos para la automatización de la distribución; se puede observar que la lógica del módulo ASR opera directamente sobre los reconectores del sistema, enviando instrucciones por un protocolo u otro; esto en reacción todas las variables de entrada, ya sea provenientes de otro módulo o de fuentes alternas.

Figura 33. **Arquitectura de aplicaciones para la automatización de la distribución de una empresa distribuidora en particular**



Fuente: Landis+gyr. *SACADA Center*. <https://www.landisgyr.com/webfoo/wp-content/uploads/2012/12/ScadaCenterSheet.pdf>. Consulta: 10 de marzo de 2020

4.2. Paquetes de control

Los paquetes de control son un conjunto de instrucciones encapsuladas que pueden ser enviadas, decodificadas y ejecutadas por los distintos elementos del sistema; estos son utilizados cuando la modalidad de la automatización es descentralizada o autónoma. Durante una contingencia estos paquetes ejecutan comandos de control en interruptores específicos de acuerdo con la lógica de conmutación preestablecida; esto da como resultado una operación rápida y oportuna ante eventos impredecibles sobre la red de distribución, a diferencia de una modalidad centralizada; sin embargo, la automatización centralizada y operada desde un centro de control posee mayor flexibilidad y confiabilidad; por tal razón, la opción recomendable es utilizar una combinación de modalidades, tanto centralizada como descentralizada.

De acuerdo con las necesidades específicas de cada empresa distribuidora, los paquetes de control pueden tener algoritmos más complejos, los cuales son capaces de cambiar las condiciones del sistema en las distintas áreas de aplicación: control de capacitores y de reguladores de voltaje, sistemas de autorrestauración, entre otros.

4.3. Restricciones del sistema

Los algoritmos de reconfiguración de interruptores modifican los parámetros eléctricos y topológicos del sistema, por lo que antes de diseñar un sistema de reconfiguración de la red se debe evaluar que ninguna de las operaciones sobrepase alguna de las restricciones naturales del sistema; a continuación, se presentan las más importantes:

$$|I_{j,z}| \leq I_{j,z}^{m\acute{a}x} \quad (12)$$

$$V_{k,s}^{min} \leq V_{k,z} \leq V_{k,s}^{m\acute{a}x} \quad (13)$$

$$BAL(P_{k,z}, Q_{k,z}, V_{k,z}, \theta_{k,z}) = 0 \quad (14)$$

$$RAD(X_n, k, z) = 0 \quad (15)$$

$$S_{transf_{RNO_n}} \geq \sum_{z=1}^z S_z \quad (16)$$

$$\sum_{n=1}^N X_{RNO_n} \leq N_{disp} \quad (17)$$

$$\sum_{n=1}^N C_{RNO_n} * X_{RNO_n} \leq R_{disp} \quad (18)$$

Donde:

$I_{j,z}$ Corriente que circula por el tramo j del \u00e1rea z .

$I_{j,z}^{m\acute{a}x}$ Corriente m\u00e1xima que soporta el tramo j del \u00e1rea z .

$V_{k,s}^{min}$ Voltaje m\u00ednimo aceptable para los nodos del sistema.

$V_{k,z}$ Voltaje en el nodo k del \u00e1rea z .

$V_{k,s}^{m\acute{a}x}$ Voltaje m\u00e1ximo aceptable para los nodos del sistema.

BAL	Función que establece el balance de potencia para cada nodo del sistema.
$P_{k,z}$	Demanda de potencia activa en el nodo k del área z .
$Q_{k,z}$	Demanda de potencia reactiva en el nodo k del área z .
$\theta_{k,z}$	Ángulo del voltaje en el nodo k del área z .
RAD	Función que establece la condición de topología radial para el circuito del sistema.
X_{RNO_n}	Variable binaria de decisión de instalación de reconector normalmente abierto RNO_n .
k	Nodo del sistema.
z	Área operativa del sistema.
$S_{transf_{RNO_n}}$	Capacidad de transferencia de carga del reconector RNO_n .
S_z	Demanda de potencia del área z .
Z	Cantidad de áreas operativas del sistema.
N	Número total de re conectadores en el sistema.
X_{RNO_n}	Variable binaria de decisión de instalación del reconector normalmente abierto RNO_n .

N_{disp}	Cantidad de reconectores disponibles para el proyecto.
C_{RNO_n}	Costo asociado a la adquisición e instalación del reconector RNO_n .
R_{disp}	Recurso financiero disponible para la instalación de reconectores en el sistema.

4.3.1. Capacidad de transferencia

Esta característica restringe la potencia que un alimentador vecino puede proporcionar para reabastecer el suministro a usuarios afectados por una interrupción, a través de un reconector normalmente abierto. La capacidad de transferencia del reconector debe ser mayor o igual a la demanda del área que debe restaurar o dicho de forma matemática, se expresa como se muestra en la ecuación 16, la cual indica que la capacidad de transferencia del reconector RNO_n debe ser mayor o igual a la suma de la demanda de cada área z hasta un total de Z áreas.

4.3.2. Límite térmico de conductores

Esta característica es propia de los conductores utilizados en las líneas de distribución, corresponde a la corriente máxima que estos pueden conducir a una temperatura ambiente definida, considerando la más alta temperatura del conductor. Esta restricción inherente al sistema limita el proceso de reconfiguración de la red cuando el tramo a utilizar no es capaz de conducir el nivel de corriente requerido para la transferencia de carga; por ello es importante que el sistema automático sea capaz de evaluar estas restricciones antes de operar las maniobras en reconectores.

La ecuación 12 indica que no importa la dirección de la corriente en cuanto a la incidencia en el límite térmico, sino más bien evaluar que la magnitud requerida para la transferencia no sobrepase la corriente máxima que soporta el tramo j .

4.3.3. Balance de flujos de potencia

En el análisis de sistemas de potencia, el balance de flujos indica que la potencia activa generada debe ser igual a la potencia demandada más las pérdidas, al igual que con la potencia reactiva; en otras palabras, no debe haber excedentes de energía generada o bien carencia de esta, ya que en tales condiciones el sistema no es económicamente óptimo o llega a ser disfuncional al no ser capaz de soportar la carga. Por eso es importante tomar en cuenta la restricción de la ecuación 16: la capacidad transferible.

La ecuación 14 establece que el balance de flujos de potencia debe mantenerse en todo momento, es una restricción necesaria para el buen funcionamiento del sistema; la expresión indica que el balance es función de la potencia activa $P_{k,z}$ tanto generada como demandada, la potencia reactiva $Q_{k,z}$ tanto generada como demandada, el voltaje en los nodos del sistema $V_{k,z}$ y el ángulo del voltaje en cada nodo $\theta_{k,z}$.

En el problema del análisis de los flujos de potencia se utilizan métodos numéricos para determinar las magnitudes y ángulos de los voltajes en cada bus, para posteriormente calcular el flujo de potencia activa y reactiva en cada tramo del sistema, sin embargo, en la actualidad existen programas computacionales que pueden resolver este problema; son necesarios todos los parámetros de las líneas, de la generación y de la demanda, los cuales para el sistema analizado son conocidos.

