

UNIVERSIDAD CENTRAL
VICERRECTORÍA ACADÉMICA

ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

**PROPUESTA DE UN LEVANTAMIENTO DE
DIAGRAMAS UNIFILARES Y ANÁLISIS DE COORDINACIÓN
DE PROTECCIONES EN LA RED ELÉCTRICA DE
DISTRIBUCIÓN DEL INSTITUTO COSTARRICENSE DE
ELECTRICIDAD (ICE), EN EL CANTÓN CENTRAL DE
ALAJUELA, PARA LA INTEGRACIÓN DE SISTEMAS DE
GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN AVANZADA ADMS Y
SISTEMAS DE GESTIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS
DISTRIBUIDOS DERMS EN EL PRIMER SEMESTRE 2025**

MODALIDAD DE TESIS PARA OPTAR POR EL GRADO DE

LICENCIATURA EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

ESTUDIANTE: JAIRO CALDERÓN PANIAGUA

TUTOR: MARIO BALLAR CALVO

SEDE CENTRAL

AGOSTO, 2025

1 Tabla de contenido

1 Tabla de contenido	2
1.1 Índice de Tablas	8
1.2 Índice de Figuras	8
Dedicatoria	10
CAPÍTULO I	11
1.1 Resumen	11
1.2 Planteamiento del Problema	12
Pregunta de la investigación	13
1.3 Objetivos	14
1.3.1 Objetivo general	14
1.3.1 Objetivos específicos	14
1.4 Justificación	14
1.5 Antecedentes	17
1.6 Proyecciones	29
CAPÍTULO II	31

2	Marco teórico	31
2.1.		33
3	Diagramas Unifilares	49
3.1	Definición y utilidad de los diagramas unifilares	49
3.2	Simbología normalizada en diagramas unifilares	50
3.3	Aplicación de diagramas unifilares en redes de distribución	53
3.4	Software y herramientas para elaboración de diagramas unifilares	55
4	Protección en Redes de Distribución	57
4.1	Principios básicos de protección eléctrica	60
4.2	Tipos de protecciones en sistemas de distribución	61
4.2.1	Cortacircuitos Fusible	62
4.2.2	TripSaver	63
4.2.3	Reconectador	66
4.2.4	Cuchillas seccionadoras	70
4.2.5	Llave seccionadora	72
4.3	Coordinación de protecciones	74

4.3.1 Curvas de coordinación de protecciones	76
4.3.2 Análisis de fallas y su impacto en la red	78
5 Gestión Avanzada de la Distribución (ADMS)	82
5.1 Concepto, funciones y componentes del ADMS	83
5.2 Beneficios de la implementación del ADMS	85
5.3 Integración del ADMS con las redes de distribución	86
5.4 Requerimientos para la correcta operación del ADMS	88
6 Gestión de Recursos Energéticos Distribuidos (DERMS)	92
6.1 Concepto y tipos de recursos energéticos distribuidos (DER)	92
7 Generación distribuida	93
7.1 Almacenamiento de energía	96
7.2 Vehículos eléctricos	98
7.3 Funciones del DERMS	102
7.3.1 Integración del DERMS con redes inteligentes	104
7.3.2 Impacto del DERMS en la coordinación de protecciones	106

7.4 Impacto de la IA para la optimización de la cartera de recursos energéticos distribuidos.	108
7.5 Normativas y Estándares Aplicables	110
7.5.1 Normas nacionales	110
7.5.2 Normas internacionales relevantes (IEEE, IEC)	114
8 Buenas prácticas en la elaboración de diagramas y coordinación de protecciones	117
9 Sistema de control y adquisición de datos (SCADA)	121
9.1 SCADA Survalent	121
9.1.1 Características SCADA	121
9.1.2 Ventajas SCADA	123
9.1.3 Aplicaciones comunes de Survalent SCADA	123
9.1.4 Tecnologías y protocolos compatibles	124
9.1.5 Evolución y futuro de Survalent SCADA	124
10 Sensores	125
10.1 Sistemas de gestión de sensores	125

10.1.2 Funcionamiento:	125
10.1.2 Arquitectura de comunicaciones Wi-Fi:	127
10.1.3 Íconos y mapa a través de SCADA:	129
10.1.4 Mapa de sensores mediante la función de mapa principal:	132
10.1.5 Visualización de mapa mediante funciones de ubicación:	133
10.1.6 Administrar ubicación de sensores:	134
10.1.7 Parámetro indicador de circuito en falla y notificación de interrupción eléctrica:	135
11 Sistema de infraestructura de medición avanzada AMI	137
12 Sistema de Gestión de Interrupciones OMS (Outage Management System)	140
13 Ciberseguridad para infraestructuras de sistemas eléctricos de distribución	142
13.1 Importancia de la ciberseguridad en sistemas de distribución eléctrica	142
13.2 Desafíos de la ciberseguridad en sistemas de distribución eléctrica	143
14 Riesgo eléctrico en líneas de distribución	145
CAPÍTULO III	148
3 Marco metodológico	148

3.1 Enfoque de la investigación:	148
3.2 Método de Investigación	150
3.3 Fuentes de Información	152
3.4 Variables o Unidades de Análisis	152
3.5 Instrumentos	153
3.6 Alcance	154
3.7 Proceso de Recolección y Análisis de Datos	155
3.8 Análisis de Datos	155
CAPÍTULO IV	157
CAPÍTULO V	163
5.1 Conclusiones	163
5.2 Recomendaciones	165
CAPÍTULO VI	167
6.1 Propuesta	167

1.1 Índice de Tablas

Tabla 1 Tipos y causas de fallas	81
Tabla 2 Íconos y simbología de interpretación en el mapa.....	131
Tabla 3 Detalles de cantidad y clasificación de clientes, Circuito Coco Recope	176

1.2 Índice de Figuras

Figura 1 Cobertura nacional de electricidad por empresas autorizadas.....	33
Figura 2 Estructura del sistema eléctrico nacional	35
Figura 3 Transformador monofásico 19.5 Kv a 120-240v	38
Figura 4 Subestación Los Anonos	41
Figura 5 Sistema radial	43
Figura 6 Sistema en anillo.....	46
Figura 7 Sistema malla.....	48
Figura 8 Cajetín de simbología de diagrama unifilar de sistema de distribución eléctrica	53
Figura 9 Diagrama unifilar del circuito Coco Recope, subestación El Coco	54
Figura 10 Corta circuito tipo fusible o bayoneta	63
Figura 11 Reconectador montado en cortacircuito TripSaver	64
Figura 12 Reconectador montado en cortacircuito TripSaverr.....	66
Figura 13 Reconectador trifásico	67
Figura 14 Seccionador unipolar tipo cuchilla	72
Figura 15 Seccionador de media tensión	74

Figura 16 TripSaver dañado por salto de corriente por contaminación.....	79
Figura 17 Aislador tipo poste para 45KV, con salto de corriente por rayeria	80
Figura 18 Aislamiento propenso a falla debido a contaminación por vegetación.....	81
Figura 19 Aislamiento propenso a falla de salto de corriente debido a contaminación de residuos acarreados por aves para contruir sus nidos en estructuras de soporte para equipos y aislamiento de media tensión	82
Figura 20 Carga de vehículo en estación del ICE.....	100
Figura 21 Ejemplo de la disponibilidad de los circuitos para generacion distribuida	112
Figura 22 Sensores conectados a la red eléctrica de distribución	126
Figura 23 Sensores conectados a la red eléctrica de distribución.....	126
Figura 24 Software del SMS proporcionado como un servicio hospedado.....	128
Figura 25 Arquitectura para monitoreo de sensores	129
Figura 26 Mapa mediante coordenadas	132
Figura 27 Visualización de un circuito desde la subestación a los distintos puntos de distribución eléctrica.....	134
Figura 28 Falla momentanea.....	135
Figura 29 Falla permanente	136
Figura 30 Gráfica de resumen de falla	136
Figura 31 Gráficos de datos según la ubicación de los sensores a lo largo del circuito de distribución.....	137
Figura 32 Medidor de electricidad AMI	138
Figura 33 Caso interrupción eléctrica en tiempo real reflejado en el sistema OMS.....	141
Figura 34 Marca en los postes con la referencia en cuanto a la ubicación física.....	161

Dedicatoria

El presente trabajo se lo dedico a Dios, por darme la fuerza para finalizar este proceso.

A mis padres por su amor, trabajo y sacrificio, gracias a ellos he logrado llegar hasta aquí y seguir progresando.

Agradecimiento

Agradezco a mis compañeros de trabajo quienes me apoyaron, a mis profesores que me ayudaron en este proceso.

A mi profesor tutor Mario Ballar Calvo, quien estuvo siempre presente ante dudas y recomendaciones.

CAPÍTULO I

1.1 Resumen

La presente tesis propone el levantamiento actualizado de los diagramas unifilares y el análisis de la coordinación de protecciones en la red eléctrica de distribución del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), específicamente en el cantón central de Alajuela. Este proyecto surge ante la necesidad institucional de contar con información técnica precisa la cual fortalezca la operación, mantenimiento y modernización de la red, en el contexto de un cambio generacional del personal y recientes eventos que evidenciaron limitaciones operativas.

El trabajo se enfoca en los circuitos de la subestación El Coco, donde se pretende recopilar y analizar información sobre la infraestructura, la demanda y la ubicación de dispositivos de protección. A partir de esto, se desarrollará una propuesta técnica que facilite la futura integración de sistemas de gestión de distribución avanzada (ADMS) y de recursos energéticos distribuidos (DERMS, por sus siglas en inglés).

La metodología contempla revisión bibliográfica, levantamiento en campo, análisis de cargas, elaboración de diagramas y evaluación de la selectividad de protecciones mediante herramientas especializadas. Como resultado, se espera disponer de una base técnica para optimizar la confiabilidad y eficiencia del sistema, y que sirva de modelo para replicación en

otras regiones. Asimismo, los productos generados contribuirán a la capacitación del nuevo personal técnico del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

1.2 Planteamiento del Problema

El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) enfrenta actualmente un proceso de cambio generacional, en el cual una parte significativa de su personal es de reciente incorporación y carece de experiencia en la operación y gestión de la red eléctrica de distribución. Esta situación ha evidenciado la necesidad de contar con información actualizada y accesible sobre la infraestructura eléctrica, en específico en cuanto al mapeo y elaboración de diagramas unifilares de cada uno de los circuitos. Estos diagramas son fundamentales para garantizar la adecuada formación del nuevo personal y para facilitar las labores de operación y mantenimiento de la red.

Además, eventos recientes, como el racionamiento eléctrico programado ocurrido en mayo de 2024, pusieron en evidencia vacíos importantes en la gestión de la red. Durante este evento, se presentó la dificultad de identificar de manera precisa los clientes afectados por sector, lo cual limitó la capacidad de brindar información oportuna y veraz a la ciudadanía. Adicionalmente, las maniobras de traslado de carga ejecutadas para priorizar la atención de sectores estratégicos como salud y educación evidenciaron que los esquemas de protección existentes no estaban adaptados a estos escenarios dinámicos, pues carecían de una adecuada coordinación de protecciones bajo condiciones de contingencia.

Estas limitaciones reflejan la necesidad urgente de desarrollar un levantamiento de los diagramas unifilares actualizados y ejecutar un análisis de coordinación de protecciones en la red eléctrica de distribución del ICE en el cantón central de Alajuela. Este proyecto busca generar información confiable la cual permita optimizar la operación de la red y facilitar su integración con sistemas modernos de gestión de distribución avanzada (ADMS) y de recursos energéticos distribuidos (DERMS).

En consecuencia, esta propuesta de investigación se orienta a atender estos vacíos técnicos y operativos, contribuyendo a mejorar la resiliencia, la confiabilidad y la capacidad de respuesta de la red eléctrica ante futuros eventos programados o contingentes.

Pregunta de la investigación

¿Cómo realizar un levantamiento actualizado de los diagramas unifilares y un análisis adecuado de la coordinación de protecciones en la red eléctrica de distribución del ICE, en el cantón central de Alajuela, que facilite la integración de sistemas ADMS y DERMS en el primer semestre de 2025?

Hipótesis

El levantamiento actualizado de los diagramas unifilares y el análisis de coordinación de protecciones en la red eléctrica de distribución del ICE, en el cantón central de Alajuela, permitirá optimizar la operación del sistema y facilitará la integración efectiva de los sistemas ADMS y DERMS, mejorando la capacidad de respuesta ante escenarios dinámicos y contingencias.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Proponer un levantamiento de los diagramas unifilares y efectuar un análisis de la coordinación de protecciones en los circuitos de distribución del Instituto Costarricense de electricidad (ICE) en el Cantón Central de Alajuela, con el propósito de optimizar la integración de los Sistemas de Gestión de Distribución Avanzada ADMS y Sistemas de Gestión de Recursos Energéticos Distribuidos DERMS, durante el primer semestre del 2025.

1.3.1 Objetivos específicos

1. Levantar y actualizar los diagramas unifilares de los circuitos de distribución asociados a la subestación El Coco, en el Cantón Central de Alajuela.
2. Analizar la carga y la demanda de los circuitos de distribución de la subestación El Coco, considerando la cantidad de clientes por sección de cada circuito.
3. Realizar un análisis de coordinación de protecciones para los circuitos de distribución de la subestación El Coco, con el fin de garantizar la operación adecuada y selectiva de los equipos de protección.

1.4 Justificación

La propuesta de la elaboración de diagramas unifilares actualizados de la red eléctrica de distribución son herramientas para los operadores del centro de control y otros análisis,

como maniobras, traslados de carga en tiempo real o racionamiento, lo cual se requiere de una guía de la red de distribución para poder referenciar los equipos de protección que actúan en estas actividades.

Actualmente, se están dando cambios generacionales donde hay una población considerable de personal nuevo, lo cual llevará un proceso de aprendizaje y conocimiento de la red eléctrica.

Parte de la dinámica de la red en cuanto a las maniobras que se ejecutan, no hay un dato real y preciso sobre la cantidad de clientes en cada sección, entendiéndose lo anterior como los clientes habidos entre un equipo de protección y otro, esto con el fin de priorizar o cuantificar, en caso de una posible falla, los clientes que se verán afectados.

Dentro de los equipos de protección que se encuentran a lo largo de cada circuito, debe haber una programación de las protecciones, esto según la carga y el orden en cuanto a la secuencia de ubicación, pues se han dado fallas en donde dos equipos en cascada se disparan, por lo que uno de ellos no participa directamente sobre la falla presentada, y esto se debe a que no existe una coordinación de protecciones selectiva de manera que cuente con una coordinación de protecciones adecuada. Esto produce que equipos actúen en donde no se encuentra la falla y los clientes se vean afectados en su servicio eléctrico.

Esta investigación contribuirá de manera significativa a la integración de los sistemas ADMS y DERMS, sirviendo como modelo para su aplicación en otras subestaciones del país.

El levantamiento de diagramas unifilares detallados y el análisis de la coordinación de protecciones permitirá optimizar la integración de los sistemas ADMS y DERMS, para mejorar la confiabilidad, la operación y la gestión de la red eléctrica del ICE en el cantón central de Alajuela.

El principal beneficio de esta investigación será la elaboración de diagramas unifilares actualizados que sirvan como herramienta para los operadores del centro de control y otros análisis, como maniobras, traslados de carga en tiempo real o racionamientos.

Además, serán registrados los equipos de protección que interactúan en cada subestación, junto con sus datos respectivos, con el objetivo de elaborar un listado completo y representarlos gráficamente en los diagramas unifilares.

Una coordinación selectiva de protecciones entre los equipos garantiza la creación de una base de datos confiable con configuraciones de protección ajustadas a la demanda real de la red.

Esta investigación contribuirá a la integración de los sistemas ADMS y DERMS y servirá como modelo para su aplicación en otras subestaciones del país.

Este proyecto representa una serie de desafíos, pues permite fomentar el desarrollo de una serie de herramientas e información enfocadas a la implementación de nuevas tecnologías, haciendo una red eléctrica de distribución más segura y confiable.

También permite poner en práctica los conocimientos adquiridos en clase, mediante la implementación de sistemas de gestión de recursos energéticos distribuidos,

lo cual posibilita poder identificarlos y representarlos en los diagramas unifilares de cada circuito.

Esta propuesta facilita el efectuar una contribución mediante la propuesta de una solución a una necesidad de la institución para la implementación de nuevas tecnologías.

1.5 Antecedentes

En esta sección se presentan algunos antecedentes, los cuales permitirán sustentar el presente trabajo investigativo y entender el contexto de la problemática. Estos antecedentes son de diferentes centros educativos superior internacional y nacional, los cuales han analizado problemas similares en la búsqueda de oportunidades relacionadas con el tema por tratar.

Los antecedentes mencionados contribuyen a evidenciar las necesidades ante la actualización de equipos, con el fin de fomentar una base sólida y real que posibilite tener un servicio eléctrico confiable.

Entre los antecedentes internacionales, se destaca la investigación desarrollada por Karla Naomy Encala Pihuave (2023), titulada *Coordinación de protecciones en sistemas eléctricos de distribución, mediante relés SEL-751*. Este trabajo propone un modelo aplicable a empresas distribuidoras de energía eléctrica y tiene como objetivo principal la coordinación de protecciones en redes de distribución, utilizando relés SEL-751. La autora identifica las

principales fallas a las que están expuestos estos sistemas y justifica la selección de los dispositivos de protección mediante el cálculo de parámetros eléctricos clave.

La investigación incluye simulaciones realizadas con el software ETAP para validar la coordinación propuesta y culmina con la elaboración de un manual técnico que detalla los procedimientos de cálculo para la coordinación de protecciones en sistemas de distribución.

Este antecedente, desarrollado en Ecuador, guarda una estrecha relación con el enfoque de la presente investigación, pues aborda problemáticas similares.

Diversas investigaciones y desarrollos tecnológicos han resaltado la importancia de integrar sistemas avanzados de gestión de recursos energéticos distribuidos (DERMS) en las redes de distribución eléctrica. Estos sistemas permiten a los operadores de redes de distribución (DSO) enfrentar de manera eficiente los retos derivados de la creciente penetración de recursos energéticos distribuidos (DER), como la generación fotovoltaica, el almacenamiento y la movilidad eléctrica.

De acuerdo con Hitachi Energy (2024), el sistema Network Manager DERMS proporciona a los DSO una base sólida para operar exitosamente la red con DER, tanto en el presente como en el futuro. Explican que

Network Manager DERMS provides DSOs with a foundation to successfully operate the grid with DERs, both today and in the future. Hitachi Energy's DERMS, a grid-aware distributed energy resource management system (DERMS), allows maximum DER connectivity, enables DER participation in markets and flexible

services, and manages complexity and efficiency as the distribution network evolves from a radial single-source network to a multi-source active network. (2024, p. 3)

Esta afirmación respalda la necesidad de modernizar las redes de distribución mediante soluciones tecnológicas que permitan una gestión inteligente, resiliente y adaptable de los recursos distribuidos, como se propone en el presente proyecto para el cantón central de Alajuela.

Por otra parte, en literatura reciente, se destaca que la creciente penetración de recursos energéticos distribuidos (DER) está transformando profundamente las redes de distribución eléctrica, tradicionalmente pasivas. Este fenómeno genera nuevos retos operativos, entre ellos la necesidad de mejorar la observabilidad, el control, la protección y la gestión en tiempo real de dichas redes.

Como señalan Strezoski et al. (2022), “massive integration of DERs is introducing a high level of complexity in traditionally passive distribution networks, including their observability, management, control, and protection” (p. 277). Esta complejidad plantea la necesidad de soluciones tecnológicas avanzadas como los sistemas de gestión de recursos energéticos distribuidos (DERMS), los cuales permiten a los operadores de redes de distribución (DSO) enfrentar los desafíos que surgen con la integración de generación fotovoltaica, almacenamiento distribuido, estaciones de carga de vehículos eléctricos, entre otros.

Esta perspectiva respalda el enfoque de la presente investigación, el cual propone integrar herramientas como DERMS y ADMS en la red de distribución del ICE en el cantón central de Alajuela.

En el contexto de la modernización de las redes eléctricas, tal y como se ha mencionado, los sistemas de gestión de recursos energéticos distribuidos (DERMS) han adquirido un papel fundamental para permitir una supervisión y control efectivos de los recursos distribuidos. Su integración con los sistemas avanzados de gestión de distribución (ADMS) no solo permite el monitoreo en tiempo real de los DER, sino que también optimiza su despacho de acuerdo con las necesidades específicas de la red.

Como lo destaca el Departamento de Energía de Estados Unidos (U.S. Department of Energy, 2024), “Distributed Energy Resource Management Systems (DERMS) integrate with an ADMS system to monitor and control Distributed Energy Resources (DERs) and optimize dispatch based on grid needs” (p. 2). Esta integración sinérgica constituye una base tecnológica esencial para garantizar la confiabilidad del sistema eléctrico, especialmente en entornos con alta penetración de fuentes renovables y generación distribuida.

La implementación a gran escala de recursos energéticos distribuidos ha transformado las redes de distribución media y baja tensión, las cuales han dejado de ser sistemas pasivos para convertirse en redes integradas, semiautomatizadas y con capacidad de respuesta dinámica ante los cambios del sistema eléctrico.

Tal como lo expone el Departamento de Energía de Estados Unidos (U.S. Department of Energy, 2024), “Large-scale implementation of DERs can lead to situations in which the

distribution/medium-voltage network evolves from a ‘passive’ system [...] to a global/integrated, self-monitoring, semi-automated system that responds to the various dynamics of the electric grid” (p. 1). Esta evolución demanda una planificación, operación y gestión diferentes, donde los sistemas DERMS y ADMS juegan un papel estratégico para mitigar impactos, mejorar la estabilidad de la red y optimizar el uso de recursos distribuidos.

La conexión de generadores distribuidos (DG) en redes de distribución ha traído consigo múltiples beneficios en términos de confiabilidad, calidad del servicio y sostenibilidad. Sin embargo, esta configuración también ha generado nuevos retos técnicos, especialmente en el ámbito de la coordinación de protecciones.

Como advierte Han (2014), “Despite the positive aspects of the meshed configuration and DG connection, there are also some difficulties such as protection coordination problems once they have been applied. One of the most significant concerns is the coordination between protective devices” (p. 1). Esto se debe a que la introducción de múltiples fuentes activas modifica el flujo de corriente de falla, afecta los tiempos de operación de los dispositivos de protección y complica el cumplimiento de los criterios de selectividad y sensibilidad.

Estos desafíos justifican la necesidad de elaborar análisis detallados y actualizaciones en la configuración de protecciones de las redes eléctricas, como parte del proceso de integración de tecnologías DERMS y ADMS, objetivo central de la presente propuesta para la red de distribución del ICE.

Uno de los aspectos fundamentales en el diseño de redes eléctricas, especialmente ante la incorporación de generación distribuida, es la adecuada coordinación de los dispositivos de protección frente a las corrientes de falla. Este elemento cobra aún mayor relevancia en sistemas donde los flujos de corriente pueden cambiar de dirección o intensidad debido a la participación activa de múltiples fuentes energéticas.

La guía técnica de Cooper Power Systems (2005), “Effective control of short-circuit current, or fault current as it is commonly called, is a major consideration when designing coordinated power system protection” (p. 1), expone la correcta evaluación del tipo y magnitud de las corrientes —ya sean normales, de sobrecarga o de cortocircuito— y de sus trayectorias, es esencial para asegurar una operación segura y selectiva de los sistemas de protección.

En el contexto costarricense, diversos estudios han resaltado el papel clave que puede desempeñar la generación distribuida en la transformación del sistema eléctrico nacional. Según Castillo Rincón y Davidovich Molina (2016), “la generación distribuida surge como una alternativa a la generación tradicional, permitiendo a los consumidores generar su propia energía, reducir sus costos eléctricos y contribuir con la sostenibilidad ambiental del país” (p. 11).

Este enfoque descentralizado no solo impulsa el uso de fuentes renovables, sino que también promueve la integración de nuevas plataformas de gestión inteligente como los sistemas ADMS y DERMS, en línea con los esfuerzos institucionales del ICE por modernizar su red de distribución.

Dentro del contexto técnico nacional, el uso de herramientas especializadas para el análisis y simulación de redes eléctricas ha sido promovido como soporte esencial en la planificación y coordinación de protecciones. Según lo documentado por Aguilar-Rocha y Álvarez-Vega (2021), “ETAP es una herramienta de análisis y control para el diseño, simulación, automatización de generación y operación de sistemas de potencia eléctricos de distribución e industriales” (p. 37).

Este tipo de software permite simular escenarios de fallas, analizar flujos de carga y realizar estudios de coordinación de protecciones, lo cual resulta clave en proyectos como el que se plantea para la red de distribución del ICE en Alajuela, en la transición hacia esquemas más inteligentes como los ADMS y DERMS.

Por otro lado, se muestra una creación de un sistema SCADA en el módulo de comunicaciones, lo cual permite la elaboración de una guía para así detallar todo su desarrollo, donde se puede diseñar la automatización de subestaciones para el control de los circuitos de distribución. El documento fue elaborado por Ricardo César Cepeda Vásquez (2020), denominado *Diseño e implementación del sistema SCADA en el módulo de comunicaciones bajo la norma IEC 61850 para monitoreo de los IED de los módulos de protección de sistemas de generación, líneas de transmisión y redes de distribución*, de Guayaquil, Ecuador.

En el marco de ajustes de protecciones se ha encontrado que las subestaciones tanto a nivel de transmisión como distribución deben tener una coordinación selectiva, lo cual

permita, en caso de falla, la continuidad del servicio eléctrico actuando las protecciones inmediatas al punto de falla.

Se encontró que estudios desarrollados para el *Ajuste de la protecciones principales y de respaldo de una subestación 66/20 Kv*, por ejemplo el de Juan José Báez González, revelan el impacto de que esto no se llegue a dar en caso de falla, donde clientes, tanto residenciales como comerciales, industriales y de salud, se verían indirectamente afectados por un mal planteamiento de protección.

Las experiencias vividas en cuanto a apagones en España han llevado a impulsar el estudio de reforzar y alternar los servicios con respaldos con recursos de energías renovables como los sistemas fotovoltaicos, plantas de generación, lo que significa una red robusta que requiere de la mayor continuidad, pero altamente protegida.

Diversos autores han abordado el tema de mejora en sistemas de SCADA, muy conocidos, pero sin considerar los sistemas de inteligencia artificial y recursos basados en energías renovables. De acuerdo con conferencias sobre tecnologías innovadoras de redes inteligentes de la IEEE Power and Energy Society (2022), hace mención sobre los sistemas de recursos energéticos distribuidos en línea: *Un nuevo marco de optimización de retroalimentación basado en la sensibilidad de voltaje*. Esto abarca el tema de la era de la modernización de los sistemas eléctricos de distribución.

A partir de lo anterior se da el concepto de los DERMS (Sistemas de gestión de recursos energéticos distribuido) el cual se centra inicialmente en el mapeo de cada uno de los activos que interactúan con la red eléctrica de distribución para posterior brindar servicios

de red por medio de una plataforma, la cual ayuda a los operadores de sistemas de distribución (OSD) a gestionar las redes de distribución que se basan en recursos energéticos distribuidos (DER).

Los DERMS, según estudios a varias distribuidoras mundiales, han generado el requerir de otros recursos, como el sistema de gestión de la distribución (DSM), o bien, un sistema de gestión de cortes de suministro (OMS), para lograr de una forma inteligente filtrar los cortes eléctricos y demás (2022).

