

Automatización de la red de distribución eléctrica en media tensión del Campus Central de la  
UIS

Cristian Jesus Riveros Gil y Said Felipe Salcedo Hernández

Trabajo de grado para optar título de Ingeniero Electricista

Director

Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga

Doctor en Ciencias con Énfasis en Ingeniería Eléctrica

Codirector

Ricardo Alzate Castaño

Doctor en Ingeniería Informática y Automática

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas

Escuela de Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Bucaramanga

2020

**Dedicatoria**

Le doy gracias a Dios, que me permitió lograr este título tan importante para mí

A mis padres,

Víctor Riveros y Nancy Gil que fueron los que siempre me apoyaron económicamente y emocionalmente siempre ante las adversidades

A mis hermanos que con su gran apoyo.

A mi tía Alcira Ayala que me apoyo en momentos difíciles de mi familia.

A mis amigos que son los mejores que he tenido en mi vida.

*Cristian Jesus Riveros Gil*

Le agradezco, primero que todo, a mi madre Lidaliz, porque sin ella no sería quien ahora soy,

a mi tía Zaida por cuidar de mí y apoyarme,

a mi abuela Luz Marina por su inigualable amor,

a Olga y Leonardo por creer en mí y ayudarme a conseguir este triunfo,

a mis amigos por confortar mis días

y, finalmente, a Claudia por ser mi brújula.

*Said Felipe Salcedo Hernández*

### **Agradecimientos**

Agradecemos principalmente a Dios, por permitirnos alcanzar este logro importante para nuestras carreras.

A los Doctores Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga y Ricardo Álzate Castaño, por su acompañamiento en la elaboración de este trabajo de grado, sus enseñanzas y consejos durante el transcurso de esta carrera universitaria.

**Contenido**

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	12
1. Objetivos .....	14
1.1 Objetivo general .....	14
1.2 Objetivos específicos .....	14
2. Red de distribución automatizada .....	15
2.1 Niveles de automatización de una red de distribución .....	16
2.2 Automatización de una red de media tensión .....	18
2.3 Reconfiguración de red .....	19
2.4 Elementos de una red de distribución automatizada .....	22
2.4.1 Sistema de actuadores .....	23
2.4.2 Sistema de monitoreo o de medida .....	23
2.4.3 Sistema de adquisición de datos .....	24
2.4.4 Equipos de comunicación entre actuadores y medición .....	24
2.5 Arquitectura de un sistema de automatización en una red de media tensión .....	25
2.6 Análisis económico de la automatización de una red de distribución .....	27
2.7 Reconfiguración de redes de distribución en la literatura .....	28
3. Alternativas para automatización de la red de media tensión UIS .....	29
3.1 Posibles eventos de falla en la red de media tensión UIS .....	32
3.2 Propuesta para automatización de la red de media tensión UIS .....	33
3.2.1 Localización de fallas en la red de distribución .....	33

---

3.2.2 Automatización de la red de distribución .....	37
3.3 Configuración para la solución de automatización propuesta .....	40
3.3.1 Operación de reconfiguración en Sector 1 .....	40
3.3.2 Operación de reconfiguración en Sector 2.....	43
4. Evaluación de la propuesta tecnológica.....	45
4.1 Análisis de requerimientos para el automatismo .....	45
4.1.1 Diagrama lógico de operación .....	46
4.1.2 Requerimientos para ejecución del autómata .....	50
4.2 Elementos, instalaciones y equipos.....	51
4.2.1 Adecuación de infraestructura .....	55
4.3 Análisis financiero para la solución de automatización propuesta .....	56
4. Conclusiones .....	62
5. Recomendaciones .....	65
6. Trabajo futuro .....	66
Referencias Bibliográficas .....	67

**Lista de Figuras**

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Relación entre niveles de automatización .....	17
Figura 2. Arquitectura de un sistema automatizado.....	18
Figura 3. Sistema de alimentadores de media tensión con automatización .....	21
Figura 4. Metodología de reconfiguración de red.....	22
Figura 5. Arquitectura de un sistema automatizado tipo 4 .....	26
Figura 6. Metodología de CBA.....	27
Figura 7. Diagrama unifilar de la red de media tensión UIS .....	30
Figura 8. Vista de planta del Campus Central UIS.....	31
Figura 9. IED en la barra principal .....	34
Figura 10. IED ubicados entre VI y la barra principal e IED entre IX y X .....	35
Figura 11. IED entre barra principal y subestaciones I-II; y entre II y IV-V .....	36
Figura 12. Diagrama unifilar del Sector 1 .....	38
Figura 13. Diagrama unifilar del Sector 2 .....	39
Figura 14. Funcionamiento del Sector 1 .....	41
Figura 15. Falla ubicada en el Sector 1 y restablecimiento del suministro parcial.....	42
Figura 16. Funcionamiento del Sector 2.....	43
Figura 17. Falla ubicada en el Sector 1 y restablecimiento del suministro parcial.....	44
Figura 18. Diagrama GRAFCET de operación para el Sector 1.....	48

---

Figura 19. Diagrama GRAFCET de operación para el Sector 2.....	49
Figura 20. Arquitectura interna de la celda de media tensión.....	52
Figura 21. Arquitectura de comunicación de la red UIS automatizada .....	54

**Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Cuantificación beneficio acumulado por reducción de interrupciones.....	58
Tabla 2. Cuantificación beneficio acumulado por reducción de costos operativos .....	59
Tabla 3. Resumen para costos de inversión en el sistema de automatización planteado.....	60
Tabla 4. Retorno de inversión del proyecto .....	61

## Resumen

**Título:** Automatización de la red de distribución eléctrica en media tensión del Campus Central de la UIS\*

**Autor:** Cristian Jesus Riveros Gil y Said Felipe Salcedo Hernández\*\*

**Palabras Clave:** Actualización Tecnológica; Automatización de Subestaciones Eléctricas; Detección Automática de Fallos Eléctricos; Reconfiguración de Red Eléctrica; Red en Media Tensión UIS.

### Descripción:

El presente trabajo de grado aborda el diseño para una alternativa tecnológica que permita automatizar la operación de la red de distribución en media tensión del Campus Central de la Universidad Industrial de Santander. Inicialmente, se aborda una exploración genérica al respecto de esquemas de automatización en redes de distribución, identificando todos aquellos elementos esenciales y configuraciones posibles, dependiendo del tipo de problema que se desee solucionar. A partir de ello, se analiza el caso de estudio propuesto y se define una estrategia de reconfiguración basada en la detección y localización automática de fallas, como una manera de incrementar la confiabilidad del suministro en la red de distribución analizada. A partir de ello, se define una configuración específica para la arquitectura del sistema de automatización basada en diagramas lógicos de operación (GRAF CET) del sistema, siendo este último dividido en sectores o etapas para grupos específicos de subestaciones. Finalmente, se realiza una selección de elementos comerciales para verificar la viabilidad técnica del proyecto, complementándose por un análisis financiero a partir de una metodología de costo-beneficio que permite verificar un retorno de inversión a largo plazo. Trabajo futuro incluye la verificación por simulación para el esquema de reconfiguración en herramientas de análisis avanzado para redes de distribución, al igual que la gestión administrativa ante las instancias correspondientes para ejecutar la implementación de la propuesta tecnológica en campo.

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctricas, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga; Codirector: Ricardo Alzate Castaño.

## Abstract

**Title:** Automation of the Medium Voltage Distribution Network of the Main Campus of the Universidad Industrial de Santander\*

**Author(s):** Cristian Jesus Riveros Gil y Said Felipe Salcedo Hernández\*\*

**Keywords:** Automatic Detection of Electric Faults; Distribution Network Automation; Network Reconfiguration; Medium Voltage Network UIS; Technological Update;

### Description:

In this work a proposal for a technological solution aiming at performing the automated operation of the Medium Voltage distribution network of the Main Campus of the Universidad Industrial de Santander, is performed. First of all, a general review about automation approaches on distribution networks is developed trying to identify the key elements and advised configurations suggested to solve typical practical problems. Then, the analysis was focused to define a set of possible electrical fault scenarios affecting the system under study. By doing so, a reconfiguration strategy based on automatic detection and location of faults was proposed as an effective way to increase the reliable supply of power demand under environmental changes. In accordance, specific commercial devices were selected to accomplish technical requirements allowing the eventual implementation of the proposed automation system, in terms of the logic operation diagrams (GRAF CET) under the different scenarios considered. Finally, analyses from technical and financial viewpoints were conducted to evaluate the feasibility of the project, unveiling from a cost-benefit framework a long-term return of investments. Ongoing work include verification of the reconfiguration scheme on advanced tools for simulation of distribution networks and the execution of the required administrative procedures to perform the practical implementation of the proposed automation system on the distribution network of the Campus.

---

\* Bachelor thesis

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctricas, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga; Codirector: Ricardo Alzate Castaño.

## Introducción

El sistema eléctrico cuenta con varias etapas para llevar la energía desde los generadores hasta el usuario final. La última de ellas son las redes de distribución, que requieren de un excelente funcionamiento en todo momento para que el usuario final disponga del servicio de energía eléctrica. Esta parte del sistema debe tener ciertos criterios mínimos de funcionamiento tales como: la forma de onda y la continuidad del servicio (Gallegos & Grajales, 2011).

Algunas de las falencias encontradas en la mayoría de redes de distribución incluyen:

- Baja flexibilidad de operación del servicio;
- Tiempos de interrupciones prolongados;
- Carencia de datos de la energía consumida y calidad de la energía.

Estos problemas se pueden evitar por medio de la automatización de la red para aumentar la confiabilidad y disponibilidad del flujo eléctrico desde el distribuidor de red hasta el usuario final, mediante el empleo de una serie de equipos que tienen el propósito de mejorar el servicio de distribución eléctrica.

El presente trabajo de grado describe las herramientas mínimas (elementos, equipos e instalaciones) necesarias para la realización de la automatización de una red de distribución, con el propósito de mostrar su importancia en el suministro eficiente de la energía eléctrica.

Con base en lo anterior, se plantea la automatización de la red de distribución del Campus Central de la Universidad Industrial de Santander (a partir de este momento UIS), utilizando como base los diseños para una nueva red de distribución realizada por la División de Planta Física UIS

en el año 2007. En este contexto, se proponen una serie de alternativas de elementos, equipos e instalaciones que son necesarios para automatizar la red de media tensión UIS.

Adicionalmente, se evalúa la alternativa de automatización propuesta considerando aspectos técnicos y financieros. Dicha verificación se lleva a cabo por medio del análisis de diagramas lógicos de operación del sistema (GRAFCET). Finalmente, se realiza una evaluación económica de la automatización propuesta para identificar los beneficios de esta solución.

## 1. Objetivos

### 1.1 Objetivo general

Desarrollar un diseño para la automatización de la red de distribución eléctrica en media tensión del Campus Central de la UIS.

### 1.2 Objetivos específicos

- Describir los elementos, equipos e instalaciones para llevar a cabo la automatización de una red de distribución;
- Proponer alternativas de elementos, equipos e instalaciones requeridos para la automatización de la red de media tensión de la UIS;
- Evaluar las alternativas de automatización propuestas considerando aspectos técnicos y financieros.

## 2. Red de distribución automatizada

En este Capítulo se dan a conocer los conceptos que contextualizan el presente trabajo de grado.

Las redes de distribución son las encargadas de transmitir energía eléctrica desde subestaciones de transformación de alta tensión (36kV o mayor) o media tensión (5kV hasta 36kV), hasta los usuarios finales mediante equipos específicos localizados a lo largo de la red o directamente en la subestación de transformación. La automatización de la red de distribución es aquella capaz de reaccionar de forma automática (sin la intervención humana hasta cierto nivel) ante posibles desperfectos que se pueden presentar en el funcionamiento, realizando las maniobras necesarias para cumplir las funciones para las que ha sido diseñada. Estas se basan principalmente en la necesidad de reducir el número y duración de los cortes de flujo eléctrico, además de cumplir con la calidad de energía. El objetivo de la automatización de una red de distribución es asistir a los operadores, permitiéndoles enfocarse en tareas específicas de mayor importancia (Silos, 2018). Así pues, la automatización consiste en que la red de distribución actúe de una manera predeterminada ante ciertos eventos de falla.

El uso de dispositivos electrónicos inteligentes (IED por sus siglas en inglés) para la automatización de redes de distribución, es fundamental para controlar y monitorear los equipos de potencia. Igualmente, los IED son capaces de obtener y almacenar información de la red con el fin de conocer el estado del sistema en todo momento (Silos, 2018).

Entre las ventajas de la automatización de una red de distribución se pueden mencionar las siguientes:

- Reducción en los tiempos de intervención;
- Reducción en las horas hombres de asistencia;
- Reducción de los tiempos de indisponibilidad;
- Reducción de la energía no suministrada;
- Reducción de multas, fraudes y pérdidas por distribución.

## 2.1 Niveles de automatización de una red de distribución

La automatización se puede clasificar por la limitante tecnológica en diversos niveles (Seika, 2018):

### **Nivel 1: Campo**

En este nivel de automatización se encuentran todos los equipos físicos necesarios para el funcionamiento de la red, como actuadores y otros dispositivos para el trabajo físico. Con esto se puede decir que todas las redes de distribución son automatizadas, por lo menos a este nivel.

### **Nivel 2: Control**

Como su nombre lo indica, se dispone de dispositivos para controlar y ejecutar acciones de prevención. En este nivel se incluyen Controladores Lógicos Programables (PLC por sus siglas en inglés) y Controladores del tipo Proporcional, Integral y Derivativo (PID por sus siglas en inglés), mismos que recogen datos de sensores para generar acciones programadas.

### Nivel 3: Supervisión

En este nivel se usa el Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA por sus siglas en inglés) para realizar tareas de supervisión. Se trata de una tecnología que combina los niveles anteriores para acceder a datos y sistemas de control, desde una locación única y para monitorear o controlar múltiples sistemas de la red como un todo.

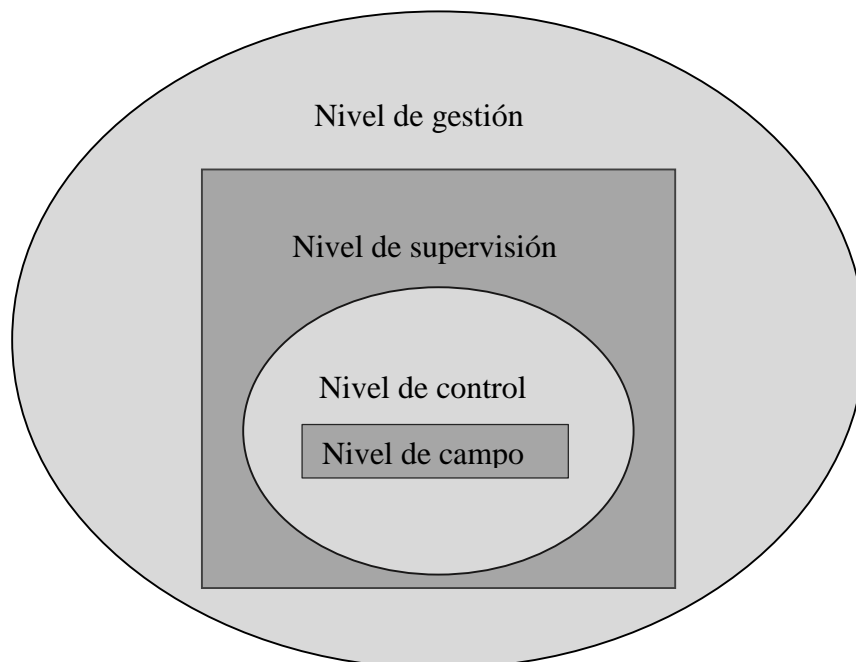
### Nivel 4: Gestión

La cúspide de la pirámide de automatización. Este bloque permite a los operadores de red monitorear y almacenar datos en tiempo real de la red de distribución, además de controlar las diferentes maniobras necesarias en la red sin intervención humana directa.