4.3.4. Voltaje en los nodos

En un sistema de distribución convencional el voltaje en los nodos es conocido únicamente midiéndolo en cada punto o ya sea estimándolo, lo que dificulta el análisis y diseño de ampliaciones en la red de distribución. Sin embargo en un sistema de distribución automatizado es posible utilizar el sistema de medición inteligente como el que actualmente se desarrolla en Guatemala por EEGSA: todos los clientes poseen medidores inteligentes integrados a la infraestructura de medición avanzada; estos medidores proporcionan al sistema de EEGSA todos los voltajes del sistema en intervalos de 15 minutos, es decir que en cada punto donde haya un medidor inteligente el voltaje será conocido, ya sea para uso residencial, comercial, totalizadores o repetidores de señal.

Con el desarrollo de esta tecnología es posible detectar con rapidez puntos en donde el voltaje deja de cumplir con la restricción de la ecuación 13, que indica que el voltaje en cada nodo del sistema no debe oscilar fuera de los límites tolerables según el regulador y según el sector, sea urbano o rural, tal como lo indican las NTSD.

4.3.5. Factor de potencia

La restricción en cuanto a factor de potencia es impuesta por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en las NTSD, artículo 49.

El cálculo del factor de potencia se realizará como lo indican las NTSD⁷ en el artículo 50, ecuación 19. El cual establece que el control se realizará en la

⁷ Comisión Nacional de Energía Eléctrica, Guatemala C. A. *Normas técnicas del servicio de distribución*. [en línea]. <http://www.cnee.gov.gt/estudioselectricos/Normas%20Tecnicas/03%20NTSD.pdf>, p. 30.

acometida del usuario en períodos mínimos de 7 días, registrando energía activa y reactiva.

$$Fpot_p = \frac{EnergAct_p}{\sqrt{EnergAct_p^2 + EnergReact_p^2}} \quad (19)$$

Donde:

$Fpot_p$ Factor de potencia para el período horario p

$EnergAct_p$ Energía activa registrada en el período horario p

$EnergReact_p$ Energía reactiva registrada en el período horario p

El beneficio de contar con un sistema de medición inteligente es la capacidad del medidor de tomar lecturas automáticas cada cuarto de hora, lo que posibilita al controlador evaluar el factor de potencia en cualquier punto de entrega cada 15 minutos, permanentemente. Esto permite generar una base de datos con estadísticos sobre el comportamiento de la demanda de energía reactiva; con el análisis de estos datos es posible tomar medidas preventivas durante las horas de mayor demanda, conectando los bancos de capacitores en reacción a predicciones; sin embargo, el medidor inteligente posee la capacidad de lecturas sobre demanda; esto sería útil para confirmar que la predicción de crecimiento de demanda de energía reactiva es acertada y proceder con la operación calendarizada de bancos de capacitores.

Con la integración de sistemas de medición y distribución es posible llevar un control de los usuarios y áreas en donde el factor de potencia esté fuera de

norma y tomar medidas preventivas para mitigar los efectos, ya sea con el uso de bancos de capacitores o realizando asesorías directas con los clientes que presentan el problema.

4.4. Eventos del sistema

A continuación, se describen los diferentes eventos del sistema de medición y distribución.

4.4.1. Falla transitoria

Se clasifica como falla transitoria aquella que generalmente es de corta duración debido a que la pérdida de aislamiento es momentánea; este aislamiento es del tipo autorrecuperable, es decir que no requiere ningún mantenimiento después de la falla para volver a ser seguro o para volver a tener las mismas características dieléctricas. Estas fallas son normalmente ocasionadas por sobretensiones temporales, ya sea atribuibles al sistema de distribución o bien, externos a este. Las fallas del tipo transitorio se encuentran entre el 80 y 95 por ciento de las fallas en un sistema de distribución.

Las fallas transitorias externas al sistema de distribución se presentan normalmente como sobretensiones atmosféricas, ya sea que incidan directamente sobre la línea, provocando una onda viajera a través del conductor de fase, o bien, sobre un hilo de guarda, provocando de igual manera una onda viajera a través del conductor de fase, pero por medio de la inducción electromagnética.

Las sobretensiones atribuibles al sistema de distribución son las que se presentan durante maniobras en el circuito de la red, o bien por fallas en el

aislamiento de los equipos que a su vez provocan cortocircuito o contacto a tierra, entre otras.

4.4.2. Falla permanente

La ruptura dieléctrica de aislamientos no autorrecuperables, la ruptura física de conductores de fase, líneas de fase en contacto permanente, entre otras, son consideradas fallas permanentes, es decir que para la restauración del servicio será necesaria una reparación del equipo o tramo de línea afectado.

Estas fallas provocan interrupciones sostenidas, debido a que no es posible reenergizar el sector afectado, causando mayor impacto en redes radiales, puesto que todo el circuito aguas abajo del equipo de protección queda deshabilitado. La reconfiguración de reconectores es la forma más efectiva de mitigar los efectos negativos de fallas permanentes en circuitos radiales, ya que se proporciona energía de alimentadores alternos para los sectores indirectamente afectados por la falla. Es imperativo durante estas fallas localizar y reparar la contingencia lo antes posible, ya que las interrupciones prolongadas afectan la calidad del suministro, y aún con mayor efecto, cuando el número de usuarios afectados es considerable.

4.4.3. Sobrecarga del alimentador

La sobrecarga del alimentador se produce cuando la demanda del sistema sobrepasa la capacidad máxima estimada para el ramal principal del mismo, con lo cual, la corriente eléctrica puede sobrepasar el nivel aceptable, según lo indica la restricción 12; esto producirá calor y deterioro del conductor y el aislamiento de los equipos, hasta provocar fallas y pérdidas debido a la disipación de calor en las líneas de distribución.

4.5. Algoritmos programados

Todo algoritmo se define como la serie de operaciones sistemáticas orientada a encontrar la solución de un tipo de problemas. En seguida se describen los diversos algoritmos programados para optimizar el sistema.

4.5.1. Reacción del sistema frente a una falla transitoria

El sistema actual no requiere de alguna implementación o mejora para liberar fallas transitorias debido a que los reconectores instalados poseen algoritmos internos que les permiten realizar desconexiones y reconexiones con el objetivo de liberar fallas transitorias. Estos normalmente se encuentran programados para realizar dos aperturas de tiempo rápido y otras dos de tiempo lento; el equipo realiza estas operaciones esperando que la falla sea transitoria. La falla es liberada una vez hecho el cierre y los equipos de medición perciban condiciones normales de operación.

Durante este tipo de falla el usuario experimentará interrupciones momentáneas.

4.5.2. Reacción del sistema frente a una falla permanente

Durante una falla permanente en la red de distribución, las operaciones del reconector no logran liberar la falla, por lo que, en coordinación con el seccionador, el equipo abre el circuito, desenergizando a todo el sector aguas abajo hasta que la falla sea reparada por un equipo técnico.

Los usuarios afectados estarán fuera de servicio tanto tiempo como dure la reparación del área afectada; esto supone varios problemas, en primer lugar,

la topología de la red permite una sola fuente de energía, es decir que entre más cerca de la subestación de distribución ocurra la falla, el número de usuarios afectados será mayor, disminuyendo la calidad de servicio de distribución y generando grandes pérdidas económicas, tanto por la energía que deja de venderse, como por el paro de procesos que requieren del suministro de energía para funcionar.

