

TEC | Tecnológico
de Costa Rica

Escuela de Ingeniería Electromecánica



Coopeguanacaste

“Modelado y simulación de dos redes de distribución en media tensión para Coopeguanacaste, en concordancia con el cumplimiento de la Ley 10086”.

*Informe de Práctica de Especialidad para optar por el Título de Ingeniera en Mantenimiento Industrial,
Grado de Licenciatura*

Autora:

Samantha Valerio Velásquez

Cartago, noviembre 2024

Carrera Acreditada por:



Agencia de Acreditación de programas
de Ingeniería y de Arquitectura

Esta obra está bajo una licencia Creative Commons “Atribución-NoComercial Compartir Igual 4.0 Internacional.”



20-Junio 2024

Ing. Sebastián Mata Ortega
Coordinador de práctica profesional
Escuela Ingeniería Electromecánica
Tecnológico de Costa Rica

Asunto: Aceptación Trabajo Final de Graduación

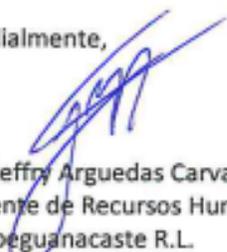
Sirva la presente para saludarle y a la vez responderle su solicitud en cuanto a aceptar al estudiante de su institución para realizar su práctica supervisada para optar al grado de Ingeniera en Mantenimiento Industrial.

A saber, estará realizando práctica profesional a la estudiante **Samantha Valerio Velásquez**, cédula 1 1729 0634, carné 2017109703 para realizar el proyecto "Modelado y simulación de dos redes de distribución en media tensión para CoopeGuanacaste, en concordancia con el cumplimiento de la Ley 100086", la cual se desempeñará en el Departamento Mantenimiento Técnico, Oficinas Centrales, Santa Cruz.

Finalmente, la joven estudiante se deberá de presentar previamente a un proceso de inducción en nuestra cooperativa días previos al inicio de práctica, además deberá presentar una póliza del Instituto Nacional de Seguros que la cubrirá durante su permanencia en nuestra institución, la misma debe de ser individualizada, así mismo la cooperativa quedará sujeta al cumplimiento de las horas por parte del estudiante entre el mes de 22 Julio y 08 Noviembre 2024 inclusive, lo anterior según se manifiesta en la solicitud enviada.

Esperando haberle informado se despide,

Cordialmente,



Lic. Jeffrey Arguedas Carvajal
Gerente de Recursos Humanos.
Coopeguanacaste R.L.



**CARTA DE APROBACIÓN, POR PARTE DE LA FILÓLOGA,
DEL TRABAJO FINAL DE GRADUACIÓN**

Heredia, 11 de noviembre del 2024

Señores
Escuela de Ingeniería Electromecánica
Instituto Tecnológico de Costa Rica (TEC)

Estimados señores:

Leí y corregí el Trabajo Final de Graduación, denominado: **“Modelado y simulación de dos redes de distribución en media tensión para Coopeguanacaste, en concordancia con el cumplimiento de la Ley 10086”**, elaborado por la estudiante **Samantha Valerio Velásquez**, cédula 117290634, para optar por el grado académico de **Licenciatura en Ingeniería Electromecánica**.

Corregí el trabajo en aspectos tales como: construcción de párrafos, vicios del lenguaje que se trasladan a lo escrito, ortografía, puntuación y otros relacionados con el campo filológico, y desde ese punto de vista considero que está listo para ser presentado como Trabajo Final de Graduación, por cuanto cumple con los requisitos establecidos por la Universidad.

Se suscribe de ustedes cordialmente,

ZAYDA UREÑA
ARAYA (FIRMA)

Firmado digitalmente por
ZAYDA UREÑA ARAYA (FIRMA)
Fecha: 2024.11.11 00:09:50
-06'00'

Zayda Ureña Araya
Número de carné profesional: 0163840
Teléfono 8726130
Correo electrónico: zaylaud1717@gmail.com

Hoja de Datos

Datos personales

Nombre completo: Samantha Valerio Velásquez

Número de cédula: 117290634

Número de carné: 2017109704

Números de teléfono: (+506) 8454 9749

Correos electrónicos: svaleriov@estudiantec.cr, samanthavaleriovelasquez@gmail.com

Dirección exacta de domicilio: Lomas del Sol, Curridabat, Casa #542

Datos de la Empresa

Nombre: Coopeguanacaste

Actividad Principal: Distribuidora eléctrica

Dirección: 1 km este del Banco Nacional en Santa Cruz.

Contacto: callcentercg@coopeguanacaste.com

Teléfono: (+506) 2681 4700

Resumen

La necesidad de este proyecto nace ante la nueva Ley 10086: *Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables en Costa Rica*, la cual se establece como respuesta al creciente uso de la generación distribuida. Esta ley ordena a las distribuidoras cumplir con ciertos criterios para determinar la capacidad de integración máxima, por lo que la distribuidora Coopeguanacaste debe realizar la información y análisis necesarios para cumplir con estos requerimientos.

Para el desarrollo del proyecto se analizan las bases de datos de ArcGIS de los distritos de Santa Cruz y Filadelfia, analizando si se cuenta con los atributos requeridos para su simulación; dichos atributos se especifican en este proyecto.

Para demostración de Coopeguanacaste se realiza una simulación en el software CYME mediante un circuito de referencia, realizando análisis de flujo de carga, cortocircuito y capacidad de integración de los recursos distribuidos, se analiza el comportamiento del circuito y la disponibilidad tanto en media como en baja tensión.

Además, en el proyecto se realiza la explicación de cómo crear un mapa interactivo mediante el software QGIS; esto es útil para la distribuidora, ya que es uno de los requisitos impuestos. Además, mediante este mapa se logrará visualizar y ubicar aquellos tramos o transformadores que no cuenten con mucha capacidad de integración.

Se realiza un estudio de las tarifas impuestas por la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos (ARESEP), para determinar si la distribuidora se verá amenazada económicamente ante la expansión de la generación distribuida.

Palabras Clave: Generación distribuida, atributos, simulación, flujos de carga, análisis de cortocircuito, capacidad de integración, tarifas de generación distribuida.

Abstract

The need for this project arises from the new Law 10086: *Promotion and Regulation of Distributed Energy Resources from Renewable Sources in Costa Rica*, which has been established in response to the growing use of distributed generation. This law mandates that utilities must meet specific criteria to determine maximum integration capacity. Therefore, the utility Coopeguancaste must carry out the necessary data collection and analysis to comply with these requirements.

For the development of the project, the ArcGIS databases of the Santa Cruz and Filadelfia districts are analyzed to determine if they contain the necessary attributes for simulation, and these attributes are specified in this project.

For demonstration purposes, a simulation is carried out for Coopeguancaste using CYME® software through a reference circuit, performing load flow analysis, short circuit analysis, and evaluating the integration capacity of distributed resources. The behavior of the circuit is analyzed as well as the availability in both medium and low voltage.

In addition, the project explains how to create an interactive map using QGIS software. This is useful for the utility since it is one of the required elements. This map enables the visualization and identification of sections or transformers with limited integration capacity.

A study of the rates set by the Regulatory Authority for Public Services (ARESEP) is conducted to determine if the utility could face financial risks due to the expansion of distributed generation.

Keywords: Distributed generation, attributes, simulation, load flow, short circuit analysis, integration capacity, distributed generation rates.

Agradecimientos

Agradezco a mis padres: Miladys Velásquez y Hermes Valerio, por motivarme siempre a seguir adelante y no rendirme. Gracias, madre por tu compañía y amor. Gracias, padre por tu sacrificio y apoyo durante esta etapa

Agradezco a dos grandes profesionales, M.Sc Gustavo Gomez por confiar en mí y por apoyarme, y a M.Sc Gonzalo Mora, por su aporte y conocimiento; gracias por ser una excelente guía para este proyecto.

Agradezco a Ingrid Miranda por ser un ejemplo por seguir para mí, una mujer que admiro enormemente y espero algún día llegar a tener su fortaleza y seguridad.

Agradezco a David Montero y a Juan Carlos Ruíz por ser dos grandes mentores, por su apoyo durante este proceso y por brindarme oportunidades para ser mejor cada día.

Agradezco a Kendal Pinales, por su compañía durante el transcurso de este trabajo, con sus aportes y motivación.

Gracias a mi gata Frida, compañera de largas noches.

Dedicatoria

A mis padres, cuya guía, apoyo y amor incondicional han sido el pilar de cada paso en este camino.

Gracias por su paciencia y comprensión, por creer en mí incluso en los momentos de duda, y por enseñarme el valor del esfuerzo y la perseverancia. Este trabajo es de ellos también, un reflejo de los valores y principios que me inculcaron. Con todo mi amor y gratitud, les dedico este logro, esperando que sea una pequeña muestra de todo lo que han hecho por mí.

Índice general

Nomenclatura	1
1. Introducción	2
1.1. Reseña de la Empresa	3
1.1.1. Historia	3
1.1.2. Misión	3
1.1.3. Visión	3
1.2. Planteamiento del Problema	4
1.3. Objetivo General	4
1.4. Objetivos Específicos	4
1.5. Justificación	5
1.6. Viabilidad	6
1.7. Antecedentes del Proyecto	6
1.8. Metodología	8
1.9. Alcance	10
Alcance	10
2. Marco Teórico	11
2.1. Sistemas eléctricos de potencia	11
2.1.1. Definición	11
2.1.2. Sistema eléctrico de potencia	12
2.1.3. Componentes principales de un sistema de potencia	13
2.1.4. Confiabilidad	17
2.1.5. Análisis de Cortocircuito	18
2.2. Generación distribuida	21
2.2.1. Definición	21
2.2.2. Marco Legal	21
2.2.3. Impacto de la GD en las redes de distribución	22
2.3. CYME®	23

2.4. Tarifas de generación distribuida ARESEP	23
3. Requerimientos de los atributos para el modelado de la red	25
3.1. Recopilación de Información	25
3.1.1. Nodos	25
3.1.2. Head nodes	27
3.1.3. Líneas Desbalanceadas de Media Tensión Aéreas	29
3.1.4. Líneas Desbalanceadas de Baja Tensión Aéreas	29
3.1.5. Líneas Subterráneas	31
3.1.6. Secciones	33
3.1.7. Transformadores	33
3.1.8. Bancos de Transformadores	35
3.1.9. Fusibles	37
3.1.10. Reguladores	38
3.1.11. Recloser	42
3.1.12. Seccionamientos	43
3.1.13. Fuentes	44
3.1.14. Grupo Térmico	45
3.1.15. Posición de los cables	45
4. Modelado de un circuito en CYME®	47
4.1. Base de Datos de Red	47
4.2. Flujo de Carga	47
4.2.1. Transformadores Sobrecargados	50
4.2.2. Conductores Sobrecargados	52
4.3. Análisis de Cortocircuito	53
4.4. Análisis de la capacidad de integración	60
4.4.1. Gran Escala	61
4.4.2. Pequeña Escala	67
4.4.3. Resultados	71
5. Elaboración del mapa interactivo del circuito	73
5.1. Pequeña Escala	75
5.2. Gran Escala	78
5.3. Importación del Mapa Interactivo	80
6. Análisis de las tarifas para generación distribuida de ARESEP	81
6.1. Tarifas de interconexión	82
6.1.1. Etapa 1: Solicitud de interconexión	82
6.1.2. Etapa 2: Estudios de ingeniería e inspección final	82

6.1.3. Etapa 3: Inspección final y puesta en marcha	82
6.1.4. Etapa 4: Reinspección (en caso de que la etapa 3 resulte infructuosa)	83
6.2. Tarifas de Acceso	85
6.3. Tarifa de compra-venta de excedentes	85
6.4. Tarifa de reconocimiento	86
6.4.1. Costos de operación, mantenimiento y administrativos (COMA)	87
6.5. Base Tarifaria	89
6.5.1. Base Tarifaria Directa (BTD)	89
6.5.2. Base Tarifaria Asignada (BTA)	90
6.6. Capacidad Instalada (CI)	90
6.7. Tarifa establecida	90
7. Conclusiones y Recomendaciones	92
7.1. Conclusiones	92
7.2. Recomendaciones	93
A. Código utilizado para el DER por transformador de Pequeña Escala	96
B. Código utilizado para relacionar los transformadores con sus coordenadas y capacidad	98
C. Código utilizado para dar un orden y el ID del transformador a las secciones de Gran Escala	99
D. Código utilizado para encontrar el valor mínimo y disponibilidad en Gran Escala	100

Índice de tablas

3.1. Atributos requeridos para los Nodos	26
3.2. Atributos requeridos para los Head nodes	27
3.3. Atributos requeridos para las Líneas de Tensión	30
3.4. Atributos requeridos para las Líneas Subterráneas	31
3.5. Atributos requeridos para las Secciones	33
3.6. Atributos requeridos para los Transformadores	34
3.7. Atributos requeridos para los Bancos de Transformadores	35
3.8. Atributos requeridos para los Fusibles	37
3.9. Atributos requeridos para los Reguladores	38
3.10. Atributos requeridos para los Reclosers	42
3.11. Atributos requeridos para los Recloser	43
3.12. Atributos requeridos para las Fuentes de Alimentación	45
3.13. Atributos requeridos para los grupos térmicos	45
3.14. Atributos requeridos para la posición de los cables	46
6.1. Costos por solicitud para cada etapa de interconexión	83

Índice de figuras

1.1. Flujo histórico de los sistemas de GD en Costa Rica	6
1.2. Metodología del proyecto	9
2.1. Sistema eléctrico de potencia	13
2.2. Componentes de un sistema eléctrico de potencia	14
2.3. Tipos de líneas de transmisión y distribución	15
2.4. Representación esquemática de un transformador de dos devanados	17
2.5. Diagrama de conexiones de los segmentos hipotéticos para una falla monofásica a tierra	19
2.6. Diagrama de conexiones de los segmentos hipotéticos para una falla bifásica	20
2.7. Diagrama de conexiones de los segmentos hipotéticos para una falla de doble línea a tierra	20
4.1. Flujo de Carga en CYME	49
4.2. Reportes de Flujo de Carga en CYME	50
4.3. Primer paso para colocar medidores en CYME	51
4.4. Segundo paso para colocar medidores en CYME	51
4.5. Distribución de Carga en CYME	52
4.6. Configuración de conductores sobrecargados en CYME	53
4.7. Análisis de cortocircuito en CYME	54
4.8. Configuración de gráficos de cortocircuito en CYME	55
4.9. Gráfico de Fallas Asimétricas	56
4.10. Gráfico de falla de cortocircuito trifásica	57
4.11. Gráfico de falla de cortocircuito bifásica	57
4.12. Gráfico de falla de cortocircuito monofásica a tierra	58
4.13. Gráfico de falla de cortocircuito bifásica a tierra	59
4.14. Gráfico de relación X/R de cortocircuito	59
4.15. Gráfico de Corriente Pico de cortocircuito	60
4.16. Configuración de los reguladores en CYME	61
4.17. Configuración de análisis de capacidad de integración Gran Escala	62
4.18. Configuración de restricciones sobre la ubicación de la integración para Gran Escala	62
4.19. Configuración de las restricciones de la carga térmica a Gran Escala	63

4.20. Paso 1: Creación del filtro para la exclusión de los Reclosers y Fusibles	63
4.21. Paso 2: Creación del filtro para la exclusión de los Reclosers y Fusibles	63
4.22. Configuración de las restricciones de las tensiones anormales para Gran Escala	64
4.23. Configuración de las restricciones de variación de tensión para Gran Escala	64
4.24. Paso 1: Creación del filtro para la exclusión de Nodos de Baja Tensión	65
4.25. Paso 2: Creación del filtro para la exclusión de Nodos de Baja Tensión	65
4.26. Configuración de las restricciones para los desbalances de tensión para Gran Escala	66
4.27. Configuración de las restricciones para la variación del ancho de banda de los reguladores	66
4.28. Configuración de las restricciones para la reducción de alcance para Gran Escala	66
4.29. Configuración de las restricciones para la variación de corriente de falla para Gran Escala	67
4.30. Configuración de análisis de capacidad de integración para Pequeña Escala	68
4.31. Configuración de las restricciones sobre la ubicación de la integración para Pequeña Escala	68
4.32. Paso 1: Creación del filtro para la exclusión de Nodos sin carga	69
4.33. Paso 2: Creación del filtro para la exclusión de Nodos sin carga	69
4.34. Configuración de las restricciones de variación de tensión para Pequeña Escala	70
4.35. Paso 1: Creación del filtro para la exclusión de Nodos Dde Media Tensión	70
4.36. Paso 2: Creación del filtro para la exclusión de Nodos Dde Media Tensión	70
4.37. Reporte para Resultado de Nodos de Pequeña Escala	71
4.38. Valores mínimos para los criterios a Gran Escala	72
4.39. Valores mínimos para los criterios a Pequeña Escala	72
5.1. Mapa OSM en QGIS	73
5.2. Sistema de Referencia de Coordenadas para Costa Rica en QGIS	74
5.3. Complemento HCMGIS en QGIS	74
5.4. Creación de Capa de Puntos a partir de Tabla para Pequeña Escala	75
5.5. Configuración de los atributos de la capa de Pequeña Escala	76
5.6. Configuración de la simbología de la capa de Pequeña Escala	77
5.7. Resultado de Baja Escala QGIS	77
5.8. Creación de Puntos a Ruta para Gran Escala	78
5.9. Unión de la información a Gran Escala	79
5.10. Resultado de Gran Escala QGIS	80
6.1. Costos anualizados de las tarifas de interconexión para Coopeguancaste	84
6.2. Costos actualizados de las tarifas de interconexión para Coopeguanacaste	84
6.3. Tarifas de acceso para Coopeguanacaste (kWh)	85
6.4. Tarifas de compra-venta para Coopeguancaste	86
6.5. Costos de operación, mantenimiento, y administrativos de Coopeguancaste	87
6.6. Tarifas de reconocimiento	91

Nomenclatura

<i>BT</i>	Baja Tensión
<i>DER</i>	Distributed Energy Resources
<i>F.P</i>	Factor de Potencia
<i>GD</i>	Generación Distribuida
<i>ITCR</i>	Instituto Tecnológico de Costa Rica
<i>MINAE</i>	Ministerio de Ambiente y Energía
<i>MT</i>	Media Tensión
<i>P</i>	Potencia activa (kW)
<i>PV</i>	Panel Fotovoltaico
<i>Q</i>	Potencia reactiva (kVAR)
<i>S</i>	Potencia aparente (kVA)
<i>SEN</i>	Sistema Eléctrico Nacional
<i>SEP</i>	Sistemas Eléctricos de Potencia

Capítulo 1

Introducción

El 7 de febrero del 2022 entró en vigor la Ley 10086 la cual tiene como objetivo el establecimiento de los requerimientos necesarios para la integración de la energía solar fotovoltaica al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), se promueve y regula de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 2022).

La ley nace ante la creciente penetración de energías renovables intermitentes en la SEN y ante las emergentes tendencias tecnológicas en el área de la producción energética. Se ha visto un aumento en las energías renovables desde el año 2015, específicamente en la energía fotovoltaica, por lo que se tiene la necesidad de conocer la capacidad de penetración en la red, de manera que no afecte el desempeño de esta (ARESEP, 2023).

Para el desarrollo de este proyecto, se realizará una guía completa para el análisis de la penetración de generación distribuida (GD) en los circuitos pertenecientes a la distribuidora Coopeguanacaste, de modo que se puedan basar en este proyecto para realizar correctamente el modelado de sus circuitos.

Actualmente, Coopeguanacaste tiene sus bases de datos en el software ArcGIS; sin embargo, ante la nueva Ley de promoción y regulación de los recursos energéticos distribuidos, se ve en la necesidad de migrar a un nuevo software que le permita conocer a detalle la capacidad de penetración en la red.

Para realizar esta migración, se requiere la extracción de los datos de ArcGIS y la minería de datos por medio de algún software; para esto se plantea la utilización del programa Python; no obstante, primero se debe asegurar de que la información se encuentre completa y registrada correctamente, para proceder con un modelado del circuito en el software de simulación propuesto: CYME.

Este proyecto también abarca un estudio económico para demostrar si existe algún beneficio para Coopeguanacaste, con la inyección de energía a la red eléctrica.

1.1. Reseña de la Empresa

1.1.1. Historia

La Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste, R.L., conocida como Coopeguanacaste, se fundó después de una serie de acontecimientos que cooperaron poco a poco en el proceso de una empresa distribuidora que brindara servicios de electricidad al área de Guanacaste.

Los líderes y dirigentes comunales de los cantones de Carrillo y Santa Cruz se encargaron de crear conciencia en la población sobre la necesidad de una organización encargada de la distribución adecuada de los servicios eléctricos. Tras la persistencia a otras instituciones con experiencia en estos servicios, y con los recursos necesarios para el desarrollo de esta organización, fue como se logró que el Banco Nacional de Costa Rica brindara su apoyo, desarrollando el adoctrinamiento filosófico y estableciendo la estructura organizacional.

También se contó con los conocimientos técnicos del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). Por otra parte, gracias al Programa Alianza para el Progreso, la Agencia Internacional para el Desarrollo (AID) brindó la ayuda financiera necesaria para comenzar con las obras de infraestructura.

El día 10 de enero de 1965, en la Sala Magna del Liceo de Santa Cruz, se acordó: constituir la Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste R.L., cuyas siglas serían: Coopeguanacaste, R.L., con domicilio para efectos legales, en la ciudad de Santa Cruz, distrito 01, cantón 03, de la provincia de Guanacaste (Coopeguanacaste R.L., 2024).

1.1.2. Misión

Generar valor y bienestar para los asociados, clientes y usuarios y sus comunidades, por medio de la generación, distribución y comercialización de energía, telecomunicaciones y bienes y servicios, con talento humano calificado, comprometido y motivado, tecnología apropiada, innovación, calidad, respeto por el medio ambiente y con impacto social y económico con filosofía cooperativa (Coopeguanacaste R.L., 2024).

1.1.3. Visión

Ser una cooperativa que promociona el desarrollo y bienestar de sus asociados, clientes y usuarios, a través de la excelencia en la gestión de la energía, bienes y servicios de alto valor agregado, con recursos y capacidades idóneas y apoyados en la innovación, la disrupción, el uso de la tecnología y la filosofía cooperativa como factores diferenciadores (Coopeguanacaste R.L., 2024).

1.2. Planteamiento del Problema

La Ley 10086, entró en vigor el 7 de enero del 2022, la cual se centra en temas de promoción y regulación de recursos energéticos a partir de fuentes renovables, establece un marco normativo para la administración de los recursos fotovoltaicos. Las empresas distribuidoras de energía eléctrica se ven involucradas con esta ley, ya que se resalta que las distribuidoras tienen la obligación de mantener actualizados los datos de sus circuitos de distribución eléctrica y modelar sus circuitos, con el objetivo de lograr el análisis de posibles escenarios de generación distribuida.

Tedoldi et al. (2017) señalan que existen numerosos estudios sobre la integración de energía solar fotovoltaica en redes de distribución, en los que se revelan efectos, tanto positivos como negativos, dependiendo de la estructura del circuito y del nivel de penetración de esta energía en la red.

Para este proyecto, se analizará la información de un residencial del distrito de Santa Cruz y Filadelfia, con el objetivo de determinar si se cumple con los requisitos necesarios para el desarrollo de un modelado en el software CYME. Además, se realiza toda una guía y las observaciones necesarias para el desarrollo del modelado que les permite estudiar el comportamiento de la red.

El problema actual de Coopeguanacaste es el desarrollo de un modelo de penetración de energía, técnico y financiero, de un residencial del distrito de Santa Cruz. Con esto se busca que la distribuidora se alinee con lo establecido por la ley. En el desarrollo del proyecto, se demostrará cómo estimar la capacidad de penetración de generación distribuida, con el objetivo de preservar las condiciones y el funcionamiento del SEN, el cual en la actualidad es un dato desconocido para la distribuidora.

En la actualidad, se desconoce la viabilidad económica de una generación distribuida con las nuevas tarifas impuestas por la ARESEP; este tema se ahondará en el desarrollo del proyecto.

1.3. Objetivo General

Modelar un circuito de distribución de baja y mediana tensión para referencia de Coopeguanacaste para la simulación de los flujos de potencia y corto circuito utilizando el *software* CYME®.

1.4. Objetivos Específicos

1. Recopilar la información y atributos requeridos para el desarrollo del archivo de red necesario para el análisis de flujo de carga y cortocircuito de un circuito de distribución de baja y media tensión mediante el software CYME®.
2. Desarrollar un modelado de un circuito de distribución de referencia, para la simulación del comportamiento de la red sometida a diversas condiciones mediante el uso de software de simulación CYME®, para la determinación de la penetración máxima de recursos distribuidos.
3. Construir un mapa interactivo en relación con el circuito de distribución, donde se muestren las principales características de los elementos de media y baja tensión, según los criterios de ARESEP, mediante el uso del software de simulación QGIS.
4. Examinar la metodología utilizada en las tarifas de cobro para la generación distribuida, según los modelos de cálculo definidos por ARESEP, para la asignación de precios y los ajustes tarifarios para Coopeguanacaste.

1.5. Justificación

Actualmente, en Costa Rica la producción de energía a partir de recursos renovables, como la energía solar, se encuentra en crecimiento. Esta energía es suministrada a la red eléctrica, lo cual puede significar un impacto negativo en la funcionabilidad del Sistema Eléctrico Nacional si no se limita su penetración.

La creciente integración de fuentes de energía renovable intermitentes en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), junto con el avance tecnológico de los recursos energéticos distribuidos y su rápida integración en la red eléctrica nacional desde el 2015 hasta la actualidad, especialmente en el caso de los sistemas fotovoltaicos, subraya la necesidad de establecer criterios claros sobre la capacidad segura de penetración de la generación distribuida (ARESEP, 2023).

La aprobación de la Ley 10086 surge en respuesta al crecimiento de la generación distribuida en el Sistema Eléctrico Nacional. Dicha ley establece un marco normativo para las empresas distribuidoras con respecto a la penetración de la energía producida a partir de recursos renovables provenientes de abonados residenciales, comerciales e industriales al sistema eléctrico nacional (Sáenz, 2023).

Actualmente, la distribuidora Coopeguanacaste no cuenta con un modelo de su red de distribución lo suficientemente completo para determinar la capacidad de penetración en la red, por lo que no existe la información necesaria para determinar un escenario de distribución, y se desconoce el impacto que se pueda dar en el Sistema Eléctrico Nacional, además de que se encuentra vulnerable legalmente al no apegarse a la normativa vigente.

Por la razón anterior es que este proyecto es de gran importancia, ya que su desarrollo podría evitar posibles fallas en el sistema de distribución y se cubriría ante cualquier sanción a la empresa; esto se llevaría a cabo mediante un análisis en el software de simulación CYME, que permitirá ver el comportamiento de la red; dicho análisis hará mediante modelados y simulaciones en el software.

Además, es importante la realización de un estudio financiero según lo determinado por la Ley 10086, que permita determinar si el proyecto es rentable, o si se deben realizar ajustes.

Por las razones anteriores, la distribuidora Coopeguanacaste se verá beneficiada, ya que se encontrará alineada con lo que establece la Ley 10086 y, además, tendrá la seguridad de brindar servicios de alta confiabilidad y estabilidad, además de que contará con un estudio financiero que indicará la viabilidad del proyecto y qué expectativas se podrán tener de este.

1.6. Viabilidad

Debido a que la ley afecta no solo a la distribuidora Coopeguanacaste, sino a todas a nivel nacional, ya hay avances y estudios en otras distribuidoras, que son de acceso público; esto significa una fuerte referencia para el desarrollo del presente proyecto.

Para el desarrollo del trabajo se requieren los softwares Python y QGIS, los cuales son de descarga libre, por lo que no significan un problema para el desarrollo del proyecto.

Para la elaboración del modelado del circuito se requiere de una licencia de CYME; el Instituto Tecnológico de Costa Rica (ITCR) provee esta licencia para llevar a cabo el proyecto (CYME 9.2).

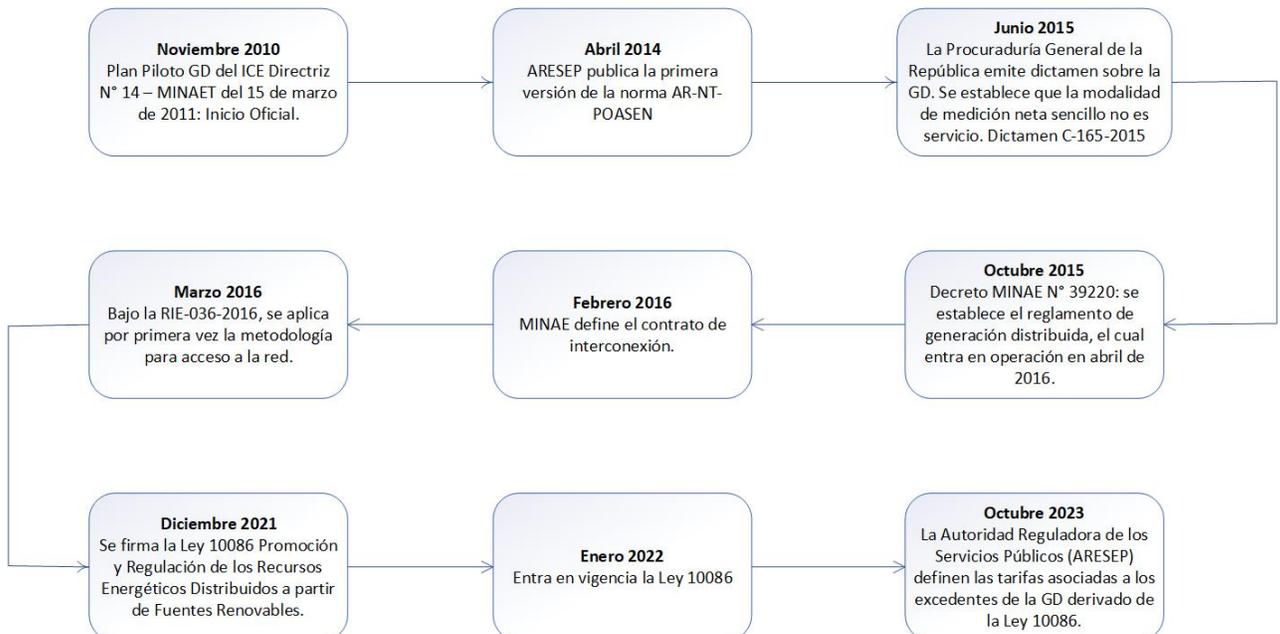
Se cuenta con el respaldo de la administración de Coopeguanacaste, mediante el contacto de la Ing. Jennifer Camareno, para el acceso a la información necesaria para lograr la simulación del circuito. Además, se cuenta con los conocimientos del M.Sc. Gonzalo Mora, quien tiene una gran experiencia en proyectos de este tipo. Por lo tanto, se puede decir que el proyecto se considera viable.

1.7. Antecedentes del Proyecto

La normativa AR-NT-POASEN regula el acceso a los sistemas de Generación Distribuida (GD), delineando las condiciones técnicas generales para la planificación, desarrollo y operación del Sistema Eléctrico Nacional. Además, establece las condiciones técnicas, contractuales, comerciales y tarifarias para aquellos interesados en conectarse al Sistema Eléctrico Nacional. Varias instituciones han tocado ya el tema de la integración de la generación distribuida en Costa Rica anteriormente.

La Figura 1.1 exhibe el progreso histórico de la implementación y apertura de los sistemas de generación distribuida en Costa Rica, resaltando los hitos clave desde la perspectiva legal del país hasta los esfuerzos de diversas instituciones por impulsar la generación distribuida en el territorio nacional.

Figura 1.1: Flujo histórico de los sistemas de GD en Costa Rica



Fuente: Elaboración propia en Visio basado en (Instituto Costarricense de Electricidad (2020)).

A pesar de que en Copeguanacaste no existen proyectos anteriores sobre estudios de penetración, muchas distribuidoras ya han hecho avances en este tema, como el proyecto realizado por el Ing. Darío Brenes para el circuito de San Isidro de El Guarco, donde se logró determinar, mediante un análisis en la red, que la capacidad máxima de alojamiento de paneles solares monofásicos es de 20 % en la red, definiendo este valor como el escenario límite para el circuito (Brenes-Fallas, 2023).