Existe una relación entre los distintos niveles de automatización, pues los niveles superiores contienen a los niveles inferiores. Dicha relación se ilustra gráficamente en la Figura 1.

### Figura 1.

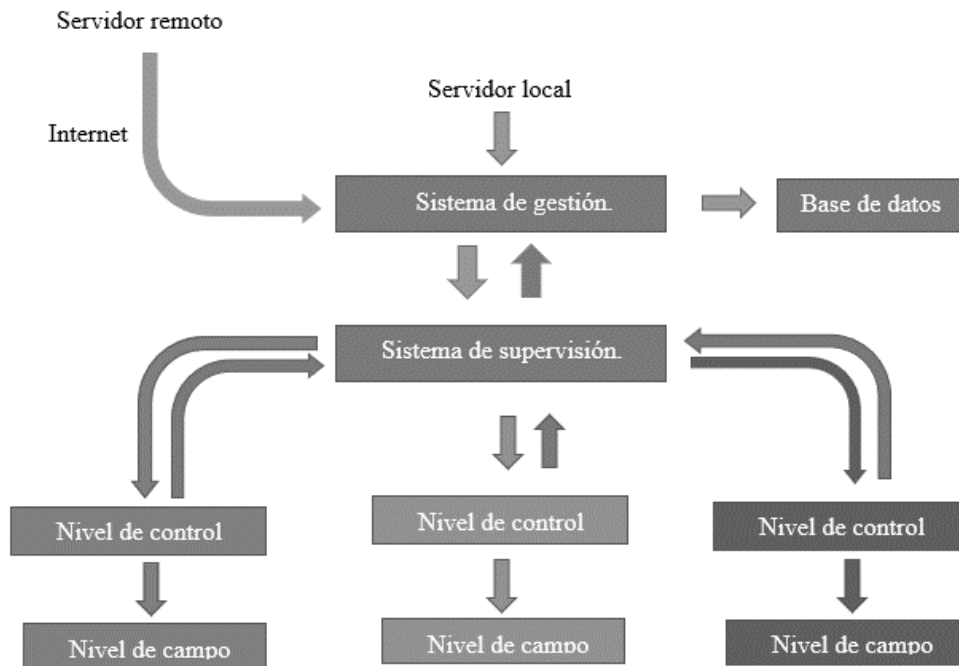
*Relación entre niveles de automatización*



Un ejemplo de estructura de sistema automatizado teniendo en cuenta los niveles de automatización mencionados, puede resumirse como se muestra en la Figura 2.

**Figura 2.**

*Arquitectura de un sistema automatizado*



## 2.2 Automatización de una red de media tensión

El constante desarrollo de tecnologías relacionadas con la industria eléctrica, fuerza a las redes de distribución modernas a adaptarse a nuevos retos para afrontar la confiabilidad, la seguridad de red y la reducción de pérdidas por potencia. La confiabilidad de estas redes es importante debido al número de clientes (consumidores o generadores de energía) que pueden presentarse (Silos, 2018).

Por lo anterior, se debe tener en cuenta que la fiabilidad del suministro de energía depende de los siguientes aspectos:

- La confiabilidad de los equipos y elementos usados al igual que la robustez de estos ante fenómenos ambientales;
- La relación del tiempo en que se detectan y reparan los elementos con fallas;
- La continuidad del servicio ante cualquier tipo de alteración que implique daños en la red;
- Una estructura de red que proporcione sistemas de abastecimiento alternativos.

Debido a esto, se puede concluir que la automatización de redes de distribución se debe basar en la confiabilidad, reducción de pérdidas y continuidad del servicio (Colmenar, Reino y Borge, 2016).

Así pues, las técnicas de automatización de redes de distribución más habituales son: la localización de fallas y la reconfiguración de red, dada su viabilidad de aplicación en cualquier tipo de sistema de distribución. De las dos, se realizará en el presente trabajo de grado un mayor énfasis en la reconfiguración de redes de distribución, tomando en cuenta que corresponde con una técnica más completa que incluso absorbe a la detección y localización de fallas como parte de su operación.

### **2.3 Reconfiguración de red**

El cambio de topología de la red se puede hacer de dos formas: procesos estáticos y dinámicos. La forma estática se plantea como todo cambio de equipos de maniobra (seccionadores, interruptores, etc.) de forma manual o remota, operada por un usuario y busca una topología

planeada con anterioridad; en cambio, la forma dinámica contempla un sistema de gestión de datos que controla a todos los equipos de maniobra, permitiendo un funcionamiento seguro y alta calidad (Rodríguez, Cossent y Frías, 2017).

La necesidad de reconfigurar redes ha aumentado con los años debido a las fuentes de energía renovables. Este incremento hace que las redes a su vez tengan que aumentar su confiabilidad. Algunos de los objetivos principales de la reconfiguración son minimizar las pérdidas totales de potencia, aumentar índices de confiabilidad, costos de cambio y regulación de voltaje, entre otros.

Para realizar una adecuada reconfiguración de red se deben cumplir estrictamente las siguientes condiciones:

- Todas las secciones de alimentación deben estar energizadas;
- La estructura radial de la red debe mantenerse en todo momento;
- No se deben sobrecargar transformadores y alimentadores;
- Debe mantenerse el voltaje nominal en todo momento.

En este trabajo se propone la utilización de una metodología de reconfiguración, que tiene como objetivo realizar un análisis de diferentes parámetros técnicos con la finalidad de ser aplicable a redes de media tensión.

### **Metodología**

Los operadores de red reconocen los beneficios de la automatización al medir la reducción de tiempo y número de interrupciones del servicio. Normalmente sólo se monitorean las interrupciones que duran un mínimo de tiempo para eliminar interrupciones de duración menor al tiempo escogido (Rodríguez, Cossent, y Frías, 2017).

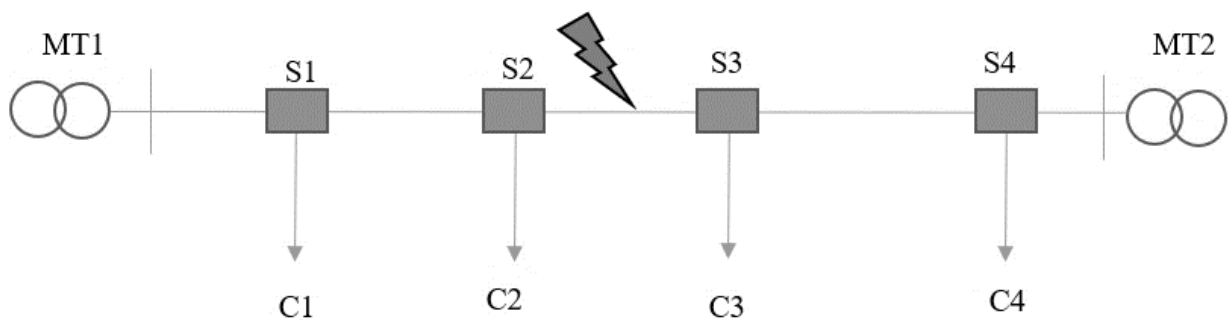
Todo comienza cuando la falla es aislada por los interruptores telecontrolados más cercanos a ella. Dado esto, aguas abajo de la falla se tendrá un corte del servicio. Si el sistema está conectado a otro alimentador de energía mediante interruptores normalmente abiertos, el sistema de reconfiguración de la red hará que el servicio de energía se restablezca para las cargas (o ramas) sin flujo eléctrico que se encuentren aguas abajo de la falla aislada.

El sistema de monitoreo ayuda a identificar las cargas afectadas y si es el caso, aísla una pequeña parte de la rama en donde se encuentra la falla, lo que hará que los usuarios que no sufrieron esta anomalía puedan regresar al sistema.

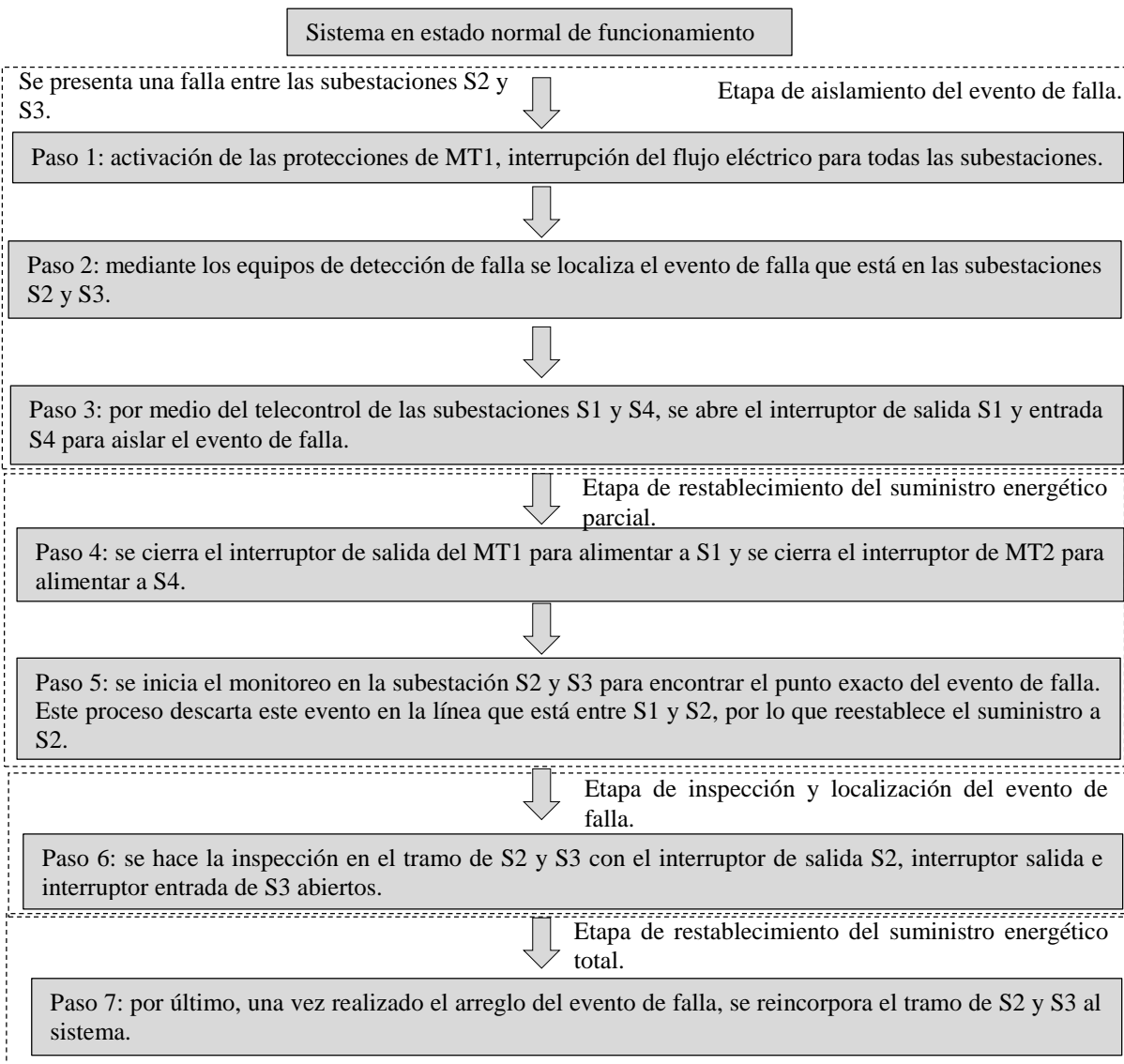
Teniendo en cuenta lo anterior, para la metodología de reconfiguración se tiene como ejemplo la red de distribución mostrada en la Figura 3.

**Figura 3.**

*Sistema de alimentadores de media tensión con automatización*



Esta red cuenta con un alimentador principal (MT1), cuatro subestaciones secundarias (S1, S2, S3 y S4) y un alimentador de respaldo (MT2) que está conectado a las cuatro subestaciones por un cortacircuitos normalmente abierto. El funcionamiento del sistema se ilustra a partir del diagrama de flujos de la Figura 4.

**Figura 4.***Metodología de reconfiguración de red*

## 2.4 Elementos de una red de distribución automatizada

Los elementos que componen una Red de Distribución Automatizada (RDA) son los básicos de la red y los encargados de realizar la automatización, Estos se pueden encontrar en una subestación o a lo largo de la red de distribución. Entre ellos se pueden destacar:

### 2.4.1 Sistema de actuadores

Tiene la función de aislar la falla presentada en la red haciendo uso de los siguientes elementos:

- **Reconectador:** dispositivo autocontrolado para interrupción y cierre automático en circuitos de corriente alterna con una secuencia predeterminada de apertura y cierre, seguida por una fase de restablecimiento, bloqueo de apertura (enclavamiento) y desbloqueo de apertura (Brenes y Robles, 2016);

- **Seccionador:** dispositivo de apertura que debe operar siempre con el circuito sin carga. Debido a que este equipo no está diseñado para cortar corrientes de falla, se usa siempre aguas arriba de un reconectador para aislar sistemas durante maniobras de mantenimiento preventivo o programado (Ramírez, 1991);

- **Interruptor:** puede abrir y cerrar circuitos en carga, y forma parte del esquema de protección de las estaciones y subestaciones (Ramírez, 1991).

### 2.4.2 Sistema de monitoreo o de medida

Son elementos que monitorean los valores eléctricos de la red en todo momento. Entre ellos se pueden destacar:

- **Transformador de corriente y tensión:** transformador de medida especiales destinados a reducir las magnitudes de corriente y tensión existente en una línea de transmisión o de alimentación de energía de media tensión, a valores apropiados para ser medidos o sentidos por medidores de energía, relés o circuitos de control (Ramírez, 1991).

- **Relés de medida:** encargados de medir sobretensión, subtensión, frecuencia y secuencia de fase, además de detectar desequilibrio y fallo de fases (Ramírez, 1991).

### ***2.4.3 Sistema de adquisición de datos***

Cuenta con múltiples tipos de subsistemas para la recuperación de datos de equipos de actuadores y capacidad de enviar órdenes específicas a los equipos del sistema eléctrico. Opera entre los dispositivos actuadores y los equipos e instalaciones (computadores, servidores, almacenador de datos, entre otros) así como en los centros de control.

Un SCADA, para la automatización de una red de distribución, requiere de algoritmos y capacidad de cómputo en tiempo real, ya que muchas de las decisiones de operación serán tomadas en el mismo instante en que se producen los eventos que disparan o requieren atención específica, tales como disturbios, fallas, sobrecarga de conductores, etc. Además, se debe considerar toda la capacidad de cómputo distribuido en la red eléctrica para la correcta y óptima operación, desde los restauradores con algoritmos avanzados y la coordinación de protecciones, hasta los dispositivos de auto restablecimiento (Espinosa, Gonzales y Sierra, 2011).