Para optimizar la red convencional de distribución y mitigar los problemas que provocan las interrupciones en ramales principales de redes radiales se plantea el diseño de localización de reconectores normalmente abiertos para transferencia de carga, es decir que los usuarios afectados serán únicamente los aledaños al área de la falla, mejorando así los índices de calidad de servicio debido a la reducción de usuarios sin suministro eléctrico.

En una red de distribución convencional, la reconfiguración del circuito se realiza por medio del planeamiento de los operadores de red, es decir que ellos toman las decisiones de las operaciones que se realizarán en el sistema para reabastecer a los usuarios aguas abajo del área afectada; sin embargo, existe la posibilidad de optimizar este proceso por medio de la automatización de la distribución, de manera que ya no será el operador, sino el sistema dotado de inteligencia descentralizada es quien decidirá cuál será la reconfiguración con base en los parámetros de entrada recibidos por los dispositivos de automatización.

El sistema podrá funcionar de forma autónoma, mejorando considerablemente los tiempos de respuesta para reconfigurar el circuito. La automatización de la distribución presenta la ventaja de realizar operaciones de restauraciones de forma simultánea para más de una falla; en cambio un

operador del sistema puede realizar estas reconfiguraciones tratando una falla a la vez.

Durante tormentas electroatmosféricas es recomendable desactivar todas las funciones de autorrestauración, además de tomar acción ante las fallas luego de transcurrida la tormenta; esto debido a que durante una tormenta las fallas son frecuentes.

De igual manera, cuando parte de la red se encuentra en mantenimiento por equipos técnicos, el sistema de autorrestauración debe ser desactivado al igual que el recierre programado en los reconectores, ya que durante una contingencia que involucre al personal técnico, lo mejor es dejar el sistema sin energía hasta asegurar la integridad del personal.

Ahora se presentarán diversos casos, en cada uno de los cuales, una hipotética falla se presenta en el área indicada, con el objetivo de determinar el algoritmo óptimo que será desarrollado por el sistema de reconfiguración autónoma de reconectores, esto para la restauración del suministro eléctrico en bloques de carga indirectamente afectados por la falla.

Para estos ensayos se utilizará el circuito de la figura 32, el cual previamente ha sido optimizado por el algoritmo evolutivo NSGA II, precisamente para soportar operaciones de reconfiguración de circuito.

4.5.2.1. Falla en el área 1

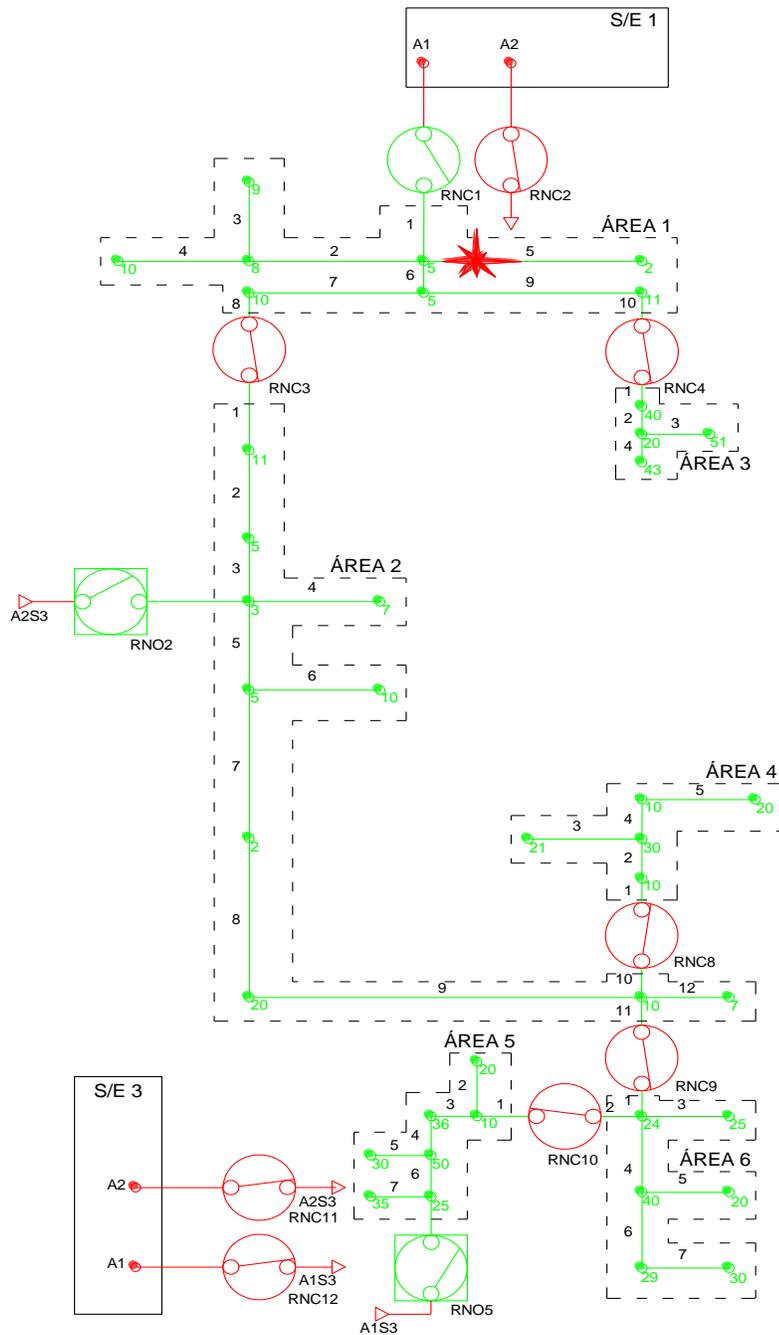
En caso de ocurrir una falla permanente en el área 1, operará el reconector RNC1, abriendo y cerrando el circuito para aislar la falla; pero debido a que sigue existiendo una corriente de falla, el seccionalizador conjunto

abre el circuito desenergizando al alimentador completo como se muestra en la figura 32, mientras que los reconectores restantes mantienen su estado inicial.

Hasta aquí se describe la operación de protección de un sistema de distribución convencional, y es donde inician las investigaciones para encontrar el punto de incidencia de la falla; sin embargo, en el sistema integrado de automatización de la distribución, se plantea la instalación de sensores de línea, los cuales precisan el punto de la falla en segundos, lo que a diferencia de un sistema convencional puede tomar minutos y hasta horas, debido a que la ubicación de la falla se determina con llamadas de clientes, y luego inspeccionando todo el tramo de la línea.

Un sensor de línea permite realizar la búsqueda en un tramo delimitado para ahorrar tiempo.