Anteriormente, Sáenz (2023) determinó, mediante un análisis de la penetración de recursos distribuidos por generación solar en la fase C del circuito San Isidro de El Guarco, que se entregó el 30 % de penetración de toda la potencia a la red, a partir del 35 % el flujo se invirtió hacia el circuito, definiendo el valor límite permitido para la integración a la red.

Morales-Hernández (2023), tras un estudio de la integración de la generación distribuida en el circuito del Parque Industrial JASEC, determinó que el escenario de penetración del 5 % se define como el límite aceptable para la integración a la red.

Navarro (2023), llevó a cabo un estudio, junto con la compañía distribuidora Coopesantos, para evaluar el comportamiento de una red de distribución de 19.9 kV, al integrar recursos distribuidos de generación solar, en el cual se determinó que antes del 25 % de penetración de generación distribuida no se hallaron excedentes de potencia; sin embargo, a partir del 30 % de penetración se empieza a producir más potencia de la que se consume en ciertos puntos.

Gómez-Ramírez et al. (2022) destacan en su estudio un caso ejemplar donde la combinación de generación fotovoltaica y almacenamiento condujo a una notable reducción de pérdidas de energía, alcanzando hasta un 84 % durante las horas diurnas. Este sistema demostró su eficacia al lograr un ahorro significativo de 4 697,40 kWh en un solo día mediante la integración de la generación fotovoltaica junto con la red eléctrica convencional, sin siquiera considerar el almacenamiento. Además, es importante resaltar que no se observaron degradaciones en la calidad de la energía y se registraron mejoras en la estabilidad de la tensión eléctrica. La implementación de la planta de generación y almacenamiento también resultó en mejoras notablemente positivas en los perfiles de tensión, lo que subraya su impacto beneficioso en la infraestructura energética.

1.8. Metodología

Se propone una metodología para el desarrollo del proyecto, en la cual se analiza cada objetivo y se propone una estrategia para su desarrollo, se establecen las tareas necesarias para lograr cada objetivo, las fuentes por utilizar y el entregable del objetivo, que indique que este se logró correctamente.

Desarrollo del objetivo específico 1:

1. **Análisis de la información:** se analizará la información disponible para Coopeguanacaste en el ArcGIS.
2. **Definición de Atributos:** se definirán los atributos requeridos para el desarrollo de la base de datos de red que se debe importar a CYME, mediante la guía de usuario y otros circuitos de referencia.
3. **Observaciones a la información:** luego de definir los atributos, se harán las observaciones a Coopeguanacaste sobre los datos o información ausente, para que la distribuidora pueda completar la información necesaria y así tener sus bases de datos listas para importarlas.

Desarrollo del objetivo específico 2:

1. **Desarrollo de la simulación:** se llevarán a cabo simulaciones utilizando un software de simulación CYME, usando un circuito de referencia para demostración de Coopeguanacaste. Se realizarán simulaciones según los criterios establecidos por ARESEP y, además, se realizarán análisis de flujo de carga y de cortocircuito.
2. **Extracción de datos:** Los resultados de las simulaciones se recopilarán en archivos de Excel, que incluirán información a Gran Escala y Baja Escala por aparte. Se podrá analizar los escenarios más críticos según los criterios impuestos por ARESEP.
3. **Depuración de resultados:** mediante el desarrollo de códigos en Python se depurarán los resultados obtenidos, para un mejor análisis.

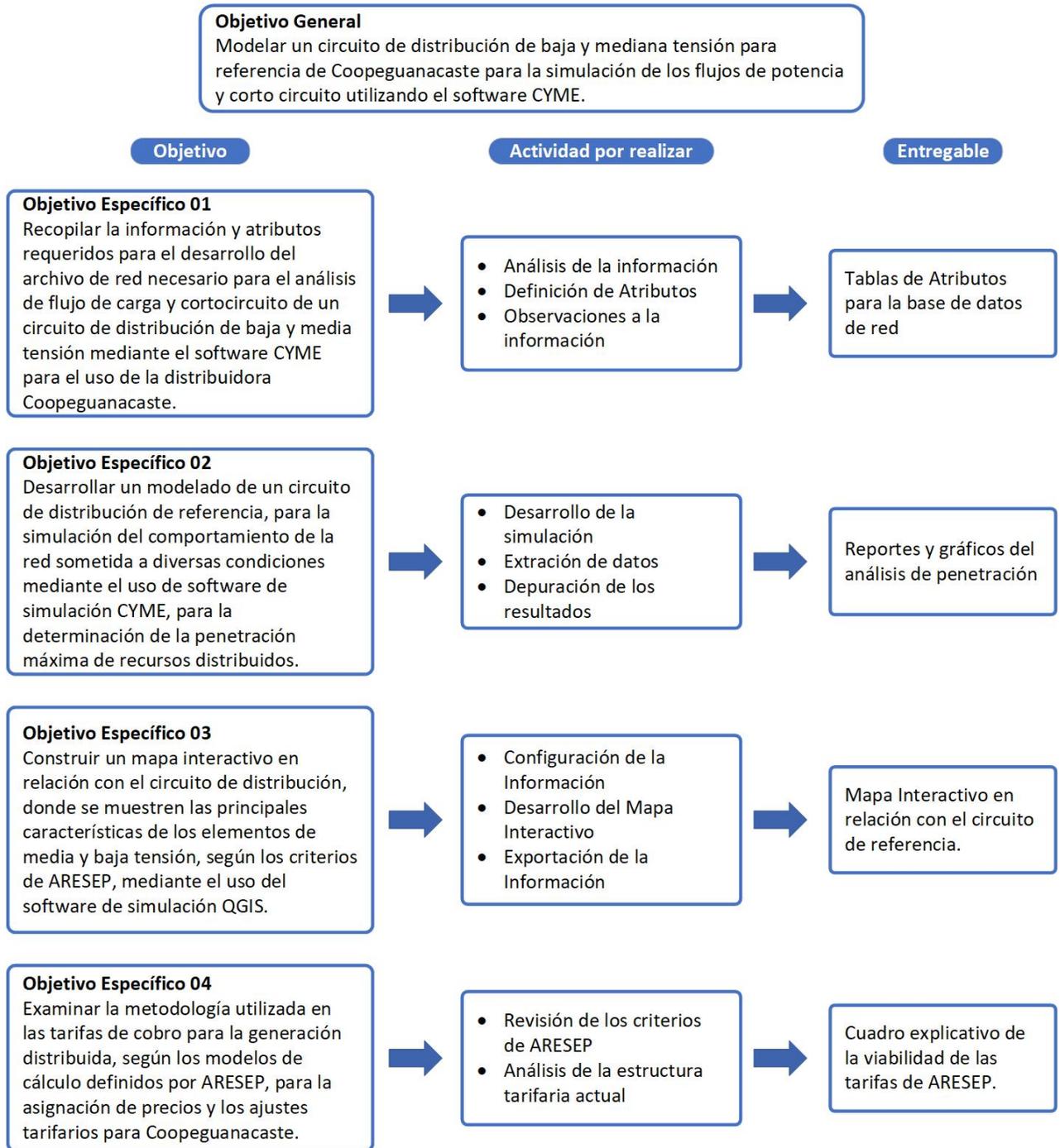
Desarrollo del objetivo específico 3:

1. **Configuración de la Información:** se desarrollarán códigos con Python, para ordenar la información según se requiera para la importación a QGIS.
2. **Desarrollo del Mapa Interactivo:** se realizará el procedimiento necesario para el desarrollo del mapa interactivo, con el apoyo de proyectos anteriores y la guía de usuario.
3. **Exportación de la Información:** se exportará la información para que sea de acceso público para todos.

Desarrollo del objetivo específico 4:

1. **Revisión de los criterios de ARESEP:** estudiar los criterios y modelos de cálculo definidos por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) para las tarifas aplicables a la generación distribuida.
2. **Análisis de la estructura tarifaria actual:** analizar la estructura tarifaria, identificando cómo se asignan los precios y qué ajustes tarifarios se aplican para la generación distribuida.

Figura 1.2: Metodología del proyecto



Fuente: Elaboración propia en Visio

1.9. Alcance

El proyecto tiene un alcance investigativo y pretende realizar un análisis de la capacidad de integración de la energía generada por medio de recursos distribuidos, sin comprometer la estructura y funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional.

Para llevar a cabo este estudio, primero se realizará un análisis de la información disponible; además, se especificarán los atributos requeridos para la base de datos de red que se necesita para el software CYME®. Luego, en el segundo objetivo se desarrollará el modelado de un circuito de referencia para demostrar la manera correcta de cómo obtener los análisis de flujo de carga, cortocircuito y los reportes de capacidad de integración de los recursos distribuidos.

En el tercer objetivo, se desarrollará, mediante los reportes obtenidos, un mapa interactivo en el programa QGIS, se depurará la información mediante códigos de programación, en caso de que el formato de QGIS lo requiera. Para el último objetivo, que consiste en un análisis económico, mediante las tarifas impuestas por la ARESEP, que ayude a determinar el efecto económico que estas tendrán en la distribuidora.

Queda fuera del alcance el desarrollo de un catálogo de conductores y transformadores; también la depuración de la información del ArcGIS o datos faltantes que no son alcance de este proyecto, y es responsabilidad de Coopeguanacaste brindar la información completa.

Capítulo 2

Marco Teórico

Para la comprensión y desarrollo del proyecto es necesario tener claros ciertos conceptos, los cuales se definirán en este capítulo. Se profundizará en estudios y proyectos relacionados con el tema de Modelado de circuitos de media y baja tensión, con el objetivo de crear una base lo suficientemente sólida del tema.

El capítulo se divide en cuatro secciones. La sección 2.1 abarca todo lo relacionado con sistemas de potencia, sus componentes y funcionalidad, además de la importancia de una alta confiabilidad en esta. La sección 2.2. abarca todo lo relacionado con la generación distribuida; la sección 2.3. habla del software de simulación seleccionado, CYME [®]; la sección 2.4 explica las tarifas establecidas por ARESEP.

2.1. Sistemas eléctricos de potencia

2.1.1. Definición

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) son los responsables de proveer energía a los sectores industriales, comerciales y residenciales para el desarrollo de sus actividades; los SEP son los encargados de la generación, transmisión y distribución de esta energía. Una de las definiciones más aceptadas sobre los sistemas de potencia es la establecida por el Institute of Electrical and Electronics Engineer (IEEE), quien define a un sistema de potencia como: una red formada por unidades generadoras eléctricas, cargas y/o líneas de transmisión de potencia, incluyendo el equipo asociado, conectado eléctricamente o mecánicamente a la red (Gonzales Longatt, 2008). Según Matulic (2003), un sistema eléctrico es un conjunto de dispositivos que convierte energía de una forma primaria a energía eléctrica, la transporta y la distribuye a los consumidores finales.

ARESEP (2016) establece que las compañías distribuidoras están en la obligación de cumplir ciertos requisitos mínimos para asegurar que se cumpla con la demanda solicitada por los clientes. Dichos requisitos son:

- Satisfacer la demanda de energía requerida por los consumidores y garantizar su acceso.
- Mantener la tensión nominal dentro de los límites, con variaciones máximas de $\pm 5\%$ y desbalances menores al 3%
- Mantener la frecuencia en 60 Hz, asegurando que el 90% de las fluctuaciones en intervalos de 10 minutos se mantengan dentro del rango (60 ± 1.65) Hz, donde σ es 0.03 Hz.
- Operar garantizando la calidad y seguridad del suministro eléctrico.
- Cumplir con las normativas ambientales.

2.1.2. Sistema eléctrico de potencia

Los sistemas de potencia se componen por diferentes fases, primero su generación donde por medio de mecanismos de transmisión de potencia se genera la energía eléctrica, luego la transmisión; en la cual se trasladan grandes cantidades de energía a largas distancias, y la fase de distribución, encargada de distribuir la energía a los consumidores. Cada sección cuenta con elementos propios fundamentales para el desarrollo de su principal función. Enseguida, se detalla cada sección:

Generación

La generación es la parte encargada de convertir la energía de una forma primaria a energía eléctrica. Esto es posible gracias al principio de conversión de energía electromecánica, el cual expresa que el movimiento de un conductor de un circuito cerrado dentro de un campo magnético induce en él corriente eléctrica. Como todo proceso físico, esta conversión no es 100 % eficiente, sino que está sujeta a pérdidas (Matulic, 2003).

Gonzales Longatt (2008) menciona que los sistemas de generación son la parte básica del sistema de potencia, ya que se encargan de entregar la energía eléctrica al sistema, esto a partir de la transformación de distintos tipos de energía primaria. El conjunto de unidades generadoras recibe el nombre de centrales o plantas de generación, siendo su tarea tomar una fuente primaria de energía y convertirla en energía eléctrica.

Matulic (2003) también señala que los dispositivos encargados de convertir la energía primaria en energía mecánica son las turbinas y los motores impulsores; los dispositivos que convierten la energía mecánica en energía eléctrica se denominan generadores eléctricos. Existen diversos tipos de generación, cuyo uso está determinado por las fuentes primarias de energía existentes como la hidráulica, geotérmica, eólica y térmica.

Transmisión

La transmisión es la parte encargada de transmitir grandes bloques de energía de los centros de producción (centrales generadoras) a los centros de consumo (ciudades, parques industriales, aeropuertos, entre otros.). Para ello, se utilizan conductores (llamados comunmente líneas) como el medio físico por el que fluye la carga eléctrica (Matulic, 2003).

Gonzales Longatt (2008) reafirma esto señalando que la misión de esta parte del sistema de potencia es transportar las grandes bloques de energía desde los centros de generación a todos los puntos del sistema, además de interconectar las diferentes centrales y/o diferentes sistemas de potencia. Las líneas de transmisión son los elementos más extensos del sistema de potencia, y poseen un gran número de ventajas:

- Permiten producir energía en forma más económica.
- Se logra disminuir la capacidad de reserva y reserva rodante.
- Las líneas de transmisión permiten mejorar la confiabilidad del sistema.

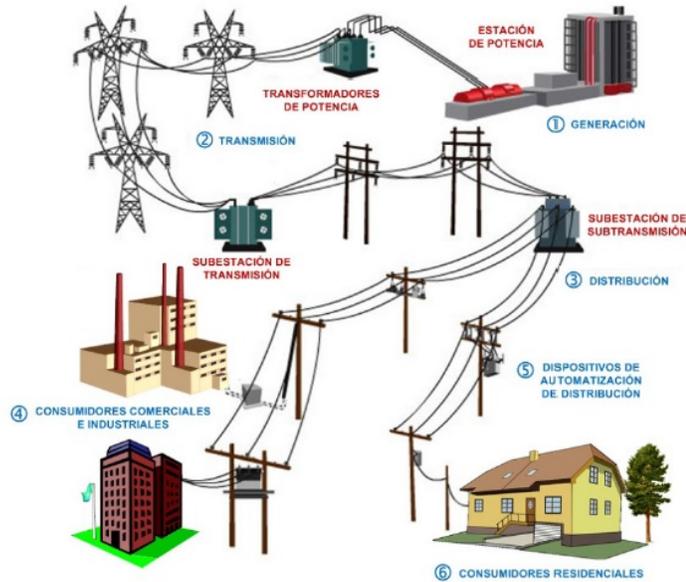
Distribución

La distribución es la parte encargada de distribuir la energía eléctrica a los consumidores finales. Es decir, los sistemas de distribución son los que llevan la energía eléctrica a las industrias, los hogares, la iluminación urbana, entre otros. Esto se efectúa también por medio de líneas de distribución y transformadores que, por razones de seguridad, bajan el tensión a niveles seguros (Matulic, 2003).

El sistema de distribución es el último elemento del sistema de potencia antes de llegar a los consumidores. Esta parte del sistema de potencia está compuesto de líneas y dispositivos para distribuir la energía eléctrica hasta los usuarios (Gonzales Longatt, 2008).

La figura 2.1 ilustra cómo se integran los subsistemas mencionados anteriormente, los cuales conforman el SEP. En este sistema, la energía se transmite desde las plantas generadoras hasta los usuarios de media y baja tensión.

Figura 2.1: Sistema eléctrico de potencia



Fuente: Tama (2018)

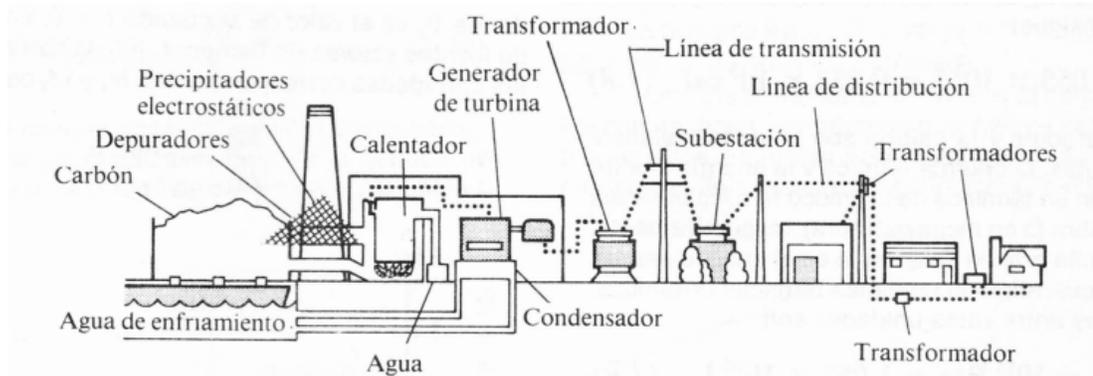
De acuerdo con Wildi (2007), las compañías de electricidad dividen sus sistemas de transmisión y distribución, según su tensión, en dos importantes categorías:

- Sistemas de transmisión, en los que la tensión de línea oscila entre 115 kV y 800 kV.
- Sistemas de distribución, en los que la tensión de línea oscila, generalmente, entre 120 V y 69 kV. Como subdivisión se divide en líneas de media tensión (2.4 kV a 69 kV) y baja tensión (120 V a 1000 V).

2.1.3. Componentes principales de un sistema de potencia

Un sistema eléctrico de potencia incluye varios elementos clave que permiten llevar a cabo la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. A continuación, se destacan los elementos más importantes en un SEP.

Figura 2.2: Componentes de un sistema eléctrico de potencia



Fuente: Wildi (2007)

Generadores

Cleveland and Morris (2009) define un generador como cualquier máquina que convierte la energía mecánica en energía eléctrica.

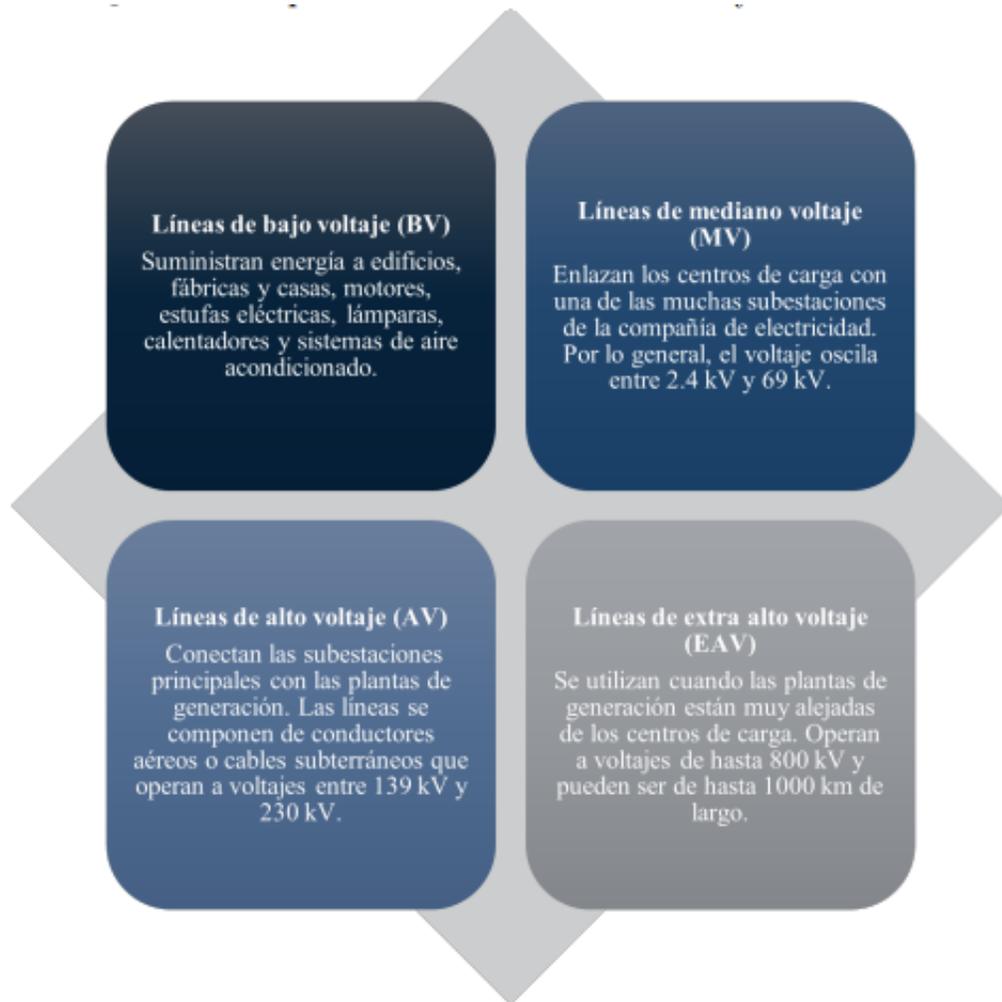
Un generador es una máquina eléctrica rotativa que transforma energía mecánica en energía eléctrica. Lo consigue gracias a la interacción de los dos elementos principales que lo componen: la parte móvil llamada rotor, y la parte estática que se denomina estátor. Cuando un generador eléctrico está en funcionamiento, una de las dos partes genera un flujo magnético (actúa como inductor) para que el otro lo transforme en electricidad (actúa como inducido) (Vaiiki, 2024).

El generador sincrónico, también llamado alternador, es una máquina fundamental en todo sistema eléctrico de potencia, debido a que este transforma la energía mecánica proveniente de turbinas de vapor o hidráulicas en energía eléctrica (Gómez et al., 2003).

Líneas de transmisión y distribución

Son las líneas de alta tensión que transportan la electricidad desde las plantas generadoras a los centros de distribución (Sáenz, 2023). Se distinguen cuatro tipos de líneas de transmisión, según su clase de tensión:

Figura 2.3: Tipos de líneas de transmisión y distribución



Fuente: Sáenz (2023)

Conductores

Los conductores son empleados como líneas de transmisión y distribución de la energía eléctrica. Las líneas tienen cuatro parámetros que afectan su capacidad para cumplir su función en un SEP: la resistencia, inductancia, capacitancia y conductancia, estas características influyen más o menos según las características del lugar, y la longitud y área transversal de la línea, además de otras variantes (Grainger and Stevenson, 1996).

Subestaciones

En cada parte de un sistema eléctrico se utilizan subestaciones. Al comenzar con la planta de generación, una subestación eleva la mediana tensión generado por los generadores síncronos a la alta tensión requerida para transmitir la energía de manera económica. La alta tensión en la línea de transmisión se reduce entonces en aquellas subestaciones localizadas cerca de los centros donde se consume la energía. El equipo eléctrico de esas subestaciones es similar al de subestaciones asociadas con plantas de generación

(Wildi, 2007).

Según Wildi (2007), existen varios tipos de subestación:

Las **subestaciones de transmisión** cambian la tensión de línea mediante transformadores elevadores y reductores, y lo regulan por medio de compensadores estáticos variables, condensadores síncronos o transformadores con tomas variables.

Las **subestaciones de distribución** cambian la mediana tensión a baja tensión por medio de transformadores reductores, los cuales pueden tener capacidades de cambio de toma automática para regular el bajo voltaje. La baja tensión oscila desde 120/240 V monofásico hasta 600 V trifásico. Sirve para suministrar energía a residencias privadas, establecimientos comerciales e institucionales y pequeñas industrias.

Las **subestaciones de interconexión** vinculan diferentes sistemas de potencia para permitir intercambios de potencia entre ellos y para incrementar la estabilidad de toda la red.

Transformadores

Los transformadores son los enlaces entre los generadores del sistema de potencia y las líneas de transmisión y entre líneas de diferentes niveles de voltaje. Las líneas de transmisión operan a tensiones nominales hasta de 765 kV línea a línea. Generalmente, los generadores se fabrican en el rango de 18-24 kV, aunque hay algunos a niveles ligeramente superiores. Los transformadores también bajan las tensiones a los niveles de distribución, y finalmente a los requeridos para uso residencial 240/120 V, que son altamente eficientes (cerca del 100%) y muy confiables (Grainger and Stevenson, 1996).

El transformador consiste en dos o más bobinas colocadas de tal forma que están enlazadas por el mismo flujo magnético. En un transformador de potencia, las bobinas se colocan sobre un núcleo de acero con el propósito de confinar el flujo, de manera que el que enlace una bobina también enlace a todas las demás. Se pueden conectar varias bobinas en serie o en paralelo para formar un devanado, cuyas bobinas se apilan en el núcleo de manera alternada con aquellas de otros devanados (Grainger and Stevenson, 1996).

Los cambios de tensión en un transformador son consecuencia de la relación de transformación, la cual establece que su número de vueltas entre la bobina primaria y secundaria influye en la tensión primaria y tensión secundaria, tal y como se muestra a continuación:

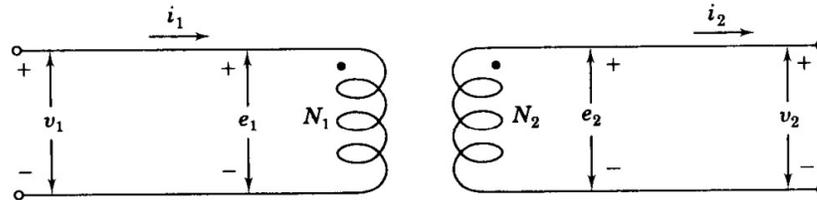
$$\frac{V_p}{V_s} = \frac{N_p}{N_s} \quad (2.1)$$

Donde:

- V_p : Tensión en el primario
- V_s : Tensión en el secundario
- N_p : Número de vueltas del devanado primario
- N_s : Número de vueltas del devanado secundario

La representación de esta relación se puede observar en la figura 2.4:

Figura 2.4: Representación esquemática de un transformador de dos devanados



Fuente: Grainger and Stevenson (1996)

Existen varias clasificaciones de transformadores según sus características; sin embargo, de las clasificaciones más importantes está la clasificación según las fases que posean, en la cual predominan:

Transformador monofásico: es el que tiene dos polos: fase y neutro. Está formado por dos embobinados: uno de alta y otro de baja. Es común utilizar arreglos de transformador usando dos o tres transformadores para formar un sistema bifásico o trifásico (RELSAMEX, 2020).

Transformador trifásico: tiene tres fases y está formado por seis embobinados: tres de alta y tres de baja. Este transformador típicamente se conecta en estrella o delta o cualquier combinación de ellas (RELSAMEX, 2020).

Medidores de energía

Un medidor de energía es el conjunto de elementos electromecánicos y/o electrónicos que se emplean para la medición del consumo energético, siendo activa, reactiva y en ocasiones la demanda máxima. Es un instrumento que mide la energía por medio de la integración de la potencia activa y reactiva en función del tiempo (Heredia, 2013).

2.1.4. Confiabilidad

La función básica de un sistema de potencia es abastecer de energía eléctrica a los clientes de forma económica y eficiente, así como proveer un servicio tan eficaz como sea posible. Sin embargo, existen ciertas restricciones que afectan de manera considerable el cumplimiento de estos objetivos (Gómez-Ramírez, 2016).

Gómez-Ramírez (2016) define la confiabilidad como la probabilidad de que un componente, subsistema o sistema desempeñe adecuadamente sus funciones durante el período de tiempo previsto y bajo las condiciones de operación usuales. Esta definición incluye cuatro conceptos importantes:

- Probabilidad: las características aleatorias asociadas al sistema hacen que el análisis no pueda ser determinístico. Esto hace que sea necesario aplicar conceptos de probabilidad y estadística para lograr una mejor evaluación del funcionamiento del sistema.
- Funcionamiento adecuado: Esto involucra que el sistema tenga continuidad en el servicio, una buena regulación de tensión así como un buen control de la frecuencia.
- Periodo de tiempo previsto: es el intervalo durante el cual el componente del sistema o subsistema debe estar operando continua o esporádicamente, según sea la función específica que tenga asignada. Un ejemplo de operación esporádica es la de los elementos que trabajan solo en horas pico de la demanda, como en el caso de un banco de capacitores.

- Condiciones de operación: estas condiciones pueden ser constantes o variables, según el lugar donde se localice el sistema. Por ejemplo, las condiciones climatológicas determinan el incremento o decremento del número de fallas en los componentes.

Los sistemas eléctricos de potencia son propensos a tener fallas por diversas variables. De ahí que para mantener los niveles de confiabilidad y suministros altos, es por esto que toda empresa distribuidora debería tener como objetivo el brindar un servicio constante a sus abonados asociado a la confiabilidad. (Navarro, 2023).

2.1.5. Análisis de Cortocircuito

A continuación, se describen los tipos de operación compatibles con el análisis, junto con los factores normativos y técnicos que afectan el cálculo de corrientes de falla y su impacto en los equipos:

Cierre y enclavamiento: la corriente eficaz simétrica (RMS) se calcula medio ciclo después del inicio de la falla. De acuerdo con la norma ANSI C37.010, la corriente simétrica se multiplica por 1,5 para tener en cuenta la asimetría, debido al componente de corriente continua. La corriente resultante es la llamada corriente momentánea, utilizada para evaluar la capacidad del interruptor de cerrar en un circuito con falla y permanecer cerrado (enganchado) hasta que se dispare (CYME International T&D, 2020).

El análisis también calcula más multiplicadores, utilizando la relación ANSI X/R. Informa tanto el multiplicador como la corriente ajustada por ese multiplicador.

Donde:

$$I_{RMS,asim} = \sqrt{(I_{AC,RMS,sym})^2 + (I_{DC})^2} = I_{AC,RMS,sym} \sqrt{1 + 2e^{-2\pi t/(X/R)}} \quad (2.2)$$

$$I_{PICO} = I_{AC,RMS,sym} \sqrt{2}(1 + e^{-2\pi t/(X/R)}) \quad (2.3)$$

donde $t = 1/2$ ciclo.

Separación de contactos: la corriente eficaz simétrica (RMS) se calcula en un punto en el tiempo, a pocos ciclos después de que ocurre una falla, justo cuando los interruptores de circuito de media y alta tensión intentan interrumpirla. La norma ANSI C37.010 proporciona gráficas de multiplicadores, que se aplican a la corriente simétrica para considerar la disminución con el tiempo del componente de la corriente continua (DC) y la magnitud de la corriente alterna (AC). Estos multiplicadores dependen de la relación X/R y del retardo antes de que el interruptor comience a interrumpir la corriente. La norma C37.05 presenta gráficas similares (CYME International T&D, 2020).

El análisis identifica las porciones de la corriente de falla que provienen de fuentes locales y remotas. Para cada contribución, encuentra el multiplicador a partir de su versión digitalizada de las curvas. Luego, encuentra la suma ponderada:

$$I = (\text{multiplicador}_{local}) \bullet (\text{corriente}_{local}) + (\text{multiplicador}_{remoto}) \bullet (\text{corriente}_{remota}) \quad (2.4)$$

Retraso de Tiempo: la corriente eficaz simétrica (RMS) se calcula en un punto específico en el tiempo, exactamente 30 ciclos después de que ocurre una falla. En este momento preciso, se considera que las contribuciones de los motores a la corriente total han disminuido a cero, debido a su característica de decaimiento natural. Por otro lado, los generadores se representan en este cálculo únicamente por su reactancia transitoria, lo que significa que se considera su efecto a largo plazo en la corriente (CYME International T&D, 2020).

