



Análisis del desempeño de un circuito de distribución, para evaluar la penetración de recursos distribuidos en el ICE, mediante la implementación de la Ley 10086

*Informe de Trabajo Final de Graduación para optar por el Título de Ingeniería en Mantenimiento Industrial, Grado de Licenciatura*

Autor:

Anibal Acuña Bogantes

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.”



# Hoja de Datos

## Datos personales

**Nombre completo:** Anibal Acuña Bogantes

**Número de cédula:** 207650758

**Número de carné:** 2015138748

**Números de teléfono:** (+506) 83847344

**Correo electrónico:** anibal\_ab@estudiantec.cr, anibal.a.b@outlook.com

**Dirección exacta de domicilio:** Alajuela, San Carlos, Florencia, 150m norte de la antigua escuela Caimitos, y 150m este del Mini Super y Licorería Caimitos, casa a mano izquierda color papaya.

## Información del Proyecto

**Título:** Análisis del desempeño de un circuito de distribución, para evaluar la penetración de recursos distribuidos en el ICE, mediante la implementación de la Ley 10086.

**Asesor Industrial:** Ing. Gonzalo Mora Jiménez, Mag.

**Profesor Guía:** Ing. Gonzalo Mora Jiménez, Mag.

**Jurado Evaluador:**

- Ing. Gustavo Gómez Ramírez, M.Sc.
- Ing. Luis Carlos Muñoz Chacón, Mag.

## Datos de la Empresa

**Nombre:** Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)

**Actividad Principal:** Generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, así como la provisión de servicios de telecomunicaciones en Costa Rica.

**Dirección:** Cien metros sur de la Fuente de la Hispanidad, AV. 10, San José, San Pedro.

**Contacto:** contactenos@ice.go.cr

**Teléfono:** (+506) 2000 7720

## Carta de Aceptación de la Empresa



21 de junio de 2024

Señor:

Ing. Sebastian Mata Ortega  
Coordinador de Práctica Profesional  
Escuela de Ingeniería Electromecánica  
Instituto Tecnológico de Costa Rica

La presente es para certificar que el estudiante Aníbal Acuña Bogantes, cédula 207650758, carné 2015138748 desarrollará su práctica profesional, en modelado de redes eléctricas de distribución del Instituto Costarricense de Electricidad, por medio de su proyecto llamado: ""Análisis del desempeño de un circuito de distribución, para evaluar la penetración de recursos distribuidos en el ICE, mediante la implementación de la Ley 10086"". Este proyecto ya fue aprobado en la División de Distribución y Comercialización, dicho proyecto permitirá obtener al menos un circuito de distribución modelado en todos sus niveles de tensión por lo que podrá ser utilizado en los estudios propios de la División. Dicho proyecto se desarrollará durante el primer semestre acorde al calendario que establezca el Instituto Tecnológico de Costa Rica.

El modelo obtenido es confidencial, y el Ingeniero a cargo es Gonzalo Mora Jiménez.

Un cordial saludo.

GONZALO MORA  
JIMENEZ (FIRMA)

Firmado digitalmente por GONZALO MORA JIMENEZ, FIRMA  
Fecha: 2024.06.24 10:52:01 -0500'

---

**(Firma)**

Ing. Gonzalo Mora Jiménez  
Encargado de Simulación  
Ingeniería de Distribución  
División Distribución y Comercialización  
Instituto Costarricense de Electricidad  
[gmoraji@ice.go.cr](mailto:gmoraji@ice.go.cr)  
tel:84233587

# Carta del Filólogo

*Gestión de Negocios*  
*Servicios Educativos Profesionales*



San José, 12 de noviembre de 2024

SF-126-2024

**Ingeniero**  
**Greivin Barahona Guzmán, M. Eng.**  
**Director de la Escuela de Ingeniería en Mantenimiento Industrial**  
**Tecnológico de Costa Rica**  
**S. D.**

Estimado Ingeniero:

El suscrito profesional colegiado en Filología y Lingüística, hace constar que el Trabajo Final Graduación titulado “**Análisis del desempeño de un circuito de distribución, para evaluar la penetración de recursos distribuidos en el ICE, mediante la implementación de la Ley 10086**”, escrito por Anibal Acuña Bogantes, cédula de identidad número 2-0765-0758, para optar por el grado de Licenciatura en Ingeniería en Mantenimiento Industrial, fue sometido a una revisión filológica.

Se hace constar que se ha revisado por completo y se le han efectuado a dicho documento las modificaciones pertinentes en distintos niveles textuales, macro y microestructura, intención comunicativa, coherencia y cohesión, citación, gramática, ortografía y uso correcto del lenguaje. Desde ese punto de vista, considero que cumple con los requisitos establecidos para estos fines.

De usted, atentamente,

A handwritten signature in cursive script, reading "Gustavo E. Castro M.", written in black ink.

---

**Lic. Gustavo Castro Miranda**  
**Carné #29873**  
**Cédula 2-0463-0329**

Costa Rica. Teléfono (506) 8340-6999. Email [gycasesorescr@gmail.com](mailto:gycasesorescr@gmail.com)

# Resumen

Este informe analiza el desempeño del circuito en relación con la integración de la generación distribuida (GD) a través de la simulación de un circuito de distribución eléctrica del ICE en Cyme. En el contexto de la Ley 10086, que fomenta el uso de recursos renovables, se regula la incorporación de recursos energéticos distribuidos en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Durante la recolección de atributos es crucial integrar estos elementos para construir una base de datos precisa que permita simular de manera confiable el comportamiento de la red. El ICE debe incluir la capacidad de potencia de los seccionadores y ajustar las coordinaciones de protección para los reconectores y su capacidad. Además, es esencial incorporar las curvas características y la ampacidad de los fusibles utilizados. Estas mejoras aumentarán la confiabilidad de los datos en los análisis de cortocircuito y en la evaluación de la penetración máxima de recursos distribuidos.

El análisis de flujo de carga permite evaluar el comportamiento del sistema según las condiciones de consumo y generación de energía, calculando la tensión y el ángulo de fase en cada barra, así como el flujo de energía en líneas y transformadores. Este análisis identifica conductores y transformadores sobrecargados, lo que indica la necesidad de considerar el aumento del calibre de los conductores y detectar las fases sobrecargadas en los transformadores para explorar opciones de balanceo y equilibrar las cargas.

El análisis de cortocircuito en Cyme, fundamentado en los estándares ANSI C37.010, C37.5 y C37.13, regula la aplicación de interruptores automáticos y calcula cuatro tipos de carga. Al mismo tiempo, señala que la red puede manejar adecuadamente las corrientes de falla; sin embargo, las corrientes trifásicas representan un desafío, alcanzando hasta 14 kA en buses de media tensión y 20 kA en buses de baja tensión. Esto requiere atención especial en la protección de estas áreas críticas para prevenir sobrecargas y posibles daños a la infraestructura.

Se examina la capacidad del circuito para integrar recursos energéticos distribuidos (DER), evaluando la penetración máxima sin comprometer la estabilidad de la red, considerando criterios de ARESEP de tensiones, sobrecargas y corriente. Se simulan diferentes escenarios para identificar los límites de integración de DER y garantizar la operación segura de la red. Dada la sensibilidad del sistema a las fluctuaciones de tensión y restricciones por carga térmica, se recomienda efectuar una evaluación integral, revisando los dispositivos o nodos que limitan dicha capacidad.

El estudio incluye la creación de un mapa interactivo con QGIS para visualizar los resultados de la capacidad de penetración de los recursos energéticos distribuidos (DER) en el circuito de distribución, tanto a pequeña como a gran escala. Este mapa es una herramienta visual clave para la toma de decisiones, ya que facilita la identificación de áreas críticas y la planificación de futuras expansiones de la red.

En el ámbito económico, el análisis estudia la metodología tarifaria regulada por ARESEP para la generación distribuida, abarcando las cuatro tarifas propuestas por esa entidad. Se evidencia que el enfoque, basado en el principio de servicio al costo, busca equilibrar las necesidades de los usuarios con los intereses de las distribuidoras, promoviendo la sostenibilidad y la eficiencia económica.

**Palabras Clave:** Generación distribuida, Cyme, Simulación, Análisis de Cortocircuito, Análisis de Flujo de Carga, Capacidad de Penetración, Mapa Interactivo, Metodología Tarifaria.

# Abstract

This report analyzes the circuit performance in relation to the integration of distributed generation (DG) through the simulation of an ICE electrical distribution circuit in Cyme. In the context of Law 10086, which promotes the use of renewable resources, the incorporation of distributed energy resources in the National Electric System (SEN) is regulated.

During the collection of attributes, it is crucial to integrate these elements to build an accurate database that allows to reliably simulate the behavior of the network. The ICE must include the power capacity of the disconnectors and adjust the protection coordinations for the reclosers and their capacity. In addition, it is essential to incorporate the characteristic curves and the ampacity of the fuses used. These improvements will increase the reliability of the data in the short-circuit analyses and in the evaluation of the maximum penetration of distributed resources.

The load flow analysis allows to evaluate the behavior of the system according to the conditions of consumption and generation of energy, calculating the voltage and phase angle in each bus, as well as the energy flow in lines and transformers. This analysis identifies overloaded conductors and transformers, indicating the need to consider increasing conductor sizing and detecting overloaded phases on transformers to explore balancing options and balance loads.

Cyme's short circuit analysis, based on ANSI standards C37.010, C37.5 and C37.13, regulates the application of circuit breakers and calculates four types of load. At the same time, it notes that the network can adequately handle fault currents; however, three-phase currents represent a challenge, reaching up to 14 kA on medium voltage buses and 20 kA on low voltage buses. This requires special attention in protecting these critical areas to prevent overloads and possible damage to infrastructure.

The circuit's ability to integrate distributed energy resources (DER) is examined, assessing maximum penetration without compromising network stability, considering ARESEP criteria for voltages, overloads and current. Different scenarios are simulated to identify the limits of DER integration and ensure the safe operation of the network. Given the sensitivity of the system to voltage fluctuations and thermal load restrictions, a comprehensive assessment is recommended, reviewing the devices or nodes that limit said capacity.

The study includes the creation of an interactive map with QGIS to visualize the results of the penetration capacity of distributed energy resources (DER) in the distribution circuit, both on a small and large scale. This map is a key visual tool for decision-making, as it facilitates the identification of critical areas and the planning of future expansions of the network.

In the economic field, the analysis studies the tariff methodology regulated by ARESEP for distributed generation, covering the four tariffs proposed by that entity. It is evident that the approach, based on the principle of service at cost, seeks to balance the needs of users with the interests of distributors, promoting sustainability and economic efficiency.

**Keywords:** Distributed generation, Cyme, Simulation, Short circuit analysis, Load flow analysis, Penetration capacity, Interactive map, Tariff methodology.

# Agradecimientos

*A Dios, pilar fundamental en mi vida, quien me ha dado las fuerzas y las oportunidades para alcanzar esta meta.*

*A mi madre, Emilce Bogantes, por ser una fuente constante de fortaleza y apoyo. Gracias por tu amor incondicional y por estar siempre presente en cada momento en que te he necesitado.*

*Agradezco a Elías Sánchez por su invaluable apoyo en un momento crucial de mi carrera, cuya ayuda fue fundamental para alcanzar mis objetivos profesionales.*

*Agradezco a William Navarro por su valiosa ayuda y orientación en este proyecto, compartiendo conmigo su conocimiento y experiencia en esta área, lo cual fue de gran apoyo para mi trabajo.*

*A los profesores Gustavo Gómez y Gonzalo Mora, por su invaluable ayuda y orientación durante el desarrollo de este trabajo.*

# Dedicatoria

*A Dios y a mi familia, quienes de muchas maneras, me brindaron las oportunidades y el apoyo necesarios para alcanzar este sueño y cumplir esta meta que es la finalización de este proyecto.*

# Índice general

<b>Nomenclatura</b>	<b>1</b>
<b>1. Introducción</b>	<b>2</b>
1.1. Reseña de la Empresa . . . . .	3
1.1.1. Misión . . . . .	3
1.1.2. Visión . . . . .	3
1.1.3. Valores . . . . .	3
1.2. Antecedentes . . . . .	4
1.3. Planteamiento del Problema . . . . .	6
1.4. Objetivo General . . . . .	7
1.5. Objetivos Específicos . . . . .	7
1.6. Justificación . . . . .	8
1.7. Alcance . . . . .	9
1.8. Viabilidad . . . . .	10
1.9. Administración de Riesgo . . . . .	10
1.10. Metodología . . . . .	11
1.11. Cronograma . . . . .	13
<b>2. Marco Teórico</b>	<b>14</b>
2.1. Sistema eléctrico de potencia . . . . .	14
2.1.1. Estructura de un Sistema Eléctrico de Potencia . . . . .	14
2.2. Generación Distribuida . . . . .	15
2.2.1. Consideraciones Generables Aplicables . . . . .	15
2.2.2. Generación Distribuida en Costa Rica . . . . .	16
2.3. Marco Legal . . . . .	17
2.3.1. Ley N° 10086: Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables . . . . .	17
2.3.2. Reglamento a la Ley de promoción y regulación de recursos energéticos a partir de fuentes renovables (Decreto N°43879-MINAE) . . . . .	18
2.3.3. Tarifas de generación distribuida en Costa Rica . . . . .	19

2.4. Módulo de Análisis de Capacidad de Integración CYME . . . . .	19
<b>3. Construcción y Modelado de los Circuitos</b>	<b>21</b>
3.1. Recopilación de Información . . . . .	21
3.1.1. Nodos . . . . .	22
3.1.2. Líneas Desbalanceadas . . . . .	23
3.1.3. Líneas Subterráneas . . . . .	25
3.1.4. Secciones . . . . .	27
3.1.5. Transformadores . . . . .	27
3.1.6. Fusibles . . . . .	29
3.1.7. Reguladores . . . . .	30
3.1.8. Recloser . . . . .	32
3.1.9. Fuente . . . . .	33
3.1.10. Carga Equivalente . . . . .	34
3.1.11. Posicionamiento de Cable . . . . .	35
3.1.12. Grupo de Instalación Térmica . . . . .	35
3.1.13. Seccionadores . . . . .	35
3.1.14. Observaciones importantes: . . . . .	36
3.2. Análisis de Flujo de Carga . . . . .	37
3.2.1. Método de Cálculo . . . . .	38
3.2.2. Configuración y Ejecución de Análisis de Flujo de Carga . . . . .	38
3.2.3. Reportes . . . . .	42
3.3. Análisis de Cortocircuito ANSI . . . . .	48
3.3.1. Configuración y Ejecución de Análisis Cortocircuito ANSI . . . . .	50
3.3.2. Reportes . . . . .	51
<b>4. Integración de Recursos de Generación Distribuida</b>	<b>59</b>
4.1. Análisis en Gran Escala . . . . .	59
4.1.1. Parámetros de Configuración . . . . .	60
4.1.2. Reportes . . . . .	70
4.2. Análisis en Pequeña Escala . . . . .	73
4.2.1. Parámetros de Configuración . . . . .	73
4.2.2. Reportes . . . . .	79
<b>5. Creación de un Mapa Interactivo en Línea del Circuito</b>	<b>83</b>
5.1. Creación del mapa online mediante el software Qgis . . . . .	83
5.1.1. Parámetros y Configuración General del Software . . . . .	83
5.1.2. Configuración para realizar el Mapeo en Pequeña Escala . . . . .	86
5.1.3. Configuración para realizar el Mapeo en Gran Escala . . . . .	90

5.1.4. Incorporación del complemento QGIS2WEB para la creación del mapa online . . .	95
5.1.5. Visualización del mapa en línea . . . . .	96
<b>6. Estudio del Modelo Tarifario</b>	<b>98</b>
6.1. Método Cálculo Fijación Cargos Interconexión . . . . .	98
6.2. Método Cálculo Fijación Tarifa Acceso a Redes de Distribución . . . . .	101
6.2.1. Componentes del cálculo tarifario: . . . . .	101
6.2.2. Tarifa Resultante . . . . .	103
6.3. Método Cálculo Compra Venta Excedentes y Reconocimiento Económico . . . . .	104
6.4. Reconocimiento Costos Rentabilidad Inversiones y Canon . . . . .	104
6.4.1. Componentes del cálculo tarifario . . . . .	105
6.4.2. Tarifa Resultante . . . . .	108
<b>7. Conclusiones y Recomendaciones</b>	<b>109</b>
7.1. Conclusiones . . . . .	109
7.2. Recomendaciones . . . . .	110
ANEXO A. Código Pyhton para unificar toda la información obtenida del analisis a pequeña escala y clasificarla por transformador. . . . .	114
ANEXO B. Código Pyhton para unificar toda la información obtenida del analisis a gran escala.	115
ANEXO C. Código Pyhton para crear los tramos en el mapeo a gran escala. . . . .	116
ANEXO C. Código Pyhton para calcular el valor mínimo de la capacidad integración para cada tramo. . . . .	116

# Índice de tablas

1.1. Metodología por emplear en el desarrollo del proyecto. . . . .	11
2.1. Cantidad de generadores distribuidos y capacidad instalada por empresa, diciembre 2022. . . . .	16
3.1. Atributos de la Sección Nodos. . . . .	22
3.2. Atributos de la Sección HeadNodes. . . . .	23
3.3. Atributos de la Sección Líneas Desbalanceadas. . . . .	24
3.4. Atributos de la Sección Líneas Subterráneas. . . . .	26
3.5. Atributos de las Secciones. . . . .	27
3.6. Atributos para los Transformadores . . . . .	28
3.7. Atributos para Transformadores Bifásicos. . . . .	29
3.8. Atributos para los Fusibles . . . . .	30
3.9. Atributos para los Reguladores. . . . .	31
3.10. Atributos para los Recloser. . . . .	32
3.11. Atributos para la Fuente. . . . .	33
3.12. Atributos para la Equivalencia de Fuentes. . . . .	34
3.13. Atributos para la Carga Equivalente. . . . .	34
3.14. Atributos para la Posición de Cables. . . . .	35
3.15. Atributos para el Grupo de Instalación Térmica. . . . .	35
3.16. Atributos para la Configuración de Seccionadores. . . . .	36
3.17. Parámetros del análisis de flujo de carga . . . . .	40
3.18. Configuración de Tramos y Capacidades . . . . .	47
3.19. Positive sequence reactance for momentary duty . . . . .	49
3.20. Positive sequence reactance for interrupting duty . . . . .	50
4.1. Parámetros de Configuración ICA, Gran Escala. . . . .	61
4.2. Limitadores de capacidad recurrente en Gran Escala. . . . .	71
4.3. Parámetros de Configuración ICA, Pequeña Escala. . . . .	75
4.4. Resumen de Restricciones de Integración a Pequeña Escala . . . . .	81
6.1. Costos por Etapas para 2024. . . . .	99

6.2. Costos consolidados para las cuatro etapas de solicitud de interconexión, período 2024. . .	100
6.3. Cantidad de generadores distribuidos, por empresa distribuidora, 2023 (datos en millones de colones). . . . .	102
6.4. Consumo natural medio mensual de generadores distribuidos (en kWh), por empresa distribuidora 2023. . . . .	102
6.5. Aporte por requerimiento de capacidad demandado (ARC) por los servicios con generación distribuida, por empresa distribuidora, 2023 (datos en millones de colones). . . . .	103
6.6. Aporte en colones por requerimiento de capacidad por parte de los servicios con generación distribuida estimados por pago de potencia implícita (API), por empresa distribuidora, 2023 (datos en millones de colones). . . . .	103
6.7. Tarifa de acceso por empresa distribuidora (Tarifa por kWh). . . . .	104
6.8. Tarifa máxima para la compra-venta de excedentes de energía (T-TCVE). . . . .	104
6.9. Capacidad instalada promedio mensual de los DER, para el 2023 en kW. . . . .	108
6.10. Tarifa mensual de los recursos energéticos distribuidos (T-DER) – Colones por kW. . . . .	108

# Índice de figuras

1.1. Flujo histórico de la introducción de los sistemas de GD en Costa Rica. . . . .	4
1.2. Diagrama de la metodología para el desarrollo del proyecto. . . . .	12
1.3. Programa de actividades para el desarrollo del trabajo final de graduación. . . . .	13
2.1. Sistemas Eléctricos de Potencia. . . . .	14
2.2. Capacidad Instalada (KW) de Generación Distribuida por mes, 2020-2022. . . . .	16
2.3. Costo de importación de los paneles solares. . . . .	17
2.4. Resultados del ICA en el software CYME. . . . .	20
3.1. Diagrama del algoritmo de solución de flujo de carga. . . . .	37
3.2. Parámetros de configuración para el Análisis de Flujo de Carga. . . . .	39
3.3. Parámetros de los Reportes del Análisis de Flujo de Carga. . . . .	42
3.4. Transformadores Sobrecargados. . . . .	43
3.5. Propiedades del Transformador ID: 153417_T. . . . .	43
3.6. Análisis de Distribución de Carga para el Transformador ID: 153417_T. . . . .	44
3.7. Conductores Sobrecargados. . . . .	45
3.8. Propiedades de la configuración del conductor. . . . .	46
3.9. Reporte Barras Fuera de Límites. . . . .	47
3.10. Parámetros de Configuración Cortocircuito ANSI. . . . .	50
3.11. Parámetros de Configuración de salida Cortocircuito ANSI. . . . .	52
3.12. Corriente Simétrica Trifásica versus Capacidad de Interrupción de algunos fusibles. . . . .	53
3.13. Resumen de Corrientes de Buses de Media Tensión. . . . .	54
3.14. Resumen de Corrientes de Buses de Baja Tensión. . . . .	55
3.15. ANSI XR Ratio. . . . .	56
3.16. Análisis de Corrientes de Cortocircuito por Tipo de Falla. . . . .	57
3.17. Análisis de Corrientes de Cortocircuito por Tipo de Falla. . . . .	58
4.1. Parámetros de configuración ICA, Gran Escala. . . . .	60
4.2. Configuración en el parámetro de Flujo de Carga. . . . .	62
4.3. Configuración del Regulador de Tensión. . . . .	63

4.4. Configuración en los parámetros de Cortocircuito. . . . .	63
4.5. Criterios ICA, Gran Escala. . . . .	64
4.6. Criterios ICA, Gran Escala. . . . .	65
4.7. Filtro para los Fusibles y Recloser en el análisis de Carga Térmica. . . . .	66
4.8. Filtro para Análisis Variaciones de Tensión en MT (3%). . . . .	67
4.9. Redes a Analizar. . . . .	68
4.10. Opciones de Salida. . . . .	69
4.11. Capacidad de Integración por Restricción en análisis a Gran Escala. . . . .	70
4.12. Número de Nodos Evaluados Por Restricción en Gran Escala. . . . .	72
4.13. Parámetros de configuración ICA, Pequeña Escala. . . . .	74
4.14. Criterios ICA, Pequeña Escala. . . . .	76
4.15. Criterios ICA, Pequeña Escala. . . . .	77
4.16. Filtro para analizar solamente los nodos que contienen cargas. . . . .	78
4.17. Filtro para los Fusibles y Recloser en el análisis de Carga Térmica. . . . .	78
4.18. Filtro para Análisis Variaciones de Tensión en MT (3%). . . . .	79
4.19. Capacidad de Integración por Restricción en análisis a Pequeña Escala. . . . .	80
4.20. Número de Nodos Evaluados Por Restricción en Pequeña Escala. . . . .	82
5.1. Configuración Sistema de Referencia. . . . .	84
5.2. Instalación de Complementos. . . . .	85
5.3. Capa de personalización de Costa Rica. . . . .	86
5.4. Creación de puntos a partir de tabla. . . . .	87
5.5. Formulario de Atributos. . . . .	88
5.6. Categorización y Simbología. . . . .	89
5.7. Mapa Pequeña Escala. . . . .	90
5.8. Creación de Vectores. . . . .	91
5.9. Unión de Información. . . . .	93
5.10. Categorización y simbología. . . . .	94
5.11. Categorización y simbología. . . . .	95
5.12. Propiedades del complemento QGIS2WEB. . . . .	96
5.13. Creación de repositorio en GitHub. . . . .	96
5.14. Mapa Online. . . . .	97
6.1. ICE: Costos de operación, mantenimiento y administrativos, indexados al 2023 (cifras en colones). . . . .	106

# Nomenclatura

<i>ACSR</i>	Aluminum Conductor Steel Reinforced (Conductor de aluminio reforzado con acero)
<i>ARESEP</i>	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos
<i>AWG</i>	American Wire Gauge (Calibre estadounidense para alambres)
<i>BT</i>	Baja tensión
<i>CYME</i>	Software de simulación de redes eléctricas
<i>DER</i>	Distributed Energy Resources (Recursos Energéticos Distribuidos)
<i>F.P</i>	Factor de potencia
<i>GD</i>	Generación Distribuida
<i>ICA</i>	Integration Capacity Analysis (Análisis de Capacidad de Integración)
<i>ICE</i>	Instituto Costarricense de Electricidad
<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
<i>P : U</i>	Por Unidad
<i>PV</i>	Panel Fotovoltaico
<i>Q</i>	Potencia reactiva
<i>QGIS</i>	Software de Sistema de Información Geográfica (SIG)
<i>S</i>	Potencia aparente
<i>SEN</i>	Sistema Eléctrico Nacional
<i>SEP</i>	Sistemas Eléctricos de Potencia
<i>THD</i>	Distorsión Armónica Total (Total Harmonic Distortion)

# Capítulo 1

## Introducción

En este trabajo se evalúa el desempeño de la red eléctrica del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), a través del análisis de la penetración de recursos distribuidos, en el contexto de los sistemas de potencia conforme a la Ley No. 10086 y su reglamento mediante el Decreto 43879-MINAE. El interés en este estudio surge de la creciente importancia de la generación distribuida dentro de la matriz energética en todo el territorio nacional y de la necesidad de adaptar las infraestructuras existentes a las nuevas regulaciones legales y demandas del mercado.