### ***2.4.4 Equipos de comunicación entre actuadores y medición***

Para el manejo a distancia de dispositivos, se cuenta con una Unidad Terminal Remota (RTU) que se encarga de enviar y recibir señales de maniobra por parte del centro de control y con un sistema de comunicaciones que puede transmitir datos por medio de cable Ethernet, Wifi, radio,

fibra óptica, entre otros. El medio de transmisión empleado dependerá de la aplicación y las características de la red (Strauss, 2003).

## 2.5 Arquitectura de un sistema de automatización en una red de media tensión

La arquitectura de un sistema de automatización tiene inteligencia local, una red de comunicación accesible para todas las aplicaciones y dispositivos, y al menos una estación SCADA. A continuación, se presentan los 4 tipos de arquitecturas más usadas en la industria (Strauss, 2003):

**Tipo 1:** es uno de los modelos disponibles más avanzados en la actualidad y es muy usado en las subestaciones de distribución de la actualidad.

El sistema consta de un IED que controla todas las acciones de automatización del sistema de energía, como las aplicaciones de protección, control local, medición y monitoreo. El IED se comunica directamente con la red de comunicación que conecta con los demás IED y el sistema SCADA. Debido a que se conectan directamente las protecciones, se facilita la comunicación al momento de presentarse una falla.

**Tipo 2:** a diferencia del tipo 1, las acciones de protección y control están divididas en dos dispositivos. Los controles de las ramas se realizan desde la red del SCADA para enlazar los equipos de control con el centro de control y el dispositivo de protección puede comunicarse con él directamente o no.

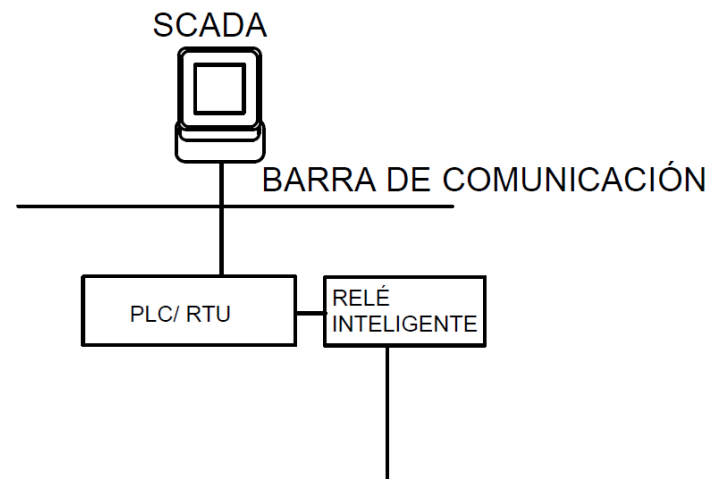
**Tipo 3:** consta de un relé inteligente que no se conecta directamente con el SCADA. Las comunicaciones a la estación SCADA son manejadas por un procesador de comunicaciones que está conectado con relés en una configuración estrella. El relé digital inteligente principal también

se encarga de las aplicaciones de control, supervisión y medición, además de funciones de protección. Este relé hace todo lo que el IED tipo 1, pero sin comunicarse directamente con la estación SCADA.

**Tipo 4:** está relacionado con el sistema de tipo 2, pero el controlador de rama y el relé de protección no se comunican directamente con la estación SCADA. Los relés son orientados a la protección sin aplicaciones de control, pero con la capacidad de comunicarse con la unidad RTU o PLC de la rama. Las aplicaciones de control de rama locales son manejadas por una RTU de rama o PLC, al cual el relé estará conectado directamente. Las comunicaciones a la estación SCADA generalmente se realizan a través de una RTU de estación. El esquema básico de este tipo se ilustra en la Figura 5.

**Figura 5.**

Arquitectura de un sistema automatizado tipo 4



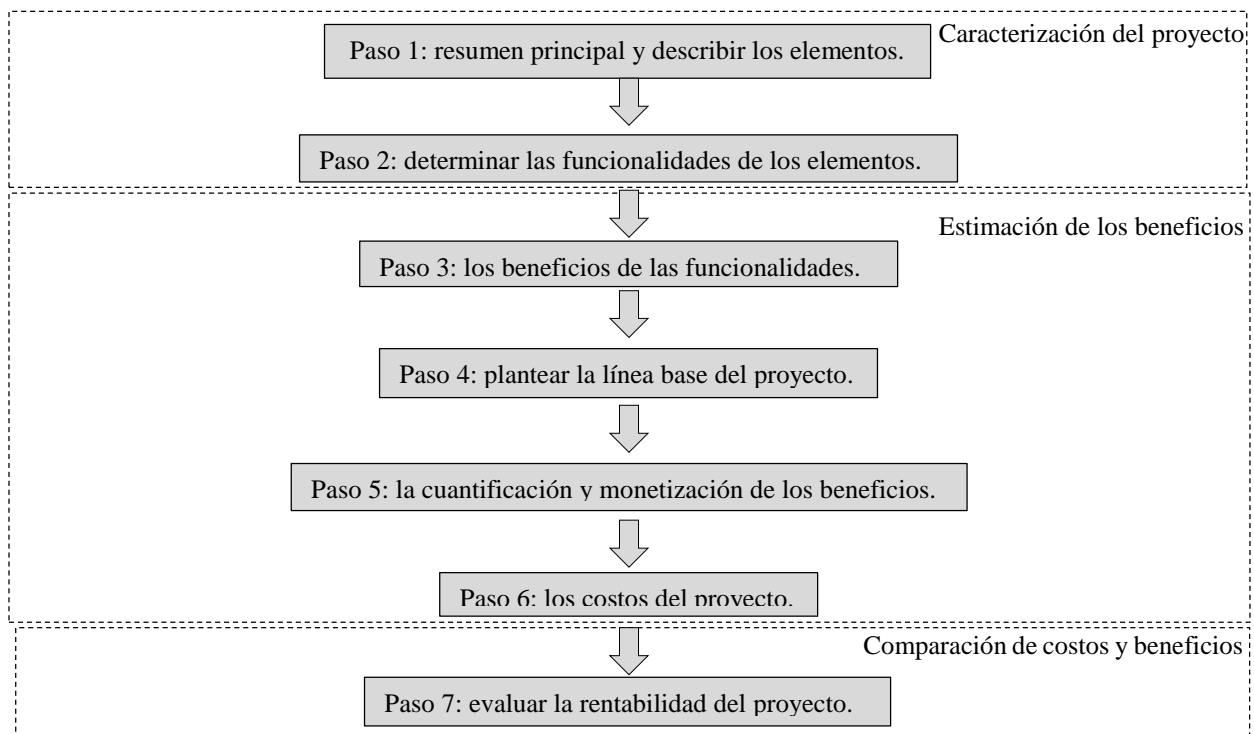
## 2.6 Análisis económico de la automatización de una red de distribución

La automatización de una red de distribución requiere inversión. Por lo tanto, es de suma importancia comprender los costos y beneficios esperados de cualquier implementación de automatización para garantizar su eficiencia y viabilidad económica.

La metodología de Análisis de Costo Beneficio (CBA: Cost-benefit Analysis), se basa en los siete pasos que se ilustran en la Figura 6, en la que los activos proporcionan un conjunto de funciones que pueden habilitar los beneficios de las redes automatizadas, cuantificarse y eventualmente monetizarse (Giordano, Onyeji, Fulli, Sánchez, y Filiou 2012).

**Figura 6.**

*Metodología de CBA*



*Nota.* Información tomada de Giordano, Onyeji, Fulli, Sánchez y Filiou (2012).

## 2.7 Reconfiguración de redes de distribución en la literatura

En Popovic, Glamocic y Nimrihter (2010) se presenta una metodología para la determinación del nivel óptimo de automatización de una red de distribución utilizando algoritmos de búsqueda combinatoria heurística robusta y con múltiples soluciones para la red de Belgrado, Serbia. Por otra parte, Conti, Rizzo, El-saadany, Essam y Atwa (2014) tratan específicamente del desarrollo de herramientas analíticas útiles para predecir el nivel de confiabilidad consecuente al telecontrol, automatización y nuevas prácticas operativas usadas en una red de distribución con el fin de mostrar sus beneficios. Calhau y Martins (2018) proponen el uso de razonamiento basado en casos para lograr una rápida reconfiguración de grandes redes de distribución de energía. Por otro lado, Sasi, Sarat y Jayaram (2017) proponen un algoritmo de reconfiguración de red basado en LSF (Factor de Sensibilidad a la Pérdida, por sus siglas en inglés) para identificar la configuración de conmutación óptima, minimizando pérdidas de potencia y mejorando el perfil de voltaje en un sistema de 33 barras. Finalmente, Gautam, Bhusal, Benidris y Louis (2020) proponen un algoritmo basado en árboles de expansión para reconfigurar sistemas de distribución eléctrica para pérdidas mínimas de potencia activa.

A nivel de la Universidad Industrial de Santander, no se encuentran documentados trabajos relacionados directamente con la reconfiguración automática de sistemas de distribución ni tampoco con la automatización de subestaciones eléctricas. Sin embargo, es destacable el trabajo realizado en la incorporación de elementos tecnológicos para facilitar la operación eficiente de los sistemas eléctricos de potencia, garantizando una mejor operación reflejada en aumento de la calidad de la energía y continuidad del suministro. Por su parte en Orduz (2019) se desarrolló la coordinación de protecciones de sobrecorriente en las mallas de media tensión enlazadas por las

líneas Yariguies - Búfalos, propiedad de ECOPETROL, utilizando el software NEPLAN para el análisis de coordinación y selectividad de las protecciones de sobrecorriente. Asimismo, Cabezas (2018) propone la implementación de una metodología para la ubicación óptima de monitores de hundimiento de tensión, incorporando condiciones desbalanceadas de la red eléctrica, alimentadores (trifásicos, bifásicos y monofásicos) y restricciones adicionales derivadas de una técnica de localización de fallas. La metodología es aplicada en una red de distribución real de un operador de red de Colombia, al igual que Blanco (2012) quien plantea una metodología para valorar los eventos causados por fallas de red e inserción de bancos de condensadores en sistemas de distribución de energía eléctrica.

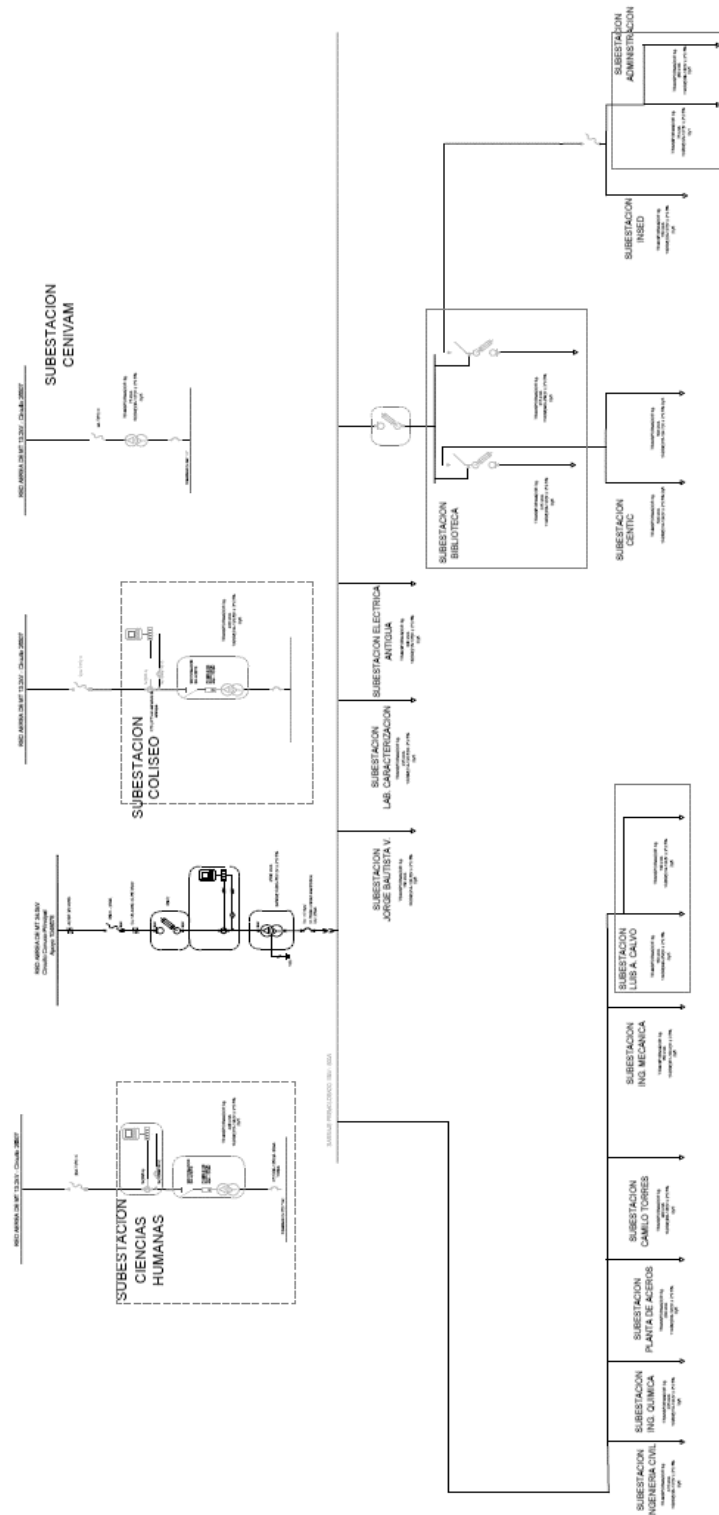
### **3. Alternativas para automatización de la red de media tensión UIS**

Como caso de estudio, se analiza la red de distribución de energía eléctrica del Campus Central UIS. Para este propósito se dispone de planos eléctricos proporcionados por la División de Planta Física de dicha universidad a partir de diseños realizados en el año 2007.

En la Figura 7 se muestra el diagrama unifilar de la red a cierto grado de detalle. En dicho diagrama se destacan las subestaciones: Biblioteca 1 (I), Biblioteca 2 (II), CENTIC (III), INSED (IV), Administración (V), Ingeniería Civil (VI), Ingeniería Química (VII), Planta de Aceros (VIII), Camilo Torres (IX), Ingeniería Mecánica (X), Luis A. Calvo (XI), Ciencias Humanas (XII), CENIVAM (XIII), Coliseo (XIV), Jorge Bautista V (XV), Laboratorio Caracterización (XVI) y Eléctrica Antigua (XVII).

Figura 7.

Diagrama unifilar de la red de media tensión UIS



**Figura 8.**

Vista de planta del Campus Central UIS



*Nota.* Suministrado por División de Planta Física UIS.

En la Figura 8 se aprecian las acometidas que tiene la red de la UIS: 1) edificio CENIVAM, 2) Ciencias Humanas, 3) Coliseo y 4) Principal del campus.

Las acometidas CENIVAM, Ciencias Humanas y Coliseo son similares hasta cierto punto y cuentan con elementos para su funcionamiento que tienen características únicas para cada circuito. La acometida Principal cuenta con elementos que la diferencian de las demás, dado su tamaño y complejidad para las variantes presentes en todo el circuito, permitiendo destacar: transformadores de diversas capacidades, interruptores en vacío y cajas cortacircuitos con apagachispas, entre otros.