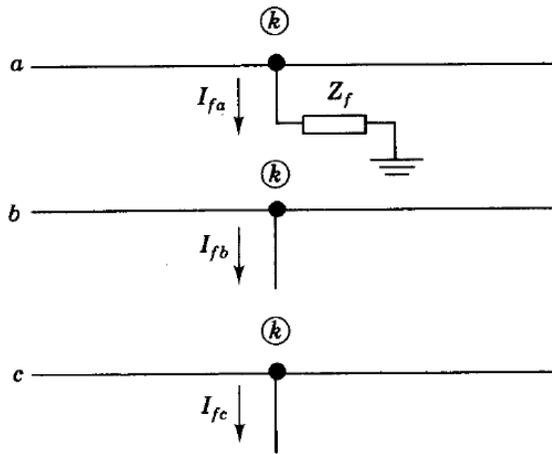
Fallas Asimétricas

Según Grainger and Stevenson (1996), la mayoría de las fallas que ocurren en los sistemas de potencia, son fallas asimétricas que consisten en cortocircuitos asimétricos, fallas asimétricas a través de impedancias o conductores abiertos. Las fallas asimétricas que pueden ocurrir son: fallas monofásicas a tierra o línea a tierra, fallas línea a línea y fallas línea a línea y a tierra o doble línea a tierra. La trayectoria de una corriente de falla de línea a línea o de línea a tierra puede o no contener impedancia. Uno o dos conductores abiertos dan como resultado fallas asimétricas a través de la ruptura de uno o dos conductores, o bien, de la acción de fusibles u otros mecanismos que no puedan abrir las tres fases simultáneamente. El método de las componentes simétricas es útil en un análisis, para determinar las corrientes y tensiones en todas las partes del sistema después de que ha ocurrido la falla, porque cualquier falla asimétrica da origen a que fluyan corrientes desbalanceadas en el sistema.

A continuación, se explican los tipos de fallas más comunes:

Fallas Monofásicas de línea a tierra: la falla monofásica de línea a tierra (que es el tipo más común de falla) es originada por las descargas atmosféricas o por los conductores al hacer contacto con las estructuras aterrizadas. Para una falla monofásica a tierra desde la fase a , a través de la impedancia Z_f , los segmentos hipotéticos de las tres líneas se conectan como se muestra en la figura 2.5. Las relaciones por desarrollar para este tipo de falla, solo se aplican cuando la fase a es la que ha fallado. Pero esto no es causa de dificultad, porque se han señalado arbitrariamente a las fases y cualquiera de ellas se puede designar como la a (Grainger and Stevenson, 1996).

Figura 2.5: Diagrama de conexiones de los segmentos hipotéticos para una falla monofásica a tierra



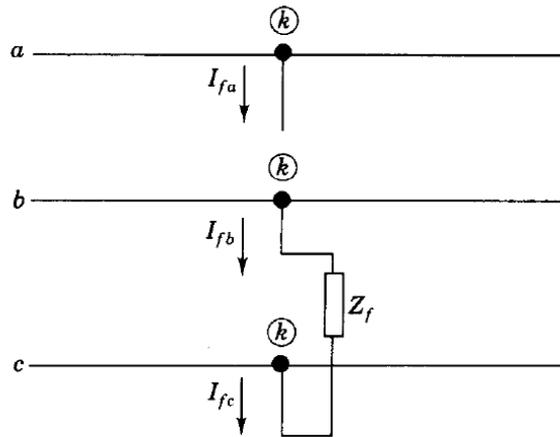
Fuente: Grainger and Stevenson (1996)

Las condiciones en la barra k que ha fallado se expresan por las siguientes ecuaciones:

$$I_{fb} = 0 \quad I_{fc} = 0 \quad V_{ka} = Z_f I_{fa} \quad (2.5)$$

Falla Bifásica de línea a línea: para representar una falla línea a línea a través de una impedancia Z_f , se conectan los segmentos hipotéticos de las tres líneas en la falla, de la manera mostrada en la figura 2.6. La barra k es nuevamente el punto de falla P , y sin perder generalidad, la falla línea a línea se considera que esta en las fases b y c (Grainger and Stevenson, 1996).

Figura 2.6: Diagrama de conexiones de los segmentos hipotéticos para una falla bifásica



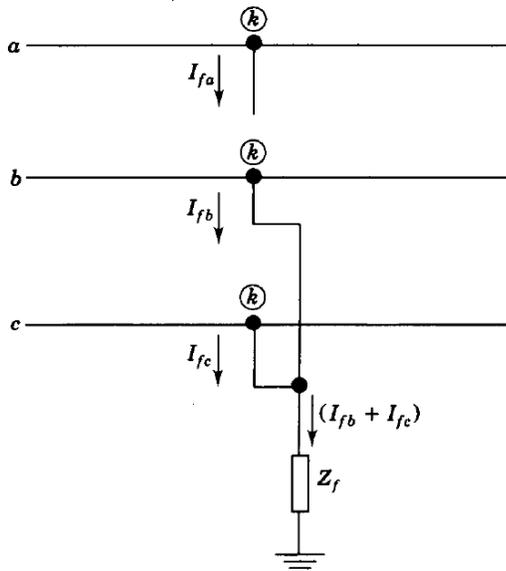
Fuente: Grainger and Stevenson (1996)

Las siguientes relaciones deben satisfacerse en el punto de falla:

$$I_{fa} = 0 \quad I_{fb} = -I_{fc} \quad V_{kb} - V_{kc} = I_{fb}Z_f \quad (2.6)$$

Falla doble línea a tierra: para una falla de doble línea a tierra (bifásica a tierra), los segmentos hipotéticos se conectan como se muestra en la figura 2.7. Nuevamente, la falla se considera en las fases *b* y *c* (Grainger and Stevenson, 1996).

Figura 2.7: Diagrama de conexiones de los segmentos hipotéticos para una falla de doble línea a tierra



Fuente: Grainger and Stevenson (1996)

Las siguientes relaciones deben satisfacerse en el punto de falla:

$$I_{fa} = 0 \quad V_{kb} = V_{kc} = (I_{fb} + I_{fc})Z_f \quad (2.7)$$

2.2. Generación distribuida

2.2.1. Definición

Según Brenes-Fallas (2023), la generación distribuida consiste en la producción de energía eléctrica a pequeña escala, comparada con métodos tradicionales. Emplea fuentes de energía renovables y amigables con el ambiente, la cual puede ser utilizada por usuarios desde grandes empresas hasta residencias. La generación distribuida abarca distintas maneras de producir energía como: paneles solares, turbinas eólicas, hidroeléctricas pequeñas y demás. Se detalla la generación a través de sistemas fotovoltaicos debido al interés del proyecto.

2.2.2. Marco Legal

El Decreto N° 39220-MINAE fue uno de los antecedentes de la legislación de la generación distribuida que contribuyó a la creación de la Ley 10086. Dicha ley fue publicada el 8 de diciembre del 2021 y entró en vigor hasta el 7 de enero del 2022. A su vez, el artículo 50 de la Constitución Política establece que es deber del Estado asegurar el bienestar de la población y proteger el derecho a un entorno saludable y balanceado. Con este propósito, se impulsa un desarrollo que respete el equilibrio ambiental y se regula la generación distribuida para autoconsumo a partir de fuentes renovables.

La Ley 10086 tiene la intención de contribuir al sistema eléctrico nacional y asegurar que todos los usuarios reciban un suministro eléctrico de calidad. Es de cumplimiento obligatorio tanto para individuos como para entidades que opten por instalar y usar sistemas de generación distribuida con fuentes renovables para autoconsumo, así como también para las empresas distribuidoras.

El objetivo de la Ley 10086 es: Establecer las condiciones necesarias para promover y regular, bajo un régimen especial de integración eficiente, segura y sostenible, las actividades relacionadas con el acceso, la instalación, la conexión, la interacción y el control de recursos energéticos distribuidos basados en fuentes de energía renovables (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 2022).

La Ley 10086 define obligaciones de las empresas distribuidoras respecto a la generación distribuida. Según el marco de la Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica (2022), son obligaciones de las empresas distribuidoras:

- Realizar inversiones y estudios técnicos relacionados para integrar adecuadamente los recursos energéticos distribuidos en la red, apegados al principio de eficiencia, eficacia y servicio al costo. Los gastos y utilidades de las inversiones realizadas serán reconocidos por la ARESEP y deberán asignarse en forma proporcional a las actividades correspondientes.
- Actualizar periódicamente el desempeño de las distintas fuentes de energía por recursos distribuidos que se integran a la red de distribución del SEN, de acuerdo con el documento normativo especificado por la ARESEP.
- Declarar las características de sus circuitos y la cantidad de recursos energéticos distribuidos presentes en ellos, así como los límites de potencia actualizados en cada línea de distribución, obtenidos como resultado de la aplicación del documento normativo requerido para la elaboración de estudios definidos por ARESEP.

- Asegurar la revisión oportuna de los reclamos de los registrantes, generadores distribuidos, empresas distribuidoras y demás participantes del SEN; respecto a infracciones a las disposiciones de esta Ley emitida para tal efecto.
- Comunicar a la ARESEP los medios disponibles y los tiempos ofrecidos de atención de dichos reclamos.

2.2.3. Impacto de la GD en las redes de distribución

Las tecnologías de generación distribuida (GD) se han instalado ampliamente en las redes de distribución de todo el mundo, debido al rápido desarrollo de estas. Las tecnologías de GD que utilizan fuentes de energía renovables para la generación de energía se han convertido en tecnologías emergentes, a causa de su utilización de energía renovable dispersa y al apoyo de las políticas gubernamentales. La instalación de GD cerca de los clientes en la red de distribución podría aliviar la congestión de transmisión a larga distancia, y reducir las inversiones en capacidad en líneas de transmisión y subestaciones de distribución, aunque el flujo de energía inverso causado por las GD podría afectar el funcionamiento de los sistemas de energía tradicionales (Liu et al., 2012).

Con la mejora de la tecnología de generación distribuida y la reducción de los costos, la proporción del sistema de generación distribuida instalado aumenta año tras año, lo que trae muchos problemas a la planificación, operación y protección del sistema eléctrico, entre otros (Guan et al., 2009).

Guan et al. (2009) también menciona que los impactos en el sistema eléctrico se dan principalmente de las siguientes maneras.

El impacto en la planificación del sistema eléctrico

Las principales tareas de la planificación de la red de distribución son estudiar la escala y la velocidad de desarrollo de la red de distribución; planificar y diseñar de acuerdo con el resultado de la previsión de carga en el período de planificación y la red de distribución existente y la estructura del marco; proponer un paquete de reformas mediante el análisis de los eslabones débiles de la red. De modo que todo el sistema eléctrico se realice de manera óptima y proporcione una energía confiable y de alta calidad para el desarrollo económico de la ciudad y el nivel de vida de las personas.

Sin embargo, la entrada y salida aleatoria de una gran cantidad de CC de la red aumenta la incertidumbre de la previsión de carga del sistema eléctrico, por lo que es difícil para los planificadores predecir con precisión el crecimiento de la carga prevista; la planificación de la red de distribución es un problema de programación dinámica, cuyos atributos están estrechamente relacionados con los nodos de la red de distribución. Los nodos de la red de distribución son muchos, el sistema aumenta una gran cantidad de nodos de generadores distribuidos, por lo que es más difícil encontrar el mejor programa de diseño de red de todas las estructuras posibles de la red.

El impacto en el flujo y la pérdida de potencia

El flujo de potencia es la herramienta más importante y básica para estudiar las operaciones, la planificación y el análisis de seguridad del sistema eléctrico. El flujo de potencia en la red de distribución radial tradicional es unidireccional desde la potencia hasta el usuario, pero las entradas de GD al sistema de distribución hacen que la estructura de la red cambie y el flujo de potencia no sea unidireccional desde la barra de la subestación hasta las cargas. Puede haber reflujos y cambios de tensión complejos. En consecuencia, el flujo de potencia de la red de distribución sufre ajustes posteriores.

Las pérdidas de la red dependen en gran medida del flujo de potencia, la generación distribuida afecta a la distribución del flujo de potencia y también es probable que afecte a las pérdidas de la red. La

generación distribuida puede aumentar o reducir las pérdidas, dependiendo de la ubicación, la capacidad de la generación distribuida y el tamaño relativo de la cantidad de carga, así como de la topología de la red y otros factores.

El impacto en la corriente de cortocircuito de la red eléctrica y el relé

Aunque hay relés de potencia instalados en el lado de la red de distribución en muchos casos, cuando la red de distribución funciona normalmente, no hay energía de red de inyección, pero cuando falla, habrá una corriente CC transitoria que inyectará energía a la red eléctrica, lo que aumentará el nivel de corriente de cortocircuito de los interruptores de la red de distribución y puede exceder el estándar. Como resultado, cuando se inyecta energía CC de alta potencia a la red eléctrica, es importante calcular y analizar con anticipación para determinar el nivel de impacto de CC en la corriente de cortocircuito de la red de distribución.

El 80% de las fallas son transitorias en la red de distribución, y los dispositivos de protección de relé ya existían temprano, cuyo diseño se basa en la estructura de la red radial de potencia única. Después de que se inyecta CC, la estructura cambiarán, de modo que cambiará el tamaño, la dirección y la duración de la corriente de cortocircuito.

2.3. CYME®

En cada proyecto será necesario conocer los modelos matemáticos de cada una de las tecnologías por emplear, debido a su forma de simular la integración en una red y para poder tomar las mejores decisiones en el planeamiento y expansión de los sistemas de potencia. La planificación de los sistemas eléctricos requerirá de herramientas computacionales que puedan simular con la potencia suficiente cada una de las tecnologías que se presenten (Gómez-Ramírez et al., 2021).

CYME se fundó en 1986 con la autorización para ofrecer soluciones de software de ingeniería energética de alta calidad a la industria eléctrica de todo el mundo. CYME fue clasificado internacionalmente como un proveedor de software de ingeniería energética de clase mundial durante un corto período de tiempo. Proporciona soluciones completas para ayudar a los consumidores a abordar sus requisitos de ingeniería más exigentes. CYME ofrece un conjunto integral de software y soluciones que abordan la mayoría de los aspectos del análisis de sistemas de energía de forma práctica. CYME está aprobado en muchos países de todo el mundo (Hamza and Bonneya, 2019).

2.4. Tarifas de generación distribuida ARESEP

En septiembre de 2023 ARESEP aprueba la metodología tarifaria para la generación distribuida, en respuesta a lo establecido en la Ley N.º 10086, según la Asamblea Legislativa de Costa Rica (2022), donde se le exigía a la ARESEP:

a) Fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, b) Tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido, c) Compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora, d) Reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN (tarifa t-der)

No obstante, estas tarifas han tenido una aceptación complicada por parte de los generadores distribuidos. A inicios del 2024 ARESEP se planteaba suspender estas tarifas, sin embargo, para septiembre del 2024, ARESEP anunció cambios en la metodología propuesta.

ARESEP (2024) señala que el cambio fundamental en las tarifas consiste en la definición de la variable de cobro por el concepto de “acceso a la red”. La tarifa de acceso es el monto máximo que la empresa distribuidora de energía eléctrica puede cobrar al generador distribuido por concepto de acceder a la red eléctrica cuando este tenga la necesidad de utilizarla. Por ejemplo, cuando el generador distribuido tenga muy poca autogeneración, ya sea por condiciones climáticas que no le favorecen o cuando necesite consumir más electricidad en un momento dado.

“Este tipo de tarifa no es un invento de la ARESEP, se encuentra establecida en la Ley No. 10086 para la Promoción y Regulación de Recursos Energéticos Distribuidos, y por mandato legal la entidad debe establecerla” indicó Eric Bogantes, Regulador General.

Capítulo 3

Requerimientos de los atributos para el modelado de la red

3.1. Recopilación de Información

En esta sección, se establecen los requisitos necesarios para el desarrollo exitoso del modelado de circuitos en el software CYME. Se toma de referencia un circuito real cuya ubicación y pertenencia para el desarrollo de este proyecto se mantendrá confidencial. Es importante recalcar que, para un buen desarrollo del modelado, es fundamental un registro del GIS detallado y preciso; sin esto no se podrá dar continuación al desarrollo de la importación de la información a CYME.

Esta sección se dividirá en partes, según los elementos de la red y el formato y atributos que se deben considerar para cada elemento que se agregue a la red. Los elementos por abarcar son: fuentes de alimentación, transformadores, reguladores, fusibles, seccionador, reclosers, nodos, secciones, entre otros elementos fundamentales.

Para cada elemento se ha elaborado una tabla resumen de los atributos que debe llevar cada uno. En la columna “Obligatorio” se indica si es de carácter obligatorio o no; además, viene acompañado de una simbología, uno o dos asteriscos, a la par de su condición. Un asterisco significa que fueron datos anotados según información obtenida del circuito, y doble asterisco significa que son atributos con ceros o en blanco, por falta de información en el mismo.

3.1.1. Nodos

Un nodo es un punto en el sistema donde convergen diferentes elementos en la red. Estos son esenciales para el análisis, ya que permiten representar la interconexión entre estos componentes.

Para cumplir con un formato aceptable para CYME, se debe contar con los siguientes atributos: se deben tener las coordenadas del nodo y la clasificación según su tensión, es decir, si es un nodo de media tensión (MT) o de baja tensión (BT). En el ID del Nodo se agrega su clasificación (MT o BT) y sus coordenadas, por ejemplo: BT_AEREA_123456_7890123456-7654321_987654321_LOAD. La palabra LOAD se agrega a aquellos nodos que tengan alguna carga y se añade para facilitar los tiempos de generación de reportes, pues se crea un filtro para solo aquellos nodos de baja tensión que tengan carga, tal y como lo señala la ARESEP.

Tabla 3.1: Atributos requeridos para los Nodos

Nombre	Obligatorio	Unidades	Descripción
NodeID	SÍ *	-	Etiqueta ID del nodo
CoordX	SÍ *	-	Coordenada X del nodo
CoordY	SÍ *	-	Coordenada Y del nodo
TagText	NO *	-	Texto a incluir en la caja
TagProperties	NO	-	Debería estar en cero por ahora
TagDeltaX	NO	-	Desplazamiento del eje X desde la posición del dispositivo
TagDeltaY	NO	-	Desplazamiento del eje Y desde la posición del dispositivo
TagAngle	NO	degrees	Ángulo en grados del texto de la etiqueta
TagAlignment	NO	-	0=Default, 1=Izquierda, 2=Centro, 3=Derecha
TagBorder	NO	-	0=Default, 1=Ninguno, 2=Rectángulo
TagBackground	NO	-	0=Default, 1=Transparente, 2=Opaco
TagTextColor	NO	-	Valor numérico que representa el color. Establezca en -1 para el color predeterminado
TagBorderColor	NO	-	Valor numérico que representa el color. Establezca en -1 para el color predeterminado
TagBackgroundColor	NO	-	Valor numérico que representa el color. Establezca en -1 para el color predeterminado
Tag_Location	NO	-	0=Estándar, 1=Primario, 2=Secundario, 3=Terciaria
TagFont	NO	-	Nombre de la fuente
TagTextSize	NO	-	Tamaño del texto
TagOffset	NO	-	Desplazamiento de la etiqueta
ZoneID	NO *	-	-
ExposedCircuitType	NO	-	0=Fijo, 1=Móvil
BusGap	NO	-	-
WorkingDistance	NO	-	-
UserDefinedFaultCurrent	NO	-	0 or 1
UserDefinedFaultCurrent	NO	-	-
ActivatePPECategoryMethod	NO	-	0 or 1
PPECategory	NO	-	-
Boundary	NO	-	-
OpeningTimeMode	NO	-	0=Default, 1=TCC, 2=Definido por el usuario
UserDefinedOpeningTime	NO	-	-
EnclosureHeight	NO	-	-
EnclosureWidth	NO	-	-
EnclosureDepth	NO	-	-

Continúa en la siguiente página

Nombre	Obligatorio	Unidades	Descripción
ElectrodeConfiguration	NO	-	0=VOA, 1=HOA, 2=VCB, 3=VCBB, 4=HCB
EnclosureType	NO	-	0=Deep, 1=Shallow
CoefficientA	NO	-	-
CoefficientB	NO	-	-
CoefficientC	NO	-	-
UserDefinedTimeConstant	NO	-	-
TimeConstant	NO	-	-
OverrideLFVoltageLimit	NO	-	-
OverrideHFVoltageLimit	NO	-	-
LowVoltageLimit	NO	-	-
LoadSheddingActive	NO	-	-
MaximumLoadShed	NO	-	-
ShedLoadCost	NO	-	-
UserDefinedBaseVoltage	NO **	-	-
Installation	NO *	-	0=Open Air, 1=Switch Gear, 2=MCC or Panel, 3=Cable, 4=LowVoltageSwitchgear, 5=MediumVoltageSwitchgear, 6=PanelBoard, 7=Other
RatedVoltage	NO	-	-
RatedCurrent	NO	-	-
ANSIAsymCurrent	NO	-	-
PeakCurrent	NO	-	-
Standard	NO	-	0=Undefined, 1=ANSI, 2=IEC, 3=UL, 4=BS, 5=BS1361, 6=BS3036, 7=BSSTD88, 8=DIN, 9=VFI
TestCircuitPowerFactor	NO	-	-

3.1.2. Head nodes

Son aquellos nodos que alimentan la red o nodos cabeceras de la red. Para cumplir con un formato aceptable para CYME, se debe contar con los siguientes atributos: ID del nodo, Coordenadas del nodo y clasificación según su voltaje.

Tabla 3.2: Atributos requeridos para los Head nodes

Nombre	Obligatorio	Unidades	Descripción
NodeID	SÍ *	-	Etiqueta ID del nodo
CoordX	SÍ *	-	Coordenada X del nodo
CoordY	SÍ *	-	Coordenada Y del nodo
TagText	NO *	-	Texto por incluir en la caja
TagProperties	NO	-	Debería estar en cero por ahora
<i>Continúa en la siguiente página</i>			

Nombre	Obligatorio	Unidades	Descripción
TagDeltaX	NO	-	Desplazamiento del eje X desde la posición del dispositivo
TagDeltaY	NO	-	Desplazamiento del eje Y desde la posición del dispositivo
TagAngle	NO	degrees	Ángulo en grados del texto de la etiqueta
TagAlignment	NO	-	0=Default, 1=Izquierda, 2=Centro, 3=Derecha
TagBorder	NO	-	0=Default, 1=Ninguno, 2=Rectángulo
TagBackground	NO	-	0=Default, 1=Transparente, 2=Opaco
TagTextColor	NO	-	"Valor numérico que representa el color. Establezca en -1 para el color predeterminado"
TagBorderColor	NO	-	"Valor numérico que representa el color. Establezca en -1 para el color predeterminado"
TagBackgroundColor	NO	-	"Valor numérico que representa el color. Establezca en -1 para el color predeterminado"
Tag_Location	NO	-	0=Estándar, 1=Primario, 2=Secundario, 3=Terciaria
TagFont	NO	-	Nombre de la fuente
TagTextSize	NO	-	Tamaño del texto
TagOffset	NO	-	Desplazamiento de la etiqueta
ZoneID	NO *	-	-
ExposedCircuitType	NO	-	0=Fijo, 1=Móvil
BusGap	NO	-	-
WorkingDistance	NO	-	-
UserDefinedFaultCurrent	NO	-	0 or 1
UserDefinedFaultCurrent	NO	-	-
ActivatePPECategoryMethod	NO	-	0 or 1
PPECategory	NO	-	-
Boundary	NO	-	-
OpeningTimeMode	NO	-	0=Default, 1=TCC, 2=Definido por el usuario
UserDefinedOpeningTime	NO	-	-
EnclosureHeight	NO	-	-
EnclosureWidth	NO	-	-
EnclosureDepth	NO	-	-
ElectrodeConfiguration	NO	-	0=VOA, 1=HOA, 2=VCB, 3=VCBB, 4=HCB
EnclosureType	NO	-	0=Deep, 1=Shallow
CoefficientA	NO	-	-
CoefficientB	NO	-	-

Continúa en la siguiente página

Nombre	Obligatorio	Unidades	Descripción
CoefficientC	NO	-	-
UserDefinedTimeConstant	NO	-	-
TimeConstant	NO	-	-
OverrideLFVoltageLimit	NO	-	-
OverrideHFVoltageLimit	NO	-	-
LowVoltageLimit	NO	-	-
LoadSheddingActive	NO	-	-
MaximumLoadShed	NO	-	-
ShedLoadCost	NO	-	-
UserDefinedBaseVoltage	NO **	-	-
Installation	NO *	-	0=Open Air, 1=Switch Gear, 2=MCC or Panel, 3=Cable, 4=LowVoltageSwitchgear, 5=MediumVoltageSwitchgear, 6=PanelBoard, 7=Other
RatedVoltage	NO	-	-
RatedCurrent	NO	-	-
ANSIAsymCurrent	NO	-	-
PeakCurrent	NO	-	-
Standard	NO	-	0=Undefined, 1=ANSI, 2=IEC, 3=UL, 4=BS, 5=BS1361, 6=BS3036, 7=BSSTD88, 8=DIN, 9=VFI
TestCircuitPowerFactor	NO	-	-

3.1.3. Líneas Desbalanceadas de Media Tensión Aéreas

Las líneas de distribución son los conductores físicos que transportan la energía eléctrica desde las subestaciones de distribución hasta los usuarios finales. Es importante recalcar que en distribución no se da transposición de líneas, por lo que se consideran desbalanceadas; asumir lo contrario estaría erróneo.

Los atributos que se deben considerar: el ID de la sección, el material y tamaño del conductor de la fase, el neutro y del hilo guarda, la geometría espacial de las líneas y la longitud.

Para el ID del cable de cada línea se coloca de la siguiente forma, según las características de la línea: “MT”_“Fase”:“Calibre de la fase”_“Material de la fase”_“Material del neutro”_“Calibre del Neutro”_“Material del hilo guarda”_“Calibre del hilo guarda”_“Geometría Espacial”_“N”. Por ejemplo, una línea de media tensión, perteneciente a la fase A (1), con un conductor material ACSR calibre 1/0 para la fase y un neutro con conductor material ACSR y calibre 2, esta línea no cuenta con hilo guarda, por lo que se agregan las siglas “NT” y tiene una configuración de geometría espacial clasificada como 7, tendría el siguiente ID de Equipo: BT_1/0_ACSR_ACSR_2_1_B: MT_A:1/0_ACSR_ACSR_2_NT_NT_7_N. Es importante tomar en cuenta que estos ID que se coloquen en el archivo de red, deben coincidir con el ID que se vaya a colocar en el archivo de equipo, en la sección de conductores.

3.1.4. Líneas Desbalanceadas de Baja Tensión Aéreas

Similares a las líneas de media tensión se requieren los siguientes atributos: el ID de la sección, la fase, el material y tamaño del conductor tanto de la fase como del neutro, la geometría espacial de las líneas y la longitud.

Para el ID del cable de cada línea se coloca de la siguiente forma según las características de la línea: “BT”_“Calibre de la fase”_“Material de la fase”_“Material del neutro”_“Calibre del Neutro”_“Geometría Espacial”_“Fase”. Por ejemplo, una línea de baja tensión, perteneciente a la fase B (2), con un conductor material ACSR calibre 1/0 para la fase y un neutro con conductor material ACSR y calibre 2 y tiene una configuración de geometría espacial clasificada como 1, tendría el siguiente ID de Equipo: BT_1/0_ACSR_ACSR_2_1_B.

Tabla 3.3: Atributos requeridos para las Líneas de Tensión

Nombre	Obligatorio	Descripción
SectionID	SÍ*	ID de la sección
DeviceNumber	NO*	-
DeviceStage	NO	Etapa del dispositivo
Flags	NO**	Uso interno solamente. No definir
InitFromEquipFlags	NO**	-
LineCableID	SÍ*	-
Length	SÍ*	Longitud
ConnectionStatus	NO*	0=Connected, 1=Disconnected, 2=ByPassed
NominalRatingA	NO**	-
NominalRatingB	NO**	-
NominalRatingC	NO**	-
FirstRatingA	NO**	-
FirstRatingB	NO**	-
FirstRatingC	NO**	-
SecondRatingA	NO**	-
SecondRatingB	NO**	-
SecondRatingC	NO**	-
ThirdRatingA	NO**	-
ThirdRatingB	NO**	-
ThirdRatingC	NO**	-
FourthRatingA	NO**	-
FourthRatingB	NO**	-
FourthRatingC	NO**	-
AmpacityDeratingFactor	NO**	-
CoordX	NO	Coordenada X
CoordY	NO	Coordenada Y
HarmonicModel	NO*	0=SeriesRL, 2=NominalPI, 3=DistTransposed, 4=DistTransposedSkinEffect, 5=Not used, 6=DistUntransposed, 7=IndividualSettings
TCCRepositoryID	NO	-
FlowConstraintActive	NO	-
FlowConstraintUnit	NO	0=Amp, 1=KW, 2=Kvar, 3=KVA
MaximumFlow	NO	-

3.1.5. Líneas Subterráneas

Las líneas subterráneas son conductores eléctricos instalados bajo tierra que transportan electricidad desde las subestaciones de distribución hasta los consumidores; estas se colocan en ductos subterráneos. Para el formato de las líneas subterráneas se requiere de: ID del objeto, material y tamaño del conductor tanto de la fase como del neutro, clasificación según su tensión (BT o MT), fase, la geometría espacial de las líneas y la longitud. Para el ID del cable se coloca exactamente de la misma manera que las líneas aéreas, excluyendo la parte del hilo guarda.

Tabla 3.4: Atributos requeridos para las Líneas Subterráneas

Nombre	Obligatorio	Descripción
SectionID	SÍ*	ID de la sección
DeviceNumber	NO*	-
DeviceStage	NO	Etapa del dispositivo
Flags	NO**	Uso interno solamente. No definir
InitFromEquipFlags	NO**	-
LineCableID	SÍ*	-
Length	SÍ*	Longitud
AmpacityDeratingFactor	NO*	-
CoordX	NO	Coordenada X
CoordY	NO	Coordenada Y
ConnectionStatus	NO*	0=Connected, 1=Disconnected, 2=ByPassed
HarmonicModel	NO*	0=SeriesRL, 2=NominalPI, 3=DistTransposed, 4=DistTransposedSkinEffect, 5=Not used, 6=DistUntransposed, 7=IndividualSettings
TCCRepositoryID	NO**	-
Amps	NO**	-
Amps_1	NO**	-
Amps_2	NO**	-
Amps_3	NO**	-
Amps_4	NO**	-
NumberOfCableInParallel	NO*	-
CTConnection	NO*	0=CTUndefined, 1=1N, 2=2N, 3=12
OperatingTemperature	NO*	-
Neutral1ID	NO	-
Neutral2ID	NO	-
Neutral3ID	NO	-
<i>Continúa en la siguiente página</i>		

Nombre	Obligatorio	Descripción
Neutral1Type	NO*	1=Source, 2=Transformer, 3/4=Not used, 5=Regulator, 6=Switch, 7=Sectionalizer, 8=Fuse, 9=Recloser, 10=Breaker, 11=LVCB, 12=Not used, 13=Not used, 14=Series Capacitor, 15=Series Reactor, 16=Shunt Capacitor, 17=Shunt Reactor, 18=Miscellaneous, 19=Arc Furnace, 20=CType Filter, 21=Double Tuned Filter, 22=High Pass Filter, 23=Ideal Converter, 24=Non Ideal Converter, 25=Frequency Source, 26=Not used, 27=Single Tuned Filter, 28=Conductor, 29=Cable, 30=Overhead Line, 31=Overhead Line Unbalanced, 32=Overhead spacing of conductor, 33=Induction Motor, 34=Synchronous Motor, 35=Induction Generator
Neutral2Type	NO*	Ver descripción "Neutral1Type"
Neutral3Type	NO*	Ver descripción "Neutral1Type"
FixedAmpacity	NO	-
CableLoadingAmpacity	NO	-
Temperature	NO	-
LoadFactor	NO	-
UseNetworkLoadFactor	NO	-
LossLoadFactor	NO	-
UseNetworkLossLoadFactor	NO	-
LaggingPhase	NO	0=None, 1=A, 2=B, 3=C, 4=AB, 5=AC, 6=BC, 7=ABC
ParticipationLoadingOptim	NO	-
ConductorMaxTemperature	NO	-
Height	NO**	-
DistanceBetweenConductors	NO*	-
CableConfiguration	NO*	0=FlatTouching, 1=FlatSpaced, 3=Custom
EarthResistivity	NO*	-
DuctMaterial	NO*	0=None, 1=MetallicNonMagnetic, 2=PVC, 3=MetallicMagnetic, 4=Fibre, 5=Asbestos, 6=Polyethylene, 7=Concrete, 8=Earthenware
ThermalInstallationID	NO*	-
DuctStandardSize	NO*	0=2Inches, 1=3Inches, 2=4Inches, 3=5Inches, 4=6Inches, 5=8Inches, 6=10Inches, 7=NonStandard
DuctInsideDiameter	NO*	-
DuctOutsideDiameter	NO*	-
MediumInDuct	NO**	0=Air, 1=Water, 2=Solid
DuctFillingThermalResistivity	NO*	-
BondingType	NO*	0=SinglePoint, 1=TwoPoints, 2=CrossBonded
BundleConfiguration	NO*	0=TrefoilABC, 1=PhaseBundled, 2=NotBundled, 3=TrefoilABCN
Transposed	NO**	-
<i>Continúa en la siguiente página</i>		

Nombre	Obligatorio	Descripción
CableSpacing	NO*	0=Even, 1=Uneven
MinorSectionLength	NO*	0=Unknown, 1=Equal, 2=CrossBonded
FlowConstraintActive	NO	-
FlowConstraintUnit	NO	0=Amp, 1=kW, 2=Kvar, 3=kVA
MaximumFlow	NO	-

3.1.6. Secciones

Las secciones de un sistema de potencia se refieren a las partes o tramos específicos en los que se divide el sistema de distribución. Las secciones ayudan a segmentar la red de distribución para mejorar su gestión, fiabilidad y eficiencia en la entrega de energía.