Figura 34. Operación del sistema de protección convencional ante una falla permanente en el área 1



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

Luego de aislar la falla y localizarla, el sistema procede a separar el área afectada; en este caso, abriendo los reconectores normalmente cerrados RNC1, RNC3 y RNC4, los cuales son reconocidos como límites del área 1; por tal razón, al conocer la ubicación de la falla son estos los que operan y no otros. Para iniciar la transferencia de carga a los bloques indirectamente afectados se procede a evaluar lo siguiente:

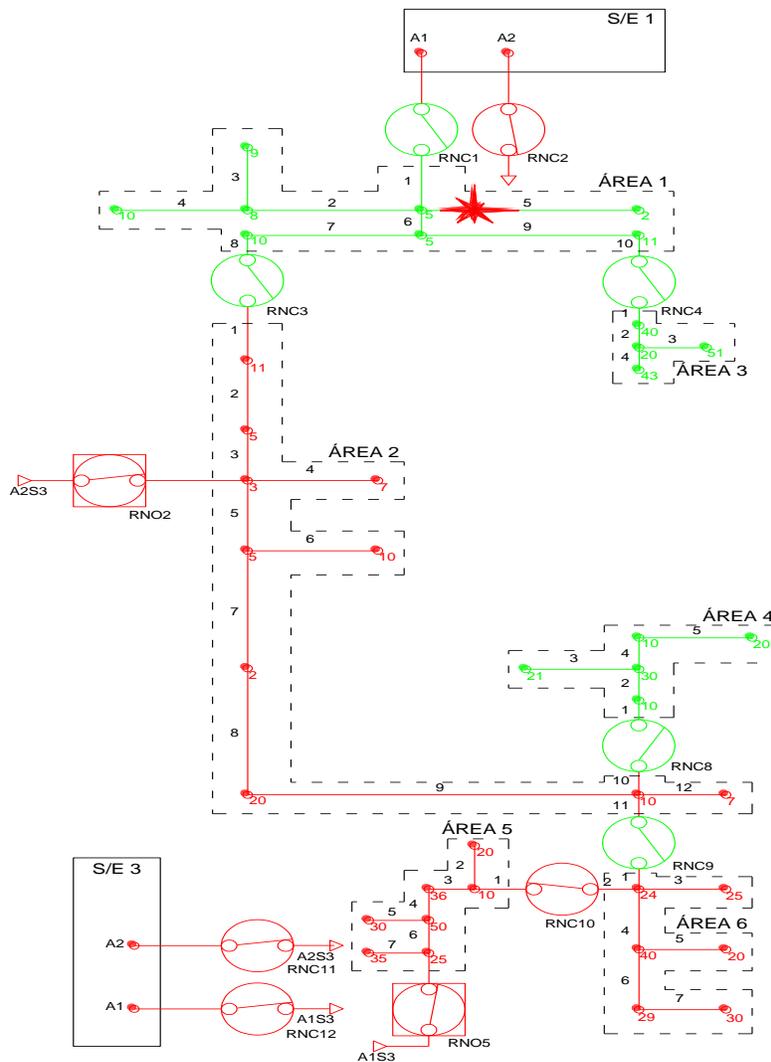
- ¿De cuántos reconectores normalmente abiertos se dispone para transferencia de carga?
- El número de áreas que podrán ser restauradas dada la capacidad de transferencia existente.
- ¿Mantiene la reconfiguración planteada la topología radial de la red?
- ¿Cuáles reconectores normalmente cerrados deben operar para aislar las áreas que no podrán ser restauradas, debido a que sobrepasan la capacidad transferible total del sistema de reconfiguración?
- ¿Cuáles reconectores normalmente cerrados deben operar para mantener la topología radial? Es decir que la fuente de alimentación provenga de un solo punto para cada área restaurada.

Al evaluar estos parámetros, el sistema determina que debe aislar el área 4 operando el RNC8, debido a que la capacidad transferible total es sobrepasada con la adición de este bloque.

Debido a que el RNO5 posee capacidad transferible para suministrar energía al área 5 y 6, simultáneamente, el reconector normalmente cerrado RNC10 queda sin operar manteniendo conectadas ambas áreas. Finalmente, antes de operar los reconectores RNO2 y RNO5 para transferir la carga, se debe evaluar que esta conexión no viole la condición de topología radial; por ello es importante la operación del reconector RNC9, ya que mantiene separadas

el área 2 que será restaurada por RNO2 y la combinación de áreas 5 y 6 que serán restauradas por RNO5. Una vez realizada la operación de RNC9 se restaura el suministro operando RNO2 y RNO5. Este proceso produce la configuración mostrada en la figura 35.

Figura 35. **Restitución parcial del suministro de energía en áreas 2, 5 y 6, operada por el sistema de automatización de distribución**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

4.5.2.2. Falla en el área 2

Una falla en el área 2 se muestra en la figura 36; esta muestra el estado del sistema luego de aislar la falla permanente con el reconectador RNC3. En este caso las áreas sin energía serán la 2, 4, 5 y 6.

Es importante notar que mientras la falla ocurra más lejos de la subestación de distribución, será menos crítica debido a que deja a menos usuarios sin energía.

En este caso el área afectada directamente es el área 2; sin embargo, las áreas 4, 5 y 6 fueron aisladas debido a la topología de la red, es decir que quedaron indirectamente afectadas; por esta razón el sistema debe ser capaz de restaurarlas minimizando los efectos negativos de la contingencia sobre el sistema.

Una vez ubicada la falla en el área 2 el sistema ordena la instrucción de operación para los reconectores asociados al área de la misma; en este caso, son RNC8 y RNC9; en seguida se evalúa cuáles reconectores normalmente cerrados deben operar para aislar las áreas que no podrán ser restituidas.