### **3.1 Posibles eventos de falla en la red de media tensión UIS**

Se puede definir a un evento de falla como una alteración no planeada que impide la operación normal de un sistema de potencia. Los sistemas de distribución están expuestos a fallas ocasionadas por degradación de materiales, descargas atmosféricas y rompimiento de estructuras y conductores.

A continuación, se abordan las posibles fallas que pueden presentarse en la red de distribución UIS:

- La similitud entre las acometidas CENIVAM, Ciencias Humanas y Coliseo, permite asumir fallas en la caja cortacircuitos que se encuentra entre el circuito 26507 del operador de red y el transformador de la subestación (con tiempo de reparación de 4 a 5 horas) y en el transformador de la subestación (con tiempo de reparación de 10 a 12 horas). Estas fallas ocasionan interrupción total del flujo eléctrico en las subestaciones respectivas.

- En la acometida Principal es posible que se generen eventos de falla adicionales a los mencionados anteriormente, tales como: 1) falla entre las subestaciones II y IV-V, lo cual saca de funcionamiento a las dos últimas; 2) falla en las subestaciones X y XI que están en cascada con la caja cortacircuitos contigua a la subestación IX; 3) avería de seccionador bajo carga entre la barra principal y las subestaciones I y II, causando el corte de energía a las subestaciones I, II, III, IV y V; 4) falla en cable conductor que conecta la barra principal y VI, ocasionando la desconexión del grupo de cargas aguas abajo de la falla.

### **3.2 Propuesta para automatización de la red de media tensión UIS**

A continuación se presenta una propuesta para la automatización de la red de media tensión del Campus Central UIS a partir de una estrategia de dos pasos, diseñada desde un criterio de aumento de confiabilidad, estabilidad y robustez en el servicio. La estrategia puede resumirse en una reconfiguración de la red de distribución basada en la localización automática de fallas. De esta manera, se revisa inicialmente la ubicación de equipos para identificar las zonas de ocurrencia de los fallos en la red y posteriormente se analiza la estrategia de reconfiguración correspondiente.

#### ***3.2.1 Localización de fallas en la red de distribución***

Se plantea ubicar IED con el fin de abarcar la mayor cantidad de posibles fallas en la red, en los siguientes lugares de interconexión: barra principal; conexión entre subestaciones I-II y barra principal; conexión entre las subestaciones II y IV-V; conexión entre las subestaciones IX y X y en la conexión entre la barra principal y la subestación VI.

Los IED que contienen relés de protección se ubicarán en la barra principal para controlar el disyuntor de la subestación principal y en las subestaciones secundarias para contribuir en la recolección de información para localización de fallas. En las Figuras 9, 10 y 11 se muestra la localización de los IED.

### Figura 9.

*IED en la barra principal*

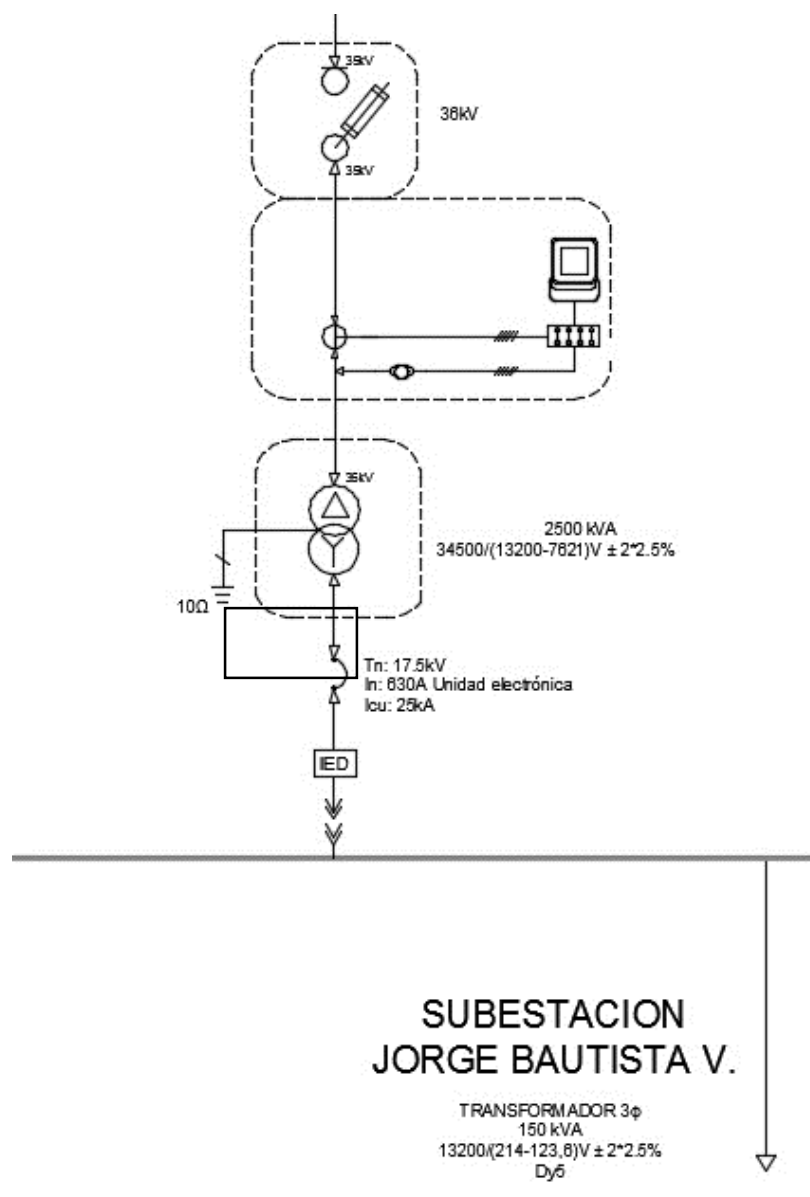


Figura 10.

IED ubicados entre VI y la barra principal e IED entre IX y X

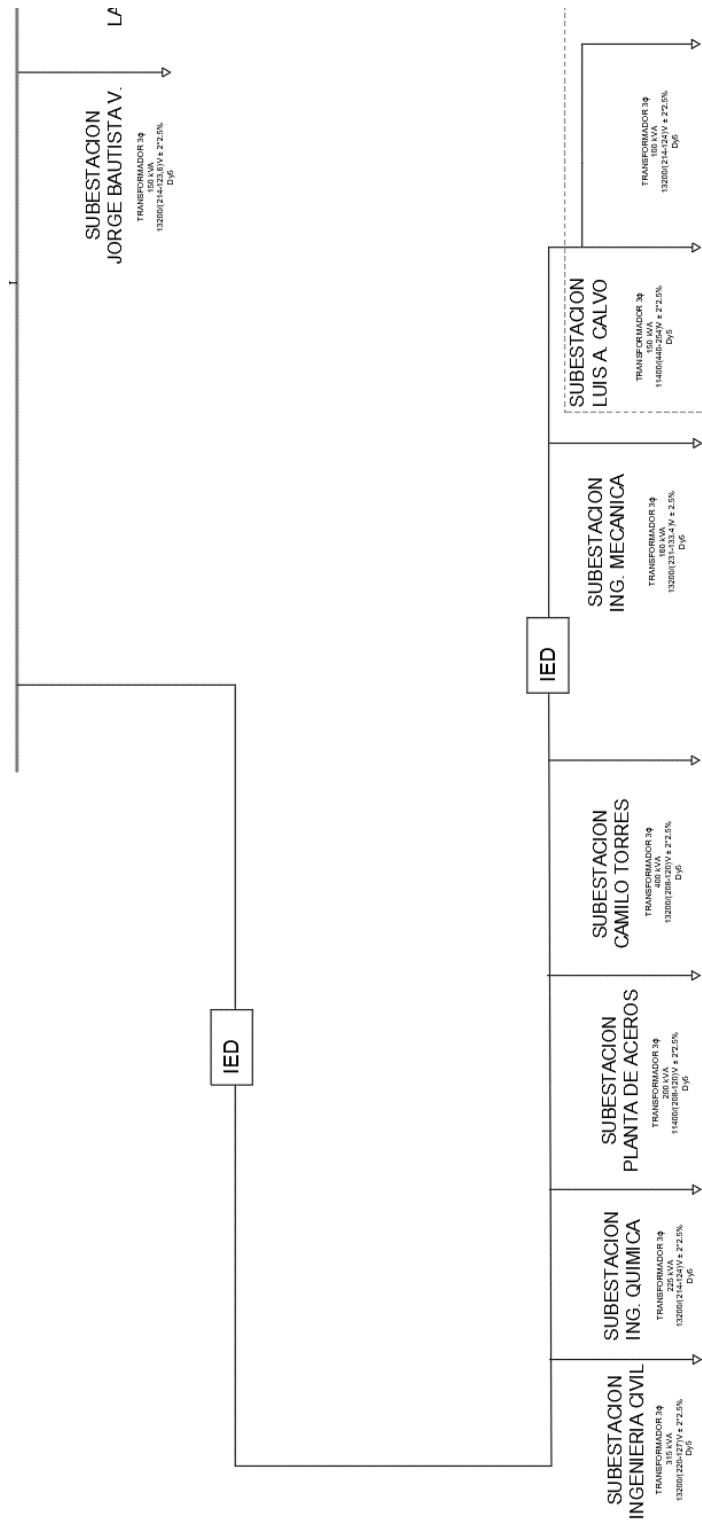
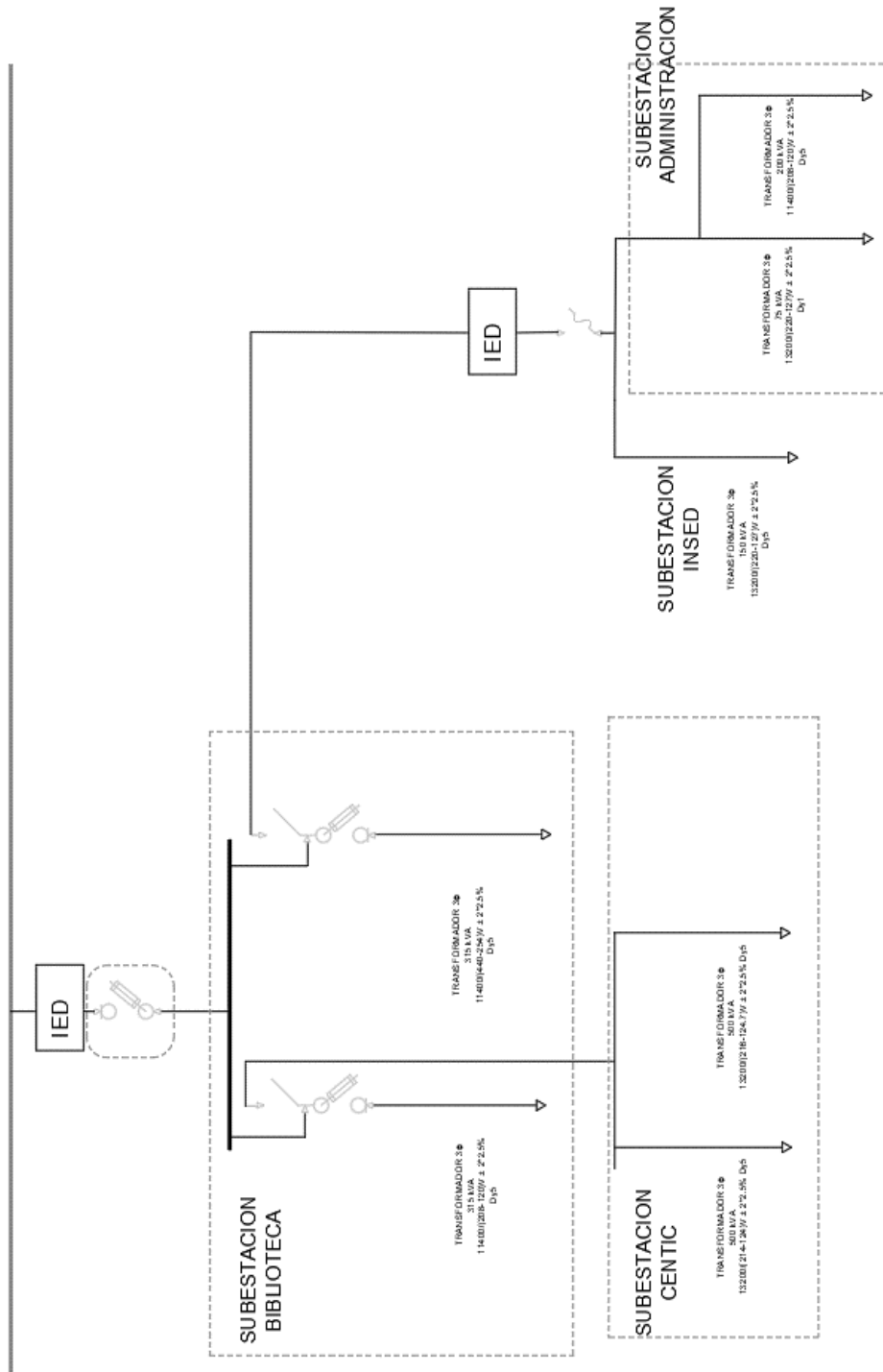


Figura 11.

IED entre barra principal y subestaciones I-II; y entre II y IV-V



### ***3.2.2 Automatización de la red de distribución***

Se propone un sistema de reconfiguración automático que divide la red en dos sectores principales, cada uno de los cuales posee grupos de subestaciones conectadas entre sí pero no directamente a la barra principal, según se describe a continuación:

- **Sector 1:**

Está conformado por las subestaciones VI, VII, VIII, IX, X y XI. En este sector se añaden interruptores que tienen la función de seccionar la línea de transmisión de 13.2 kV. También se añade una línea adicional para garantizar el respaldo de energía eléctrica. Al tomar como base la metodología mencionada en la Sección 2.3, se propone la organización de elementos mostrada en la Figura 12 como la opción más viable para la configuración de la red de distribución de media tensión UIS.

- **Sector 2:**

Está compuesto por las subestaciones I, II, III, IV y V. En este sector se añaden una serie de interruptores y dos líneas adicionales para garantizar el respaldo de energía eléctrica. Al igual que en el Sector 1 se toma como referencia la metodología de reconfiguración mencionada en la Sección 2.3 para constituir la distribución de red presentada en la Figura 13.

Figura 12.