Para el modelado se deben considerar los siguientes atributos de las secciones: se debe tener identificado el nodo de donde proviene la sección y al nodo al que se dirige, el ID de la sección y la fase de la sección.

Tabla 3.5: Atributos requeridos para las Secciones

Nombre	Obligatorio	Descripción
SectionID	SÍ*	ID de la sección
FromNodeID	SÍ*	ID del primer nodo de la sección. No se asume orientación respecto al contenido de este campo. Si es una sección inicial para la topología, este campo debe establecerse en NULL.
FromNodeIndex	NO**	-
ToNodeID	SÍ*	ID del segundo nodo de la sección. No se asume orientación respecto al contenido de este campo.
ToNodeIndex	NO**	-
Phase	SÍ*	0=None, 1=A, 2=B, 3=C, 4=AB, 5=AC, 6=BC, 7=ABC
ZoneID	NO*	ID único para la zona
SubNetworkId	NO	La subred a la que pertenece la sección (cuando sea aplicable)

3.1.7. Transformadores

Los transformadores son los encargados de cambiar el tensión de un circuito. Estos pueden clasificarse como transformadores reductores, los cuales disminuyen el tensión y aumentan la corriente, haciéndolos ideales para suministrar energía a los hogares y empresas.

Los atributos que se deben considerar son: ID del transformador, fase del transformador, capacidad en kVA del transformador, tensión en el primario, tensión en el secundario, coordenadas del transformador, el ID del nodo del que proviene. Además, se debe conocer el tipo de transformador, y esto se puede señalar mediante una simbología que se propone más adelante en este capítulo.

Para el ID del equipo se propone el siguiente formato: “Fase”_ “Capacidad del transformador”_ “tensión en el primario”_KV_ “tensión en el secundario”_ “Simbología según el tipo de transformador”_ CT. El CT significa Center Tap, el cual se le agrega a los transformadores de toma central.

Tabla 3.6: Atributos requeridos para los Transformadores

Nombre	Obligatorio	Unidades	Descripción
SectionID	SÍ*	-	ID de la sección
Location	SÍ*	-	Ubicación del equipo. S=Source, L=Load, M=Middle
EqID	SÍ*	-	ID del equipo
DeviceNumber	SÍ*	-	Número del dispositivo
DeviceStage	NO	-	Etapas del dispositivo
Flags	NO**	-	Solo para uso interno. No definir.
InitFromEquipFlags	NO**	-	-
CoordX	NO	-	-
CoordY	NO	-	-
Conn	NO*	-	Conexión. 0=Yg_Yg, 1=D_Yg, 2=D_D, 3=Y_Y, 4=DO_DO, etc.
PrimTap	NO*	%	Ajuste del tap
SecondaryTap	NO*	%	-
RgPrim	NO**	Ω	Resistencia de tierra primaria
XgPrim	NO**	Ω	Reactancia de tierra primaria
RgSec	NO**	Ω	Resistencia de tierra secundaria
XgSec	NO**	Ω	Reactancia de tierra secundaria
ODPrimPh	NO*	-	Fase primaria YO_DO. 0=AB, 1=BC, 2=CA, 3=None
PrimaryBaseVoltage	NO**	KV	Para forzar el tensión del sistema primario a un valor específico
SecondaryBaseVoltage	NO**	KV	Para forzar el tensión del sistema secundario a un valor específico
FromNodeID	NO*	-	ID de la sección principal en la configuración normal
SettingOption	NO	-	Opción de ajuste. 0=Fixed Tap Primary, etc.
SetPoint	NO	-	-
ControlType	NO	%	0=VoltagePercent, 1=Voltage120V, 2=ReactivePower
LowerBandwidth	NO	%	Tolerancia
UpperBandwidth	NO	-	Tolerancia
TapLocation	NO	-	1=Primary, 2=Secondary, 3=Tertiary
InitialTapPosition	NO	-	Posición inicial del tap
InitialTapPositionMode	NO	-	1=Fixed, 2=Last Load Flow Position
Tap	NO	-	Posición del tap
MaxBuck	NO	%	Capacidad máxima de buck
MaxBoost	NO	%	Capacidad máxima de boost
CT	NO	Amps	Valor nominal del CT primario

Continúa en la siguiente página

Nombre	Obligatorio	Unidades	Descripción
PT	NO	Vprim/Vsec	PT ratio (V primary / V secondary)
Rset	NO	Volts	Ajuste de R
Xset	NO	Volts	Ajuste de X
Zset	NO	Volts	Ajuste de Z
EnableFHP	NO	-	-
FirstHouseHigh	NO	Volts	-
FirstHouseLow	NO	Volts	-
FirstHouseLowDeadBand	NO	Volts	-
FirstHouseHighDeadBand	NO	Volts	-
PhaseON	NO	-	Control On. 0=None, 1=A, 2=B, 3=C, etc.
AtSectionID	NO	-	ID del nodo del punto central de carga
MasterID	NO	-	ID de sección del dispositivo de control o NULL si el dispositivo es esclavo
FaultIndicator	NO*	-	Para indicar falla mediante una señal. 0=No Fault Indicator, 1=Visual Fault Indicator, etc.
PhaseShiftType	NO*	-	0=0 deg, 1=330 deg, 2=300 deg, etc.
GammaPhaseShift	NO**	-	-
CTPhase	NO*	-	1=AB, 2=BC, 3=CA
PrimaryComerGroundedPh	NO*	-	0=None, 1=A, 2=B, etc.
SecondaryComerGroundedPh	NO*	-	0=None, 1=A, 2=B, etc.
ConnectionStatus	NO*	-	0=Connected, 1=Disconnected, 2=ByPassed
TCCRepositoryID	NO	-	-
Reversible	NO*	-	-

3.1.8. Bancos de Transformadores

Los bancos de transformadores en una red eléctrica son conjuntos de dos o más transformadores que están conectados en paralelo o en serie para cumplir funciones específicas de transformación de voltaje. Tienen varias ventajas, como su mayor confiabilidad y manejo de tensiones altos. Estos bancos son cruciales para adaptar los niveles de tensión en diferentes partes de la red eléctrica, lo que permite transmitir y distribuir la electricidad de manera eficiente y segura.

Tabla 3.7: Atributos requeridos para los Bancos de Transformadores

Nombre	Obligatorio	Unidades	Descripción
SectionID	YES*		Etiqueta de identificación de la sección
Location	YES*		Ubicación del equipo. 0=Middle, 1=From, 2=To
DeviceNumber	YES*		Identificar este equipo en la red
DeviceStage	NO		Etapas del dispositivo

Continúa en la siguiente página

Nombre	Obligatorio	Unidades	Descripción
Flags	NO**		Uso interno solamente. Dejar sin definir.
InitFromEquipFlags	NO**		
CoordX	NO		
CoordY	NO		
PhaseTransformerID1	YES/NO*		*Se requiere al menos una fase
PhaseTransformerID2	YES/NO*		
PhaseTransformerID3	YES/NO*		
CenterTap_Phase	YES*		0=None, 1=A, 2=B, 3=C, 4=AB, 5=AC, 6=BC, 7=ABC
PrimaryRg	NO**	Ω	
PrimaryXg	NO**	Ω	
SecondaryRg	NO**	Ω	
SecondaryXg	NO**	Ω	
FeedingNode	NO*		
Connection	NO*		Conexión. 0=Yg_Yg, 1=D_Yg, 2=D_D, 3=Y_Y, 4=DO_DO, 5=YO_DO, 6=Yg_D, 7=D_Y, 8=Y_D, 9=Yg_Y, 10=Y_Yg, 11=Yg_Zg, 12=D_Zg, 13=Zg_Yg, 14=Zg_D, 15=Yg_CT, 16=D_CT, 17=Yg_DCT, 18=D_DCT, 19=Y_DCT, 20=DO_DOCT, 21=YO_DOCT, 22=DO_YO, 23=Yg_Dn, 24=Y_Dn, 25=D_Dn, 26=Zg_Dn, 27=Dn_Yg, 28=Dn_Y, 29=Dn_D, 30=Dn_Dn, 31=Dn_Zg, 32=T_T, 33=T_Tg, 99=EquipConnection
PrimaryBaseVoltage	NO**	KV	
SecondaryBaseVoltage	NO**	KV	
PhaseshiftType	NO*		0=0 deg, 1=330 deg, 2=300 deg, 3=270 deg, 4=240 deg, 5=210 deg, 6=180 deg, 7=150 deg, 8=120 deg, 9=90 deg, 10=60 deg, 11=30 deg
GammaPhaseShift	NO**		
ConnectionStatus	NO*		0=Connected, 1=Disconnected, 2=ByPassed
PrimaryCornerGroundedPh	NO*		0=None, 1=A, 2=B, 3=C, 4=AB, 5=AC, 6=BC, 7=ABC
SecondaryCornerGroundedPh	NO*		0=None, 1=A, 2=B, 3=C, 4=AB, 5=AC, 6=BC, 7=ABC
PrimaryTapSettingA	NO*	%	
SecondaryTapSettingA	NO*	%	
PrimaryTapSettingB	NO*	%	
SecondaryTapSettingB	NO*	%	
<i>Continúa en la siguiente página</i>			

Nombre	Obligatorio	Unidades	Descripción
PrimaryTapSettingC	NO*	%	
SecondaryTapSettingC	NO*	%	

3.1.9. Fusibles

Los fusibles son dispositivos de protección diseñados para interrumpir el flujo de corriente cuando supere un nivel de energía específico. Los atributos que se requieren para los fusibles son: ID de la sección, tipo de fusible, el ID del equipo, tensión con el que trabaja el fusible, fase y nodo del que proviene. Para la configuración del ID del equipo se sugiere el siguiente formato: FUSE_“Voltaje”, por ejemplo: FUSE_34.5_KV, para un fusible que trabaja a una tensión de 34.5 KV. Se debe realizar el ajuste de las curvas de los fusibles y de su ampacidad.

Tabla 3.8: Atributos requeridos para los Fusibles

Nombre	Obligatorio	Unidades	Descripción
SectionID	SÍ*	-	Etiqueta de identificación de la sección
Location	SÍ*	-	Ubicación del equipo. 0=Middle, 1=From, 2=To
EqID	SÍ*	-	Etiqueta del equipo
DeviceNumber	SÍ*	-	Identificar este equipo en la red
DeviceStage	NO	-	Etapas del dispositivo
Flags	NO**	-	Uso interno solamente. Dejar indefinido.
InitFromEquipFlags	NO**	-	-
CoordX	NO	-	-
CoordY	NO	-	-
ClosedPhase	NO*	-	Fase a la que está conectado el equipo. 0=None, 1=A, 2=B, 3=C, 4=AB, 5=AC, 6=BC, 7=ABC
Locked	NO**	-	Para indicar si el interruptor está bloqueado
RC	NO**	-	Control remoto
NStatus	NO**	-	Estado normal. 0=Normally Closed, 1=Normally Opened
TCCID	NO*	-	ID de configuración asignada a este dispositivo en el programa CYMTCC
PhPickup	NO**	Amps	Corriente de disparo de fase
GrdPickup	NO**	Amps	Corriente de disparo de tierra
Alternate	NO**	-	Usar las clasificaciones alternativas
PhAltPickup	NO**	Amps	Corriente de disparo de fase alternativa
GrdAltPickup	NO**	Amps	Corriente de disparo de tierra alternativa
FromNodeID	NO*	-	ID de la sección principal en la configuración normal

Continúa en la siguiente página

Nombre	Obligatorio	Unidades	Descripción
FaultIndicator	NO*	-	Para indicar una falla a través de una señal. 0=No Fault Indicator, 1=Visual Fault Indicator, 2=Remote Fault Indicator
Strategic	NO*	-	0 o 1
RestorationMode	NO*	-	0=Restoration_Bidirectional, 1=Restoration_Unidirectional_From, 2=Restoration_Unidirectional_To
ConnectionStatus	NO*	-	0=Connected, 1=Disconnected, 2=ByPassed
TCCRepositoryID	NO	-	-
ByPassOnRestoration	NO**	-	-
Reversible	NO*	-	-

3.1.10. Reguladores

Los reguladores son equipos utilizados para mantener estable la tensión dentro de un rango específico. Para este equipo se requieren los siguientes atributos: ID del regulador, debe indicar si es de media tensión o de baja tensión; también se debe considerar el ID del equipo, fase, sección a la que pertenece y el nodo del que proviene.

Tabla 3.9: Atributos requeridos para los Reguladores

Nombre	Obligatorio	Unidades	Descripción
SectionID	SÍ*	-	Identificación de la sección
Location	SÍ*	-	Ubicación del equipo. S=Source, L=Load, M=Middle
EqID	SÍ*	-	Identificación del equipo
DeviceNumber	SÍ*	-	Identificar este equipo en la red
DeviceStage	NO	-	Etapas del dispositivo
Flags	NO**	-	Solo para uso interno. Déjalo indefinido.
InitFromEquipFlags	NO**	-	-
CoordX	NO	-	-
CoordY	NO	-	-
PhaseON	NO*	-	0=None, 1=A, 2=B, 3=C, 4=AB, 5=AC, 6=BC, 7=ABC
MaxBuck	NO*	%	Buck máximo permitido
MaxBoost	NO*	%	Boost máximo permitido
CT	NO*	Amps	CT primary rating
PT	NO*	Vprim/Vsec	PT Ratio (Vprimary/Vsecondary)
SettingOption	NO*	-	0/L=LOAD CENTER, 1/R=R-X SETTINGS, 2/F=FIXED TAP, 3/T=REGULATOR TERMINAL, 4/P=PythonScript, 5/Z=Z SETTINGS

Continúa en la siguiente página

Nombre	Obligatorio	Unidades	Descripción
AtSectionID	NO*	-	ID del LOAD CENTER (Node ID). Necesario solo si la opción de configuración es LOAD CENTER.
VsetA	NO*	Volts	Configuración del regulador, fase A, si se selecciona LOAD CENTER o terminal REGULATOR, de lo contrario ingresar 0
VsetB	NO*	Volts	Configuración del regulador, fase B, si se selecciona LOAD CENTER o terminal REGULATOR, de lo contrario ingresar 0
VsetC	NO*	Volts	Configuración del regulador, fase C, si se selecciona LOAD CENTER o terminal REGULATOR, de lo contrario ingresar 0
RsetA	NO**	Volts	Configuración R del regulador, fase A, si se selecciona R-X SETTINGS, de lo contrario ingresar 0
RsetB	NO**	Volts	Configuración R del regulador, fase B, si se selecciona R-X SETTINGS, de lo contrario ingresar 0
RsetC	NO**	Volts	Configuración R del regulador, fase C, si se selecciona R-X SETTINGS, de lo contrario ingresar 0
XsetA	NO**	Volts	Configuración X del regulador, fase A, si se selecciona R-X SETTINGS, de lo contrario ingresar 0
XsetB	NO**	Volts	Configuración X del regulador, fase B, si se selecciona R-X SETTINGS, de lo contrario ingresar 0
XsetC	NO**	Volts	Configuración X del regulador, fase C, si se selecciona R-X SETTINGS, de lo contrario ingresar 0
ZsetA	NO**	Volts	Configuración Z del regulador, fase A, si se selecciona Z SETTINGS, de lo contrario ingresar 0
ZsetB	NO**	Volts	Configuración Z del regulador, fase B, si se selecciona Z SETTINGS, de lo contrario ingresar 0
ZsetC	NO**	Volts	Configuración Z del regulador, fase C, si se selecciona Z SETTINGS, de lo contrario ingresar 0
BandWidthA	NO*	Volts	Configuración del ancho de banda del regulador, fase A
BandWidthB	NO*	Volts	Configuración del ancho de banda del regulador, fase B
BandWidthC	NO*	Volts	Configuración del ancho de banda del regulador, fase C

Continúa en la siguiente página

Nombre	Obligatorio	Unidades	Descripción
TapA	NO**	-	Configuración de tap del regulador en fase A, si se selecciona FIXED TAP, de lo contrario ingresar 0
TapB	NO**	-	Configuración de tap del regulador en fase B, si se selecciona FIXED TAP, de lo contrario ingresar 0
TapC	NO**	-	Configuración de tap del regulador en fase C, si se selecciona FIXED TAP, de lo contrario ingresar 0
Conn	NO*	-	Conexión. 0=Yg, 1=Y, 2=Delta, 3=OpenDelta, 4=ClosedDelta, 5=Zg, 6=CT, 7=Dg, 8=T, 9=Tg, 99=UndefinedConnection
Lagging	NO**	-	Retraso
FromNodeID	NO*	-	ID de la sección principal en la configuración normal
ReverseSensingMode	NO*	-	Modo inverso. 0=Bi-Directional, 1=Locked Forward, 2=Locked Reverse, 3=Neutral Idle, 4=No Reverse Mode, 5=Reverse Idle, 6=Reactive Bi-Directional, 7=CoGeneration, 8=ReverseCoGeneration, 9=BiasCoGeneration, 10=BiasBiDirectional, 11=AutoDetermination
RevThreshold	NO*	%	Umbral inverso
BiasCoGenerationAltMode	NO*	-	Modo inverso. Ver descripción ReverseSensingMode"
TapLimitTimer	NO*	-	-
RevVsetA	NO*	Volts	Configuración inversa de tensión del regulador, fase A. Si se selecciona LOAD CENTER o terminal REGULATOR, de lo contrario ingresar 0
RevVsetB	NO*	Volts	Configuración inversa de tensión del regulador, fase B. Si se selecciona LOAD CENTER o terminal REGULATOR, de lo contrario ingresar 0
RevVsetC	NO*	Volts	Configuración inversa de tensión del regulador, fase C. Si se selecciona LOAD CENTER o terminal REGULATOR, de lo contrario ingresar 0
RevRsetA	NO**	Volts	Configuración inversa R del regulador, fase A, si se selecciona R-X SETTINGS, de lo contrario ingresar 0

Continúa en la siguiente página

Nombre	Obligatorio	Unidades	Descripción
RevRsetB	NO**	Volts	Configuración inversa R del regulador, fase B, si se selecciona R-X SETTINGS, de lo contrario ingresar 0
RevRsetC	NO**	Volts	Configuración inversa R del regulador, fase C, si se selecciona R-X SETTINGS, de lo contrario ingresar 0
RevXsetA	NO**	Volts	Configuración inversa X del regulador, fase A, si se selecciona R-X SETTINGS, de lo contrario ingresar 0
RevXsetB	NO**	Volts	Configuración inversa X del regulador, fase B, si se selecciona R-X SETTINGS, de lo contrario ingresar 0
RevXsetC	NO**	Volts	Configuración inversa X del regulador, fase C, si se selecciona R-X SETTINGS, de lo contrario ingresar 0
RevZsetA	NO**	Volts	Configuración inversa Z del regulador, fase A, si se selecciona Z SETTINGS, de lo contrario ingresar 0
RevZsetB	NO**	Volts	Configuración inversa Z del regulador, fase B, si se selecciona Z SETTINGS, de lo contrario ingresar 0
RevZsetC	NO**	Volts	Configuración inversa Z del regulador, fase C, si se selecciona Z SETTINGS, de lo contrario ingresar 0
RevBandWidthA	NO*	Volts	Configuración de ancho de banda inversar del regulador, fase A
RevBandWidthB	NO*	Volts	Configuración de ancho de banda inversar del regulador, fase B
RevBandWidthC	NO*	Volts	Configuración de ancho de banda inversar del regulador, fase C
EnableFHP	NO**	-	-
FirstHouseLow	NO*	Volts	-
FirstHouseHigh	NO*	Volts	-
FirstHouseLowDeadBand	NO*	-	-
FirstHouseHighDeadBand	NO*	-	-
FaultIndicator	NO*	-	Indica fallos a través de una señal. 0=No Fault Indicator, 1=Visual Fault Indicator, 2=Remote Fault Indicator
ConnectionStatus	NO*	-	0=Connected, 1=Disconnected, 2=ByPassed
ByPassOnRestoration	NO**	-	-
PythonDeviceScriptID	NO	-	-
Reversible	NO*	-	-

3.1.11. Recloser

Los reclosers son dispositivos de protección utilizados en las redes eléctricas para interrumpir y restablecer automáticamente el flujo de electricidad después de detectar una falla temporal, como un cortocircuito o una sobrecarga.

Los atributos requeridos para los reclosers son: ID de la sección, ID del equipo, capacidad nominal, fase y nodo del que proviene. También, se debe realizar el ajuste de la coordinación de protecciones y de la potencia nominal.

Tabla 3.10: Atributos requeridos para los Reclosers

Nombre	Obligatorio	Unidades	Descripción
SectionID	SÍ*		Etiqueta de identificación de la sección
Location	SÍ*		Ubicación del equipo. S=Source, L=Load, M=Middle
EqID	SÍ*		Etiqueta del equipo
DeviceNumber	NO*		Identificar este equipo en la red
DeviceStage	NO		Etapas del dispositivo
Flags	NO**		Solo para uso interno. Dejarlo indefinido.
InitFromEquipFlags	NO**		Solo para uso interno. Dejarlo indefinido.
CoordX	NO		
CoordY	NO		
ClosedPhase	NO*		0=None, 1=A, 2=B, 3=C, 4=AB, 5=AC, 6=BC, 7=ABC
Locked	NO**		Indicar si el interruptor está bloqueado.
RC	NO**		Control remoto.
NStatus	NO*		Estado normal. 0=Normally Closed, 1=Normally Opened
TCCID	NO*		ID de configuración dado a este dispositivo en el programa CYMTCC
PhPickup	NO*	Amps	Corriente de activación de fase
GrdPickup	NO*	Amps	Corriente de activación de tierra
Alternate	NO**		Utilizar las calificaciones alternativas.
PhAltPickup	NO**	Amps	Corriente de activación alternativa de fase
GrdAltPickup	NO**	Amps	Corriente de activación alternativa de tierra
FromNodeID	NO*		ID de la sección principal en la configuración normal
EnableReclosing	NO*		Habilitar el esquema de reenganche (0 por defecto o 1)
FaultIndicator	NO*		Indicar fallas mediante señal. 0=No Fault Indicator, 1=Visual Fault Indicator, 2=Remote Fault Indicator
EnableFuseSaving	NO*		0 = No y 1 = Sí.

Continúa en la siguiente página

Nombre	Obligatorio	Unidades	Descripción
MinRatedCurrentForFuseSav	NO**		Corriente nominal mínima para el ahorro de fusibles
Automated	NO*		0 = No y 1 = Sí.
SensorMode	NO*		Modo del sensor. 0=Both, 1=From, 2=To
Strategic	NO*		0 o 1
RestorationMode	NO*		0=Restoration_Bidirectional, 1=Restoration_Unidirectional_From, 2=Restoration_Unidirectional_To
ConnectionStatus	NO*		0=Connected, 1=Disconnected, 2=ByPassed
TCCRepositoryID	NO		
TCCRepositoryAlternateID1	NO		
TCCRepositoryAlternateID2	NO		
TCCRepositoryAlternateID3	NO		
TCCRepositoryAlternateID4	NO		
TCCRepositoryAlternateID5	NO		
TCCRepositoryAlternateID6	NO		
TCCRepositoryAlternateID7	NO		
TCCRepositoryAlternateID8	NO		
TCCRepositoryAlternateID9	NO		
TCCRepositoryAlternateID10	NO		
IntellirupterTCCRepositoryID	NO		
ByPassOnRestoration	NO**		
Reversible	NO*		
TccSettingsSelection	NO**		

3.1.12. Seccionamientos

Los seccionamientos en una red eléctrica son interrupciones o divisiones estratégicas de la red, para controlar y aislar partes del sistema eléctrico cuando es necesario realizar trabajos de mantenimiento, reparaciones, o en situaciones de emergencia como fallas en la red.

Los atributos requeridos para los seccionamientos son: ID del Seccionamiento, Capacidad de Potencia, Fase y Nodo del que proviene. También se debe realizar el ajuste de la capacidad de potencia.

Tabla 3.11: Atributos requeridos para los Recloser

Nombre	Obligatorio	Unidades	Descripción
SectionID	SÍ*		Etiqueta de identificación de la sección
Location	SÍ*		Ubicación del equipo. S=Source, L=Load, M=Middle
EqID	SÍ*		Etiqueta del equipo
DeviceNumber	SÍ*		Identificar este equipo en la red
<i>Continúa en la siguiente página</i>			

Nombre	Obligatorio	Unidades	Descripción
DeviceStage	NO		Etapas del dispositivo
Flags	NO**		Uso interno solamente. Dejar indefinido.
InitFromEquipFlags	NO**		
CoordX	NO		
CoordY	NO		
ClosedPhase	NO*		0=None, 1=A, 2=B, 3=C, 4=AB, 5=AC, 6=BC, 7=ABC
Locked	NO**		Para indicar si el interruptor está bloqueado.
RC	NO**		Control remoto.
NStatus	NO**		Estado normal. 0=Normally Closed, 1=Normally Opened
PhPickup	NO**	Amps	Corriente de disparo de fase
GrdPickup	NO**	Amps	Corriente de disparo de tierra
Alternate	NO**		Usar las clasificaciones alternativas.
PhAltPickup	NO**	Amps	Corriente de disparo de fase alternativa
GrdAltPickup	NO**	Amps	Corriente de disparo de tierra alternativa
FromNodeID	NO*		ID de la sección principal en la configuración normal
FaultIndicator	NO*		Para indicar falla mediante una señal. 0=No Fault Indicator, 1=Visual Fault Indicator, 2=Remote Fault Indicator
Automated	NO*		0 = No y 1 = Sí.
SensorMode	NO*		0=Both, 1=From, 2=To
Strategic	NO*		0 o 1
RestorationMode	NO*		0=Restoration_Bidirectional, 1=Restoration_Unidirectional_From, 2=Restoration_Unidirectional_To
ConnectionStatus	NO*		0=Connected, 1=Disconnected, 2=ByPassed
ByPassOnRestoration	NO**		
PhaseActuatingCurrent	NO*		
GroundActuatingCurrent	NO*		
DeadlineCurrent	NO*		
NbCountToLockout	NO*		
ResetTime	NO*		
EnableGroundCurrentSens	NO**		
Reversible	NO*		

3.1.13. Fuentes

Las fuentes son aquellos puntos que alimentan la red, como subestaciones o plantas de generación: su representación es fundamental, ya que permite identificar los puntos de suministro de la red. Los atributos requeridos para la fuente son: el ID de la fuente, el ID del dispositivo de la fuente, el nodo de la fuente y el ID del alimentador o de la subestación.

Tabla 3.12: Atributos requeridos para las Fuentes de Alimentación

Nombre	Obligatorio	Unidades	Descripción
SourceID	SÍ*		ID de la fuente en la base de datos del equipo
DeviceNumber	NO*		ID del dispositivo de la fuente
NodeID	SÍ*		ID del nodo de la fuente
NetworkID	SÍ*		ID del alimentador o ID de la subestación de esta fuente
OperatingVoltageA	NO*	kVLN	Tensión de operación
OperatingVoltageB	NO*	kVLN	Tensión de operación
OperatingVoltageC	NO*	kVLN	Tensión de operación
UseSecondLevelImpedance	NO**		Usar impedancia de segundo nivel
SinglePhaseCenterTap	NO**		Tap central monofásico
CenterTapPhase	NO*		0=None, 1=A, 2=B, 3=C, 4=AB, 5=AC, 6=BC, 7=ABC

3.1.14. Grupo Térmico

El grupo térmico es la información de cómo los conductores están ubicados en los ductos subterráneos. Para esto se requiere el ID de la instalación térmica.

Tabla 3.13: Atributos requeridos para los grupos térmicos

Nombre	Obligatorio	Descripción
ThermalInstallationID	YES*	ID de la instalación térmica
Color	NO**	Color
EarthResistivity	NO*	Resistividad de la tierra
NativeSoilThermal	NO*	Resistividad térmica del suelo nativo
AmbientTemperature	NO*	Temperatura ambiente
DuctBankID	NO*	ID del banco de ductos
DefaultDuctMaterial	NO*	0=None, 1=MetallicNonMagnetic, 2=PVC, 3=MetallicMagnetic, 4=Fibre, 5=Asbestos, 6=Polyethylene, 7=Concrete, 8=Earthenware
DefaultMediumInDuct	NO*	0=Air, 1=Water, 2=Solid
DefaultDuctFillingThermal	NO*	Resistividad térmica del relleno del ducto predeterminado
Depth	NO*	Profundidad
DepthReference	NO*	0=EarthToTop, 1=EarthToMiddle, 2=EarthToBottom
DuctBankThermalResistivity	NO*	Resistividad térmica del banco de ductos

3.1.15. Posición de los cables

La posición de los cables es fundamental para las impedancias; esta información es utilizada en las librerías de CYME, y se requiere solamente el número del dispositivo.

Tabla 3.14: Atributos requeridos para la posición de los cables

Nombre	Obligatorio	Descripción
DeviceNumber	YES*	Número de dispositivo
DuctNumber	YES*	Número de conducto
CablePhase	NO*	0=A, 1=B, 2=C, 3=ABC, 4=N1, 5=N2, 6=N3
CoordX	NO**	Coordenada X del cable
CoordY	NO**	Coordenada Y del cable

Observaciones importantes:

- Todas las columnas que no sean necesarias para CYME deberán eliminarse, esto para tener la información depurada y ordenada, además de evitar que el programa cometa errores o se confunda al procesar la información.
- Se debe tener el registro de los calibres tanto de la fase como del neutro, no se puede asumir un calibre sin tener ninguna certeza ya que esto podría inducir al error.
- En caso de no existir hilo guarda en todo el circuito, es recomendable para la distribuidora tomar la iniciativa de implementar este tipo de protección, pues el hilo guarda es un componente que proporciona protección contra descargas eléctricas, aumenta la seguridad de las personas y equipos, reduce interferencias electromagnéticas, y prolonga la vida útil de los dispositivos eléctricos. Además, su uso es a menudo requerido por normativas de seguridad.
- Se debe tener un registro detallado de la geometría espacial entre líneas ya que puede afectar el comportamiento de las líneas bajo diversas condiciones de carga, lo que es crucial para mantener la estabilidad y el rendimiento del sistema eléctrico.

Capítulo 4

Modelado de un circuito en CYME®

Una vez recolectada y depurada la información, se puede continuar con el siguiente paso, que consiste en el desarrollo del modelado en el software CYME®. El software utiliza tres bases de datos principales para guardar los datos de los equipos, de la red y de las cargas. Los estudios se guardan en archivos separados, no en una sola base de datos.

4.1. Base de Datos de Red

La base de datos de red debe contener todos los atributos explicados anteriormente en el capítulo 3; se deben considerar las conexiones de las secciones, los conductores, los tipos de equipos utilizados, los ajustes de los equipos individuales, las cargas, la información y coordenadas de líneas, nodos, secciones y transformadores, entre otros detalles explicados a continuación.

Además, se debe contar con los archivos de cargas y de equipo. El archivo de cargas se compone, como su nombre lo dice, de las cargas del circuito y la sección a la que pertenece; por otro lado, la base de datos de equipo contiene la información de las librerías de CYME, donde se encuentra la información eléctrica de los equipos.

4.2. Flujo de Carga

El flujo de carga es un cálculo fundamental en el análisis de sistemas eléctricos de potencia. Tiene como objetivo determinar el estado operativo de un sistema de energía bajo condiciones normales o previstas. El flujo de carga ayuda a analizar la distribución de la energía eléctrica en una red, considerando factores como generación, consumo y pérdidas.

El software CYME ofrece varios algoritmos para redes equilibradas y no equilibradas. En el caso de las redes no equilibradas, se pueden aplicar métodos como el de caída de tensión o Newton-Raphson (que requiere módulos específicos del software). Para redes equilibradas, se emplean métodos distintos como Gauss-Seidel o Fast Decoupled.