La metodología utilizada en este estudio se basa en la simulación, por medio del software CYME que permite seleccionar uno de los circuitos de la red eléctrica del ICE, previamente modelados y así evaluar el nivel máximo de penetración de generación distribuida, tanto a pequeña como a gran escala, que dicho circuito puede soportar sin comprometer criterios técnicos esenciales. Dichos criterios incluyen aumentos de tensión en régimen permanente, variaciones y desbalances de tensión, incremento en las acciones de control, sobrecarga de transformadores y conductores, y aumento en la corriente de falla.

El objetivo principal es ofrecer un diagnóstico claro y confiable que fundamente las decisiones futuras en la planificación y operación de la red eléctrica, garantizando una integración efectiva y estable de fuentes renovables en el sistema. Esto resulta fundamental, no solo para cumplir con la legislación vigente, sino también para optimizar la eficiencia del sistema eléctrico y facilitar una transición energética alineada con los objetivos de seguridad y confiabilidad del suministro en la red.

Las limitaciones del estudio incluyen la necesidad de realizar simulaciones en el software CYME, con una licencia válida por tres semanas, periodo tras el cual debe renovarse, lo que obliga a ajustar el desarrollo a estas restricciones temporales para optimizar el proceso. La identificación de las cargas de los clientes es fundamental, aunque se mantiene la confidencialidad de los datos sensibles, evitando exponer información sobre circuitos o ubicaciones específicas y representando los resultados del mapeo online sobre el mar. Cabe destacar que, la información proporcionada por el ICE presenta deficiencias en cuanto a los datos de capacidad de los seccionadores, reconectores y las características de los fusibles, lo que impone restricciones en algunos criterios de evaluación.

## 1.1. Reseña de la Empresa

El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), fundado en 1949, ha sido clave en la transformación energética y tecnológica de Costa Rica. Originado para superar la escasez eléctrica de los años 40, el ICE ha extendido el acceso a la electricidad a prácticamente todo el país, con una matriz eléctrica reconocida globalmente por el uso de fuentes renovables tales como hidroeléctrica, geotérmica, eólica y solar. Además de su éxito en electrificación, en 1963 asumió el desarrollo de las telecomunicaciones, modernizando infraestructuras y servicios hasta liderar el mercado celular y la conectividad digital. A lo largo de su historia, el ICE ha marcado hitos significativos como la nacionalización de recursos hidroeléctricos y la expansión de servicios tecnológicos avanzados. Hoy, continúa avanzando hacia la descarbonización y la innovación tecnológica, contribuyendo activamente a la electromovilidad y el desarrollo de ciudades inteligentes. Con una cobertura eléctrica del 99.7% y un papel relevante en la economía nacional, el ICE sigue siendo un pilar fundamental en el progreso sostenible de Costa Rica (Grupo ICE, 2024).

### 1.1.1. Misión

Brindar energía, conectividad y servicios digitales, seguros y sostenibles a los habitantes de Costa Rica.

### 1.1.2. Visión

El Grupo ICE liderará la electrificación renovable de la economía y proveerá al país de un ecosistema seguro de telecomunicaciones digitales de última generación.

### 1.1.3. Valores

- **Integridad:** Ser coherente entre lo que se dice y lo que se hace, de forma que se evidencien conductas de confianza, transparencia, honradez, rectitud y respeto, orientadas al desarrollo de las personas.
- **Compromiso:** Sentir orgullo de trabajar y ser parte del Grupo ICE, en la medida que se genera valor desde cada puesto de trabajo y se contribuye con el desarrollo de la organización, conscientes de la importancia del servicio que se brinda al país.
- **Excelencia:** Buscar permanentemente resultados extraordinarios que impacten los objetivos y metas del Grupo ICE, mediante la innovación, la mejora continua, ambientes colaborativos y metodologías ágiles, que promuevan una cultura de rendición de cuentas, así como, el desarrollo del potencial humano.

## 1.2. Antecedentes

En los últimos años, diversas instituciones y organizaciones han abordado y promovido la integración de la generación distribuida en las redes eléctricas de Costa Rica., en la figura 1.1 se muestra una línea de tiempo de la evolución regulatoria y normativa de la generación distribuida (GD) en Costa Rica.

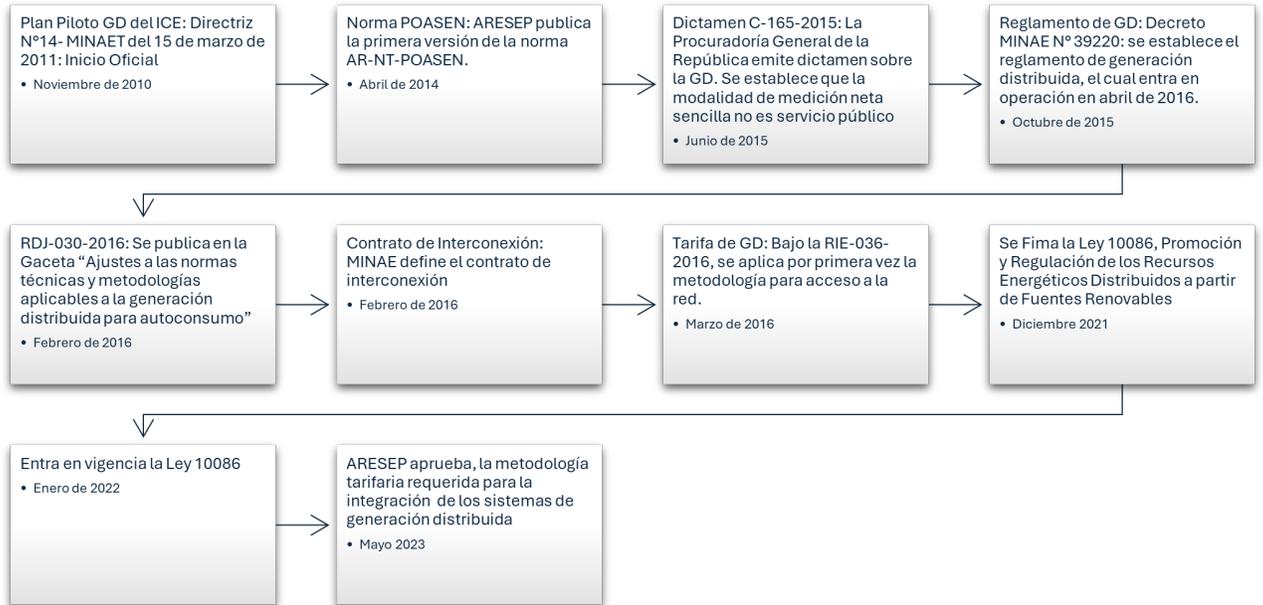


Figura 1.1: Flujo histórico de la introducción de los sistemas de GD en Costa Rica.

Nota: Tomado de (ICE, 2020).

La ARESEP (s.f.) menciona que la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos aprobó una nueva metodología tarifaria el 9 de mayo de 2023, incluyendo varios componentes clave: cargos por interconexión a las redes de distribución, tarifas de acceso a estas redes, mecanismos para la compra-venta de excedentes de energía, y un esquema para el reconocimiento de costos, rentabilidad, inversiones y canon, conocido como TARIFA T-DER. Esta metodología es esencial para la integración de los sistemas de generación distribuida en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), diseñadas para facilitar la adecuada incorporación de los recursos energéticos distribuidos (DER) en la red de distribución, en cumplimiento con la Ley No. 10086 y su reglamento, el Decreto 43879-MINAE.

El informe sobre la generación distribuida (GD) en Costa Rica, resalta un crecimiento significativo en la adopción de tecnologías de energía solar fotovoltaica, impulsado por una reducción notable en los costos de importación de paneles solares, de 0,64/W USD en 2015 a 0,29/W USD en 2019. La capacidad instalada reportada al final del periodo fue de 38,95 MW, con expectativas de alcanzar 365 MW para 2035. Además de la solar, se destaca el uso de plantas de biogás, con cinco instalaciones interconectadas, sumando una capacidad instalada de 2,9 MW. El marco regulador está definido por la normativa AR-NT-POASEN, que establece las condiciones técnicas, contractuales, comerciales y tarifarias. Hay importantes modificaciones que incluyen la introducción de dos modalidades para sistemas de GD conectados a la red como la Neta Sencilla, que permite el autoconsumo sin venta de excedentes y la Neta Completa, que sí permite la venta de energía sobrante al sistema, regulando ambos modelos bajo un esquema que promueve el uso de energías renovables (ICE, 2020).

Hacia finales de 2019, la generación distribuida en Costa Rica alcanzó los 37 GWh, lo que representó el 0.38 % de la demanda eléctrica total del país. Este porcentaje refleja un crecimiento significativo en

comparación con años anteriores, es decir, en 2017, la generación distribuida era solo el 0.07 % de la demanda nacional y aumentó a 0.16 % en 2018. Entre 2017 y 2019, la energía generada por estos sistemas se incrementó en un 499 %. En diciembre de 2017, el 61 % de los generadores eran residenciales y el 29 % correspondían a comercios y servicios de menor escala. No obstante, se ha observado un crecimiento en la generación de energía, principalmente en comercios y servicios de mayor escala e industrias grandes, que han visto un aumento de 4.6 % a 6 % y de 0.6 % a 2.3 %, respectivamente, entre 2017 y 2019 (Delcid, Arburola, Varela, y Herrera, 2020).

Según Samar, Puví, y Lehtonen (2020) la capacidad de alojamiento (HC) varía ampliamente, con valores tan altos como el 110 % en configuraciones concentradas y tan bajos como 2.5 % en distribuciones dispersas, lo que señala la influencia de la disposición geográfica de los recursos PV. Un estudio en Brasil identificó que la máxima penetración de PV relativa a la capacidad del transformador, es del 38.2 %, ilustrando limitaciones impuestas por la infraestructura actual. Los factores limitantes clave incluyen aumentos de tensión, donde el estándar ANSI C84.1 permite un rango de 0.95 p.u. a 1.05 p.u., y la ampacidad de los cables, que puede llegar hasta el 150 % de la potencia nominal. Las estrategias efectivas para mejorar la HC abarcan el uso de inversores inteligentes, sistemas de almacenamiento de baterías, y programas de respuesta a la demanda, todos cruciales para manejar la calidad de energía y permitir una mayor integración de PV. A su vez, mantener la Distorsión Armónica Total (THD) bajo el 5 % es crucial para asegurar la calidad del suministro eléctrico, resaltando la necesidad de planificación y adaptación tecnológica en la expansión de recursos distribuidos.

De acuerdo con Umaña (2023), tras simular y obtener resultados por medio de ETAP, se analizaron para identificar el primer criterio de evaluación que fallaría. Los criterios incluyen aumento de tensión en régimen permanente, variaciones y desbalance de tensión, así como sobrecarga en transformadores y cables. A un 25 % de penetración de generación distribuida, se detectó un fallo en el aumento de tensión en régimen permanente. Adicionalmente, un análisis financiero reveló que cada panel de generación distribuida impacta económicamente a la empresa con un costo aproximado de 11 USD, considerando elevadas tarifas asignadas por ARESEP a Cooperantes. Sin embargo, el impacto neto se reduce a 5 USD por panel al tomar en cuenta el ahorro energético.

También Brenes (2023) comenta que se configuraron escenarios de penetración de generación distribuida, variando del 0 % al 100 % en incrementos del 5 %, cada uno incluyendo 67 paneles solares. El análisis abordó criterios como incrementos de tensiones en régimen permanente, variaciones de tensión, desbalances de tensión, y sobrecargas en transformadores y conductores. Se estableció que el límite máximo de penetración segura de paneles solares monofásicos es del 20 %.

Para JASEC, la introducción de un panel solar de 3 kW reduce las ventas de energía a un cliente promedio en 32,75 USD. Al aplicar el límite de penetración del 20 %, esa empresa enfrentaría una pérdida de ingresos de 8,776.82 USD y una reducción drástica de 43,982.33 USD si se alcanza el 100 % de generación distribuida. Este impacto también se muestra en una disminución del margen de operación de 19,95 USD, debido a la baja en los ingresos y a los ajustes en los costos de compra y venta de energía. En el escenario de 20 % de penetración, el margen de operación disminuye hasta un 95,2 %.

Por su parte, Morales (2023), menciona que una vez modelado y activo el circuito, se examina la relación entre las cargas y la curva de comportamiento del alimentador principal. Se establecen diversos escenarios de penetración de generación distribuida, desde 0 % hasta 100 % en incrementos del 5 %, facilitando simulaciones de flujo de potencia en tiempo real, en la cual los resultados muestran datos como tensiones en las barras y porcentajes de capacidad en conductores y transformadores, que ayudan a evaluar los criterios relevantes. Mediante Python, se visualizan gráficamente los criterios que limitan la capacidad de penetración del circuito, identificando incumplimientos en varias barras. Se concluye que el 5 % es la máxima penetración viable para el circuito del Parque Industrial. Finalmente, se indica que en el ámbito económico, JASEC enfrenta pérdidas de 49.23 USD por cada PV monofásico y de 5048.05 USD por cada PV trifásico en la red. Los análisis de márgenes operativos revelan que desde una penetración del 20 %, la empresa comienza a registrar márgenes negativos, indicando que los costos exceden los ingresos generados.

### 1.3. Planteamiento del Problema

En enero de 2018, el MINAE promulgó el Plan Nacional de Descarbonización de Costa Rica que tiene como objetivo establecer los fundamentos de una nueva economía para el siglo XXI, basada en principios de sostenibilidad y optimización de los recursos naturales. Con una perspectiva innovadora y alentadora hacia el futuro, el plan apunta a desarrollar una economía verde que impulse el uso sostenible de los recursos. Para lograr estos objetivos, el plan identifica cuatro áreas clave divididas en 10 ejes de trabajo, cada uno con metas específicas que podrían influir en el crecimiento de la Generación Distribuida (GD) y, por ende, en la demanda energética. Los ejes 3, 4 y 5 del plan, pertenecen al área de Energía, Construcción Sostenible e Industria, siendo especialmente importantes para la reflexión sobre la GD (Gobierno de Costa Rica, s.f.).

Los autores Samar et al. (2020) comentan que la integración de sistemas de generación fotovoltaica (PV) afecta las redes eléctricas, abordando la variabilidad en la capacidad de acogida (HC) y los retos que plantea la penetración de estos recursos. Se plantean varios efectos significativos, tales como las anomalías de los límites de tensión, especialmente en áreas rurales donde los alimentadores tienen alta impedancia y pueden comprometer la calidad del servicio eléctrico. La calidad de tensión se ve afectada por problemas como desequilibrios, parpadeos y armónicas, que pueden dañar los equipos conectados. Asimismo, la sobrecarga de transformadores y cables por el incremento de carga pueden reducir su vida útil. En altos niveles de penetración, el flujo de potencia inverso exhibe desafíos para el diseño y operación tradicional de las redes, requiriendo adaptaciones en la infraestructura y regulación.

El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), que opera en el sector de distribución eléctrica, enfrenta desafíos significativos, debido a la implementación del “Reglamento a la Ley de Promoción y Regulación de Recursos Energéticos Distribuidos a partir de Fuentes Renovables”, que tiene como objetivo regular en complemento con la Ley No. 10086, la integración de los Recursos Energéticos Distribuidos que interactúen con el SEN, en las modalidades que indica la ley. Esto bajo los criterios de eficiencia, confiabilidad, continuidad, seguridad y sostenibilidad, necesarios para prestar en forma óptima, este servicio público sujeto a regulación, de conformidad con el artículo 4 inciso d) de la Ley N° 7593, y los artículos 5, 6 y 11 de la Ley N° 10086. (La Gaceta, 2023).

Para abordar esos desafíos, se puede desarrollar un modelo de simulación de la red eléctrica, utilizando herramientas como CYME, el cual permitirá al ICE analizar de manera efectiva y rápida los impactos de la nueva ley, considerando los aspectos económicos y financieros, como se evidencia en los antecedentes. Además, el modelo facilitará una mejor comprensión de las interacciones con los consumidores finales, asegurando la fiabilidad y eficiencia del servicio eléctrico, mientras se cumplen las normativas vigentes. La integración efectiva de los modelos de las redes de Media y Baja Tensión es esencial para este proceso, facilitando la toma de decisiones estratégicas informadas y adaptativas, con fundamento en la penetración de generación distribuida de los circuitos (Umaña, 2023).

Cabe indicar que, el enfoque del estudio se centrará en evaluar la efectividad mediante los diversos criterios para medir la capacidad de acogida que ha establecido en su última publicación la ARESEP (2023d) que se relaciona con la implementación de la Ley No. 10086, destacando los criterios que se pueden considerar como los más relevantes:

- Aumento de tensiones en régimen permanente: Las empresas distribuidoras de energía eléctrica están obligadas a mantener la tensión de los clientes dentro de un margen de  $\pm 5\%$  de la tensión nominal, conforme a las normativas ANSI C84.1 y AR-NT-SUCAL. En la evaluación de tensión de régimen permanente, es determinante que la tensión en todos los nodos de media y baja tensión no exceda 1,05 veces la unidad per unit (p.u.).
- Variaciones de Tensión: De acuerdo con el documento 1453-2015 de la IEEE, la fluctuación máxima de tensión permitida es de  $\pm 3\%$  para circuitos de Media Tensión (MT) y de  $\pm 5\%$  para circuitos de Baja Tensión (BT). Para establecer si se cumple este criterio, se calcula la diferencia entre las magnitudes de tensión con y sin la presencia de DER en todos los nodos del circuito. Si la desviación

de tensión en los nodos de MT es inferior al 3% y en los de BT es menor al 5%, entonces se considera aceptable el nivel de penetración de los DER.

- **Desbalance de Tensión:** Es un problema crítico en la calidad de la energía que afecta especialmente a motores de inducción y transformadores, provocando pérdidas adicionales, calentamiento y falla prematura. El criterio para evaluar la capacidad de los Recursos Energéticos Distribuidos (DER) en un circuito es mantener los desbalances de tensión por debajo del 3% en barras trifásicas tanto de Media Tensión (MT) como de Baja Tensión (BT). Si se cumple el referido criterio, la penetración de DER se considera aceptable.
- **Sobrecarga de Conductores y Transformadores:** Se enfoca en evitar que la instalación de Recursos Energéticos Distribuidos (DER) resulte en corrientes que superen el 100% de la capacidad nominal de estos componentes, especialmente bajo condiciones de flujos de potencia inversos. Para validar este criterio, se verifica que la penetración futura de DER no cause corrientes en conductores más allá de sus ampacidades asignadas, ni que la carga en transformadores exceda su capacidad nominal. Si estas condiciones se cumplen, entonces el nivel de penetración de DER es considerado aceptable.
- **Aumento de Corriente de 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.
- **Aumento de Acciones de Control:** En los nodos con equipos de control de tensión, como reguladores o bancos de capacitores automáticos, la desviación máxima permitida se establece en la mitad ( $\frac{1}{2}$ ) de la banda de tensión definida para dichos equipos. Esto garantiza que las fluctuaciones en el nodo controlado no provocan un funcionamiento excesivo de los equipos, lo que podría disminuir su vida útil.

## 1.4. Objetivo General

Estudiar el comportamiento de un circuito de distribución en media y baja tensión, en el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), para el análisis de la penetración máxima de recursos distribuidos, mediante la aplicación de la Ley No. 10086.

## 1.5. Objetivos Específicos

1. Recopilar los atributos de las secciones que constituyen la base de datos red en el software CYME, correspondientes a un circuito de distribución de baja y mediana tensión existente en el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), para el análisis de flujo de carga y cortocircuito mediante el mencionado software.
2. Simular el circuito de distribución bajo distintos escenarios, para la determinación de la penetración máxima de recursos distribuidos, mediante el análisis de los criterios de tensión, sobrecarga y corriente.
3. Desarrollar un mapa interactivo en línea del circuito de distribución, el cual muestre la capacidad de penetración de DER, tanto de gran como de pequeña escala, según los criterios de ARESEP, utilizando el software QGIS.
4. Describir la metodología empleada en las tarifas de cobro de generación distribuida, conforme a los modelos de cálculo establecidos por ARESEP, para la asignación de precios y ajustes tarifarios en el ICE.

## 1.6. Justificación

El análisis del desempeño de la red de distribución tiene como objetivo proporcionar una comprensión detallada de su capacidad actual para integrar recursos energéticos distribuidos. Esta evaluación resulta esencial para alinear la infraestructura del ICE con los objetivos de la Ley No. 10086, que impulsa la diversificación y sostenibilidad energética. De acuerdo con el artículo 7.b de la SCIJ, es obligatorio para las empresas distribuidoras mantener actualizada la capacidad de penetración de estos recursos por circuito de distribución que se integran con las redes del SEN, conforme al marco regulatorio establecido por la Aresep (Sistema Costarricense de Información Jurídica, 2024). Parol, Wasilewski, Wojtowicz, Arendarski, y Komarnicki (2022) aborda cómo la capacidad creciente de generación distribuida en los sistemas de distribución eléctrica exige la investigación de las estructuras existentes de las redes de distribución y el desarrollo de nuevas estructuras de sistemas.

Lo descrito es fundamental en un mercado energético que evoluciona rápidamente, dado que según el informe anual de DOCSE de 2023, la demanda atendida por fuentes renovables fue del 91.23 %, contemplando los años 2023 y 2024. Acá se observaron cambios significativos, en los que, por ejemplo, la producción hidroeléctrica disminuyó un 11.87 %, mientras que la energía solar se incrementó en un 11.37 % y la eólica en un 6.72 %. Estos cambios son fundamentales para entender las tendencias en el uso de diferentes fuentes energéticas y su impacto en los estudios de integración de la red (ICE, 2023).

Por su parte, Gómez, Solís, y Ross (2023) explican que la integración de recursos distribuidos, particularmente la generación fotovoltaica (PV), se presenta como una estrategia crucial para abordar los retos emergentes asociados al aumento en la adopción de vehículos eléctricos. En el estudio subraya que, con proyecciones que apuntan a un incremento significativo en la demanda de energía hacia 2040, la red eléctrica enfrentará desafíos de estabilidad y capacidad de carga sin precedentes. Para manejar este aumento en la carga y mejorar la sostenibilidad, la incorporación de la generación PV contribuirá a satisfacer las nuevas demandas energéticas, asegurando la estabilidad de la red y la calidad del servicio a largo plazo.

Consecuentemente, los principales beneficiarios de este estudio serán las empresas distribuidoras de electricidad, como el ICE, que enfrenta el desafío de adaptar sus redes a un modelo energético más dinámico y diversificado. Al respecto Iweh, Gyamfi, Tanyi, y Effah-Donyina (2021), menciona que la implementación de generación distribuida puede reducir costos, optimizar la capacidad de la red y mejorar la calidad y estabilidad del suministro eléctrico. Integrar eficazmente la generación distribuida también facilita la transición hacia energías más sostenibles y mejora la resiliencia ante fluctuaciones de demanda o fallos en la red. Al mismo tiempo, la sociedad costarricense, en general, se beneficiará de un avance hacia metas de sostenibilidad y descarbonización, alineadas con las políticas nacionales de energía renovable y cambio climático (Singh, 2022).

Tal y como apunta Umaña (2023), este estudio no solo respaldará el desarrollo técnico por medio de la evaluación de la capacidad de penetración de la energía generada a partir de recursos distribuidos y su impacto en la red, utilizando modelado y simulación con software especializado, sino que también propone un análisis económico de interés para el ICE, ya que permite anticipar y comprender los posibles escenarios que puedan surgir tras la promulgación de la Ley No. 10086, pudiéndose evaluar los parámetros y la capacidad de la red para gestionar de manera controlada y estable la recepción de energía.

## 1.7. Alcance

Este proyecto, inicialmente, pretende llevar a cabo una recopilación de los atributos necesarios, para formar las secciones que constituyen la base de datos “red”, usando el software CYME, incluyendo todos los componentes primarios y secundarios como transformadores, protecciones, nodos, entre otros. Esto con el propósito de mostrar cómo se puede modelar el circuito, el cual permitirá evaluar sus condiciones actuales. Realizando un análisis de flujo de carga, se facilitará determinar el comportamiento del sistema, en función de condiciones conocidas de consumo y generación de energía. A partir del consumo de todos los generadores y barras, se calcula la magnitud de tensión y el ángulo de fase en cada barra, así como el flujo de energía a través de las líneas y transformadores. Por otro lado, el análisis de cortocircuito en Cyme, se basa en el estándar ANSI, en particular C37.010, C37.5 y C37.13, que regulan la aplicación de interruptores automáticos. Este análisis calcula cuatro tipos de carga, aplicando multiplicadores a las corrientes para considerar su asimetría y ajustando la reactancia de los motores en función de su tamaño y velocidad.

Para el segundo objetivo, se simula la integración de recursos distribuidos, tanto en pequeña como en gran escala, explorando niveles de penetración en incrementos por medio del modelo iterativo del software. Se evalúan capacidades en nodos de hasta 50 MW para los estudios a gran escala y 300 kW para los estudios a pequeña escala. Para ambos casos, se hace el análisis de los criterios mencionados anteriormente en el planteamiento del problema, siguiendo cada uno de sus parámetros, con el fin de indagar la capacidad de penetración de DER. Cabe señalar que, los criterios de evaluación de disparo indebido y coordinación fusible-interruptor, no se efectuaron, debido a que la distribuidora no contaba con información clave para la elaboración del análisis. Esto incluye la necesidad de integrar datos sobre sistemas de protección como fusibles, que requieren ajustes (curvas de fusibles) y ampacidad, así también falta de información en reconectores y seccionadores.