Diagrama unifilar del Sector 1

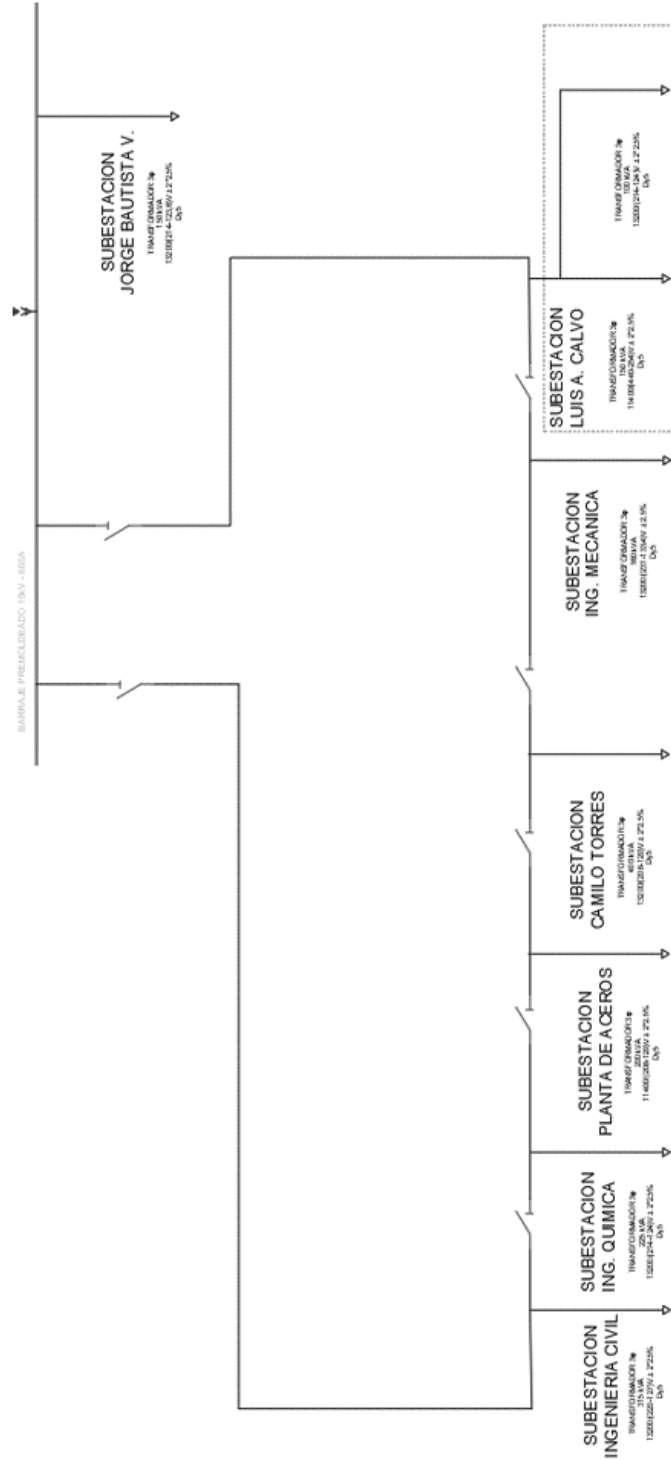
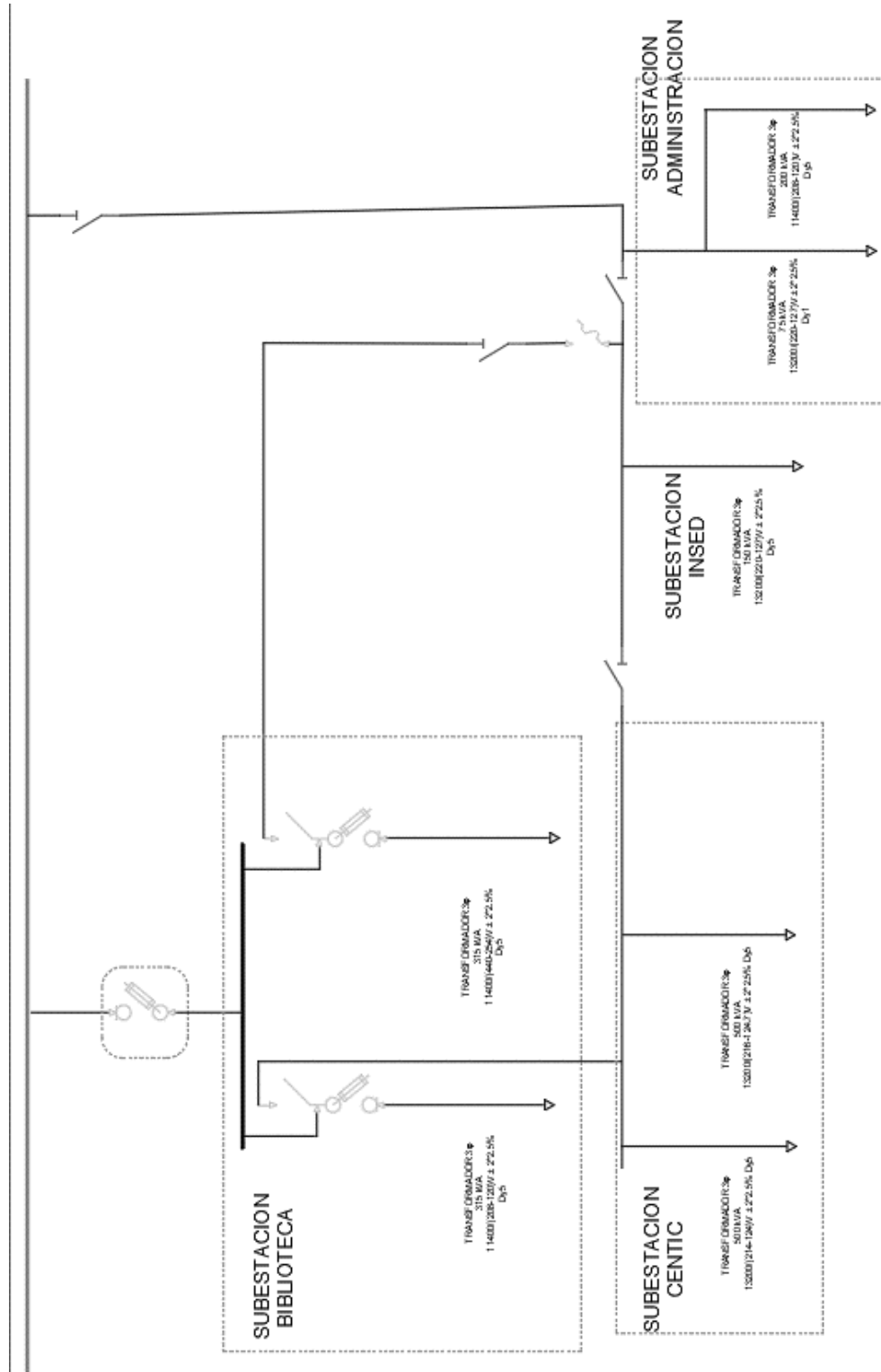


Figura 13.

Diagrama unifilar del Sector 2



### 3.3 Configuración para la solución de automatización propuesta

Se realiza a continuación la definición para los estados operativos involucrados en una eventual implementación de la solución de automatización propuesta.

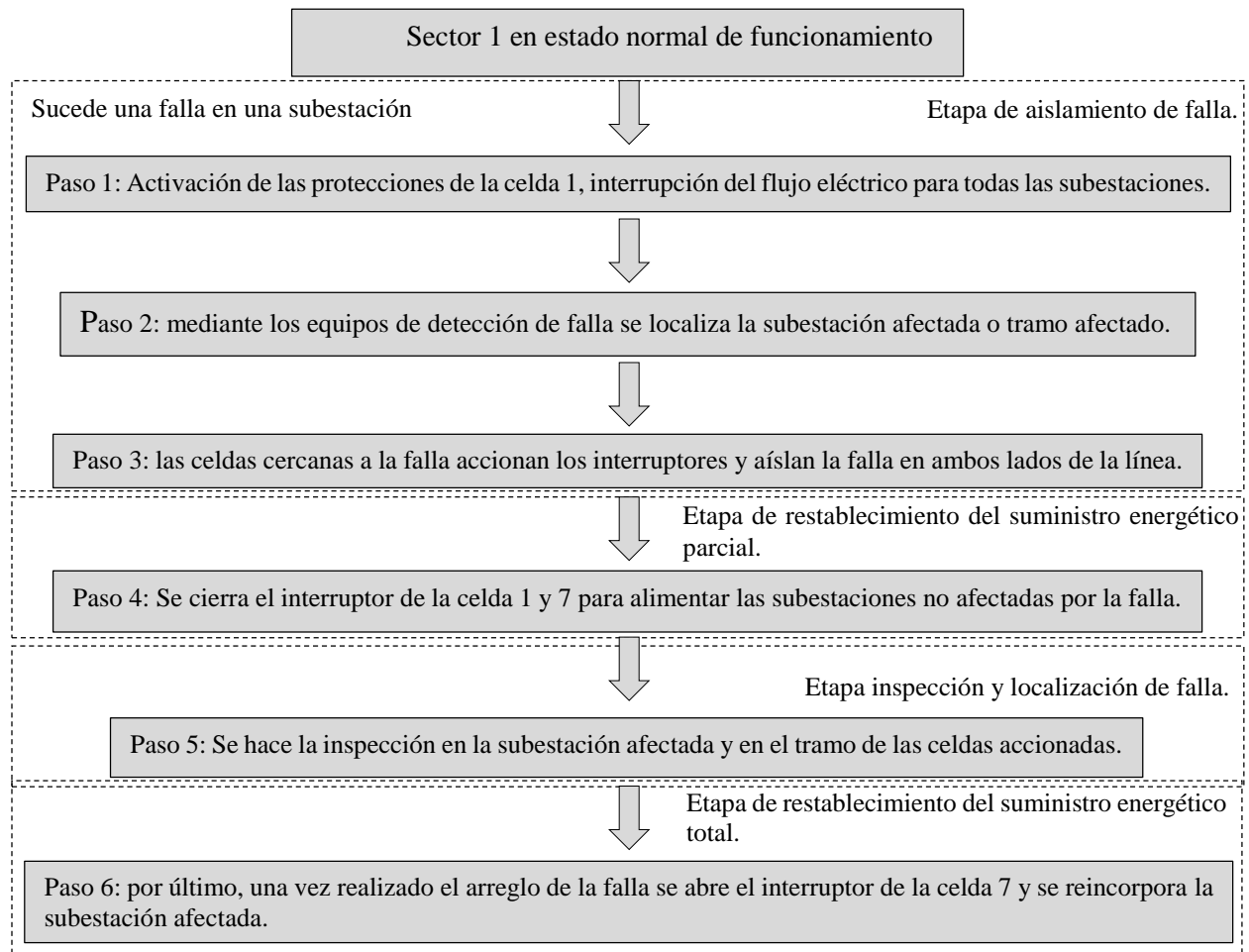
A partir de ello, el circuito eléctrico Principal cuenta con una subestación de 2500 kVA que es alimentada por el operador de red ESSA a una tensión de 34.5 kV. Esta subestación se encarga de alimentar las subestaciones: I, II, III, IV, V, VI, VII, VIII, IX, X, XI, XV, XVI y XVII.

La arquitectura de automatización que se planea realizar es del tipo 4, ya que cada una de las ramas tiene un RTU/PLC.

Adicionalmente, se define un SCADA centralizado en la subestación principal. Esta instalación debe contar con el espacio adecuado para almacenar todos los equipos con su respectiva refrigeración.

#### 3.3.1 Operación de reconfiguración en Sector 1

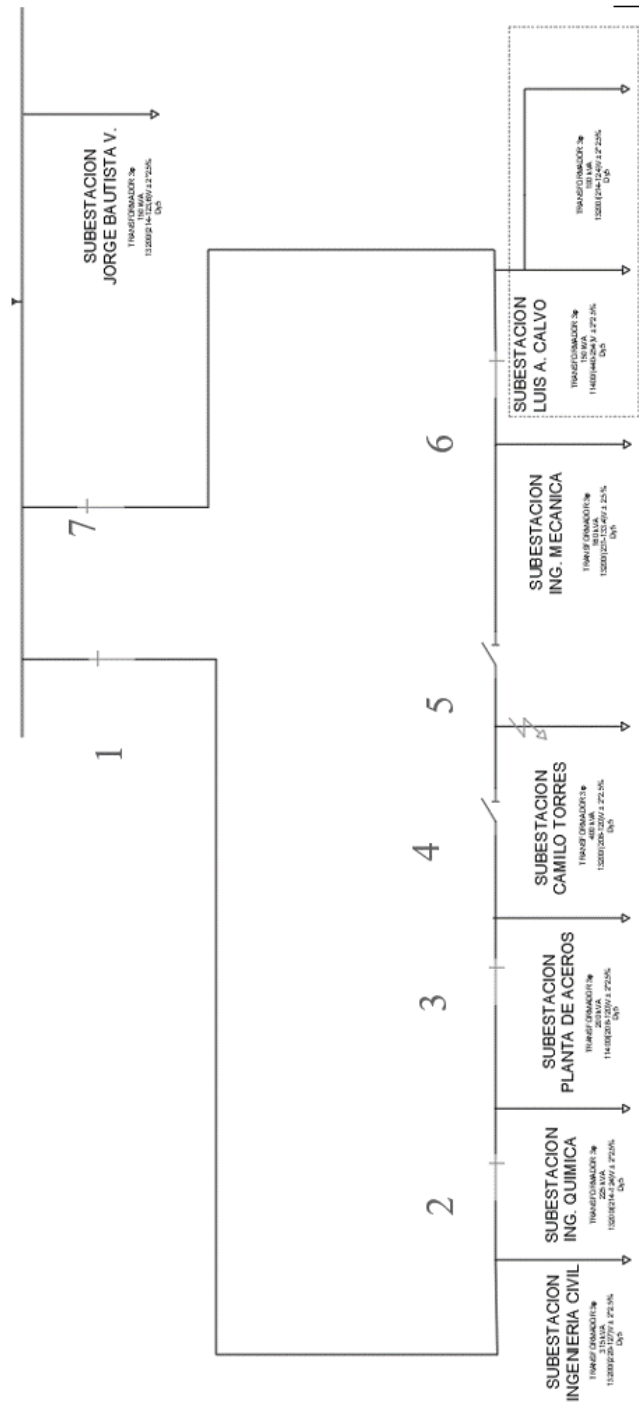
El diagrama de bloques de la Figura 14 presenta el resumen de operación automática para el Sector 1. A partir de ello, pueden definirse algunos casos especiales en los que no se cierran algunos interruptores al momento del restablecimiento del suministro energético parcial, permitiendo el ingreso al sistema de la subestación afectada.

**Figura 14.***Funcionamiento del Sector 1*

Por ejemplo, en la Figura 15 se ilustra una falla en la subestación IX que abre los interruptores 4 y 5 para aislar la falla. Lo anterior causa que el circuito se divida en dos partes, dejando por un lado las subestaciones VI, VII y VIII energizadas por el interruptor de la celda 1 y por otro lado desenergizadas las subestaciones de X y XI. De ahí entonces la importancia del interruptor 7, el cual permite que circule flujo eléctrico por el otro extremo del sector, evitando desenergizar las subestaciones no afectadas.

Figura 15.

Falla ubicada en el Sector 1 y restablecimiento del suministro parcial



### 3.3.2 Operación de reconfiguración en Sector 2

El diagrama de bloques de la Figura 16 presenta el resumen de operación automática para el Sector 2. Igual que en el Sector 1, existen casos especiales en cada una de las reconfiguraciones que se proponen para este sector.