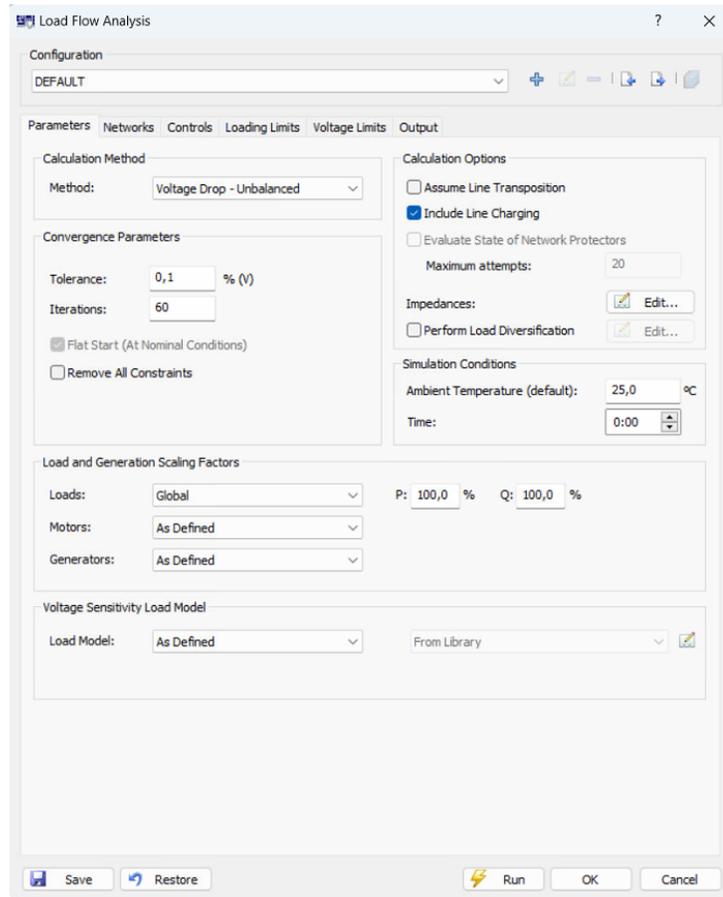
Para el desarrollo del primer objetivo, primeramente, se importaron las bases de datos a CYME y, una vez importadas, se corrió un flujo de carga; al seleccionar el comando, apareció un cuadro de diálogo con seis pestañas.

- Parámetros del análisis de flujo de carga: incluye factores de ajuste para la carga o la generación.

- Redes: selecciona las redes para el análisis de flujo de carga marcando o desmarcando las casillas junto a cada nombre.
- Controles: ajusta temporalmente capacitores, reguladores, transformadores, generadores y motores sin cambiar su configuración en la red. Bloquea estados de capacitores y bancos de shunt, y elige la operación de cambios de toma en transformadores, como "Tomas Infinitas", fijando posiciones para estabilizar el voltaje.
- Límites de carga: define umbrales para evitar la sobrecarga, eligiendo entre cinco niveles de calificación, como nominal, verano o invierno, y establece límites según la situación actual. También selecciona la calificación de los dispositivos de protección, y aplica factores de límite de carga para condiciones operativas específicas como Nominal y Emergencia.
- Límites de voltaje: configura límites para tensiones altas o bajas, aplicándolos al sistema completo o por tipo de consumidor. Los límites pueden definirse globalmente o por rango de voltaje, resaltando en azul los valores seleccionados en las tablas, y permitiendo identificar posibles sobretensiones o subtensiones, sin que afecten los cálculos.
- Opciones de salida: configura las opciones de visualización para los resultados, generando informes automáticos y cuadros de estado que resumen los parámetros usados y destacan posibles sobrecargas o problemas de tensión en el análisis.

Es importante recordar que en distribución las líneas no se transponen; el análisis se ejecutó tal y como se muestra en la figura 4.1.

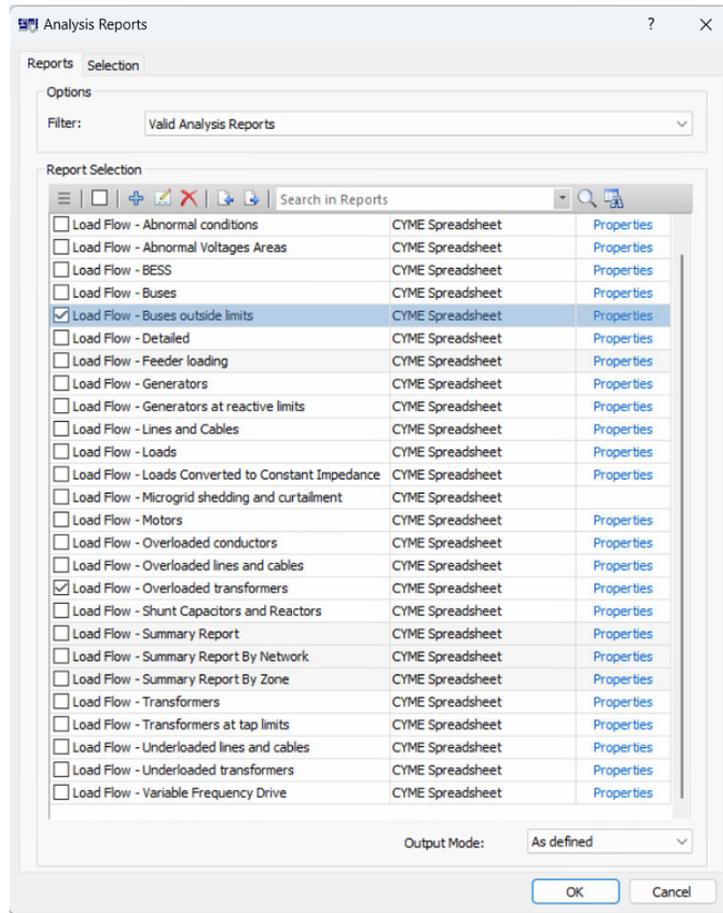
Figura 4.1: Flujo de Carga en CYME



Fuente: Elaboración propia por medio del software CYME (2024)

Luego de que se corrió, se revisaron los reportes del flujo de carga para los transformadores sobrecargados y buses fuera de límite, para analizar aquellos transformadores y nodos que se encontraran sobrecargados.

Figura 4.2: Reportes de Flujo de Carga en CYME

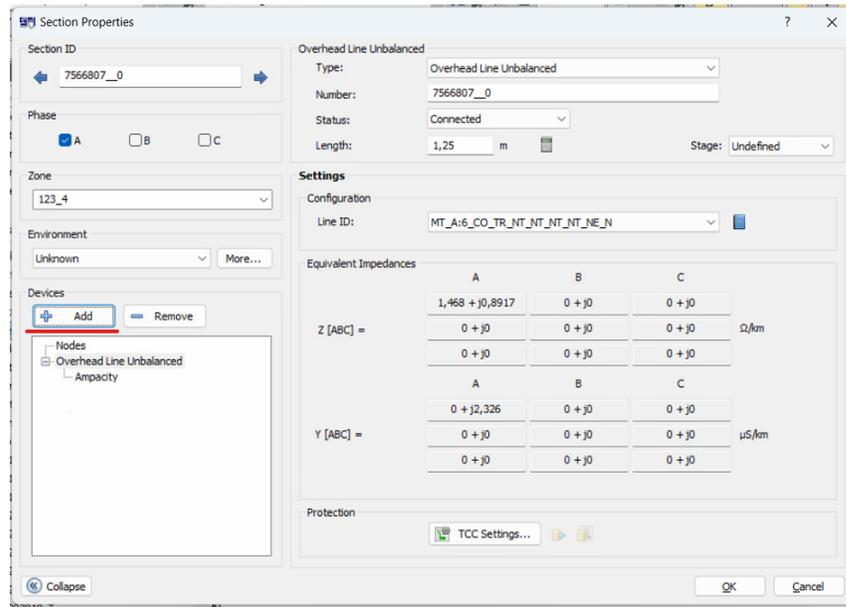


Fuente: Elaboración propia por medio del software CYME (2024)

4.2.1. Transformadores Sobrecargados

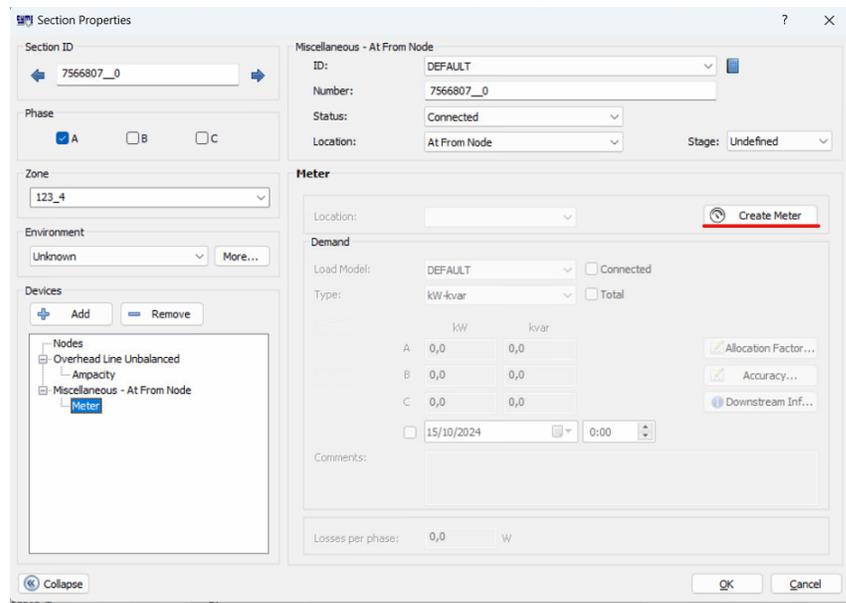
En el caso de los transformadores sobrecargados, se localizó cada uno, y a la línea que lo alimenta se le colocó un medidor de la capacidad del transformador. Se seleccionó la línea y se desplegó la información de esta; se seleccionó en agregar la opción Otro (Miscellaneous).

Figura 4.3: Primer paso para colocar medidores en CYME



Fuente: Elaboración propia por medio del software CYME (2024)

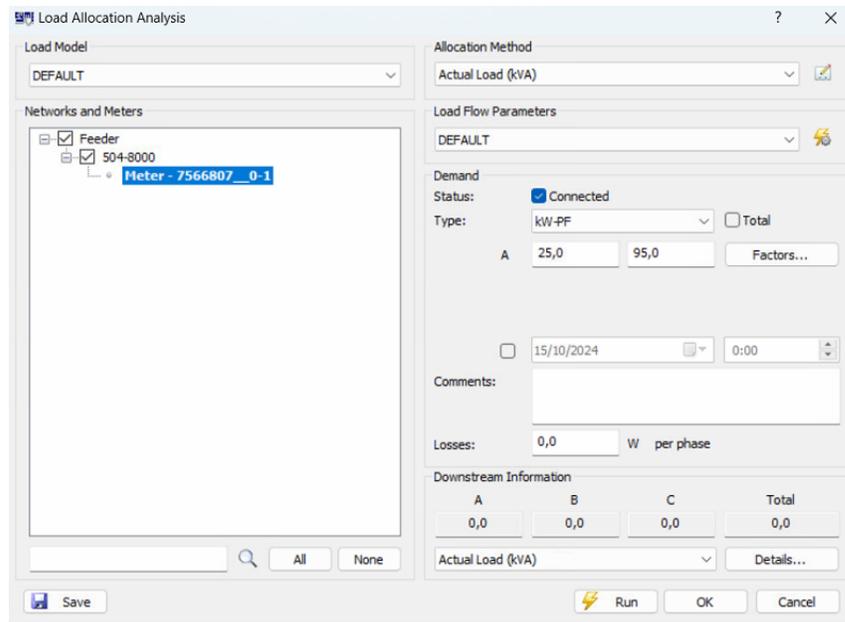
Figura 4.4: Segundo paso para colocar medidores en CYME



Fuente: Elaboración propia por medio del software CYME (2024)

Mediante el comando de Distribución de Carga se configuró el medidor, para que el transformador se ajustara a la carga que se deseaba.

Figura 4.5: Distribución de Carga en CYME

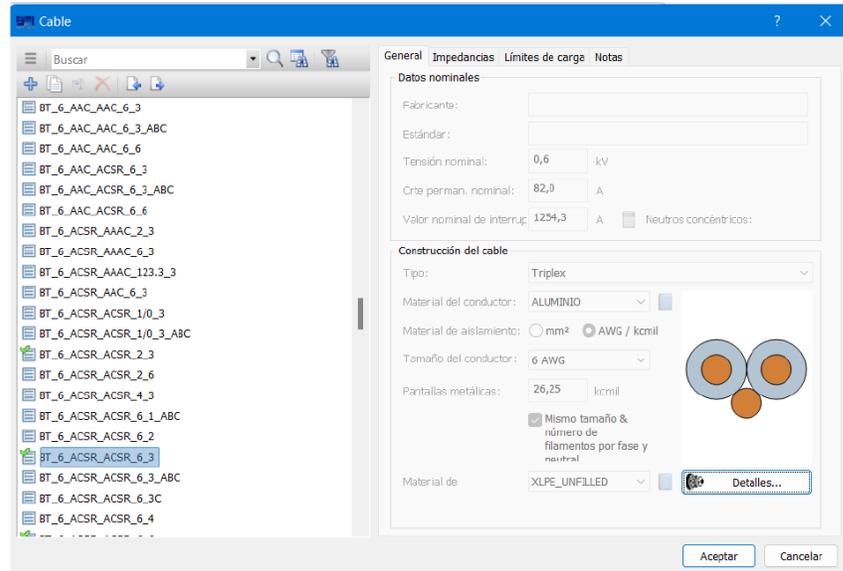


Fuente: Elaboración propia por medio del software CYME (2024)

4.2.2. Conductores Sobrecargados

Mediante los reportes generados con el análisis de carga de flujo, se evaluó la capacidad de carga de cada conductor en comparación con su carga actual, ofreciendo información clave para gestionar y optimizar la red. Mediante el reporte de conductores, se logró identificar aquellos conductores sobrecargados y configurar su calibre para que tuvieran una mayor capacidad (ver figura 4.6).

Figura 4.6: Configuración de conductores sobrecargados en CYME



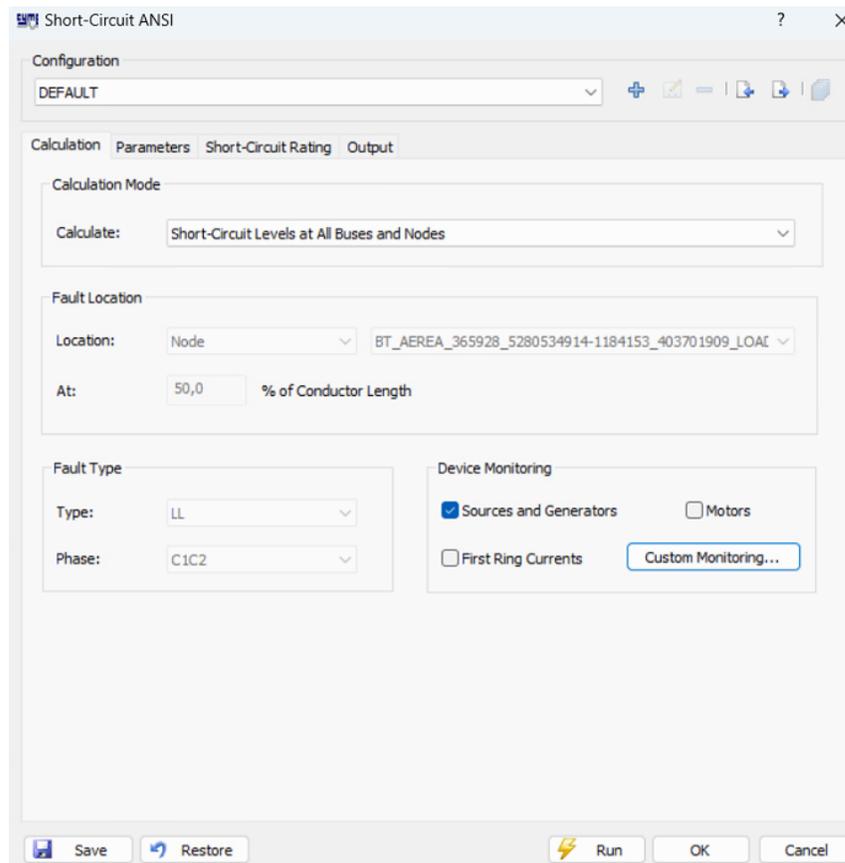
Fuente: Elaboración propia por medio del software CYME (2024)

4.3. Análisis de Cortocircuito

El análisis de cortocircuito en un sistema de potencia es un estudio crucial, que se realiza para determinar las corrientes que circulan por la red eléctrica cuando ocurre una falla, como un cortocircuito. Este análisis permite identificar las magnitudes de corriente que se generan en diferentes puntos del sistema y es fundamental para el diseño, protección y operación segura de la red. Los análisis de cortocircuito hechos por CYME son con base en la norma ANSI C37.01, según los tipos de operación que se explicaron en el marco teórico de este proyecto.

Para obtener el análisis de cortocircuito del circuito, se utilizó el comando de Cortocircuito ANSI, se seleccionó por network en la sección de Custom Monitoring; además, en este paso se configuró para que el circuito se calculara en todos los buses y nodos.

Figura 4.7: Análisis de cortocircuito en CYME

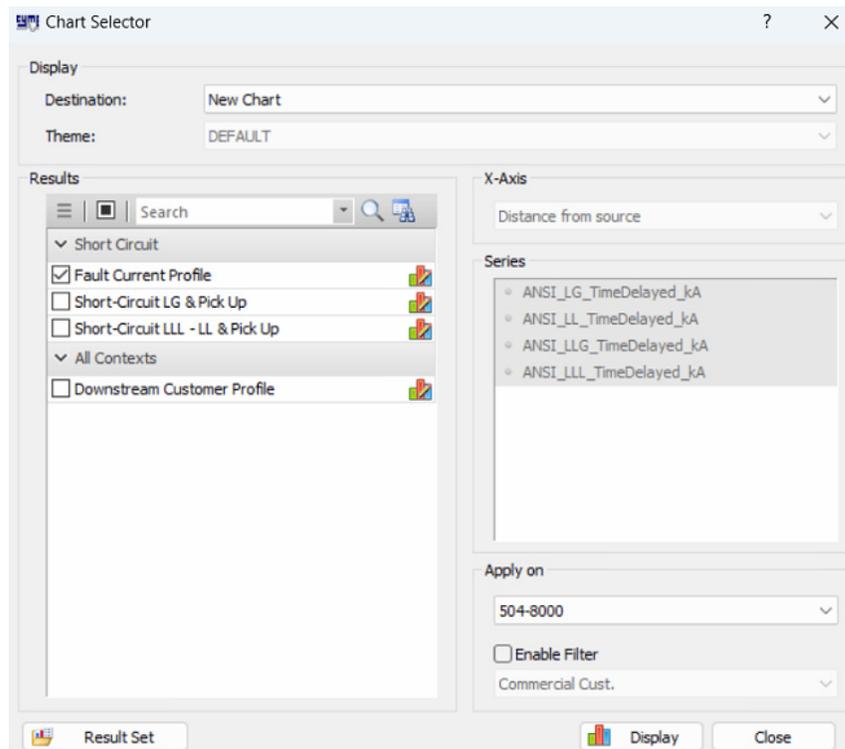


Fuente: Elaboración propia por medio del software CYME (2024)

En la ventana de diálogo de Cortocircuito ANSI aparecen cuatro pestañas:

- **Cálculo:** permite al usuario configurar el modo de cálculo y realizar un análisis de cortocircuito en toda la red. También ofrece la opción de analizar una falla en un solo bus y seleccionar niveles de cortocircuito en todos los buses y nodos. Al utilizar el método de "Niveles de cortocircuito en todos los buses y nodos", la función de "Monitoreo de dispositivos" muestra las corrientes que llegan a ciertos dispositivos durante diversas fallas, lo que ayuda a evaluar el impacto de la generación distribuida, como paneles solares o turbinas eólicas, en el sistema durante situaciones de falla.
- **Parámetros:** el usuario puede elegir los parámetros del análisis de cortocircuito conforme a la norma ANSI, incluidos los tipos de carga y la opción de incluir o no las contribuciones de otros equipos. La opción "Duty Type" permite seleccionar tipos definidos en la norma ANSI C37.010. Al elegir niveles de cortocircuito en todos los buses y nodos, se selecciona automáticamente "Todos los tipos de servicio" como única opción disponible.
- **Calificación de Cortocircuito:** el usuario puede establecer límites de cortocircuito y tensión según los tipos de equipos, lo que ayuda a identificar condiciones anormales.
- **Salida:** este cuadro de diálogo permite personalizar las opciones para mostrar resultados en informes, etiquetas y descripciones emergentes (tooltips). El usuario debe elegir una configuración de análisis del menú desplegable, para definir las opciones de informes.

Figura 4.8: Configuración de gráficos de cortocircuito en CYME

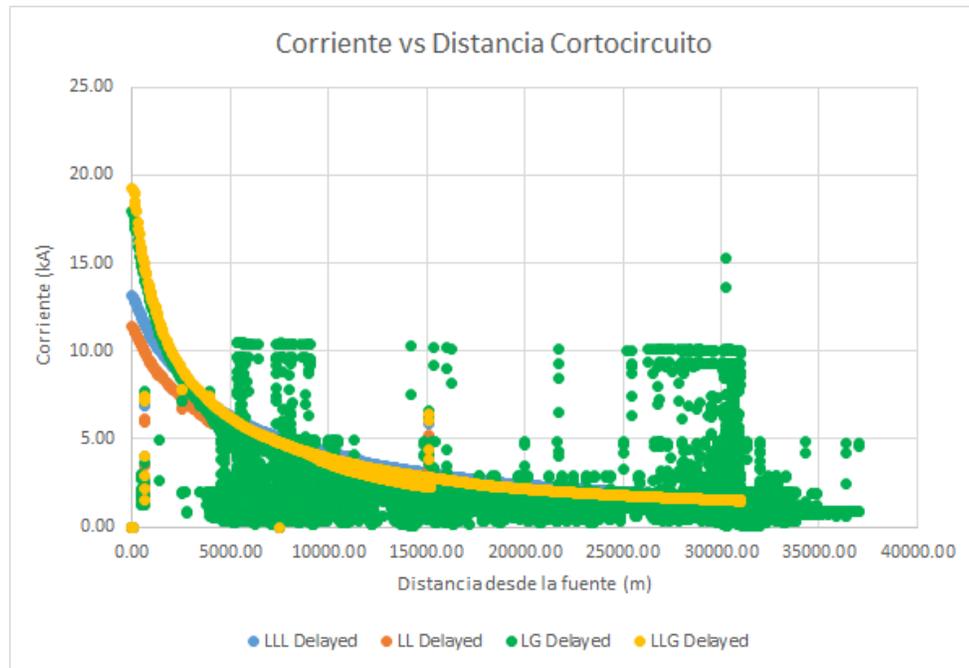


Fuente: Elaboración propia por medio del software CYME (2024)

Resultados

Con el comando de Gráficos, se logró obtener los siguientes gráficos para el análisis de cortocircuito.

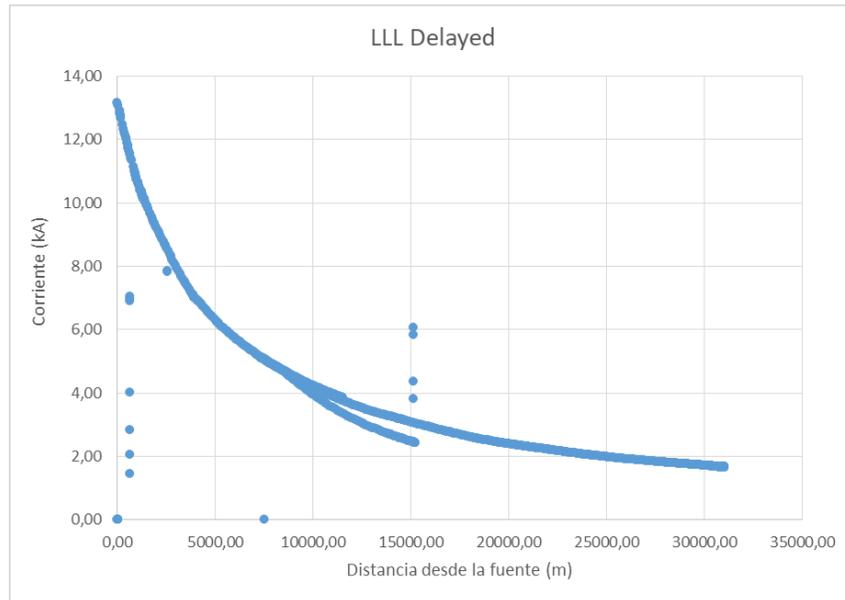
Figura 4.9: Gráfico de Fallas Asimétricas



Fuente: Elaboración propia por medio de Excel (2024)

En el gráfico anterior se muestran las cuatro tipos de fallas más comunes, las cuales se comentaron en el marco teórico. Todas las corrientes de falla disminuyen significativamente en los primeros 5000 metros desde la fuente, debido al incremento de la impedancia con la distancia. A mayor distancia, la corriente disminuye, pero sigue siendo significativa para ciertos tipos de falla, en especial las fallas trifásicas.

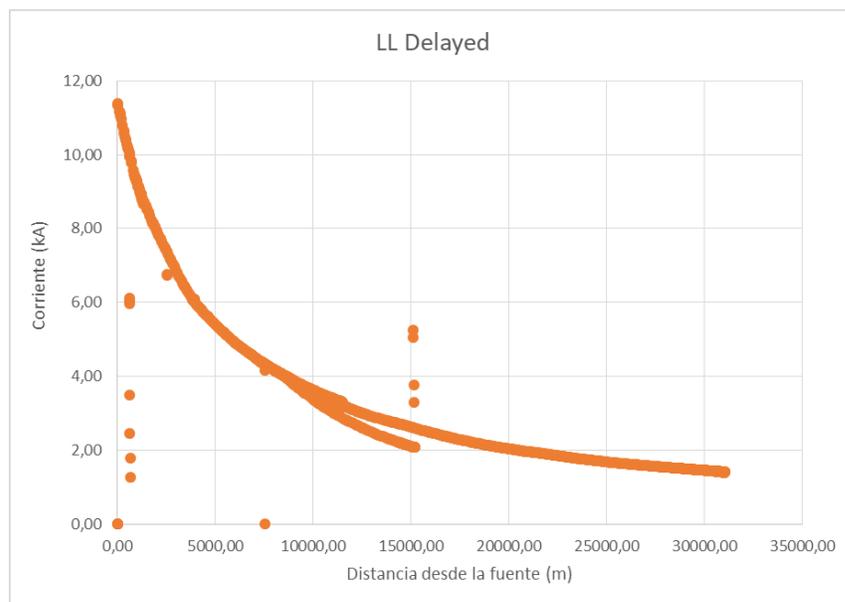
Figura 4.10: Gráfico de falla de cortocircuito trifásica



Fuente: Elaboración propia por medio de Excel (2024)

Esta falla presenta corrientes elevadas cerca de la fuente, y disminuye rápidamente con la distancia. Generalmente, las fallas trifásicas son las más severas, pero aquí parece que la corriente de pico en cortocircuito es menor que en las fallas LLG, lo cual podría deberse a los parámetros de la red o a una limitación en la propagación de esta corriente a medida que la distancia aumenta.

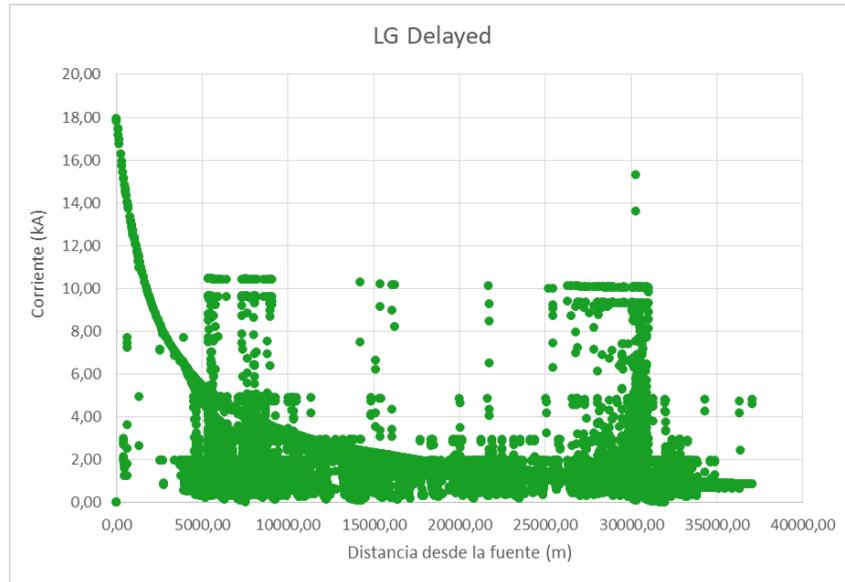
Figura 4.11: Gráfico de falla de cortocircuito bifásica



Fuente: Elaboración propia por medio de Excel (2024)

Se observa una corriente de falla moderada, mayor que la de LG, pero menor que la de LLG. Su tendencia es similar a las demás, decreciendo con la distancia, aunque se observa que alcanza valores más bajos y se estabiliza a distancias menores, en comparación con LLG.

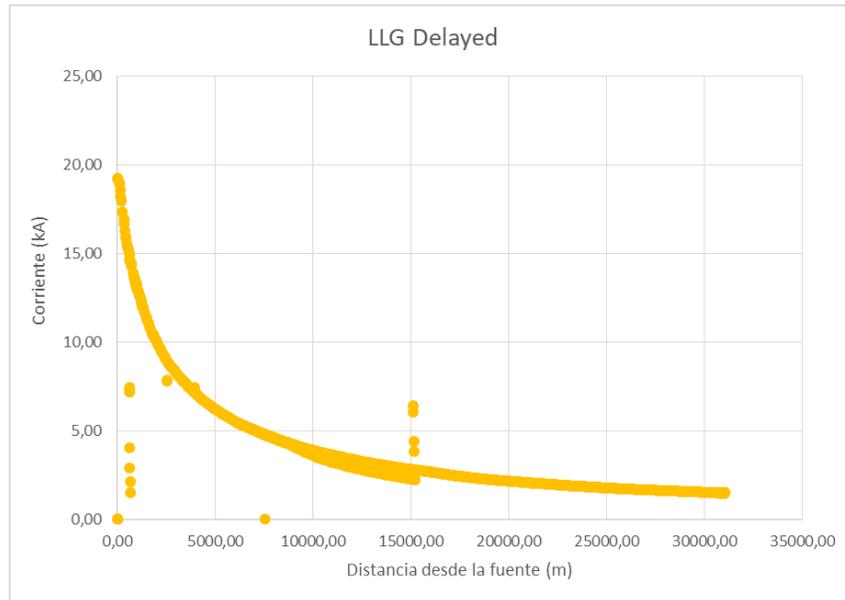
Figura 4.12: Gráfico de falla de cortocircuito monofásica a tierra



Fuente: Elaboración propia por medio de Excel (2024)

Hay una alta dispersión en los valores de corriente, que puede ser atribuida a la variabilidad de los puntos de falla y las condiciones de la red en diferentes ubicaciones. Cerca de la fuente, algunas fallas pueden alcanzar valores moderadamente altos (de hasta 8-10 kA), pero la mayoría se mantiene en niveles más bajos. La curva verde muestra puntos distribuidos de manera inconsistente en distancias intermedias y largas, con valores de corriente que fluctúan entre menos de 5 kA y hasta valores cercanos a 15 kA en algunos casos. Este comportamiento irregular es típico de las fallas monofásicas a tierra, y puede deberse a factores como el tipo de tierra y las condiciones específicas de la red.