Se destaca que a medida que el software evalúa los criterios establecidos, realiza un análisis de flujo de potencia y cortocircuito para determinar el impacto en las corrientes, tensiones, variaciones, desbalances y posibles sobrecargas.

En relación con el tercer objetivo, se pretende crear un mapa interactivo en línea, en el cual se visualicen los resultados sobre la capacidad de penetración de la generación distribuida (DER) del circuito de distribución. A través de mapas interactivos y datos detallados, se proporciona una herramienta útil para entender el alojamiento de los DER en sus redes.

Finalmente, para el último objetivo, se realizará un estudio económico que describirá la metodología utilizada para establecer las tarifas de cobro de la generación distribuida. Este análisis se basará en los modelos de cálculo establecidos por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) y se centrará en la asignación de precios y ajustes tarifarios en el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). Se examinarán aspectos de las tarifas de acceso, interconexión, compra y venta de excedentes, así como el reconocimiento de costos.

## 1.8. Viabilidad

Este proyecto tiene como objetivo principal modelar y analizar la red de distribución eléctrica, utilizando herramientas avanzadas como el software CYME, además con el apoyo de programas como Excel, Python y Qgis, para el análisis de los datos. La posibilidad de llevar a cabo este estudio se fundamenta en dos aspectos clave: primero, el acceso a una licencia de CYME, dado que, para esta práctica en particular, el Instituto Tecnológico de Costa Rica proporcionará la licencia para llevar a cabo el análisis. Y segundo, la colaboración con el Departamento de Ingeniería, el cual brinda los datos necesarios del circuito de distribución.

Adicionalmente, resulta necesario utilizar los softwares Python, Qgis y Excel, todos disponibles de forma gratuita, que facilitan su acceso y utilización en este proyecto sin mayores inconvenientes.

## 1.9. Administración de Riesgo

El propósito esencial de este proyecto es evaluar la penetración máxima en la red de distribución, considerando como elemento base el uso del software CYME para la simulación de circuitos. El proyecto deberá ajustarse al período de vigencia de la licencia, con una duración de tres semanas. Luego de este plazo, será necesario renovarla para habilitar su uso por otras tres semanas. Es oportuno adaptar el desarrollo del trabajo a estas restricciones temporales para optimizar las simulaciones de manera efectiva.

Se hace necesario también determinar la penetración máxima en las líneas, por lo que se requiere identificar las cargas de los clientes, información que es de carácter confidencial. Para proteger la privacidad de los datos de los usuarios, se evita la exposición de cualquier información sensible que pudiera comprometer a la distribuidora. De igual forma, cualquier información relacionada con el nombre del circuito o su localización geográfica específica es confidencial. Por esta razón, el mapeo de los resultados del análisis se representa sobre el mar y no en su ubicación real, en cumplimiento de las restricciones de confidencialidad de datos establecidas por el ICE.

En la información proporcionada por el ICE se denotan deficiencias en las bases de datos, con respecto a la capacidad de potencia de los seccionadores, los ajustes de coordinación de protecciones para el reconectador (recloser) y su potencia, así como las curvas características y ampacidad de los fusibles utilizados. Debido a estas limitaciones, se aplican restricciones en algunos de los criterios de evaluación.

El proyecto está programado para desarrollarse en un período de tan solo trece semanas, lo que significa afrontar desafíos desde el inicio. Es necesario asegurar un acceso rápido al software CYME y a los datos clave de los departamentos, para comenzar el análisis de manera eficiente. Cualquier demora en la obtención de estos recursos esenciales, puede impactar negativamente la planificación y las etapas siguientes del proyecto. A su vez, en vista de que el proyecto requiere un esfuerzo considerable de análisis de datos, modelado y simulación, así como la realización del análisis tarifario propuesto por el ARESEP, se evidencia la importancia crítica de gestionar eficazmente el tiempo disponible para cumplir con los objetivos establecidos.

## 1.10. Metodología

El desarrollo de este proyecto requiere una planificación, ejecución y evaluación meticulosas y secuenciales de diversas tareas. Cada acción tomada debe ser estructurada de tal manera que contribuya al progreso y cumplimiento de los objetivos del proyecto. A continuación, se muestra una tabla que reúne toda la información de la metodología del proyecto.

Tabla 1.1: Metodología por emplear en el desarrollo del proyecto.

Objetivo específico planteado	Actividad por realizar	Fuente de información	Análisis de datos con criterios estadísticos	Resultados esperados (indicador de logro)
Objetivo específico 1	Solicitar al departamento del ICE los archivos de la red de distribución para su integración en la base de datos de CYME. Recopilar todos los atributos necesarios para integrar la base de datos "red", para el modelado del circuito en CYME. Simular el circuito mediante los módulos flujo de carga y cortocircuito ANSI, del software.	Datos y archivos técnicos de la infraestructura del circuito. Manuales y documentación técnica de CYME. Capacitaciones y tutoriales de CYME.	Se analizan los flujos de potencia y cortocircuito para asegurar que se encuentren dentro de los rangos normales de operación.	Integración precisa de la base de datos de la red en CYME, seguida de simulaciones de flujo de carga y cortocircuito que reflejen el estado actual del circuito.
Objetivo específico 2	Incorporar los recursos distribuidos en la simulación de la red. Ejecutar la simulación del circuito y obtener los datos relevantes como la capacidad máxima de integración por cada nodo del circuito, además de los limitadores de capacidad recurrente del mismo. Los resultados de las simulaciones se exportan en archivos Excel, y mediante Python se generan gráficos que representan los criterios de evaluación.	Estudios y artículos académicos sobre integración de energía distribuida. Normativa, Legislación y Estándares Técnicos Eléctricos. Software de simulación CYME, además de Excel y Python.	Criterios de evaluación de capacidad de alojamiento según ARESEP: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Aumento de tensiones en régimen permanente</li> <li>• Variaciones de Tensión</li> <li>• Desbalance de Tensión</li> <li>• Sobrecarga de Conductores y Transformadores</li> <li>• Aumento de Corriente de Falla</li> <li>• Aumento Acciones de Control.</li> </ul>	Determinación del máximo nivel de penetración de generación distribuida que permite un funcionamiento óptimo del circuito (tanto para pequeña como gran escala).
Objetivo específico 3	Incorporar los archivos que contienen la información de integración de generación distribuida obtenidos de CYME, al software QGIS. Instalar los complementos necesarios en QGIS para realizar el mapeo, donde se visualizará la capacidad máxima de integración tanto a pequeña como a gran escala. Exportar los archivos generados por QGIS a GitHub con el objetivo de visualizar el mapa en línea a través de un enlace.	Tutoriales y Manuales de QGIS. El software QGIS se utiliza para representar gráficamente mapas, mientras que GitHub permite subir los mapas en línea.	Obtener la capacidad libre (%) por transformador para el análisis a pequeña escala y la capacidad normalizada (%) para los tramos MT en el estudio a gran escala.	Mapa en línea que presenta el estudio sobre la capacidad de alojamiento para Recursos Distribuidos, tanto a pequeña como a gran escala.
Objetivo específico 4	Investigar y compilar información sobre los modelos de cálculo utilizados por ARESEP para la determinación de tarifas de generación distribuida. Analizar los informes y documentos técnicos que describen la metodología para la asignación de precios y ajustes tarifarios en el ICE.	Información legislativa y reguladora. Datos económicos del sector eléctrico. Software como Excel de análisis económico y financiero.	Para el desarrollo del objetivo económico, se estudia la metodología para el cálculo de las tarifas asociadas a la generación distribuida de acuerdo a ARESEP, las cuales empezaron a regir a partir de Octubre 2023.	Describir la metodología de tarifas y ajustes tarifarios.

Fuente: Elaboración propia.

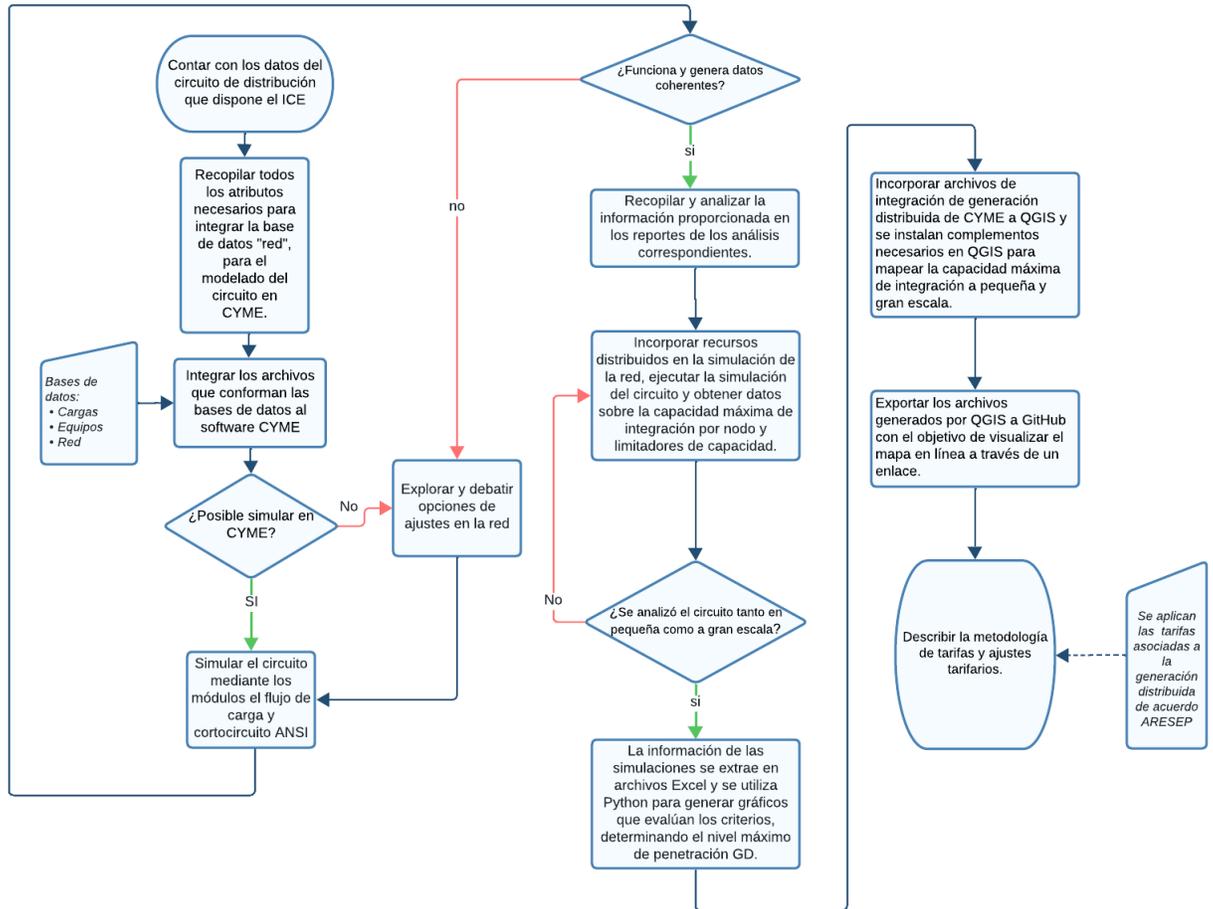


Figura 1.2: Diagrama de la metodología para el desarrollo del proyecto.  
Fuente: Elaboración propia, 2024.

### 1.11. Cronograma

El siguiente cronograma detalla todas las actividades necesarias para el desarrollo del Trabajo Final de Graduación. Este cronograma se ha ajustado para completar todas las tareas pertinentes en un período de 17 semanas.

Semana	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Solicitar al departamento del ICE los archivos de la red de distribución para su integración en la base de datos de CYME																	
Recopilar todos los atributos necesarios para integrar la base de datos "red", para el modelado del circuito en CYME.																	
Simular el circuito mediante los módulos flujo de carga y cortocircuito ANSI, del software																	
<b>Integración precisa de la base de datos de la red en CYME, seguida de simulaciones de flujo de carga y cortocircuito que reflejen el estado actual del circuito.</b>																	
Incorporar los recursos distribuidos en la simulación de la red y ejecutar la simulación del circuito y obtener los datos relevantes como la capacidad máxima de integración por cada nodo del circuito																	
Los resultados de las simulaciones se exportan a Excel, y con Python se generan gráficos que representan los criterios de evaluación																	
<b>Determinación del máximo nivel de penetración de generación distribuida que permite un funcionamiento óptimo del circuito (tanto para pequeña como gran escala)</b>																	
Incorporar los archivos que contienen la información de integración de generación distribuida obtenidos de CYME, al software QGIS e instalar los complementos necesarios en QGIS para realizar el mapeo																	
Exportar los archivos generados por QGIS a GitHub con el objetivo de visualizar el mapa en línea a través de un enlace.																	
<b>Mapa en línea que presenta el estudio sobre la capacidad de alojamiento para Recursos Distribuidos, tanto a pequeña como a gran escala.</b>																	
Investigar y compilar información sobre los modelos de cálculo utilizados por ARESEP para la determinación de tarifas de generación distribuida.																	
Analizar los informes y documentos técnicos que describen la metodología para la asignación de precios y ajustes tarifarios en el ICE.																	
<b>Describir la metodología de tarifas y ajustes tarifarios.</b>																	
<b>Entrega de TFG a Lectores</b>																	
<b>Revisión filólogo</b>																	
<b>Entrega final TFG</b>																	

Figura 1.3: Programa de actividades para el desarrollo del trabajo final de graduación.  
 Fuente: Elaboración propia, 2024.

## Capítulo 2

# Marco Teórico

### 2.1. Sistema eléctrico de potencia

Al respecto, Acevedo (2013), describe que un sistema eléctrico de potencia es una estructura integrada por múltiples componentes diseñada para la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica desde las plantas generadoras hasta los consumidores, como se aprecia en la figura 2.1. Según Blume (2007), se menciona que este sistema incluye la generación de energía en centrales eléctricas, la transformación a alta tensión para su transporte eficiente, y la distribución final a través de subestaciones que ajustan la tensión para el consumo en hogares, comercio e industria. Los sistemas de potencia modernos están interconectados a gran escala, formando extensas redes que operan en tiempo real, lo que significa que la electricidad es generada y consumida en el mismo instante sin almacenamiento intermedio, requiriendo una coordinación y control constantes para mantener la estabilidad y la fiabilidad del suministro eléctrico.

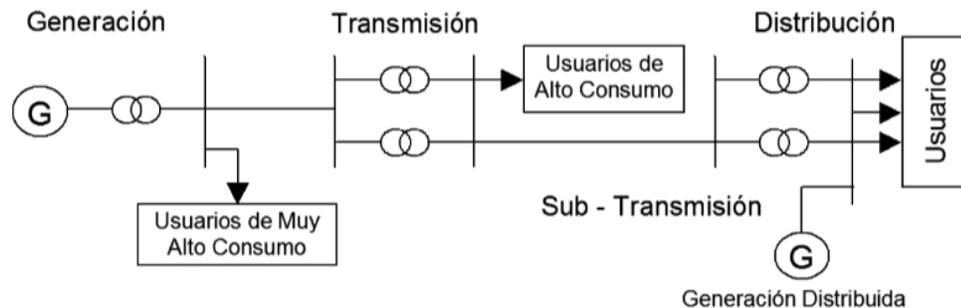


Figura 2.1: Sistemas Eléctricos de Potencia.

Nota: Tomado de (Acevedo, 2013).

#### 2.1.1. Estructura de un Sistema Eléctrico de Potencia

De acuerdo con Murty (2017), el sistema eléctrico está compuesto por cuatro subsistemas principales que desempeñan funciones claramente definidas. No obstante, es esencial que estos subsistemas trabajen de manera coordinada, ya que son componentes interrelacionados del mismo sistema. Los subsistemas son:

- Subsistema de generación: Su responsabilidad es la generación de energía eléctrica en función de las demandas de carga previstas.

- Subsistema de transmisión: Se encarga de facilitar la transmisión de la energía requerida hacia diversos centros de carga. La red, que comprende múltiples líneas de transmisión interconectadas, debe estar correctamente dimensionada y protegida mediante interruptores automáticos y relés.
- Subsistema de subtransmisión: Este subsistema actúa como un puente entre el sistema de transmisión y el sistema de distribución. Su función es reducir la tensión de la energía eléctrica transmitida y distribuirla a áreas más locales, garantizando que la energía llegue de manera eficiente a los puntos de consumo.
- Subsistema de distribución: Este subsistema actúa como el enlace directo entre el sistema eléctrico y los usuarios finales.

## 2.2. Generación Distribuida

Al respecto, Iweh et al. (2021), la describen como pequeñas unidades de producción de energía, tanto eléctrica como térmica, ubicadas cerca de los puntos de consumo. Incluye tecnologías como la energía solar térmica y fotovoltaica, turbinas eólicas, microturbinas hidráulicas, pilas de combustible y sistemas de biomasa, que pueden operar de manera independiente o conectadas a la red. Se resalta el papel de la GD en la descentralización de la producción de energía y su contribución a un suministro más seguro y eficiente, aliviando la dependencia de las grandes redes centralizadas y reduciendo el riesgo de interrupciones extensas.

### 2.2.1. Consideraciones Generables Aplicables

La capacidad de alojamiento de los Recursos Energéticos Distribuidos (DER) en los circuitos no es constante y varía debido a cambios topológicos, fluctuaciones en la carga y generación, y la incorporación de nuevos DER. Además, cada circuito tiene características propias que hacen que su capacidad de alojamiento sea única y no directamente comparable con otros, incluso si comparten especificaciones similares como la tensión nominal o la longitud. Esto hace prioritario realizar evaluaciones anuales y personalizadas de la capacidad de alojamiento para cada circuito específico (ARESEP, 2023d).

Indica la ARESEP (2023d), que la determinación de la capacidad de penetración de DER por circuito debe contemplar como mínimo los siguientes análisis:

- Tensión: Debe considerar las posibles variaciones de tensión, condiciones de tensiones altas y bajas en MT y BT, así como impacto en los equipos de regulación de tensión en el circuito.
- Protección: Debe considerar los potenciales problemas de selectividad y coordinación de las protecciones existentes debido a cambios en las corrientes de falla por los aportes de los recursos energéticos distribuidos. Los tipos de falla a considerar son: falla trifásica a tierra, monofásica a tierra, bifásica a tierra y bifásica, con impedancia de falla igual a cero para todos los casos.
- Cargabilidad: Debe considerar las posibles sobrecargas térmicas tanto en conductores como en transformadores ante un aumento del flujo de corriente en el circuito por las inyecciones de potencia de los DER.

Los estudios para establecer la capacidad de los circuitos de alojar recursos energéticos distribuidos (DER) se realizan mediante simulaciones computarizadas que modelan el comportamiento de la red ante diferentes niveles de penetración de DER y evalúan sus impactos. Al efecto, se debe utilizar el software de simulación de circuitos de media y baja tensión, se analizan los flujos de potencia y las corrientes de cortocircuito, con y sin DER, siguiendo los criterios establecidos por ARESEP. Las empresas distribuidoras estiman anualmente la capacidad de penetración de DER, considerando asignaciones en nodos trifásicos

de MT para grandes escalas y múltiples nodos de MT y BT para pequeñas escalas, basándose en la distribución actual de la carga del circuito (ARESEP, 2023d).

Añade la ARESEP (2023d), que los principales factores que determinan la cantidad de Recursos Energéticos Distribuidos (DER) que se pueden instalar en un circuito de distribución incluyen:

- a) Localización y comportamiento de la demanda del circuito.
- b) Localización y comportamiento de las inyecciones de potencia en el circuito.
- c) La topología y características del circuito.

### 2.2.2. Generación Distribuida en Costa Rica

En los últimos años, se ha observado una creciente incorporación de sistemas de generación distribuida, principalmente fotovoltaicos, en las redes de distribución. La figura 2.2 muestra un aumento en la capacidad instalada de generación distribuida durante los años 2020 y 2022 (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, 2023).

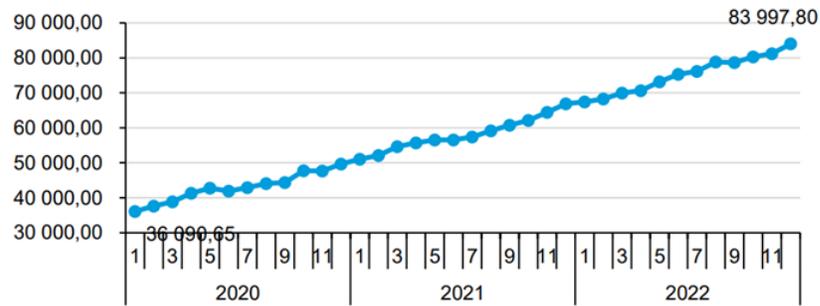


Figura 2.2: Capacidad Instalada (KW) de Generación Distribuida por mes, 2020-2022.

Nota: Tomado de (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, 2023).

Según la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (2023), para diciembre de 2022, la capacidad instalada de generación distribuida alcanzó los 83,998 kW, de los cuales el 96.10 % correspondió a sistemas fotovoltaicos. Los sistemas de biogás representaron el 1.51 %, la biomasa el 1.19 %, la hidroeléctrica el 1.16 % y otras fuentes un 0.04 %. El 44.6 % de esta capacidad estaba asociada con la CNFL, siendo Cooperalfaroruiz la entidad con la menor cantidad de generadores distribuidos y de capacidad instalada, tal como se detalla en la tabla 2.1.

Tabla 2.1: Cantidad de generadores distribuidos y capacidad instalada por empresa, diciembre 2022.

Empresa	Cantidad	Capacidad instalada (kW)	Porcentaje capacidad instalada	Capacidad instalada promedio
CNFL	237	37 458,80	44,6 %	30,28
ICE	275	22 571,10	26,9 %	17,51
ESPH	194	6 096,60	7,3 %	31,43
COOPEGUANACASTE	328	5 976,30	7,1 %	18,22
COOPELESCA	91	5 798,20	6,9 %	63,72
JASEC	62	3 573,20	4,3 %	57,63
COOPESANTOS	82	2 328,80	2,8 %	21,64
COOPEALFARORUIZ	9	194,80	0,2 %	21,64
<b>Total</b>	<b>278</b>	<b>83 997,80</b>	<b>100,0 %</b>	<b>25,62</b>

Fuente: (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, 2023).

A su vez, se describe que el ICE, con una capacidad instalada de 22,571.10 kW y el 26.9% del total, es clave en la generación eléctrica de Costa Rica, pero su capacidad promedio por planta (17.51 kW) es menor en comparación con otras cooperativas como COOPELESCA (63.72 kW) y ESPH (31.43 kW). Aunque la CNFL destaca con la mayor capacidad instalada (44.6% del total) con menor cantidad de generadores distribuidos, el ICE enfrenta el reto de optimizar su eficiencia para mantenerse competitivo frente a estas cooperativas más eficientes.

Cabe señalar que, la Ley N.º 7447 ofrece exoneraciones para la Generación Distribuida, incluyendo equipos y materiales energoeficientes y que utilicen energías renovables, como mini generadores eólicos e mini/micro hidroeléctricos, sistemas fotovoltaicos (Artículo 38). Y para obtener estas exoneraciones, es obligatorio cumplir con las directrices del MINAE y obtener un certificado de la DGCE (Procuraduría General de la República de Costa Rica (PGR), 2012).

En la figura 2.3 se aprecia la tendencia a la baja de los precios de importación de paneles solares, mostrando el costo promedio unitario por watt pico (Wp) de los paneles importados en diferentes periodos.



Figura 2.3: Costo de importación de los paneles solares.

Nota: Tomado de (ICE, 2020).

Por su lado, ICE (2020), indica que el costo de importación de los paneles solares disminuyó de \$0,64/Wp en 2015 a \$0,29/Wp en 2019, representando una reducción del 55%. La importación de paneles ha continuado en aumento, con 16,4 MWp importados en 2018 y 18,6 MWp en 2019, lo que muestra un incremento del 13% en comparación con 2018. Se estima un crecimiento sostenido de los sistemas de generación distribuida, alcanzando los 365 MWp para el año 2035 en el escenario base.

Asimismo, Costa Rica enfrenta un racionamiento eléctrico por la sequía provocada por el fenómeno de El Niño. Por eso, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) activó un plan de racionamiento que afecta a todos los usuarios residenciales, sin importar su proveedor de electricidad (Arrieta, 2024). La generación distribuida (GD) juega un papel clave al permitir que los consumidores generen su propia electricidad mediante sistemas, siendo los más comunes los paneles solares, lo que alivia la presión sobre el sistema eléctrico nacional.

## 2.3. Marco Legal

### 2.3.1. Ley N° 10086: Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables

La Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica (2022), con esta ley tiene como objetivo “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”.

En cuanto el alcance, esta es aplicable a todo abonado, generador distribuido, persona física o jurídica que posee u opera DER, empresas distribuidoras y demás participantes del SEN, el Minae, la Aresep y operador del sistema.

La Ley N° 10086 establece un marco legal para que los consumidores comerciales e individuales produzcan electricidad a partir de fuentes renovables. Permite la generación distribuida, donde el excedente de energía puede ser transferido a la red nacional, lo que incentiva la autogeneración y almacenamiento de energía, así como el uso de vehículos eléctricos y otros sistemas conectados a la red. La ley facilita la integración de tecnologías limpias, promoviendo una mayor autosuficiencia energética y contribuyendo a la reducción de emisiones de carbono en la matriz energética del país (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 2022).

En el Artículo 7 de la referida ley, se mencionan las obligaciones de las Empresas Distribuidoras, las cuales deben:

- a) Invertir y realizar estudios técnicos para integrar recursos energéticos distribuidos, cumpliendo con eficiencia y sin crear subsidios desiguales. Los costos y beneficios serán reconocidos por la Aresep.
- b) Mantener actualizada la capacidad de integración de recursos distribuidos en cada circuito, conforme a la regulación de la Aresep.
- c) Publicar las características y límites de capacidad de sus circuitos, según los estudios regulados por la Aresep.
- d) Atender eficientemente las reclamaciones de abonados y participantes del SEN, sin costo.
- e) Informar a la Aresep sobre los medios y tiempos de atención de reclamaciones.