En esta sección se mencionan algunos antecedentes encontrados para este trabajo a nivel nacional. Por ejemplo, las investigaciones previamente desarrolladas con el tema de actualización de diagramas unifilares, estudio de cortocircuito y coordinación de protecciones de los edificios A, B, C y D de la acometida principal de la sede central del Tecnológico de Costa Rica. Esta investigación está más relacionada a baja tensión.

Primeramente, se menciona el documentado presentado por Jorge Alberto Angulo Carpio (2016), titulado *Actualización de diagramas unifilares Albert Angulo Carpio, estudio de cortocircuito y coordinación de protecciones de los edificios A, B, C y D de la acometida principal de la sede central del Tecnológico de Costa Rica*, el cual es muy detallado en cuanto a la descripción del proyecto con estudios previos elaborados en una institución de educación superior en Costa Rica.

La investigación indica las distintas cargas eléctricas que existen, los equipos de protección que se propone mejorar, justificado y fundamentado con cálculos y normativas.

Lo anterior se comprueba mediante un Software SKM Power Tools para simular y comprobar los cálculos y estudios desarrollados poniendo en evidencia la efectividad de la investigación (Angulo-Carpio, 2016).

Efectuados todos los cálculos y estudios se diseñaron los diagramas unifilares, los cuales son una representación esquemática de los elementos que intervienen en el sistema eléctrico y las protecciones adecuadas que interactúan en cada uno de ellos (Angulo-Carpio, 2016).

Esta investigación fue desarrollada en el área eléctrica a nivel de baja tensión, para efectos del proyecto de investigación que nos compete, está direccionado a media tensión, pero los principios para los cálculos son los mismos aplicados a otros niveles de tensión en donde hay quizás variables como aislamiento, ampacidad de conductores, tipos de protecciones, entre otros, que por los niveles de tensión sus características cambian, pero el principio de estudio y cálculo es el mismo. Con el tema de los diagramas unifilares al igual tienen similitud, y dependiendo del elemento que interactúe es más que todo la representación simbólica (Angulo-Carpio, 2016).

Unos de los aspectos más críticos en el área de la tecnología es el acceso a la información, proceso que cada vez se torna más exigente debido a los extensos volúmenes que se generan día a día. El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), a lo largo de su trayectoria, ha desarrollado una serie de proyectos dentro de los cuales resaltan los denominados SCADA, cuya función se basa en el control y la adquisición de los datos, cualquiera que sea el enfoque al que se asocie.

Vivian Valverde Argüello y Waldier Arguedas Cajiao, por medio de la Universidad Nacional de Costa Rica como promotor de desarrollo del sistema tecnológico plantearon la investigación denominada *Sitio web para sistemas SCADA del Instituto Costarricense de Electricidad*, a dicha empresa con el fin de crear un sitio web donde se refleje el comportamiento en tiempo real de sensores de lluvia, nivel de agua y temperatura.

En la investigación los autores dan un salto en aristas hacia el control y monitoreo a distancia, el cual bajo estudios previos puede ser aplicado a otro tipos de sistemas como la red de distribución eléctrica.

En los últimos años el tema energético se ha convertido en uno de los puntos de discusión principales para el Derecho Ambiental, esto en virtud de que la generación de energía eléctrica puede conllevar algún tipo de daño ambiental.

Uno de los temas con más relevancia en esta materia es el de la generación distribuida; pues esta modalidad de producción de electricidad trae consigo múltiples beneficios, tanto para el ambiente como para la población en general. Contrastando con la investigación de Irene Castillo Rincón y Juan Ignacio Davidovich Molina, profundizan en el tema *Análisis legal de la generación distribuida de energía eléctrica en Costa Rica*, en su tesis de licenciatura de la Facultad de Derecho de la Universidad de Costa Rica; ellos observaron desde un marco legal para la implementación de monitoreo de energías renovables.

El provento permite llevar a un punto de análisis de la situación y legislación de generación distribuida de energía en Costa Rica para implementar los sistemas de control eléctrico, monitoreo para su debido aprovechamiento.

La contaminación del aire es una de las principales causantes de enfermedades respiratorias a nivel mundial, según la Organización Mundial de la Salud (OMS), y nuestro país no está eximido de la realidad. Costa Rica ha sido considerado como un paraíso ecológico a nivel internacional, pero no se encuentra excluido del crecimiento de la población y de la tecnología, lo cual compromete cada vez más al medio ambiente.

Como parte de una investigación en cuanto a la contaminación progresiva, Daniela Barrantes Ureña y Cristian Hernández Villalobos (2019), elaboran un estudio de *Los vehículos eléctricos en Costa Rica*.

Según el Instituto Nacional de Seguros (INS), en Costa Rica para el año 2019 circulaban 528 vehículos eléctricos. Recientemente el Instituto Costarricense de Electricidad adquirió una flotilla de 100 vehículos eléctricos.

El cambio puede adaptarse correctamente a las condiciones del país, pero a nivel de servicios eléctricos públicos no se dimensiona aún el impacto por el rápido crecimiento que se está dando.

Los resultados indican que una de las preocupaciones del costarricense son los centros de carga, pues son pocos ante la demanda.

El vehículo eléctrico es una tecnología capaz de satisfacer las necesidades de la movilidad, esto pone en evidencia la necesidad de fortalecer los centros de carga y control ya sea de facturación como también alertas a centros de control de las diferentes empresas proveedoras del servicio eléctrico que reciban los reportes de fallas en los equipos.

1.6 Proyecciones

A partir del desarrollo de esta investigación, se proyectan los siguientes logros como resultado del proceso investigativo, los cuales responden al tema, a la pregunta planteada, a los objetivos específicos y al enfoque propuesto:

1. Obtención de diagramas unifilares actualizados:

Se espera contar con diagramas unifilares actualizados y correctamente estructurados de los circuitos de distribución asociados a la subestación El Coco, los cuales servirán como referencia técnica para el personal operativo y de mantenimiento del ICE, facilitando la comprensión y gestión de la red.

2. Caracterización de la carga y demanda por circuito:

Se proyecta obtener un análisis detallado de la carga y la demanda de los circuitos de distribución, incluyendo la distribución de clientes por sección, lo cual permitirá priorizar maniobras, mejorar la planificación operativa y optimizar la gestión de recursos en la red (ver anexos).

3. Esquema de protecciones coordinado y actualizado:

Se espera lograr un análisis completo de la coordinación de protecciones que garantice la operación selectiva de los equipos de protección, contribuyendo a minimizar el impacto de fallas y a mejorar la confiabilidad del servicio eléctrico (ver anexos).

4. Fortalecimiento de la capacidad de integración tecnológica:

Como resultado de la actualización de la información y del análisis de protecciones, se proyecta facilitar la futura integración de los Sistemas de Gestión de Distribución Avanzada (ADMS) y de Recursos Energéticos Distribuidos (DERMS), mejorando la eficiencia operativa y la capacidad de respuesta ante eventos contingentes.

5. Contribución a la formación del nuevo personal:

Se prevé que los insumos generados por esta investigación sirvan de base para la capacitación del personal de reciente incorporación en el ICE, brindando herramientas actualizadas las cuales apoyen su proceso de formación y mejoren la gestión técnica de la red.

CAPÍTULO II

2 Marco teórico

El servicio eléctrico en Costa Rica cubre al 99,5 % del territorio nacional. La principal fuente de generación eléctrica es la hídrica, con la cual se produce el 74 % de la energía. De esta manera el país tiene una matriz que se basa en fuentes renovables.

La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep), regula la prestación del servicio eléctrico desde la etapa de generación, transmisión, distribución y alumbrado público. Establece las condiciones de calidad que deben cumplir los operadores para garantizar el servicio público y fiscaliza la prestación a través de mediciones en domicilios, industrias y comercios.

A lo largo de los últimos seis años la Aresep se ha esforzado para que la regulación se adapte al cambiante contexto en el cual se prestan los servicios públicos, y que se atienda de mejor manera las necesidades y aspiraciones de la sociedad. Con miras a este objetivo se procuró desarrollar una regulación flexible, la cual permita la gestión comercial de los servicios públicos y habilitante del cambio tecnológico, de forma que los avances en la tecnología mejoren la prestación de los servicios; y que sea prospectiva, para así estar preparados para el futuro.

Estas acciones se han apoyado en la búsqueda de las mejores prácticas y la frontera del conocimiento, con el acompañamiento de cooperación internacional, tanto con entidades reguladoras homólogas, con las cuales se han estrechado relaciones, como con agencias de cooperación internacional.

De conformidad con la información financiera que sustenta las diferentes tarifas aprobadas por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos fijaciones tarifarias para el periodo 2019, se procedió a elaborar un *benchmarking de información regulatoria*, el cual permita, en primera instancia, la descomposición del precio promedio entre sus principales variables explicativas y en un segundo orden, disponer de una estructura de indicadores operativos que permita comparar el desempeño de las empresas eléctricas para los sistemas de generación y distribución.

Para el análisis descriptivo elaborado, se pretende relacionar la estructura de costos y gastos aprobada por la Autoridad Reguladora con el precio medio de cada sistema (total de costos entre total de unidades físicas) y vincular esta proporción a la estructura de costos y gastos, para identificar el peso en colones de cada una de estas variables que percibe el usuario final.

El servicio eléctrico lo brindan ocho empresas autorizadas por Ley, según su cobertura geográfica:

- **ICE** (zonas rurales en todo el país)
- **CNFL** (San José)
- **ESPH** (Heredia)
- **JASEC** (Cartago)
- **Coopeguanacaste** (Guanacaste)
- **Coopealfaroruiz** (Alfaro Ruiz)

- **Coopesantos** (Zona de los Santos)
- **Coopelesca** (San Carlos).

Figura 1

Cobertura nacional de electricidad por empresas autorizadas



Nota. Página del ICE

2.1. Estructura del sistema eléctrico nacional

Este se divide en tres tipos:

Generación:

El Instituto Costarricense de Electricidad es el principal generador con un 70 % y 30 % por parte de generadores privados. El ICE es el comprador único de generadores privados, tiene además la exclusividad de generación geotérmica, plan de expansión de generación y el centro nacional de control de energía, el cual hoy en día es conocido como División Operación y Control del Sistema Eléctrico (DOCSE).

La generación privada con fuentes renovables es permitida a pequeña escala. El resto de las distribuidoras pueden desarrollar proyectos de generación, pero solamente para atender la demanda dentro de su zona de concesión.

Transmisión:

El Instituto Costarricense de Electricidad posee el ciento por ciento del monopolio.

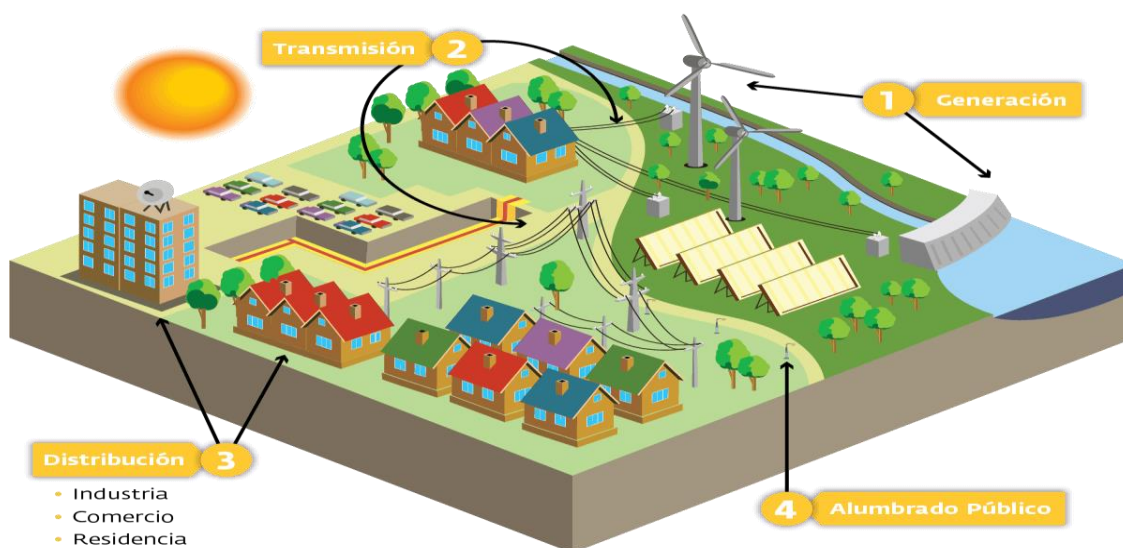
Distribución y comercialización: Como ya se mencionó se destacan ocho empresas las cuales se encargan de la distribución y comercialización del servicio eléctrico en nuestro país.

La energía eléctrica es un servicio público el cual influye en la calidad de vida de las personas, para disponer de iluminación y acceso a aparatos eléctricos necesarios en el hogar. El proceso eléctrico está formado por varias etapas. Inicia con la generación de energía, esta se puede desarrollar con diversas fuentes como agua, viento, sol, biomasa y combustibles. Luego está la etapa de transmisión, a través de la infraestructura que se coloca para que viaje la energía, por medio de postes, cables de alta y media tensión. Por último, esta energía se distribuye a usuarios finales: viviendas, industrias, comercio.

La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep), regula el servicio eléctrico en cada una de las etapas y mide que el servicio se brinde de acuerdo con las normas técnicas, para garantizar su acceso y continuidad.

Figura 2

Estructura del sistema eléctrico nacional



Nota. Página de la Aresep

2.2 Características del sistema de distribución

La red de distribución eléctrica representa el último eslabón del sistema de suministro de energía, este es responsable de llevar la electricidad desde los niveles de alta tensión hasta los usuarios finales. Esta etapa implica una infraestructura extensa y diversa la cual debe ser continuamente evaluada y actualizada. Como lo indica Short (2014), “Electric power

distribution is the portion of the power delivery infrastructure that takes the electricity from the highly meshed, high-voltage transmission circuits and delivers it to customers” (p. 19).

Esta definición resalta la función crítica de la distribución eléctrica dentro del sistema energético, y justifica la necesidad de contar con información técnica confiable y actualizada sobre su configuración, como la que se pretende generar mediante esta investigación aplicada al cantón central de Alajuela.

Un sistema de distribución eléctrica se trata de un sistema electroenergético que conforma una de las tres actividades principales del sistema de suministro eléctrico. Las otras dos son la generación y el transporte de energía.

Un sistema de distribución de energía eléctrica se refiere a la serie de cables subterráneos o aéreos, centros de transformación de energía que nos encontramos en la mayoría de las ciudades, los cuales son administrados por compañías proveedoras de electricidad y permiten que esta energía llegue a las viviendas, edificios, almacenes, fábricas, entre otros.

En cuanto a los requerimientos, las estaciones eléctricas deben ser útiles, funcionales y eficaces, por lo que deben tener una distribución debidamente planificada, la cual debe partir de un diseño. Además, que tenga la capacidad de proporcionar electricidad continua, sin interrupciones o variaciones de voltaje.

2.3 Elementos principales de una red de distribución

Los componentes de una red de distribución eléctrica garantizan un suministro eléctrico seguro y sostenible. Dentro de los elementos que lo conforman se tienen los siguientes:

Transformadores:

Los transformadores se utilizan para modificar el nivel de voltaje de la energía eléctrica que se transmite. El voltaje de la energía eléctrica que generan las centrales eléctricas suele ser muy alto. Es necesario reducirlo antes de poder distribuir la energía a hogares y empresas. Aquí es donde entran en juego los transformadores de distribución: estos transforman la energía de alto voltaje en energía de bajo voltaje, segura para los usuarios finales.

El comportamiento de los transformadores de distribución ante variaciones de carga es un aspecto crítico para su análisis térmico y la protección adecuada de la red. Estas unidades están sujetas a fluctuaciones considerables de carga, especialmente durante eventos de corta duración. Como lo señala Short (2014), “on this time scale, loads on distribution transformers are quite erratic with large, short-duration overloads [...] These loads can push the winding hottest-spot temperature above 140 °C” (p. 213). Este tipo de condiciones puede comprometer la integridad del aislamiento interno del transformador y aumentar su vulnerabilidad ante sobretensiones, lo cual justifica la necesidad de contar con información precisa sobre el perfil de carga y una adecuada coordinación de protecciones.

Figura 3

Transformador monofásico 19.5Kv a 120-240v



Nota. Especificaciones transformadores de distribución tipo poste, grupo ICE

Líneas de distribución:

Las líneas de distribución son los cables que transportan la energía eléctrica desde las subestaciones hasta los usuarios finales. Estas líneas suelen ser aéreas o subterráneas. Las líneas aéreas se sostienen mediante accesorios aislados y alojados en postes, mientras que las líneas subterráneas van bajo tierra. La elección del tipo de línea por utilizar depende de diversos factores, como el costo, las consideraciones ambientales, topología del lugar y la ubicación de los usuarios finales.

Subestaciones:

Las subestaciones son instalaciones donde la tensión de la energía eléctrica se transforma de niveles altos a bajo voltaje. Conectan la energía generada por las centrales

eléctricas con las líneas de distribución que la transportan a los usuarios finales. Las subestaciones suelen ubicarse cerca de los usuarios finales para reducir la longitud de las líneas de distribución y las pérdidas de energía asociadas.

Equipo de medición:

Los equipos de medición miden la cantidad de energía eléctrica que consumen los usuarios finales. Estos equipos suelen estar ubicados cerca de ellos y se utilizan para determinar la cantidad de energía consumida, la cual posteriormente se utiliza para calcular el importe de la facturación.

Control de la red de distribución:

Sistemas de SCADA permiten controlar el flujo de energía eléctrica dentro del sistema de distribución. Consiste en el monitoreo en tiempo real de interruptores automáticos, fusibles y otros dispositivos de protección que garantizan el funcionamiento seguro y fiable del sistema. El departamento de SCADA se ubica generalmente en subestaciones, instalaciones donde se transforma la tensión eléctrica y se distribuye a las líneas de distribución.

2.4 Subestaciones eléctricas: funciones y tipos

Las subestaciones eléctricas son instalaciones cruciales en el sistema eléctrico, encargadas de transformar y distribuir la energía eléctrica a diferentes niveles de tensión, así como de conectar y controlar circuitos eléctricos. Existen principalmente dos tipos de subestaciones:

transformadoras, que modifican el voltaje, y de maniobra, las cuales conectan y controlan circuitos.

Funciones principales de las subestaciones eléctricas:

- Transformación de tensión:

Las subestaciones elevan o reducen la tensión de la electricidad mediante transformadores, lo cual es esencial para el transporte y distribución eficiente de la energía.

- Conexión de circuitos:

Permiten conectar diferentes circuitos eléctricos, facilitando la distribución de la energía y la interconexión entre diferentes partes del sistema eléctrico.

- Control y protección:

Las subestaciones incluyen dispositivos como interruptores y relés que controlan el flujo de electricidad y protegen el sistema de fallas o sobrecargas.

Tipos de subestaciones eléctricas:

- Subestaciones transformadoras:
 - Elevadoras: Aumentan el nivel de tensión para el transporte de la electricidad a largas distancias.
 - Reductoras: Disminuyen el nivel de tensión para la distribución de la electricidad a nivel local o a usuarios finales.

- Subestaciones de maniobra:

Conectan diferentes circuitos eléctricos, permitiendo la flexibilidad y el control del flujo de energía.

Figura 4

Subestación Los Anonos



Nota. Instituto Costarricense de Electricidad

2.5 Configuración típica de circuitos de distribución

Una configuración típica de un circuito de distribución eléctrica, que lleva la energía desde las subestaciones hasta los consumidores, generalmente incluye un alimentador principal y derivaciones laterales. Estas derivaciones pueden variar en voltaje y configuración, adaptándose a las necesidades de diferentes áreas, como trifásicas en zonas urbanas y bifásicas o monofásicas en zonas rurales. Además, las redes de distribución pueden adoptar diferentes topologías, como radial, en anillo o mallada, cada una con sus ventajas y desventajas en términos de fiabilidad y complejidad.

Componentes clave de una red de distribución:

Alimentador principal: Transporta la energía desde la subestación hacia las áreas de consumo.

Derivaciones laterales: Conectan el alimentador principal a los usuarios finales, pudiendo ser trifásicas, bifásicas o monofásicas.

Transformadores: Reducen el voltaje de la energía para adaptarlo a las necesidades de los usuarios.

Centros de transformación: Ubicaciones donde se instalan los transformadores y otros equipos de distribución.

Conductores: Cables que transportan la energía eléctrica.

Interruptores y fusibles: Componentes de protección que aíslan fallas en la red.

Topologías de redes de distribución:

Existen tres tipos de sistemas básicos de distribución, los cuales son:

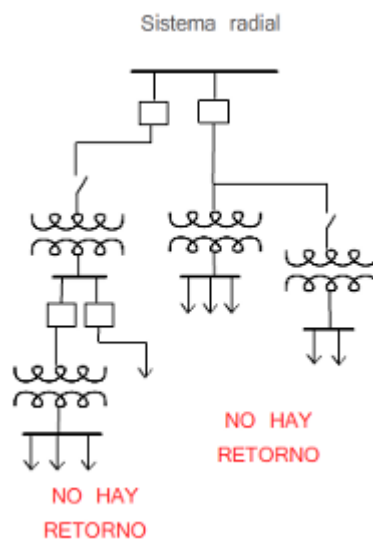
- Sistema radial
- Sistema anillo
- Sistema en malla o mallado

- **Sistema radial:**

Es aquel con una trayectoria entre la fuente y la carga, proporcionando el servicio de energía eléctrica. Un sistema radial tiene un simple camino sin regreso sobre el cual pasa la corriente, parte desde una subestación y se distribuye por forma de “rama”, como se observa en la figura 5.

Figura 5

Sistema radial



Nota. Forma más simple del sistema de distribución radial (Barrera Beltrán, 1992, p. 6)

Este tipo de sistema de distribución tiene como característica básica, el estar conectado a un solo juego de barras. Existen diferentes tipos de arreglo sobre este sistema, la elección del arreglo está sujeta a las condiciones de la zona, demanda, confiabilidad de continuidad en el suministro de energía, costo económico y perspectiva a largo plazo. Este tipo de sistema es el más simple y el más económico debido a que es el arreglo que utiliza menor cantidad de equipo; sin embargo, tiene varias desventajas por su forma de operar:

- El mantenimiento de los interruptores se complica debido a que se debe dejar fuera parte de la red.
- Son los menos confiables, pues una falla sobre el alimentador primario principal afecta a la carga.

Este tipo de sistemas es instalado de manera aérea y/o subterránea.

Los sistemas de distribución con configuración radial, aunque son comunes por su bajo costo, presentan baja confiabilidad ante fallas, pues cualquier interrupción afecta a todos los usuarios aguas abajo del punto de falla. Como explica Gönen (2014):

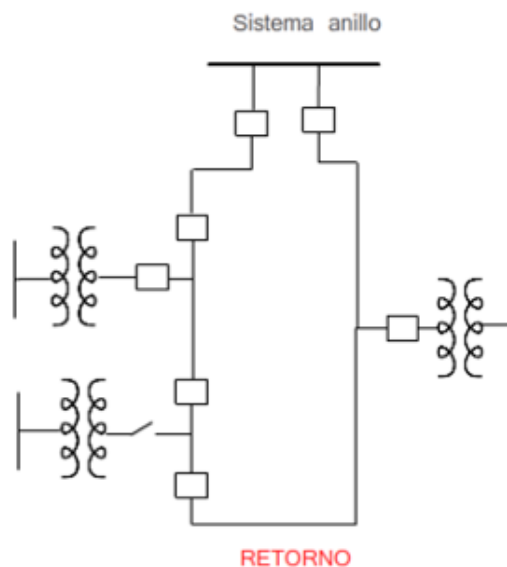
A fault occurrence at any location on the radial primary feeder causes a power outage for every consumer on the feeder unless the fault can be isolated from the source by a disconnecting device such as a fuse, sectionalizer, disconnect switch, or recloser. (p. 285)

Esto subraya la importancia de contar con dispositivos de protección bien coordinados los cuales facultan la seccionabilidad y restablecimiento rápido del servicio, uno de los aspectos abordados en el presente estudio.

Sistema en anillo:

Es aquel con más de una trayectoria entre la fuente o fuentes y la carga para proporcionar el servicio de energía eléctrica. Este sistema comienza en la estación central o subestación y hace un “ciclo” completo por el área a abastecer y regresa al punto de donde partió. Lo cual provoca que el área sea abastecida de ambos extremos, permitiendo aislar ciertas secciones en caso de alguna falla.

Este sistema es más utilizado para abastecer grandes masas de carga, desde pequeñas plantas industriales, medianas o grandes construcciones comerciales donde es de gran importancia la continuidad en el servicio.

Figura 6*Sistema en anillo*

Nota. Tomado de Barrera Beltrán, 1992, p. 10

Cualquier variante del sistema en anillo, normalmente provee de dos caminos de alimentación a los transformadores de distribución o subestaciones secundarias. En general, la continuidad del servicio y la regulación de tensión que ofrece este sistema son mejor que la que nos da el sistema radial.

Regularmente, el sistema anillo tiene un costo inicial mayor y puede tener más problemas de crecimiento que el sistema radial, en especial en las formas utilizadas para abastecer grandes cargas. Esto es porque dos circuitos deben ponerse en marcha por cada nueva subestación secundaria, para conectarla dentro del anillo. El añadir nuevas

subestaciones en el alimentador del anillo obliga a instalar equipos que se puedan anidar en él.

Ventajas en operación de un sistema en anillo:

- Son los más confiables, pues cada carga en teoría se puede alimentar por dos trayectorias.
- Permiten la continuidad de servicio, aunque no exista el servicio en algún transformador de línea.
- Al salir de servicio cualquier circuito por motivo de una falla, se abren los dos interruptores adyacentes, se cierran los interruptores de enlace y queda restablecido el servicio instantáneamente. Si falla un transformador o una línea la carga se pasa al otro transformador o línea o se reparte entre los dos adyacentes.
- Si el mantenimiento se efectúa en uno de los interruptores normalmente cerrados, al dejarlo des energizado, el alimentador respectivo se transfiere al circuito vecino, previo cierre automático del interruptor de amarre.

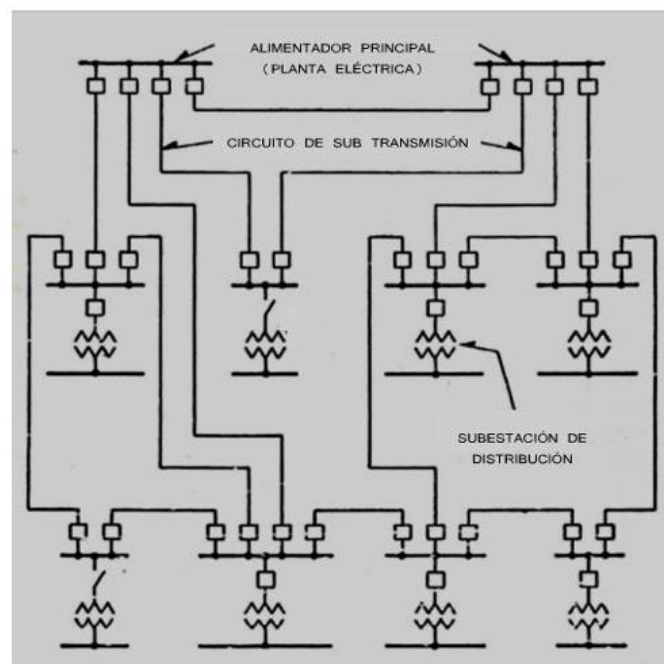
Sistema red o mallada:

Una forma de subtransmisión en red o en malla provee una mayor confiabilidad en el servicio que las formas de distribución radial o en anillo, pues se le da alimentación al sistema desde dos plantas y le permite a la potencia alimentarse de cualquier planta de poder a

cualquier subestación de distribución. Este sistema es utilizado donde la energía eléctrica tiene que estar presente sin interrupciones, debido a que una falta de continuidad en un periodo de tiempo prolongado tendría grandes consecuencias.