Figura 4.13: Gráfico de falla de cortocircuito bifásica a tierra

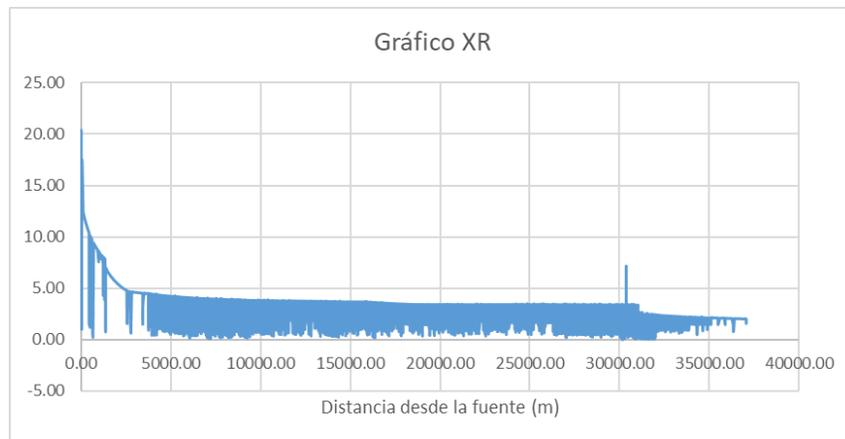


Fuente: Elaboración propia por medio de Excel (2024)

Se muestra una corriente de pico particularmente elevada en las cortas distancias, lo cual concuerda con el análisis previo de que las fallas LLG tienen un impacto severo, incluso mayor que las fallas trifásicas en ciertos escenarios. Esta curva mantiene valores más altos que las otras curvas a lo largo de casi toda la distancia, sugiriendo que este tipo de falla es el más crítico y potencialmente dañino a lo largo de la red.

También se obtuvo un gráfico X/R, para lograr observar la magnitud y forma de las corrientes de cortocircuito.

Figura 4.14: Gráfico de relación X/R de cortocircuito

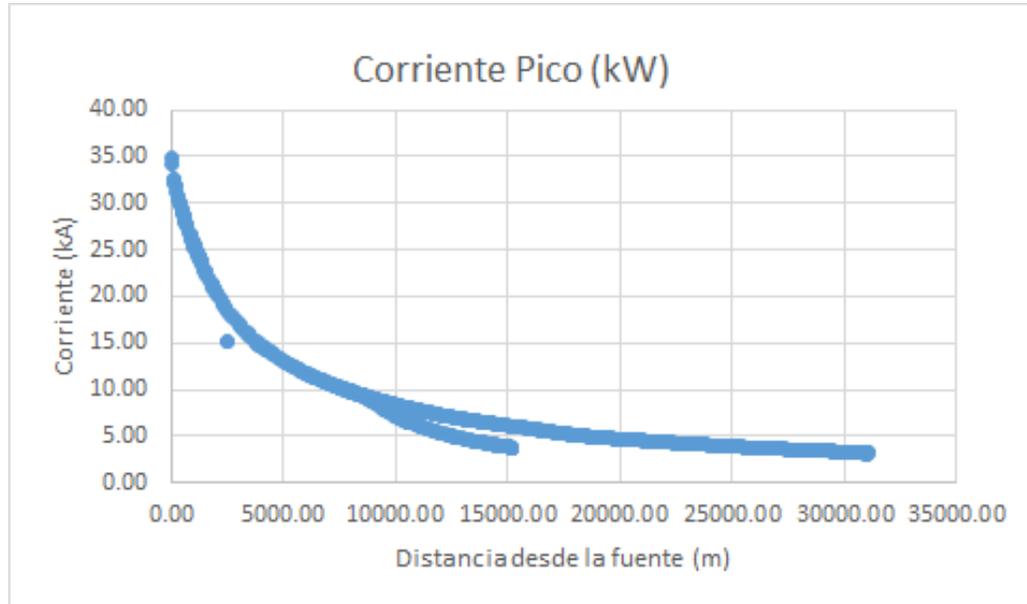


Fuente: Elaboración propia por medio de Excel (2024)

En la zona inicial del gráfico, la relación X/R comienza con valores bastante altos, indicando que al inicio de la falla que la reactancia es mucho mayor que la resistencia. A medida que el sistema evoluciona, la relación X/R disminuye rápidamente, lo que sugiere que la parte resistiva comienza a tener más influencia

o que los efectos transitorios disminuyen. Posteriormente, la curva se estabiliza en valores bajos, lo que indica que el sistema ha alcanzado un estado más estable.

Figura 4.15: Gráfico de Corriente Pico de cortocircuito



Fuente: Elaboración propia por medio de Excel (2024)

La corriente de pico disminuye rápidamente a medida que la distancia desde la fuente aumenta, lo que sugiere una relación inversa, probablemente exponencial o de tipo logarítmico. Después de aproximadamente los 15,000 metros, la corriente se estabiliza y disminuye mucho más lentamente, alcanzando valores alrededor de los 5 kA. La corriente de pico comienza en un valor alto cercano a los 35-40 kA en la distancia 0, lo cual se va reduciendo significativamente en las primeras etapas. Este comportamiento es típico en sistemas de transmisión de corriente o en la propagación de una descarga, donde la corriente decrece al alejarse de la fuente debido a la resistencia y otras pérdidas del sistema.

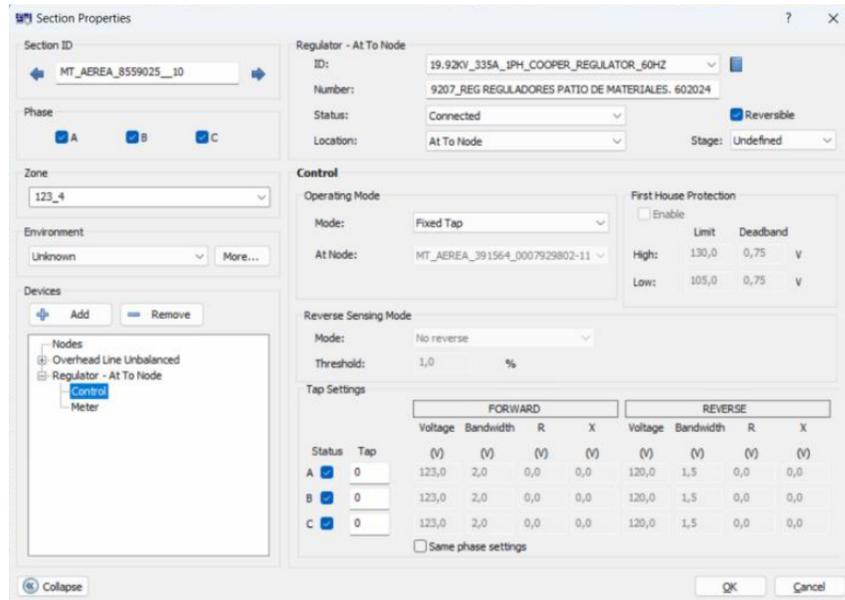
Los valores utilizados para desarrollar estos gráficos fueron brindados por el departamento de transmisión del proveedor del circuito.

4.4. Análisis de la capacidad de integración

Con este análisis, se evaluó la capacidad de generación o de recepción de carga del sistema, sin comprometer la confiabilidad del sistema ni la calidad de la energía. El módulo de Análisis de Capacidad de Integración de CYME cuenta con varios parámetros ajustables similares a los criterios establecidos por ARESEP. Para el desarrollo de este análisis se separó Media tensión de Baja tensión, por lo que se realizaron reportes separados.

Antes de comenzar con los análisis, se configuraron los reguladores para que no ajustaran automáticamente su posición para cambiar la tensión de la red, sino que se mantuvieran con un ajuste fijo. Esto se hizo en las propiedades del regulador, en la parte de modo.

Figura 4.16: Configuración de los reguladores en CYME

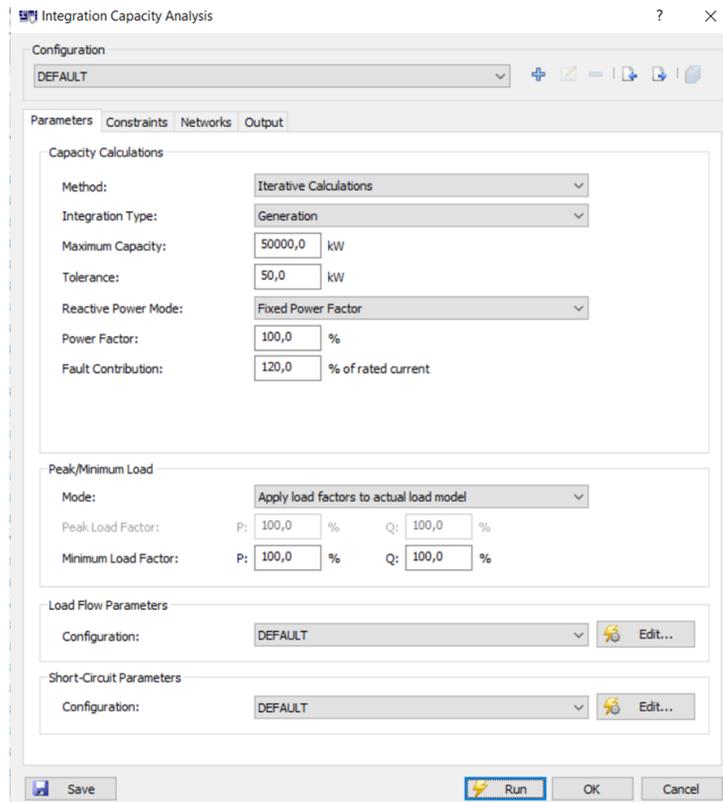


Fuente: Elaboración propia por medio del software CYME (2024)

4.4.1. Gran Escala

Para este análisis, primeramente, se seleccionó el módulo de Análisis de Capacidad de Integración, se configuraron los parámetros, se ajustó la capacidad máxima a 50 000 kW, tomando en cuenta que es un estudio a nivel de gran escala, se configuró la tolerancia a 50 kW, el factor de carga mínima se configuró a 100 %, se asumió que las cargas se encontraban ajustadas; esto se configuró de esta manera para que tomara el 100 % de la carga importada, se configuró el factor de potencia a 100 . Con esto el programa brindó el DER, y la contribución de corriente de cortocircuito se ajustó a 120 %, según lo establecido por el reglamento de ARESEP, que dice que un generador puede contribuir con hasta un 120 % de su corriente nominal.

Figura 4.17: Configuración de análisis de capacidad de integración Gran Escala



Fuente: Elaboración propia por medio del software CYME (2024)

En la sección de restricciones (constraints) se configura según los criterios impuestos por la ARESEP, en la sección de restricciones sobre la ubicación de la integración, recordando que a gran escala solo se ejecuta para nodos trifásicos, y se configuró como se muestra en la figura 4.18.

Figura 4.18: Configuración de restricciones sobre la ubicación de la integración para Gran Escala

Integration Location Constraints	
Ignore locations based on filters	No filter selected
Include Sections on Main Line only	No
Ignore Three-Phase Sections	No
Ignore Two-Phase Sections	Yes
Ignore Single-Phase Sections	Yes
Ignore Sections Downstream of Fuses	No
Ignore Low Voltage Locations	Yes
Medium Voltage / Low Voltage Threshold	1,00 kVLL

Fuente: Elaboración propia por medio del software CYME (2024)

Carga Térmica

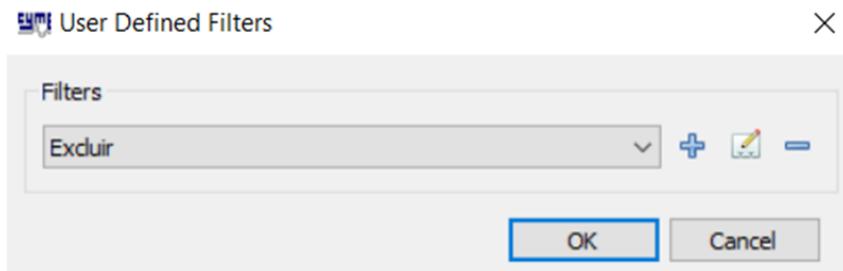
Para las restricciones de carga térmica (Thermal Loading), se aplicó un filtro "excluir" para excluir todos los reclosers y fusibles, debido a que no se cuenta con la capacidad, por lo que se le indicó al filtro que excluyera todos los IDs que contuvieran las letras R o F. En la figura 4.19 se muestra la configuración que se utilizó para la carga térmica.

Figura 4.19: Configuración de las restricciones de la carga térmica a Gran Escala



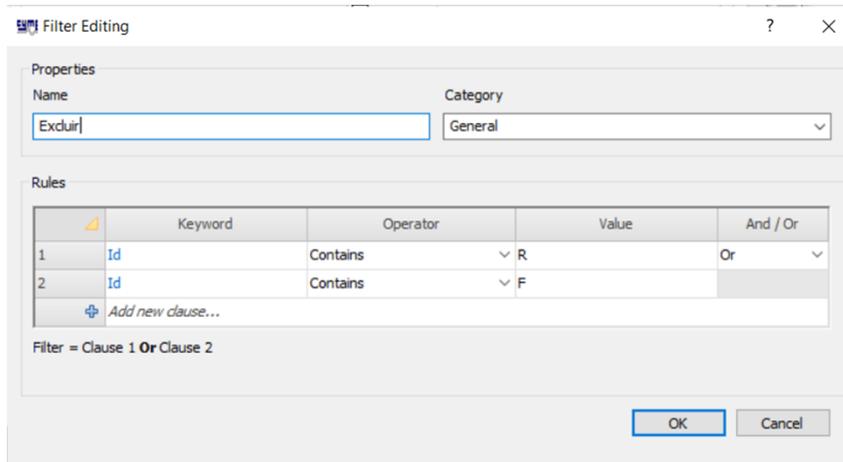
Fuente: Elaboración propia por medio del software CYME (2024)

Figura 4.20: Paso 1: Creación del filtro para la exclusión de los Reclosers y Fusibles



Fuente: Elaboración propia por medio del software CYME (2024)

Figura 4.21: Paso 2: Creación del filtro para la exclusión de los Reclosers y Fusibles



Fuente: Elaboración propia por medio del software CYME (2024)

Tensiones Anormales

Se configuraron las restricciones de los tensiones anormales (Abnormal Voltages) para que fueran posibles definirlos por el usuario, para poder ajustar los límites de sobretensión a 105 %, ya que la Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica (2023) establece que no se puede sobre pasar el 5 % de la tensión nominal.

Figura 4.22: Configuración de las restricciones de los tensiones anormales para Gran Escala

Abnormal Voltages	
Abnormal Voltage Limits	User Defined ▾
Under-Voltage Limit	1,0 %
Over-Voltage Limit	105,0 %
Lock Discrete Controls	Yes ▾
Lock Existing Generation Controls	Yes ▾
Allow under-voltage conditions on nodes based on filter	No filter selected 
Allow over-voltage conditions on nodes based on filter	No filter selected 

Fuente: Elaboración propia por medio del software CYME (2024)

Variación de Voltaje

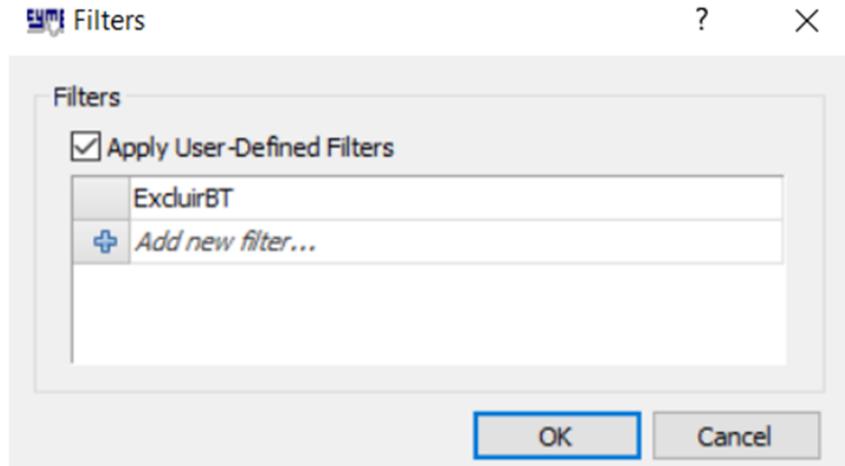
En el caso de media tensión, la Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica (2023) establece que la fluctuación máxima permitida en su tensión es de 3 %, por lo que se configuró la Variación de tensión para gran escala con un máximo de variación del 3 %, además, se agrega un filtro, con el objetivo de excluir todos los nodos de Baja Tensión.

Figura 4.23: Configuración de las restricciones de variación de tensión para Gran Escala

Voltage Variations	
Maximum Voltage Variation	3,0 %
Lock Discrete Controls	Yes ▾
Lock Existing Generation Controls	Yes ▾
Allow voltage variation violations on nodes based on filter	ExcluirBT 

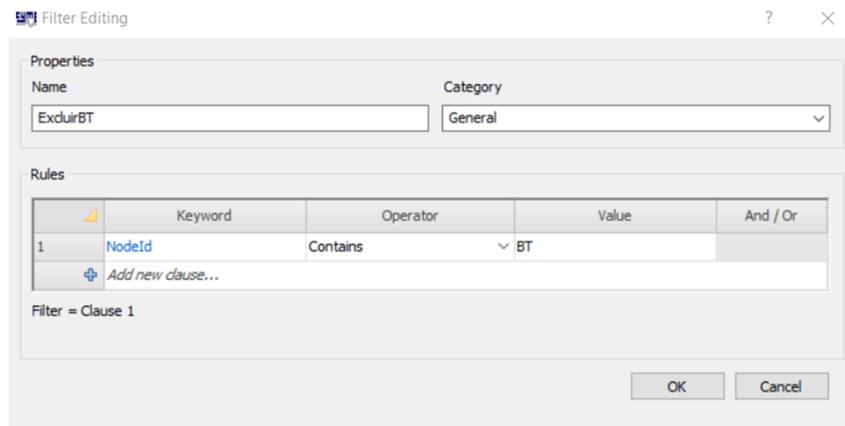
Fuente: Elaboración propia por medio del software CYME (2024)

Figura 4.24: Paso 1: Creación del filtro para la exclusión de Nodos de Baja Tensión



Fuente: Elaboración propia por medio del software CYME (2024)

Figura 4.25: Paso 2: Creación del filtro para la exclusión de Nodos de Baja Tensión



Fuente: Elaboración propia por medio del software CYME (2024)

Desbalance de Voltaje

La Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica (2023) resalta la necesidad de limitar los desbalances de tensión en la red, generados por los recursos energéticos distribuidos (DER), ya que esto puede provocar pérdidas y fallas en el sistema eléctrico. Por lo que se establece que estos desbalances no pueden ser superiores al 3%.

Debido a lo anterior los desbalances de tensión se limitaron a un 3%; además, Costa Rica se apega a las normas NEMA.

Figura 4.26: Configuración de las restricciones para los desbalances de tensión para Gran Escala

Voltage Unbalance	
Maximum Voltage Unbalance	3,0 %
Definition	NEMA ▾
Lock Discrete Controls	Yes ▾

Fuente: Elaboración propia por medio del software CYME (2024)

Variación del Ancho de Banda del Regulador

Para equipos de control de tensión como reguladores, la desviación máxima permitida es la mitad de la banda de tensión establecida para dichos equipos (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 2023).

Figura 4.27: Configuración de las restricciones para la variación del ancho de banda de los reguladores

Regulator Bandwidth Variation	
Maximum Regulator Bandwidth Variation	50,0 %

Fuente: Elaboración propia por medio del software CYME (2024)

Reducción de Alcance

Con respecto a este criterio, se establece que se debe registrar la corriente pasante por los elementos de protección durante la falla con DER futuros, y compararlo con el resultado de las corrientes pasantes, obtenido en el estudio base de cortocircuitos. Si la disminución de la corriente pasante por todos los interruptores y reconectores es inferior a 10%, el nivel de penetración de DER es permitido (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 2023).

Figura 4.28: Configuración de las restricciones para la reducción de alcance para Gran Escala

Protection Verifications Options	
Type of Distributed Generation	Inverter Based ▾
Both phase and ground protection must trip on ground faults	No ▾
Ignore Faults on Low Voltage Locations	Yes ▾
Protection Reduction of Reach	
Monitored Devices	Recloser, Fuse, Breaker, LVCB 
Perform Verification by Protection Zone	No ▾
Minimum Fault Reduction Limit	10,0 %

Fuente: Elaboración propia por medio del software CYME (2024)

Variación de Corriente de Falla

La Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica (2023) indica que el incremento de las corrientes de falla, que circulan por los elementos de protección, dependerá de la ubicación de los DER con respecto a dichos elementos y la falla.

Para evaluar este criterio, se simulan fallas en el nodo más cercano dentro de la zona de cada elemento de protección. Se debe registrar la corriente pasante por dicho elemento durante la falla con DER futuros, y compararlo con el resultado de las corrientes pasantes obtenido en el estudio base de cortocircuitos. Si el aumento de la corriente pasante no supera el 10 %, el nivel de penetración de DER es permitido (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 2023).

Con base en lo anterior, se configuró como se muestra en la figura 4.29, con un máximo de 10 % de variación de corriente de falla.

Figura 4.29: Configuración de las restricciones para la variación de corriente de falla para Gran Escala

Fault Current Variation	
Maximum Fault Current Variation	10,0 %

Fuente: Elaboración propia por medio del software CYME (2024)

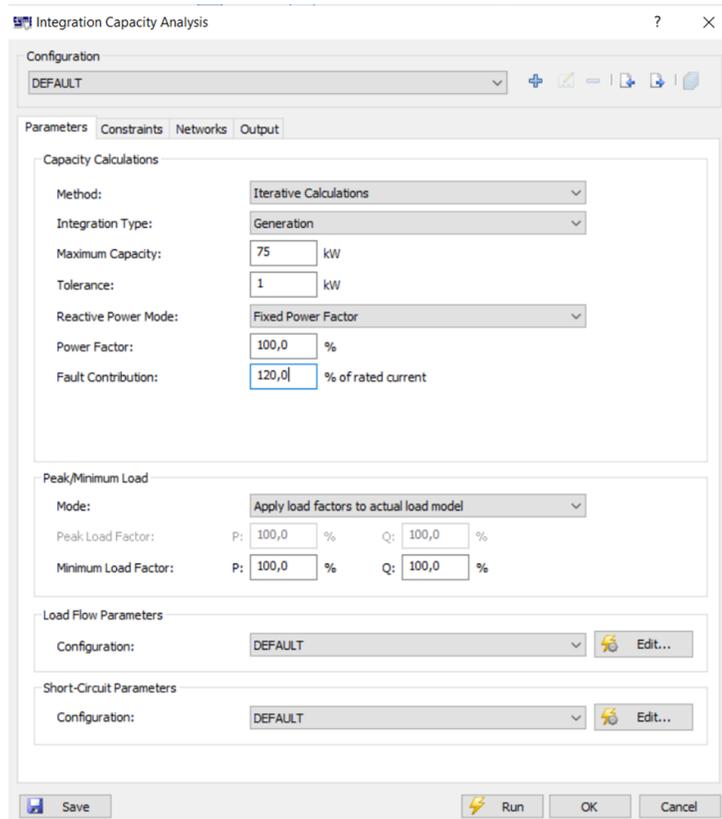
Una vez configurados todos estos criterios, se corrió el análisis y se obtuvieron los resultados.

4.4.2. Pequeña Escala

El proceso para pequeña escala es similar al de gran escala; los únicos criterios que cambian son: Reducción de Alcance, Variación de tensiones y los parámetros generales del análisis de capacidad de integración.

A diferencia de la gran escala, para la pequeña escala se configuró como máxima capacidad la mayor capacidad nominal de todos los transformadores del circuito. En el caso del circuito que se usó para el desarrollo del análisis, el transformador con mayor capacidad nominal era de 75 kW; aparte de esto, los demás parámetros se configuraron igual que para gran escala.

Figura 4.30: Configuración de análisis de capacidad de integración para Pequeña Escala



Fuente: Elaboración propia por medio del software CYME (2024)

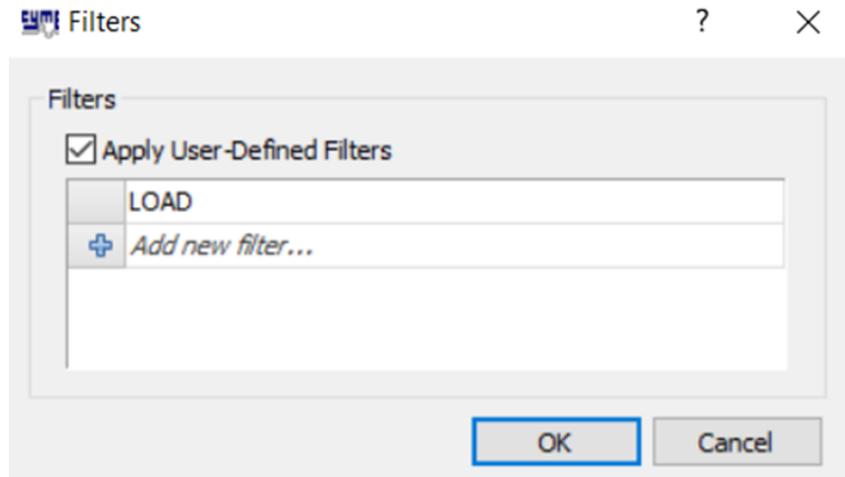
Para las restricciones sobre la ubicación de la integración, estas se configuraron diferentes a gran escala, ya que para pequeña escala sí se toman en cuenta los nodos tanto trifásicos como monofásicos. Además, se le aplicó un filtro para que solo considerará aquellos nodos que tienen una carga, pues estos son los que interesa estudiar, según la Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica (2023).

Figura 4.31: Configuración de las restricciones sobre la ubicación de la integración para Pequeña Escala

Integration Location Constraints	
Ignore locations based on filters	LOAD
Include Sections on Main Line only	No
Ignore Three-Phase Sections	No
Ignore Two-Phase Sections	Yes
Ignore Single-Phase Sections	No
Ignore Sections Downstream of Fuses	No
Ignore Low Voltage Locations	No
Medium Voltage / Low Voltage Threshold	1,00 kVLL

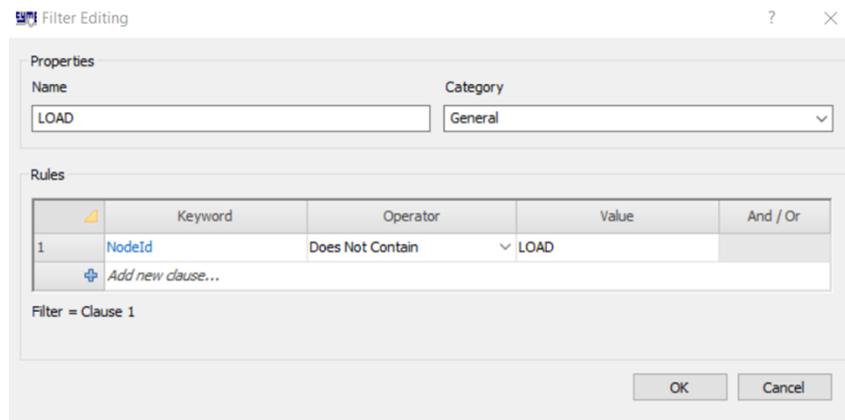
Fuente: Elaboración propia por medio del software CYME (2024)

Figura 4.32: Paso 1: Creación del filtro para la exclusión de Nodos sin carga



Fuente: Elaboración propia por medio del software CYME (2024)

Figura 4.33: Paso 2: Creación del filtro para la exclusión de Nodos sin carga



Fuente: Elaboración propia por medio del software CYME (2024)

Variación de Voltaje

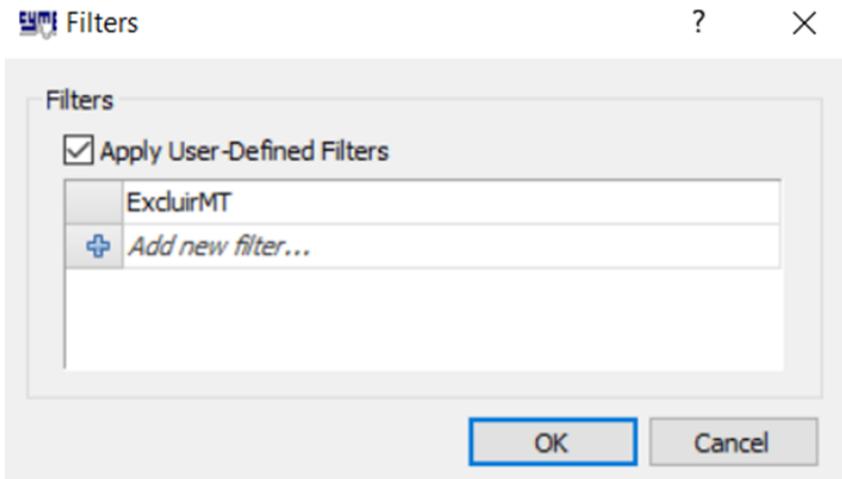
A diferencia de gran escala, la Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica (2023) indica que para pequeña escala se permiten variaciones de hasta un 5%; por esto se configuró este criterio, como se muestra en la figura 4.34 y, además, se agregó un filtro para excluir todos aquellos nodos de media tensión.

Figura 4.34: Configuración de las restricciones de variación de tensión para Pequeña Escala



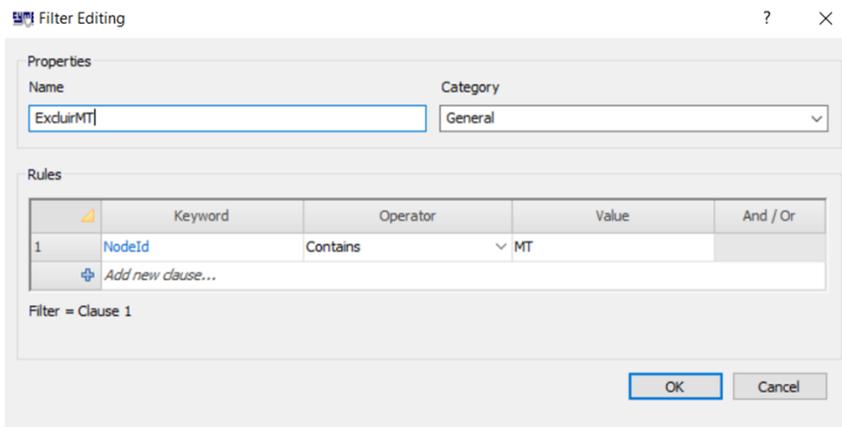
Fuente: Elaboración propia por medio del software CYME (2024)

Figura 4.35: Paso 1: Creación del filtro para la exclusión de Nodos Dde Media Tensión



Fuente: Elaboración propia por medio del software CYME (2024)

Figura 4.36: Paso 2: Creación del filtro para la exclusión de Nodos Dde Media Tensión



Fuente: Elaboración propia por medio del software CYME (2024)

Reducción de Alcance

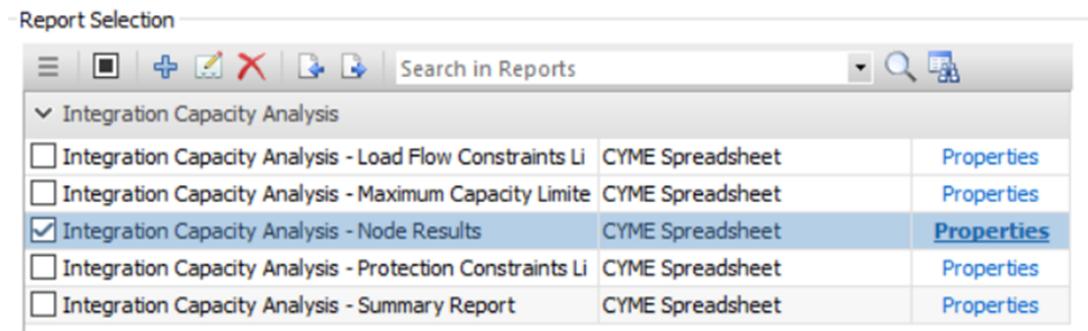
Para reducción de alcance los parámetros son los mismos, con la única diferencia de que al seleccionar el tipo de generación distribuida se selecciona la opción "Basada en Inversores", para que considere tanto

odos trifásicos como monofásicos.

Una vez se configuraron todos los parámetros para pequeña escala, se corrió el estudio y se exportaron los resultados.

Debido a que para Pequeña Escala interesa saber los datos por transformador y no por nodos, mediante el script del Apéndice A se hizo un acomodo para que se generara un nuevo documento con la información por transformadores. Además, el script toma entre todos los criterios la menor corriente y la mayor corriente obtenida. Es importante que, al exportar el reporte de pequeña escala, se debe asegurar que en las propiedades estén seleccionadas las palabras claves Upstream Transformer, Coord. X y Coord.X, las cuales permitirán relacionar los nodos por transformador y su ubicación.