### **2.3.2. Reglamento a la Ley de promoción y regulación de recursos energéticos a partir de fuentes renovables (Decreto N°43879-MINAE)**

El Decreto Ejecutivo N° 43879-MINAE, publicado el 1 de febrero de 2023, anuló un decreto anterior (39220) sobre generación eléctrica distribuida en Costa Rica. Este nuevo decreto apoya el plan nacional de descarbonización, que procura sustituir el uso de derivados del petróleo por energía eléctrica, destacando la importancia de los recursos energéticos para el desarrollo sostenible del país (PGR, 2023).

El artículo 1 del decreto citado establece que su objetivo es regular la integración de los Recursos Energéticos Distribuidos (DER) con el Sistema Eléctrico Nacional, complementando la Ley N° 10086. Esto se hará siguiendo criterios de eficiencia, confiabilidad, continuidad, seguridad y sostenibilidad definidos por el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) y la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP).

El artículo 3 especifica que el decreto es de aplicación obligatoria para todos los usuarios, generadores distribuidos y cualquier persona o entidad que posea, opere, diseñe, instale o controle un recurso de energía renovable. Esto incluye, tanto el uso de estos recursos en instalaciones de usuarios finales como su conexión al sistema eléctrico nacional y las empresas eléctricas, en las diversas modalidades y servicios auxiliares que definirá ARESEP.

En el Artículo 10 se plantean las responsabilidades y obligaciones de la empresa eléctrica al gestionar solicitudes de interconexión de GDA, conforme con las modalidades establecidas, entre las más relevantes, se pueden mencionar:

- a) La empresa debe gestionar la generación distribuida para autoconsumo conforme a la Ley N° 10086 y el reglamento, asegurando eficiencia, confiabilidad, continuidad y seguridad del servicio eléctrico.
- b) Debe contar con un sistema de gestión de recursos distribuidos (ADMS) que administre estos recursos de forma confiable, segura y eficiente, regulado mediante un contrato de interconexión.

- c) Realizar estudios técnicos básicos para determinar la viabilidad de la instalación e interconexión del sistema GDA dentro de los plazos establecidos por ARESEP, según el tamaño del sistema.
- d) Planificar inversiones necesarias para adecuar los circuitos, mejorando su capacidad y rendimiento conforme a los criterios de eficiencia y evitando subsidios cruzados, y someter estas inversiones a valoración por ARESEP.
- e) Definir y mantener un sitio web público con información técnica necesaria para abonados o PDER, incluyendo la capacidad de penetración de DER por circuito, y canales de atención para consultas o quejas.
- f) Reportar semestralmente al operador del sistema (OS) la ubicación, características técnicas, datos de inyección y consumo de los sistemas GDA registrados, y suministrar información en tiempo real cuando sea necesario.
- g) Informar mensualmente al PDER sobre los excedentes en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y notificar los informes de estudios técnicos en los plazos oficializados.
- h) Instalar medidores de energía bidireccional y otros dispositivos de medición, de conformidad con lo establecido por ARESEP, y ser responsable de daños atribuibles a la manipulación del sistema GDA durante las inspecciones.

### 2.3.3. Tarifas de generación distribuida en Costa Rica

En Costa Rica, la Ley N° 10086 establece que la ARESEP (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos) debe regular los servicios de interés general, incluso si no son servicios públicos en sentido estricto (ARESEP, 2023d). Estos servicios abarcan actividades económicas relacionadas con el suministro de energía, como la compra de excedentes de energía eléctrica generada para autoconsumo, que no es un servicio público, pero está vinculado al suministro de energía.

En octubre de 2023, la ARESEP implementó cuatro nuevas tarifas para usuarios de paneles solares y otros generadores distribuidos, como informó la Cámara de Empresas de Distribución de Energía y Telecomunicaciones (CEDET) (Chavarría, 2023). Estas tarifas incluyen: Tarifa de interconexión, Tarifa de acceso, Tarifa de compra y venta de excedentes y Tarifa de reconocimiento de costos, y causarán un aumento en los recibos eléctricos de los usuarios al incluir un cargo de acceso y reconocimiento de costos. La metodología utilizada para el cálculo de estas tarifas se detalla en el capítulo 6.

## 2.4. Módulo de Análisis de Capacidad de Integración CYME

El módulo de Análisis de Capacidad de Integración de CYME contribuye a evaluar la capacidad máxima de generación o carga que puede soportar un sistema de distribución sin afectar su calidad de energía y confiabilidad. Este análisis ayuda a las empresas eléctricas a procesar las solicitudes de interconexión de DER de forma eficiente y rápida (Eaton, s.f.).

Utiliza un método iterativo que considera varios aspectos, entre ellos:

- La integración de generación o carga hasta un valor máximo definido por el usuario.
- La contribución máxima de fallas en la integración de generación o el tipo de cliente para la integración de carga.
- Factores de escalado de carga o modelos de carga para condiciones de carga máxima y mínima.
- Parámetros de flujo de carga y cálculo de cortocircuito que pueden personalizarse.

Para garantizar la confiabilidad del sistema y la calidad de la energía, el módulo lleva a cabo verificaciones basadas en criterios como:

- Carga térmica de los dispositivos monitoreados, ajustada a los límites definidos por el tipo de dispositivo.
- Flujo inverso a través de los dispositivos monitoreados, limitado por un valor máximo definido por el usuario.
- Tensiones anormales en estado estable, controlados mediante límites de sobretensión y subtensión que pueden aplicarse globalmente o según el rango de tensión (bajo, medio, alto).
- Variaciones de tensión debido a fluctuaciones repentinas de generación o carga, controladas por un límite definido por el usuario.
- Reducción del alcance de protección de los dispositivos, considerando un factor de seguridad.
- Disparos no deseados (desconexiones involuntarias) de los dispositivos, también considerando un factor de seguridad.

Los resultados del análisis de capacidad de integración se presentan en un informe tabular que muestra la capacidad máxima que puede soportar cada nodo del circuito analizado. Además, el informe aborda detalles específicos sobre las limitaciones individuales que pueden afectar la capacidad en cada punto (Eaton, s.f.).

Estos resultados también se pueden utilizar de forma visual como se evidencia en la figura 2.4. Por ejemplo, ayudan a codificar con colores el diagrama unifilar del sistema, lo que facilita identificar rápidamente las zonas con mayor o menor capacidad de integración. También se puede usar la función de mapa de colores para destacar visualmente las áreas, apoyando la planificación y la toma de decisiones al mostrar las capacidades de integración de manera clara y fácil de entender.

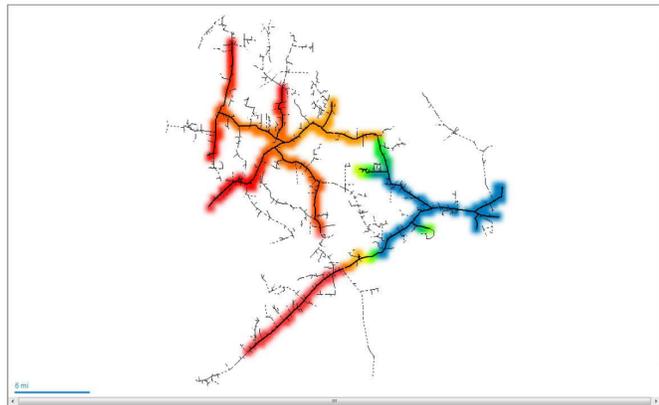


Figura 2.4: Resultados del ICA en el software CYME.

Nota: Tomado de (Eaton, s.f.).

El módulo de Análisis de Capacidad de Integración de CYME es una herramienta clave para que las empresas eléctricas evalúen la capacidad máxima de generación o carga que puede soportar un sistema de distribución sin afectar la calidad y confiabilidad del servicio. Con su método iterativo y múltiples verificaciones, permite un análisis preciso y completo. Los resultados detallados y su visualización mediante mapas de colores facilitan la planificación y toma de decisiones, optimizando la integración de recursos energéticos distribuidos (DER) y mejora la gestión de interconexiones, en respuesta a las demandas del sector.

## Capítulo 3

# Construcción y Modelado de los Circuitos

El software CYME utiliza bases de datos para almacenar información sobre la red eléctrica, el equipo y la carga. Su función de importación y exportación permite leer y escribir en archivos ASCII preformateados, que incluyen datos sobre la red, el equipo, la carga, mapas, confiabilidad, demandas de medidores, TCC, perfiles y facturaciones.

Es oportuno destacar que, para la simulación de generación distribuida del circuito en cuestión, solo se requieren tres de estos nueve archivos: el de carga, equipos y red.

El archivo de “Carga” contiene información estructurada que define distintas clases de clientes, como residenciales, comerciales e industriales. Se especifican atributos como el ID, tipo de cliente y características operativas, lo que permite una clasificación precisa y eficiente de los usuarios de la red eléctrica. Además, establece datos sobre las cargas conectadas a la red, como el número de dispositivo, el tipo de carga y la ubicación geográfica. Esta estructura no solo ayuda a identificar las necesidades energéticas de cada tipo de cliente, sino que también facilita el análisis de la demanda y la planificación de la infraestructura eléctrica.

El archivo “Equipos” es una recopilación integral de información estructurada sobre diversos componentes eléctricos utilizados en las redes de distribución, incluyendo cables, conductores, reguladores, fusibles, transformadores y subestaciones. Cada sección proporciona detalles específicos sobre las características y propiedades de estos elementos, como resistencia, capacidad de corriente, tipo de aislamiento y configuraciones de conexión.

Finalmente, el archivo “Red” es el que recopila y unifica la información proveniente de las bases de datos de los clientes contenida en el archivo “Carga”, y de la base de datos del archivo “Equipos”, que incluye todos los componentes eléctricos del circuito. Este archivo centraliza y consolida los datos necesarios para representar la red eléctrica de manera integral. En la sección 3.1 del presente capítulo se detallará la recopilación de atributos correspondiente a este mismo archivo.

### 3.1. Recopilación de Información

En esta sección se establecen los requisitos necesarios para el desarrollo del modelado de circuitos en el software CYME. Se toma como referencia un circuito real cuya ubicación y pertenencia para el desarrollo de este proyecto se mantendrá confidencial. Se hace necesario 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 modelado en 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. Algunos de los elementos por abarcar son: fuentes de alimentación, transformadores, reguladores, fusibles, seccionador, recloser, nodos, secciones y otras secciones necesarias para su funcionamiento. En la serie de tablas que se muestran a continuación para cada sección contemplada, en la columna “Obligatorio”, se evidencia uno o doble asterisco, a la par de su condición. Un asterisco significa que fueron datos anotados, según información recabada del circuito y con doble asterisco, significa que esas casillas fueron rellenas con ceros, por falta de información.

### 3.1.1. Nodos

Un nodo es un punto en el sistema donde convergen diversos elementos en la red que son esenciales para el análisis, ya que ayudan a representar la interconexión entre estos componentes. El formato contempla dos secciones para integrar los nodos a la red:

#### [NODE]:

Esta sección define los nodos de la red, que son puntos de conexión donde se puede desviar o interrumpir el flujo de electricidad. Aquí se especifican los siguientes atributos:

Tabla 3.1: Atributos de la Sección Nodos.

Clave	Obligatorio	Tipo	Unidades	Descripción
NodeID	SÍ *	STRING	-	Etiqueta ID del nodo
CoordX	NO *	FLOAT	-	Coordenada X del nodo
CoordY	NO *	FLOAT	-	Coordenada Y del nodo
TagText	NO *	STRING	-	Texto a incluir en la caja
TagProperties	NO	INTEGER	-	Debería estar en cero por ahora
TagDeltaX	NO	FLOAT	-	Desplazamiento del eje X desde la posición del nodo
TagDeltaY	NO	FLOAT	-	Desplazamiento del eje Y desde la posición del nodo
TagAngle	NO	FLOAT	degrees	Ángulo en grados del texto de la etiqueta
TagAlignment	NO	GUITagItemTextAlign	-	0=Default, 1=Izquierda, 2= Centro, 3= Derecha
TagBorder	NO	GUITagItemBorder	-	0=Default, 1= Ninguno, 2= Rectangulo
TagBackground	NO	GUITagItemBackground	-	0=Default, 1= Transparente, 2= Opaco
TagTextColor	NO	INTEGER	-	Valor numérico que representa el color
TagBorderColor	NO	INTEGER	-	Valor numérico que representa el color
TagBackgroundColor	NO	INTEGER	-	Valor numérico que representa el color
Tag_Location	NO	GUITagItemLocation	-	0=Estandar, 1=Primario, 2= Secundario, 3= Terciario
TagFont	NO	STRING	-	Nombre de la fuente
TagTextSize	NO	FLOAT	-	Tamaño del texto
TagOffset	NO	FLOAT	-	Desplazamiento de la etiqueta
ZoneID	NO *	STRING	-	-
ExposedCircuitType	NO	AFExposedCircuitType	-	0=Fijo, 1=Móvil
BusGap	NO	FLOAT	-	-
WorkingDistance	NO	FLOAT	-	-
UserDefinedFaultCurrent	NO	INTEGER	-	0 or 1
ActivatePPECategoryMethod	NO	BOOLEAN	-	0 or 1
PPECategory	NO	INTEGER	-	-
Boundary	NO	FLOAT	-	-
OpeningTimeMode	NO	AFOpeningTimdMode	-	0=Default, 1=TCC, 2=Definido por el usuario
UserDefinedOpeningTime	NO	FLOAT	-	-
EnclosureHeight	NO	FLOAT	-	-
EnclosureWidth	NO	FLOAT	-	-
EnclosureDepth	NO	FLOAT	-	-
ElectrodeConfiguration	NO	ElectrodeConfiguration	-	0=VOA, 1=HOA, 2=VCB, 3=VCBB, 4=HCB
EnclosureType	NO	EnclosureType	-	0=Deep, 1=Shallow
CoefficientA	NO	FLOAT	-	-
CoefficientB	NO	FLOAT	-	-
CoefficientC	NO	FLOAT	-	-
UserDefinedTimeConstant	NO	BOOLEAN	-	-
TimeConstant	NO	FLOAT	-	-
OverrideLFVoltageLimit	NO	BOOLEAN	-	-
OverrideHFVoltageLimit	NO	BOOLEAN	-	-
LowVoltageLimit	NO	FLOAT	-	-
LoadSheddingActive	NO	FLOAT	-	-
MaximumLoadShed	NO	FLOAT	-	-
ShedLoadCost	NO	FLOAT	-	-
UserDefinedBaseVoltage	NO **	BOOLEAN	-	-
Installation	NO *	AFConnectedEquipType	-	0=Open Air, 1=Switch Gear, 2=MCC or Panel, 3=Cabinet
RatedVoltage	NO	FLOAT	-	-
RatedCurrent	NO	FLOAT	-	-
ANSIAsymCurrent	NO	FLOAT	-	-
PeakCurrent	NO	FLOAT	-	-
Standard	NO	Standard	-	0=Undefined, 1=ANSI, 2=IEC, 3=UL, 4=BS, 5=BS1361, 6=BS3036, 7=BSSTD88, 8=DIN, 9=VFI
TestCircuitPowerFactor	NO	FLOAT	-	-

Fuente: Elaboración Propia.

**[HEADNODES]:**

Contiene información sobre los nodos principales 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.

Tabla 3.2: Atributos de la Sección HeadNodes.

Clave	Obligatorio	Tipo	Unidades	Descripción
NodeID	SÍ*	STRING	-	Etiqueta ID del nodo
NetworkID	SÍ*	STRING	-	Etiqueta de la red
ConnectorIndex	NO**	INTEGER	-	-
StructureID	NO	STRING	-	Identificador de la estructura a la cual pertenece
HarmonicEnvelope	NO*	BOOLEAN	-	0 o 1
EquivalentSourceConfiguration	NO*	ConnectionConfiguration	-	0=Yg, 1=Y, 2=Delta, 3=OpenDelta, 4=ClosedDelta, 5=Zg, 6=CT, 7=Dg, 8=T, 9=Tg, 99=Undefined-Connection
EquivalentSourceSinglePhaseCT	NO*	BOOLEAN	-	0 o 1
EquivSourceCenterTapPhase	NO*	PHASE	-	0=None, 1=A, 2=B, 3=C, 4=AB, 5=AC, 6=BC, 7=ABC
BackgroundHarmonicVoltage	NO**	BOOLEAN	-	-
NominalVoltage	NO	FLOAT	-	-
PhaseAngle	NO	FLOAT	-	-
Configuration	NO	ConnectionConfiguration	-	0=Yg, 1=Y, 2=Delta, 3=OpenDelta, 4=ClosedDelta, 5=Zg, 6=CT, 7=Dg, 8=T, 9=Tg, 99=Undefined-Connection
Phase	NO	PHASE	-	0=None, 1=A, 2=B, 3=C, 4=AB, 5=AC, 6=BC, 7=ABC
CenterTapPhase	NO	PHASE	-	0=None, 1=A, 2=B, 3=C, 4=AB, 5=AC, 6=BC, 7=ABC
NominalCapacityLimitEstimationMode	NO*	SourceLimitEstimationMode	-	0=NotEstimated, 1=Calculated, 2=UserDefined
NominalCapacityLimitCapacityLimit	NO**	FLOAT	-	-
FirstCapacityLimitEstimationMode	NO*	SourceLimitEstimationMode	-	0=NotEstimated, 1=Calculated, 2=UserDefined
FirstCapacityLimitCapacityLimit	NO**	FLOAT	-	-
SecondCapacityLimitEstimationMode	NO*	SourceLimitEstimationMode	-	0=NotEstimated, 1=Calculated, 2=UserDefined
SecondCapacityLimitCapacityLimit	NO**	FLOAT	-	-
ThirdCapacityLimitEstimationMode	NO*	SourceLimitEstimationMode	-	0=NotEstimated, 1=Calculated, 2=UserDefined
ThirdCapacityLimitCapacityLimit	NO**	FLOAT	-	-
FourthCapacityLimitEstimationMode	NO*	SourceLimitEstimationMode	-	0=NotEstimated, 1=Calculated, 2=UserDefined
FourthCapacityLimitCapacityLimit	NO**	FLOAT	-	-
PhaseProtectionTripLimitEstimationMode	NO*	SourceLimitEstimationMode	-	0=NotEstimated, 1=Calculated, 2=UserDefined
PhaseProtectionTripLimitTripLimit	NO**	FLOAT	-	-
GroundProtectionTripLimitEstimationMode	NO*	SourceLimitEstimationMode	-	0=NotEstimated, 1=Calculated, 2=UserDefined
GroundProtectionTripLimitTripLimit	NO**	FLOAT	-	-

Fuente: Elaboración Propia.

Cabe resaltar que para asignar el ID, se tomaron 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”. Como tagtext se agregó NULL. En el nombre ID se agrega su clasificación “MT o BT” y sus coordenadas, por ejemplo: BT\_AEREA\_368324\_2810452385-1181155\_4300853945\_LOAD. La palabra LOAD se agrega a aquellos nodos que tengan alguna carga y se añade para facilitar los tiempos de generación de reportes, dado que se crea un filtro solo para aquellos nodos de Baja Tensión que tengan carga tal y como lo señala la ARESEP.

**3.1.2. Líneas Desbalanceadas**

Las líneas de distribución son los conductores físicos que transportan la energía eléctrica desde las subestaciones de distribución hasta los usuarios finales. Resulta necesario indicar que en distribución no se da transposición de líneas, por lo que se consideran desbalanceadas; asumir lo contrario sería erróneo. Seguidamente, se muestra el formato que debe contar con los siguientes atributos:

Tabla 3.3: Atributos de la Sección Líneas Desbalanceadas.

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

Fuente: Elaboración Propia.

En cuanto a la generación de ID para las líneas, tanto de baja como de media tensión, se explica a continuación el proceso que se llevó a cabo:

### Líneas Desbalanceadas de Media Tensión Aéreas:

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

Para el ID del Cable de cada línea se coloca un ID 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 AWG para la fase y un neutro con conductor material ACSR y calibre 2 AWG, esta línea no cuenta con hilo guarda por lo que se agrega las siglas “NT” y tiene una configuración de geometría espacial clasificada como 7, tendría el siguiente ID de Equipo: 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.

**Líneas Desbalanceadas de Baja Tensión Aéreas:**

Similar 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 un ID 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 AWG para la fase y un neutro con conductor material ACSR y calibre 2 AWG y tiene una configuración de geometría espacial clasificada como 1, tendría el siguiente ID de Equipo: BT\_1/0\_ACSR\_ACSR\_2\_1\_B.

**3.1.3. Líneas Subterráneas**

Las líneas subterráneas son conductores eléctricos instalados bajo tierra que transportan electricidad desde las subestaciones de distribución hasta los consumidores y se colocan en ductos subterráneos. A continuación, se presenta el formato que debe contar con los siguientes atributos:

Tabla 3.4: Atributos de la Sección Líneas Subterráneas.

Clave	Obligatorio	Tipo	Unidades	Descripción
SectionID	SÍ*	STRING	-	ID de la sección
DeviceNumber	NO*	STRING	-	-
DeviceStage	NO	STRING	-	Etapa del dispositivo
Flags	NO**	INTEGER	-	Uso interno solamente. No definir
InitFromEquipFlags	NO**	INTEGER	-	-
LineCableID	NO*	STRING	-	-
Length	NO*	FLOAT	-	Longitud
AmpacityDeratingFactor	NO*	FLOAT	-	-
CoordX	NO	FLOAT	-	Coordenada X
CoordY	NO	FLOAT	-	Coordenada Y
ConnectionStatus	NO*	ConnectionStatus	-	0=Connected, 1=Disconnected, 2=ByPassed
HarmonicModel	NO*	LineHarmonicModel	-	0=SeriesRL, 2=NominalPI, 3=Dist Transposed, 4=DistTransposedSkinEffect, 5=Not used, 6=DistUntransposed, 7=IndividualSettings
TCCRepositoryID	NO**	STRING	-	-
Amps	NO**	FLOAT	-	-
Amps_1	NO**	FLOAT	-	-
Amps_2	NO**	FLOAT	-	-
Amps_3	NO**	FLOAT	-	-
Amps_4	NO**	FLOAT	-	-
NumberOfCableInParallel	NO*	INTEGER	-	-
CTConnection	NO*	CTConnection	-	0=CTUndefined, 1=1N, 2=2N, 3=12
OperatingTemperature	NO*	FLOAT	-	-
Neutral1ID	NO	STRING	-	-
Neutral2ID	NO	STRING	-	-
Neutral3ID	NO	STRING	-	-
Neutral1Type	NO*	EquipmentDBType	-	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*	EquipmentDBType	-	Ver descripción "Neutral1Type"
Neutral3Type	NO*	EquipmentDBType	-	Ver descripción "Neutral1Type"
FixedAmpacity	NO	BOOLEAN	-	-
CableLoadingAmpacity	NO	FLOAT	-	-
Temperature	NO	FLOAT	-	-
LoadFactor	NO	FLOAT	-	-
UseNetworkLoadFactor	NO	BOOLEAN	-	-
LossLoadFactor	NO	FLOAT	-	-
UseNetworkLossLoadFactor	NO	BOOLEAN	-	-
LaggingPhase	NO	Phase	-	0=None, 1=A, 2=B, 3=C, 4=AB, 5=AC, 6=BC, 7=ABC
ParticipationLoadingOptimization	NO	BOOLEAN	-	-
ConductorMaxTemperature	NO	FLOAT	-	-
Height	NO**	FLOAT	-	-
DistanceBetweenConductors	NO*	FLOAT	-	-
CableConfiguration	NO*	CableConfiguration	-	0=FlatTouching, 1=FlatSpaced, 3=Custom
EarthResistivity	NO*	FLOAT	-	-
DuctMaterial	NO*	DuctMaterial	-	0=None, 1=MetallicNonMagnetic, 2=PVC, 3=MetallicMagnetic, 4=Fibre, 5=Asbestos, 6=Polyethylene, 7=Concrete, 8=Earthenware
ThemalInstallationID	NO*	STRING	-	-
DuctStandardSize	NO*	DuctStandardSize	-	0=2Inches, 1=3Inches, 2=4Inches, 3=5Inches, 4=6Inches, 5=8Inches, 6=10Inches, 7=NonStandard
DuctInsideDiameter	NO*	FLOAT	-	-
DuctOutsideDiameter	NO*	FLOAT	-	-
MediumInDuct	NO**	MediumInDuct	-	0=Air, 1=Water, 2=Solid
DuctFillingThermalResistivity	NO*	FLOAT	-	-
BondingType	NO*	CableSheathBondingType	-	0=SinglePoint, 1=TwoPoints, 2=CrossBonded
BundleConfiguration	NO*	BundleConfiguration	-	0=TrefoilABC, 1=PhaseBundled, 2=NotBundled, 3=TrefoilABCN
Transposed	NO**	BOOLEAN	-	-
CableSpacing	NO*	CableSpacing	-	0=Even, 1=Uneven
MinorSectionLength	NO*	CableMinorSectionLength	-	0=Unknown, 1=Equal, 2=CrossBonded
FlowConstraintActive	NO	BOOLEAN	-	-
FlowConstraintUnit	NO	OPFFlowConstraintsUnit	-	0=Amp, 1=kW, 2=Kvar, 3=kVA
MaximumFlow	NO	FLOAT	-	-

Fuente: Elaboración Propia.