**Figura 16.**

#### *Funcionamiento del Sector 2*

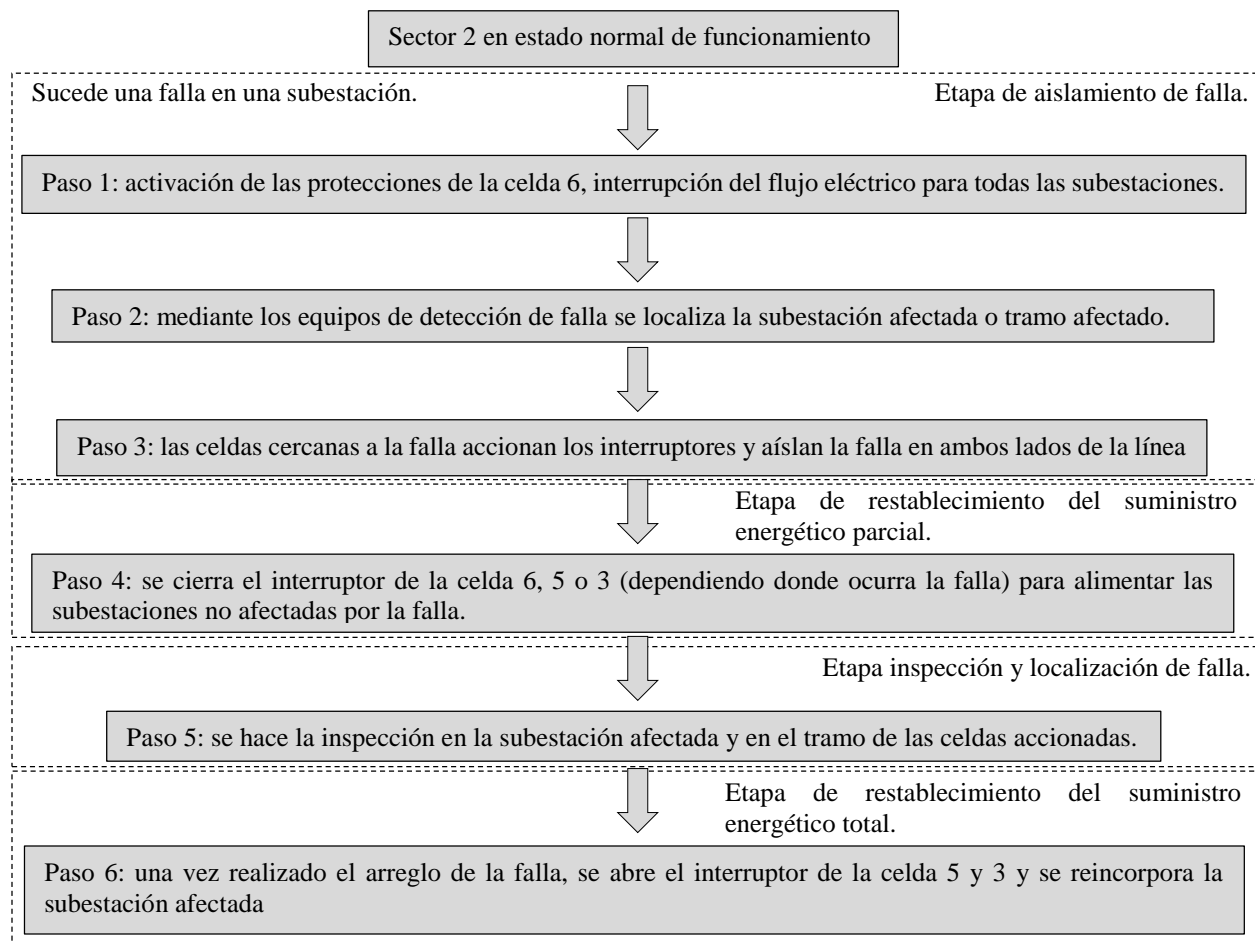
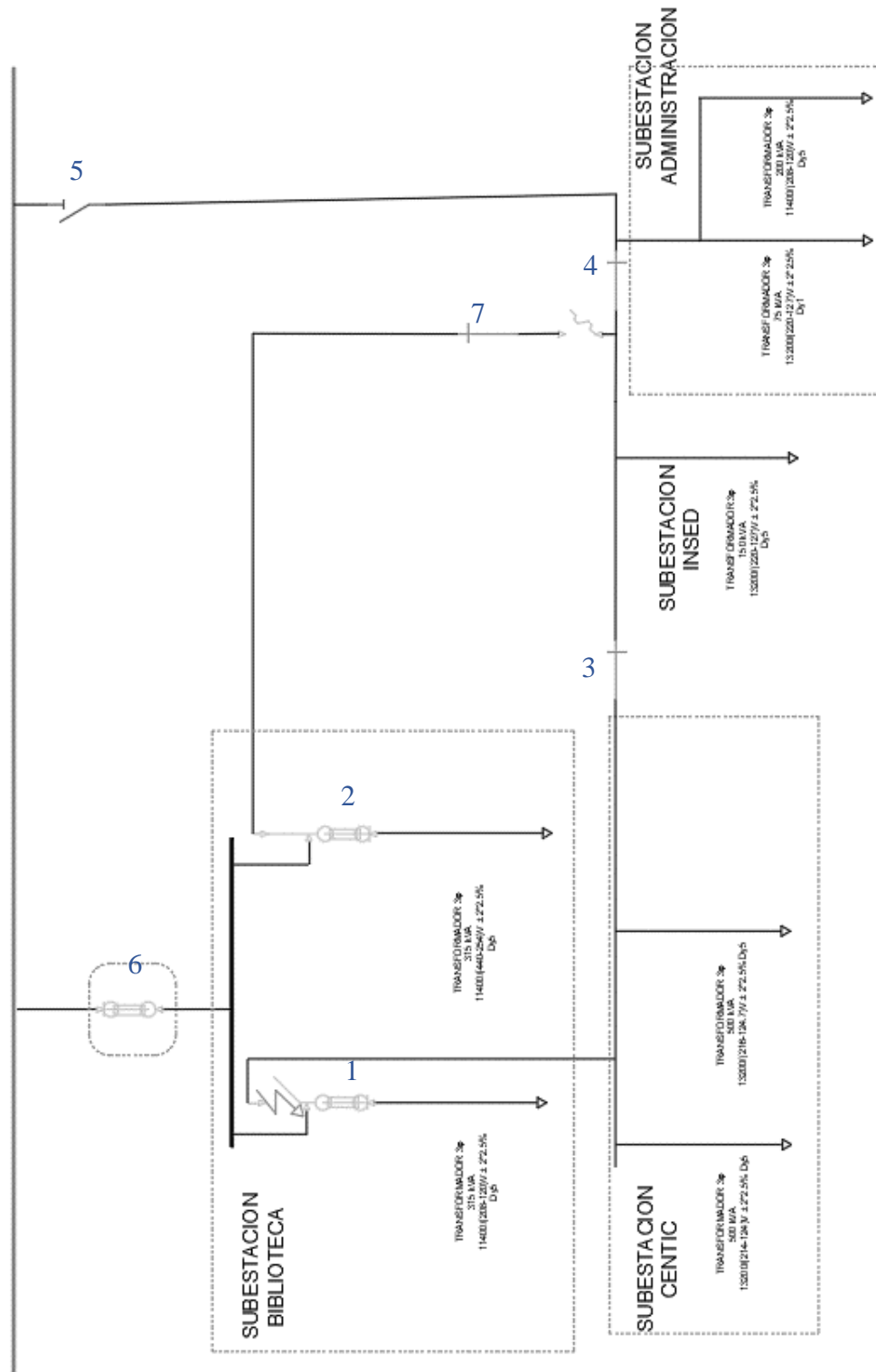


Figura 17.

Falla ubicada en el Sector 1 y restablecimiento del suministro parcial



Por ejemplo, en la Figura 17 se ilustra una falla en el seccionador de la subestación I que conecta con la subestación III. Esto hace que el interruptor de la celda 3 se cierre y sea alimentado desde la línea proveniente de la subestación II, que se encuentra energizada por el interruptor de la celda 6. De esta manera, el interruptor de la celda 3 entra en funcionamiento cuando los interruptores de las subestaciones I o II son afectados por una falla.

#### **4. Evaluación de la propuesta tecnológica**

En este Capítulo se presentan los elementos, instalaciones y equipos que se planea utilizar para la automatización de la red de media tensión UIS, así como sus esquemas de operación ante posibles eventos de falla por medio de diagramas GRAFCET. Finalmente, se analizará la viabilidad del proyecto teniendo en cuenta aspectos financieros.

##### **4.1 Análisis de requerimientos para el automatismo**

Retomando las ideas propuestas en la Sección 3.3, se construye a continuación el esquema lógico a través de un diagrama GRAFCET, para la realización del automatismo que ejecuta las maniobras de detección, localización de falla y reconfiguración propuesta en las Figuras 14 y 16 para cada uno de los sectores.

#### *4.1.1 Diagrama lógico de operación*

Inicialmente, se propone el diagrama GRAFCET de la Figura 18 para ilustrar el esquema lógico de automatización del Sector 1. En dicho diagrama el inicio (F. N) es el funcionamiento normal, en el cual todos los interruptores se encuentran cerrados, a excepción del 7. Al momento de presentarse cualquier evento de falla, el interruptor 1 se abre para proteger la barra principal (I1OFF). Acto seguido, se inicia la etapa de aislamiento de falla a través de los elementos de localización (Loc. Sub # en el diagrama) que permiten ubicar la falla en una subestación o tramo de línea determinados. A partir de ello, los interruptores más cercanos a la falla son abiertos para aislarla localmente. Después de las maniobras de aislamiento se inicia la etapa de restablecimiento parcial, mediante la activación de los interruptores 1 y 7 que se conectan con la barra principal dependiendo de cuál sea la subestación afectada. Posteriormente, se ejecuta la etapa de inspección, mantenimiento y reparación de los equipos afectados por parte de una cuadrilla de personal técnico. Una vez se haya determinado que todos los equipos se encuentran operando en modo apropiado, se realiza la restauración del servicio a partir de la entrada en operación de la subestación afectada por la falla.

De manera similar se procede en la Figura 19 con el diagrama GRAFCET para ilustrar la operación lógica del Sector 2. A partir de ello, el inicio (F. N) es el funcionamiento normal en el cual los interruptores 1, 2, 4, 6 y 7 se encuentran cerrados, mientras que los interruptores 3 y 5 sólo entrarán en acción al momento de presentarse una falla y dependiendo de dónde se localice la misma. Al momento de presentarse cualquier evento de falla, el interruptor 6 se abre para proteger la barra principal (I6OFF). Acto seguido, se inicia la etapa de aislamiento de falla a través de los elementos de localización (Loc. Sub # en el diagrama) que permiten ubicar la falla en una

subestación o tramo de línea determinados. A partir de ello, los interruptores más cercanos a la falla son abiertos para aislarla localmente. Después de las maniobras de aislamiento se inicia la etapa de restablecimiento parcial, mediante la activación de los interruptores 6 y 5 que se conectan con la barra principal dependiendo de cuál sea la subestación afectada. Posteriormente, se ejecuta la etapa de inspección, mantenimiento y reparación de los equipos afectados por parte de una cuadrilla de personal técnico. Una vez se haya determinado que todos los equipos se encuentran operando en modo apropiado, se realiza la restauración del servicio a partir de la entrada en operación de la subestación afectada por la falla.

Figura 18.

Diagrama GRAFCET de operación para el Sector 1

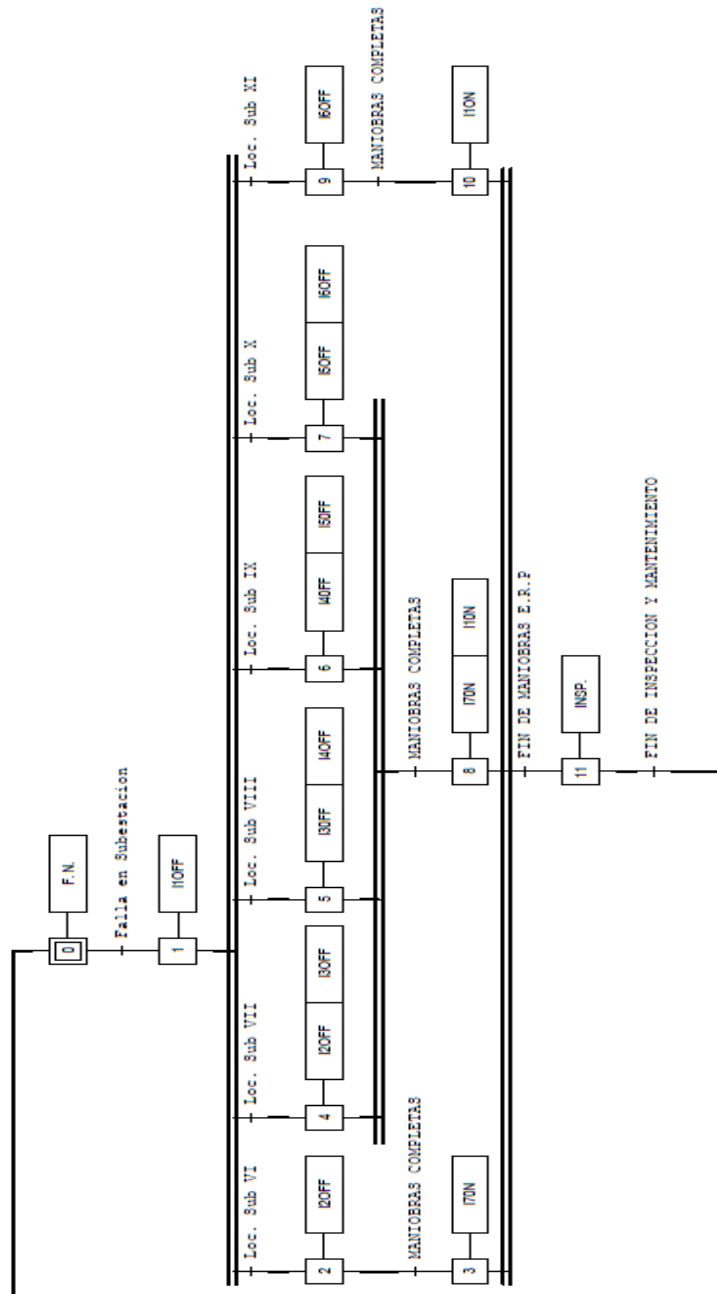
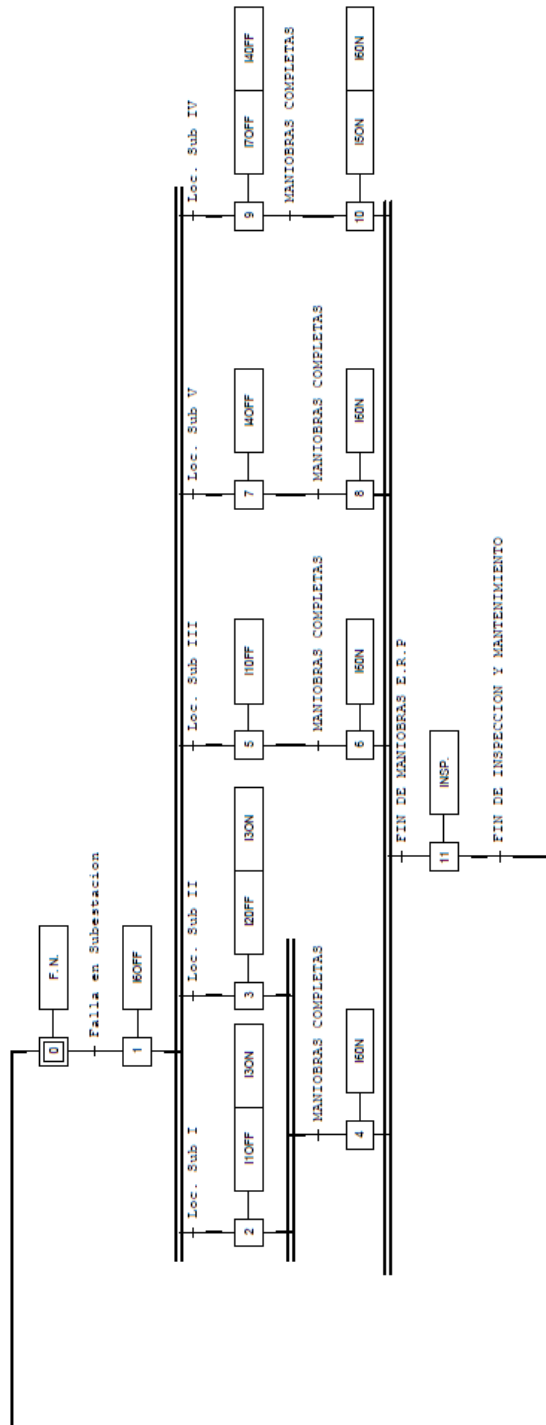


Figura 19.