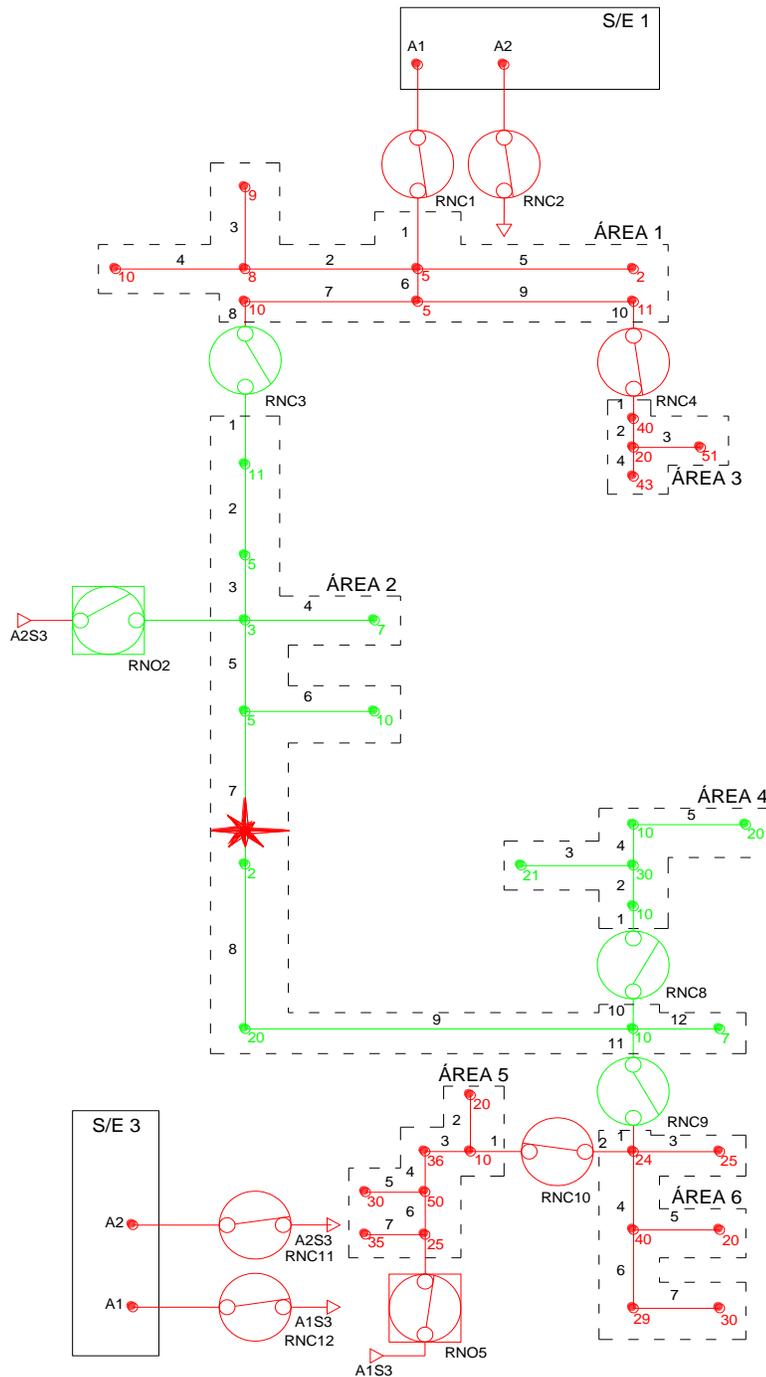
En este caso el área 4 no podrá ser restituida, sin embargo como el reconector RNC8 ya está abierto no se ejecuta ninguna operación, y con respecto al área 6, esta podrá ser restituida en conjunto con el área 5; es por esta razón que no se ordena la operación del reconector RNC10; luego, es preciso evaluar que al iniciar la transferencia se cumpla la condición de topología radial, sin embargo en este caso solo es posible transferir energía con el reconector RNO5; es por esto que no se ejecuta operación alguna para topología radial.

Es entonces cuando el sistema está preparado para transferir la carga del área 5 y 6 al reconector RNO5, una vez realizada esta operación, se ha completado el proceso de reconfiguración y se mantendrá con esta arquitectura una vez la falla sea liberada y la orden de restaurar el sistema completo sea generada.

Cabe mencionar que estas configuraciones son temporales y durarán el tiempo que tome reparar las averías del sistema.

El resultado de la reconfiguración ante una falla en el área 2 es mostrado en la figura 37.

Figura 37. **Restitución parcial del suministro de energía en áreas 5 y 6, operada por el sistema de automatización de distribución**



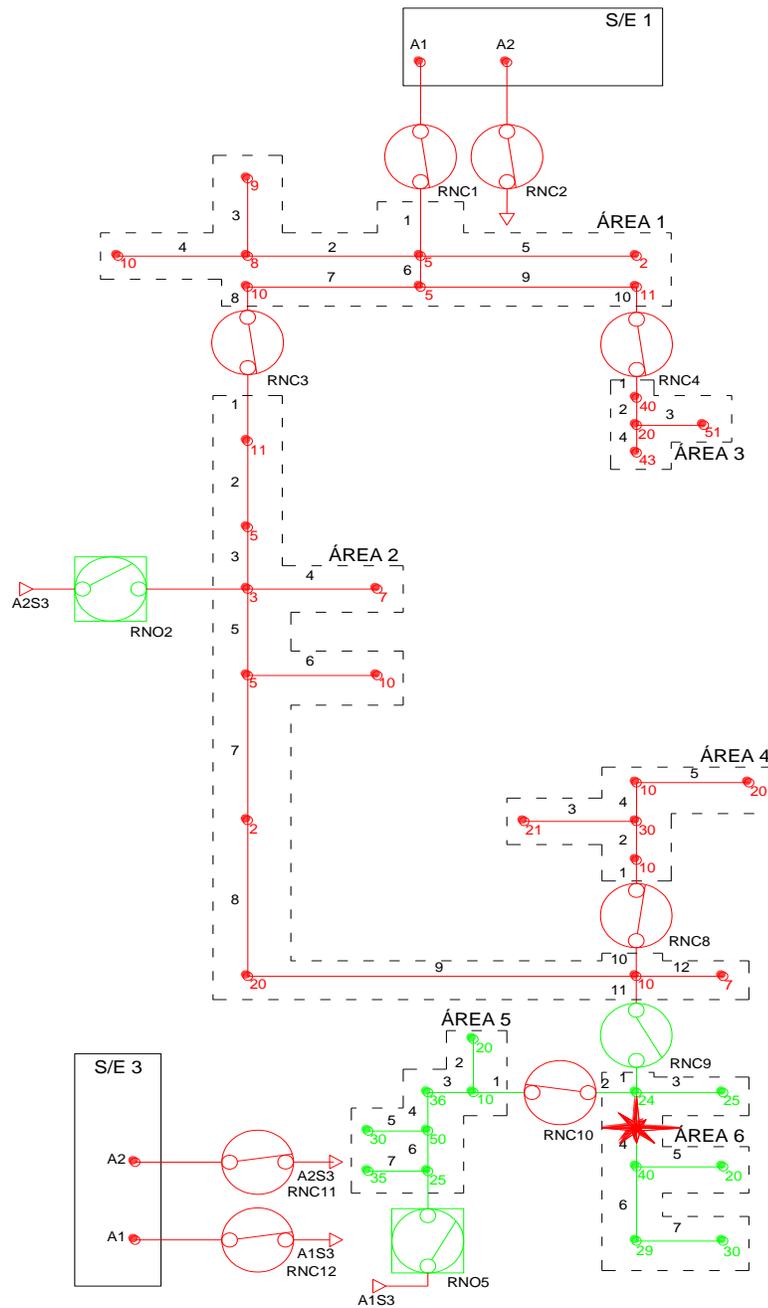
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

4.5.2.3. Falla en el área 6

Una falla en el área 6 es mostrada en la figura 38, en donde se muestra el estado del sistema luego de aislada la falla permanente por el reconector RNC9.

A diferencia de los dos casos anteriores esta falla es menos crítica debido a que afecta a número menor de usuarios, sin embargo, aún deja un saldo de usuarios indirectamente afectados: el área 5; por lo que también debe existir un algoritmo que restaure el suministro para esta área. Es por esta razón que los casos planteados son los que afectan a más de un área, debido a que una falla en bloques terminales, como las áreas 3, 4 y 5, solo afectarían al área misma y no sería necesaria una operación de reconfiguración, sino solo la espera de la reparación de la falla por un equipo técnico.

Figura 38. Operación del sistema de protección convencional ante una falla permanente en el área 6



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

Luego de aislada la falla y ubicado el punto en donde esta incidió, el sistema procede a operar los reconectores necesarios para aislar el área 6; en esta ocasión, únicamente opera el reconector RNC10.