### 3.1.4. 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. Estas ayudan a segmentar la red de distribución para mejorar su gestión, fiabilidad y eficiencia en la entrega de energía. Este bloque es particular porque los de “Sección” y “Feeder” están relacionados, pero en particular, comienza con el encabezado de la Sección seguido de la línea de formato de datos de Sección y Feeder. Luego, seguirá una línea de valores de datos para Feeder y la línea de valores de datos para todas las secciones que pertenecen a una red. Básicamente, se trata de información que describe las conexiones entre diferentes nodos en una red. El formato de los datos se describe a continuación:

#### FORMAT\_FEEDER

Describe la estructura de los datos del alimentador (feeder). Los elementos que se contemplan son:

- NetworkID: Identificador de la red.
- HeadNodeID: Identificador del nodo principal.
- CoordSet, Year, Description, Color: Información adicional sobre el alimentador, como un conjunto de coordenadas, el año, descripción, y color.

CoordSet= 0=Angle Auto Generation, 1=No Auto Generation, 2=OrthoAutoGeneration, 3=SemiAutoGen, 4=SemiAutoGenCoorCorrection.

#### FORMAT\_SECTION

Describe la estructura de los datos de la sección. Los elementos son:

Tabla 3.5: Atributos de las Secciones.

Clave	Obligatorio	Tipo	Unidades	Descripción
SectionID	SÍ*	STRING	-	ID de la sección
FromNodeID	SÍ*	STRING	-	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**	INTEGER	-	-
ToNodeID	NO*	STRING	-	ID del segundo nodo de la sección. No se asume orientación respecto al contenido de este campo.
ToNodeIndex	NO**	INTEGER	-	-
Phase	SÍ*	PHASE	-	0=None, 1=A, 2=B, 3=C, 4=AB, 5=AC, 6=BC, 7=ABC
ZoneID	NO*	STRING	-	ID único para la zona
SubNetworkId	NO	STRING	-	La subred a la que pertenece la sección (cuando aplica)

Fuente: Elaboración Propia.

### 3.1.5. Transformadores

Los transformadores son los encargados de cambiar la tensión de un circuito y pueden clasificarse como transformadores reductores, los cuales disminuyen la tensión y aumentan la corriente, haciéndolos ideales para suministrar energía a los hogares y empresas. A continuación, se indican los formatos a seguir para los transformadores trifásicos y bifásicos.

[TRANSFORMER SETTING]

Define las características de los transformadores en la red, que son esenciales para ajustar los niveles de tensión. Se incluyen atributos como la capacidad, la relación de transformación y las características eléctricas.

Tabla 3.6: Atributos para los Transformadores

Clave	Obligatorio	Tipo	Unidades	Descripción
SectionID	SÍ*	STRING	-	ID de la sección
Location	SÍ*	LOCATION	-	Ubicación del equipo. S=Source, L=Load, M=Middle
EqID	SÍ*	STRING	-	ID del equipo
DeviceNumber	SÍ*	STRING	-	Número del dispositivo
DeviceStage	NO	STRING	-	Etapas del dispositivo
Flags	NO**	INTEGER	-	Solo para uso interno. No definir.
InitFromEquipFlags	NO**	INTEGER	-	-
CoordX	NO	FLOAT	-	-
CoordY	NO	FLOAT	-	-
Conn	NO*	TRANSFORMERCONNECTION	-	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
PrimTap	NO*	FLOAT	%	Ajuste del tap
SecondaryTap	NO*	FLOAT	%	-
RgPrim	NO**	FLOAT	-	Resistencia de tierra primaria
XgPrim	NO**	FLOAT	-	Reactancia de tierra primaria
RgSec	NO**	FLOAT	-	Resistencia de tierra secundaria
XgSec	NO**	FLOAT	-	Reactancia de tierra secundaria
ODPrimPh	NO*	PRIM_PHASE	-	Fase primaria YO_DO. 0=AB, 1=BC, 2=CA, 3=None
PrimaryBaseVoltage	NO**	FLOAT	KV	Para forzar la tensión del sistema primario a un valor específico
SecondaryBaseVoltage	NO**	FLOAT	KV	Para forzar la tensión del sistema secundario a un valor específico
FromNodeID	NO*	STRING	-	ID de la sección principal en la configuración normal. Se establece en NULL si el dispositivo está en la primera sección del alimentador.
SettingOption	NO	XFO_CONT	-	Opción de ajuste. 0=Fixed Tap Primary, 1=Fixed Tap, 2=LTC Transformer Terminal, 3=LTC Load Center, 4=LTC R-X Settings
SetPoint	NO	FLOAT	-	-
ControlType	NO	LTCCONTROLTYPE	%	0=VoltagePercent, 1=Voltage120V, 2=ReactivePower
LowerBandwidth	NO	FLOAT	%	Tolerancia
UpperBandwidth	NO	FLOAT	-	Tolerancia
TapLocation	NO	TAPLOCATION	-	1=Primary, 2=Secondary, 3=Tertiary
InitialTapPosition	NO	FLOAT	-	Posición inicial del tap
InitialTapPositionMode	NO	TAPPOSITIONMODE	-	1=Fixed, 2=Last Load Flow Position
Tap	NO	FLOAT	-	Posición del tap
MaxBuck	NO	FLOAT	%	Capacidad máxima de buck
MaxBoost	NO	FLOAT	%	Capacidad máxima de boost
CT	NO	FLOAT	Amps	Valor nominal del CT primario
PT	NO	FLOAT	Vprim/Vsec	PT ratio (V primary / V secondary)
Rset	NO	FLOAT	Volts	Ajuste de R
Xset	NO	FLOAT	Volts	Ajuste de X
Zset	NO	FLOAT	Volts	Ajuste de Z
EnableFHP	NO	BOOLEAN	-	-
FirstHouseHigh	NO	FLOAT	Volts	-
FirstHouseLow	NO	FLOAT	Volts	-
FirstHouseLowDeadBand	NO	FLOAT	Volts	-
FirstHouseHighDeadBand	NO	FLOAT	Volts	-
PhaseON	NO	PHASE	-	Control On. 0=None, 1=A, 2=B, 3=C, 4=AB, 5=AC, 6=BC, 7=ABC
AtSectionID	NO	STRING	-	ID del nodo del punto central de carga
MasterID	NO	STRING	-	ID de sección del dispositivo de control o NULL si el dispositivo es esclavo.
FaultIndicator	NO*	FAULTINDICATORTYPE	-	Para indicar falla mediante una señal. 0=No Fault Indicator, 1=Visual Fault Indicator, 2=Remote Fault Indicator
PhaseShiftType	NO*	XFO_PHASESHIFT	-	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**	FLOAT	-	-
CTPhase	NO*	CTPHASE	-	1=AB, 2=BC, 3=CA
PrimaryComerGroundedPhase	NO*	PHASE	-	0=None, 1=A, 2=B, 3=C, 4=AB, 5=AC, 6=BC, 7=ABC
SecondaryComerGroundedPhase	NO*	PHASE	-	0=None, 1=A, 2=B, 3=C, 4=AB, 5=AC, 6=BC, 7=ABC
ConnectionStatus	NO*	CONNECTIONSTATUS	-	0=Connected, 1=Disconnected, 2=ByPassed
TCCRrepositoryID	NO	STRING	-	-
Reversible	NO*	INTEGER	-	-

Fuente: Elaboración Propia.

[TRANSFORMER BYPHASE SETTING]

Proporciona configuraciones específicas por fase para transformadores. Esto resulta importante en sistemas trifásicos, donde cada fase puede tener características diferentes.

Tabla 3.7: Atributos para Transformadores Bifásicos.

Clave	Obligatorio	Tipo	Unidades	Descripción
SectionID	YES*	STRING	-	Etiqueta de identificación de la sección
Location	YES*	Location	-	Ubicación del equipo. 0=Middle, 1=From, 2=To
DeviceNumber	YES*	STRING	-	Identifica este equipo en la red
DeviceStage	NO	STRING	-	Etapas del dispositivo
Flags	NO**	INTEGER	-	Uso interno solamente. Dejar sin definir.
InitFromEquipFlags	NO**	INTEGER	-	-
CoordX	NO	FLOAT	-	-
CoordY	NO	FLOAT	-	-
PhaseTransformerID1	YES/NO*	STRING	-	*Se requiere al menos una fase
PhaseTransformerID2	YES/NO*	STRING	-	-
PhaseTransformerID3	YES/NO*	STRING	-	-
CenterTap_Phase	YES*	PHASE	-	0=None, 1=A, 2=B, 3=C, 4=AB, 5=AC, 6=BC, 7=ABC
PrimaryRg	NO**	FLOAT	-	-
PrimaryXg	NO**	FLOAT	-	-
SecondaryRg	NO**	FLOAT	-	-
SecondaryXg	NO**	FLOAT	-	-
FeedingNode	NO*	STRING	-	-
Connection	NO*	TransformerConnection	-	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**	FLOAT	KV	-
SecondaryBaseVoltage	NO**	FLOAT	KV	-
PhaseshiftType	NO*	XFoPhaseShift	-	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**	FLOAT	-	-
ConnectionStatus	NO*	ConnectionStatus	-	0=Connected, 1=Disconnected, 2=ByPassed
PrimaryCornerGroundedPhase	NO*	PHASE	-	0=None, 1=A, 2=B, 3=C, 4=AB, 5=AC, 6=BC, 7=ABC
SecondaryCornerGroundedPhase	NO*	PHASE	-	0=None, 1=A, 2=B, 3=C, 4=AB, 5=AC, 6=BC, 7=ABC
PrimaryTapSettingA	NO*	FLOAT	%	-
SecondaryTapSettingA	NO*	FLOAT	%	-
PrimaryTapSettingB	NO*	FLOAT	%	-
SecondaryTapSettingB	NO*	FLOAT	%	-
PrimaryTapSettingC	NO*	FLOAT	%	-
SecondaryTapSettingC	NO*	FLOAT	%	-

Fuente: Elaboración Propia.

Con relación al ID del equipo se conformó de la siguiente manera: “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.

3.1.6. 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:

Tabla 3.8: Atributos para los Fusibles

Clave	Obligatorio	Tipo	Unidades	Descripción
SectionID	SÍ*	STRING	-	Etiqueta de identificación de la sección
Location	SÍ*	Location	-	Ubicación del equipo. 0=Middle, 1=From, 2=To
EqID	SÍ*	STRING	-	Etiqueta del equipo
DeviceNumber	SÍ*	STRING	-	Identifica este equipo en la red
DeviceStage	NO	STRING	-	Etapa del dispositivo
Flags	NO**	INTEGER	-	Uso interno solamente. Dejar indefinido.
InitFromEquipFlags	NO**	INTEGER	-	-
CoordX	NO	FLOAT	-	-
CoordY	NO	FLOAT	-	-
ClosedPhase	NO*	PHASE	-	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**	BOOLEAN	-	Para indicar si el interruptor está bloqueado.
RC	NO**	BOOLEAN	-	Control remoto.
NStatus	NO**	NORM_STAT	-	Estado normal. 0=Normally Closed, 1=Normally Opened
TCCID	NO*	STRING	-	ID de configuración asignada a este dispositivo en el programa CYMTCC.
PhPickup	NO**	FLOAT	Amps	Corriente de disparo de fase
GrdPickup	NO**	FLOAT	Amps	Corriente de disparo de tierra
Alternate	NO**	BOOLEAN	-	Usar las clasificaciones alternativas.
PhAltPickup	NO**	FLOAT	Amps	Corriente de disparo de fase alternativa
GrdAltPickup	NO**	FLOAT	Amps	Corriente de disparo de tierra alternativa
FromNodeID	NO*	-	-	ID de la sección principal en la configuración
FaultIndicator	NO*	FaultIndicatorType	-	Para indicar una falla a través de una señal. 0=No Fault Indicator, 1=Visual Fault Indicator, 2=Remote Fault Indicator
Strategic	NO*	BOOLEAN	-	0 o 1
RestorationMode	NO*	RestorationMode	-	0=Restoration Bidirectional, 1=Restoration Unidirectional From, 2=Restoration Unidirectional To
ConnectionStatus	NO*	ConnectionStatus	-	0=Connected, 1=Disconnected, 2=ByPassed
TCCRepositoryID	NO	STRING	-	-
ByPassOnRestoration	NO**	BOOLEAN	-	-
Reversible	NO*	INTEGER	-	-

Fuente: Elaboración Propia.

En la configuración del ID del equipo se sugiere el siguiente formato: FUSE\_“Tensión”, por ejemplo: FUSE\_34.5\_KV, para un fusible que trabaja con una tensión de 34.5 KV. Se debe de realizar el ajuste de las curvas de los fusibles y de su ampacidad.

### 3.1.7. Reguladores

Los reguladores son equipos utilizados para mantener estable la tensión dentro de un rango específico. En este equipo se requieren los siguientes atributos:

Tabla 3.9: Atributos para los Reguladores.

Key	Mandatory	Type	Units	Description
SectionID	YES*	STRING	-	Identificación de la sección
Location	YES*	LOCATION	-	Location of the equipment. S=Source, L=Load, M=Middle
EqID	YES*	STRING	-	Identificación del equipo
DeviceNumber	YES*	STRING	-	Identifica este equipo en la red
DeviceStage	NO	STRING	-	Etapas del dispositivo
Flags	NO**	INTEGER	-	Solo para uso interno. Déjelo indefinido.
InitFromEquipFlags	NO**	INTEGER	-	-
CoordX	NO	FLOAT	-	-
CoordY	NO	FLOAT	-	-
PhaseON	NO*	PHASE	-	0=None, 1=A, 2=B, 3=C, 4=AB, 5=AC, 6=BC, 7=ABC
MaxBuck	NO*	FLOAT	%	Buck máximo permitido
MaxBoost	NO*	FLOAT	%	Boost máximo permitido
CT	NO*	FLOAT	Amps	CT primary rating
PT	NO*	FLOAT	Vprim/Vsec	PT Ratio (Vprimary/Vsecondary)
SettingOption	NO*	REG_CONT	-	0/L=LOAD CENTER, 1/R=R-X SETTINGS, 2/F=FIXED TAP, 3/T=REGULATOR TERMINAL, 4/P=PythonScript, 5/Z=Z SETTINGS
AtSectionID	NO*	STRING	-	ID del LOAD CENTER (Node ID). Necesario solo si la opción de configuración es LOAD CENTER.
VsetA	NO*	FLOAT	Volts	Configuración del regulador, fase A, si se selecciona LOAD CENTER o terminal REGULATOR, de lo contrario ingrese 0
VsetB	NO*	FLOAT	Volts	Configuración del regulador, fase B, si se selecciona LOAD CENTER o terminal REGULATOR, de lo contrario ingrese 0
VsetC	NO*	FLOAT	Volts	Configuración del regulador, fase C, si se selecciona LOAD CENTER o terminal REGULATOR, de lo contrario ingrese 0
RsetA	NO**	FLOAT	Volts	Configuración R del regulador, fase A, si se selecciona R-X SETTINGS, de lo contrario ingrese 0
RsetB	NO**	FLOAT	Volts	Configuración R del regulador, fase B, si se selecciona R-X SETTINGS, de lo contrario ingrese 0
RsetC	NO**	FLOAT	Volts	Configuración R del regulador, fase C, si se selecciona R-X SETTINGS, de lo contrario ingrese 0
XsetA	NO**	FLOAT	Volts	Configuración X del regulador, fase A, si se selecciona R-X SETTINGS, de lo contrario ingrese 0
XsetB	NO**	FLOAT	Volts	Configuración X del regulador, fase B, si se selecciona R-X SETTINGS, de lo contrario ingrese 0
XsetC	NO**	FLOAT	Volts	Configuración X del regulador, fase C, si se selecciona R-X SETTINGS, de lo contrario ingrese 0
ZsetA	NO**	FLOAT	Volts	Configuración Z del regulador, fase A, si se selecciona Z SETTINGS, de lo contrario ingrese 0
ZsetB	NO**	FLOAT	Volts	Configuración Z del regulador, fase B, si se selecciona Z SETTINGS, de lo contrario ingrese 0
ZsetC	NO**	FLOAT	Volts	Configuración Z del regulador, fase C, si se selecciona Z SETTINGS, de lo contrario ingrese 0
BandWidthA	NO*	FLOAT	Volts	Configuración del ancho de banda del regulador, fase A
BandWidthB	NO*	FLOAT	Volts	Configuración del ancho de banda del regulador, fase B
BandWidthC	NO*	FLOAT	Volts	Configuración del ancho de banda del regulador, fase C
TapA	NO**	FLOAT	-	Configuración de tap del regulador en fase A, si se selecciona FIXED TAP, de lo contrario ingrese 0
TapB	NO**	FLOAT	-	Configuración de tap del regulador en fase B, si se selecciona FIXED TAP, de lo contrario ingrese 0
TapC	NO**	FLOAT	-	Configuración de tap del regulador en fase C, si se selecciona FIXED TAP, de lo contrario ingrese 0
Conn	NO*	ConnectionConfiguration	-	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**	BOOLEAN	-	Retraso
FromNodeID	NO*	STRING	-	ID de la sección principal en la configuración normal
ReverseSensingMode	NO*	ReverseSensing Mode	-	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*	FLOAT	%	Umbral inverso
BiasCoGenerationAltMode	NO*	ReverseSensing Mode	-	Modo inverso. Ver descripción "ReverseSensingMode"
TapLimitTimer	NO*	INTEGER	-	-
RevVsetA	NO*	FLOAT	Volts	Configuración inversa de tensión del regulador, fase A. Si se selecciona LOAD CENTER o terminal REGULATOR, de lo contrario 0
RevVsetB	NO*	FLOAT	Volts	Configuración inversa de tensión del regulador, fase B. Si se selecciona LOAD CENTER o terminal REGULATOR, de lo contrario 0
RevVsetC	NO*	FLOAT	Volts	Configuración inversa de tensión del regulador, fase C. Si se selecciona LOAD CENTER o terminal REGULATOR, de lo contrario 0
RevRsetA	NO**	FLOAT	Volts	Configuración inversa R del regulador, fase A, si se selecciona R-X SETTINGS, de lo contrario ingrese 0
RevRsetB	NO**	FLOAT	Volts	Configuración inversa R del regulador, fase B, si se selecciona R-X SETTINGS, de lo contrario ingrese 0
RevRsetC	NO**	FLOAT	Volts	Configuración inversa R del regulador, fase C, si se selecciona R-X SETTINGS, de lo contrario ingrese 0
RevXsetA	NO**	FLOAT	Volts	Configuración inversa X del regulador, fase A, si se selecciona R-X SETTINGS, de lo contrario ingrese 0
RevXsetB	NO**	FLOAT	Volts	Configuración inversa X del regulador, fase B, si se selecciona R-X SETTINGS, de lo contrario ingrese 0
RevXsetC	NO**	FLOAT	Volts	Configuración inversa X del regulador, fase C, si se selecciona R-X SETTINGS, de lo contrario ingrese 0
RevZsetA	NO**	FLOAT	Volts	Configuración inversa Z del regulador, fase A, si se selecciona Z SETTINGS, de lo contrario ingrese 0
RevZsetB	NO**	FLOAT	Volts	Configuración inversa Z del regulador, fase B, si se selecciona Z SETTINGS, de lo contrario ingrese 0
RevZsetC	NO**	FLOAT	Volts	Configuración inversa Z del regulador, fase C, si se selecciona Z SETTINGS, de lo contrario ingrese 0
RevBandWidthA	NO*	FLOAT	Volts	Configuración de ancho de banda inversa del regulador, fase A
RevBandWidthB	NO*	FLOAT	Volts	Configuración de ancho de banda inversa del regulador, fase B
RevBandWidthC	NO*	FLOAT	Volts	Configuración de ancho de banda inversa del regulador, fase C
EnableFHP	NO**	BOOLEAN	-	-
FirstHouseLow	NO*	FLOAT	Volts	-
FirstHouseHigh	NO*	FLOAT	Volts	-
FirstHouseLowDeadBand	NO*	FLOAT	-	-
FirstHouseHighDeadBand	NO*	FLOAT	-	-
FaultIndicator	NO*	FaultIndicatorType	-	Indica fallos a través de una señal. 0=No Fault Indicator, 1=Visual Fault Indicator, 2=Remote Fault Indicator
ConnectionStatus	NO*	ConnectionStatus	-	0=Connected, 1=Disconnected, 2=ByPassed
ByPassOnRestoration	NO**	BOOLEAN	-	-
PythonDeviceScriptID	NO	STRING	-	-
Reversible	NO*	INTEGER	-	-

Fuente: Elaboración Propia.

### 3.1.8. Recloser

Los recloser son dispositivos de protección empleados 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 recloser son:

Tabla 3.10: Atributos para los Recloser.

Clave	Obligatorio	Tipo	Unidades	Descripción
SectionID	SÍ*	STRING	-	Etiqueta de identificación de la sección
Location	SÍ*	LOCATION	-	Ubicación del equipo. S=Source, L=Load, M=Middle
EqID	SÍ*	STRING	-	Etiqueta del equipo
DeviceNumber	NO*	STRING	-	Identifica este equipo en la red
DeviceStage	NO	STRING	-	Etapa del dispositivo
Flags	NO**	INTEGER	-	Solo para uso interno. Déjelo indefinido.
InitFromEquipFlags	NO**	INTEGER	-	Solo para uso interno. Déjelo indefinido.
CoordX	NO	FLOAT	-	-
CoordY	NO	FLOAT	-	-
ClosedPhase	NO*	PHASE	-	0=None, 1=A, 2=B, 3=C, 4=AB, 5=AC, 6=BC, 7=ABC
Locked	NO**	BOOLEAN	-	Indicar si el interruptor está bloqueado.
RC	NO**	BOOLEAN	-	Control remoto.
NStatus	NO*	NORM_STAT	-	Estado normal. 0=Normally Closed, 1=Normally Opened
TCCID	NO*	STRING	-	ID de configuración dado a este dispositivo en el programa CYMTCC
PhPickup	NO*	FLOAT	Amps	Corriente de activación de fase
GrdPickup	NO*	FLOAT	Amps	Corriente de activación de tierra
Alternate	NO**	BOOLEAN	-	Utilizar las calificaciones alternativas.
PhAltPickup	NO**	FLOAT	Amps	Corriente de activación alternativa de fase
GrdAltPickup	NO**	FLOAT	Amps	Corriente de activación alternativa de tierra
FromNodeID	NO*	STRING	-	ID de la sección principal en la configuración normal
EnableReclosing	NO*	BOOLEAN	-	Habilitar el esquema de reenganche (0 por defecto o 1)
FaultIndicator	NO*	FaultIndicatorType	-	Indicar fallas mediante señal. 0=No Fault Indicator, 1=Visual Fault Indicator, 2=Remote Fault Indicator
EnableFuseSaving	NO*	BOOLEAN	-	0 = No y 1 = Si.
MinRatedCurrentForFuseSaving	NO**	FLOAT	-	Corriente nominal mínima para el ahorro de fusibles.
Automated	NO*	BOOLEAN	-	0 = No y 1 = Si.
SensorMode	NO*	SensorMode	-	Modo del sensor. 0=Both, 1=From, 2=To
Strategic	NO*	BOOLEAN	-	0 o 1
RestorationMode	NO*	RestorationMode	-	0=Restoration Bidirectional, 1=Restoration Unidirectional From, 2=Restoration Unidirectional To
ConnectionStatus	NO*	ConnectionStatus	-	0=Connected, 1=Disconnected, 2=ByPassed
TCCRepositoryID	NO	STRING	-	-
TCCRepositoryAlternateID1	NO	STRING	-	-
TCCRepositoryAlternateID2	NO	STRING	-	-
TCCRepositoryAlternateID3	NO	STRING	-	-
TCCRepositoryAlternateID4	NO	STRING	-	-
TCCRepositoryAlternateID5	NO	STRING	-	-
TCCRepositoryAlternateID6	NO	STRING	-	-
TCCRepositoryAlternateID7	NO	STRING	-	-
TCCRepositoryAlternateID8	NO	STRING	-	-
TCCRepositoryAlternateID9	NO	STRING	-	-
TCCRepositoryAlternateID10	NO	STRING	-	-
InterrupterTCCRepositoryID	NO	BOOLEAN	-	-
ByPassOnRestoration	NO**	INTEGER	-	-
Reversible	NO*	INTEGER	-	-
TccSettingsSelection	NO**	INTEGER	-	-

Fuente: Elaboración Propia.

### 3.1.9. Fuente

Esta sección se refiere a las fuentes de energía, como plantas de generación o subestaciones, que alimentan la red de distribución.

#### [SOURCE]

Define las fuentes de energía que alimentan la red de distribución. La información en esta sección es vital para el modelado de la red eléctrica, ya que facilita identificar y caracterizar los puntos de suministro.

Tabla 3.11: Atributos para la Fuente.

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

Fuente: Elaboración Propia.

#### [SOURCE EQUIVALENT]

Proporciona una representación simplificada de las fuentes de energía en la red. Se usa principalmente para modelar las características eléctricas de la fuente de manera más accesible y facilitar el análisis de la red.

Tabla 3.12: Atributos para la Equivalencia de Fuentes.