Figura 7

Sistema de malla



Nota. Tomado de Barrera Beltrán, 1992, p. 12.

Consideraciones adicionales:

- La selección de la configuración depende de factores como la densidad de la carga, la fiabilidad deseada y las regulaciones locales.
- Los sistemas de distribución deben ser diseñados para garantizar la seguridad, la confiabilidad y la eficiencia energética.

- La planificación de la distribución eléctrica considera la previsión de carga, la mitigación de riesgos y los costos.

3 Diagramas Unifilares

Un diagrama unifilar es una representación gráfica simplificada de un sistema eléctrico, utilizando símbolos y líneas para mostrar la disposición y conexión de los componentes principales.

3.1 Definición y utilidad de los diagramas unifilares

Es una herramienta esencial para ingenieros, técnicos y electricistas, esta proporciona una visión general del sistema eléctrico y facilita el diseño, la instalación, el mantenimiento y la resolución de problemas.

Características principales de un diagrama unifilar:

- **Simplificación:**

Representa un sistema trifásico con una sola línea, simplificando la visualización del flujo de energía.

- **Simbología:**

Utiliza símbolos estandarizados para representar componentes como interruptores, transformadores, motores, entre otros.

- **Conexiones:**

Las líneas conectan los símbolos para indicar las conexiones entre los componentes.

- **Información técnica:**

Puede incluir datos como tensiones, corrientes nominales, capacidades de los equipos y detalles de protección.

La recopilación de datos operativos en redes de distribución no solo permite mejorar la planificación, sino que también fortalece los procesos de mantenimiento y documentación ante entes reguladores. En este sentido, Short (2014) destaca que “utilities can use these for some of the same purposes as reliability indices: targeting areas for maintenance and circuit upgrades, tracking the performance of regions, and documenting performance to regulators” (p. 510). Esta afirmación respalda la necesidad de levantar información actualizada sobre la infraestructura de distribución, como se propone en esta tesis, pues tales datos permiten identificar zonas críticas, optimizar inversiones y cumplir con requisitos normativos de desempeño.

3.2 Simbología normalizada en diagramas unifilares

En los diagramas unifilares de sistemas de distribución eléctrica, se utilizan símbolos estandarizados para representar los diferentes componentes y conexiones de la red eléctrica. Estos símbolos simplifican la representación de sistemas complejos, facilitando la comprensión y el análisis del sistema.

Los símbolos más comunes utilizados en diagramas unifilares:

Equipos de generación y transformación:

- **Generador:** Representado por un círculo con una "G" en su interior, o por un círculo con una línea diagonal que lo atraviesa.
- **Transformador:** Un rectángulo con dos o tres líneas horizontales en su interior, que indican el número de devanados.
- **Autotransformador:** Similar al transformador, pero con una conexión interna entre devanados.
- **Reactor:** Un rectángulo con una línea en forma de onda en su interior, representando la inductancia.

Equipos de maniobra y protección:

- **Interruptor:** Un símbolo con dos líneas horizontales conectadas por una línea vertical, que se abre o cierra para interrumpir o establecer la conexión.
- **Seccionador:** Similar al interruptor, pero generalmente utilizado para aislar secciones de la red.
- **Interruptor automático (Breaker):** Un símbolo con un rectángulo y una línea vertical, el cual puede abrirse de forma automática por sobrecarga o cortocircuito.
- **Fusible:** Un símbolo con una línea ondulada dentro de un rectángulo, que se funde para proteger el circuito en caso de falla.
- **Pararrayos:** Un símbolo que protege contra sobretensiones transitorias.

- **Transformador de corriente (TC):** Representado por un círculo con dos líneas diagonales las cuales indican la relación de transformación.
- **Transformador de potencial (TP):** Similar al TC, pero con una línea horizontal que lo atraviesa.

Conductores y conexiones:

- **Línea de transmisión:** Una línea recta que representa los conductores eléctricos.
- **Conexiones a tierra:** Un símbolo de tres líneas horizontales, decrecientes en longitud, estas indican la conexión a tierra.
- **Conexiones:** Líneas que conectan los diferentes componentes del sistema.

Otros:

- **Cuchilla:** Un símbolo que representa un seccionador manual.
- **Cuchilla fusible:** Una cuchilla con un fusible incorporado.
- **Trampa de onda:** Un dispositivo para proteger contra ondas electromagnéticas.
- **Medidor:** Un símbolo con un círculo y líneas radiales, que indica la medición de voltaje, corriente u otros parámetros.

Interpretación de los símbolos:

- **Líneas con trazos:** Indican el número de conductores en un circuito (por ejemplo, tres trazos para tres fases).

- **Estado de los contactos:** Los contactos abiertos (NA) indican que el dispositivo está en reposo, mientras que los contactos cerrados (NC) señalan que el dispositivo está conduciendo corriente en su estado normal.
- **Identificación de equipos:** Los símbolos suelen ir acompañados de letras y números que identifican de forma única cada componente del sistema.

Figura 8

Cajetín de simbología de diagrama unifilar de sistema de distribución eléctrica

Simbología	
	Cortacircuito / Fusible
	Cuchilla seccionadora
	Trip Saver
	Recloser
	Transición aérea subterránea
	Columna de circuito
	Línea Subterránea
	Llave seccionadora
Actualizado: Marzo 2025	

Nota. Instituto Costarricense de Electricidad.

3.3 Aplicación de diagramas unifilares en redes de distribución

Aplicación de un diagrama unifilar:

- **Diseño:**

Facilita el diseño de nuevas instalaciones eléctricas, permitiendo visualizar la distribución de energía y la ubicación de los componentes.

- **Mantenimiento:**

Ayuda a los técnicos a identificar rápidamente los componentes y sus conexiones, facilitando la localización de fallas y la realización de tareas de mantenimiento.

- **Seguridad:**

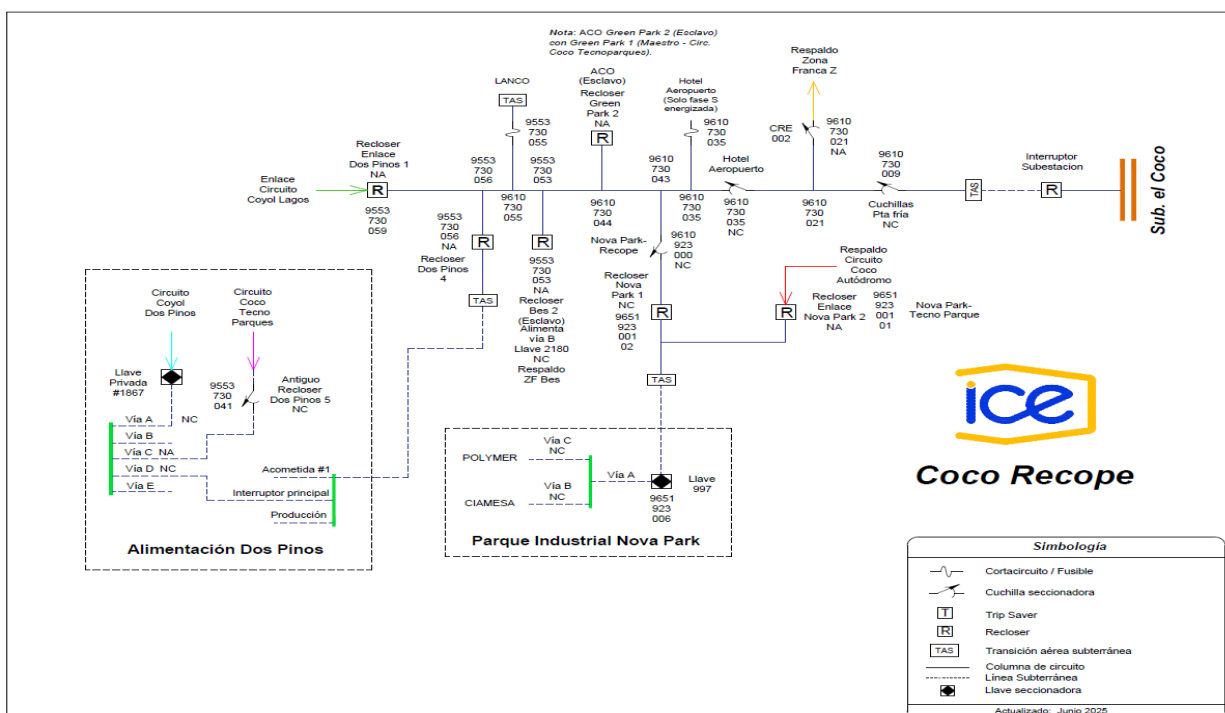
Permite evaluar la seguridad de la distribución eléctrica, verificando que se cumplen las normas y regulaciones.

- **Documentación:**

Es un documento esencial en proyectos eléctricos, el cual sirve como referencia para la construcción, operación y mantenimiento. Un diagrama unifilar es una herramienta vital para la comprensión y gestión de sistemas eléctricos, ofreciendo una representación clara y concisa de la instalación y sus componentes.

Figura 9

Diagrama unifilar del Circuito Coco Recope, Subestación Coco



3.4 Software y herramientas para elaboración de diagramas unifilares

Para crear diagramas unifilares de sistemas de distribución eléctrica, existen varios softwares especializados, tanto gratuitos como de pago. Algunos de los más populares incluyen EdrawMax, ETAP, AutoCAD Electrical, SolidWorks Electrical, ProfiCAD, y SmartDraw según Edrawsoft. También existen opciones como QElectroTech, el cual es un software gratuito para diagramas eléctricos complejos de QElectroTech.

Algunas opciones son las siguientes:

Software de pago:

EdrawMax:

Ofrece una amplia gama de símbolos eléctricos, herramientas de dibujo intuitivas y capacidades de importación/exportación de Edrawsoft.

ETAP:

Especializado en estudios de flujo de potencia y análisis de sistemas eléctricos, con herramientas para la creación de diagramas unifilares y la gestión de datos de componentes de ETAP.

AutoCAD Electrical:

Permite la creación de diagramas eléctricos en 2D y 3D, con integración con otros sistemas CAD, según Comercializadora Industrial Semaiq S.A. de C.V.

SolidWorks Electrical:

Ofrece herramientas para el diseño eléctrico, incluyendo diagramas unifilares y esquemas, con capacidades de gestión de datos y documentación según Comercializadora Industrial Semaiq S.A. de C.V.

SEE (Schneider Electric):

Permite la creación de esquemas CAD en 2D/3D, elaboración de listas de materiales y documentación técnica de Schneider Electric.

SmartDraw:

Ofrece una interfaz intuitiva, plantillas y una amplia biblioteca de símbolos eléctricos para crear diagramas de circuitos y diagramas unifilares de SmartDraw.

Software gratuito:**QElectroTech:**

Una herramienta de código abierto para diagramas eléctricos complejos, con una interfaz intuitiva y una amplia biblioteca de símbolos de QElectroTech.

ProfiCAD:

Diseñado para diagramas eléctricos y electrónicos, esquemas y otros tipos de diagramas técnicos, con una versión gratuita para uso no comercial de ProfiCAD.

Lucidchart:

Una herramienta de diagramación en línea con funciones para diagramas eléctricos, que se integra con otras aplicaciones populares de Lucidchart.

La elección de un software, se basará en las necesidades específicas, el tipo de proyectos por ejecutar y presupuesto.

4 Protección en Redes de Distribución

La protección de redes de distribución eléctrica se refiere al conjunto de medidas y dispositivos diseñados para asegurar el suministro eléctrico continuo y confiable, minimizando interrupciones y daños a equipos y personas. Esto implica la implementación de sistemas que detectan y responden a fallas, como sobrecargas, cortocircuitos y fallas a tierra, protegiendo tanto los equipos de la red como a los usuarios.

Dispositivos de protección:

- **Fusibles:**

Dispositivos que interrumpen el flujo de corriente en caso de sobrecarga o cortocircuito, protegiendo los equipos aguas abajo.

En los sistemas de distribución eléctrica, los fusibles constituyen dispositivos esenciales para la protección contra sobrecorrientes permanentes, como las generadas por cortocircuitos o sobrecargas. Su función consiste en desconectar automáticamente el segmento afectado de la red para limitar el daño y prevenir fallas mayores. Según Gönen

(2014), “a fuse is an overcurrent device with a circuit-opening fusible member (i.e., fuse link) directly heated and destroyed by the passage of overcurrent through it in the event of an overload or short-circuit condition” (p. 549). Este tipo de protección presenta curvas características de tiempo-corriente que definen su comportamiento ante diferentes niveles de corriente, las cuales son fundamentales para su coordinación con otros dispositivos del sistema. Dado que los fusibles para aplicaciones superiores a 600 V se clasifican como *distribution cutouts* o *power fuses*, su correcta selección y ubicación en la red es crucial para garantizar la desconexión selectiva y la continuidad del servicio.

- **Interruptores automáticos (Breakers):**

Dispositivos que detectan y responden a fallas, interrumpiendo el circuito y permitiendo su reconexión después de la falla.

- **Relés:**

Dispositivos que monitorean las condiciones del circuito y activan otros dispositivos de protección, como interruptores automáticos, cuando se detecta una falla.

- **Reconectores:**

Dispositivos que pueden detectar fallas temporales, como las causadas por ramas de árboles que tocan las líneas, y reintentar la reconexión en corto tiempo, minimizando interrupciones.

- **Seccionalizadores:**

Dispositivos que aíslan partes de la red en caso de falla, estos limitan el impacto de la falla y permiten que otras partes de la red sigan operando.

Objetivos de la protección de redes de distribución:

- **Continuidad del servicio:** Minimizar las interrupciones del suministro eléctrico a los usuarios.
- **Seguridad de las personas:** Proteger a los trabajadores y al público en general de peligros eléctricos.
- **Protección de equipos:** Evitar daños a los equipos de la red de distribución debido a fallas.
- **Minimización de costos:** Reducir los costos asociados con reparaciones y reemplazos de equipos.

Importancia de la coordinación de protecciones:

La coordinación de protecciones es esencial para garantizar que los dispositivos de protección actúen de manera eficiente y selectiva en caso de falla. Esto implica seleccionar y configurar los dispositivos de protección de manera que se aísole la falla lo más rápido posible, minimizando el impacto en el resto de la red y evitando interrupciones innecesarias.

4.1 Principios básicos de protección eléctrica

Los principios básicos de protección de redes de distribución eléctrica se centran en garantizar la seguridad, confiabilidad y continuidad del suministro eléctrico. Estos principios incluyen la detección temprana de fallas, la rápida interrupción del circuito defectuoso, y la coordinación de dispositivos de protección para minimizar el impacto en la red. Además, la protección debe considerar la seguridad del personal y del equipamiento.

Principios clave de protección de redes de distribución:

- **Detección de fallas:**

Los sistemas de protección deben ser capaces de identificar rápidamente fallas como cortocircuitos, sobrecargas y fallas a tierra.

- **Interrupción selectiva:**

Una vez detectada la falla, el sistema de protección debe aislar de manera rápida el circuito defectuoso, minimizando la interrupción del servicio a los usuarios no afectados.

- **Coordinación de protecciones:**

Los dispositivos de protección deben estar coordinados para asegurar que la falla sea eliminada por el dispositivo más cercano a la falla, evitando que otros dispositivos aguas arriba o aguas abajo operen innecesariamente.

- **Confiabilidad:**

Los dispositivos de protección deben ser confiables y operar consistentemente según lo diseñado para garantizar la seguridad y continuidad del servicio.

- **Seguridad del personal:**

Se deben tomar medidas para proteger al personal que trabaja en la red de distribución, incluyendo el uso de equipo de protección personal (EPP) y la implementación de procedimientos seguros de trabajo.

- **Continuidad del servicio:**

La protección debe estar diseñada para minimizar las interrupciones del servicio y asegurar que la mayor parte de la red continúe operando de forma normal durante una falla.

- **Economía:**

La protección debe ser rentable, para así equilibrar la necesidad de seguridad y confiabilidad con los costos de implementación y mantenimiento.

4.2 Tipos de protecciones en sistemas de distribución

En las redes de distribución eléctrica, la protección se refiere a los dispositivos y esquemas que aseguran la confiabilidad y seguridad del sistema, protegiendo contra fallas y sobrecargas. Los tipos de protección más comunes incluyen fusibles, interruptores automáticos (reconectadores y seccionalizadores), relés de protección (térmicos, electromagnéticos, diferenciales) y dispositivos de puesta a tierra.

Consideraciones importantes:

- **Coordinación de protecciones:**

Es crucial que los dispositivos de protección estén coordinados entre sí, para asegurar que la falla sea aislada por el dispositivo más cercano a la falla, sin afectar a otras partes del sistema.

- **Protección primaria y de respaldo:**

Se implementan protecciones primarias y de respaldo para asegurar la continuidad del servicio incluso ante fallas en los dispositivos primarios.

- **Selección de dispositivos:**

La elección de los dispositivos de protección adecuados depende de factores como el nivel de tensión, la corriente nominal, el tipo de carga y el tipo de red (aérea o subterránea).

La seguridad y confiabilidad de las redes de distribución eléctrica dependen en gran medida de la correcta selección, instalación y mantenimiento de los dispositivos de protección.

4.2.1 Cortacircuitos Fusible

Se utilizan para proteger los equipos de posibles fallas de sobrecorriente, principalmente en transformadores, bancos de capacitores, cables y líneas de distribución.

El cortacircuitos fusible consta de un elemento fusible, usualmente un hilo o cinta de metal, el cual se encuentra en serie con el circuito a proteger. Cuando la corriente que circula por el circuito supera el valor nominal del fusible, el elemento fusible se calienta y se funde, interrumpiendo el flujo de corriente. Este proceso de fusión ocurre de forma rápida y eficaz, así se evita que la corriente de falla cause daños mayores a los equipos.

Figura 10

Cortacircuito tipo fusible o bayoneta



Nota. Tomado de <https://www.sandc.com/es/productos-y-servicios/productos/cortacircuito-fusible-tipo-xs/>

4.2.2 TripSaver

Es un equipo enfocado en minimizar el desplazamiento de las cuerdas consecuencia de la operación de fusibles en la línea de distribución. En síntesis, es un reconector montado en cortacircuito. Este reconector montado en cuchilla cortacircuito permite ejecutar recierres (cortes aislados) con una simple instalación. Es razonable

esperar reducciones del DPIR (Duración promedio de la interrupción eléctrica de la red) de 50 %, basado en características propias de la red de distribución. Este dispositivo es capaz de ejecutar hasta tres recierres de su botella de vacío para aquellas fallas de carácter transitorio, en donde el tradicional fusible se fundiría, tiene la capacidad del despeje de fallas y restablecimiento de manera automática, en caso de que sea permanente, además, hace una apertura mecánica visible, para que el operador reestablezca de manera segura desde el nivel de suelo.

Figura 11

Reconectador montado en cortacircuito TripSaver



Nota. Tomado de CFS <https://www.cfscr.com/info-producto/trip-saver-ii/>

En caso de intervención de alguna actividad de mantenimiento, el equipo puede quedar funcionando bajo condiciones sensibles a un disparo (sin recierres), lo cual ante una eventual falla se desconectará inmediatamente.

Los datos de la industria revelan que el 70 % de los fusibles de los transformadores de distribución aérea causan interrupciones molestas donde no se necesita ningún otro trabajo de reparación. Por lo general, no se puede encontrar la causa de la falla, lo que normalmente indica que dicha falla podría ser temporal.

En la mayoría de los casos, estos fusibles están ubicados en el borde de la red y en áreas de difícil acceso, esto hace que la sustitución de fusibles sea una tarea que consume más tiempo y provoca que los costos de las visitas de mantenimiento de los camiones con cuadrillas se incrementen. Como resultado, las empresas de servicios públicos experimentan interrupciones permanentes del servicio las cuales podrían haberse evitado por completo y asumiendo innecesariamente los costos de mantenimiento para desplazar camiones con cuadrillas para restablecer la energía.

Figura 12

Reconectador montado en cortacircuito (TripSaver)



Nota. Instituto Costarricense de Electricidad

4.2.3 Reconectador

Los reconectores (Recloser) de media tensión son dispositivos de protección y maniobra instalados en líneas de distribución eléctrica que automatizan la interrupción y reconexión de la corriente eléctrica ante fallas transitorias, minimizando así las interrupciones del servicio.

Son interruptores automáticos de media tensión los cuales se utilizan para proteger y controlar sistemas de distribución de energía eléctrica. Su función principal es detectar fallas en la línea, como cortocircuitos, interrumpir el flujo de corriente y luego, automáticamente, intentar reconectar la energía. Si la falla persiste, el reconectador puede efectuar varias reconexiones con intervalos de tiempo configurables antes de bloquearse permanentemente, protegiendo así la línea y el equipo.

Figura 13

Reconectador trifásico



Nota. Instituto Costarricense de Electricidad

Funciones principales:

- **Protección contra sobre corriente:**

Detectan y eliminan fallas causadas por corrientes excesivas, como cortocircuitos.

- **Reconexión automática:**

Una vez detectada una falla, intentan restablecer el suministro eléctrico automáticamente después de un tiempo predefinido.

- **Aislamiento de fallas:**

Si la falla persiste, aísla la sección defectuosa de la línea, evitando que afecte a otras partes del sistema.

- **Control y monitoreo:**

Permiten configurar los parámetros de operación, como el número de reconexiones, los intervalos de tiempo y los niveles de corriente.

- **Reducción de interrupciones:**

Al automatizar la detección y eliminación de fallas transitorias, minimizan la duración de las interrupciones del servicio eléctrico.

- **Mayor eficiencia:**

Facilitan la localización y reparación de fallas, reduciendo el tiempo de inactividad del sistema.

Tipos de reconectadores:

- **Reconectadores de aceite:** Utilizan aceite como medio de extinción del arco eléctrico.
- **Reconectadores de vacío:** Utilizan vacío para extinguir el arco eléctrico.
- **Reconectadores de gas:** Utilizan gases como el hexafluoruro de azufre (SF6) para la extinción del arco eléctrico.

Aplicaciones:

- **Redes de distribución aérea:** Son ampliamente utilizados en redes de distribución aérea de media tensión (15kV, 27kV, 38kV).
- **Subestaciones:**

También pueden instalarse en subestaciones para proteger equipos y líneas.

- **Generación distribuida:**

Se utilizan en parques solares y otras fuentes de energía renovable para proteger las conexiones a la red.

Ventajas:

- **Mejora la confiabilidad del suministro:** Reducen las interrupciones del servicio y aumentan la calidad de la energía.
- **Disminuyen los costos operativos:** Reducen el tiempo y los recursos necesarios para la reparación de fallas.
- **Permiten la automatización de la red:** Facilitan la implementación de sistemas de automatización y gestión inteligente de la red.

4.2.4 Cuchillas seccionadoras

Este seccionador está diseñado con contactos aptos para soportar altas corrientes de cortocircuito, esfuerzos electrodinámicos sin provocar deformaciones de estos y piezas componentes. Los contactos están manufacturados en cobre electrolítico, totalmente plateados produciendo una mayor conductividad. Se conoce también como cuchilla de línea.

Características importantes:

- **Visibilidad:**

Ofrecen una separación visible del circuito, lo que permite confirmar visualmente que una sección está desconectada y sin tensión.

- **Capacidad de corriente:**

Deben ser capaces de soportar las corrientes nominales y de cortocircuito del circuito en el que se instalan.

- **Aislamiento:**

Proporcionan un alto nivel de aislamiento para evitar arcos eléctricos y garantizar la seguridad de los trabajadores.

- **Operación:**

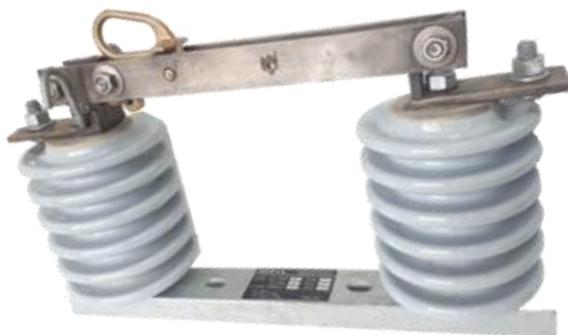
Pueden ser operadas manualmente o mediante sistemas motorizados, dependiendo de la aplicación y el nivel de tensión.

Aplicaciones:

- **Subestaciones eléctricas:** Para seccionar diferentes partes de la subestación, como barras, transformadores, líneas, etc.
- **Líneas de transmisión y distribución:** Para aislar secciones de líneas para mantenimiento o reparación.
- **Protección de equipos:** Algunas cuchillas seccionadoras se utilizan en conjunto con fusibles para proteger equipos contra sobrecargas y cortocircuitos.
- **Redes en anillo:** Son parte integral de la configuración en anillo, permitiendo el flujo de corriente en diferentes direcciones y facilitando el aislamiento de fallas.

Figura 14

Seccionador unipolar tipo cuchilla



Nota. Tomado de <https://www.dosen.com.ar/product-details/unipolar-a-cuchilla-media-tension/>

4.2.5 Llave seccionadora

Una llave seccionadora de media tensión es un dispositivo eléctrico utilizado para condiciones de conductores y equipos subterráneo, para abrir o cerrar circuitos en sistemas de media tensión (generalmente entre 1 kV y 36 kV) con el propósito de seccionar o aislar una parte de la red eléctrica. Su función principal es la de permitir la desconexión segura de la energía eléctrica para efectuar trabajos de mantenimiento o reparación en equipos o líneas específicas, garantizando la seguridad de los trabajadores.

Características principales:

- **Función de seccionamiento:**

Permite aislar secciones de la red eléctrica, creando una separación visible y segura para ejecutar trabajos de mantenimiento.

- **Seguridad:**

Diseñada para garantizar la seguridad de los trabajadores al permitir la desconexión segura del suministro eléctrico, evitando reconexiones accidentales.

- **Maniobrabilidad:**

Puede ser operada manualmente o mediante mecanismos automáticos, dependiendo del tipo de llave seccionadora y la aplicación.

- **Tipos de seccionadores:**

Existen diferentes tipos, como los de cuchillas giratorias, pantógrafo, tipo rodilla y de columnas giratorias.

- **Aplicaciones:**

Se utilizan para condiciones de elementos subterráneo en subestaciones, centros de transformación, redes de distribución, y en general, en cualquier punto donde sea necesario seccionar o aislar una parte del circuito de media tensión.

Figura 15

Seccionador de media tensión



Nota. Instituto Costarricense de Electricidad

4.3 Coordinación de protecciones

El objetivo de la coordinación es determinar las características y ajustes de los dispositivos de protección para cumplir con los siguientes lineamientos:

- Máxima sensibilidad
- Máxima velocidad de operación
- Máxima seguridad y confiabilidad

➤ Máxima selectividad.