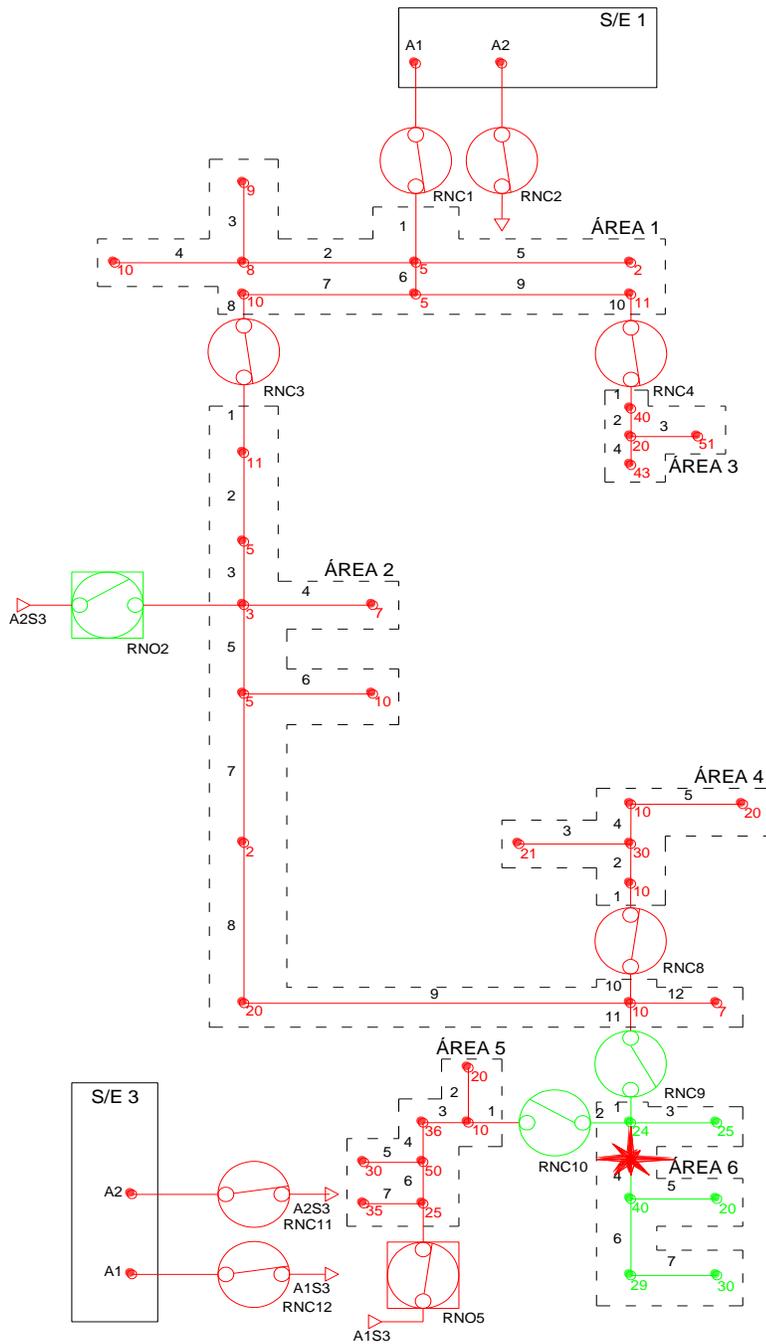
Este caso resulta más simple que los anteriores en cuanto a condiciones de transferencia de carga y topología de red, debido a que el área a restaurar es únicamente la 5; antes de proceder se evalúa si el reconector RNO5 es capaz de transferir la energía necesaria; esto se logra debido a que el reconector RNC10 ya tiene un registro previo de la energía que estaba siendo servida para el área 5; por lo tanto, esta energía será la misma que deberá servir el reconector RNO5; si esta evaluación es satisfactoria, entonces se procede con la restitución del servicio para el área 5, como se muestra en la figura 39.

Una vez reparada la falla en el área 6 se puede restituir el sistema a su funcionamiento normal.

El éxito de este sistema de autorreconfiguración radica en la robustez de los sistemas y su integración, sistemas que requieren tanto de hardware como software para funcionar; en este punto es importante hacer notar, que las redes de comunicación por radiofrecuencia deben ser robustas y confiables, esto debido a que los radios instalados en equipos de distribución son los encargados de enviar la información actualizada.

Una ruptura en los enlaces de comunicación provocaría que los equipos dejen de enviar la información que es crucial para la operación de esquemas de autorreconfiguración, por tanto es recomendable tomar en cuenta que el requisito indispensable para adaptar un sistema de distribución a la red AMI es asegurar que la red tenga confiabilidad en la transmisión de datos.

Figura 39. Restitución parcial del suministro de energía en el área 5, operada por el sistema de automatización de distribución



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

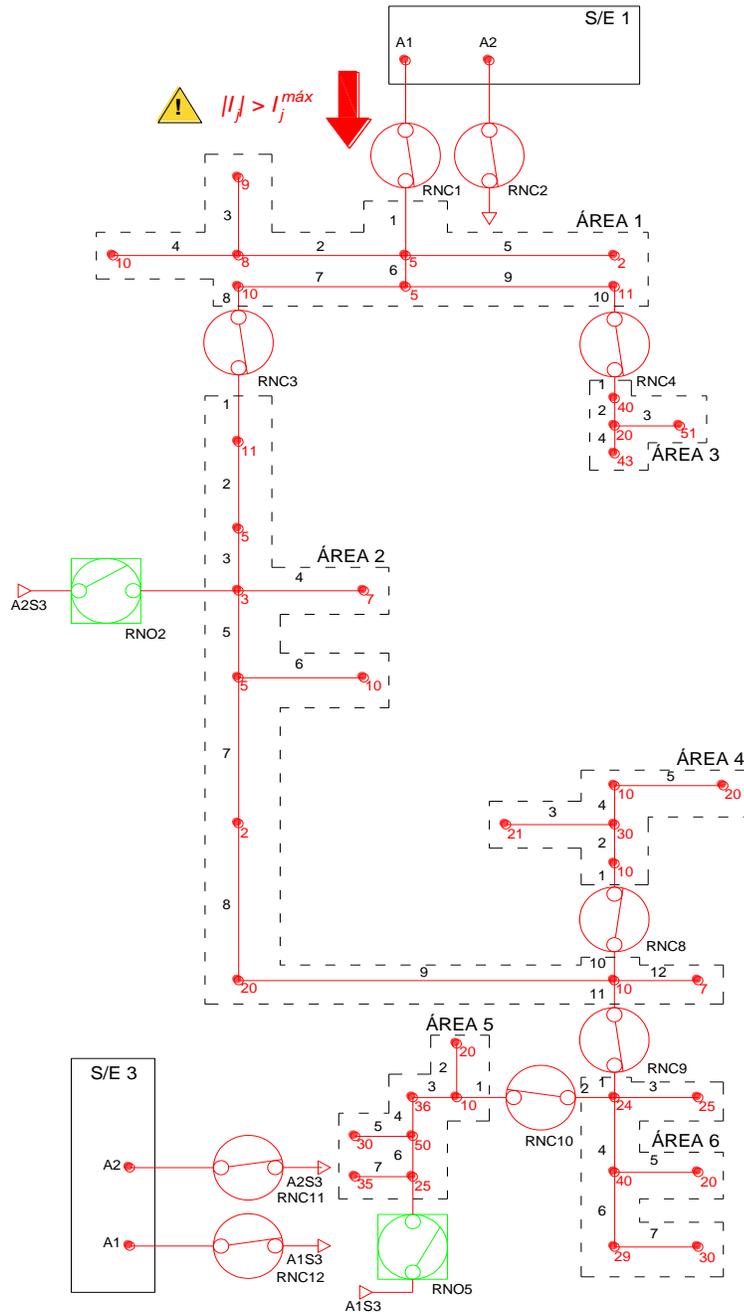
4.5.3. Reacción del sistema frente a una sobrecarga del alimentador

El sistema de automatización de la distribución posee la capacidad de monitorear continuamente la corriente que fluye por los interruptores del sistema y generar una alarma de sobrecarga cuando esta sobrepase el límite preestablecido por el diseñador de red.