Clave	Obligatorio	Tipo	Unidades	Descripción
NodeID	SÍ*	STRING	-	Node ID del equivalente de fuente
LoadModelName	NO*	STRING	-	Nombre del modelo de carga
Voltage	NO*	FLOAT	kV	kVLL
OperatingAngle1	NO**	FLOAT	-	-
OperatingAngle2	NO*	FLOAT	-	-
OperatingAngle3	NO*	FLOAT	-	-
UseSecondLevelImpedance	NO**	BOOLEAN	-	-
FirstLevelR1	NO*	FLOAT	-	-
FirstLevelX1	NO*	FLOAT	-	-
FirstLevelR0	NO*	FLOAT	-	-
FirstLevelX0	NO*	FLOAT	-	-
FirstLevelR2	NO*	FLOAT	-	-
FirstLevelX2	NO*	FLOAT	-	-
SecondLevelR1	NO*	FLOAT	-	-
SecondLevelX1	NO*	FLOAT	-	-
SecondLevelR0	NO*	FLOAT	-	-
SecondLevelX0	NO*	FLOAT	-	-
SecondLevelR2	NO*	FLOAT	-	-
SecondLevelX2	NO*	FLOAT	-	-
OperatingVoltage1	NO*	FLOAT	-	-
OperatingVoltage2	NO*	FLOAT	-	-
OperatingVoltage3	NO*	FLOAT	-	-
BaseMVA	NO**	FLOAT	-	-
ImpedanceUnit	NO*	ImpedanceUnit	-	(-1=AsDefined, 0=Ohms, 1=PU)

Fuente: Elaboración Propia.

### 3.1.10. Carga Equivalente

Se utiliza para definir las cargas equivalentes en una red de distribución eléctrica. Esta sección es importante porque permite representar la demanda de energía que afecta el comportamiento de la red.

De seguido, se describen los atributos que se encuentran en el formato de esta sección.

Tabla 3.13: Atributos para la Carga Equivalente.

Clave	Obligatorio	Tipo	Unidades	Descripción
NodeID	SÍ*	STRING	-	Node ID del equivalente de carga
LoadModelName	NO*	STRING	-	Nombre del modelo de carga
Format	SÍ*	LoadValueType	-	Formato de carga. 0=KW_KVAR, 1=KVA_PF, 2=KW_PF, 3=AMP_PF
Value1A	NO**	FLOAT	-	Primer valor para fase A (kW o kVA, dependiendo del formato de carga)
Value1B	NO**	FLOAT	-	Primer valor para fase B
Value1C	NO**	FLOAT	-	Primer valor para fase C
Value2A	NO**	FLOAT	-	Segundo valor para fase A (kVAR o factor de potencia, dependiendo del formato de carga)
Value2B	NO**	FLOAT	-	Segundo valor para fase B
Value2C	NO**	FLOAT	-	Segundo valor para fase C
ValueSinglePhaseCT11	NO**	FLOAT	-	Primer valor para CT1 monofásico
ValueSinglePhaseCT12	NO**	FLOAT	-	Segundo valor para CT1 monofásico
ValueSinglePhaseCT21	NO**	FLOAT	-	Primer valor para CT2 monofásico
ValueSinglePhaseCT22	NO**	FLOAT	-	Segundo valor para CT2 monofásico

Fuente: Elaboración Propia.

### 3.1.11. Posicionamiento de Cable

En esta sección se describen los atributos claves relacionados con el posicionamiento de cables subterráneos en la red.

Tabla 3.14: Atributos para la Posición de Cables.

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

Fuente: Elaboración Propia.

### 3.1.12. Grupo de Instalación Térmica

Se emplea para definir las características térmicas de una instalación eléctrica, como puede ser un sistema de ductos subterráneos o cualquier otro tipo de instalación que involucre la gestión térmica de cables eléctricos. Esta información es crucial para el análisis térmico y la evaluación de la capacidad de la instalación para disipar calor. A continuación, se describe cada uno de los atributos presentes en esta sección:

Tabla 3.15: Atributos para el Grupo de Instalación Térmica.

Clave	Obligatorio	Tipo	Unidades	Descripción
ThermalInstallationID	YES*	STRING	-	ID de la instalación térmica
Color	NO**	INTEGER	-	Color
EarthResistivity	NO*	FLOAT	-	Resistividad de la tierra
NativeSoilThermalResistivity	NO*	FLOAT	-	Resistividad térmica del suelo nativo
AmbientTemperature	NO*	FLOAT	-	Temperatura ambiente
DuctBankID	NO*	STRING	-	ID del banco de ductos
DefaultDuctMaterial	NO*	CableDuctMaterial	-	0=None, 1=MetallicNonMagnetic, 2=PVC, 3=MetallicMagnetic, 4=Fibre, 5=Asbestos, 6=Polyethylene, 7=Concrete, 8=Earthenware
DefaultMediumInDuct	NO*	MediumInDuct	-	0=Air, 1=Water, 2=Solid
DefaultDuctFillingThermalResistivity	NO*	FLOAT	-	Resistividad térmica del relleno del ducto predeterminado
Depth	NO*	FLOAT	-	Profundidad
DepthReference	NO*	DuctBankDepth	-	0=EarthToTop, 1=EarthToMiddle, 2=EarthToBottom
DuctBankThermalResistivity	NO*	FLOAT	-	Resistividad térmica del banco de ductos

Fuente: Elaboración Propia.

### 3.1.13. Seccionadores

Los seccionadores 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.

Tabla 3.16: Atributos para la Configuración de Seccionadores.

Clave	Obligatorio	Tipo	Unidades	Descripción
SectionID	SÍ*	STRING	-	Etiqueta de identificación de la sección
Location	SÍ*	LOCATION	-	Ubicación del equipo. S=Source, L=Load, M=Middle
EqID	SÍ*	STRING	-	Etiqueta del equipo
DeviceNumber	SÍ*	STRING	-	Identifica este equipo en la red
DeviceStage	NO	STRING	-	Etapas del dispositivo
Flags	NO**	INTEGER	-	Uso interno solamente. Dejar indefinido.
InitFromEquipFlags	NO**	INTEGER	-	-
CoordX	NO	FLOAT	-	-
CoordY	NO	FLOAT	-	-
ClosedPhase	NO*	PHASE	-	0=None, 1=A, 2=B, 3=C, 4=AB, 5=AC, 6=BC, 7=ABC
Locked	NO**	BOOLEAN	-	Para indicar si el interruptor está bloqueado.
RC	NO**	BOOLEAN	-	Control remoto.
NStatus	NO**	NORM <sub>5</sub> TAT	-	Estado normal. 0=Normally Closed, 1=Normally Opened
PhPickup	NO**	FLOAT	Amps	Corriente de disparo de fase
GrdPickup	NO**	FLOAT	Amps	Corriente de disparo de tierra
Alternate	NO**	BOOLEAN	-	Usar las clasificaciones alternativas.
PhAltPickup	NO**	FLOAT	Amps	Corriente de disparo de fase alternativa
GrdAltPickup	NO**	FLOAT	Amps	Corriente de disparo de tierra alternativa
FromNodeID	NO*	STRING	-	ID de la sección principal en la configuración normal
FaultIndicator	NO*	FaultIndicatorType	-	Para indicar falla mediante una señal. 0=No Fault Indicator, 1=Visual Fault Indicator, 2=Remote Fault Indicator
Automated	NO*	BOOLEAN	-	0 = No y 1 = Sí.
SensorMode	NO*	SensorMode	-	0=Both, 1=From, 2=To
Strategic	NO*	BOOLEAN	-	0 o 1
RestorationMode	NO*	RestorationMode	-	0=Restoration Bidirectional, 1=Restoration Unidirectional From, 2=Restoration Unidirectional To
ConnectionStatus	NO*	ConnectionStatus	-	0=Connected, 1=Disconnected, 2=ByPassed
ByPassOnRestoration	NO**	BOOLEAN	-	-
PhaseActuatingCurrent	NO*	FLOAT	-	-
GroundActuatingCurrent	NO*	FLOAT	-	-
DeadlineCurrent	NO*	FLOAT	-	-
NbCountToLockout	NO*	INTEGER	-	-
ResetTime	NO*	FLOAT	-	-
EnableGroundCurrentSensing	NO**	BOOLEAN	-	-
Reversible	NO*	INTEGER	-	-

Fuente: Elaboración Propia.

### 3.1.14. Observaciones importantes:

- Es necesario que el ICE incluya la capacidad de potencia de los seccionadores. Además, se deben ajustar las coordinaciones de protecciones para el reconector (recloser) y su potencia. Y es oportuno que se tomen en cuenta las curvas características de los fusibles utilizados y su ampacidad.
- 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, porque 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, ya que 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.

### 3.2. Análisis de Flujo de Carga

El estudio de flujo de carga tiene como objetivo evaluar el rendimiento de un sistema eléctrico en estado estable bajo diversas condiciones operativas, siendo una herramienta clave para el análisis, planificación, diseño y operación de sistemas eléctricos de distribución, industriales o de transmisión.

Este análisis contribuye a establecer el comportamiento del sistema en función de condiciones conocidas de consumo y generación de energía. A partir del consumo en todas las barras y la producción de los generadores, se calcula la magnitud de la tensión y el ángulo de fase en cada barra, así como el flujo de energía a través de las líneas y transformadores. De este modo, el estudio de flujo de carga se vuelve esencial para asegurar una operación eficiente y estable del sistema eléctrico.

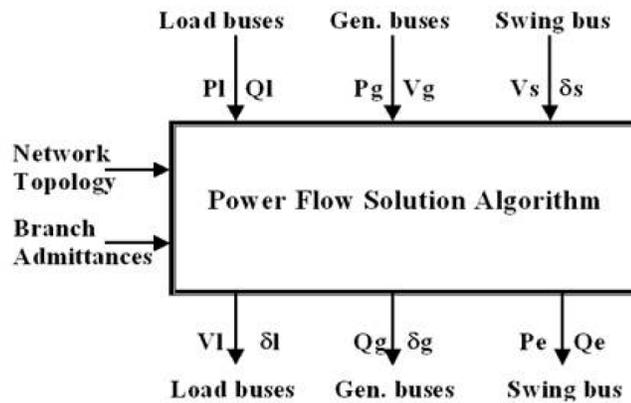


Figura 3.1: Diagrama del algoritmo de solución de flujo de carga.

Nota: Tomado de (CYME, s.f.).

La figura 3.1, muestra el diagrama de cómo el algoritmo de solución de flujo de carga considera la topología de la red (es decir, la forma en que están conectadas sus partes) y las admisiones de las ramas, que reflejan las características eléctricas de las líneas. Utilizando como entradas las condiciones de carga, generación y la topología del sistema, el algoritmo calcula el flujo de energía (tanto potencia activa como reactiva) y la tensión en cada barra de la red.

Al mismo tiempo, el software CYME tiene diferentes algoritmos para redes equilibradas y no equilibradas. Para redes no equilibradas, se pueden usar métodos como la caída de tensión o el método de Newton-Raphson (que requiere ciertos módulos del software). En las redes equilibradas, se usan otros métodos como Gauss-Seidel o Fast Decoupled.

### 3.2.1. Método de Cálculo

En este análisis el método utilizado fue el de caída de tensión, que incluye un algoritmo completo que calcula las tensiones en las tres fases (VA, VB y VC), los flujos de potencia y las corrientes, incluyendo la corriente en el neutro.

El cálculo se considera finalizado cuando la diferencia entre las tensiones calculadas en cualquier parte de la red, entre una iteración y la siguiente, es menor que un cierto margen de tolerancia. Por ejemplo, si la diferencia entre dos valores consecutivos de tensión es menor al 0.1 %, el cálculo se detiene. Sin embargo, en algunos casos, el cálculo puede no llegar a una solución, lo que podría deberse a datos incorrectos (como una línea con impedancia muy alta) o a una configuración particular de la red.

Si durante el proceso de cálculo la tensión en una sección de la red cae por debajo de un umbral establecido, en la siguiente iteración todas las cargas de esa sección se convierten en impedancias constantes. Esto no cambia los datos de la carga de forma permanente, sino que es una técnica para ayudar a que el cálculo llegue a una solución en lugar de fallar. Se puede utilizar esta solución para identificar áreas problemáticas o secciones con datos incorrectos observando las zonas con tensiones muy bajas.

### 3.2.2. Configuración y Ejecución de Análisis de Flujo de Carga

Para ejecutar la simulación de flujo de carga, se accede al menú Análisis >Flujo de Carga, lo que abrirá el cuadro de diálogo de Análisis de Flujo de Carga con la pestaña de Parámetros seleccionada.

The image shows a software dialog box titled "Análisis de flujo de carga" (Load Flow Analysis) with a "Configuración" (Configuration) section. It features several tabs: "Parámetros", "Redes", "Comandos", "Límites de carga", "Límites de tensión", and "Salida". The "Parámetros" tab is active, displaying various settings:

- Método de cálculo:** Método: Caída de tensión - Desequilibrada
- Parámetros de convergencia:** Tolerancia: 0,1 % (V); Iteraciones: 60;  Arranque a 1 p.u. (A las condic. nominales);  Quitar todas las restricciones
- Opciones de cálculo:**  Asumir la transposición de línea;  Incluir la puesta en carga de la línea;  Evaluar el estado de los protectores de red; Tentativas máximas: 20; Impedancias: Editar...;  Realizar diversificación de carga; Editar...
- Condiciones de simulación:** Temperatura ambiente: 77,0 °F; Tiempo: 0:00
- Factores de escala de carga y de generación:** Cargas: Global; P: 100,0 %; Q: 100,0 %; Motores: Como definido; Generadores: Como definido
- Modelo de carga en función de la sensibilidad de la tensión:** Modelo de carga: Como definido; De la biblioteca

At the bottom, there are buttons for "Guardar", "Restablecer", "Ejecutar" (highlighted), "Aceptar", and "Cancelar".

Figura 3.2: Parámetros de configuración para el Análisis de Flujo de Carga.  
Nota: Tomado de CYME, 2024.

Como se muestra en la figura 3.2, este cuadro de diálogo cuenta con seis pestañas que ayudan a configurar lo siguiente:

### Parámetros del Análisis de Flujo de Carga

Incluye factores de escalado de carga o generación. Seguidamente, se muestran en la tabla 3.17 los parámetros que se deben configurar.

Tabla 3.17: Parámetros del análisis de flujo de carga

<b>Cuadro de diálogo de análisis de flujo de carga</b>	<b>Petaña de parámetros</b>	<b>Descripción</b>
<b>Opciones de métodos de cálculo</b>	Métodos	Selecciona el método de cálculo de flujo de carga de la lista de métodos disponibles: *Caída de Tensión: Desequilibrada.
<b>Parámetros de Convergencia</b>	Tolerancia	Si la diferencia entre dos iteraciones consecutivas está dentro de un límite aceptable, el flujo de carga considerará que la red ha convergido.
	Iteraciones	Limita el número total de iteraciones a una cantidad predefinida. Este número de iteraciones se puede aumentar si el programa no converge.
	Arranque	Selecciona esta opción para establecer todas las tensiones en su nivel nominal (normalmente 1.0 p.u.) antes de comenzar la primera iteración del flujo de carga. También se inicializarán capacitores, reguladores y generadores a sus estados predeterminados. Si no seleccionas esta opción, el sistema usará las tensiones y estados del flujo de carga anterior como punto de partida para el nuevo cálculo.
	Quitar todas las restricciones	Si eliges esta opción, el flujo de carga se calculará sin las restricciones normales de los generadores (como sus límites de potencia) y de los transformadores y reguladores.
<b>Opciones de cálculo</b>	Asumir la transposición de línea	Al realizar un flujo de carga no balanceado, puedes elegir si considerar o no la transposición de líneas al calcular la impedancia de las líneas aéreas.
	Incluir la puesta en carga de la línea	Para incluir la carga de línea en el cálculo del flujo de carga. Generalmente, en líneas de baja tensión y corta distancia, se puede ignorar la carga de línea.
<b>Condiciones de simulación</b>	Temperatura ambiente	Permite que los capacitores funcionen automáticamente dependiendo de la temperatura del entorno.
	Tiempo	Permite que los capacitores operen automáticamente en función de un horario determinado, y también se puede utilizar para iniciar simulaciones en un análisis más extenso.
<b>Factores de escala de carga y de generación</b>		Los factores de escalado permiten ajustar el tamaño de las cargas, motores y generadores en la red sin modificar la configuración. Hay diferentes formas de aplicar estos factores: a todos los equipos, a zonas específicas, por tipo de equipo o a la red completa.
<b>Modelo de carga en función de la sensibilidad de la tensión</b>		Este modelo ayuda a entender cómo cambian las cargas eléctricas con la tensión. Además, establece un punto específico donde es necesario cambiar el tipo de carga para que los cálculos del flujo de carga sean más precisos y no tengan problemas.

Nota: Elaboración Propia.

### Redes

Especifica las redes sobre las que se llevará a cabo el flujo de carga. Para ello, se selecciona en la lista las redes que se desea analizar, marcando la casilla de verificación junto al nombre de cada una, lo que permitirá seleccionarlas o deseleccionarlas individualmente.

### Controles

En esta pestaña, las modificaciones que se realice permiten activar o desactivar temporalmente capacitores, reguladores, transformadores, generadores y motores sin alterar su configuración permanente en la red. También se puede bloquear el estado actual de los capacitores y bancos de shunt para que mantengan su configuración durante el análisis. Además, se tiene opciones para la operación de cambios de toma en transformadores, como la operación normal o “Tomas Infinitas”, y se puede fijar posiciones de cambios o deshabilitarlos para evitar ajustes de tensión. De manera similar, se puede controlar los reguladores para asegurar que la tensión se mantenga dentro de un rango específico.

### Límites de carga

En la pestaña de Límites de Carga, se pueden establecer umbrales para prevenir la sobrecarga de equipos al seleccionar límites de carga según la base de datos de equipos. Tiene la opción de elegir entre cinco calificaciones, como nominal, verano e invierno, que se utilizan para determinar los límites en función de la situación actual. También se puede seleccionar la calificación de los dispositivos de protección, optando entre “Corriente Continua Nominal”, “Activación Nominal” o “Configuraciones Individuales”. Además, es posible aplicar un factor de límite de carga que defina un nivel de capacidad como un porcentaje de la calificación del equipo, permitiendo establecer diferentes condiciones operativas, como Nominal y Emergencia, y activar la opción de “Aplicar Factores de Límite de Carga”.

### Límites de tensión

Se pueden establecer umbrales para condiciones de tensión anormales, tanto altas como bajas, especificando límites de tensión del sistema y/o aplicando límites según los tipos de consumidor. La categoría de límite seleccionada se resalta en azul en las tablas contenidas. Para cada condición operativa, puede definir límites de sobretensión y subtensión que permiten identificar componentes de la red que superen estos límites, aunque estos valores no afectan los cálculos realizados. Los límites de tensión pueden establecerse como globales, aplicándose a toda la red, o por rango de tensión, permitiendo definir límites específicos para diferentes rangos.

### Opciones de salida

En la pestaña de Salida, se configuran las opciones para visualizar los resultados al finalizar el análisis de flujo de carga, lo que permite la generación automática de informes y la visualización de resultados. Además, posee la opción de mostrar un cuadro de estado que resume los parámetros utilizados y señala si se encontraron condiciones anormales, como sobrecargas o problemas de tensión, durante el análisis.

Una vez que se han configurado los parámetros para el análisis de flujo de carga, se hace clic en el botón Guardar, que almacenará los parámetros en el archivo de configuración de cálculo de manera permanente. Esto es útil si se van a reutilizar los mismos parámetros como valores predeterminados para estudios futuros.

### 3.2.3. Reportes

En el análisis de flujo de carga, los reportes son herramientas esenciales que ayudan a evaluar el rendimiento y las condiciones del sistema eléctrico. La ventana de “Reportes de Análisis” permite seleccionar diferentes tipos de reportes que proporcionan información detallada sobre diversas métricas, como la carga, la sobrecarga, y las condiciones anormales en la red. Esta funcionalidad es clave para identificar problemas potenciales y tomar decisiones informadas en la gestión de la red eléctrica. Al elegir entre las diferentes opciones disponibles, se pueden personalizar los reportes, según las necesidades específicas de análisis, asegurando una comprensión completa de la operación del sistema.

Los reportes seleccionados, que se muestran a continuación en la figura 3.3, incluyen “barras fuera de límites”, “conductores sobrecargados” y “transformadores sobrecargados”.

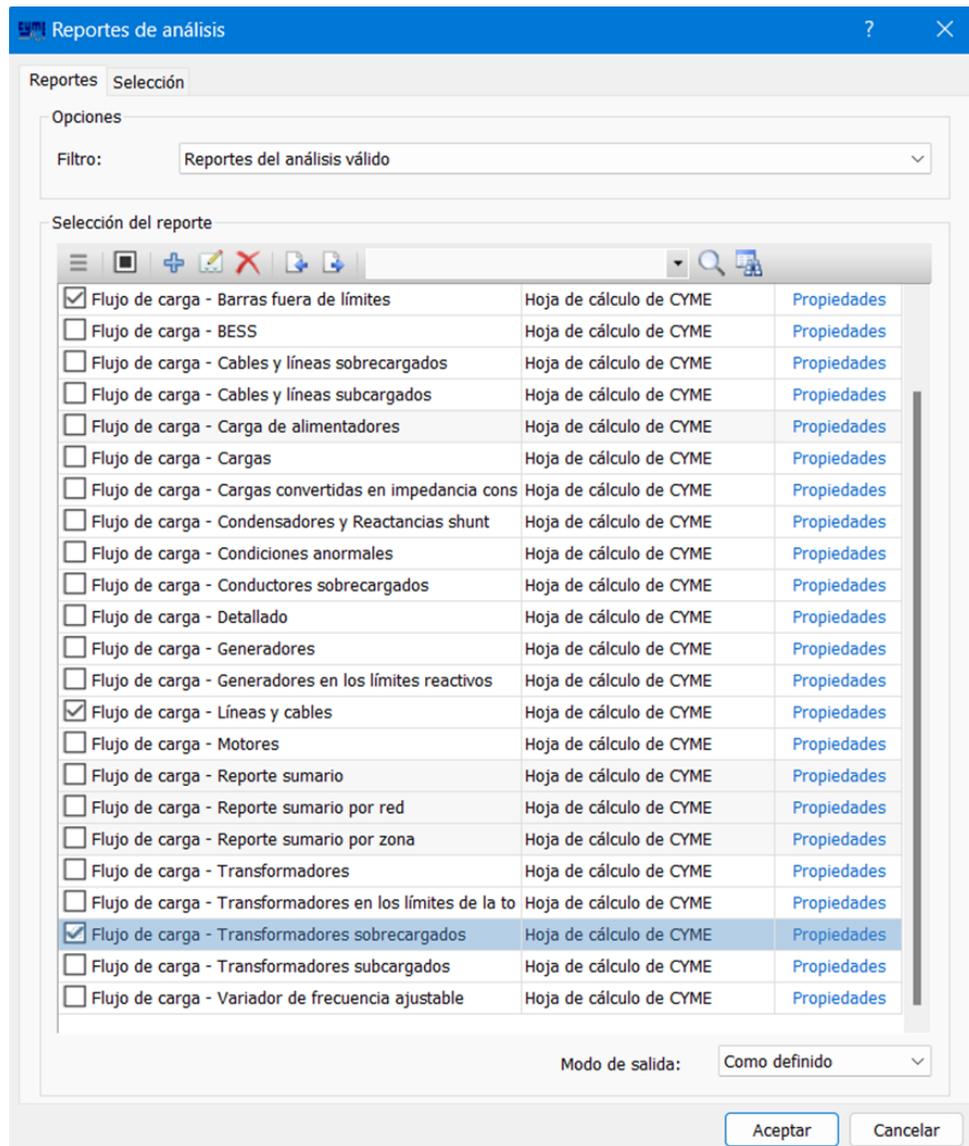


Figura 3.3: Parámetros de los Reportes del Análisis de Flujo de Carga.

Nota: Tomado de CYME, 2024.

### Transformadores Sobrecargados

En la figura 3.4 se aprecia un reporte que detalla los transformadores sobrecargados en el análisis de flujo de carga. Este tipo de reporte es determinante para identificar transformadores que están operando por encima de su capacidad nominal, lo que puede provocar problemas en la red eléctrica.

Reportes					
Buscar					
	Nro. equipo	Nodo origen	Nodo destino	Potencia total de paso (MVA)	Carga (%)
1	153413_T	MT_AEREA_395480_9219400389-1163224_9431560952	FTSC_395480_9219400389-1163224_9431560952_LOAD	0	110,3
2	153414_T	MT_AEREA_395475_52324478235-1163227_8502254933	FTSC_395475_52324478235-1163227_8502254933_LOAD	0	110,3
3	1753898_T	MT_SUB_401862_2902557682-1166140_838630855	FTSC_401862_2902557682-1166140_838630855_LOAD	0	111,5

Figura 3.4: Transformadores Sobrecargados.

Nota: Tomado de CYME, 2024.

Como se puede observar en la figura 3.4, se presentan tres transformadores que se encuentran en condición de sobrecarga. En particular, el transformador identificado con el ID: 153417\_T en la imagen es un dispositivo de dos devanados, con una toma en el primario de 34.5 kVLL y una toma en el secundario de 0.41 kVLL y su potencia nominal es de 75 kVA.

The screenshot shows the 'Propiedades del tramo' (Line Properties) window for a transformer. The main configuration area is titled 'Transformador con dos devanados' (Transformer with two windings). Key parameters include:

- Nombre:** ABC\_75.0\_34.5\_KV\_416\_KV\_1\_ESTRELLA\_ESTRELLA
- Número:** 153413\_T
- Estado:** Conectado
- Reversible:**
- Etapa:** No definido
- Parámetros:**
  - General:**
    - Primario: En el nodo de origen
    - Indicador de falla: No indicador de falla
  - Commutador de toma no energizada:**
    - Toma al primario: 100,0 % 34,5 kVLL
    - Toma al secundario: 100,0 % 0,42 kVLL
  - Impedancias de puesta a tierra:**
    - Primario: Rg: 0,0 Ω, Xg: 0,0 Ω
    - Secundario: Rg: 0,0 Ω, Xg: 0,0 Ω
  - Tensión nominal del sistema:**
    - Primario: 34,5 kVLL (Definido por el usuario)
    - Secundario: 0,42 kVLL (Definido por el usuario)
- Configuración:**
  - Primario: Yyn0
  - Secundario: Yyn0
  - Desfase: 0,0 ID
  - Desfase Gamma: 0,0 ID
  - Ramal abierto: AB
  - Fase toma al centro: AB
- Protección:** Ajustes TCC...