La coordinación de protecciones es un procedimiento que busca asegurar que los dispositivos de protección en un sistema eléctrico, como relés y fusibles, operen de manera secuencial y selectiva ante fallas, minimizando así el impacto en la continuidad del servicio. Esto implica ajustar los dispositivos para que el más cercano a la falla opere primero, aislando solo la zona afectada y evitando interrupciones innecesarias.

Para lograr la coordinación de protecciones, se desarrollan estudios que involucran lo siguiente:

- **Análisis de curvas de operación:**

Se estudian las curvas tiempo-corriente de los dispositivos para asegurar que operen en el orden deseado ante diferentes niveles de corriente.

- **Selección y ajuste de dispositivos:**

Se seleccionan los dispositivos adecuados para cada punto del sistema y se ajustan sus parámetros (como la corriente de disparo) para lograr la coordinación.

En la práctica, la coordinación de protecciones es esencial para, por ejemplo:

- **Reducir tiempos de interrupción:**

Al operar solo el dispositivo más cercano a la falla, se minimiza el tiempo de interrupción del servicio.

- **Minimizar daños:**

Al aislar rápidamente la falla, se reduce el riesgo de daños mayores a equipos y sistemas.

- **Mejorar la confiabilidad del sistema:**

Al garantizar la operación selectiva de los dispositivos, se aumenta la confiabilidad del sistema eléctrico.

4.3.1 Curvas de coordinación de protecciones

En sistemas de media tensión, las curvas de coordinación de protecciones son representaciones gráficas que muestran el tiempo de operación de los dispositivos de protección (como relés y fusibles) en función de la corriente. Estas curvas se utilizan para asegurar que, en caso de falla, el dispositivo de protección más cercano a la falla opere primero, minimizando la interrupción del servicio. Para cada dispositivo el proveedor correspondiente brinda las especificaciones y los tipos de curvas de protección.

Conceptos clave para coordinación de protecciones:

Curvas Tiempo-Corriente (TCC): Estas curvas son la base de la coordinación. Muestran cómo un dispositivo de protección (relé, fusible) reacciona a diferentes niveles de corriente, indicando el tiempo que tarda en operar.

Selectividad: El objetivo principal de la coordinación es lograr la selectividad, es decir, que el dispositivo de protección más cercano a la falla opere primero, evitando que dispositivos aguas arriba (más lejos de la falla) también operen, lo cual reduciría la zona afectada.

Dispositivos de Protección: Los dispositivos más comunes en media tensión incluyen relés de sobrecorriente, fusibles y, en algunos casos, relés de distancia.

Estudio de Coordinación: Un estudio de coordinación implica analizar las curvas TCC de los dispositivos en serie para asegurar que se cumplan los criterios de selectividad.

Procedimiento general para la coordinación selectiva:

1. Identificar Dispositivos:

Identificar todos los dispositivos de protección en serie en el sistema de media tensión (ejemplo: fusibles aguas arriba de un transformador y relés de protección en la subestación).

2. Obtener Curvas TCC:

Obtener las curvas TCC de cada dispositivo. Estas curvas son proporcionadas por el fabricante del dispositivo.

3. Graficar Curvas:

Se grafican las curvas TCC de los dispositivos en un mismo diagrama. Las curvas deben ser legibles y mostrar el tiempo de operación en función de la corriente.

4. Analizar la Coordinación:

Se analiza si las curvas se cruzan o no. En un sistema coordinado, las curvas deben estar separadas de manera que el dispositivo más cercano a la falla opere primero, y los dispositivos aguas arriba operen solo si la falla persiste.

5. Ajustar Dispositivos:

Si las curvas no están correctamente coordinadas, se deben ajustar los ajustes de los dispositivos (por ejemplo, la corriente de disparo de un relé o el valor nominal de un fusible) para lograr la selectividad deseada.

4.3.2 Análisis de fallas y su impacto en la red

Los sistemas de distribución eléctricos modernos son construidos con altos niveles de aislamiento, tienen suficiente flexibilidad para que uno o más de sus componentes puedan estar fuera de operación afectando en forma mínima la continuidad del servicio. Adicionalmente a las deficiencias del aislamiento, las fallas pueden ser resultado de problemas eléctricos, mecánicos, térmicos o combinadas.

Figura 16

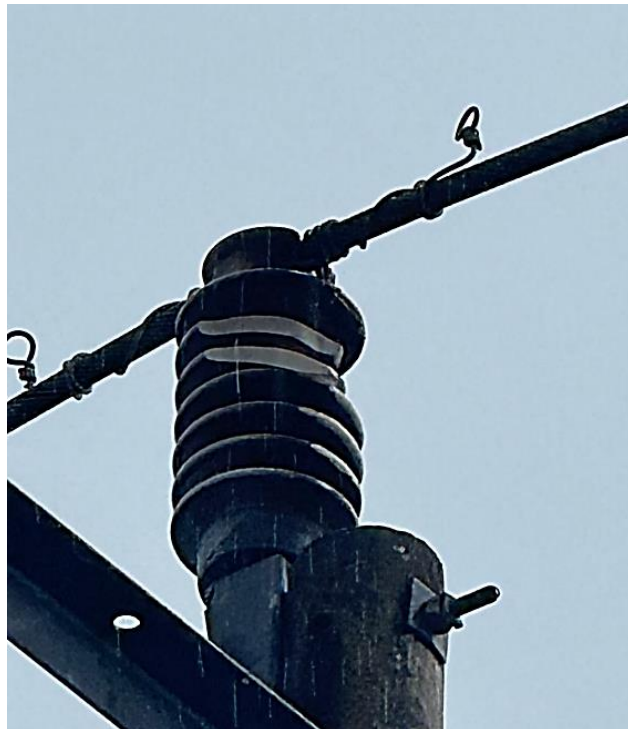
TripSaver dañado por salto de corriente por contaminación



Nota. Instituto Costarricense de Electricidad, Operación de redes

Figura 17

Aislador tipo poste para 45KV, con salto de corriente y enaguas dañadas por rayería



Nota. Instituto costarricense de electricidad, Operación de redes

Para asegurar una adecuada protección, las condiciones existentes en un sistema durante la ocurrencia de diversos tipos de fallas deben ser comprendidas claramente. Este tipo de condiciones anormales proporcionan los medios de discriminación para la operación de los dispositivos de protección.

Dentro de las causas más comunes se encuentran:

Tabla 1

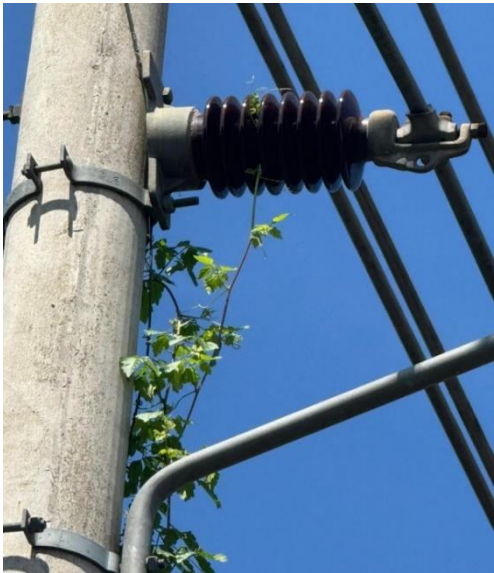
Tipos y causas de fallas

TIPO	CAUSA
AISLAMIENTO	Defectos o errores de diseño, fabricación inadecuada, instalación inadecuada, aislamiento envejecido, contaminación.
ELÉCTRICO	Descargas atmosféricas, sobretensiones transitorias por maniobra, sobretensiones dinámicas.
TÉRMICA	Falla de sobrecorriente, sobretensión, temperaturas extremas
MECÁNICA	Esfuerzos por sobrecorriente, sismo, impactos por objetos ajenos, nieve o viento.

Nota. Instituto Costarricense de Electricidad

Figura 18

Aislamiento propenso a falla debido a contaminación por la vegetación



Nota. Instituto Costarricense de Electricidad. Mantenimiento de redes.

Figura 19

Aislamiento propenso a falla de salto de corriente debido a contaminación de residuos acarreados por aves para construir sus nidos en estructuras de soporte para equipos y aislamientos de media tensión.



Nota. Instituto Costarricense de Electricidad, Mantenimiento de redes.

5 Gestión Avanzada de la Distribución (ADMS)

SCADA ADMS es la solución avanzada que permite a las empresas de distribución eléctrica mejorar la confiabilidad, eficiencia y seguridad de sus redes, esta responde a las crecientes demandas y expectativas de clientes, reguladores y autoridades. Hoy en día, los operadores del sistema deben enfrentar estos desafíos con herramientas que les permitan optimizar la gestión y el desempeño de la red en tiempo real. Se requiere mejorar la seguridad, confiabilidad y eficiencia del sistema de distribución, al mismo tiempo que se proporciona información oportuna y precisa sobre las condiciones del sistema eléctrico y las

interrupciones del servicio. Para cumplir con estos requisitos, tanto en la actualidad como en el futuro, es necesaria una solución moderna, integrada y en tiempo real, diseñada específicamente para la operación de sistemas de distribución.

En la operación moderna de redes de distribución, los sistemas SCADA desempeñan un papel fundamental en la supervisión y el diagnóstico de eventos eléctricos. La precisión en el registro temporal de dichos eventos resulta crucial para evaluar adecuadamente la calidad del servicio. Al respecto, Short (2014) señala que “the same goes for the utility SCADA system — accurate timing increases the certainty with which we can diagnose power quality problems” (p. 547). Esta observación resalta la necesidad de contar con registros técnicos confiables y sincronizados, lo cual refuerza la importancia de disponer de información detallada sobre el comportamiento de la red, como la que se busca actualizar y analizar en este proyecto.

5.1 Concepto, funciones y componentes del ADMS

Un Sistema Avanzado de Gestión de Distribución, conocido por sus siglas en inglés ADMS (Advanced Distribution Management System), es una plataforma de software que las empresas de servicios públicos utilizan para gestionar y optimizar sus redes de distribución eléctrica. Un ADMS integra diversas funciones como SCADA, gestión de interrupciones (OMS), gestión de energía distribuida (DERMS) y más, con el objetivo de mejorar la fiabilidad y eficiencia de la red.

Funciones clave de un ADMS:

- **Monitoreo y control en tiempo real:**

Permite a los operadores supervisar el estado de la red y realizar ajustes en tiempo real.

- **Análisis y optimización de la red:**

Facilita el análisis del rendimiento de la red, la identificación de problemas y la optimización de la operación.

- **Gestión de interrupciones:**

Automatiza la detección, localización y restauración de fallas en la red, reduciendo el tiempo de inactividad.

- **Gestión de la energía distribuida:**

Permite la integración y gestión de recursos energéticos distribuidos, como la energía solar y eólica, en la red.

- **Predicción de carga:**

Utiliza tecnologías como IA/ML para predecir la demanda futura de energía, permitiendo una mejor planificación y operación.

- **Control y automatización:**

Permite la automatización de procesos clave para mejorar la eficiencia y reducir la intervención manual.

5.2 Beneficios de la implementación del ADMS

Dentro de los beneficios de implementar un ADMS tenemos:

- **Mayor fiabilidad:** Reducción de interrupciones y tiempo de inactividad.
- **Mayor eficiencia:** Optimización del rendimiento de la red y reducción de pérdidas.
- **Mejor gestión de la energía distribuida:** Mayor capacidad para integrar fuentes de energía renovables.
- **Mayor seguridad:** Mejor respuesta a emergencias y reducción de riesgos.
- **Reducción de costos:** Ahorro en costos operativos y de mantenimiento.
- **Solución integrada en tiempo real:** Basada en una plataforma SCADA en tiempo real con una arquitectura común, permite la integración de aplicaciones avanzadas en un único modelo de red mediante la combinación de datos en tiempo real, datos de la red eléctrica y datos de conectividad.
- **Mantenimiento y soporte eficientes:** Su diseño lógico basado en tecnologías abiertas reduce los costos de capacitación, integración, soporte y mantenimiento, además de permitir una gestión flexible de permisos y roles.
- **Seguridad integral:** Ofrece una arquitectura de seguridad integrada con soporte para acceso en tiempo real y a nivel corporativo.
- **Automatización centralizada de la distribución:** Proporciona aplicaciones automatizadas para reducir pérdidas, mantener la calidad de la energía, mejorar la confiabilidad y reducir la demanda máxima.

- **Mayor confiabilidad:** Mejora la conciencia situacional e incluye aplicaciones que responden automáticamente a interrupciones, minimizando la cantidad de clientes afectados.
- **Mayor seguridad:** Aumenta la visibilidad del estado de la red, integra herramientas de conmutación y etiquetado, y proporciona un modelo de red único para reducir el riesgo de condiciones inseguras.
- **Mayor eficiencia operativa:** Ofrece herramientas de simulación y análisis que ayudan a los operadores a evaluar y validar opciones en función de condiciones actuales y futuras, optimizando la toma de decisiones.
- **Mayor eficiencia energética:** Implementa aplicaciones automatizadas para reducir pérdidas y disminuir la demanda máxima.
- **Gestión de Recursos Energéticos Distribuidos (DERs):** Facilita el modelado, monitoreo, gestión y control de generación distribuida, almacenamiento de energía, microrredes y otros tipos de DER.

5.3 Integración del ADMS con las redes de distribución

Un Sistema Avanzado de Gestión de la Distribución (ADMS) permite a las empresas de servicios públicos mejorar la confiabilidad, eficiencia y seguridad del sistema, al mismo tiempo que proporciona información precisa y oportuna a los actores internos y externos. Al incorporar un conjunto completo de aplicaciones avanzadas, el ADMS representa una

solución integral y moderna a los desafíos que enfrentan los operadores de sistemas de distribución en la actualidad, ofreciendo una plataforma robusta en tiempo real para apoyar la visión y el plan estratégico de cada empresa.

SCADA ADMS permite a los operadores de distribución:

- Modelar y gestionar la red de distribución.
- Monitorear y controlar el sistema eléctrico.
- Administrar interrupciones planificadas y no planificadas.
- Despachar cuadrillas y gestionar el trabajo en campo.
- Analizar y optimizar la operación de la red.
- Integrar generación distribuida y fuentes renovables.

Un sistema SCADA ADMS abarca un conjunto completo e integrado de funciones y aplicaciones que operan sobre un modelo de red común y son accesibles a través de una interfaz de usuario compartida, homogénea y estandarizada. Este sistema proporciona conciencia situacional en profundidad, monitoreo y control en tiempo real, aplicaciones de análisis avanzado y automatización centralizada de la distribución.

Soluciones modulares del ADMS:

- Modelo operativo de la red de distribución.
- Procesamiento de topología de distribución.

- Flujo de potencia de distribución.
- Reducción de carga.
- Análisis de cortocircuito.
- Estimador de estado de distribución.
- Control/Optimizador
- Historiador.
- Ubicación de falla, aislamiento y restauración del servicio eléctrico.
- Reconfiguración óptima de alimentadores.
- Gestión de ordenes de conmutación.
- Sistema de gestión de recursos energéticos.
- Sistema de gestión de interrupciones.
- Simulador entrenamiento para operadores.
- Pronóstico de carga a corto plazo.
- Integración empresarial con: GIS, CIS, AMI, IVR, WMS

5.4 Requerimientos para la correcta operación del ADMS

Para el correcto funcionamiento de ADMS (Sistema de Gestión de Datos Automático), es crucial asegurar una configuración de red adecuada, una correcta conexión al servidor ADMS y una configuración de seguridad robusta. Además, se deben seguir las instrucciones de instalación y mantenimiento del dispositivo específico que se esté utilizando, como los proporcionados por empresas proveedoras de sistemas electrónicos.

Dentro de los requerimientos principales tenemos:

1. Configuración de Red:

- **Conexión TCP/IP o Wi-Fi:**

Se debe establecer la conexión del dispositivo a la red, ya sea mediante cable o función Wi-Fi.

- **Dirección IP, Máscara de Subred, Gateway:**

Es necesario configurar los parámetros de red como la dirección IP del dispositivo, la máscara de subred y la puerta de enlace, asegurándose de que sean correctos para la red local.

- **Servidor DNS:**

Se debe configurar la dirección del servidor DNS para la resolución de nombres de dominio.

- **Puerto de Comunicación:**

Configurar el puerto de comunicación TCP/IP correcto para la comunicación entre el dispositivo y el servidor ADMS.

2. Conexión al Servidor ADMS:

- **Habilitar Servidor ADMS:**

Es necesario activar la función ADMS en el dispositivo y asegurarse de que el servidor web esté conectado exitosamente.

- **Dirección y Puerto del Servidor:**

Se debe ingresar la dirección IP y el puerto del servidor ADMS donde se centralizarán los datos.

- **Habilitar Nombre de Dominio:**

Si se utiliza un nombre de dominio, se debe habilitar la opción correspondiente y configurar el nombre de dominio correctamente.

- **Servidor Proxy:**

Si se utiliza un servidor proxy, se debe configurar su dirección IP y puerto.

3. Configuración de Seguridad:

- **Clave de Comunicación:**

Para mejorar la seguridad de los datos, se recomienda establecer una clave de comunicación entre el dispositivo y el servidor.

- **Actualización de Firmware:**

Es importante mantener el firmware del dispositivo actualizado para asegurar un funcionamiento óptimo y acceder a las últimas funcionalidades y correcciones.

- **Respetar las Instrucciones de Instalación:**

Seguir las instrucciones de instalación y configuración proporcionadas por el fabricante es crucial para evitar problemas de funcionamiento.

4. Mantenimiento:

- **Limpieza del Dispositivo:**

Limpiar regularmente el sensor biométrico y la cámara con un paño suave y seco.

- **Verificación de Funcionamiento:**

Efectuar pruebas de acceso con diferentes usuarios para asegurar que el sistema funcione de manera correcta y que los registros de eventos se almacenen y sincronicen adecuadamente.

5. Consideraciones Adicionales:

- **Métodos de Autenticación:**

En dispositivos con reconocimiento facial, seguir las instrucciones para el registro y autenticación de rostros, evitando expresiones faciales, cubriendo los ojos o usando accesorios que dificulten el reconocimiento.

- **Compatibilidad con Software:**

Asegurarse de que el dispositivo sea compatible con el software de gestión de ADMS que se esté utilizando.

- **Consultar el Manual de Usuario:**

Para detalles específicos sobre la configuración y funcionamiento de cada dispositivo, consultar el manual de usuario proporcionado por el fabricante.

Siguiendo estos requerimientos y recomendaciones, se puede asegurar el correcto funcionamiento del sistema ADMS y garantizar la eficiencia y seguridad en la gestión de datos y control de acceso.

6 Gestión de Recursos Energéticos Distribuidos (DERMS)

La gestión de DERMS (Distributed Energy Resource Management System) se refiere al uso de sistemas tecnológicos para controlar y optimizar el flujo de electricidad proveniente de fuentes de energía distribuidas, como paneles solares, turbinas eólicas y sistemas de almacenamiento de baterías, dentro de la red eléctrica. Los DERMS permiten a los operadores de sistemas de distribución (OSD) gestionar la creciente cantidad de recursos energéticos distribuidos (DER) de manera eficiente y confiable, mejorando la estabilidad de la red y permitiendo una mayor integración de energías renovables.

6.1 Concepto y tipos de recursos energéticos distribuidos (DER)

Los Recursos Energéticos Distribuidos (también denominados DER) son tecnologías de generación y almacenamiento conectadas directamente a la red de distribución, capaces de exportar potencia eléctrica activa. Así se establece en la Ley 10086, para la Promoción y Regulación de los Recursos Energéticos Distribuidos a partir de fuentes renovables.

Se entiende como DER:

- Los sistemas de generación distribuida para autoconsumo
- Los sistemas de almacenamiento de energía
- Vehículos eléctricos
- Sistemas de interconexión o suplementarios necesarios para cumplir con los requerimientos de la red y su gestión de la demanda

7 Generación distribuida

La generación distribuida (GD) se refiere a la producción de electricidad a través de sistemas de pequeña escala ubicados cerca o en el lugar donde se consume la energía. A diferencia de las grandes centrales eléctricas centralizadas, la GD implica la instalación de múltiples generadores pequeños, como paneles solares en techos o pequeñas turbinas eólicas, que se conectan a la red de distribución local.

Ventajas de la generación distribuida:

- **Mayor eficiencia:**

Reduce las pérdidas de energía asociadas con la transmisión y distribución de larga distancia.

- **Mayor confiabilidad:**

Permite una mayor flexibilidad ante fallas en la red, pues la energía puede ser suministrada desde diferentes fuentes locales.

- **Integración de energías renovables:**

Facilita el uso de fuentes de energía renovable, como la solar y la eólica, contribuyendo a la transición hacia energías más limpias.

- **Reducción de emisiones:**

Al promover el uso de energías renovables, ayuda a reducir la contaminación y las emisiones de gases de efecto invernadero.

- **Mayor control del consumidor:**

Permite que los consumidores se conviertan en prosumidores, es decir, productores y consumidores de energía, lo cual les brinda mayor control sobre su suministro energético.

- **Reducción de costos:**

Aunque la inversión inicial puede ser alta, la GD logra reducir los costos de energía a largo plazo para los consumidores y las empresas, especialmente con el aumento de los precios de la energía.

Ejemplos de tecnologías de generación distribuida:

- **Paneles solares fotovoltaicos:** Convertir la luz solar en electricidad.

- **Microturbinas eólicas:** Generar electricidad a partir del viento.
- **Microhidroeléctricas:** Utilizar la energía del agua para generar electricidad.
- **Sistemas de cogeneración:** Producir electricidad y calor simultáneamente.

La generación distribuida es una estrategia clave para la transición hacia sistemas energéticos más sostenibles y resilientes, ofreciendo beneficios tanto para los consumidores como para el medio ambiente.

De acuerdo con lo indicado por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y según el capítulo II de la Directriz 43879, la Generación Distribuida para Autoconsumo, es una alternativa para la producción de energía eléctrica, por medio de pequeñas fuentes renovables, esto permite que los abonados de la empresa distribuidora de electricidad produzcan energía para su autoconsumo, bajo las siguientes modalidades:

- Operación en isla
- Operación sin entrega de excedentes de energía a la red
- Operación con entrega de excedentes

La misma directriz en su capítulo III establece que un sistema de almacenamiento de energía comprende los métodos para almacenar y conservar energía en dispositivos tecnológicos y diseñados especialmente para ello, para ser utilizada según sea necesario por la Persona Física o Jurídica propietaria de un DER.

7.1 Almacenamiento de energía

El almacenamiento de energía se refiere a la captura y retención de energía para su uso posterior. Permite equilibrar la oferta y la demanda de energía, especialmente en sistemas con energías renovables intermitentes, almacenando el exceso de energía generado durante períodos de alta producción para su uso cuando la demanda es alta o la producción es baja.

Importancia del almacenamiento de energía:

- **Integración de energías renovables:**

Facilita la incorporación de fuentes de energía intermitentes como la solar y la eólica al sistema eléctrico.

- **Estabilidad de la red:**

Permite mantener la estabilidad de la red eléctrica al compensar las fluctuaciones en la generación y demanda de energía.

- **Aumento de la eficiencia:**

Permite utilizar la energía generada de manera más eficiente, evitando pérdidas por excedentes y reduciendo la dependencia de combustibles fósiles.

- **Reducción de costos:**

Puede disminuir los costos de la energía al posibilitar el uso de energía almacenada durante períodos de menor costo de generación.

- **Ahorro energético:**

Faculta a los usuarios almacenar energía generada localmente para su propio uso, reduciendo la dependencia de la red eléctrica y los costos asociados.

Tipos de almacenamiento de energía:

- **Almacenamiento hidroeléctrico por bombeo:**

Utiliza el agua bombeada a un depósito elevado para generar electricidad cuando se necesita.

- **Baterías:**

Almacenan energía eléctrica en celdas electroquímicas, con diversas tecnologías como baterías de iones de litio, de flujo, etc.

- **Volantes de inercia:**

Almacenan energía cinética en un disco giratorio que se desacelera para liberar la energía.

- **Almacenamiento de aire comprimido:**

Utiliza aire comprimido en un depósito subterráneo para generar electricidad.

- **Almacenamiento térmico:**

Almacena energía en forma de calor o frío, utilizando materiales como agua caliente o hielo.

- **Almacenamiento de hidrógeno:**

Utiliza hidrógeno como vector energético, produciéndolo mediante electrólisis y utilizándolo para generar electricidad o calor.

7.2 Vehículos eléctricos

El vehículo eléctrico todavía es un gran desconocido, a pesar de las grandes ventajas ambientales y económicas para el usuario, pues representa una reducción importante en los costos de operación y mantenimiento respecto a un vehículo de combustión interna. Las políticas y compromisos globales sobre el cambio climático, han hecho que los vehículos eléctricos comiencen a tomar terreno en la carretera. Son muchos los fabricantes que llevan años trabajando para dotarlos de mayor autonomía y lograr precios más asequibles al usuario. Costa Rica no se queda atrás en este desarrollo tecnológico, razón por la cual el 25 de enero del 2018 ratifica la Ley N.º 9518 para incentivar y promover los vehículos eléctricos en el mercado local.

Ley N.º 9518 “INCENTIVOS Y PROMOCIÓN PARA EL TRANSPORTE ELÉCTRICO”

La Ley N.º 9518 tiene por objeto crear el marco normativo para regular la promoción del transporte eléctrico en el país y fortalecer las políticas públicas para incentivar su uso dentro del sector público y en la ciudadanía en general. Esta ley regula la organización administrativa pública vinculada al transporte eléctrico, las competencias institucionales y su estímulo, por medio de exoneraciones, incentivos y políticas públicas, en cumplimiento de los compromisos adquiridos en los convenios internacionales ratificados por el país y el artículo 50 de la Constitución Política.

Los principales beneficios que otorga esta ley y que impactan positivamente al costarricense que quiere adquirir un vehículo eléctrico son:

- Exoneración de impuestos en un 100 % para vehículos eléctricos con un costo hasta los \$30.000. vehículos entre \$30.001 hasta los \$45.000 se paga un 50 % del impuesto de ventas, un 75 % del selectivo de consumo y no se paga el impuesto sobre el valor aduanero.
- Se exonera un 100 % el impuesto a la propiedad de vehículos (marchamo) el primer año, un 80 % el segundo años y así sucesivamente hasta un 20 % el quinto año.
- Los vehículos eléctricos no están sujetos a la restricción vehicular de circulación en el área metropolitana.
- Exoneración del pago de parquímetros.

Figura 20

Carga de vehículo en estación del Instituto Costarricense de Electricidad.



Nota. Instituto Costarricense de Electricidad, generación distribuida.

Ventajas de los vehículos eléctricos:

Son muchas las ventajas que los vehículos eléctricos tienen asociadas a su funcionamiento, pero la fundamental es la relativa a cero emisiones y su enorme contribución al cambio climático. Costa Rica es casi el único país en el mundo con una matriz casi 100 % renovable, con fuentes de generación limpias, esa condición permite que el transporte eléctrico en todas sus aplicaciones, sea una gran oportunidad para que el país lo implemente y logre su meta de carbono neutralidad en el 2021, pues precisamente el sector transporte hoy en día, aporta cerca del 60 % de las emisiones totales.