Diagrama GRAFCET de operación para el Sector 2



#### ***4.1.2 Requerimientos para ejecución del autómeta***

Los diagramas GRAFCET apenas presentados, resumen la operación del automatismo que permite realizar la reconfiguración automática de la red de media tensión UIS a partir de la detección y localización de eventos de falla.

La implementación de dicho automatismo puede realizarse de manera simple en cualquier controlador lógico programable (PLC) mediante rutinas en lenguaje escalera (LADDER), que como se observa a partir del esquema lógico, no revisten mayor complejidad debido al carácter independiente de funcionalidad del esquema de decisiones.

Las características de entrada / salida del dispositivo deben ser tales que sea posible manejar once entradas digitales (correspondientes a fallas en las subestaciones VI a XI para el Sector 1 y I a V para el Sector 2) al igual que once salidas digitales (correspondientes con la activación de los interruptores 1 a 7 para el Sector 1 y 3, 4, 5 y 7 para el Sector 2).

Por tanto, un sólo PLC con buenas prestaciones de memoria y capacidad de entradas y salidas conforme a lo descrito, será capaz de ejecutar el esquema de automatización propuesto sujeto a una buena infraestructura de comunicaciones que facilite el transporte de información desde los monitores de falla (RTU) hacia el PLC y desde el PLC hasta los dispositivos de actuación (interruptores).

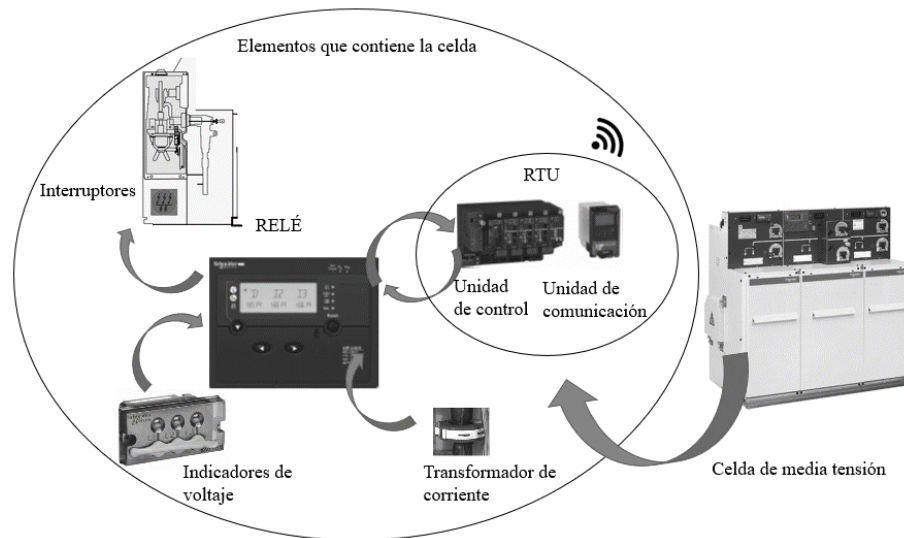
Adicionalmente es conveniente mencionar que, es posible implementar el esquema propuesto mediante lógica cableada a través de maniobras temporizadas (sincronización de esquemas de protección), pero esta no sería una opción que facilite flexibilidad al momento de realizar modificaciones, además de reducir la viabilidad del manejo de información a partir de una unidad de gestión y control centralizada como puede ser el sistema SCADA a ser implementado.

Como se observa, la solución de automatización que se propone no es total sino parcial, es decir, se trata de un esquema semi-automatizado que requiere la intervención humana para recuperar las condiciones de restablecimiento y, en mayor medida, depende de la efectividad de otros dispositivos encargados de registrar de manera precisa los eventos de falla.

A continuación se realizará una descripción general y selección para este grupo de dispositivos, esenciales para la apropiada ejecución del autómeta.

#### **4.2 Elementos, instalaciones y equipos**

A nivel de elementos, se considera la propuesta tecnológica ofrecida por el fabricante Schneider Electric a través del dispositivo denominado: SM6-24kV (subestaciones modulares en media tensión para aplicaciones de hasta 24 kV). Dicho dispositivo posee entre otras características, la posibilidad de integrar funciones de interruptores automáticos, funciones de seccionamiento de operación bajo carga y funciones de seccionador-fusible, además de integrar relés de protección, dispositivos para medición de calidad de la energía y componentes para realizar tareas de telecontrol y monitoreo. Un esquema general para este dispositivo se ilustra en la Figura 20, permitiendo identificar los elementos del sistema de automatización que se incorporan al interior del mismo.

**Figura 20.***Arquitectura interna de la celda de media tensión*

El costo comercial para una de estas celdas de media tensión asciende a \$26'000.000 COP. A pesar de significar una inversión económica bastante alta (teniendo en cuenta que se requieren 11 de tales celdas para la implementación del sistema propuesto, lo cual representa un costo total de \$286'000.000 COP), la elección para este dispositivo se justifica en la reducción de costos por fallo y riesgos de operación dadas sus características especiales de aislamiento eléctrico y protección ante fenómenos de arco eléctrico, adicional a sus altas velocidades de respuesta de conmutación.

Asimismo, se hace necesario realizar una centralización de la información obtenida y/o enviada a partir de tales celdas a través de un PLC de gama media que facilite la gestión de operación del esquema de reconfiguración. Para dicho propósito se selecciona el PLC de Schneider Electric Modicon M241 debido a la compatibilidad obtenida por tratarse de la misma marca y a las altas prestaciones del dispositivo, siendo recomendado para aplicaciones de alto desempeño

(como la abordada en el presente trabajo). El valor comercial para este PLC asciende a \$1'900.000 COP.

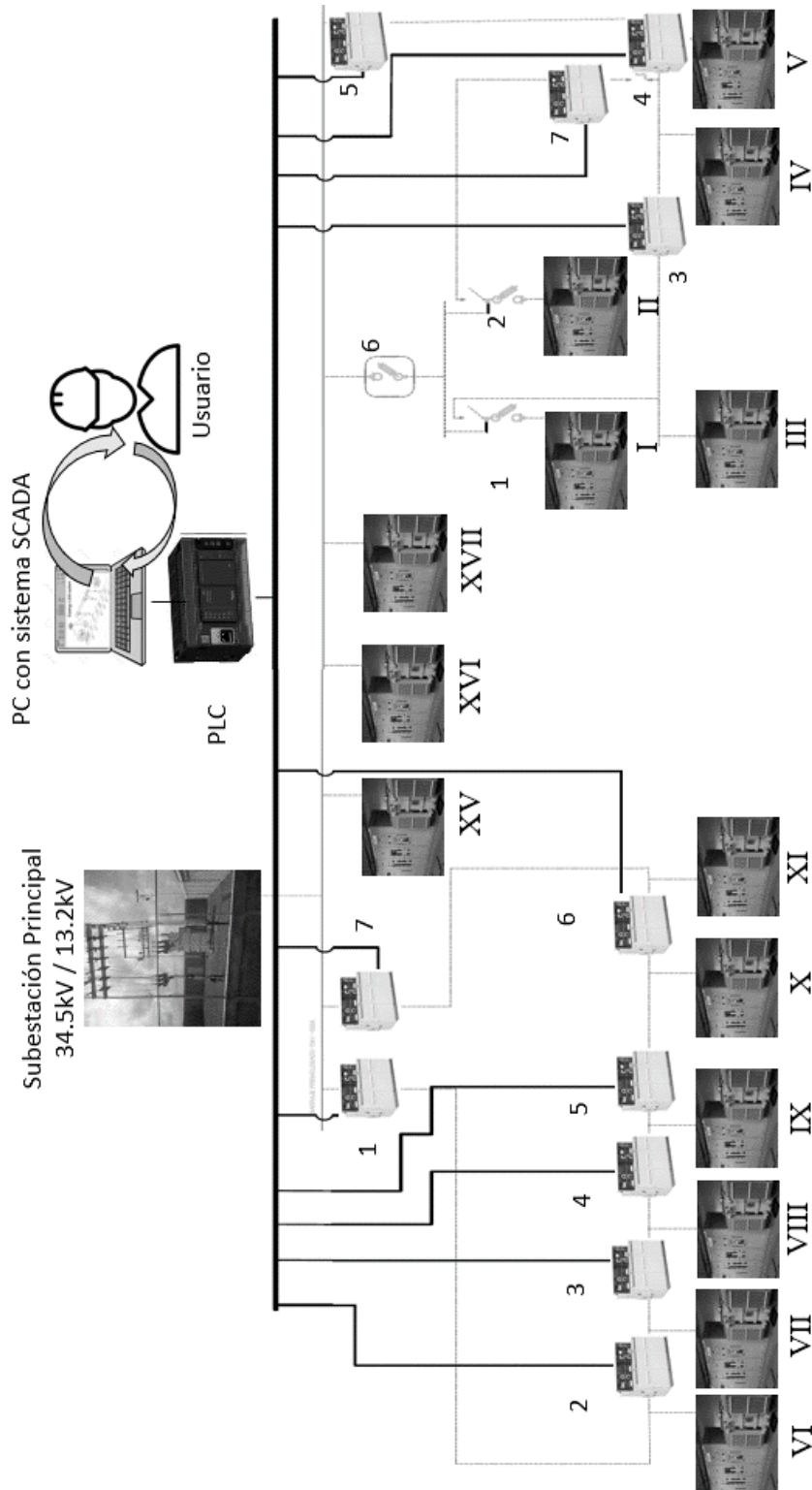
De manera similar, se requiere un SCADA que facilite la visualización de todas las variables relevantes de la red de distribución, además del monitoreo e interacción con su operación. Para ello se elige el paquete integrado de software de Schneider Electric denominado EASERGY L500, por un valor comercial de \$20'000.000 COP para una licencia de 3 años. Dicho SCADA puede ejecutarse en un PC convencional de prestaciones estándar, cuyo valor comercial no deberá superar los \$2'000.000 COP.

Es importante mencionar que los valores comerciales sugeridos corresponden con información suministrada por la compañía AYALA INDUSTRIES S.A.S en la cual uno de los autores del proyecto (Cristian Jesus Riveros Gil) realizó actividades a manera de pasante.

Finalmente y en modo consistente con lo previamente estipulado en la Figura 5, se muestra la integración de los componentes seleccionados a través de la arquitectura de automatización tipo 4 ilustrada en la Figura 21, en la cual se indican las subestaciones de los Sectores 1 y 2, los interruptores (representados por las celdas de media tensión) y las interconexiones de red de comunicaciones (en trazo negro) y de red eléctrica (en trazo gris), en modo equivalente a lo ya presentado en los respectivos diagramas unifilares del sistema de reconfiguración automático.

Figura 21.

Arquitectura de comunicación de la red UIS automatizada



#### *4.2.1 Adecuación de infraestructura*

Para este propósito se evidencia la necesidad de realizar modificaciones de la red de media tensión a través de la instalación de una línea auxiliar para el Sector 1 entre la subestación Principal y XI. Por su parte, para el Sector 2 se requiere la instalación de líneas auxiliares entre la subestación Principal y V, al igual que entre las subestaciones III y IV. Es importante mencionar que estas instalaciones deberán realizarse de manera subterránea con el propósito de hacerlas menos susceptibles a interrupciones debidas a fenómenos ambientales o del entorno (tormentas, vientos, accidentes vehiculares) reduciendo así el riesgo para la comunidad universitaria que generalmente permanece al interior del campus y que por tanto, deben acogerse a las recomendaciones de la norma RS0-002.

Ahora bien, en cuanto respecta al cable conductor de media tensión para las líneas auxiliares, se selecciona el tipo Cu XLPE 15 kV N°2 de cinta monopolar, debido a que posee una protección a lo largo del conductor proporcionando blindaje y conexión al neutro del sistema. El costo por metro para dicho cable asciende a \$28.500 COP. Este último dato fue suministrado por la compañía INTER ELECTRICAS LTDA. De esta manera, asumiendo que se requieren 1.250 m de cable, el costo total del cableado corresponderá con \$35'625.000 COP.

Adicionalmente, para realizar las instalaciones subterráneas se requieren 210 unidades de ducto PVC de 3x6 m tipo DB con costo individual de \$50.700 COP, para un total de \$10'562.500 COP. Este valor fue suministrado por la compañía INTER ELECTRICAS LTDA.

Por último, se estima que serán requeridas intervenciones de obra civil por 1.100 m<sup>3</sup>, lo cual para un costo individual de \$34.054 COP corresponderá con un valor total de \$37'459.400 COP. Estos valores fueron suministrados por la empresa AYALA INDUSTRIES S.A.S.

Es importante aclarar que las aproximaciones realizadas para dimensionar la longitud del cable, la cantidad de tramos de tubería y el área de intervención para las obras civiles, fueron determinadas a partir de cálculos aplicados sobre las escalas de los planos proporcionados por la División de Planta Física UIS.

### **4.3 Análisis financiero para la solución de automatización propuesta**

El análisis para la viabilidad financiera del sistema de automatización propuesto para la red de media tensión UIS, se realiza utilizando como base la metodología CBA introducida en la Sección 2.6.

A partir de ello, los Pasos 1, 2 y 3 de dicha metodología recogen la descripción de los elementos empleados en el esquema de automatización, su funcionalidad y los correspondientes beneficios. La Sección anterior permitió describir los dos primeros pasos (i.e. descripción y funcionalidad). Ahora bien, puede decirse que las celdas de media tensión benefician la operación del sistema en términos de un aislamiento seguro de fallas, un acceso permanente a la información de los parámetros eléctricos de la red y una disminución apreciable en los tiempos de reconexión. Por otro lado, el sistema SCADA beneficia la operación del sistema a través de la posibilidad de tomar decisiones mediante la información obtenida en tiempo real acerca del estado operativo del sistema y el registro periódico de sus eventos. De manera similar, las adecuaciones de infraestructura y principalmente de instalaciones, facilitan la transmisión de la energía eléctrica a través del fortalecimiento de la capacidad instalada.

Prosiguiendo con la metodología, el Paso 4 implica el planteamiento para la línea base del proyecto. Al respecto, se debe tener en cuenta que la red de media tensión UIS ha sido diseñada y

construida sin un sistema de automatización y por tanto, está expuesta a problemas de continuidad del servicio debido a los posibles eventos de falla que puedan causar fenómenos del entorno y que afecten la operación del sistema de distribución.