Figura 3.5: Propiedades del Transformador ID: 153417\_T.

Nota: Tomado de CYME, 2024.

Para abordar la sobrecarga específicamente del Transformador ID: 153417\_T, se procede a identificar el tramo de línea que alimenta el transformador, como se muestra en la figura 3.6. De seguido, se instala un

medidor en el tramo, equilibrando cada una de sus fases con el objetivo de ajustar la carga configurada, en lugar de la carga actual. Este ajuste se realiza mediante el “Módulo de Análisis de Distribución de Carga”.

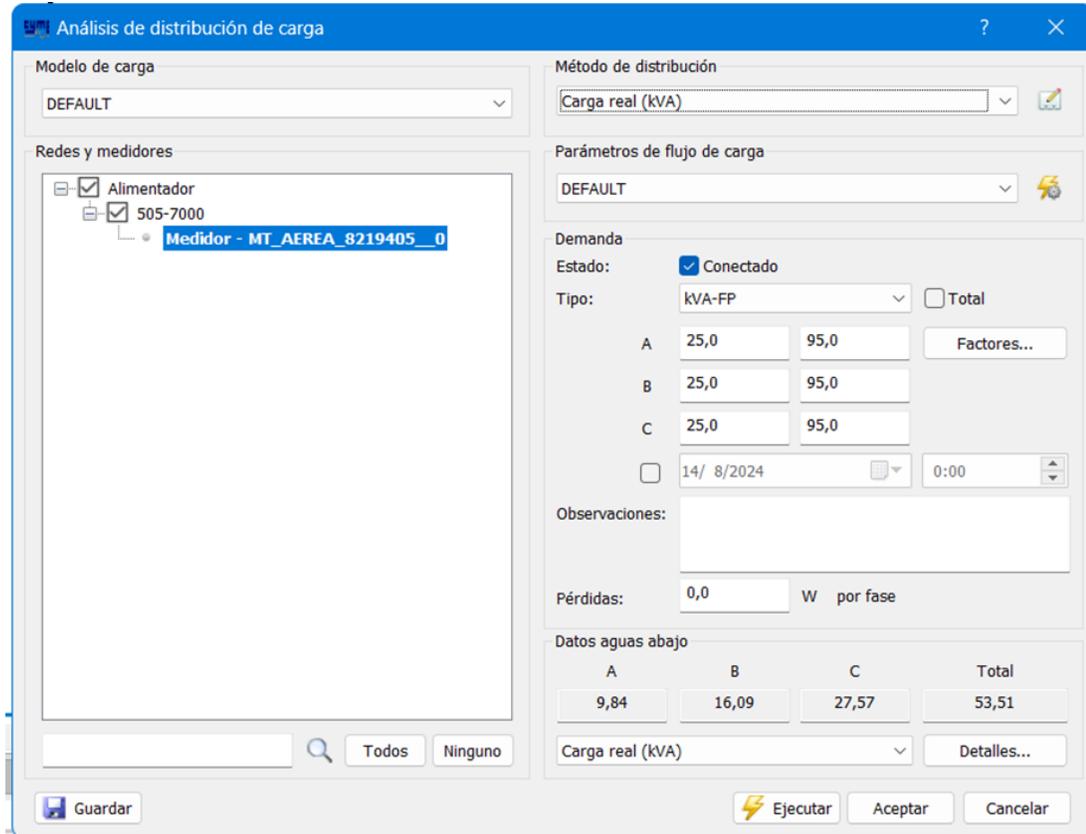


Figura 3.6: Análisis de Distribución de Carga para el Transformador ID: 153417\_T.

Nota: Tomado de CYME, 2024.

El transformador 153417\_T, trifásico de 75 kVA puede manejar una carga total de 53.51 kVA (9.84 kVA en la fase A, 16.09 kVA en la fase B y 27.57 kVA en la fase C), lo que está dentro de su capacidad. Sin embargo, hay un desbalance significativo, ya que la fase C está sobrecargada en un 46 % respecto al promedio (16.83 kVA), mientras que la fase A está un 41 % por debajo del promedio. Este desbalance puede provocar problemas como sobrecalentamiento y eficiencia reducida, a pesar de que la carga total no exceda los 75 kVA. Por lo tanto, es recomendable equilibrar las cargas y monitorear el rendimiento del transformador para evitar problemas operativos.

El procedimiento descrito se aplicó a otros dos transformadores, en los que se realizó un análisis similar para evaluar su capacidad de carga y el estado de equilibrio de las fases. Al igual que en el caso del transformador 153417\_T, se llevó a cabo una medición detallada de la carga en cada fase, permitiendo identificar posibles desbalances.

### Conductores Sobrecargados

El informe que se muestra en la figura 3.7 presenta un análisis de flujo de carga que identifica los conductores sobrecargados del circuito eléctrico. Este análisis contribuye a evaluar la capacidad de carga de cada conductor en relación con su carga actual, proporcionando información crítica para la gestión

y optimización de la red. Los datos abarcan detalles como la identificación del conductor, su capacidad nominal en amperios y el porcentaje de carga, lo que facilita la identificación de áreas donde es necesario implementar medidas correctivas para prevenir sobrecalentamientos y garantizar la eficiencia del sistema.

Equipment No	Equipment Id	Code	V (kVLL)	Base Voltage (kVLL)	Length (m)	Total Thru Power (kW)	Total Thru Power (kvar)	Total Thru Power (kVA)	Pf avg (%)	IBal (A)	Angle I (°)	Total Loss (kW)	Total Loss (kvar)	Loading (%)
BT_AEREA_2667491_0	BT_6_ACSR_ACSR_6_3	Cable	0,2	0,240	4,6	33	5	33	98,95	138,3	-12,00	0,5	0,0	168,6
BT_AEREA_13820658_0	BT_6_AAAC_ACSR_6_3	Cable	0,2	0,240	18,8	25	4	25	99,00	103,7	-10,25	1,1	0,0	122,0
BT_AEREA_11318801_0	BT_6_ACSR_ACSR_6_3	Cable	0,2	0,240	2,6	22	6	23	96,05	99,4	-18,60	0,1	0,0	121,2
BT_AEREA_13820659_0	BT_6_AAAC_ACSR_6_3	Cable	0,2	0,240	15,1	24	3	24	98,99	100,3	-11,93	0,8	0,0	118,0
BT_AEREA_11667111_0	BT_6_ACSR_ACSR_6_3	Cable	0,2	0,240	20,7	21	5	22	97,21	90,0	164,58	0,9	0,0	109,8

Figura 3.7: Conductores Sobrecargados.

Nota: Tomado de CYME, 2024.

El tramo identificado como “BT\_AEREA\_2667491\_0” presenta una sobrecarga significativa del 168.62 %, debido a que la carga que alimenta tiene una potencia real de 33 kW y un factor de potencia de 98.95 %. Considerando esta condición, se puede calcular el consumo de corriente del conductor utilizando la siguiente fórmula:

$$I = \frac{33 \text{ kW}}{240 \text{ V} \cdot 0,9894 \text{ fp}} \approx 138,3 \text{ A} \quad (3.1)$$

Al analizar los parámetros del tramo (configuración Equipment id), como se muestra en la figura 3.7, se observa que se trata de una línea de baja tensión con un conductor y neutro de calibre 6. Este conductor está fabricado con Aluminio Reforzado con Acero (ACSR) y muestra una geometría espacial tipo 3, conforme a los parámetros establecidos en el software. Asimismo, para este conductor la capacidad es de 82A (figura 3.8), dada esa condición es que se genera la sobrecarga, como se puede apreciar a continuación:

$$\%_{\text{sobrecarga}} = \frac{138,3 \text{ A} - 82 \text{ A}}{82 \text{ A}} \approx 68,6 \% \quad (3.2)$$

El cálculo muestra que la sobrecarga es aproximadamente 68.6 %, indicando que el valor de 168.6 % se puede entender como el total de la capacidad, lo que implica que el conductor está llevando más de 1.68 veces su capacidad nominal.

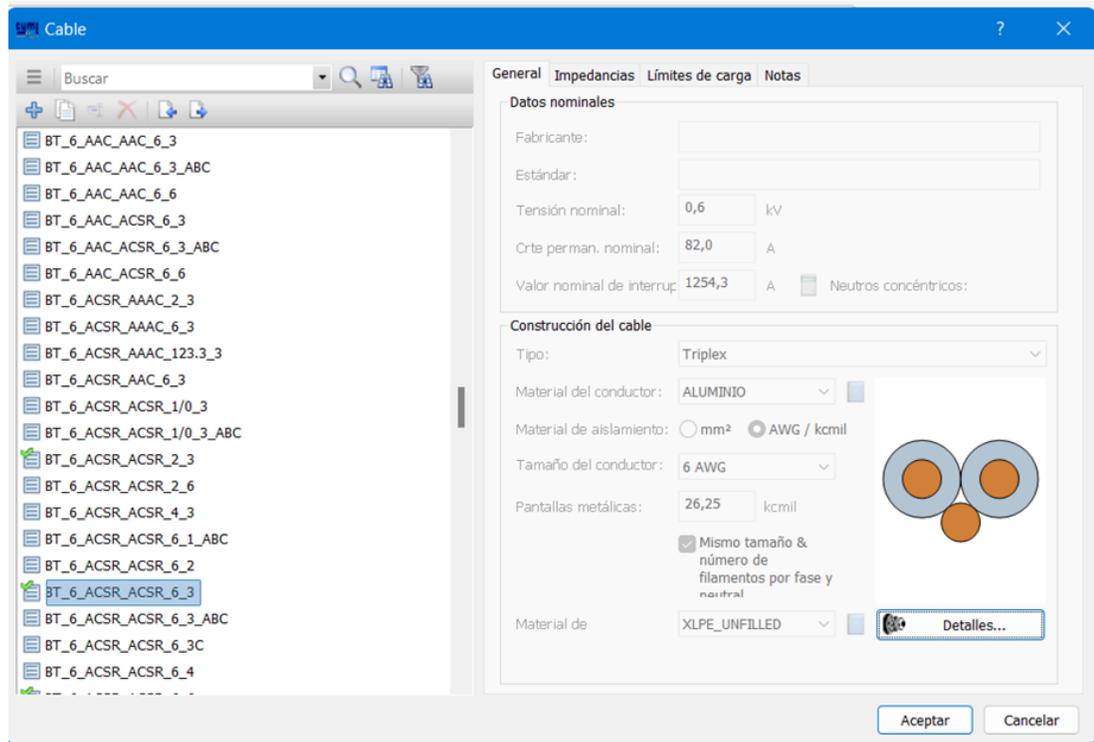


Figura 3.8: Propiedades del la configuración del conductor.

Nota: Tomado de CYME, 2024.

Dadas las condiciones del conductor, se procede a buscar en la biblioteca conductores con la misma configuración espacial, pero de mayor calibre. En la sección izquierda de la figura 3.8, las configuraciones marcadas con un check verde indican que son utilizadas por la distribuidora, por lo que se recomienda seleccionar una de estas opciones.

Se elige una configuración de cable conductor de calibre 1/0 AWG y neutro calibre 2 AWG, ambos fabricados en material ACSR, manteniendo la misma configuración espacial. En este caso, la capacidad del conductor, según sus características, es de 205 A, lo que elimina el riesgo de sobrecarga.

Este mismo procedimiento se aplica a los demás tramos que presenta la misma condición de sobrecarga. En la tabla 3.18 se detalla el resumen de las configuraciones recomendadas:

Tabla 3.18: Configuración de Tramos y Capacidades

Tramo	Configuración	Capacidad (A)	Capacidad Min. Requerida (A)
BT_AREA_2667491_0	BT_6_ACSR_ACSR_6_3 (Actual)	82	138.3
	BT_1/0_ACSR_ACSR_2_3 (Recomendado)	205	
BT_AREA_13820658_0	BT_6_AAAC_ACSR_6_3 (Actual)	85	103.7
	BT_4_ACSR_ACSR_4_3 (Recomendado)	115	
BT_AREA_11318801_1	BT_6_ACSR_ACSR_6_3 (Actual)	82	99.4
	BT_4_ACSR_ACSR_4_3 (Recomendado)	115	
BT_AREA_13820659_2	BT_6_AAAC_ACSR_6_3 (Actual)	85	100.3
	BT_4_ACSR_ACSR_4_3 (Recomendado)	115	
BT_AREA_11667111_4	BT_6_ACSR_ACSR_6_3 (Actual)	82	90
	BT_4_ACSR_ACSR_4_3 (Recomendado)	115	

Fuente: Elaboración Propia.

### Barras fuera de límites

En la figura 3.9 se presenta un reporte de análisis de flujo de carga que, en esta ocasión, no muestra nodos con barras fuera de límites. Este tipo de informe es fundamental para evaluar el desempeño de un sistema eléctrico, porque proporciona información sobre la tensión base, la tensión real en cada nodo, su representación en términos de unidades por unidad (p.u.) y el desfase de tensión en grados. La ausencia de barras fuera de límites señala que todos los nodos analizados están operando dentro de los parámetros aceptables, lo que sugiere una operación eficiente y estable del sistema. No obstante, es necesario continuar monitoreando estos valores para asegurar que el sistema mantenga su desempeño óptimo, especialmente en condiciones de carga variables o durante picos de demanda.

Reportes				
Buscar				
Nombre nodo	Tensión de base (kVLL)	V (kVLL)	V (p.u.)	Desfase V (°)

Figura 3.9: Reporte Barras Fuera de Límites.

Nota: Tomado de CYME, 2024.

### 3.3. Análisis de Cortocircuito ANSI

El análisis de cortocircuito, conforme con el estándar ANSI, sigue las normas del Instituto Nacional Estadounidense de Estándares (ANSI) para la aplicación de interruptores automáticos. Las normas específicas utilizadas son C37.010 (basada en corriente simétrica), C37.5 (basada en corriente total) y C37.13 (para interruptores de baja tensión).

Este análisis calcula cuatro tipos específicos de carga, aplicando multiplicadores a las corrientes calculadas para tener en cuenta la asimetría (componente de corriente continua o DC). Además, ajusta la reactancia de los motores según su tamaño y velocidad, ya que sus contribuciones a las fallas disminuyen con el tiempo.

No considera la inclusión de corriente de carga previa a la falla, ni la impedancia de falla ( $Z_f$ ). Solamente, se analizan fallas “bloqueadas”, es decir, sin impedancia. De acuerdo con las normas ANSI, el análisis realiza el cálculo  $I = E/Z$  (usando impedancias complejas en las matrices de red) y determina las relaciones X/R reduciendo las redes X y R por separado.

En las fallas trifásicas, la relación X/R se calcula como  $X1/R1$ , y para fallas línea a tierra, se utiliza la fórmula  $X/R = (2X1 + X0) / (2R1 + R0)$ . Y, dependiendo del tipo de carga seleccionado y la relación X/R en el lugar de la falla, el análisis identifica los multiplicadores que se deben aplicar a la corriente simétrica para tener en cuenta los decrementos de corriente AC y DC. Los multiplicadores varían según las contribuciones de fuentes locales y remotas.

#### Tipos de operación admitidos por el análisis

En este punto se detallan los tipos de operación admitidos por el análisis, así como los factores normativos y técnicos que inciden en el cálculo de corrientes de falla y su impacto en los equipos.

- Cierre y Enclavamiento:** El cálculo de la corriente simétrica RMS se efectúa medio ciclo después de que ocurre una falla. Según la norma ANSI C37.010, esta corriente simétrica se multiplica por 1.6 para considerar la asimetría causada por el componente de corriente continua (DC). La corriente resultante se conoce como la capacidad “momentánea”, que se utiliza para evaluar si un interruptor puede cerrar en un circuito con falla y permanecer cerrado hasta que se active su mecanismo de apertura. El análisis reporta la corriente máxima (corriente simétrica RMS multiplicada por 2.6), lo que permite comparar esta corriente con las capacidades nominales de los interruptores, según la norma C37.06. También se calculan más factores multiplicadores utilizando la relación ANSI X/R. El análisis reporta, tanto este multiplicador como la corriente ajustada, lo que ayuda a evaluar mejor el comportamiento del interruptor en condiciones específicas.

$$I_{\text{RMS,asym}} = \sqrt{(I_{\text{AC,RMS,sym}})^2 + (I_{\text{DC}})^2} = I_{\text{AC,RMS,sym}} \sqrt{1 + 2e^{-4\pi t/(X/R)}} \quad (3.3)$$

$$I_{\text{PEAK}} = I_{\text{AC,RMS,sym}} \sqrt{2}(1 + e^{-2\pi t/(X/R)}) \quad (3.4)$$

donde  $t = \frac{1}{2}$  cycle.

Para tener en cuenta la disminución de la corriente que aportan los motores durante el primer medio ciclo de una falla, las normas multiplican la reactancia del motor por un factor como se muestra en la tabla 3.19. Este factor depende de la potencia y la velocidad del motor, y se usa para calcular mejor cómo afectan los motores al sistema en situaciones de falla.

Tabla 3.19: Positive sequence reactance for momentary duty

Motor type	Positive sequence reactance for momentary duty
All synchronous motors	1.0 $X_d$
Induction motors	
- above 1000 HP at 1800 rpm or less	1.0 $X_d$
- above 250 HP at 3600 rpm	1.0 $X_d$
- all others 50 HP and above	1.2 $X_d$
- all smaller than 50 HP	1.67 $X_d$

Nota: Tomado de (CYME International, 2024).

- **Interruptores automáticos de baja tensión:** La corriente simétrica RMS se calcula medio ciclo después de que ocurre una falla. Si la relación X/R de la falla (que mide la reactancia y resistencia) es mayor que la relación X/R en la que se basa la capacidad del interruptor, según la norma ANSI C37.13, se multiplica la corriente simétrica por un factor que depende de esa relación X/R de la falla. Esto contribuye a ajustar el cálculo de la corriente en situaciones de falla.

$$MF = \frac{\sqrt{2}[1 + e^{-\pi/(X/R)}]}{2,29} \quad \text{for unfused circuit breakers (if } X/R > 6,6) \quad (3.5)$$

$$MF = \frac{\sqrt{1 + 2e^{-2\pi/(X/R)}}}{1,25} \quad \text{for fused circuit breakers (if } X/R > 4,9) \quad (3.6)$$

- **Separación de contactos:** Cuando un interruptor de media o alta tensión trata de interrumpir la corriente durante una falla, se calcula la corriente simétrica RMS unos ciclos después del inicio de la falla. Las normas ANSI C37.010 proporcionan gráficos con multiplicadores que ajustan esta corriente, considerando cómo disminuyen con el tiempo el componente de corriente continua (DC) y el de corriente alterna (AC). Estos multiplicadores dependen de la relación X/R (reactancia/resistencia) y del tiempo que tarda el interruptor en empezar a interrumpir la corriente.

Los gráficos muestran diferentes multiplicadores basados en la velocidad del interruptor (cuántos ciclos tarda en actuar) y el tiempo que tarda en abrir sus contactos. Estos valores también varían de acuerdo con el tipo de falla, sean de corriente de falla trifásica, corriente de falla de línea a tierra, o contribuciones desde fuentes locales o remotas (generadores más cercanos o lejanos al punto de falla).

Además, las contribuciones de los motores se consideran si se clasifican como “locales” (si están cerca de la falla) o “remotas” (si están más lejos), lo que incide en cómo se calcula su impacto en la falla.

El análisis describe cómo se calcula la corriente total de falla, considerando las contribuciones de fuentes locales y remotas. Para cada contribución, se usa un multiplicador que se obtiene de curvas digitalizadas. Después, se encuentra la suma ponderada de las corrientes locales y remotas, es decir se ajustan las corrientes que provienen de fuentes cercanas (locales) y fuentes más lejanas (remotas), y se suman para obtener la corriente total de falla con la siguiente fórmula:

$$I = (\text{local multiplier}) \cdot (\text{local current}) + (\text{remote multiplier}) \cdot (\text{remote current}) \quad (3.7)$$

Al considerar la rápida disminución de las contribuciones de los motores, las normas multiplican la reactancia de cada motor por un factor determinado a partir de la potencia y la velocidad del motor, como se evidencia en la tabla 3.20:

Tabla 3.20: Positive sequence reactance for interrupting duty

Motor type	Positive sequence reactance for interrupting duty
All synchronous motors	$1.5 X_d$
Induction motors	
- above 1000 HP at 1800 rpm or less	$1.5 X_d$
- above 250 HP at 3600 rpm	$1.5 X_d$
- all others 50 HP and above	$3.0 X_d$
- all smaller than 50 HP	Neglect (i.e., open circuit)

Nota: Tomado de (CYME International, 2024).

- Retardo de Tiempo:** La corriente simétrica RMS se calcula en un punto del tiempo (por ejemplo, 30 ciclos después del inicio de la falla) cuando las contribuciones de los motores han desaparecido completamente. En ese momento, los generadores se representan por su reactancia transitoria, lo que significa que la corriente no tiene ninguna asimetría en su forma de onda, por lo que no se necesitan multiplicadores. A su vez, no se incluye la contribución de los motores en este tipo de cálculo.

### 3.3.1. Configuración y Ejecución de Análisis Cortocircuito ANSI

Para ejecutar la simulación, se selecciona “Cortocircuito ANSI” de la lista de análisis disponibles. El análisis también se puede seleccionar desde el menú en Análisis > Análisis de Fallas > Cortocircuito ANSI.

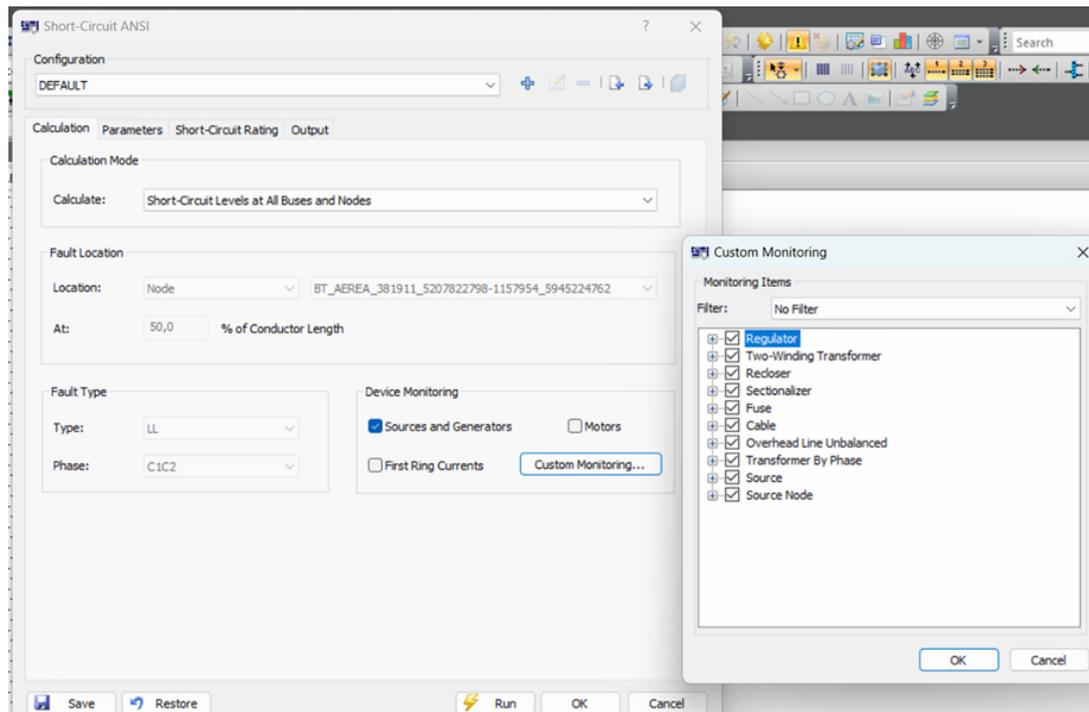


Figura 3.10: Parámetros de Configuración Cortocircuito ANSI.

Nota: Tomado de CYME, 2024.

Como se aprecia en la figura 3.10, la ventana de Cortocircuito ANSI se compone de cuatro pestañas que permiten configurar lo siguiente:

- **Cálculo:** Faculta al usuario a configurar el Modo de Cálculo y realizar un análisis de cortocircuito en toda la red, además de la opción de hacer un análisis de flujo de falla para un desperfecto en un solo bus o se pueden seleccionar los niveles de cortocircuito en todos los buses y nodos. Al efectuar un análisis de cortocircuito con el método de cálculo “Niveles de cortocircuito en todos los buses y nodos”, la opción de “Monitoreo de dispositivos”, permite al usuario ver las corrientes que llegan a ciertos dispositivos para todos los tipos de fallas en todas las ubicaciones posibles. Esta opción se puede usar para supervisar las corrientes mínimas y máximas que contribuyen las unidades de generación distribuida (como paneles solares o turbinas eólicas) y es útil para entender cómo estas fuentes de energía afectan el sistema en situaciones de falla.

- **Parámetros:** El usuario puede seleccionar los parámetros del análisis de cortocircuito, conforme la norma ANSI, incluidos los tipos de carga y la opción de incluir o no las contribuciones de otros equipos.

“Duty Type” ayuda al usuario a seleccionar los tipos definidos en la norma ANSI C37.010. Dado que se ha seleccionado la opción de niveles de cortocircuito en todos los buses y nodos, la opción de “Todos los tipos de servicio”, se elige automáticamente y se convierte en la única opción disponible.

La opción “Ajustar impedancias” en el cuadro de grupo de impedancias permite al usuario ajustar la resistencia del conductor, según la temperatura e incluir tolerancias en las impedancias de transformadores y generadores, así como la longitud de líneas y cables. Se recomienda dejar esta opción sin seleccionar.