Figura 4.37: Reporte para Resultado de Nodos de Pequeña Escala



Fuente: Elaboración propia por medio del software CYME (2024)

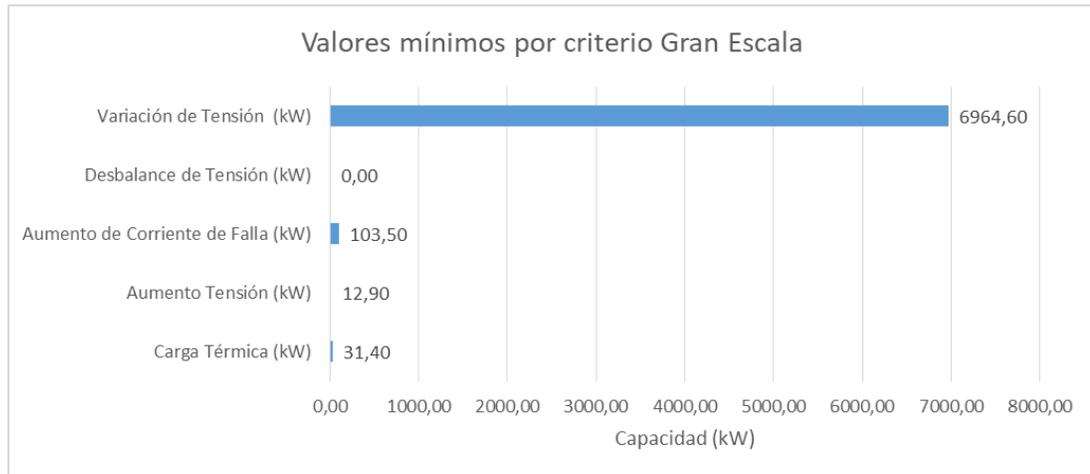
4.4.3. Resultados

Con los reportes ejecutados por CYME, se logró analizar el estado de la red y sus capacidades mínimas por criterio, las cuales son las que limitan de mayor manera la integración de los recursos distribuidos a la red.

En el caso de los análisis para gran escala, se pudo observar que la mayoría de los criterios contaba con capacidades muy bajas; la menor capacidad se detectó en el criterio de carga térmica, con un valor de 31,40 kW, lo cual indica que hay una alta disponibilidad en el circuito; el mayor valor se dio en el criterio de variación de tensión, lo que indica que la tensión está variando fuera del 3% exigido para media tensión.

Para el criterio de desbalance de tensión, no se generó ninguna restricción por parte de algún nodo, por lo que no se registra ningún dato. El criterio de aumento de acciones de control no se evaluó, debido a que el circuito no contaba con ningún regulador.

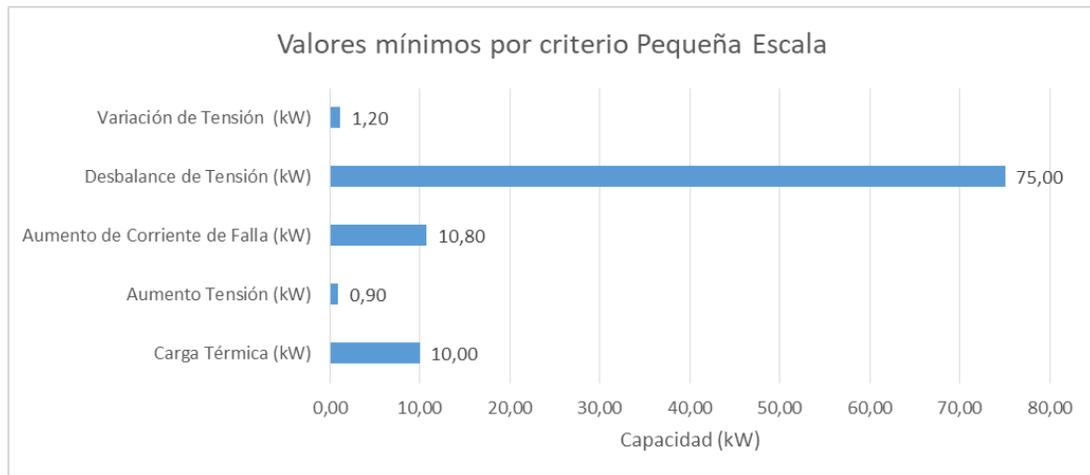
Figura 4.38: Valores mínimos para los criterios a Gran Escala



Fuente: Elaboración propia por medio de Excel (2024)

Para baja tensión se obtuvieron como capacidades mínimas por criterio los valores que se observan en la figura 4.39; se puede observar que el criterio de desbalance de tensión fue el que obtuvo un mayor valor con 75 kW, el cual equivale a capacidad mayor de los transformadores de la red a baja tensión. En los demás criterios los resultados fueron favorables, donde se obtuvieron disponibilidades en general altas.

Figura 4.39: Valores mínimos para los criterios a Pequeña Escala



Fuente: Elaboración propia por medio de Excel (2024)

Capítulo 5

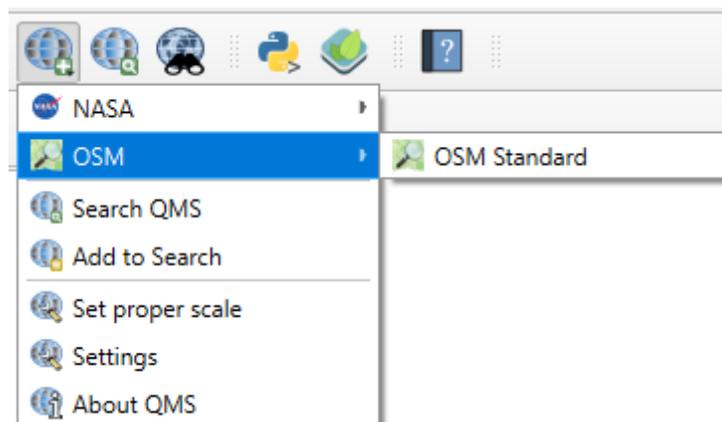
Elaboración del mapa interactivo del circuito

En este capítulo, se explica cómo se realizó el mapa interactivo del circuito utilizado para el desarrollo del proyecto; para esto se requirió del software de libre acceso QGIS. QGIS (Quantum Geographic Information System), un software de código abierto para el análisis y gestión de datos geoespaciales. Está diseñado para crear, visualizar, editar, analizar y publicar mapas y datos geográficos; por esto se determinó que era la mejor opción para el desarrollo del objetivo.

Como primer paso, al iniciar el nuevo proyecto en QGIS, en la parte de complementos se realizó la instalación de los siguientes complementos: DB Manager, GRASS GIS Processing Provider, HCMGIS, MetaSearch Catalog Client, OSMDownloader, Processing, qgis2web, QuickMapServices y Semi Automatic Classification Plugin; algunos QGIS los traía instalados por default. Sin embargo, algunos no estaban seleccionados y, aquellos que no estaban instalados, se buscaron en la sección No Instalado y se instalaron.

Una vez se instalaron todos los complementos, apareció la opción de QuickMapServices, que permitió cargar el mapa OSM Standard para visualizar la información geográfica del país.

Figura 5.1: Mapa OSM en QGIS

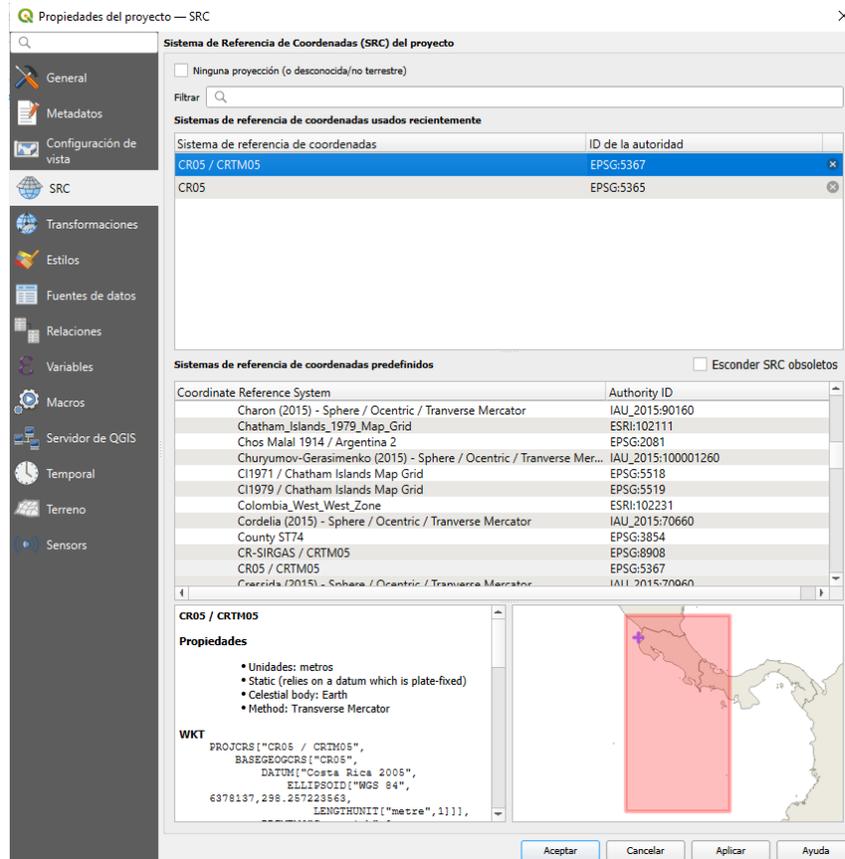


Fuente: Elaboración propia por medio del software QGIS (2024)

Luego en la sección de propiedades del proyecto se configuró el Sistema de Referencia de Coordenadas,

para que coincidiera con las de Costa Rica (ver figura 5.2), al darle aplicar el proyecto se configuró a las coordenadas seleccionadas.

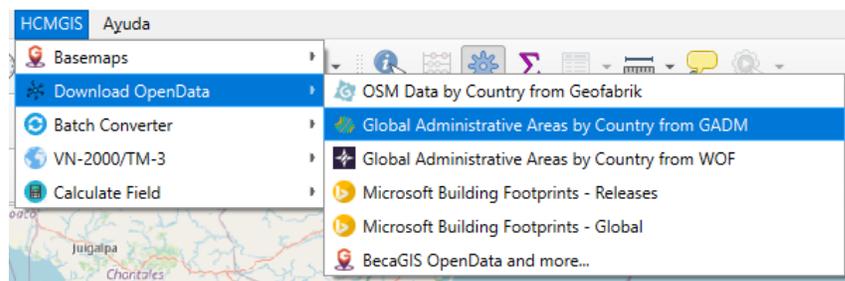
Figura 5.2: Sistema de Referencia de Coordenadas para Costa Rica en QGIS



Fuente: Elaboración propia por medio del software QGIS (2024)

Al instalar el complemento HCMGIS, apareció una pestaña con el mismo nombre; este complemento se instaló con el propósito de visualizar los cantones del país. Entonces, para aplicarlo, en la pestaña HCMGIS se seleccionaron las opciones de la figura 5.3. Luego de esto apareció una ventana solicitando el país, el nivel de detalle y la carpeta donde se desea guardar la información.

Figura 5.3: Complemento HCMGIS en QGIS



Fuente: Elaboración propia por medio del software QGIS (2024)

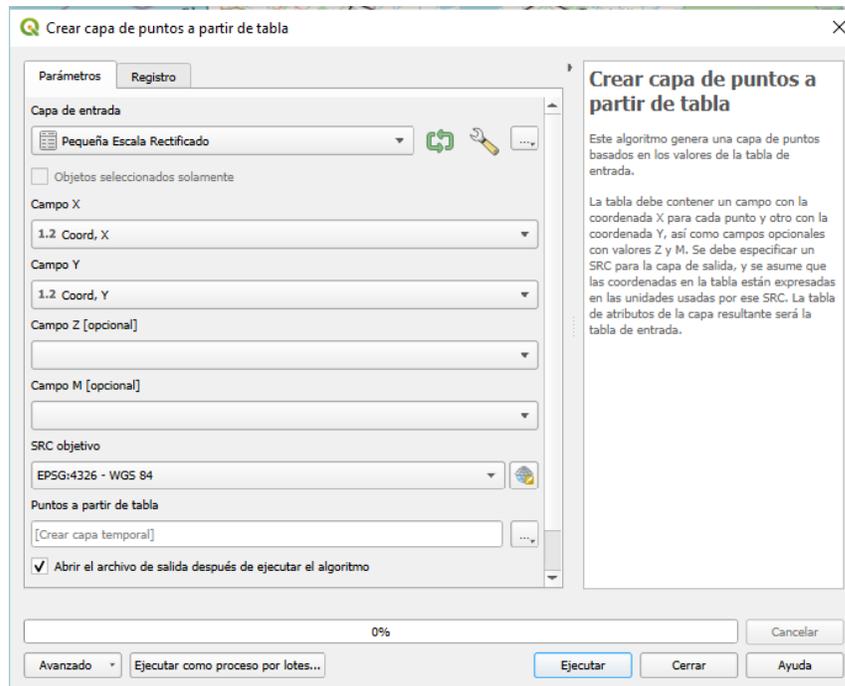
Es importante tener en cuenta que las capas deben estar ordenadas según la prioridad de visualización. Para el desarrollo del proyecto, la capa de interés de HCMGIS era la gadm41_CRI_2, la cual corresponde a los cantones de Costa Rica; las demás capas se eliminaron. A la capa de cantones se le quitó el color, esto para poder visualizar el mapa OSM, pero seguir observando los límites de los cantones.

5.1. Pequeña Escala

Una vez se realizaron todas las configuraciones anteriores, se procedió a importar la información, comenzando por pequeña escala, como se comentó en el capítulo anterior, para el análisis de pequeña escala interesa por transformador, por lo que se hizo un análisis con el código de Python del apéndice A, para obtener la información de su capacidad mínima y máxima por transformador. Luego, con el resultado se aplicó otro código de Python (apéndice B), para agregar a cada transformador sus coordenadas y capacidad nominal. El código de Python extrae la información de un análisis de flujo de cargas de transformadores, elaborado mediante CYME. Una vez los códigos de Python hayan realizado su función, se calcula para cada transformador su disponibilidad.

Una vez se hicieron los cambios, se importó la información a QGIS, y automáticamente se creó una capa en el proyecto. Luego se seleccionó el comando llamado Crear capa de puntos a partir de la tabla; como capa de entrada se seleccionó el archivo importado, como Campo X, la columna que correspondía a las Coordenadas X, como Campo Y y la columna de las Coordenadas Y, además se seleccionaron de nuevo las coordenadas de Costa Rica en el campo correspondiente. Una vez se realizaron estos cambios, se ejecutó y se obtuvo una nueva capa, la cual se exportó.

Figura 5.4: Creación de Capa de Puntos a partir de Tabla para Pequeña Escala

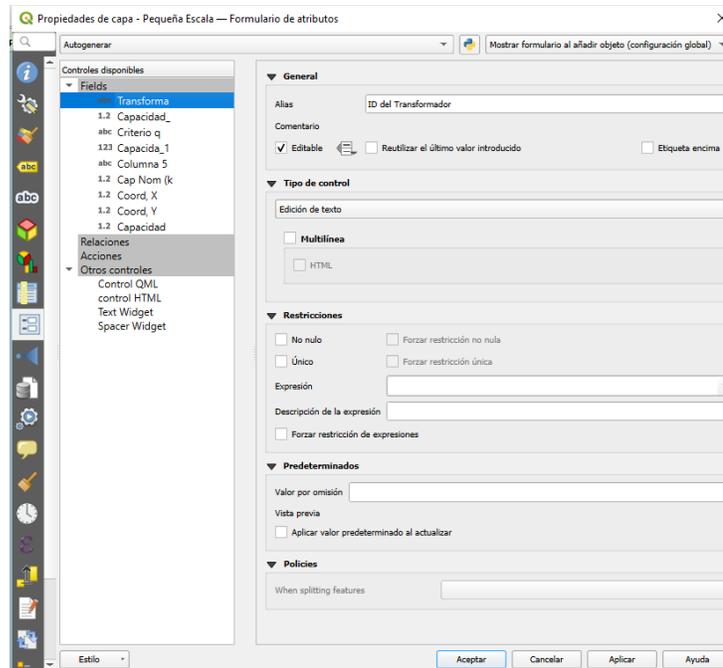


Fuente: Elaboración propia por medio del software QGIS (2024)

En la sección de propiedades de la nueva capa, se configuraron sus atributos y simbología; para la simbología de la capa, se modificó para que fuera graduada según la disponibilidad de los transformadores,

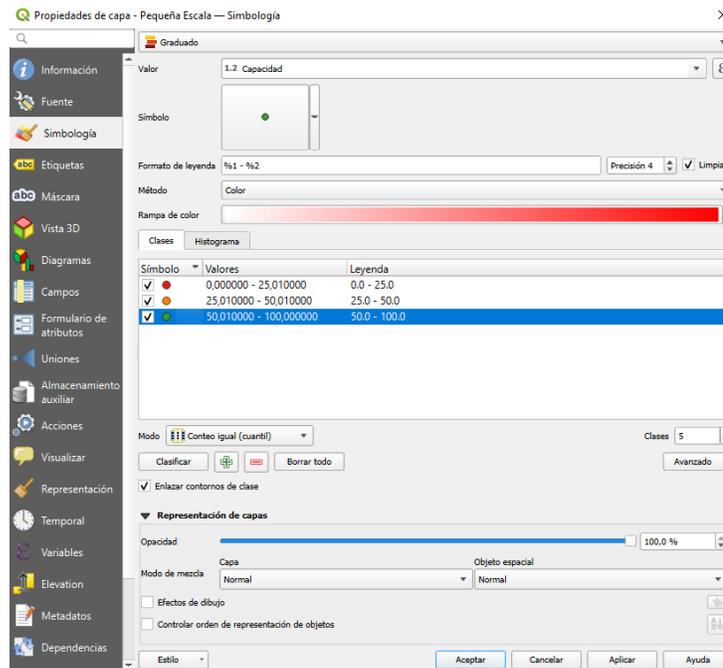
de 0 a 25 % se simbolizan con color rojo, de 25 % a 50 % con color anaranjado y de 50 % a 100 % con color verde.

Figura 5.5: Configuración de los atributos de la capa de Pequeña Escala



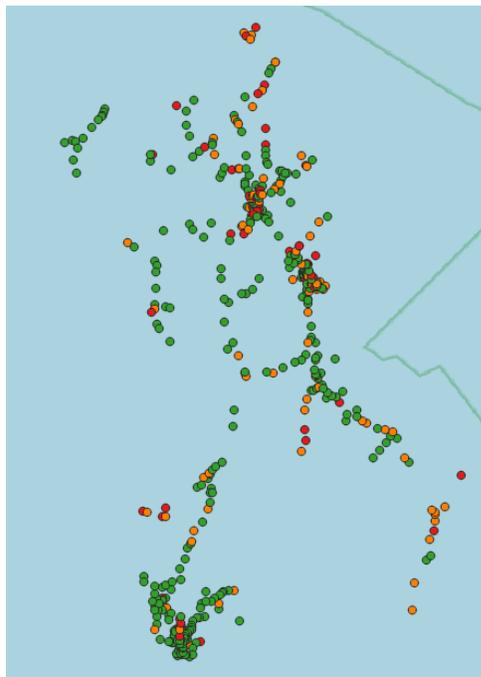
Fuente: Elaboración propia por medio del software QGIS (2024)

Figura 5.6: Configuración de la simbología de la capa de Pequeña Escala



Fuente: Elaboración propia por medio del software QGIS (2024)

Figura 5.7: Resultado de Baja Escala QGIS



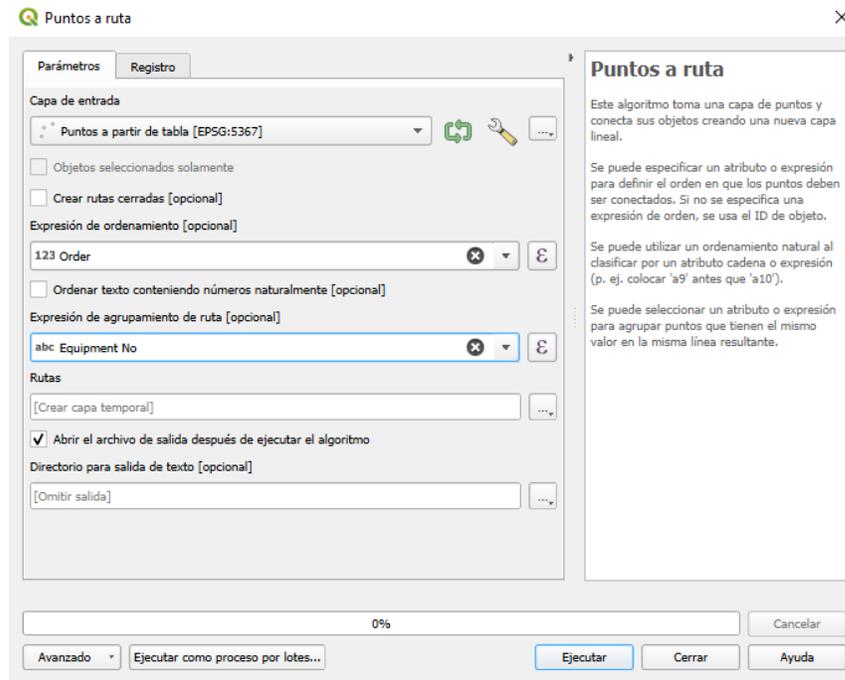
Fuente: Elaboración propia por medio del software QGIS (2024)

5.2. Gran Escala

Para el desarrollo de la representación del circuito a gran escala, se requirió del reporte que se generó anteriormente descrito en el Capítulo 4. Sin embargo, se requirió realizarle algunas modificaciones, debido a que la representación a Gran Escala se llevó a cabo por medio de líneas, a diferencia de baja escala, con el código del apéndice C, se modificó el documento para agregarle el ID del transformador al que pertenecía, y un orden para tener un número de correlación. Una vez lista la información, se importó a QGIS.

Se creó la capa de puntos igual tal como se hizo para baja escala. Luego, con el comando Puntos a Ruta de la Caja de Herramientas, se configuró como se muestra en la figura 5.8; como capa de entrada se seleccionó la capa de puntos creada, como expresión de ordenamiento el orden asignado por el código de Python y como expresión de agrupamiento el ID del transformador asociado; luego de esto, se ejecutó.

Figura 5.8: Creación de Puntos a Ruta para Gran Escala



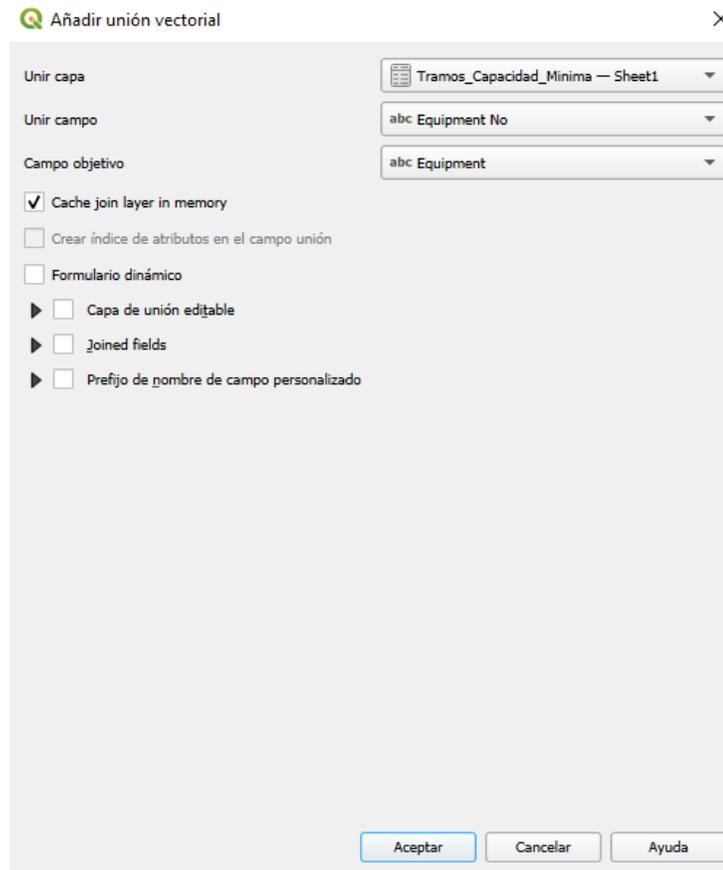
Fuente: Elaboración propia por medio del software QGIS (2024)

En los atributos de las rutas obtenidas, se eliminó la línea con Equipment ID igual a Null, para que no creara errores en la simulación, y enseguida se exportó. Luego, el mismo archivo que se obtuvo al ejecutar el código de Python del apéndice C, se tomó y, junto con el código de Python del apéndice D, se modificó de manera que se obtuviera la capacidad mínima por tramo. Luego de que se ejecutó el código de Python, se realizó el cálculo para normalizar la capacidad, y se importó la información a QGIS.

$$\text{Capacidad Normalizada por nodo} = \left(\frac{\text{Ic Max por nodo}}{\text{Ic Max Mayor entre todos los nodos}} \right) \times 100 \quad (5.1)$$

Para integrar la información que se importó sobre la capacidad normalizada del tramo y su capacidad mínima, en la capa que se elaboró de gran escala se configuraron sus propiedades; en la sección Uniones se agregó el archivo por unificar según las columnas del equipo (ver figura 5.9)

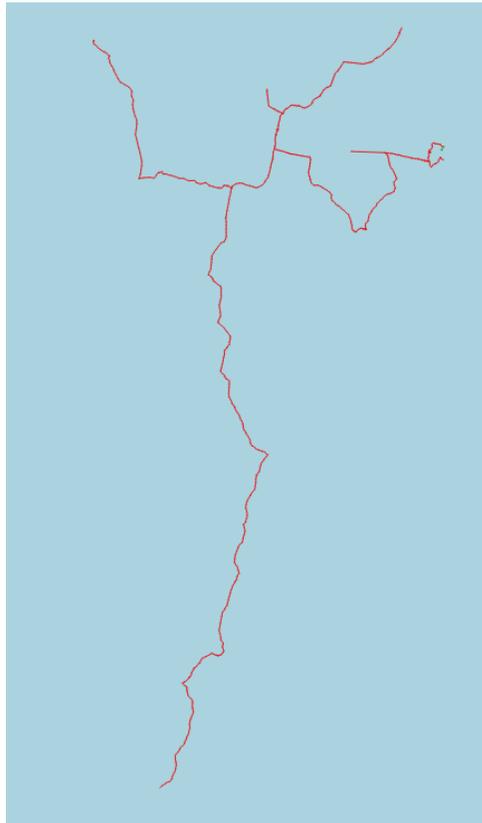
Figura 5.9: Unión de la información a Gran Escala



Fuente: Elaboración propia por medio del software QGIS (2024)

Al igual que se explicó para baja escala, para gran escala también se modificaron sus atributos y simbología; de igual modo, la simbología se modificó para que fuera graduada según la capacidad normalizada, con los mismos rangos que baja escala.

Figura 5.10: Resultado de Gran Escala QGIS



Fuente: Elaboración propia por medio del software QGIS (2024)

5.3. Importación del Mapa Interactivo

La importación del mapa se realizó por medio del complemento qgis2web; se seleccionaron los atributos que se deseaban mostrar en el mapa, tanto para gran escala como para pequeña escala, y se exportaron a una carpeta. Luego, estos archivos se cargaron a la plataforma GitHub, para poder ser visualizada en la web. A continuación, el enlace para visualizar el mapa interactivo: [Mapa Interactivo](#).

Capítulo 6

Análisis de las tarifas para generación distribuida de ARESEP

Costa Rica se gestiona bajo servicios al costo y servicios regulados, lo que quiere decir que servicios como la electricidad no están orientados a generar ganancias, sino a asegurar que los servicios sean accesibles y sostenibles; además, los servicios están supervisados por una entidad gubernamental, la cual vendría siendo la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) para el caso de Costa Rica.

El artículo 3, inciso b, de la Ley 7593, determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad (principio de servicio al costo), de acuerdo con lo establecido en el artículo 31 de la misma Ley (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 2023).

La metodología tarifaria de ARESEP se compone de varias secciones, que se detallan a continuación:

1. Fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución: aplica a los generadores distribuidos que están conectados a la red, y cubre el uso de la infraestructura de distribución.
2. Tarifa de acceso a las redes de distribución: esta tarifa busca cubrir los costos de respaldo en la red para los momentos en los que el sistema de generación no es suficiente para suplir la demanda del usuario. Esto ocurre cuando no hay producción de energía (por ejemplo, de noche, en el caso de paneles solares), y el generador distribuido recurre a la energía de la red.
3. Compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, en algunos casos los usuarios pueden vender la energía sobrante a la distribuidora. La tarifa en este caso suele ser más baja que el precio al que compran la electricidad, ya que considera únicamente los costos de generación y excluye los de transmisión y distribución.
4. Reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN. ARESEP contempla ciertos cargos adicionales para la operación y balanceo de la red, especialmente en sistemas con generación distribuida, para garantizar la estabilidad de suministro y la calidad de energía.

En este capítulo, se analizarán las tarifas y cómo estas se aplican para Coopeguanacaste.

6.1. Tarifas de interconexión

Las tarifas de interconexión se dividen en varias etapas y cada una involucra un costo a pagar por el generador distribuido:

6.1.1. Etapa 1: Solicitud de interconexión

$$CSI_{n_{t+1},e} = \text{mín}(SI_{n_{t+1},e}, SI_{n_{t+1},\text{prom}}) \quad (6.1)$$

$CSI_{n_{t+1},e}$ = Cargo final de solicitud de interconexión por pagar para dar trámite a la solicitud inicial.

$SI_{n_{t+1},e}$ = Cargo de solicitud de interconexión de la empresa e .

$SI_{n_{t+1},\text{prom}}$ = Cargo promedio de la solicitud de interconexión.

$t + 1$ = Periodo en el que estará vigente el cargo.

e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

6.1.2. Etapa 2: Estudios de ingeniería e inspección final

$$CEI_{t+1,e} = \text{mín}(EI_{t+1,e}, EI_{t+1,\text{prom}}) \quad (6.2)$$

$CEI_{t+1,e}$ = Cargo final del estudio de inspección inicial por pagar por parte del solicitante.

$EI_{t+1,e}$ = Cargo de estudios de ingeniería e inspección inicial de la empresa e .

$EI_{t+1,\text{prom}}$ = Cargo promedio de estudios de ingeniería e inspección inicial de las empresas distribuidoras.

$t + 1$ = Periodo en el que estará vigente el cargo.

e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

6.1.3. Etapa 3: Inspección final y puesta en marcha

$$CIFP_{t+1,e} = \text{mín}(IFP_{t+1,e}, IFP_{t+1,\text{prom}}) \quad (6.3)$$

$CIFP_{t+1,e}$ = Cargo final de la inspección final y puesta en marcha de la interconexión.

$IFP_{t+1,e}$ = Cargo de la inspección final y puesta en marcha de la interconexión.

$IFP_{t+1,\text{prom}}$ = Cargo promedio de la inspección final y puesta en marcha de la interconexión.

$t + 1$ = Periodo en el que estará vigente el cargo.

e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

6.1.4. Etapa 4: Reinspección (en caso de que la etapa 3 resulte infructuosa)

$$CRI_{t+1,e} = \text{mín}(RI_{t+1,e}, RI_{t+1,prom}) \tag{6.4}$$

$CRI_{t+1,e}$ = Cargo final de la reinspección para la empresa e en el período $t + 1$.

$RI_{t+1,e}$ = Cargo de la reinspección en caso de ser requerida.

$RI_{t+1,prom}$ = Cargo promedio de la reinspección, correspondiente en caso de que la etapa 3 resulte infructuosa.

$t + 1$ = Período en el que estará vigente el cargo.

e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

La figura 6.1 muestra los costos totales que se proyectaron para el 2023 para cada etapa de interconexión según la distribuidora Coopeguanacaste. Se consideraron 64 solicitudes de interconexión a la red para estos cálculos. En la tabla 6.1 se muestran los costos por solicitud para el año 2023 en dólares según el tipo de cambio del dólar al día de hoy, C515,05; según el Banco Central de Costa Rica (2024).