La figura 40 muestra un estado de sobrecarga del alimentador, en cuyo caso el sistema desplegará una alerta para que el operador sea advertido de esta condición anormal. Este caso corresponde a la restricción 12, ya que la corriente ha sobrepasado el límite configurado para el ramal principal del alimentador. Es en este punto en donde el operador deberá tomar una acción apropiada, reconfigurando el sistema remotamente para transferir parte de la carga del alimentador a un reconectador destinado para ese fin, esto con el objetivo de reducir la corriente que está fuera del límite. Es importante operar primero el reconectador normalmente abierto y luego el normalmente cerrado, para que el usuario no experimente una interrupción momentánea.

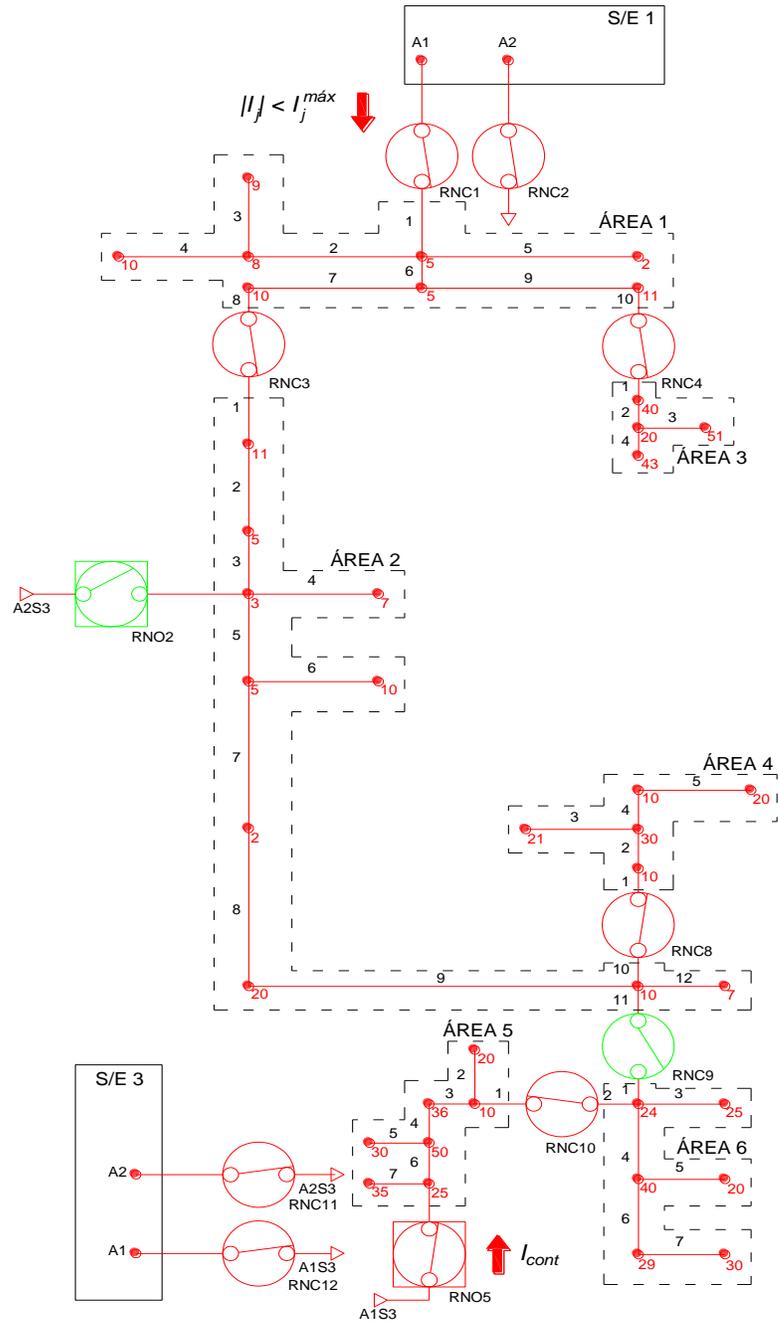
La operación apropiada produce el resultado mostrado en la figura 41; esta operación implica la evaluación de cuál reconectador normalmente abierto es capaz de proporcionar la corriente necesaria para mitigar la sobrecarga; en este caso se requiere del reconectador RNO5 debido a que este es capaz de proporcionar energía para el área 5. Si se utiliza el reconectador RNO2 es posible que este no tenga la capacidad para que en él sea transferida la carga de las áreas 2, 4, 5 y 6; en cambio el RNO5 solo requiere capacidad suficiente para suministrar energía al área 5. La transferencia del área 5 debe ser suficiente para reducir la corriente a un nivel seguro en el alimentador principal.

Figura 40. **Detección de sobrecarga en el alimentador por interruptor de potencia de la subestación de distribución**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

Figura 41. Reconfiguración automática operada en respuesta a una sobrecarga del alimentador



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

CONCLUSIONES

1. En el diseño de un sistema de autorrestauración no existe una solución óptima en cuanto a la minimización del nivel de energía no servida y a los costos de inversión; en cambio, el frente de Pareto ofrece un conjunto de soluciones óptimas, de las cuales se debe elegir una; esta elección depende de los criterios de la empresa distribuidora de energía.
2. Para el circuito estudiado, los índices de calidad de servicio evaluados por la CNEE proyectan una mejora de más del 50 % ante la instalación de dos reconectores, destinados a la transferencia de carga. Esto demuestra que, a diferencia de la proyección inicial de seis equipos para transferencia de carga, el algoritmo evolutivo reduce considerablemente los costos de inversión, sin perjudicar los objetivos de calidad de servicio.
3. Mejorar la continuidad y confiabilidad del servicio de distribución comprende una integración de soluciones; en su primera etapa, la solución del problema combinatorial y multiobjetivo presentado, debido a la complejidad en la elección de la localización de puntos de transferencia, se efectuó por medio del algoritmo evolutivo NSGA II, generando el frente de Pareto, del cual se eligió la solución más conveniente según criterios hipotéticos de una empresa distribuidora; en la segunda etapa se encuentra la integración del sistema de control SCADA con el sistema DA, encajado a la red de medición inteligente existente; esta implementación es compleja y requiere tanto de los equipos de radiofrecuencia como de software de integración, que permitan decodificar la información proveniente de un sistema a otro.