Las principales ventajas de los vehículos eléctricos, entre muchas, son las siguientes:

1. No emiten gases contaminantes. Esta es la gran ventaja con respecto a los vehículos de combustión interna. Los vehículos eléctricos tienen un menor impacto ambiental, pues al estar propulsados por electricidad generan cero emisiones de CO₂. El uso generalizado de este tipo de vehículos en Costa Rica reduciría drásticamente la contaminación en la Gran Área Metropolitana (GAM), en donde circulan miles de vehículos cada día, lo que produce grandes emisiones de dióxido de carbono y otros gases de efecto invernadero. Programa Electromovilidad Dirección Corporativa Electricidad Programa Electromovilidad

2. Silenciosos. Otra ventaja de los vehículos eléctricos es la nula contaminación acústica. Al no tener motor de combustión son silenciosos y generan menos vibraciones y no emiten calor. Con ellos se acabaría el ruido en las calles de las grandes ciudades, aunque la Unión Europea y Estados Unidos van a obligar a que este tipo de coches cuenten con algún tipo de aviso acústico, debido a que pueden llegar a suponer un peligro para la seguridad vial al ser tan silenciosos.

3. El costo de uso es muy económico. El precio de la recarga es hasta seis veces más barata que la de un vehículo convencional, pues el precio de la electricidad es mucho más económico que el de la gasolina o el diésel. Además, la recarga diaria es más cómoda y segura porque se efectúa en el hogar y si la empresa eléctrica cuenta con una tarifa horaria donde por la noche la tarifa es más baja resulta aún más económico.

4. Costos de mantenimiento más bajos. Al tener menos piezas que un vehículo convencional el mantenimiento es más sencillo y más barato. El motor no necesita aceite y no lleva filtros ni correas. Tampoco hay bujías, ni radiador, ni bomba de gasolina, ni inyectores y no hay sistema de escape. Además, sus pastillas de freno así como los neumáticos duran más gracias a su sistema de frenado que carga parcialmente la batería.

5. Autonomía de más de 200 km. Hasta ahora, la autonomía era uno de los inconvenientes a la hora de adquirir este tipo de vehículos. Pero casi todos los coches eléctricos ya cuentan con una autonomía por arriba de los 200 Km, una distancia superior a la mayoría de los desplazamientos diarios. Algunas marcas, como Tesla, tienen modelos que pueden superar los 500 km sin tener que parar a recargar.

6. Ayuda para la compra. Uno de los grandes inconvenientes de este tipo de vehículos es su precio elevado. Costa Rica ha aprobado la Ley N.º 9518, la cual otorga incentivos fiscales para lograr reducir los costos y hacerlos más competitivos, además de otros beneficios para promover e incentivar los vehículos eléctricos en el mercado local

7.3 Funciones del DERMS

Monitoreo y control:

Los DERMS permiten a los OSD monitorear en tiempo real el estado y la producción de los DER, así como controlarlos de forma remota para optimizar su funcionamiento.

Optimización del rendimiento:

A través de algoritmos y modelos predictivos, los DERMS optimizan la operación de los DER para minimizar costos, maximizar la eficiencia y asegurar la confiabilidad de la red.

Integración de energías renovables:

La gestión de DERMS facilita la integración de fuentes de energía renovable intermitentes, como la solar y eólica, en la red eléctrica al permitir la gestión de su variabilidad y garantizar la estabilidad de la red.

Gestión de la demanda:

Los DERMS pueden utilizarse para gestionar la demanda de energía, trasladando la carga de los periodos de alta demanda a periodos de baja demanda, reduciendo la necesidad de construir nuevas infraestructuras y optimizando el uso de la energía.

Participación en el mercado:

Los DERMS permiten a los OSD participar en el mercado energético, comprando y vendiendo energía generada por los DER, lo que puede generar nuevas fuentes de ingresos y beneficios para los usuarios.

Mejora de la resiliencia de la red:

Al permitir la gestión de DER a nivel local, los DERMS pueden mejorar la resiliencia de la red eléctrica frente a fallas o interrupciones, pues los DER logran operar de forma autónoma para alimentar cargas críticas en áreas específicas.

En resumen, la gestión de DERMS es esencial para la transición hacia un sistema energético más descentralizado y sostenible, permitiendo una mayor integración de energías renovables, mejorando la eficiencia de la red y aumentando su resiliencia.

7.3.1 Integración del DERMS con redes inteligentes

La integración de los Sistemas de Gestión de Recursos Energéticos Distribuidos (DERMS) con las redes inteligentes es crucial para optimizar la gestión y operación de la energía en sistemas eléctricos modernos. Los DERMS permiten integrar de forma eficiente fuentes de energía renovable, sistemas de almacenamiento y otros recursos distribuidos a la red, mejorando su fiabilidad, eficiencia y sostenibilidad.

Las redes inteligentes se basan en tecnologías digitales avanzadas para facilitar la comunicación bidireccional entre la red y los consumidores, así como la integración de fuentes de energía distribuidas. Los DERMS son una herramienta clave para lograr esta integración, permiten por ejemplo:

- **La gestión integral de los DER:**

Los DERMS conectan e integran diferentes DER, como sistemas solares fotovoltaicos, sistemas de almacenamiento de energía y vehículos eléctricos, a la red eléctrica.

- **Mejoran la visibilidad y el control de la red:**

Los DERMS proporcionan una visión completa de la generación y el consumo de energía, con esto posibilitan a las empresas de servicios públicos monitorear el rendimiento de los DER y tomar decisiones informadas sobre la operación de la red.

- **Facilitan el despacho inteligente de energía:**

Los DERMS permiten programar, priorizar y optimizar el despacho de energía de los DER, considerando factores como la proximidad de fallas, los acuerdos de conexión y los objetivos financieros.

- **Aumentan la eficiencia y la fiabilidad:**

Al optimizar el uso de los DER, los DERMS ayudan a mejorar el rendimiento y la fiabilidad del sistema, reduciendo costos y minimizando el impacto ambiental.

- **Apoyan la transición hacia energías renovables:**

Los DERMS facilitan la integración de fuentes de energía renovable intermitentes, como la solar y la eólica, en la red eléctrica, reduciendo la dependencia de combustibles fósiles y promoviendo la sostenibilidad.

7.3.2 Impacto del DERMS en la coordinación de protecciones

Los sistemas de gestión de recursos energéticos distribuidos (DERMS, por sus siglas en inglés) tienen un impacto significativo en la coordinación de protecciones en sistemas eléctricos, especialmente con el aumento de la generación distribuida. Los DERMS facilitan una gestión más eficiente de la energía, lo cual incluye la coordinación de la respuesta de los dispositivos de protección ante fallas y sobrecargas.

Dentro de los mayores beneficios o aportes tenemos:

- **Mejora de la supervisión y control en tiempo real:**

Los DERMS, junto con tecnologías como las redes inteligentes y dispositivos de medición avanzados (AMDS), permiten una supervisión y control más precisos del sistema eléctrico, incluyendo la detección y respuesta a fallas.

- **Optimización de la respuesta ante fallas:**

Los DERMS pueden ajustar la operación de los dispositivos de protección en tiempo real, permitiendo una respuesta más rápida y precisa ante fallas, minimizando la interrupción del servicio y aislando solo la zona afectada.

- **Coordinación dinámica:**

Los DERMS permiten una coordinación más dinámica de la protección, considerando las condiciones cambiantes del sistema, como la generación distribuida variable, lo cual puede ser difícil de lograr con sistemas de protección estáticos.

- **Reducción de la necesidad de sobredimensionamiento:**

Al mejorar la coordinación de protecciones, los DERMS pueden reducir la necesidad de sobredimensionar los equipos de protección, optimizando el uso de los recursos y reduciendo costos.

- **Mayor resiliencia del sistema:**

La coordinación mejorada gracias a los DERMS contribuye a un sistema eléctrico más resiliente, capaz de recuperarse más rápidamente de fallas y mantener un suministro eléctrico más confiable.

- **Desafíos en la coordinación:**

La integración de DERMS introduce complejidad en la coordinación de protecciones, requiriendo modelos y algoritmos avanzados para asegurar la correcta operación del sistema.

- **Estudios de coordinación:**

Los estudios de coordinación de protecciones se vuelven más complejos y requieren herramientas de simulación más sofisticadas para modelar el comportamiento de los DERMS y su interacción con los dispositivos de protección tradicionales.

Uno de los aspectos fundamentales en la ingeniería de redes de distribución es la coordinación adecuada de los dispositivos de protección, como relés, fusibles y reconectadores. Esta coordinación se logra mediante el análisis de las curvas tiempo-corriente, las cuales permiten verificar la selectividad y la secuencia de actuación ante fallas. Al respecto, Short (2014) señala: “We can plot these curves along with the time-current characteristics of the protecting relay, fuse, or recloser to ensure that the protective devices protect our cables” (p. 154). Esta afirmación destaca la importancia de modelar correctamente los dispositivos en función de sus parámetros reales, algo que requiere datos precisos sobre la red y que forma parte del alcance técnico de la presente tesis.

7.4 Impacto de la IA para la optimización de la cartera de recursos energéticos distribuidos.

Con una combinación más diversa de recursos energéticos distribuidos que ingresan al mercado, las centrales eléctricas virtuales se están volviendo más sólidas, lo cual permite que la tecnología proporcione tanta energía a las redes como las centrales eléctricas tradicionales. Esto no sería posible sin la tecnología de IA, pues esta elimina la complejidad en la gestión energética de la convergencia, no solo de los recursos energéticos distribuidos, sino también diversos para proporcionar una gestión perfecta desde un tablero centralizado. La IA garantiza que los recursos energéticos distribuidos se puedan aprovechar a escala y en tiempo real.

Hasta ahora, las necesidades puntuales de aportes extras de electricidad en la gestión energética se han gestionado con las denominadas “plantas de energía pico”. Las plantas de energía pico, también conocidas como plantas pico, y ocasionalmente solo “pico”, son plantas de energía que por lo general funcionan solo cuando hay una alta demanda, conocida como demanda pico de electricidad. Debido a que suministran energía solo en ocasiones, la energía suministrada tiene un precio mucho más alto por kilovatio hora que la energía de carga base.

Típicamente, estas plantas son operadas con combustibles fósiles, sobre todo gas natural, lo que implica un alto nivel de emisiones de CO₂. Por su parte, la generación nuclear, debido a su extrema falta de flexibilidad no puede en la actualidad tomar este papel, lo cual reduce su utilidad. Por lo tanto, estamos ante un problema de compleja solución.

Sin embargo, gracias a la IA y el Machine Learning, la gestión energética de una central eléctrica virtual de última generación es como operar decenas de miles de plantas de energía en paralelo, asegurando que todas operen de manera cooperativa.

Todas las funciones de software requeridas para una planta pico centralizada deben replicarse miles de veces, y la complejidad aumenta no lineal sino exponencialmente.

Si bien esta es una tarea abrumadora, mediante la implementación de proyectos comerciales de gestión energética basados en tecnología de IA y ML su desarrollo se está produciendo en todo el mundo. Los algoritmos de Machine Learning e IA son fundamentales para administrar de manera eficiente esta complejidad, al orquestar los recursos agregados y garantizar una coordinación perfecta en todas las centrales eléctricas virtuales. La toma de

decisiones y el control en tiempo real se vuelven posibles, lo que permite que la central eléctrica virtual responda rápidamente a las condiciones de la red y optimice los flujos de energía.

7.5 Normativas y Estándares Aplicables

En Costa Rica, los sistemas de gestión de la energía distribuida (DERMS) están sujetos a regulaciones y estándares tanto de carácter general como específicos para el sector eléctrico. La normativa nacional, emitida por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep), incluye regulaciones para la planificación, operación y acceso al Sistema Eléctrico Nacional (Poasen), así como para la supervisión de la calidad del suministro eléctrico (AR-NT-SUCAL) y del uso de medidores (AR-NT-SUMEL). Además, existen reglamentos técnicos para servicios auxiliares y acometidas eléctricas.

7.5.1 Normas nacionales

En términos generales, las empresas proveedoras de servicios eléctricos en conjunto con la autoridad reguladora de servicios públicos se reservan una serie de consideraciones como proveedores de electricidad y ente regulador para interconectar recursos energéticos distribuidos, algunos de estas son:

- La demanda máxima es la del circuito de distribución.
- Capacidad de generación distribuida: Corresponde al 15 % de la demanda máxima del circuito, y sirve de Descripción mientras se finaliza el desarrollo

de los estudios de capacidad de penetración por circuito de distribución, establecidos por la Aresep.

- La potencia interconectada y reservada: Se refiere a los proyectos de generación propia (de CNFL) o recursos energéticos para autoconsumo (de clientes) interconectada al circuito.
- La condición del circuito puede establecerse como:

Disponible: El circuito tiene capacidad para interconectar más recursos distribuidos para autoconsumo.

No disponible: La capacidad instalada de generación distribuida iguala o supera la máxima del circuito, por lo que no pueden interconectarse más recursos distribuidos para autoconsumo.

Inactivo: Se refiere a un circuito que no está alimentando ningún cliente ya sea por mantenimiento, avería o por la topología actual del sistema de distribución.

A continuación, se muestra parte del documento oficial de la CNFL como ejemplo de la disponibilidad de los circuitos para generación distribuida.

Figura 21

Ejemplo de la disponibilidad de los circuitos para generación distribuida

Código Circuito	Nombre Circuito	Demanda Máxima (MW)	Capacidad para Generación Distribuida (MW)	Potencia interconectada y reservada (MW)	Capacidad Disponible (MW)	Condición del Circuito para Generación Distribuida
1001	PRIMER AMOR-VALENCIA	0.20	0.03	0.05	-0.02	NO DISPONIBLE
1002	PRIMER AMOR-ROHRMOSER	3.50	0.53	0.22	0.31	DISPONIBLE
101	ALAJUELITA-SAN FELIPE	11.60	1.74	0.08	1.66	DISPONIBLE
102	ALAJUELITA-LINDA VISTA	2.40	0.36	0.00	0.36	DISPONIBLE
103	ALAJUELITA-LOS PINOS	8.50	1.28	0.56	0.71	DISPONIBLE
104	ALAJUELITA-MORENOS	4.40	0.66	0.20	0.46	DISPONIBLE
105	ALAJUELITA-LA VERBENA	9.20	1.38	0.34	1.04	DISPONIBLE
106	ALAJUELITA-PERIFERICO	7.50	1.13	0.12	1.00	DISPONIBLE
107	ALAJUELITA-EL LLANO	4.20	0.63	0.01	0.62	DISPONIBLE
1101	ESTE-SAN DIEGO	11.00	1.65	0.84	0.81	DISPONIBLE
1102	ESTE-CONCEPCION	9.80	1.47	0.20	1.27	DISPONIBLE

Nota. Tomado de <https://www.cnfl.go.cr/servicios/electricos/recursos-energeticos-distribuidos>

En cumplimiento de la ley 10086 y decreto 43879 del Minae, el ICE pone a disposición los siguientes documentos para el proceso de interconexión:

1. DC-03-FO-21-001 Solicitud de interconexión a la red de distribución con un recurso energético distribuido GD01
2. DC-03-FO-21-002 Solicitud de estudio técnico para instalación de sistema de recursos distribuidos GD02
3. DC-03-FO-21-003 Solicitud de inspección para la instalación de sistema de recursos distribuidos GD03
4. DC-03-FO-21-004 Declaración jurada para la interconexión de recursos distribuidos a la red de distribución

5. Contrato de servicio de interconexión recursos energéticos distribuidos modalidad autoconsumo
6. DC-03-FO-21-005 Solicitud de prórroga para instalación de sistema de recursos distribuidos GD01P

Documentos informativos, normativos y regulatorios:

Nota. Instituto Costarricense de Electricidad.

1. Ley 10086 “Promoción y Regulación de los Recursos Energéticos Distribuidos a partir de fuentes renovables”
2. Decreto N°43879 “Reglamento a la Ley 10086 Promoción y Regulación de los Recursos Energéticos Distribuidos”
3. Lista de circuitos capacidad de hospedaje octubre 2023
4. DC-03-PR-21-001 Guía temporal para el proceso de solicitud instalación de Recursos Energéticos Distribuidos a partir de fuentes renovables, en la red de distribución eléctrica del ICE
5. DC-03-IT-21-001 Condiciones técnicas para la Interconexión de Recursos Distribuidos (GDASAEB) marzo 2024
6. Modernización de los sistemas de medición de producción para recursos distribuidos

7. RE-0095-JD-2023_Procedimiento Capacidad de Penetración DER por circuito de distribución
8. Capítulo 1 Método Cálculo Fijación Cargos Interconexión
9. Capítulo 2 Método Cálculo Fijación Tarifaria Acceso a Redes Distribución
10. Capítulo 3 Método Cálculo Tarifa Compra Venta Excedentes y Reconocimiento Económico
11. Capítulo 4 Reconocimiento Costos Rentabilidad Inversiones y Canon
12. Tarifas aplicables a recursos energéticos distribuidos agosto 2024

7.5.2 Normas internacionales relevantes (IEEE, IEC)

Las normas internacionales para la generación distribuida (GD) varían según el país y la región, pero existen estándares y recomendaciones comunes a nivel global. Estos estándares se enfocan en asegurar la calidad y seguridad del suministro eléctrico, la protección de los equipos y la integración eficiente de las fuentes de energía renovable distribuida en la red.

Principales áreas de enfoque:

- **Interconexión:**

Normas como IEEE 1547 (en Estados Unidos) o similares establecen los requisitos técnicos para la conexión segura y confiable de los sistemas de GD a la red eléctrica, incluyendo aspectos como la protección, el control, la calidad de la energía y la capacidad de respuesta ante fallas en la red.

- **Calidad de la energía:**

Las normas definen los límites aceptables de fluctuaciones de voltaje, frecuencia y armónicos en la red, así como la respuesta de los sistemas de GD ante variaciones en la calidad de la energía.

- **Seguridad:**

Se establecen protocolos para la protección de los equipos y la seguridad de los trabajadores, incluyendo la desconexión automática en caso de fallas y la prevención de riesgos asociados a la operación de sistemas de GD.

- **Comercialización:**

Algunas regulaciones definen los esquemas de medición neta y las tarifas aplicables a la energía generada por sistemas de GD y posteriormente inyectada a la red.

- **Integración de energías renovables:**

Se busca maximizar el aprovechamiento de fuentes renovables como la solar y la eólica, estableciendo criterios para su incorporación segura y eficiente en la red.

Ejemplos de normas y regulaciones:

- **IEEE 1547:**

Un estándar ampliamente utilizado para la interconexión de recursos distribuidos a sistemas eléctricos de potencia.

- **IEC 62116:**

Norma internacional para pruebas de islas en inversores fotovoltaicos.

- **Regulaciones nacionales y locales:**

Cada país o región tiene sus propias leyes y reglamentos que rigen la generación distribuida, como el Reglamento de Generación Distribuida para Autoconsumo con Fuentes Renovables en Costa Rica.

- **Normas de la Aresep (Costa Rica):**

La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep) ha establecido regulaciones para la conexión y operación de sistemas de GD, incluyendo la medición neta y las tarifas aplicables.

Consideraciones adicionales:

- **Flexibilidad y adaptación:**

Las normas deben ser flexibles para adaptarse a los avances tecnológicos y a las características específicas de cada sistema de GD.

- **Participación de múltiples actores:**

Es importante la colaboración entre reguladores, empresas eléctricas, generadores distribuidos y usuarios para garantizar un desarrollo ordenado y eficiente de la GD.

- **Protección al consumidor:**

Las normas deben proteger los derechos de los consumidores y garantizar la calidad y seguridad del servicio eléctrico.

8 Buenas prácticas en la elaboración de diagramas y coordinación de protecciones

En la elaboración de diagramas unifilares y la coordinación de protecciones, es fundamental seguir buenas prácticas para asegurar la seguridad, eficiencia y confiabilidad de las instalaciones eléctricas. Estas prácticas incluyen el uso de simbología adecuada, la correcta representación de equipos y circuitos, y la aplicación de criterios de coordinación selectiva de protecciones.

Diagramas Unifilares:

- **Simbología:**

Utilizar símbolos normalizados (según la NMX-J-136-ANCE-VIGENTE o normas equivalentes) para representar de manera clara y consistente los diferentes elementos de la instalación, como interruptores, transformadores, motores, etc.

- **Claridad y precisión:**

El diagrama debe ser fácil de entender, evitando la complejidad innecesaria. Se deben representar todos los componentes relevantes, incluyendo fuentes de alimentación, cargas, dispositivos de protección, conductores y canalizaciones.

- **Información detallada:**

Incluir información esencial como calibres de conductores, capacidades de equipos, ajustes de protecciones y datos relevantes para la operación y mantenimiento de la instalación.

- **Actualización:**

Mantener el diagrama unifilar actualizado con los cambios efectuados en la instalación, incluyendo modificaciones en equipos, rutas de cableado y ajustes de protección.

- **Ubicación:**

Indicar la ubicación física de los equipos y componentes en el diagrama, así como la orientación general de la instalación.

Coordinación de Protecciones:

- **Selección de dispositivos:**

Elegir dispositivos de protección (fusibles, interruptores termomagnéticos, relés de protección) adecuados para la corriente de falla esperada y las características de la instalación.

- **Ajustes de protecciones:**

Ajustar los dispositivos de protección para asegurar una respuesta selectiva ante fallas, minimizando la interrupción del servicio a la zona afectada.

- **Análisis gráfico:**

Utilizar curvas de disparo de los dispositivos de protección para analizar y visualizar la selectividad entre ellos, asegurando que el dispositivo más cercano a la falla opere primero.

- **Coordinación de relés:**

En sistemas con relés de protección, es crucial ajustar los parámetros de los relés para garantizar una coordinación adecuada, especialmente en sistemas de distribución complejos.

- **Documentación:**

Registrar los ajustes de los dispositivos de protección y los resultados del análisis de coordinación en la documentación de la instalación.

- **Pruebas periódicas:**

Efectuar pruebas periódicas de los dispositivos de protección para verificar su correcto funcionamiento y mantener la coordinación efectiva.

Consideraciones adicionales:

- **Seguridad del personal:**

El diagrama unifilar y la coordinación de protecciones son herramientas esenciales para garantizar la seguridad del personal que ejecuta trabajos en la instalación.

- **Cumplimiento normativo:**

Asegurarse de que la elaboración del diagrama y la coordinación de protecciones cumplan con las normas y códigos eléctricos aplicables (como NFPA 70E).

- **Mantenimiento:**

Un diagrama unifilar preciso y actualizado facilita las tareas de mantenimiento y resolución de problemas en la instalación.

Con realizar estas buenas prácticas, se puede lograr una red eléctrica de distribución segura, confiable y eficiente, pues así se minimizan los riesgos y se optimiza el rendimiento del sistema.

9 Sistema de control y adquisición de datos (SCADA)

Es un tipo de sistema de software utilizado para controlar y supervisar procesos industriales de forma remota. SCADA permite la recopilación y el análisis de datos en tiempo real, así como el control de equipos y condiciones en plantas industriales, como plantas de energía, sistemas de agua y redes de transporte.

El SCADA es una herramienta clave para la gestión eficiente y segura de procesos industriales, proporcionando una visión centralizada y control sobre diversas operaciones.

9.1 SCADA Survalent

SCADA Survalent se refiere a un sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition, por sus siglas en inglés) desarrollado por **Survalent Technology**. Survalent es una empresa especializada en soluciones de automatización y control para sistemas de infraestructura crítica, como redes eléctricas, sistemas de distribución de agua, gas y otros entornos industriales.

9.1.1 Características SCADA

Survalent SCADA es una solución de software diseñada para gestionar y supervisar sistemas de automatización de infraestructuras críticas. Algunas de sus características clave incluyen:

- **Monitoreo en tiempo real:** Permite supervisar el estado de los sistemas y procesos de manera continua. Esto incluye la visualización de datos en tiempo real, gráficos, alarmas, y otros parámetros.
- **Control remoto:** Los operadores pueden controlar dispositivos y equipos a distancia, como interruptores, válvulas, y otros componentes de infraestructura. Esto mejora la eficiencia operativa y la seguridad.
- **Gestión de alarmas:** Survalent SCADA cuenta con una robusta gestión de alarmas que permite detectar fallos o condiciones fuera de lo normal en el sistema y notificar a los operadores de forma inmediata.
- **Interfaz gráfica:** La interfaz de usuario es visual y les posibilita a los operadores tener una visión clara y comprensible de todo el sistema. Las interfaces gráficas suelen incluir mapas, diagramas de flujo, y representación en tiempo real de las variables y equipos controlados.
- **Integración con otros sistemas:** Survalent SCADA se integra con otros sistemas como los de gestión de energía (EMS), gestión de la distribución de electricidad (DMS), y otros sistemas empresariales y de control.
- **Funcionalidad de bases de datos:** Puede almacenar grandes volúmenes de datos históricos para análisis y reportes, lo que es útil para mejorar el rendimiento, la previsión y la toma de decisiones.
- **Escalabilidad y personalización:** Es una plataforma escalable, significa que puede adaptarse a necesidades más grandes o pequeñas, y puede personalizarse para ajustarse a las particularidades de cada instalación o industria.
- **Seguridad y acceso controlado:** Los sistemas SCADA, incluyendo el de Survalent, están diseñados con fuertes características de seguridad, incluyendo autenticación de usuarios, control de acceso, y encriptación para proteger las infraestructuras críticas.

9.1.2 Ventajas SCADA

Algunas de las ventajas que ofrece Survalent SCADA incluyen:

- **Mejora en la eficiencia operativa:** Al proporcionar visibilidad en tiempo real y control remoto, las operaciones pueden ser más rápidas y eficientes, reduciendo el tiempo de inactividad y mejorando la gestión de recursos.
- **Mayor seguridad:** Con la capacidad de monitorear y controlar sistemas de manera remota, Survalent SCADA ayuda a mejorar la seguridad al identificar problemas rápidamente antes de que se conviertan en fallos graves.
- **Optimización de recursos:** Survalent SCADA puede ayudar a gestionar mejor los recursos, como el uso de energía o la distribución de agua, lo que resulta en un ahorro operativo significativo.
- **Cumplimiento de normativas:** Ayuda a las empresas a cumplir con las normativas del sector mediante el monitoreo y la recopilación de datos necesarios para auditorías y reportes regulatorios.

9.1.3 Aplicaciones comunes de Survalent SCADA

Survalent SCADA es ampliamente utilizado en sectores que requieren un monitoreo constante y control remoto de sus sistemas críticos. Algunas de sus aplicaciones comunes incluyen:

- **Redes eléctricas:** Supervisión de la distribución de energía, control de subestaciones, monitoreo de la calidad de la energía, y gestión de fallos.

- **Distribución de agua y aguas residuales:** Monitoreo de redes de agua potable, control de bombas, válvulas y sistemas de tratamiento de aguas.
- **Redes de gas:** Monitoreo y control de la distribución de gas, incluyendo la supervisión de válvulas, medidores y estaciones de compresión.
- **Infraestructura de transporte:** Monitoreo de sistemas de tráfico, transporte público y redes ferroviarias.