Tabla 6.1: Costos por solicitud para cada etapa de interconexión

Etapa	Costos por Solicitud
Etapa 1	\$ 56,349
Etapa 2	\$ 127,111
Etapa 3	\$ 153,357
Total (Hasta Etapa 3)	\$ 336,816
Etapa 4	\$ 77,943
Total (Hasta Etapa 4)	\$ 414,760

Figura 6.1: Costos anualizados de las tarifas de interconexión para Coopeguanacaste

Etapa	Detalle de la cuenta	Datos Anualizados
Etapa 1: solicitud de interconexión	Gasto por salarios	₡130 602,95
	Gasto por materiales y suministros	₡1 726 484,04
	Gasto por depreciación	₡351,75
	Gasto por transporte (promedio)	₡0,00
	Gasto por viáticos	₡0,00
	Gasto por contratos a terceros	₡0,00
	Costos indirectos	₡0,00
	Otros costos	₡0,00
	Total etapa 1	₡1 857 438,74
Etapa 2: Estudios de ingeniería e inspección	Gasto por salarios	₡2 495 062,45
	Gasto por materiales y suministros	₡0,00
	Gasto por depreciación	₡32 707,89
	Gasto por transporte (promedio)	₡1 030 567,94
	Gasto por viáticos	₡631 640,50
	Gasto por contratos a terceros	₡0,00
	Costos indirectos	₡0,00
	Otros costos	₡0,00
	Total etapa 2	₡4 189 978,78
Etapa 3: Inspección final y puesta en marcha	Gasto por salarios	₡1 556 084,31
	Gasto por materiales y suministros	₡1 749 887,55
	Gasto por depreciación	₡32 707,89
	Gasto por transporte (promedio)	₡1 084 808,36
	Gasto por viáticos	₡631 640,50
	Gasto por contratos a terceros	₡0,00
	Costos indirectos	₡0,00
	Otros costos	₡0,00
	Total etapa 3	₡5 055 128,61
Etapa 4: Reinspección	Gasto por salarios	₡1 136 713,15
	Gasto por materiales y suministros	₡0,00
	Gasto por depreciación	₡31 922,55
	Gasto por transporte (promedio)	₡1 084 808,36
	Gasto por viáticos	₡315 820,25
	Gasto por contratos a terceros	₡0,00
	Costos indirectos	₡0,00
	Otros costos	₡0,00
	Total etapa 4	₡2 569 264,30

Fuente: Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica (2023)

Sin embargo, estas tarifas se modificaron hace poco tiempo, en septiembre del 2024. En la figura 6.2 se pueden observar las nuevas tarifas de interconexión propuestas por la ARESEP.

Figura 6.2: Costos actualizados de las tarifas de interconexión para Coopeguanacaste

Variable	Valor								
	General	CAR	CG	CL	CNFL	CS	ESPH	ICE	JASEC
<u>CS</u> _{t,e}	41 901	15 563	7 160	41 901	5 660	16 783	12 757	41 901	37 399
<u>CE</u> _{t,e}	119 814	44 563	119 814	119 814	62 762	101 364	72 766	39 260	104 862
<u>CF</u> _{t,e}	154 539	74 273	154 539	120 768	106 226	154 539	77 764	154 539	110 724
<u>CR</u> _{t,e}	130 392	63 644	130 392	102 827	73 839	130 392	44 982	130 392	97 693
	198 042	411 905	385 309	385 309	248 487	403 077	208 269	366 091	350 678

Fuente: ARESEP (2024)

6.2. Tarifas de Acceso

$$TA_{t+1} = \frac{ARC_{t+1} - API_{t+1}}{CNP_{t+1} * N_{t+1}} \quad (6.5)$$

TA_{t+1} = Tarifa de acceso que se cobrará por cada kWh de consumo natural (colones/kWh).
 ARC_{t+1} = Aporte por requerimiento de capacidad demandado por los servicios con generación distribuida.
 API_{t+1} = Aporte por requerimiento de capacidad por parte de los servicios con generación distribuida.
 CNP_{t+1} = Consumo natural mensual promedio para los servicios con generación distribuida.

Según los datos aportados por Coopeguanacaste a la ARESEP, se establecieron las tarifas de acceso de la figura 6.3.

Figura 6.3: Tarifas de acceso para Coopeguanacaste (kWh)

Empresa	Tarifa de acceso (TA)
ICE	30.94
CNFL	26.27
Jasec	24.79
Esph	15.55
Coopesca	21.84
Coopeguanacaste	22.10
Coopesantos	31.18
Coopealfaroruiz	25.37

Fuente: Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica (2023)

6.3. Tarifa de compra-venta de excedentes

Para el cálculo de esta tarifa no se solicitó de parte de la ARESEP ninguna información a Coopeguanacaste, ya que la metodología se fundamenta con las tarifas vigentes de la distribuidora, los cuales se pueden observar en la figura 6.4.

Coopeguanacaste compra energía de varias fuentes, incluida su propia generación y los sistemas del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y de Coneléctricas (Sigifredo y San Lorenzo). Sin embargo, para calcular la tarifa de compra de energía de Coneléctricas, tendría que homologar (o estandarizar) varios elementos que estructuran la tarifa, como: estacionalidad, bloque, período horario, entre otros. Este proceso de homologación implica mucho trabajo y complejidad, por lo que Coopeguanacaste decidió excluir a Coneléctricas del cálculo de su "tarifa máxima".

Para simplificar el proceso, se homologó la estructura tarifaria del ICE. Se hizo de la siguiente forma:

- **Estacionalidad anual:** se eligió una única tarifa para todo el año, sin variaciones estacionales.
- **Bloque monómico:** en lugar de usar un esquema tarifario binómico (que tendría un costo fijo y otro variable según consumo), se usó un esquema monómico (una tarifa única sin separación entre costo fijo y variable).

Figura 6.4: Tarifas de compra-venta para Coopeguancaste

<i>Empresa eléctrica</i>	<i>Estacionalidad</i>	<i>Periodo horario</i>	<i>Bloque</i>	<i>Moneda</i>	<i>Tarifa</i>
<i>Coopeguancaste</i>	<i>Estación única</i>	<i>Punta</i>	<i>Energía y potencia</i>	<i>colones/kWh</i>	68,23
<i>Coopeguancaste</i>	<i>Estación única</i>	<i>Valle</i>	<i>Energía y potencia</i>	<i>colones/kWh</i>	55,84
<i>Coopeguancaste</i>	<i>Estación única</i>	<i>Noche</i>	<i>Energía y potencia</i>	<i>colones/kWh</i>	47,74
<i>ICE</i>	<i>Estación única</i>	<i>Punta</i>	<i>Energía y potencia</i>	<i>colones/kWh</i>	79,93
<i>ICE</i>	<i>Estación única</i>	<i>Valle</i>	<i>Energía y potencia</i>	<i>colones/kWh</i>	77,34
<i>ICE</i>	<i>Estación única</i>	<i>Noche</i>	<i>Energía y potencia</i>	<i>colones/kWh</i>	33,89

Fuente: Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica (2023)

6.4. Tarifa de reconocimiento

$$TDER_{e,t+1} = \frac{COMA_{e,t+1} + (Re_{t+1} \cdot BT_{e,t+1}) + CregDER_{e,t+1}}{N \cdot CI_{e,t+1}} \quad (6.6)$$

$TDER_{e,t+1}$ = Tarifa mensual de los recursos energéticos distribuidos para la empresa.

$COMA_{e,t+1}$ = Costos de operación, mantenimiento y administrativos (COMA)".

Re_{t+1} = Tasa de rédito para el desarrollo.

$BT_{e,t+1}$ = Base tarifaria de la empresa e en el periodo $t + 1$.

$CregDER_{e,t+1}$ = Canon regulación vigente para la empresa e en el periodo $t + 1$.

$CI_{e,t+1}$ = Capacidad instalada promedio mensual de los recursos energéticos distribuidos.

N = Cantidad de meses considerados en el periodo de la información financiero-contable.

e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

$t + 1$ = Periodo en el que estará vigente la tarifa.

Figura 6.5: Costos de operación, mantenimiento, y administrativos de Coopeguancaste

Detalle de la cuenta	2023
Gasto por salarios	€9 606 272,23
Gasto por materiales y suministros	€0,00
Gasto por depreciación	€879 856,53
Gasto por transporte (promedio)	€2 377 571,18
Gasto por viáticos	€107 607,86
Gasto por contratos a terceros	€0,00
Otros costos	€0,00
Total COMAD	€12 971 307,80
Detalle de la cuenta	2023
<i>b. Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA)</i>	€15 834 524,32
<i>Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)</i>	€10 217 985 286,37
<i>1. Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración , fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)</i>	€43 292 836 430,43
<i>2. Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)</i>	€28 285 342 508,00
<i>3. Costo del transporte de energía, "peaje" de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)</i>	€4 667 459 277,00
<i>4. Costo por depreciación de los activos (DEPIP)</i>	€3 581 255,39
<i>5. Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)</i>	€118 468 103,67
<i>Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI)</i>	0,12%
<i>1. Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER)</i>	€56 346 890,00
<i>2. Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)</i>	€46 931 252 603,00
Detalle de la cuenta	2023
COMA	€28 805 832,12

Fuente: Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica (2023)

6.4.1. Costos de operación, mantenimiento y administrativos (COMA)

Estos costos corresponden a la suma de los costos en que incurre la empresa distribuidora para una adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos a su sistema de distribución.

$$COMA_{e,t+1} = COMAD_{e,t+1} + COMAA_{e,t+1} \quad (6.7)$$

$COMA_{e,t+1}$ = Costos de operación, mantenimiento y administrativos.

$COMAD_{e,t+1}$ = Costos de operación, mantenimiento y administrativos directos (COMAD).

$COMAA_{e,t+1}$ = Costos de operación, mantenimiento y administrativos asignados (COMAA).

e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

$t + 1$ = Periodo en el que estará vigente la tarifa.

Costos de operación, mantenimiento y administrativos directos (COMAD)

COMAD hace referencia a los Costos de operación, mantenimiento y administrativos incurridos directamente por las empresas eléctricas distribuidoras; estos se consideran esenciales para una integración efectiva de los recursos energéticos distribuidos.

$$COMAD_{e,t+1} = SAS_{e,t+1} + MSU_{e,t+1} + DEP_{e,t+1} + TRA_{e,t+1} + VIA_{e,t+1} + CON_{e,t+1} + OTR_{e,t+1} \quad (6.8)$$

$COMAD_{e,t+1}$ = Costos de operación, mantenimiento y administrativos directos.

$SAS_{e,t+1}$ = Costos por concepto de salarios y cargas sociales relacionados directamente.

$MSU_{e,t+1}$ = Costos en materiales y suministros relacionados directamente.

$DEP_{e,t+1}$ = Costos por depreciación de los activos relacionados directamente.

$TRA_{e,t+1}$ = Costos por transporte relacionados directamente con los recursos energéticos distribuidos.

$VIA_{e,t+1}$ = Costos por concepto de viáticos relacionados directamente.

$CON_{e,t+1}$ = Costos por contratos con terceros relacionados directamente.

$OTR_{e,t+1}$ = Otros costos o montos netos relacionados directamente.

e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

$t + 1$ = Periodo en el que estará vigente la tarifa.

Costos de operación, mantenimiento y administrativos asignados (COMAA)

$$COMAA_{e,t+1} = (COMASD_{e,t+1} \cdot P_{e,t+1}) + DEPIP_{e,t+1} \quad (6.9)$$

$COMAA_{e,t+1}$ = Costos de operación, mantenimiento y administrativos asignados.

$COMASD_{e,t+1}$ = Costos de operación, mantenimiento y administrativos.

$P_{e,t+1}$ = Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados.

$DEPIP_{e,t+1}$ = Costo por concepto de la depreciación de los activos.

e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

$t + 1$ = Periodo en el que estará vigente la tarifa.

Costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de energía de la empresa (COMASD)

$$COMASD_{e,t+1} = COMA_{e,t+1} - CEP_{e,t+1} - Peaje_{e,t+1} - DEPIP_{e,t+1} - Creg_{e,t+1} \quad (6.10)$$

$COMASD_{e,t+1}$ = Costos de operación, mantenimiento y administrativos.

$COMA_{e,t+1}$ = Costos y gastos totales de operación, mantenimiento y administración, otros costos.

$CEP_{e,t+1}$ = Costo por compras de energía y potencia total.

$Peaje_{e,t+1}$ = Costo por el transporte de energía.

$DEPIP_{e,t+1}$ = Costo por concepto de la depreciación de los activos relacionados con la Inversión.

$Creg_{e,t+1}$ = Canon de regulación.

$t + 1$ = Periodo en el que estará vigente la tarifa.

Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos

$$P_{e,t+1} = \frac{IDER_{e,t+1}}{IV_{e,t+1} + IDER_{e,t+1}} \cdot 100 \quad (6.11)$$

$P_{e,t+1}$ = Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados.

$IDER_{e,t+1}$ = Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados.

$IV_{e,t+1}$ = Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios de la red de distribución de energía.

e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

$t + 1$ = Periodo en el que estará vigente la tarifa.

6.5. Base Tarifaria

Se trata del total de las inversiones realizadas por la empresa distribuidora para integrar correctamente los recursos energéticos distribuidos a su red de distribución. Esto abarca gastos en sistemas de control especializados, como el ADMS61, así como inversiones adicionales en la infraestructura de distribución destinadas específicamente al desarrollo de recursos energéticos distribuidos (DER).

$$BT_{e,t+1} = BTD_{e,t+1} + BTA_{e,t+1} \quad (6.12)$$

$BT_{e,t+1}$ = Base tarifaria de la empresa e en el periodo $t + 1$.

$BTD_{e,t+1}$ = Base tarifaria de inversiones directas de la empresa e en el periodo $t + 1$.

$BTA_{e,t+1}$ = Base tarifaria asignada de inversiones para el servicio de distribución de energía.

e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

$t + 1$ = Periodo en el que estará vigente la tarifa.

6.5.1. Base Tarifaria Directa (BTD)

Incluye todas las inversiones que las empresas distribuidoras realizan directamente para asegurar la integración adecuada y el impulso de los recursos energéticos distribuidos.

$$BTD_{e,t+1} = AFNORP_{e,t+1} \quad (6.13)$$

$BTD_{e,t+1}$ = Base tarifaria de inversiones directas de la empresa e en el periodo $t + 1$.
 $AFNORP_{e,t+1}$ = Activo fijo neto en operación revaluado promedio.
 e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.
 $t + 1$ = Periodo en el que estará vigente la tarifa.

6.5.2. Base Tarifaria Asignada (BTA)

Se refiere a una asignación proporcional de las inversiones realizadas por las empresas distribuidoras, para operar el sistema de distribución de energía.

$$BTA_{e,t+1} = (BTSD_{e,t+1} - IP_{e,t+1}) \cdot P_{e,t+1} + IP_{e,t+1} \quad (6.14)$$

$BTA_{e,t+1}$ = Base tarifaria asignada de inversiones para el servicio de distribución de energía.
 $BTSD_{e,t+1}$ = Base tarifaria para el servicio de distribución de energía.
 $IP_{e,t+1}$ = Inversión específica realizada para cubrir alguna necesidad particular.
 $P_{e,t+1}$ = Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados.
 e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.
 $t + 1$ = Periodo en el que estará vigente la tarifa.

6.6. Capacidad Instalada (CI)

La capacidad instalada de los recursos energéticos distribuidos corresponde a la suma de las capacidades instaladas por cada PDER en cada empresa distribuidora, expresada en kW.

$$CI_e = \frac{1}{m \cdot y} \sum_{w=1}^m \sum_{n=1}^y CI_{e,w,n} \quad (6.15)$$

CI_e = Capacidad instalada promedio mensual de los recursos energéticos distribuidos.
 $CI_{e,w,n}$ = Capacidad instalada de cada uno de los propietarios de recursos energéticos distribuidos.
 m = Cantidad total de propietarios de recursos energéticos distribuidos (PDER).
 n = Cada uno de los meses del periodo.
 y = Cantidad total de meses del periodo.
 e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

6.7. Tarifa establecida

Finalmente, al contemplar todos los costos involucrados, ARESEP establece las tarifas por cada kW instalado, observadas en la figura 6.6.

Figura 6.6: Tarifas de reconocimiento

Empresa	Tarifa (TDER)
JASEC	₡146
ESPH	₡217
ICE	₡255
CNFL	₡305
Coopesca	₡512
Coop Guanacaste	₡524
Coop Alfaro	₡1 362
Coop Santos	₡1 720

Fuente: Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica (2023)

Capítulo 7

Conclusiones y Recomendaciones

7.1. Conclusiones

De acuerdo con el primer objetivo, se establecieron con éxito los atributos requeridos para la simulación en el software de simulación, logrando determinar que la distribuidora Coopeguanacaste debe realizar los levantamientos necesarios y depurar su información con el departamento de ArcGIS, según los atributos requeridos antes de comenzar con las simulaciones en CYME.

Como se estableció en el segundo objetivo, se lograron con éxito los análisis de carga de flujo y cortocircuito, se pudo observar el comportamiento del circuito de referencia ante una falla, se observa que todas las corrientes de falla caen drásticamente en los primeros 5 000 metros desde la fuente, debido a la reducción de la magnitud de la corriente a medida que la impedancia del sistema aumenta con la distancia.

En el circuito de referencia las fallas bifásicas a tierra son las fallas más severas en términos de magnitud de corriente, mientras que las fallas monofásicas a tierra, aunque más comunes, tienen corrientes mucho menores. Esta información debe ser considerada al diseñar los sistemas de protección.

Al desarrollar el modelado, se logra concluir que CYME es un software capaz y que cumple con todos los requisitos para realizar un análisis de integración en la red, contando con varios comandos que se acoplan perfectamente a los criterios solicitados por la ley; este proyecto cumple con su función de servir como guía para el desarrollo de un análisis de integración en el software CYME.

Se logró desarrollar el mapa interactivo planteado en el tercer objetivo, en el cual se observa que las líneas de media tensión cuentan con valores bajos de disponibilidad. Sin embargo, al revisar los resultados generados para gran escala con CYME, se encontraron valores de capacidad de integración bastantes altas, por lo que el método utilizado para normalizar la carga es únicamente para fines representativos.

Por otro lado, la mayor parte de transformadores de baja tensión cuenta con bastante disponibilidad, lo que significa que a nivel de pequeña escala no se debe hacer gran inversión para mejorar la disponibilidad. Coopeguanacaste debe de realizar los procedimientos de este proyecto para la visualización de la disponibilidad de sus elementos.

Según el último objetivo, las inversiones que Coopeguanacaste deba realizar en su infraestructura y su red serán reconocidas mediante las tarifas de reconocimiento impuestas por ARESEP; según la información brindada a ARESEP, por cada kW se cobrarán C\$524, cubriendo así los gastos de mantenimiento, operación y administrativos relacionados con la generación distribuida.

Las tarifas de la ARESEP buscan proteger los principios de servicio al costo y servicios regulados por el que se rige el país, asegurándose de que los precios sean justos tanto para los consumidores como para las distribuidoras. Por lo tanto, la generación distribuida no significa un riesgo para la economía de la

distribuidora.

7.2. Recomendaciones

Al analizar la información de Coopeguanacaste, se encontró la ausencia de información importante de acuerdo con los atributos establecidos, para el desarrollo de la simulación, por lo que se recomienda a la distribuidora realizar levantamientos del estado de los circuitos y trabajar con el departamento de ArcGIS en esto.

Según la información brindada por Coopeguanacaste, se pudo determinar que la red no cuenta con las medidas de protección de hilo guarda, por lo que se recomienda a la distribuidora implementar el uso de hilo guarda, el cual es fundamental en las líneas de transmisión eléctrica para protegerlas contra descargas eléctricas, reduciendo las fallas y daños en el sistema, ayudando a mantener la estabilidad y confiabilidad en la transmisión de energía eléctrica.

Se recomienda el uso del software CYME, para el análisis de la capacidad de integración de los recursos distribuidos a la red; el software cuenta con varios comandos que se adaptan bastante bien a los criterios solicitados en el Alcance N.º 174 de La Gaceta N.º 169, además de ser capaz de realizar estudios de flujo de cargas y cortocircuito, para analizar las condiciones normales de operación del circuito.

Se recomienda que la distribuidora, al realizar sus simulaciones de capacidad de integración, enfoque esfuerzos en mejorar aquellos transformadores y tramos con baja disponibilidad. Estas mejoras no solo fortalecerán la infraestructura de la red, sino que también facilitarán una mayor eficiencia operativa. Además, ARESEP reconocería económicamente dichas mejoras, incentivando la inversión en la actualización de la red eléctrica para asegurar su fiabilidad, así como la integración efectiva de la generación distribuida.

Se recomienda a Coopeguanacaste, tal y como se demostró en este proyecto, realizar los análisis de cortocircuito, con el fin de analizar el comportamiento de la red ante una falla y, así, hacer las inversiones necesarias en las protecciones más adecuadas para la seguridad de la red.

Mediante los estudios de flujo de carga realizados, se pudo detectar si existían transformadores y conductores sobrecargados. Estos estudios permiten identificar, de manera precisa, las áreas de la red que operan fuera de sus límites de capacidad, lo que puede generar problemas de eficiencia y aumentar el riesgo de fallos. Por ello, se aconseja a la distribuidora llevar a cabo estos estudios de manera regular, para detectar posibles sobrecargas a tiempo.

Referencias

- ARESEP (2016). Planeación, operación y acceso, al sistema eléctrico nacional. Technical report, Autoridad Reguladora de Servicios Públicos.
- ARESEP (2023). Propuesta de "procedimiento de capacidad de penetración de der por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del sen"(inf. téc.). Technical report.
- ARESEP (2024). ARESEP realiza cambios en metodología para producción de energía con paneles solares. [En línea]. Disponible en: <https://aresep.go.cr/noticias/aresep-realiza-cambios-en-metodologia-para-produccion-de-energia-con-paneles-solares/> [Último acceso: 29-octubre-2024].
- Asamblea Legislativa de Costa Rica (2022). Ley N°10086: Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos partir de fuentes renovables. Disponible en <https://www.asamblea.go.cr>.
- Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica (2022). Ley 10086: Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables. Technical report, Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica.
- Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica (2023). Alcance n.º 178 a la gaceta n.º 171.
- Banco Central de Costa Rica (2024). Indicadores Económicos. [Acceso: 5 de noviembre de 2024].
- Brenes-Fallas, E. D. (2023). Modelado y simulación de una red de distribución en media tensión de cartago para jasec, de acuerdo con el cumplimiento de la ley 10086.
- Cleveland, C. J. and Morris, C. (2009). *Dictionary of Energy (Expanded Edition) - Geography of Energy*. Elsevier. Retrieved: 12-oct-2024.
- Coopeguanacaste R.L. (2024). Nuestra historia.
- CYME International T&D (2020). *CYME Power Engineering Software User Guide*. CYME International, St. Bruno, QC, Canada.
- Gómez-Ramírez, G. A. (2016). Evolución y tendencias de índices de confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia. *Revista Tecnología en Marcha*, 29(2):3–13.
- Gómez-Ramírez, G. A., Meza, C., and Morales-Hernández, S. (2021). Oportunidades y desafíos para la integración de almacenamiento electroquímico en las redes eléctricas centroamericanas. *Revista Tecnología en Marcha*, pages Pág–70.
- Gonzales Longatt, F. (2008). Introducción a los sistemas de potencia.
- Grainger, J. and Stevenson, W. (1996). *Análisis de Sistemas de Potencia*. McGraw-Hill, 1a. edition.
- Guan, F., Zhao, D., Zhang, X., Shan, B., and Liu, Z. (2009). Research on distributed generation technologies and its impacts on power system. In *2009 International Conference on Sustainable Power Generation and Supply*, pages 1–6.
- Gómez, A. et al. (2003). *Sistemas Eléctricos de Potencia: Problemas y ejercicios resueltos*. Prentice Hall.
- Gómez-Ramírez, G. A., Luévano-Reyes, I. A., Mora-Jiménez, G., García-Santander, L., Laskano, M. Z., and Meza, C. (2022). Increasing distribution network capacity through storage in central american countries: A case study. In *2022 IEEE International Conference on Automation/XXV Congress of the Chilean Association of Automatic Control (ICA-ACCA)*, pages 1–6.
- Hamza, A. and Bonneya, M. (2019). Step voltage regulator and capacitor placement to improve the performance of rural electrical distribution systems by cyme program. In *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, volume 518, page 042013. IOP Publishing.
- Heredia, D. (2013). Desarrollo de una guía enfocada a medidores de energía y conexiones en medidores.

- Instituto Costarricense de Electricidad (2020). Informe del crecimiento e impacto de la generación distribuida en costa rica 2019.
- Liu, J., Zhang, W., Zhou, R., and Zhong, J. (2012). Impacts of distributed renewable energy generations on smart grid operation and dispatch. In *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pages 1–5.
- Matulic, I. (2003). Introducción a los sistemas eléctricos de potencia. *Scielo*.
- Morales-Hernández, J. P. (2023). Estudio técnico financiero de los resultados de integrar generación distribuida a la red eléctrica de jasec mediante modelado y simulación en etap.
- Navarro, W. (2023). Estudio del comportamiento de una red de distribución en 19.9 kv para el análisis de la penetración de recursos distribuidos de generación solar en coopesantos r.l. mediante la aplicación de la ley 10086.
- RELSAMEX (2020). Tipos de transformadores eléctricos. Fecha de acceso: 26 de setiembre de 2023.
- Sáenz, K. (2023). Estudio del comportamiento de una red de distribución monofásica en 34,5 kv para el análisis de la penetración de recursos distribuidos de generación solar en la red eléctrica de jasec, mediante la aplicación de la ley 10086.
- Tama, A. (2018). Las pérdidas de energía eléctrica. Fecha de acceso: 25 de setiembre de 2023.
- Tedoldi, J., Vignerte, S., Murcia, B., and Garín (2017). Impacto de la generación distribuida con energía solar fotovoltaica en la tensión eléctrica - simulación de un caso.
- Vaiiki (2024). Generación de energía eléctrica. Accedido: 12-oct-2024.
- Wildi, T. (2007). *Máquinas Eléctricas y Sistemas de Potencia*. Pearson / Prentice Hall.

Apéndice A

Código utilizado para el DER por transformador de Pequeña Escala

```
1
2 import pandas as pd
3
4 general\_pe\_path = r'Ruta del archivo General'
5 variacion\_tension\_pe\_path = r'Ruta del archivo de variación de tensión'
6
7 general\_pe = pd.read\_csv(general\_pe\_path)
8 variacion\_tension\_pe = pd.read\_csv(variacion\_tension\_pe\_path)
9
10 general\_columns = [2, 3, 9, 12, 13, 14]
11
12 datos = [ ]
13
14 valores\_unicos\_col\_12 = general\_pe.iloc[:, 11].unique()
15
16 for valor\_col\_12 in valores\_unicos\_col\_12:
17
18     filtro\_general = general\_pe[general\_pe.iloc[:, 11] == valor\_col\_12]
19
20     filtro\_variacion = variacion\_tension\_pe[variacion\_tension\_pe.iloc[:, 11] == valor\_col\_12]
21
22     if not filtro\_variacion.empty and not filtro\_general.empty:
23
24         valores\_totales = [ ]
25
26         especificadas
27         for \_, row in filtro\_general.iterrows():
28             valores\_general\_pe = row[general\_columns].tolist()
29             valores\_totales.extend(valores\_general\_pe)
30
31         valores\_totales.append(filtro\_variacion.iloc[0, 5])
32
33         valor\_min = min(valores\_totales)
34         valor\_max = max(valores\_totales)
35
36         if valor\_min in valores\_general\_pe:
37             col\_min = general\_pe.columns[general\_columns[valores\_general\_pe.index(valor\_min)]]
38         else:
39             col\_min = "Variacion de tension PE - Columna 6"
40
41         if valor\_max in valores\_general\_pe:
42             col\_max = general\_pe.columns[general\_columns[valores\_general\_pe.index(valor\_max)]]
```

APÉNDICE A. CÓDIGO UTILIZADO PARA EL DER POR TRANSFORMADOR DE PEQUEÑA ESCALA97

```
43     else:
44         col_max = "Variacion de tension PE - Columna 6"
45
46         datos.append([valor_col_12, valor_min, col_min, valor_max, col_max])
47
48     nuevo_df = pd.DataFrame(datos, columns=["Columna 1", "Columna 2", "Columna 3", "Columna 4", "Columna 5"])
49
50     nuevo_csv_path = r'Ruta para el nuevo resultado'
51     nuevo_df.to_csv(nuevo_csv_path, index=False)
52
```

Apéndice B

Código utilizado para relacionar los transformadores con sus coordenadas y capacidad

```
1 import pandas as pd
2
3 ruta_nuevo_resultado = r'Ruta del archivo de resultados de pequeña escala'
4 ruta_trafos = r'Ruta de archivo con la información de los transformadores'
5
6 nuevo_resultado_df = pd.read_csv(Archivo General Pequeña Escala)
7 trafos_df = pd.read_csv(Archivo de Transformadores)
8
9 if nuevo_resultado_df.shape[1] > 0 and trafos_df.shape[1] >= 26:
10     nuevo_resultado_df['Cap Nom (kVA)'] = ''
11     nuevo_resultado_df['Columna 25'] = ''
12     nuevo_resultado_df['Columna 26'] = ''
13
14     for idx, row in nuevo_resultado_df.iterrows():
15         valor_columna_1 = row[0]
16
17         fila_trafos = trafos_df[trafos_df.iloc[:, 0] == valor_columna_1]
18
19         if not fila_trafos.empty:
20             cap_nom_kva = fila_trafos.iloc[0, 5]
21             columna_25 = fila_trafos.iloc[0, 24]
22             columna_26 = fila_trafos.iloc[0, 25]
23
24             nuevo_resultado_df.at[idx, 'Cap Nom (kVA)'] = cap_nom_kva
25             nuevo_resultado_df.at[idx, 'Columna 25'] = columna_25
26             nuevo_resultado_df.at[idx, 'Columna 26'] = columna_26
27
28     nuevo_resultado_df.to_csv(r'Ruta del nuevo documento', index=False)
29     print("Archivo actualizado y guardado con éxito.")
30 else:
31     print("Verifica que los archivos tengan el formato y columnas correctos.")
```

Apéndice C

Código utilizado para dar un orden y el ID del transformador a las secciones de Gran Escala

```
1 import pandas as pd
2
3 file_resultados = r'Ruta del reporte de Gran Escala'
4 file_Tramos = r'Ruta de los tramos'
5
6 df_resultados = pd.read_excel(file_resultados)
7 df_coord_prohibidas = pd.read_excel(file_Tramos)
8
9 df_coord_prohibidas_renamed = df_coord_prohibidas.rename(columns={"From Node": "Nombre nodo"})
10 df_coord_prohibidas_to_node = df_coord_prohibidas.rename(columns={"To Node": "Nombre nodo"})
11
12 df_merged_from = pd.merge(df_resultados, df_coord_prohibidas_renamed[['Nombre nodo', 'Equipment No']],
13 ↪ how='left', on='Nombre nodo')
14 df_merged_to = pd.merge(df_resultados, df_coord_prohibidas_to_node[['Nombre nodo', 'Equipment No']],
15 ↪ how='left', on='Nombre nodo')
16
17 df_merged_from['Node Type'] = 'From Node'
18 df_merged_to['Node Type'] = 'To Node'
19
20 df_combined = pd.concat([df_merged_from, df_merged_to])
21
22 df_combined = df_combined.drop_duplicates()
23
24 df_combined['Order'] = range(1, len(df_combined) + 1)
25
26 output_file = r'Ruta del nuevo archivo'
27 df_combined.to_excel(output_file, index=False)
28
29 print(f"Archivo guardado en: {output_file}")
```

Apéndice D

Código utilizado para encontrar el valor mínimo y disponibilidad en Gran Escala

```
1
2 import pandas as pd
3
4 ruta_base = r'Ruta del Documento'
5
6 file_combined_resultados = ruta_base + r'Documento Base'
7 df_combined_resultados = pd.read_excel(file_combined_resultados)
8
9 df_grouped = df_combined_resultados.groupby('Equipment No').agg({'IC Max\n(kW)': 'min'}).reset_index()
10
11 df_grouped = df_grouped.rename(columns={'IC Max\n(kW)': 'IC Max (kW)'})
12
13 output_file = ruta_base + r'\Tramos_Capacidad_Minima.xlsx'
14 df_grouped.to_excel(output_file, index=False)
15
16 print(f"Archivo guardado en: {output_file}")
17
```