Por su parte, el Paso 5 de la metodología CBA requiere la cuantificación y monetización de los beneficios, los cuales se listan a continuación:

A. Se toman como base los costos de desconexión del servicio a partir del estudio desarrollado por la UPME en el año 2015 y documentado en (Herrera, Rojas, Sanchez y Leon 2015), en el cual se realiza el cálculo de los costos de interrupción promedio a nivel nacional. Este estudio demostró que la disponibilidad de pago para evitar un corte de una hora entre semana, es de  $A1 = 0,73\%$  el valor de su factura mensual. Este estudio es similar al realizado por (Schellenberg, Speckman y Eto, 2016), quienes desarrollaron una herramienta de cálculo enfocada a los costos por interrupción.

Para la cuantificación de este beneficio, en la Tabla 1 se asumen 14 horas anuales de desconexión sin automatización y 3 horas anuales de desconexión con automatización, con base en la tasa de falla anual de un cable conductor subterráneo de 600 V a 15000 V documentado en (Arno, 2007). Adicionalmente, se tomaron en cuenta las tarifas de energía de EPM, que para el mes de septiembre de 2020 ascendieron a  $A2 = \$567,36$  por kWh, sumado a un consumo promedio mensual de  $A3 = 462,21$  kWh en el Campus Central UIS (Niño y Ortíz, 2011). A partir de ello, se aplicó la siguiente fórmula para calcular el costo por una hora de interrupción:

$$A1 \times A2 \times A3 = 0,73\% \times 567,36 \times 462,208 = \$1'914.339$$

Con este valor, se realizaron proyecciones para 5, 10, 15 y 20 años.

**Tabla 1.***Cuantificación beneficio acumulado por reducción de interrupciones*

	<b>5 años</b>	<b>10 años</b>	<b>15 años</b>	<b>20 años</b>
Costo de las interrupciones sin automatización de red	\$134'003.787	\$268'007.574	\$402'011.361	\$536'015.148
Costo de las interrupciones con automatización de red	\$28'715.097	\$57'430.194	\$86'145.291	\$114'860.389
Cálculo del beneficio	\$105'288.690	\$210'577.380	\$315'866.070	\$421'154.759

B. Se cuantifica la reducción en los costos operativos de la red de distribución ante interrupciones del suministro causadas por fallas. Si bien los distintos edificios de la Universidad cuentan con grupos electrógenos de respaldo, el costo de esa energía por kWh es mayor que la suministrada por el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Lo anterior se verifica a partir del consumo por kWh generado en una planta Diesel de 150 kVA, el cual corresponde con 0,34 L (para la marca Hatz). De esta manera tomando en cuenta que el costo de un galón de combustible Diesel ronda los \$8.000 COP, el costo por litro será:  $\$8.000/3,78 = \$2.119$  COP aproximadamente. Así entonces, por cada kWh generado con un grupo electrógeno se pagarán:

$$0,34 \times 2119,11 = \$720,5$$

lo cual es superior a las tarifas suministradas por EPM para el mes de septiembre de 2020 en un factor de 1,27 veces. Tomando en cuenta este valor, se realizó la cuantificación del costo de generación para la carga que representa el Campus Central UIS y a partir de ello, las proyecciones para 5, 10, 15 y 20 años contenidas en la Tabla 2.

**Tabla 2.***Cuantificación beneficio acumulado por reducción de costos operativos*

	5 años	10 años	15 años	20 años
Costos operativos ante interrupciones sin automatización de red	\$23'311.561	\$46'623.122	\$69'934.684	\$93'246.245
Costos operativos ante interrupciones con automatización de red	\$18'356.762	\$36'713.525	\$55'070.287	\$73'427.050
Cálculo del beneficio	\$4'954.798	\$9'909.597	\$14'864.396	\$19'819.195

C. Se reduce la probabilidad de daños a elementos esenciales de la red (como transformadores, equipos sensibles en instalaciones y elementos costosos) debido al aislamiento seguro de fallas.

D. Fortalecimiento de las capacidades de formación e investigación para los programas de Pregrado, Especialización, Maestría y Doctorado en las áreas de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Se contará con una red eléctrica dotada con elementos de automatización y control que servirán de prototipo demostrativo para la formación en el área de los sistemas de distribución, así como incentivo para desarrollar nuevas aplicaciones e investigaciones. Asimismo, esto puede servir como atractivo para nuevos aspirantes a los programas de Especialización y Maestría en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica, así como también para otros programas.

De esta manera, se espera que los beneficios anuales de este proyecto de automatización sean cercanos a \$20'000.000 COP, reduciendo las horas de desconexión y evitando que los grupos electrógenos entren en funcionamiento, para amortizar la inversión en un transcurso de 20 años.

De otro lado, el Paso 6 de la metodología implica determinar los costos totales del proyecto, mismos que a partir de la discusión realizada previamente en la Sección 4.2, se resumen en la Tabla 3.

**Tabla 3.**

*Resumen para costos de inversión en el sistema de automatización planteado*

<b>Elemento</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Valor unitario</b>	<b>Valor total</b>
Sistema SCADA Schneider Easergy	1	\$20'000.000	\$20'000.000
Computador para sistema SCADA	1	\$2'000.000	\$2'000.000
Celda de media tensión	11	\$26'000.000	\$286'000.000
Cable conductor Cu XLPE 15 kV	1.250	\$28.500	\$35'625.000
Ducto PVC de 3x6 Mts Tipo DB	210	\$50.700	\$10'562.500
Obras civiles x m <sup>3</sup>	1.100	\$34.054	\$37'459.400
		<b>TOTAL</b>	<b>\$391'646.900 COP</b>

Por último, el paso 7 de la metodología requiere el análisis del retorno de inversión del proyecto. Para esto se realiza una comparación acumulativa de los costos y beneficios a lo largo del tiempo, siendo el costo de cada año la suma del valor en ese año y todo el año anterior.

**Tabla 4.***Retorno de inversión del proyecto*

	5 años	10 años	15 años	20 años
Beneficio acumulado por reducción de interrupciones	+\$105'288.690	+\$210'577.380	+\$315'866.070	+\$421'154.759
Beneficio acumulado por reducción de costos operativos	+\$4'954.798	+\$9'909.597	+\$14'864.396	+\$19'819.195
Costos de inversión en sistema de automatización	-\$391'646.900	-\$391'646.900	-\$391'646.900	-\$391'646.900
Retorno de inversión	-\$281'403.412	-\$171'159.923	-\$60'916.434	+\$49'327.054

A partir de ello, la Tabla 4 muestra el retorno de la inversión realizada para el Proyecto de Automatización en periodos de 5, 10, 15 y 20 años, calculada mediante la comparación entre los beneficios cuantificados y el monto total destinado a la implementación del sistema. De lo anterior es evidente que el proyecto es VIABLE no sólo a nivel de la rentabilidad a largo plazo, sino también tras considerar aspectos de funcionamiento y liderazgo tecnológico para el país y la región, estos últimos con un efecto inmediato a partir de su puesta en operación.

#### 4. Conclusiones

A partir de los procedimientos desarrollados y de los resultados obtenidos tras la realización del presente trabajo de grado, es posible concluir lo siguiente:

- Se desarrolló un diseño para la automatización de la red de distribución eléctrica en media tensión del Campus Central de la UIS. A partir de un estudio de los elementos, arquitecturas y métodos utilizados en la automatización de redes de distribución, se seleccionó una maniobra de reconfiguración de red basada en la detección y localización de eventos de falla, como alternativa tecnológica para mejorar la confiabilidad de la red de media tensión del Campus Central UIS, basada en la incorporación estratégica de una serie de dispositivos que en conjunto permiten garantizar la continuidad del suministro eléctrico en cargas críticas, a pesar de las posibles alteraciones del entorno. La solución de automatización propuesta fue evaluada desde puntos de vista técnicos y económicos.

En particular:

- Se describieron los elementos, equipos e instalaciones para llevar a cabo la automatización de una red de distribución. A partir de una descripción general sobre sistemas de automatización de redes de distribución presentada en las Secciones 2.1, 2.2 y 2.3, la Sección 2.4 abordó el detalle puntual de los elementos necesarios para realizar una maniobra de reconfiguración, permitiendo destacar elementos de actuación, medida, adquisición de datos y comunicación. Todo esto fue complementado en la Sección 2.5 por las arquitecturas de red entre

los elementos del automatismo y una revisión de desarrollos similares reportados en la literatura según incluido en la Sección 2.7;

- Se propusieron alternativas de elementos, equipos e instalaciones requeridos para la automatización de la red de media tensión de la UIS. Fundamentalmente, este fue el objeto del Capítulo 3, en el cual se abordaron de manera detallada aspectos puntuales al respecto de: la descripción de los planos eléctricos de la red de media tensión UIS, los posibles eventos de falla a los que podría estar sometido el sistema y las posibles soluciones de automatización para garantizar la continuidad del servicio ante tales contingencias. Para ello, se propuso en la Sección 3.2 un esquema de reconfiguración de red basado en la detección y localización de fallas, a partir de la subdivisión de la red de distribución en dos circuitos o sectores, cada uno de los cuales reuniese un conjunto específico de subestaciones. De esta manera, las maniobras de operación para cada caso fueron plasmadas en los diagramas de bloques de las Figuras 14 y 16, y posteriormente acondicionadas al diagrama lógico de operación ilustrado a través del diagrama GRAFCET de la Figura 18 y de la arquitectura del sistema de automatización esquematizado en la Figura 21. A partir de lo anterior, en las Secciones 4.1 y 4.2 se propusieron una serie de equipos y adecuaciones de infraestructura que satisfacen las especificaciones técnicas requeridas para implementar el esquema de automatización propuesto;

- Finalmente, se evaluaron las alternativas de automatización propuestas considerando aspectos técnicos y financieros. La viabilidad técnica del proyecto queda verificada a partir de la selección de dispositivos comerciales que permitan implementar la solución propuesta, según detallado en las Secciones 4.1 y 4.2. Ahora bien, en la Sección 4.3 se desarrolla el análisis financiero para la alternativa de automatización propuesta a partir de una metodología de costo-beneficio que permitió determinar la viabilidad del proyecto en términos no sólo del retorno de

inversión a largo plazo, sino también del fortalecimiento de capacidades tecnológicas y de calidad y liderazgo a nivel de formación, con impacto inmediato para la Universidad Industrial de Santander a partir de la puesta en ejecución del sistema de automatización propuesto.

## 5. Recomendaciones

La solución de automatización propuesta ha sido dimensionada en términos de características generales para constituir una alternativa viable e implementable. Sin embargo, detalles y características particulares deberán ser verificados y ajustados al momento de su implementación real en campo, en términos por ejemplo de la compatibilidad de los equipos a ser configurados a manera de red de comunicaciones, para el intercambio de información de la operación del sistema de distribución. Por lo tanto, se recomienda tomar en cuenta la realización de tales verificaciones con personal técnico calificado y preferiblemente del área de ventas, con el ánimo de corroborar (y/o seleccionar) las referencias precisas de los equipos del sistema, ante una eventual compra de los mismos.

## 6. Trabajo futuro

El paso siguiente como complemento al presente trabajo de grado es presentar ante las instancias respectivas de la Alta Dirección de la Universidad Industrial de Santander la solución de automatización propuesta, para que se proceda a valorar su implementación sobre la red de media tensión UIS. Asimismo, podrían complementarse los diseños presentados por simulaciones del esquema de protección y reconfiguración mediante análisis numérico en herramientas de software especializado como DigSilent o ETAP.

### Referencias Bibliográficas

- Arno, R. (2007). Summary of equipment reliability data. Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc (IEEE). (Ed.), *IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems* (pp. 213-300). IEEE.
- Blanco, J. (2012). *Diseño de una metodología para la valoración de eventos causados por fallas de red e inserción de banco de condensadores en sistema de distribución de energía eléctrica* (Tesis de maestría). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Brenes, G. & Robles, D. (2016). *Diseño, cálculos eléctricos y mecánicos de un proyecto de electrificación rural en la comunidad Tisey municipio de Wiwil* (Tesis de pregrado). Universidad Nacional de Ingeniería, Managua, Nicaragua.
- Cabezas, E. (2018). *Ubicación optima de monitores de hundimientos de tensión en redes de distribución de energía eléctrica incorporando restricciones de localización relativa de fallas en la red* (Tesis de maestría). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Calhau, F. y Martins, J. (2019). A Electric Network Reconfiguration Strategy with Case-Based Reasoning for the Smart Grid [conferencia]. *Brazilian Conference on Intelligent Systems*, Brasil. DOI 10.1109/BRACIS.2019.00116
- Colmenar, A., Reino, C., y Borge, D. (2016). *Distributed generation: A review of factors that can contribute mostto achieve a scenario of DG units embedded in the new distributionnetworks*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 59, 1130-1148
- Conti, S., Rizzo, S., El-saadany, E., Essam, M. y Atwa, Y. (2014). *Reliability Assessment of Distribution Systems Considering Telecontrolled Switches and Microgrids*. *IEEE Transactions on power Systems*, 29 (2), 598-606.

- Espinoza, A., Gonzales, S. & Sierra, B. (2011). *Automatización de la distribución: presente y futuro*. Boletín IEEE, 2011 (2), 52-52. Recuperado de <https://www.ineel.mx/boletin022011/divulga.pdf>.
- Gautam, M., Bhusal, N., Benidris, M. y Louis, S. (s.f.). *A Spanning Tree-based Genetic Algorithm for Distribution Network Reconfiguration*.
- Giordano, V., Onyeji, I., Fulli, G., Sánchez, M., y Filiou, C. (2012). *Guidelines for Conducting a Cost-benefit Analysis of Smart Grid Projects*. <https://doi.org/10.2790/4586>
- Herrera, B., Rojas, C., Sanchez, C., y Leon, G. (2015). *Desarrollo de una metodología para determinar los costos de racionamiento de los sectores de electricidad y gas natural*. <https://n9.cl/wc2o>
- Orduz, A. (2019). *Coordinación de protecciones del sistema mallado en el campo petrolero Cantagallo a 34.5kV* (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Popovic, D., Glamocic, L. y Nimrihter M. (2010). *The optimal automation level of medium voltage distribution networks*. P. 5-6.
- Ramírez, C. F. (1991). *Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión*. Colombia: Impresiones Gráficas Ltda.
- Rodríguez, A., Cossent, R., y Frías, P. (2017). *Assessing the potential of MV automation for distribution network reliability improvement*. *Int Trans Electr Energ Syst*, 27, 1-15
- Sasi, G., Sarat, S. y Jayaram, S. (2017). *Reconfiguration of Electrical Distribution Network for Loss Reduction and Voltage Enhancement* [conferencia]. *IEEE International Conference on Power, Control, Signals and Instrumentation Engineering (ICPCSI-2017)*
- Schellenberg, J., Speckman, B. y Eto, J. (2016). *Integrating Customer Interruption Costs into Outage Management Systems* [conferencia]. *Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*, Dallas, TX, USA. <https://doi.org/10.1109/TDC.2016.7519888>

Schellenberg, J., Speckman, B. y Eto, J. (2016). *ICE Calculator for FLISR Reliability Improvement Value*. ICE calculator. <https://icecalculator.com>

Seika, (2018). *Los 5 Niveles de la Automatización Industrial*, extraído de <https://www.seika.com.mx/5-niveles-de-la-automatizacion-industrial/>.

Silos, A. (2018). *Automatic Fault Location in Electrical Distribution Networks with Distributed Generation* (Tesis de doctorado). Universitat Politècnica de atalunya, Barcelona, España.

Strauss, C. (2003). *Practical Electrical Network Automation and Communication System*. Oxford, Inglaterra: Newnes.