9.1.4 Tecnologías y protocolos compatibles

Survalent SCADA es compatible con una amplia variedad de protocolos de comunicación industrial, esto le permite integrarse con diversos sistemas de control y dispositivos, tales como:

- **Modbus**
- **DNP3**
- **IEC 61850**
- **OPC**
- **MMS**
- **Protocolos propietarios de dispositivos**

9.1.5 Evolución y futuro de Survalent SCADA

Survalent continúa evolucionando su plataforma SCADA para satisfacer las crecientes demandas de la automatización industrial moderna. Esto incluye el uso de

tecnologías como la **analítica avanzada**, **Internet de las Cosas (IoT)**, **inteligencia artificial (IA)**, y el **big data** para mejorar la toma de decisiones y la optimización de operaciones.

10 Sensores

En sistemas de distribución eléctrica, los sensores desempeñan un papel crucial en la monitorización y control del flujo de energía. Permiten medir parámetros como voltaje, corriente y temperatura, facilitando la detección de fallas, la optimización del rendimiento de la red y la garantía de una distribución eficiente y segura de la electricidad.

10.1 Sistemas de gestión de sensores

El sistema de gestión de sensores (Sensor Management System, SMS) de la plataforma de monitoreo de la red eléctrica Aclara (Aclara Grid Monitoring, AGM) es una aplicación basada en un servidor y orientada a servicios que contribuye un repositorio central de datos y eventos de AGM. Permite visualizar información de la red eléctrica en mapas, organizada por subestación, circuito y fase. El SMS de Aclara es la mejor manera de intercambiar información con otros sistemas administrativos y operativos complementarios, como OMS, SCADA y DMS, mediante interfaces de programación de aplicaciones (Application Programming Interfaces, API).

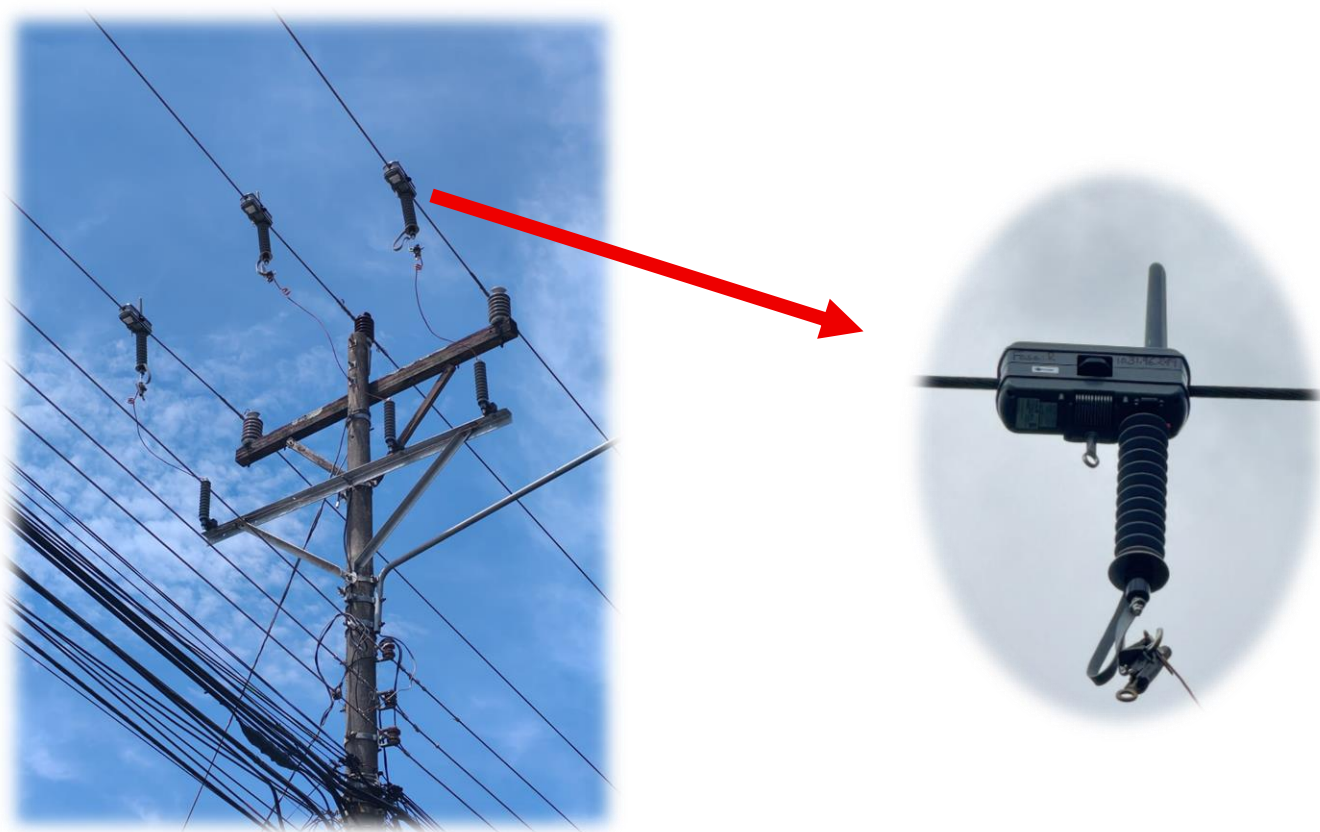
10.1.2 Funcionamiento:

El sistema de AGM consta de sensores y agregadores (AG) de la línea de distribución que transportan datos desde la red de distribución hasta el SMS de AGM a través de un

mecanismo de retorno del Protocolo de Internet (IP). El sistema de AGM admite dos arquitecturas de comunicación de dispositivo a dispositivo: Wi-Fi y celular.

Figura 22 y 23

Sensores conectados a la red eléctrica de distribución



Nota. Instituto Costarricense de Electricidad

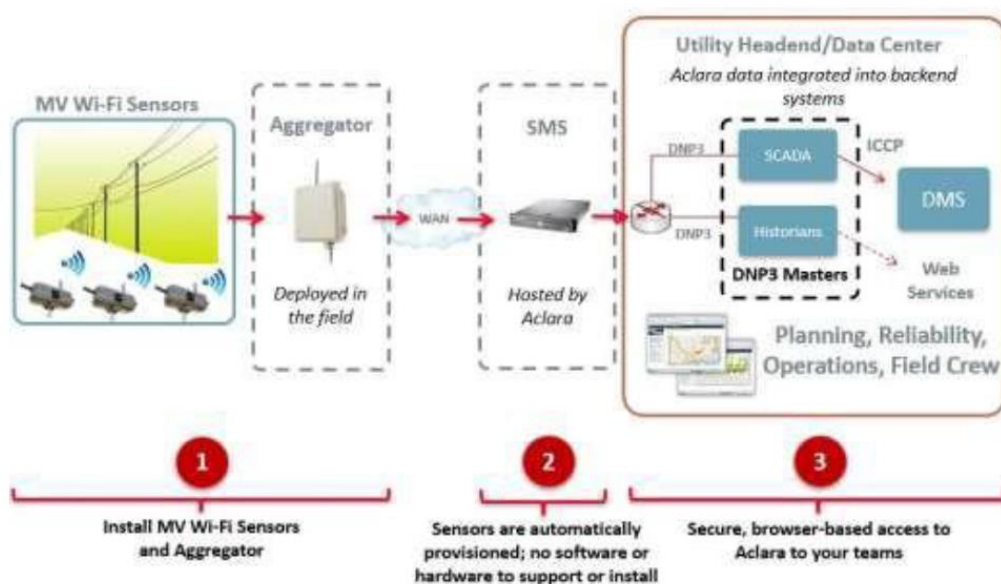
10.1.2 Arquitectura de comunicaciones Wi-Fi:

La arquitectura de comunicaciones Wi-Fi consta de sensores de media tensión (medium voltage, MV) de AGM que se sujetan con abrazaderas y monitorean circuitos de distribución aérea de media tensión, agregadores montados en estructuras o postes y el SMS de AGM. En esta arquitectura, los sensores y agregadores de AGM transfieren los datos a través de comunicaciones Wi-Fi. Los agregadores se comunican por vía inalámbrica con la red de servicio a través de diversos módulos de comunicación de la red de área amplia (wide area network, WAN).

Los agregadores utilizan radios celulares integrados para las comunicaciones de red, pero pueden soportar otras formas de comunicación alámbricas e inalámbricas, incluidas las redes de comunicación de infraestructura de medición avanzada (advanced metering infrastructure, AMI).

Figura 24

Software del SMS proporcionado como un servicio hospedado

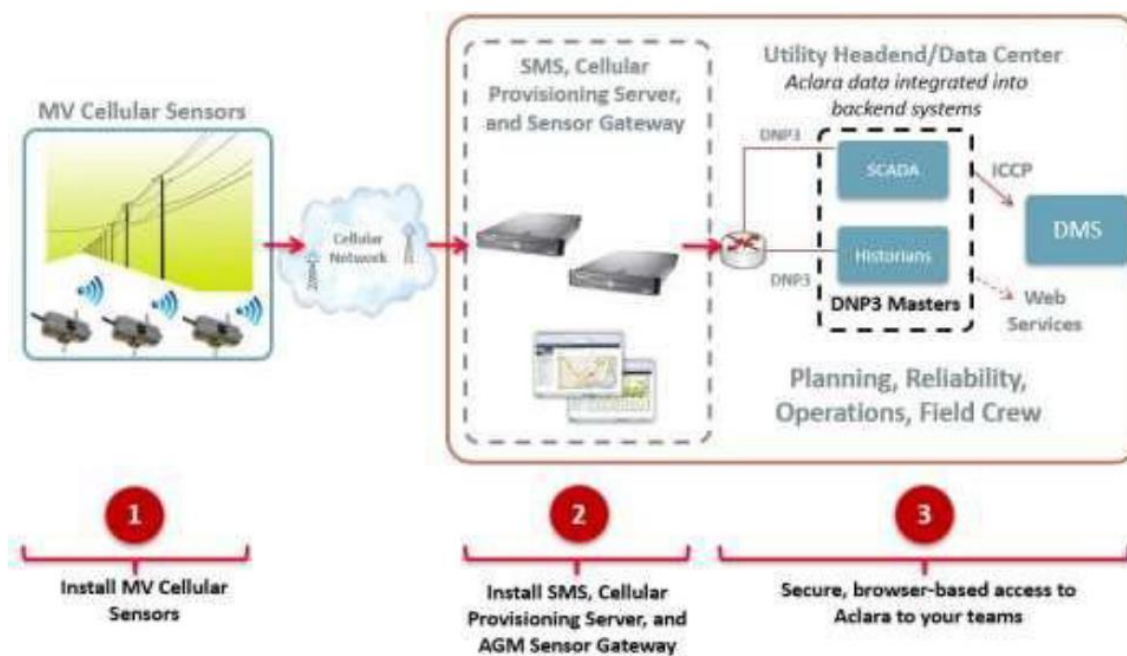


Nota. Aclara Technologies LLC

Arquitectura celular para sensores AGM que se sujetan con abrazaderas y monitorea los circuitos de distribución aérea de media tensión, las puertas de enlace, pueden dirigir por medio de un agregador o a través de una puerta de enlace sin el uso de un agregador.

Figura 25

Arquitectura celular para monitoreo de sensores



Nota. Aclara Technologies LLC

10.1.3 Íconos y mapa a través de SCADA:

Los componentes de la red de servicio y sus eventos correspondientes se representan en el mapa con varios íconos. Algunos íconos del mapa, como los íconos de subestaciones, estarán presentes en todas las redes de servicios. Otros, como las ubicaciones de sensores, estarán presentes solamente durante una condición adecuada del sistema (por ejemplo, un evento de falla).

Los íconos rojos indican circuitos con energía y requieren precaución cada vez que se vaya a trabajar en ese circuito o porción de circuito. En cambio, los íconos verdes indican circuitos o porciones de circuitos sin energía. Los íconos amarillos indican sensores de AGM que han experimentado eventos. Los íconos blancos indican estados de energía desconocidos, por lo que se requiere precaución hasta verificarlos.

El color de los íconos indica la condición (es decir, energía, sin energía, etc.) del segmento del circuito que supervisan. Los íconos de las subestaciones serán rojos únicamente cuando todos sus sensores en todos sus circuitos lo sean. El color del ícono de las subestaciones cambiará a verde cada vez que uno o más de sus sensores asociados detecten una pérdida de energía.

Los íconos de subestación blancos significan que ninguno de los sensores ubicados en dichas subestaciones ha comunicado un estado de energía. Además, los íconos de subestación se volverán amarillos únicamente cuando un sensor asignado a dichas subestaciones detecte una falla. La tabla 2, se indica cada ícono, su nombre y una breve descripción.

Tabla 2*Íconos y simbología de interpretación en el mapa*

Íconos y descripciones del mapa			
Nombre	Ícono y condición		Descripción
Substation (Subestación)		Energía presente	El ícono de subestación indica la ubicación real de una subestación en el mapa.
		Energía ausente	
		Falla detectada	
		Estado de energía desconocido	
Sensor		Energía presente	Los íconos de ubicación de sensores establecen la ubicación de por lo menos un sensor de AGM en el mapa. Normalmente, se asignarán tres sensores (uno por cada fase) a un solo ícono. El ícono de sensor amarillo (condición de falla) puede mostrarse con - la letra "M" dentro del mismo cuando la condición es una falla momentánea, - la letra "D" cuando la condición de falla se generó por una perturbación de energía o de una línea, o - la letra "H" para una alarma por alta corriente. Los íconos blancos representan sensores en el campo que aún no han comunicado sus estados de energía.
		Energía ausente	
		Falla detectada	
		Estado de energía desconocido	
Reconectador		Energía presente	Los íconos de reconectadores indican las ubicaciones de reconectadores en el mapa.
Falla		Falla detectada	El ícono de falla se usa para identificar la ubicación exacta o aproximada de una falla en el mapa.

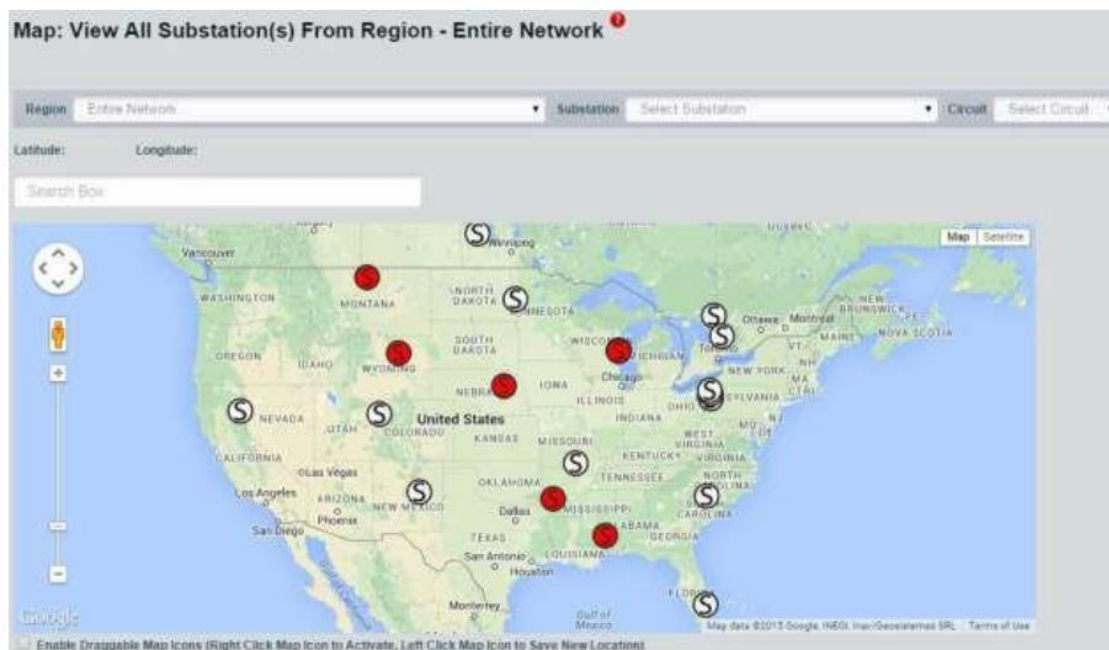
10.1.4 Mapa de sensores mediante la función de mapa principal:

La interfaz gráfica del usuario (GUI) del SMS muestra dos opciones para ver los datos del mapa. Estas opciones son **Main Map View** (Vista del mapa principal) y la opción del panel **Filter** (Filtro).

La **vista del mapa principal** puede configurarse para mostrar una ubicación específica con un ajuste de acercamiento particular. Esta vista solo muestra los íconos de subestación y presenta todas las ubicaciones de subestaciones en una sola visualización. Esta es la misma vista que verá cuando seleccione la opción de **vista del mapa principal** en el árbol de navegación.

Figura 26

Mapa mediante coordenadas



Nota. Aclara Technologies LLC

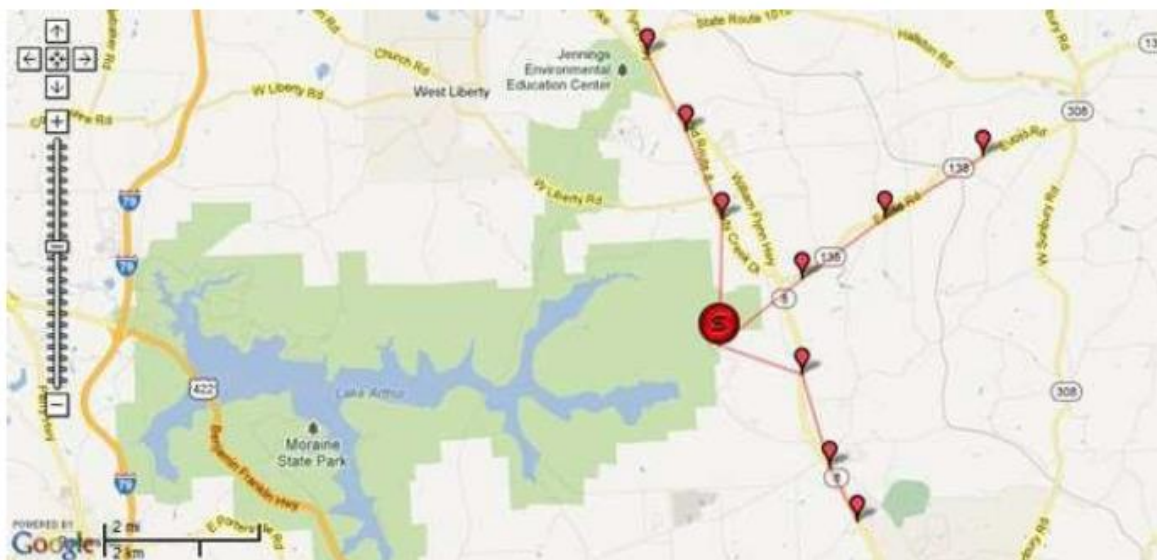
10.1.5 Visualización de mapa mediante funciones de ubicación:

Las funciones de filtro **Región** (Región), **Substation** (Subestación) y **Circuit** (Circuito) ofrecen funcionalidad adicional de búsqueda y ubicación al permitir a los usuarios encontrar y mostrar rápidamente los datos que aplican a una subestación y circuito en particular. Todas estas opciones permiten a los usuarios posicionar el mapa y acercarlo o alejarlo mediante los controles estándares provistos en la interfaz del mapa. Para ver los íconos del mapa de subestaciones y sensores en la misma visualización, debe utilizar la función de filtro de **subestación** o **circuito** para seleccionar la vista. Todo esto se logra bajo el levantamiento e identificación de todos los equipos de protección que interactúan con la red de distribución y los que de forma paralela se puedan adicionar para el control y monitoreo a distancia.

Para ver un circuito individual conectado a una subestación, donde se identifique los sensores, esta se debe seleccionar por medio del nombre del circuito debidamente asignado. La Figura 27 muestra un circuito seleccionado y su distribución a diferentes sectores con la identificación en tiempo real de los sensores integrados a la red.

Figura 27

Visualización de un circuito desde la subestación a los distintos puntos de distribución eléctrica



Nota. Aclara Technologies LLC

10.1.6 Administrar ubicación de sensores:

Las ubicaciones de los sensores de AGM y sus coordenadas GPS respectivas deben obtenerse en el campo o establecerse mediante la función del mapa. Los sensores de AGM pueden añadirse a los íconos de ubicación de subestaciones y sensores. Se pueden usar las funciones integradas de posicionamiento del mapa para acercarlo, alejarlo y volver a posicionarlo como se desee una vez identificados. Este procedimiento resume los pasos para conectar los sensores de AGM.

10.1.7 Parámetro indicador de circuito en falla y notificación de interrupción eléctrica:

Las condiciones de falla pueden ser momentáneas o permanentes según la condición. Si un sensor de AGM detecta una falla momentánea, el sistema muestra un ícono amarillo del sensor con la letra “M” en el medio del ícono. Un ejemplo de falla momentánea puede ser un daño el cual se dio y este mismo fue aislado. Para una falla permanente, el sistema muestra un símbolo de estrella amarilla en la ubicación exacta o aproximada de la falla real.

Figura 28

Falla momentánea



Nota. Aclara Technologies LLC

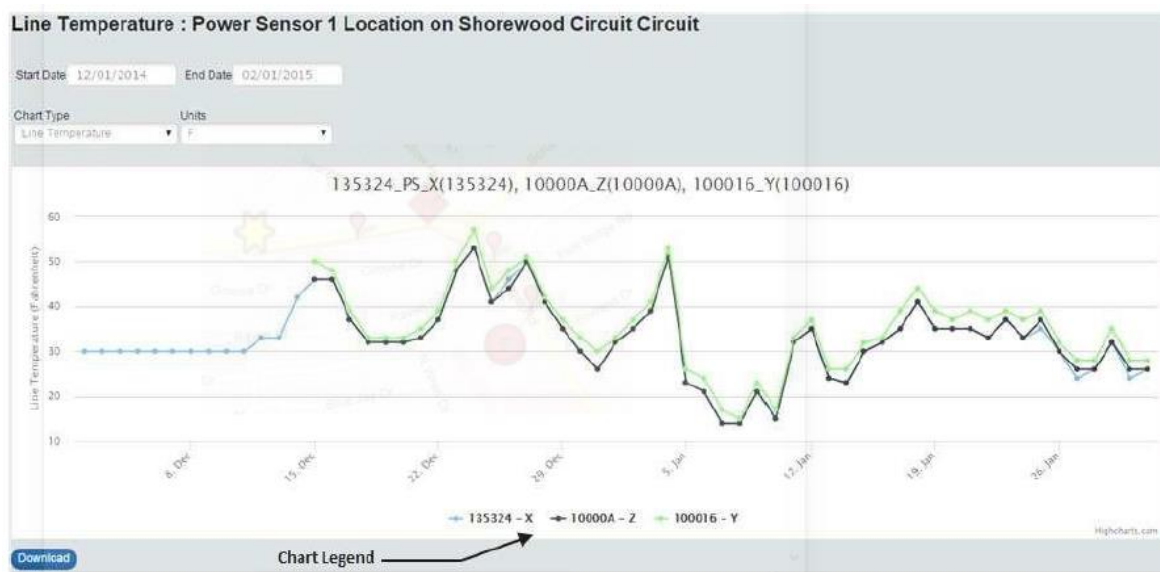
Figura 29*Falla permanente**Nota. Aclara Technologies LLC***Figura 30***Gráfica de resumen de falla**Nota. Aclara Technologies LLC*

Figura 31

Gráficos de datos según la ubicación de los sensores a lo largo del circuito de distribución.



Nota. Aclara Technologies LLC

11 Sistema de infraestructura de medición avanzada AMI

La Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) es un sistema que permite la comunicación bidireccional entre las empresas de servicios públicos y los medidores inteligentes de los clientes. Este sistema recopila datos precisos sobre el consumo de energía o agua, permitiendo a las empresas gestionar la red de manera más eficiente y a los usuarios tener mayor control sobre su consumo.

Figura 32*Medidor de electricidad, AMI**Nota.* Instituto Costarricense de Electricidad, comercialización

Es un conjunto de tecnologías que incluye medidores inteligentes, redes de comunicación y sistemas de gestión de datos. A diferencia de los medidores tradicionales, los medidores inteligentes son capaces de registrar y transmitir datos de consumo de forma remota y en tiempo real, facilitando la detección de fallas, la gestión de la demanda y la personalización de tarifas.

Componentes clave de AMI:

- **Medidores inteligentes:**

Dispositivos electrónicos que registran el consumo de energía o agua y pueden comunicarse con otros dispositivos y sistemas.

- **Red de comunicaciones:**

Permite la transmisión de datos entre los medidores inteligentes y los sistemas de gestión de la empresa de servicios públicos.

- **Sistema de gestión de datos (MDM):**

Software que recopila, almacena y analiza los datos de consumo, permitiendo a la empresa gestionar la red y ofrecer servicios personalizados a los clientes.

Beneficios de AMI:

- **Mejora la eficiencia:**

Facilita a las empresas optimizar la gestión de la red, reducir pérdidas y mejorar la fiabilidad del servicio.

- **Ahorro para los consumidores:**

Permite a los usuarios conocer su consumo en tiempo real, tomar decisiones informadas y potencialmente reducir sus facturas.

- **Mayor seguridad:**

Facilita la detección de fraudes y robos de energía, así como la gestión remota de cortes de servicio.

- **Flexibilidad:**

Posibilita la implementación de tarifas dinámicas y programas de respuesta a la demanda.

12 Sistema de Gestión de Interrupciones OMS (Outage Management System)

Es un software o conjunto de sistemas que ayudan a las empresas de servicios públicos a detectar, gestionar y resolver cortes de energía eléctrica. Algunas características de un OMS pueden incluir, entre otras, la lectura automática de datos de la red para determinar una interrupción, alertar a los operadores de servicios públicos sobre cualquier interrupción y enviar notificaciones a los equipos de campo cercanos para investigar y solucionar las interrupciones.

Muchos cortes de energía se detectan cuando una persona hace el reporte de la ausencia de electricidad en su hogar y llama a la compañía eléctrica local, un OMS confiable puede identificar esta información y brindar una respuesta más rápida que esperar a que usted y su vecino llamen, en caso de que otros vecinos llamen compartiendo o reportando el mismo problema, el sistema permite interpretar que es una avería general, o caso contrario solo sea un cliente la filtra de hora individual, previo por medio de sistemas AMI realizar las lecturas de tensión y corriente del medidor de la energía servida.