RECOMENDACIONES

1. La implementación de sistemas de autorrestauración o autorreconfiguración es recomendable para sectores del sistema de distribución de vital importancia como las industrias y sectores médicos; instancias en donde la ausencia de energía trae consecuencias considerables.
2. Asegurar una red de comunicaciones por radiofrecuencia robusta y confiable antes de implementar el sistema DA, debido a que este implica operaciones muy importantes sobre la red, puesto que una ruptura en los enlaces de comunicación propiciaría una función incorrecta para los sistemas de automatización.
3. Durante una tormenta es recomendable desactivar todas las funciones de autorrestauración debido a que se espera altas incidencias de falla. Lo mejor es esperar a que la tormenta pase y luego ubicar los puntos en donde ocurrieron fallas permanentes e iniciar el proceso de reconfiguración manual y remota.

BIBLIOGRAFÍA

1. Comisión Nacional de Energía Eléctrica, Guatemala C. A. *Normas del servicio de distribución*. [en línea]. <<http://www.cnee.gob.gt/estudioselectricos/Normas%20Tecnicas/03%20NTSD.pdf>>. [Consulta: 10 de septiembre de 2019].
3. DAY, Richard. *Smart grid and advanced distribution automation, a TRC white paper*. [en línea]. <<https://cdn.trccompanies.com/legacy/images/Smart-Grid-and-Advanced-Distribution-Automation.pdf>>. [Consulta: 03 de septiembre de 2019].
4. DEB, Kalyanmoy. *Multiobjective optimization using evolutionary algorithms: an introduction*. Department of Mechanical Engineering Indian Institute of Technology Kanpur Kanpur. [en línea]. <<https://www.egr.msu.edu/~kdeb/papers/k2011003.pdf>>. [Consulta: 10 de febrero de 2019].
5. Institute of Electrical and Electronics Engineers. IEEE 1366-2012 - *IEEE Guide for electric power distribution reliability indices*. [en línea]. <<https://standards.ieee.org/standard/1366-2012.html>>. [Consulta: 10 de septiembre de 2019].
6. International Electrotechnical Commission. *IEC 61968 - Common information model/energy management*. [en línea]. <https://www.iec.ch/smartgrid/standards/>. [Consulta: 14 de noviembre de 2019].

7. LANDETA, Patricio; PLAZA, Kenneth. *Diseño de un sistema de reconexión automática del servicio eléctrico en una red de distribución utilizando simulación en tiempo real*. Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil, Ecuador. [en línea]. <<http://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/bitstream/handle/123456789/42573/D-106322.pdf?sequence=-1&isAllowed=y>>. [Consulta: 23 de agosto de 2019].
8. MONTOYA, Oscar, HINCAPIÉ, Ricardo; GRANADA, Mauricio. "A new approach to optimal allocation of reclosers in distribution systems considering service quality and fixed costs". En *Chilean engineering magazine*. [en línea]. <https://www.researchgate.net/publication/292355755_A_new_approach_to_optimal_allocation_of_reclosers_in_distribution_systems_considering_service_quality_and_fixed_costs>. [Consulta: 25 de agosto de 2019].
9. PULGARÍN, Carlos; GRANADA, Mauricio; PORRAS TORRES, Jhon Alexander. *Diseño y análisis de la automatización de redes en EDEQ SA ESP*. [en línea]. <https://www.academia.edu/24442776/Dise%C3%B1o_y_An%C3%A1lisis_de_la_Automatizaci%C3%B3n_de_la_Distribuci%C3%B3n_en_el_SDL_de_EDEQ_SA_ESP>. [Consulta: 25 de septiembre de 2019].
10. _____ . *Localización óptima de reconectores normalmente abiertos para transferencia de carga*. [en línea]. <https://www.academia.edu/19785051/Localizaci%C3%B3n_%C3%93ptima_de_Reconectores_Normalmente_Abiertos_para_Transferencia_de_Carga>. [Consulta: 25 de septiembre de 2019].

11. U.S. Department of Energy, United States. *Distribution automation: results from the smart grid investment grant program*. [en línea] <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2016/11/f34/Distribution%20Automation%20Summary%20Report_09-29-16.pdf>. [Consulta: 02 de septiembre de 2019].

APÉNDICE

El apéndice 1 muestra la programación utilizada para la ejecución del algoritmo evolutivo NSGA II, por medio de la función *Gamultiobj*. Es muy importante mencionar la restricción de variables binarias, ya que sin estas las soluciones son decimales y no es posible debido al estado binario del reconector, instalación propuesta o no propuesta.

Apéndice 1. Código necesario para la ejecución del algoritmo evolutivo NSGA II por medio de la función *Gamultiobj*

```
%Función principal (optimización)
ObjFcn = @simpleMultiObjective;
nvars = 6;
opts = optimoptions('gamultiobj',...
    'PopulationType','bitstring',...
    'PlotFcn',@gaplotbestfun);
[x,fval] = gamultiobj(ObjFcn,nvars,[],[],[],[],[],[],[],[],opts);
```

Fuente: elaboración propia.

Al restringir el tipo de población al tipo binario con la opción *Bitstring*, la optimización prohíbe valores decimales en las soluciones para las funciones objetivo: los costos de inversión en reconectores y el nivel de energía no servida.

ANEXO

En el anexo 1 se muestran las especificaciones del sensor de línea S610, cuyo parámetro importante es la especificación de las comunicaciones inalámbricas, ya que permiten integrar este y otros dispositivos a la red de radiofrecuencia existente.

Anexo 1. Especificaciones técnicas para un sensor de línea comercial

Specifications	
Wireless Communications	Landis+Gyr RF Mesh or Cellular (LTE/4G,3G,2G,GPRS/GSM, CDMA fallback)
Size	8" x 4.5" x 5.5"
Weight	6.5 lbs.
Enclosure	Weather-proof
Industry Compliance	IEEE Std 495(tm) – 2007 FCI, FCC and IC Class B
Environmental	IEC 60529 IP65, Ingress Protection / ASTM G85 – 11, Salt Frog
Human Interface	Local LED fault indicator
Operating System	Secure embedded Linux
Current, Fault Measurement	0 to 800A RMS, up to 10kA peak current; 25kA RMS fault current tolerant
Voltage Sensing/Characteristics	0 to 90kV, measures voltage presence, dips & swells, current direction
GPS	Lat/Long and precision time stamping
Conductor Temp Measurement	-40° F to 300° F (-40° C to 150° C)
Operating Environment	4 – 35kV, 0-800A, -40° F to +185° F (-40C to 85C)
Line Current Minimum	6A (cellular radio) or 10-12A (900MHz mesh radio), sensor & communications at full-power
Conductor Size	0.375" to 1.14" (up to 954 ACSR or AAC), 0.25" with armor rod
Local Communications	Secure Bluetooth
Expected Lifespan	+10 years

Fuente: S610 Line Sensor. *Product specifications*. https://www.landisgyr.com/webfoo/wp-content/uploads/2014/05/PS_S610RFLineSensor-11-21.pdf Consulta: enero de 2020.