Aplicaciones

- Identificar la ubicación de las interrupciones.
- Evaluar el impacto de la interrupción.
- Coordinar equipos de respuesta para restaurar el servicio.
- Comunicarse con los clientes sobre el estado de la interrupción

Figura 33

Caso interrupción eléctrica en tiempo real reflejado en el sistema (OMS)

The screenshot displays the OMS interface for handling a real-time electrical interruption. The top navigation bar includes links for 'Caso de Interrupción', 'Lista de Trabajos', 'Tickets de Servicio', 'Tickets de Emergencia', 'Reportes de Daño', 'Vista de Mapa por defecto', 'Buscar', and 'Cerrar Sesión'. The main content area is divided into several sections:

- Case Information:** Shows 'Trabajo # 5' and 'Descripción'. It includes fields for 'Creado Por' (16 Oct, 2024 09:23), 'Por' (ADMIN), 'Actualizado En', and 'Por'. There is a map view button and a 'Comentarios del Despatchador' section.
- Map:** A Google Map showing the location of the interruption. A red pin marks the location near 'La Mona Golosa'. A pop-up window titled 'ADMS Surveillance ICE' provides details for 'Caso # 46', including 'Tipo: Sin Planear', 'Tiempo Fuera: 16 Oct, 2024 10:05', 'Descripción: ENL (M1403)', 'Ubicación: EP9272039', 'Clientes Afectados: 1411', 'Remanentes: 1411', 'Estado: Verificado', 'Causa: Objeto Línea', 'Estado del Trabajo: Completado', and 'Hora de Restauración Est.: N/A'. A 'Mostrar Caso' button is also present.
- Detalles del Trabajo:** This section contains two main panels:
 - Trabajo:** Includes 'Tipo de Trabajo' (Trabajo_2), 'Duración Estimada' (1.00), 'Tiempo de viaje' (0.00), 'Tiempo de Preparación' (0.00), 'Tiempo de Espera' (0.00), and 'Tiempo de Descanso' (0.00). It also has checkboxes for 'No contribuye al ETDR' and 'Sitio debe ser dejado seguro', and an 'Emergencia' checkbox.
 - Programar:** Includes 'Tipo de Cuadrilla' (Crew types), 'Cuadrilla' (Cuadrilla_Queros_01), 'Encuentrar Vehículo', 'Tiempo de Inicio', and 'Est. End Time'. It also has a checkbox for 'Excluir de Estadísticas Históricas de Trabajo'.
- Trabajo en Progreso:** This section shows the progress of the work, including 'Asignado a Cuadrilla' (16 Oct, 2024 09:23), 'Recon por Cuadrilla' (16 Oct, 2024 09:24), 'Llegó al Taller' (16 Oct, 2024 09:24), and 'Llegó al Sitio' (16 Oct, 2024 09:24). It also includes checkboxes for 'Sitio Dañado en Condición Segura', 'Trabajo Completado', 'Trabajo Cerrado', and 'Trabajo Cancelado'.
- Adjuntos:** A section for attachments, currently showing 'No hay adjuntos disponibles'.

The bottom of the interface features 'Guardar y Cerrar' and 'Cancelar' buttons.

Nota. Instituto Costarricense de Electricidad, Operación de redes.

13 Ciberseguridad para infraestructuras de sistemas eléctricos de distribución

La ciberseguridad en los sistemas de distribución eléctrica es crucial para proteger la infraestructura crítica y garantizar un suministro eléctrico continuo y confiable. Esto implica la implementación de medidas para prevenir, detectar y responder a ciberataques que podrían afectar la operación de la red eléctrica, causar apagones o dañar equipos. La creciente interconexión y automatización de los sistemas eléctricos, aunque beneficiosa, también aumenta la superficie de ataque para los ciberdelincuentes.

13.1 Importancia de la ciberseguridad en sistemas de distribución eléctrica

- **Protección de infraestructuras críticas:**

Los sistemas de distribución eléctrica son parte de la infraestructura crítica de un país y su vulnerabilidad a ciberataques puede tener graves consecuencias para la seguridad nacional y la vida cotidiana.

- **Garantía de suministro eléctrico:**

Un ciberataque exitoso podría interrumpir el suministro de electricidad, causando apagones y afectando a hogares, empresas y servicios esenciales.

- **Prevención de daños físicos y económicos:**

La manipulación maliciosa de sistemas de control podría causar daños a equipos y generar pérdidas económicas significativas.

- **Protección de datos sensibles:**

Los sistemas de distribución eléctrica manejan información valiosa, incluyendo datos operativos y de clientes, quienes deben protegerse contra el acceso no autorizado.

13.2 Desafíos de la ciberseguridad en sistemas de distribución eléctrica

- **Creciente complejidad de la red:**

La integración de tecnologías como la automatización y las redes inteligentes aumenta la complejidad de la red y la superficie de ataque.

- **Dependencia de proveedores externos:**

La dependencia de proveedores externos de software y hardware introduce riesgos adicionales si estos componentes son comprometidos.

- **Amenazas persistentes avanzadas:**

Los ataques cibernéticos dirigidos a infraestructuras críticas pueden ser sofisticados y difíciles de detectar y prevenir.

- **Falta de concienciación:**

La falta de concienciación sobre los riesgos cibernéticos y la importancia de la ciberseguridad en el sector eléctrico puede dejar vulnerabilidades abiertas.

Medidas de ciberseguridad:

- **Implementación de marcos de seguridad:**

Adoptar marcos de trabajo como NIST, NERC CIP, y IEC 62443 para establecer políticas y procedimientos de seguridad.

- **Seguridad de la red:**

Implementar medidas de seguridad en la red para proteger los dispositivos de comunicación, los sistemas de control y los datos.

- **Cifrado de datos:**

Utilizar cifrado para proteger la información sensible durante la transmisión y el almacenamiento.

- **Autenticación multifactorial:**

Implementar autenticación multifactorial para proteger el acceso a los sistemas y datos.

- **Monitoreo y detección de intrusiones:**

Utilizar herramientas de monitoreo para detectar actividades sospechosas y responder rápidamente a los incidentes.

- **Capacitación y concienciación:**

Capacitar al personal sobre prácticas de seguridad cibernética y concienciar sobre los riesgos.

- **Gestión de riesgos:**

Identificar, evaluar y mitigar los riesgos cibernéticos en toda la cadena de suministro.

- **Planificación de la recuperación ante desastres:**

Desarrollar planes para la recuperación de sistemas y la continuidad del negocio en caso de un ciberataque.

14 Riesgo eléctrico en líneas de distribución

Se refiere a la posibilidad de sufrir daños por contacto con la electricidad, ya sea directo o indirecto, durante las tareas de mantenimiento o trabajo cerca de estas líneas. Este riesgo puede causar lesiones personales, como quemaduras y electrocución, así como daños materiales y cortes en el suministro eléctrico.

Causas comunes del riesgo eléctrico:

- **Contacto directo:**

Ocurre cuando una persona o equipo toca directamente un cable o componente energizado de la línea de distribución.

- **Contacto indirecto:**

Se produce cuando una persona toca una parte metálica que, aunque no forma parte del circuito eléctrico, se encuentra energizada por una falla o aislamiento defectuoso.

- **Arco eléctrico:**

Una descarga eléctrica a través del aire entre dos conductores o entre un conductor y tierra, la cual puede causar quemaduras graves y daños.

- **Cortocircuito:**

Una conexión accidental de baja resistencia entre dos puntos de diferente potencial, que puede causar daños a equipos y provocar incendios.

- **Sobrecarga:**

Cuando la corriente que circula por un circuito excede la capacidad del cableado, lo que puede generar sobrecalentamiento y riesgo de incendio.

- **Caída de rayos:**

Los rayos pueden inducir tensiones peligrosas en las líneas eléctricas, generando riesgos de electrocución y daños.

Medidas de seguridad para reducir el riesgo eléctrico:

- **Información:**

Tener identificado las áreas de peligro posterior rotular con advertencia según corresponda.

- **Distancia de seguridad:**

Mantener una distancia segura de las líneas eléctricas aéreas es fundamental. OSHA recomienda una distancia mínima de 10 pies (aproximadamente 3 metros).

- **Equipos de protección personal (EPP):**

Utilizar casco, guantes dieléctricos, botas de seguridad y ropa de trabajo ignífuga, entre otros.

- **Desconexión y verificación:**

Antes de realizar cualquier trabajo, es crucial desconectar la alimentación eléctrica, verificar la ausencia de tensión y realizar una puesta a tierra y cortocircuito para evitar riesgos de realimentación.

- **Señalización y delimitación:**

Señalizar y delimitar la zona de trabajo para evitar accesos no autorizados y alertar sobre el peligro eléctrico.

- **Capacitación:**

Asegurarse de que el personal esté capacitado en seguridad eléctrica y conozca los procedimientos correctos para trabajar en entornos con riesgo eléctrico.

- **Inspección y mantenimiento:**

Inspeccionar regularmente las líneas de distribución y equipos para detectar posibles fallas o deterioros que puedan generar riesgos.

CAPÍTULO III

3 Marco metodológico

3.1 Enfoque de la investigación:

El presente estudio se desarrolla bajo un enfoque cuantitativo, pues se busca recolectar, analizar y procesar datos numéricos relacionados con los diagramas unifilares, las cargas, las demandas y la coordinación de protecciones en la red de distribución del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), específicamente en el cantón central de Alajuela. Este enfoque permite obtener resultados objetivos y medibles que faciliten la optimización de la integración de los sistemas ADMS y DERMS.

El enfoque cuantitativo es el más adecuado para este proyecto, dado que se requiere ejecutar cálculos eléctricos, análisis de cargas y validación técnica de las protecciones, lo cual demanda un tratamiento estadístico y numérico de la información. Además, la naturaleza de los datos por emplear y el tipo de resultados esperados son coherentes con los principios del enfoque cuantitativo.

La investigación, por su estructura y objetivos, se clasifica como descriptiva, esto porque se centra en detallar las condiciones actuales de los diagramas unifilares y la coordinación de protecciones en la red de distribución, así como en describir los requerimientos técnicos para la adecuada integración de los sistemas de gestión avanzada.

El levantamiento de campo se realiza por circuitos derivados de la subestación el Coco, consiste en la transcripción de la trayectoria de la línea principal de distribución eléctrica, incorporando los elementos eléctricos que interactúan como recloser, tripSaver,

cuchillas seccionadoras, cortacircuitos, llaves seccionadoras. Estos equipos de protección están asociados a las siguientes variables para su identificación:

- Nombre del equipos (relacionado al lugar de ubicación)
- Número de activo
- Número de serie
- Localización (Referencia con el número de pueblo, calle y poste)
- Georreferencia
- Detalles físicos de instalación (Trifásico, monofásico, fase de alimentación etc).

Como parte de la investigación en cuanto al levantamiento de los diagramas unifilares es la referencia para simular mediante software ETAP los elementos que interactúan para ajustar la coordinación de protecciones. La red eléctrica es muy dinámica de acuerdo con el comportamiento circunstancial o eventual, esto debido a averías que genera la desconexión de sectores o su totalidad de un circuito, esto fortalece el mapeo de la red para la toma de decisiones en estas condiciones o para actividades de mantenimiento que lo requiera.

Recientemente se da una situación de cambios generacionales en donde se da la incorporación de personal nuevo en la operación de la red de distribución, lo cual activan las necesidades de crear y poner en práctica herramientas para la formación del personal. Para esto y basado en los levantamientos de los unifilares, se realiza un protocolo por circuitos, bajo diferentes escenarios de posibles falla a lo largo de la alimentación desde la salida de la subestación hasta el final de este, donde se transcribe mediante un diagrama de flujo el paso

a paso de las configuraciones y acciones a realizar a los equipos de protección, estos debidamente comprobado y simulado mediante software ETAP y finalmente abalado por el ingeniero coordinador del departamento de operación de la red eléctrica.

El ICE recientemente adquirió un sistema de SCADA Survalent, con un costo de \$6 000 000, el cual todas estas variables y herramienta dan mucha fortaleza para el éxito del proyecto. Por lo anterior serán las herramientas esenciales para la implementación de nuevas tecnologías, esto con aristas hacia una transformación digital. Este está basado en tecnologías de sistemas modernos como el sistema avanzado de gestión de distribución (ADMS), Control de supervisión y adquisición de datos (SCADA), Sistema de manejo de información de paro (OMS) y de recursos energéticos distribuidos (DERMS), los cuales se va a basar la nueva plataforma de control.

3.2 Método de Investigación

La presente investigación se desarrolla bajo el método analítico, dado que se descompone el sistema eléctrico de distribución en sus elementos fundamentales, tales como los diagramas unifilares, las cargas, las demandas y las protecciones, para efectuar un estudio detallado de cada componente y su interacción dentro de la red. El método analítico permite examinar los circuitos de distribución de manera individual, evaluar sus parámetros técnicos y establecer recomendaciones para la integración eficiente de los nuevos sistemas.

El desarrollo del estudio sigue las siguientes etapas:

1. Levantamiento de información técnica de la subestación El Coco y sus circuitos asociados.
2. Elaboración y actualización de los diagramas unifilares correspondientes.
3. Por medio del departamento de facturación y comercialización levantar la cantidad de clientes por sección (Clientes asociados en la alimentación de un equipo de protección o entre los mismos)
4. Análisis de carga y demanda (datos subestación), basado en la cantidad de clientes por sección de circuito.
4. Revisión y análisis de la coordinación de protecciones, asegurando la correcta selectividad y tiempos de despeje.
5. Propuesta de optimización para la adecuada integración de los sistemas SCADA, ADMS, OMS y DERMS.
6. Crear una herramienta (Dashboard) con el apoyo de otras áreas (TI) donde se pueda reflejar las variables de forma actualizada como: clientes por subestación y circuito, demanda, georreferencia, diagramas unifilares entre otros.

Este método permite alcanzar los objetivos planteados de manera ordenada y coherente con la naturaleza técnica de la investigación.

3.3 Fuentes de Información

Las fuentes de información para este estudio son primarias y secundarias.

Las fuentes primarias estarán constituidas por los datos técnicos suministrados por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), incluyendo planos, diagramas unifilares, registros de carga, y reportes de protecciones de la subestación El Coco y sus circuitos de distribución.

Las fuentes secundarias incluyen normativa nacional e internacional, literatura especializada, manuales técnicos, y documentación relacionada con la gestión avanzada de distribución (ADMS), la gestión de recursos energéticos distribuidos (DERMS), y la coordinación de protecciones (Software).

El tipo de muestreo aplicado es no probabilístico por conveniencia, pues la información por utilizar se selecciona directamente de los circuitos y registros específicos disponibles para la subestación El Coco, en el Cantón Central de Alajuela, durante el primer semestre del 2025.

3.4 Variables o Unidades de Análisis

En esta investigación se consideran las siguientes variables principales:

Variable 1: Diagramas Unifilares

Definición conceptual: Representación gráfica simplificada de un sistema eléctrico que muestra la conexión y disposición de los principales componentes de la red.

Definición operacional: Identificación, levantamiento y actualización de los diagramas unifilares de los circuitos de distribución asociados a la subestación El Coco en el Cantón Central de Alajuela.

Definición instrumental: Revisión y análisis de los diagramas existentes, a través de inspección de registros técnicos y validación con personal de operación y mantenimiento del ICE.

Variable 2: Coordinación de Protecciones

Definición conceptual: Ajuste adecuado de los equipos de protección dentro de una red eléctrica para garantizar la desconexión selectiva de las fallas.

Definición operacional: Revisión de las curvas de tiempo-corriente, análisis de la selectividad y tiempos de despeje en los equipos de protección existentes bajo diferentes posibles condiciones.

Definición instrumental: Análisis de reportes de protecciones, diagramas de coordinación, simulación mediante software y registros operativos suministrados por el ICE.

Unidad de análisis: Circuitos de distribución pertenecientes a la subestación El Coco, en el Cantón Central de Alajuela, Costa Rica.

3.5 Instrumentos

Para la recolección de datos en esta investigación, se utilizarán los siguientes instrumentos:

Revisión documental: Incluye la recopilación de diagramas unifilares, registros históricos de carga, configuraciones de protecciones y normativas aplicables proporcionadas por el ICE. Este instrumento fue seleccionado por su capacidad de aportar información precisa, técnica y verificable.

Entrevistas estructuradas: Se aplicarán a personal técnico del ICE involucrado en la operación, planificación y mantenimiento de la red de distribución, con el fin de validar y complementar la información obtenida en los registros.

Software especializado: Herramientas de simulación y análisis como ETAP o software equivalente, que permiten verificar la coordinación de protecciones y el comportamiento de las cargas en condiciones simuladas.

Los instrumentos completos y sus guías se detallarán en el anexo del documento.

3.6 Alcance

La presente investigación se circunscribe a la red de distribución asociada a la subestación El Coco, ubicada en el Cantón Central de Alajuela, Costa Rica. El estudio se enfoca específicamente en los circuitos de distribución que operan a partir de esta subestación y que estarán activos durante el primer semestre del año 2025.

La población de estudio está compuesta por los registros técnicos, diagramas unifilares, equipos de protección y configuraciones operativas de dichos circuitos. La muestra seleccionada corresponde a los circuitos existentes y los datos disponibles suministrados por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) para el periodo de análisis.

Este alcance permite elaborar un levantamiento detallado de los diagramas unifilares, así como un análisis de la coordinación de protecciones, orientado a proponer mejoras que faciliten la integración de los sistemas ADMS y DERMS en la zona de estudio.

3.7 Proceso de Recolección y Análisis de Datos

Recolección de Datos

La recolección de datos se desarrollará mediante revisión documental y entrevistas estructuradas. Los documentos por analizar incluyen diagramas unifilares, registros de carga, configuraciones de protecciones, y reportes técnicos proporcionados por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), específicamente relacionados con la subestación El Coco y sus circuitos de distribución.

Además, se aplicarán entrevistas estructuradas a personal técnico del ICE que labora en las áreas de distribución, protección y planificación, con el fin de complementar la información obtenida en los registros y validar los datos levantados.

Los instrumentos seleccionados permiten obtener información técnica confiable y actualizada, necesaria para alcanzar los objetivos de la investigación.

3.8 Análisis de Datos

El análisis de datos se organizará en las siguientes etapas:

1. Clasificación y organización de la información recopilada, para estructurar los diagramas unifilares actualizados.

2. Procesamiento de datos eléctricos mediante software especializado, con el fin de calcular las cargas, demandas y verificar la coordinación de protecciones.

3. Análisis comparativo entre las configuraciones actuales y las condiciones ideales para la integración de los sistemas ADMS y DERMS.

4. Elaboración de propuestas de optimización, basadas en los resultados del análisis.

Este proceso permitirá interpretar los datos de forma objetiva, asegurando la validez y confiabilidad de la información obtenida.

CAPÍTULO IV

Análisis de Resultados

El análisis se ejecuta con base en los datos recolectados y procesados mediante software especializado, donde se interpretan las configuraciones actuales de la red y se comparan con los escenarios ideales para la integración de los sistemas ADMS y DERMS.

Se evalúa la capacidad de los equipos, la adecuada selectividad de las protecciones y la estructura actual de los diagramas unifilares.

Coherencia con los Objetivos Propuestos

Los resultados obtenidos muestran una relación directa con los objetivos específicos de la investigación. El levantamiento de los diagramas unifilares se ejecutó con éxito, se analizó la distribución de la carga y la demanda por circuito, y se revisó la coordinación de protecciones existente, lo cual ha permitido proponer mejoras puntuales.

Alcance de los Objetivos

Con base en los resultados analizados, se demuestra que la investigación alcanzó los objetivos propuestos, proporcionando información técnica que facilita la optimización de la red para la integración efectiva de los sistemas ADMS y DERMS.

Se hizo recorrido de los circuitos de distribución de la Subestación El Coco, del Instituto Costarricense de Electricidad identificando cada uno de los equipos que interactúan,

para así representarlos mediante software en un diagrama unifilar el cual es la matriz para representarlos en el sistema SCADA de forma precisa como se encuentra en el campo.

Los datos de información se reforzaron en cada uno de los equipos y circuitos, como el número de clientes por circuito, nombre de los equipos (relacionado con el lugar donde se instala), fase la cual esta alimentada, localización y georreferencie (ubicación).

De acuerdo con la coordinación de protecciones se elabora un documento con el protocolo a maniobras de los equipos, esto bajo diferentes posibles escenarios por interrupciones en algunos sectores o total de cada circuito de distribución, de manera que de forma anticipada se pueda tener previsto los pasos por seguir, estimar la afectación de clientes y optimizar la gestión de recursos en la red para lograr la menor afectación posible (ver anexos diagrama unifilar, clientes por sección y circuito y protocolo de operación).

Relación con el Marco Teórico

Los hallazgos se vinculan de manera consistente con los conceptos abordados en el marco teórico, especialmente en lo referente a la gestión avanzada de distribución, los recursos energéticos distribuidos y la correcta coordinación de protecciones en sistemas de distribución.

En términos generales fortalece el avance de la investigación en términos conceptuales, interpretación de resultados, clasificaciones de los problemas o necesidades de la investigación, lo cual les da sentido a los objetivos planteados.

Discusión de los Resultados

Se discuten las implicaciones de los resultados obtenidos, destacando la importancia de actualizar periódicamente los diagramas unifilares y garantizar una correcta coordinación de protecciones para evitar fallos en la red ante contingencias, especialmente considerando la creciente incorporación de recursos energéticos distribuidos.

El levantamiento de clientes que pertenecen a los diferentes circuitos de distribución permite actualizar el dato a un valor cercano a la realidad, este dato no tiene actualizaciones desde el año 2004, lo cual a la fecha la diferencia es muy notoria, pues día a día son decenas de clientes más sumados a la red eléctrica. El dato de clientes por circuito o sección de este permite generar un dato estadístico de afectación, o bien para toma de decisiones en casos especiales como racionamientos, averías, entre otros. Parte importante de contabilizar los clientes es el mapeo de los servicios esenciales como centros médicos.

Los equipos de protección instalados en el campo son referenciados por localizaciones, esto está compuesto por un conjunto de 12 números, los cuales los primeros cuatro hacen referencia al lugar donde se ubica según sea asignado, los siguientes tres son el número que se le dio a la calle, los tres siguientes al número de poste según orden, a partir del poste 001 en adelante que corresponda; y por último, en caso de ser un poste intermedio los últimos dos números se refiere a los metros después del último poste (en caso de estar a la derecha se asigna un número par, y por la izquierda la distancia aproximada en metros con número impar).

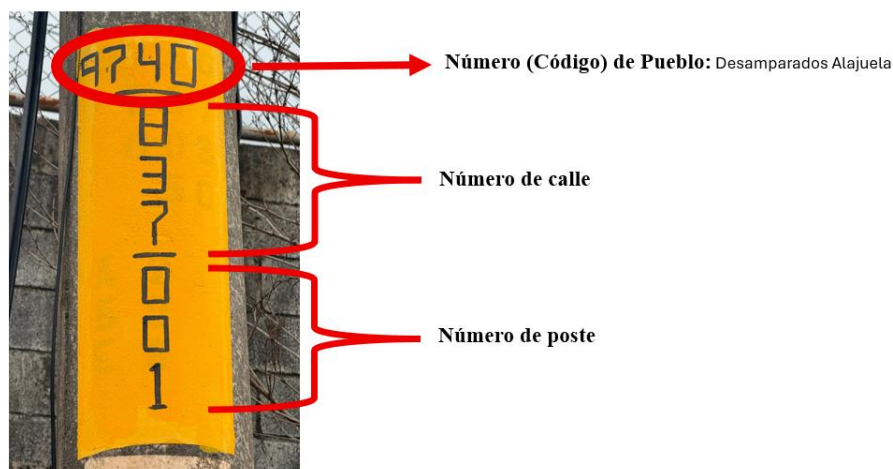
Con lo anterior y con base en el levantamiento para este estudio desarrollado, no todos los postes están referenciados o marcados, lo cual es importante, pues es complemento de la información que se encuentra en un diagrama unifilar con la que está en el campo, en donde el tema de seguridad en caso de manipulación de un equipo se debe estar seguro y esto es parte de las referencias que complementa lo que está esquemáticamente representado en el sistema.

La implementación de estas mejoras y actualizaciones brindan un gran aporte a la administración de las líneas de distribución eléctricas, tanto a nivel operacional como la parte de seguridad al manipular los elementos que participan en la distribución eléctrica. De no ser así no habría una optimización de los recursos, donde muchos clientes de forma innecesaria se verían afectados, también en cuanto a informes, no habrían datos precisos para toma de decisiones en cuanto a elementos en la red y clientes que por algún motivo se encuentren afectados en una sección del circuito o su totalidad o bien para toma de decisiones en condiciones de emergencias como racionamientos o baja frecuencia.

La actualización continua es indispensable, pues la red es muy dinámica y día a día hay cambios, lo cual es un proyecto que requiere darle continuidad.

Figura 34

Marca en los postes con la referencia en cuanto a la ubicación física



Nota. Instituto Costarricense de Electricidad, región central.

Evaluación de las Implicaciones

Los resultados permiten evaluar el impacto que tendría la propuesta de mejora en la confiabilidad, seguridad y flexibilidad operativa de la red eléctrica en estudio, contribuyendo a una gestión más eficiente y alineada con las tendencias de modernización de los sistemas de distribución.

Una rápida respuesta ante una afectación o disparo de un sistema eléctrico depende de una planificación oportuna de los equipos y la programación coordinada que se les dé. Equipos de medición de corriente y tensión permite llegar a un punto más preciso en cuanto al cálculo de corrientes de cortocircuito. Los equipos de protección instalados en cascada son programados de manera que ante una eventual falla repentina y aislada pueda hacer una pequeña interrupción, lo cual mantiene la continuidad del servicio eléctrico. Si la falla

permanece esta dará aviso de falla y el equipo entrará en modo bloqueo, para no ser energizado sin antes enviar personal al campo a efectuar la respectiva inspección y reparación. Con lo anterior la red se hace más robusta y segura, no hay salidas de dos equipos de forma simultánea, pues previamente y por sustento de este proyecto se ha mapeado las cargas y las protecciones ya establecidas por los fabricantes de los equipos, las cuales fueron adaptadas correspondientemente a nuestro sistema según conveniencia.

Con esto genera un impacto muy positivo, ya que hoy en día la demanda de servicios es alta en todos los niveles lo cual nos obliga a realizar una mejora continua para mantener la calidad del servicio eléctrico en nuestro país y poder compartirlo como modelo a otras empresas nacionales.

Importancia de la Investigación

Finalmente, se destaca la importancia de la investigación como una herramienta para fortalecer la operación de la red de distribución, facilitar la toma de decisiones técnicas y apoyar la integración de tecnologías avanzadas que promuevan la sostenibilidad y eficiencia del sistema eléctrico.

El proyecto como tal es la matriz sobre la cual van a trabajar los sistemas nuevos de SCADA Survalent, por lo que toda la información recaudada por medio de los diagramas unifilares, el levantamiento de los clientes y la coordinación de protecciones, es de mucha importancia para que el sistema sea exitoso. Para este caso se está tomando como plan piloto todos los objetivos propuestos para la región central, los cuales serán avances en cuanto a experiencia para la aplicación posterior en las diferentes regiones del país.

CAPÍTULO V

5.1 Conclusiones

El presente estudio permitió levantar, verificar y representar de manera actualizada el sistema de distribución primaria del área de cobertura de la Agencia Eléctrica Alajuela (AEA) del ICE, con base en información recolectada directamente en campo y validada contra registros institucionales. Se logró elaborar un diagrama unifilar actualizado que incluye 2132 estructuras, 271 transformadores, 55 seccionadores y 48 reconectores.

Mediante el análisis de protecciones y su coordinación, se identificaron configuraciones que permiten mejorar la selectividad y disminuir el alcance de las interrupciones ante fallas. Asimismo, se evidenció la necesidad de ajustes en los parámetros de algunos dispositivos para garantizar una operación más confiable del sistema.

El estudio también determinó que la digitalización de la red, apoyada en sistemas como ADMS, se ve limitada por la falta de información precisa y actualizada, lo cual refuerza la importancia de contar con herramientas como la propuesta generada en esta tesis para avanzar en la modernización de la red de distribución.

Actualmente, las comunicaciones en sistema SCADA se van desarrollando de manera abrupta al contar con más tecnología en los campos de comunicación industrial, y así tener nuevas formas de acceder a los equipos de protección, esto a su vez nos brinda información en tiempo real para la ejecución de maniobras lo que permite la optimización del sistema eléctrico.

- DERMS facilitan la integración de fuentes de energía renovable en la red eléctrica. Al aplicar la generación distribuida, estos sistemas ayudan a reducir la dependencia de fuentes de energía no renovables y promueven una transición hacia una matriz energética más sostenible y limpia.
- El creciente porcentaje de energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables, el aumento de vehículos eléctricos y sus cargadores, así como el predominio de los sistemas de almacenamiento de baterías, presentan nuevas oportunidades y desafíos para los operadores de redes eléctricas y las empresas de servicios públicos.
- La IA ha impactado de forma positiva en los DERMS, pues permite administrar la red eléctrica por medio de controles predictivos avanzados. Con las centrales eléctricas virtuales impulsadas por IA, los operadores pueden pronosticar y optimizar el uso de energía, conectar y administrar recursos de energía distribuida.
- La aplicación de equipos de protección en el sistema eléctrico del país ayuda a brindar un servicio de calidad, seguro y eficiente para los clientes residenciales industriales y de servicios del país.
- Survalent SCADA es una plataforma integral para la supervisión, control y automatización de infraestructuras críticas en tiempo real. Con su enfoque en la eficiencia operativa, seguridad y escalabilidad, es una opción popular en sectores como la distribución de energía, agua, gas y otros entornos industriales.

- Los diagramas unifilares son herramientas esenciales para la representación gráfica de sistemas eléctricos complejos, simplificando el diseño, análisis, toma decisiones y mantenimiento, además de asegurar la seguridad y eficiencia. Debido a lo complejo y la dinámica de la red eléctrica, las revisiones continuas son esenciales para mantener los diagramas actualizados.
- Desde el año 2004 no existen actualizaciones sobre los clientes por subestación y sus circuitos derivados, este proyecto permitió ir mas haya en cuanto a conocer la cantidad de clientes, clasificar por su actividad y además con ayuda de otros departamentos poderlo reflejar en una herramienta (Dashboard) donde se puede ver los detalles de cada circuito.
- En general la estructura de este proyecto fue avalada por la administración y es utilizado como modelo a nivel país para aplicarlo en la actualización de las otras regiones, siendo una herramienta de mucha importancia que facilita y abre paso a las transformaciones digitales actuales.

5.2 Recomendaciones

1. Se recomienda utilizar el diagrama unifilar propuesto como base para futuros estudios de coordinación de protecciones, análisis de confiabilidad y planificación operativa en el área de la AEA.

2. No hay una simbología estándar a nivel de la institución, lo que se recomienda definir la misma para manejar en todas las regiones ya que se utilizará este proyecto como modelo a nivel nacional.

3. Se sugiere implementar un programa periódico de inspección y validación en campo para mantener actualizada la información técnica de la red.

4. Es recomendable ajustar los parámetros de operación de los dispositivos de protección que presentan inconsistencias con los criterios de coordinación, en especial en zonas críticas del sistema.

5. Se insta al ICE a considerar la incorporación paulatina de tecnologías de monitoreo en tiempo real y sistemas de gestión inteligente (como ADMS), aprovechando el modelo base generado en este trabajo como insumo estructural.

6. Finalmente, se sugiere extender el alcance de este tipo de estudios a otras zonas del país, como parte de una estrategia integral de modernización del sistema de distribución nacional.

CAPÍTULO VI

6.1 Propuesta

Se propone el levantamiento de diagramas unifilares correspondientes a los circuitos de distribución eléctrica de la Subestación El Coco en Alajuela, propiedad del Instituto costarricense de electricidad ICE.

Parte del levantamiento de los diagramas unifilares, es la identificación actualizada de los equipos de protección y seccionamiento de los cuales participan en la distribución eléctrica de cada circuito.

Se propone mapear la cantidad de clientes que existen en cada sección (equipo a equipo), con el fin de cuantificar los clientes que en caso de alguna intervención de la red se puedan ver afectados, ya sea por mantenimientos programados, averías mayores etc. Estos cuentan con un desfase de años en la actualización.

Parte de la dinámica de los equipos de protección es lograr una coordinación de protecciones selectiva, de manera que se puedan ajustar los equipos de protección automática a las configuraciones de la red a las cuales son sometidas con las curvas de cortocircuito facilitadas por los proveedores de los equipos. Esto va a depender de variables como el calibre del conductor, carga asociada, empresas industriales, comerciales presentes, entre otros.

Con lo anterior se marca un patrón, el cual sea un plan piloto para aplicar en las diferentes regiones del país a lo interno del Instituto Costarricense de Electricidad, lo cual

sea la matriz para la implementación de nuevas tecnologías de control de la red eléctrica de distribución como lo es SCADA Survalen, DERMS, ADMS, OMS, AMI etc.

Referencias Bibliográficas

- Aguilar-Rocha, L. y Álvarez-Vega, J. R. (2021). Estudio de coordinación de protecciones para la conexión de la planta hidroeléctrica los negros 1 al sistema eléctrico nacional. (Tesis de Licenciatura en ingeniería eléctrica). Universidad de Costa Rica.
- Angulo-Carpio, J. A. (2016). Actualización de diagramas unifilares, estudio de cortocircuito y coordinación de protecciones de los edificios A, B, C y D de la acometida principal de la sede central del Tecnológico de Costa Rica [Proyecto de graduación, Tecnológico de Costa Rica]. Repositorio TEC. <https://hdl.handle.net/2238/6860>
- Argonne National Laboratory. (2017). *Advanced distribution management systems for grid modernization*.
- Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP). (s.f.). *Normativas*. <https://aresep.go.cr/tag/generacion-distribuida/>
- Báez González, J. J. (2020). Ajuste de las protecciones principales y de respaldo de una subestación 66/20 kV [Trabajo fin de máster inédito, Universidad de Sevilla]. Depósito de Investigación de la Universidad de Sevilla. <https://hdl.handle.net/11441/107044>
- Barrantes Ureña, D. y Hernández Villalobos, C. (2019). Los vehículos eléctricos en Costa Rica [Informe]. Academia.edu. https://www.academia.edu/99840643/Vehiculos_electricos_en_Costa_Rica
- Barrera Beltrán, R., Arenas Piña, A., Guadarrama Torres, E., Aguilar Pérez, R. y Rosas Morán, R. (1992). *Automatización de sistemas de distribución eléctrica* (Tesis de licenciatura, Facultad de Ingeniería, Universidad

Nacional Autónoma de México). Repositorio de la Dirección General de Bibliotecas y Servicios Digitales de Información, UNAM. En <https://repositorio.unam.mx/contenidos/3487077>

Berkeley Lab. (2024). *Monitoring and control technologies*.

Castillo Rincón, I. y Davidovich Molina, J. I. (2016). Análisis legal de la generación distribuida de energía eléctrica en Costa Rica [Tesis de licenciatura, Universidad de Costa Rica]. Repositorio SIBDI. <https://repositorio.sibdi.ucr.ac.cr/handle/123456789/8579>

CFS Sistemas. (n.d.). *Trip Saver II*. Tomado de <https://www.cfscr.com/info-producto/trip-saver-ii/>

Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL). (s.f.). *Recursos energéticos*. <https://www.cnfl.go.cr/servicios/electricos/recursos-energeticos-distribuidos>

Cooper Power Systems. (2005). *Electrical distribution system protection: A textbook and practical reference on overcurrent and overvoltage fundamentals, protective equipment and applications*. United States: Cooper Power Systems. En chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgiclfndmkaj/<https://www.electrogenesis.com/WebGenesisBiblio/Literatura/Articulos/Operacion%20Control%20y%20Proteccion/Proteccion/Proteccion%20de%20Componentes/Lineas%20y%20Redes/Distribucion/Web/Electrical-Distribution-System-Protection-Cooper-Power-Systems.pdf>

ECSKSA. (2023, 14 de marzo). *Sistema de distribución de energía eléctrica: Una guía básica*. ECSKSA. <https://ecsksa.com/blog/electric-power-distribution-system/>

Encala Pihuave, K. N. (2023). Coordinación de protecciones en sistemas eléctricos de distribución, mediante relés SEL-751 [Tesis de grado, Universidad Politécnica Salesiana]. Repositorio Institucional UPS. <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/24673>

Gönen, T. (2014). Electric Power Distribution Engineering (3rd ed.)

Grupo ICE. (s.f.). *Generación distribuida*. <https://www.grupoice.com/wps/portal/ICE/electricidad/proyectos-energeticos/generacion-distribuida>

Han, Z. (2014). *Protection coordination in networks with renewable energy sources* (Master's thesis). The University of Manchester, Faculty of Engineering and Physical Sciences, School of Electrical and Electronic Engineering. En <https://research.manchester.ac.uk/en/publications/protection-coordination-in-networks-with-renewable-energy-sources#:~:text=Abstract,plot%20and%20time%2Ddistance%20plot>.

Hitachi Energy. (2024). How DSOs can boost value using ADMS and DERMS

Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (s.f.). *Manual: Conceptos básicos de telemetría. Desarrollos tecnológicos*.

Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (s.f.). *Manual: Curso para administradores SCADA, módulo 1 y 2*.

Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (s.f.). *Página oficial*. <https://www.grupoice.com>

Journal of modern power systems and clean energy. (2022). Integration of utility distributed energy resource management system and aggregators for evolving distribution system operators. Vol.10.

Lackovic, V. (s.f.). *Introduction to protective device coordination analysis*. CED Engineering.

National Renewable Energy Laboratory. (2025, abril). *Distributed energy resource management systems*. En <https://www.nrel.gov/grid/distributed-energy-resource-management-systems.html>

Next Kraftwerke. (s.f.). *DERMS*. De <https://www.next-kraftwerke.com/knowledge/derms>

Procetradi. (2 junio 2023). *DERMS: La tecnología disruptiva que transforma la Gestión Energética de las empresas de Distribución Eléctrica*. <https://www.procetradi.com/blog/derms-energia-electrica/#:~:text=Los%20DERMS%20permiten%20una%20mejor,eficiencia%20en%20la%20distribución%20el%C3%A9ctrica>

S&C Electric Company. (n.d.). *Cortacircuito fusible tipo XS*. Tomado de <https://www.sandc.com/es/productos-y-servicios/productos/cortacircuito-fusible-tipo-xs/>

Schneider Electric. (s.f.). *DERMS overview*. En <https://smartgrid.schneider-electric.com/smartgrid/s/derms-overview>

Schneider Electric. (s.f.). *Manual técnico: Instalación, operación y mantenimiento de equipos N00 - 807 - 02*.

Short, T. A. (2014). *Electric Power Distribution Handbook* (2nd ed.)

Strezoski, L., Padullaparti, H., Ding, F. y Baggu, M. (2022). *Integration of utility distributed energy resource management system and aggregators for evolving distribution system operators* (NREL/TP-5D00-80904). National Renewable Energy Laboratory. <https://docs.nrel.gov/docs/fy22osti/80904.pdf>

The University of Manchester Research. (2014). *Protection coordination in networks with renewable energy sources*.

U.S. Department of Energy, Grid Deployment Office. (2024, September). *Monitoring and control technologies: Resilience investment guide*.
[https://www.energy.gov/sites/default/files/2024-](https://www.energy.gov/sites/default/files/2024-11/111524_Monitoring_and_Control_Technologies.pdf)

[11/111524_Monitoring_and_Control_Technologies.pdf](https://www.energy.gov/sites/default/files/2024-11/111524_Monitoring_and_Control_Technologies.pdf) Cepeda Vásquez, R. C. (2020). Diseño e implementación del sistema SCADA en el módulo de comunicaciones bajo la norma IEC 61850 para monitoreo de los IED de los módulos de protección de sistemas de generación, líneas de transmisión y redes de distribución [Tesis de grado, Universidad Politécnica Salesiana]. Repositorio Institucional UPS.
<http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/19097>

Valverde Argüello, V. y Arguedas Cajiao, W. (2006). Sitio web para sistemas SCADA del Instituto Costarricense de Electricidad.

Anexos

1- Norma IEC 61850

2- Decreto Ejecutivo N. 41580, MOPT-MJ-MINAE

3- Ley 10086

4- Decreto 43879 MINAE

5- Documentos:

DC-03-PR-21-001

DC-03-F0-21-002

DC-03-F0-21-003

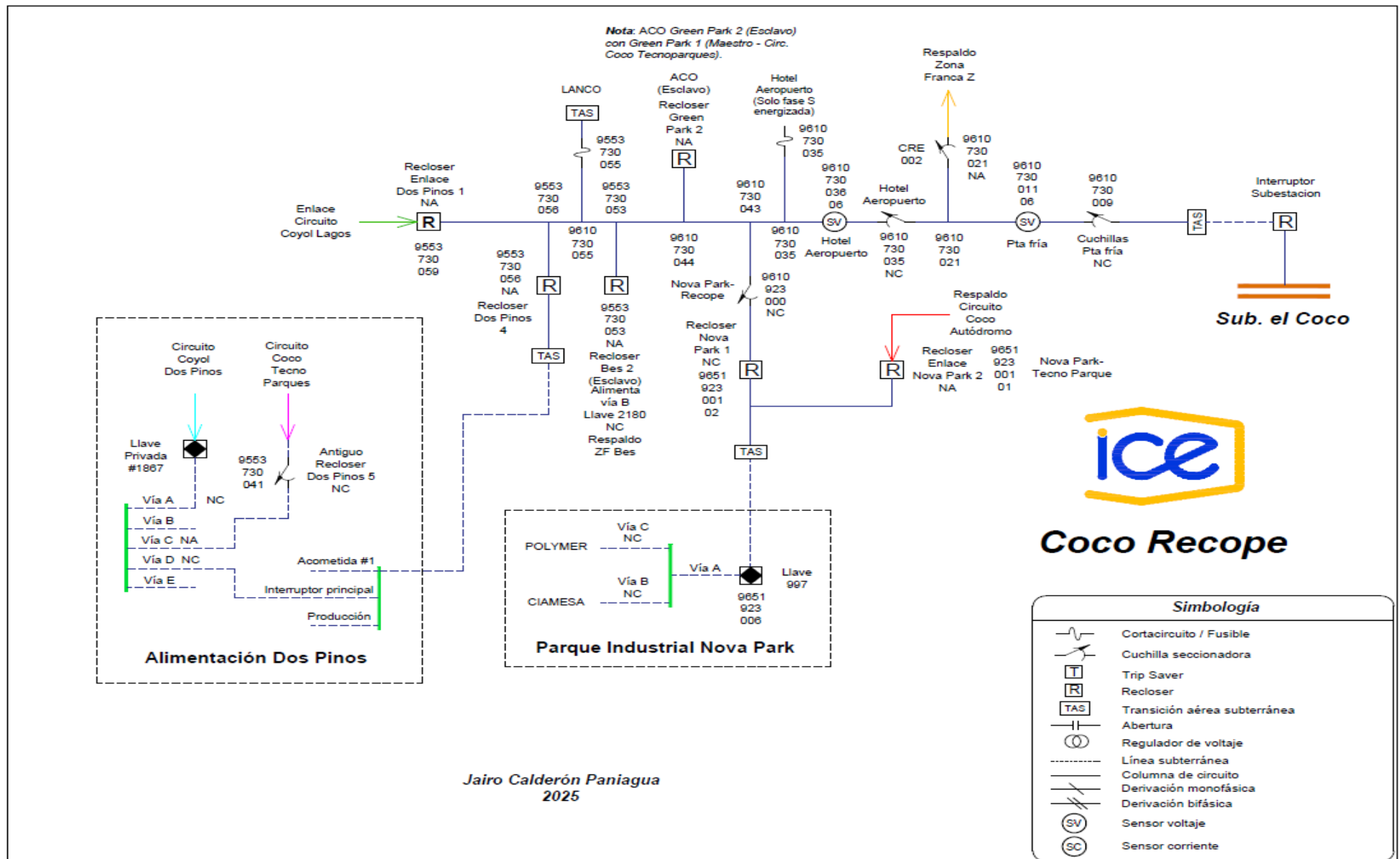
DC-03-F0-21-004

DC-03-F0-21-005

DC-03-IT-21-001

RE-0095-JD-2023

6- Diagrama Unifilar Circuito Coco Recope. Fuente: Instituto Costarricense de Electricidad, Operación Alajuela. Elaboración propia.



7- Clientes Circuito Coco Recope. Fuente: Instituto Costarricense de Electricidad,
Operación Alajuela. Elaboración propia.

Tabla #3: Detalles de cantidad y clasificación de clientes, Circuito Coco Recope,

<i>Circuito</i>	<i>Localización</i>	<i>Clientes Residenciales</i>	<i>Clientes comerciales</i>	<i>Clientes industriales</i>	<i>Clientes generación distrib.</i>	<i>Clientes Total</i>	<i>Sección</i>	<i>Fase</i>	<i>Referencia / Comentario</i>
Recope	9610 730 009 – 035	3	34	20		134	110	NA	Ruta 1
	9610 896 001 – 005							R	Contiguo mini Bodegas
	9610 870 001 – 004	15						R	Contiguo mini Bodegas
	9609 923 001 – 005	18	1						Contiguo mini Bodegas
	9610 730 035 - 9553 730 059		11	26			110	NA	Ruta 1
	9552 820 001 - 9553 820 003		5					NA	Hotel Aeropuerto
	9651 923 001 - 9651 923 006			1				NA	NovaPark
	Total	36	51	47	0				

Nota. Instituto Costarricense de Electricidad, Operación de redes Alajuela y elaboración propia.

- 8- Protocolo de operación, circuito Coco Recope. Fuente: Instituto Costarricense de Electricidad, Operación Alajuela. Elaboración propia.

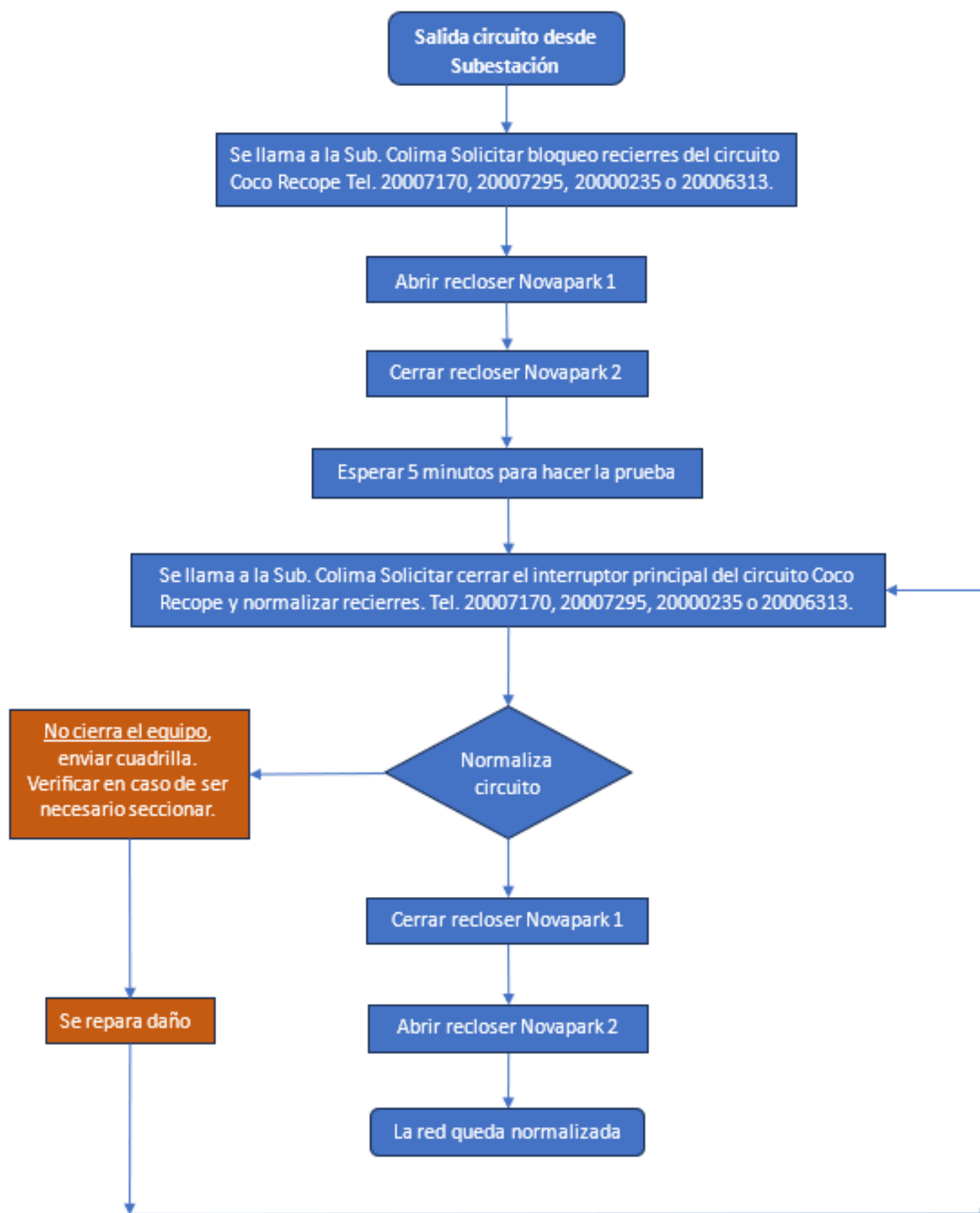
Protocolo Operación para Circuito Coco Recope

(Opción #1: Salida desde la subestación)

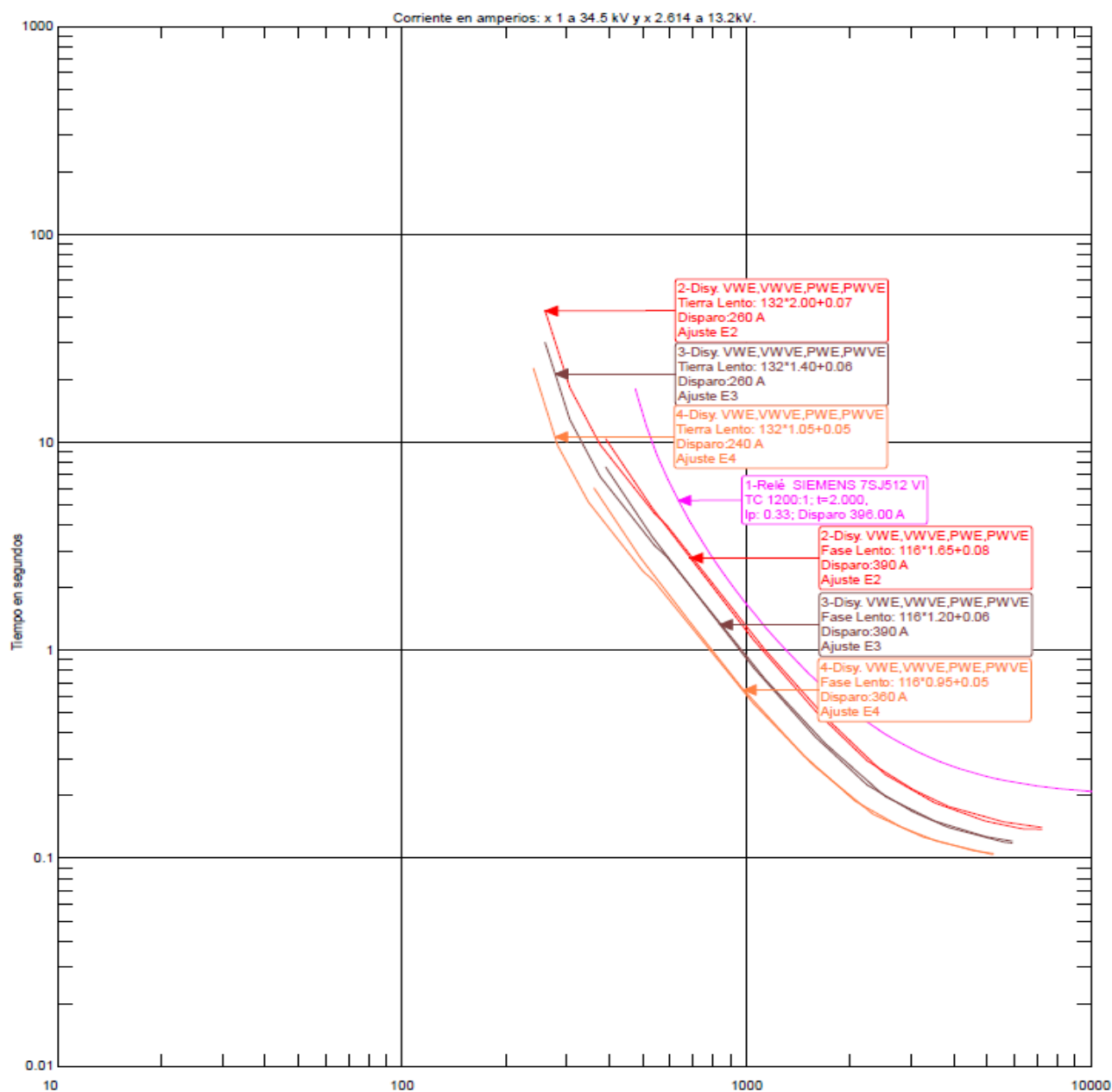
Opción #1: Salida desde la subestación

1. Llamar a la subestación Colima, solicitar bloquear recierres al circuito Coco Recope. Tel. 20007170, 20007295, 20000235 o 20006313.
2. Abrir recloser Novapark 1
3. Cerrar recloser Novapark 2.
4. Espera 5 minutos.
5. Se llama nuevamente a la Subestación Colima para cerrar el Interruptor Principal del circuito Coco Recope y normalizar recierres. (Si no cierra ver punto 9 en adelante).
6. Cerrar recloser Novapark 1.
7. Abrir recloser Novapark 2.
8. La red queda normal.
9. En caso de que en el punto 5, el Interruptor Principal del circuito Coco Recope no cierre, las maniobras se mantienen hasta este punto, se envía la cuadrilla a revisar. Verificar con la cuadrilla si hay o no opción de seccionar la falla (depende de la gravedad de la avería).
10. Una vez reparado el daño se normaliza la sección afectada, (si hubo seccionamiento).
11. Una vez reparada y normalizada la sección afectada se continúa con el punto 5, 6 y 7.
12. La red queda normal.

***Protocolo Operación para Circuito Coco Recope
(Opción #1: Salida desde la subestación)***



9- Curvas de protección, bajo el análisis del circuito Coco Autódromo de la Subestación el Coco, Fuente: Instituto Costarricense de Electricidad, Operación Alajuela. Herramienta: ETAP



Coordinación de Protecciones de los circuitos Poás Mesón, Poás Tacares, Naranjo Alto Castro y Naranjo Rosario y sus enlaces con Alajuela
Planteamiento para realizar coordinaciones estándar. Se ubican de la fuente a la carga los ajustes como E1, E2, E3, E4, E5, E6, E7, E8 y E9.
Realizado por: Ing. Rodrigo Barrantes Bastos. Condiciones de uso:
-Hecho para recerradores VWVE, si se utilizan VSO-12 se debe sumar al adicionador que tiene 0.01 s.
-Hecho para recerradores VWVE, si se utilizan NULEC Serie N se debe restar al adicionador que tiene 0.03 s.
-Hecho para recerradores VWVE, si se utilizan NULEC Serie W se debe restar al adicionador que tiene 0.01 s.
En los controles F4C se debe verificar que la función 110 se encuentre activa en fase y en tierra.
-Se debe considerar la capacidad de los conductores que protegerán estos ajustes y las corrientes de cortocircuito.