Finalmente, en el cuadro de grupo “Incluir contribuciones de”, el usuario puede incluir o excluir contribuciones de corriente provenientes de diferentes fuentes. Se recomienda seleccionar todos los elementos.

- **Calificación de Cortocircuito:** El usuario puede especificar los límites de cortocircuito y de tensión en función de los tipos de equipos, para la detección de condiciones anormales.
- **Salida:** En este cuadro de diálogo se configuran las opciones para mostrar los resultados en los informes, etiquetas, descripciones emergentes (tooltips). Las opciones de salida se pueden personalizar de acuerdo con la configuración del análisis. El usuario debe seleccionar una de las configuraciones de análisis del menú desplegable para indicar las opciones de informes.

### 3.3.2. Reportes

En la herramienta de análisis de corto circuito ANSI, la pestaña de salida selecciona los informes que se generarán tras realizar los cálculos correspondientes. En esta sección, se pueden elegir diferentes tipos de reportes que proporcionan un resumen de las corrientes en los buses de alta y baja tensión, así como de las corrientes en los interruptores de circuito de baja tensión. A continuación, se presenta la figura 3.11, la interfaz en la que se pueden configurar estas opciones.

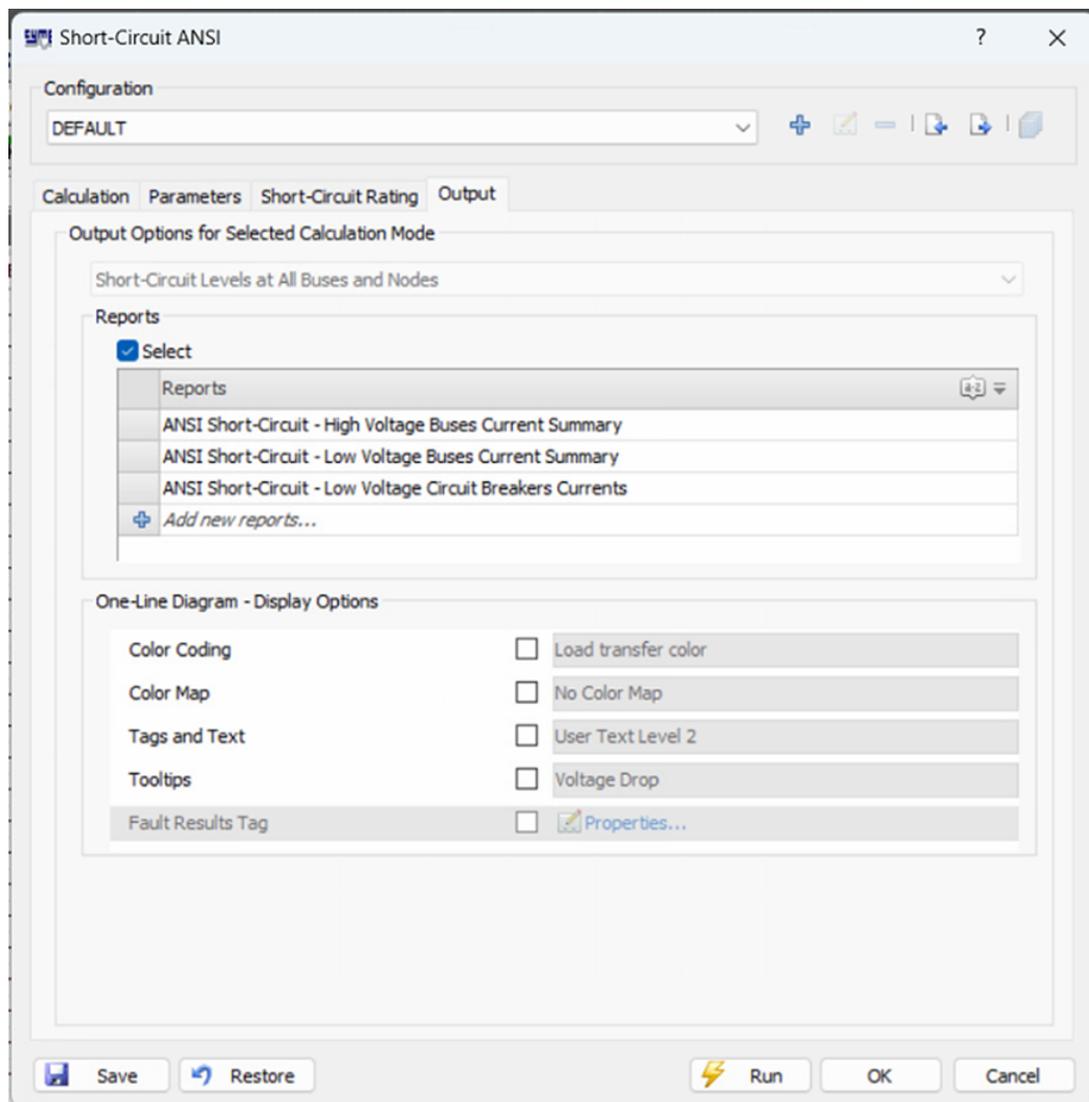


Figura 3.11: Parámetros de Configuración de salida Cortocircuito ANSI.

Nota: Tomado de CYME, 2024.

- Corrientes en Fusibles:** La figura 3.12 compara la corriente simétrica trifásica (LLL CL LVCB) con la capacidad de interrupción de varios equipos. La corriente LLL CL LVCB mide la corriente que pasa por el interruptor durante una falla trifásica, y su valor está expresado en kiloamperios (kA). En el gráfico, las barras azules muestran esta corriente para cada equipo, mientras que la línea roja representa la capacidad máxima que tiene cada interruptor para cortar la corriente de manera segura, que es de 600 A en todos los casos.

Si la corriente de falla es mayor que la capacidad de interrupción del interruptor existe un riesgo de que el equipo no pueda manejar esa corriente de manera adecuada. Por ejemplo, algunos equipos en el gráfico tienen corrientes de falla muy superiores a la capacidad de interrupción (como el equipo "1358788\_F"), lo que indica que estos interruptores podrían necesitar ser reemplazados o reforzados para evitar problemas en caso de una falla. Este análisis es esencial para garantizar que los interruptores sean capaces de manejar la corriente de falla y proteger el sistema eléctrico de manera segura.

Cabe señalar que, datos como los ajustes y la ampacidad en los fusibles faltan de agregar a la base de datos del circuito (la distribuidora aun no los tiene), por lo que los resultados pueden no ser precisos. Se auna que es probable que los valores de la corriente simétrica trifásica (LLL CL LVCB) calculados no reflejen con exactitud la capacidad real de los interrupciones. En consecuencia, algunos equipos podrían parecer más capaces de manejar la corriente de falla de lo que realmente pueden soportar.

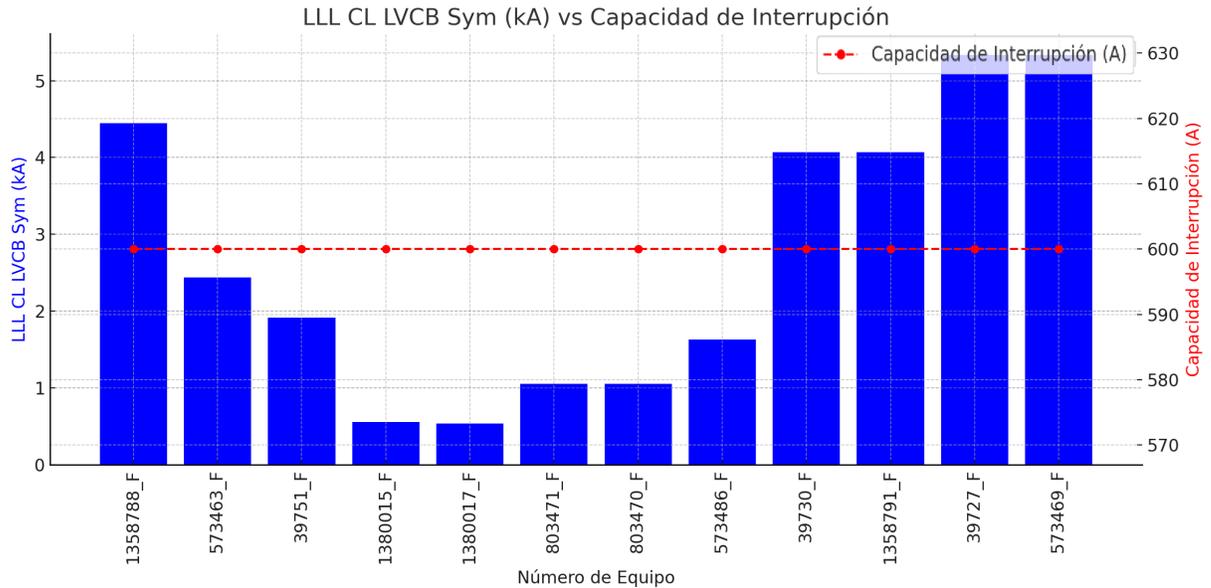


Figura 3.12: Corriente Simétrica Trifásica versus Capacidad de Interrupción de algunos fusibles.  
 Nota: Elaboración propia mediante Pyhton.

- Resumen de Corrientes de Buses de Media Tensión:** El análisis de cortocircuito de la figura 3.13, revela que la mayoría de los nodos presentan corrientes iniciales trifásicas entre 0 y 2 kA, lo cual es positivo ya que implica sobrecargas iniciales leves. Sin embargo, algunos nodos alcanzan hasta 6 kA, lo que, aunque es manejable, requiere una atención especial en la protección. Los picos de corriente trifásicos también son bajos en la mayoría de los casos, pero algunos nodos pueden alcanzar entre 10 y 12 kA, e incluso 14 kA en casos excepcionales, lo que requiere una evaluación detallada para garantizar que la protección sea adecuada.

Después del pico, las corrientes trifásicas estabilizadas se mantienen entre 1.5 y 3 kA, lo que es más manejable para los equipos. En algunos nodos con picos más altos, estas corrientes pueden superar los 4 kA, lo que sigue exigiendo una rápida actuación de los sistemas de protección.

En las corrientes monofásicas, el comportamiento es similar, aunque con valores más bajos. Las corrientes iniciales y los picos están generalmente entre 0 y 2.5 kA, con pocos nodos superando los 5 kA. Las corrientes estabilizadas monofásicas se mantienen mayormente por debajo de 1.5 kA, lo que indica que el sistema opera de manera segura después de la estabilización de la falla.

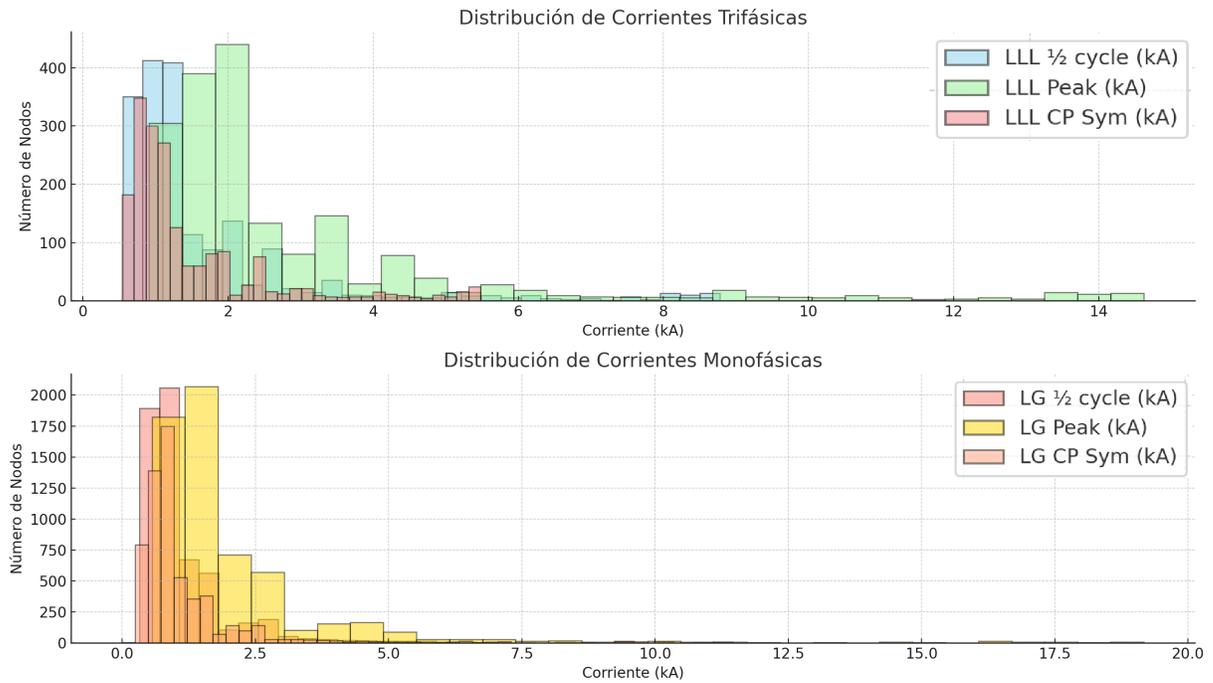


Figura 3.13: Resumen de Corrientes de Buses de Media Tensión.  
 Nota: Elaboración propia mediante Python.

- Resumen de Corrientes de Buses de Baja Tensión:** El análisis de la figura 3.14 señala que las corrientes trifásicas tienen mayores retos en el sistema, con algunos nodos alcanzando corrientes ajustadas de hasta 20 kA. La mayoría de los nodos presenta corrientes trifásicas en el rango de 0 a 6 kA, pero los puntos con corrientes más altas requieren una revisión para garantizar que los dispositivos de protección puedan manejar estos valores y evitar daños en los equipos.

En cuanto a las corrientes monofásicas, la mayoría de los nodos exhibe corrientes bajas, generalmente por debajo de 2.5 kA, lo que indica un menor riesgo en fallas monofásicas. No obstante, existen algunos nodos con corrientes ajustadas que alcanzan hasta 10 kA, los cuales también deben ser evaluados.

En general, algunos nodos con corrientes elevadas requieren especial atención para asegurar una protección adecuada y evitar problemas en los equipos.

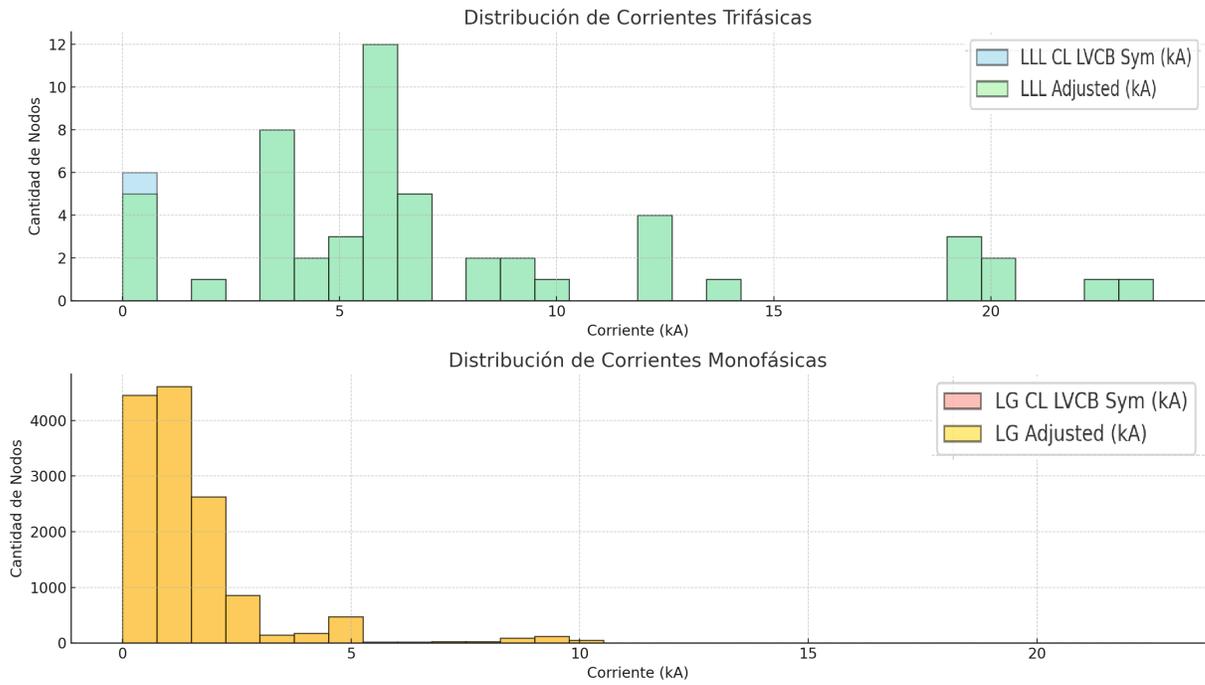


Figura 3.14: Resumen de Corrientes de Buses de Baja Tensión.  
 Nota: Elaboración propia mediante Python.

- **Ratio X/R:** La figura 3.15 muestra cómo varía la relación X/R en un análisis de cortocircuito ANSI, según la distancia desde la fuente de energía. Cerca de la fuente, la relación X/R es alta, indicando una predominancia de la reactancia (X) sobre la resistencia (R), lo que genera corrientes de cortocircuito más asimétricas y mayores. A medida que aumenta la distancia, la relación X/R disminuye, estabilizándose en valores más bajos, lo que implica una menor asimetría en la corriente de cortocircuito.

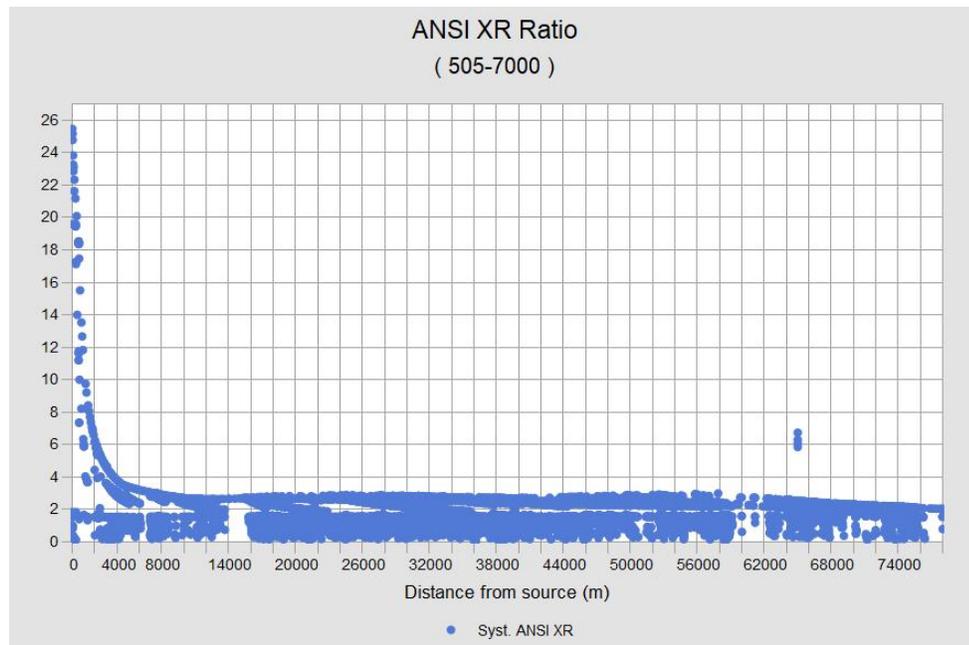


Figura 3.15: ANSI XR Ratio.  
Nota: Tomado de CYME, 2024.

Esta información es de relevancia porque ayuda a ajustar los factores que se usan para calcular las corrientes que ocurren durante un cortocircuito. Con esos ajustes, se puede asegurar que los dispositivos de protección, como los interruptores, estén diseñados para soportar las corrientes adecuadas según el lugar en el sistema eléctrico. Esto significa que los equipos estarán preparados para reaccionar correctamente en caso de fallas, evitando daños y manteniendo la seguridad del sistema.

- Condiciones Anormales:** La interpretación de los gráficos de las figuras 3.16 y 3.17, se puede describir de la siguiente manera: las barras celestes representan la cantidad de nodos correspondientes a cada tipo de falla (LG, LL, LLG, LLL), proporcionando una visión de la distribución de las fallas en el sistema. La Línea verde (valor calculado): Representa el valor promedio calculado de la corriente para cada tipo de falla en los diferentes nodos o equipos. Este valor refleja el resultado del análisis de las corrientes de cortocircuito calculadas para evaluar el comportamiento de la red bajo condiciones de falla. Y finalmente, Línea roja (valor nominal): Indica el valor nominal o de referencia de la corriente para cada tipo de falla. Este valor es el estándar al que se compara el valor calculado y es crucial para determinar si las corrientes de falla están dentro de los límites aceptables para la seguridad y el rendimiento del sistema.

En el gráfico se presenta un análisis detallado de varios tipos de equipos eléctricos, incluyendo Cables, Línea Aérea Desbalanceada, Reclosers y Seccionadores, en relación con su rendimiento bajo condiciones de cortocircuito. Se observa que la cantidad de nodos varía significativamente entre los diferentes equipos, siendo las líneas aéreas desbalanceadas, los que presentan la mayor cantidad de nodos, especialmente en la falla Line-to-Ground (LG). Esto sugiere que estos equipos están más expuestos a este tipo de fallas, lo que podría indicar un mayor riesgo asociado.

Los cables, muestran un comportamiento similar a las líneas aéreas, pero con una cantidad de nodos inferior. Los reclosers y seccionadores presentan una cantidad de nodos constante, indicando una menor exposición a cortocircuitos.

Existe una discrepancia importante entre los valores calculados y los valores nominales de los equipos. Generalmente, los valores calculados son más altos, lo que representa un posible riesgo de falla, sin

embargo, es importante considerar como se ha mencionado anteriormente que, aún faltan datos en la base de datos del circuito, como ajustes y ampacidad de los fusibles, capacidad de los seccionadores y la coordinación de protecciones del reconectador (recloser). Esto puede afectar la precisión de los resultados.

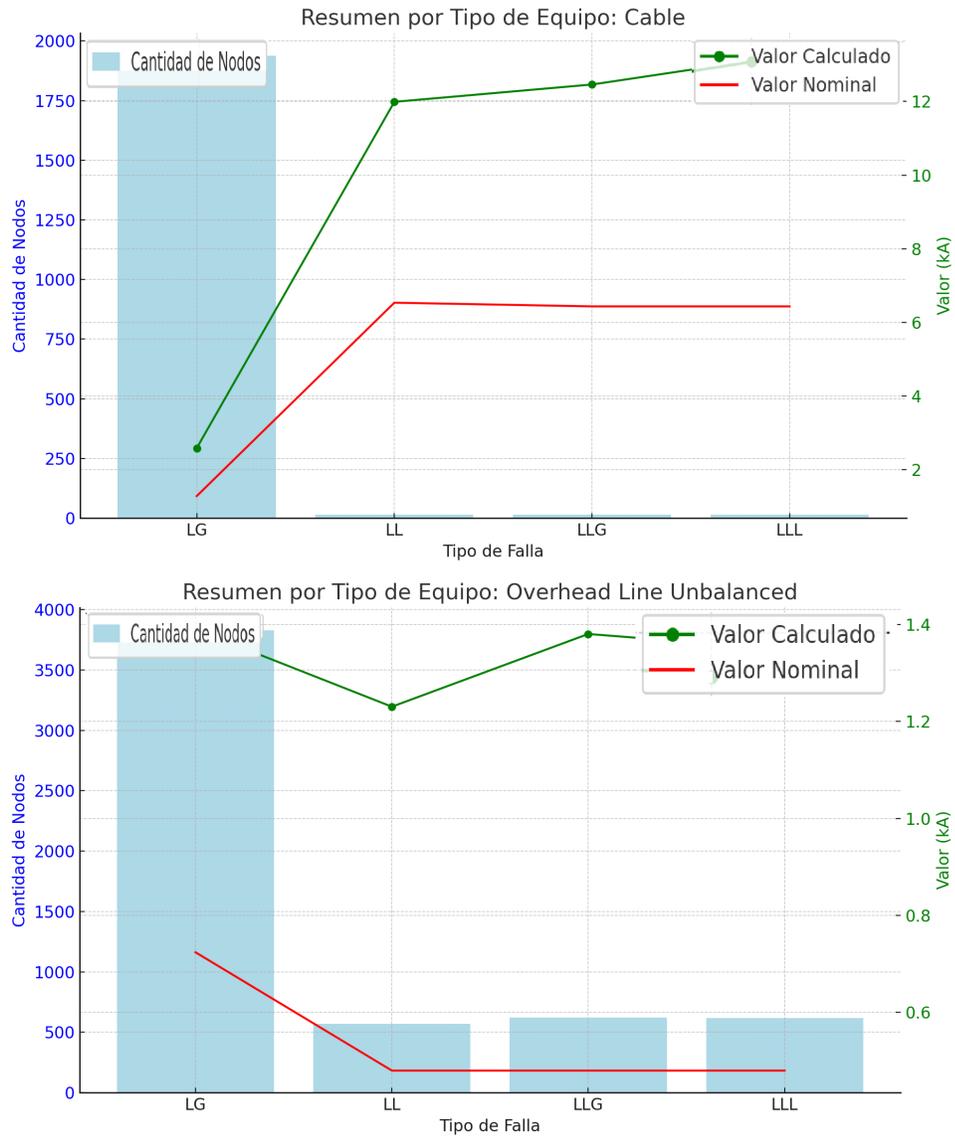


Figura 3.16: Análisis de Corrientes de Cortocircuito por Tipo de Falla.  
 Nota: Elaboración propia mediante Python.

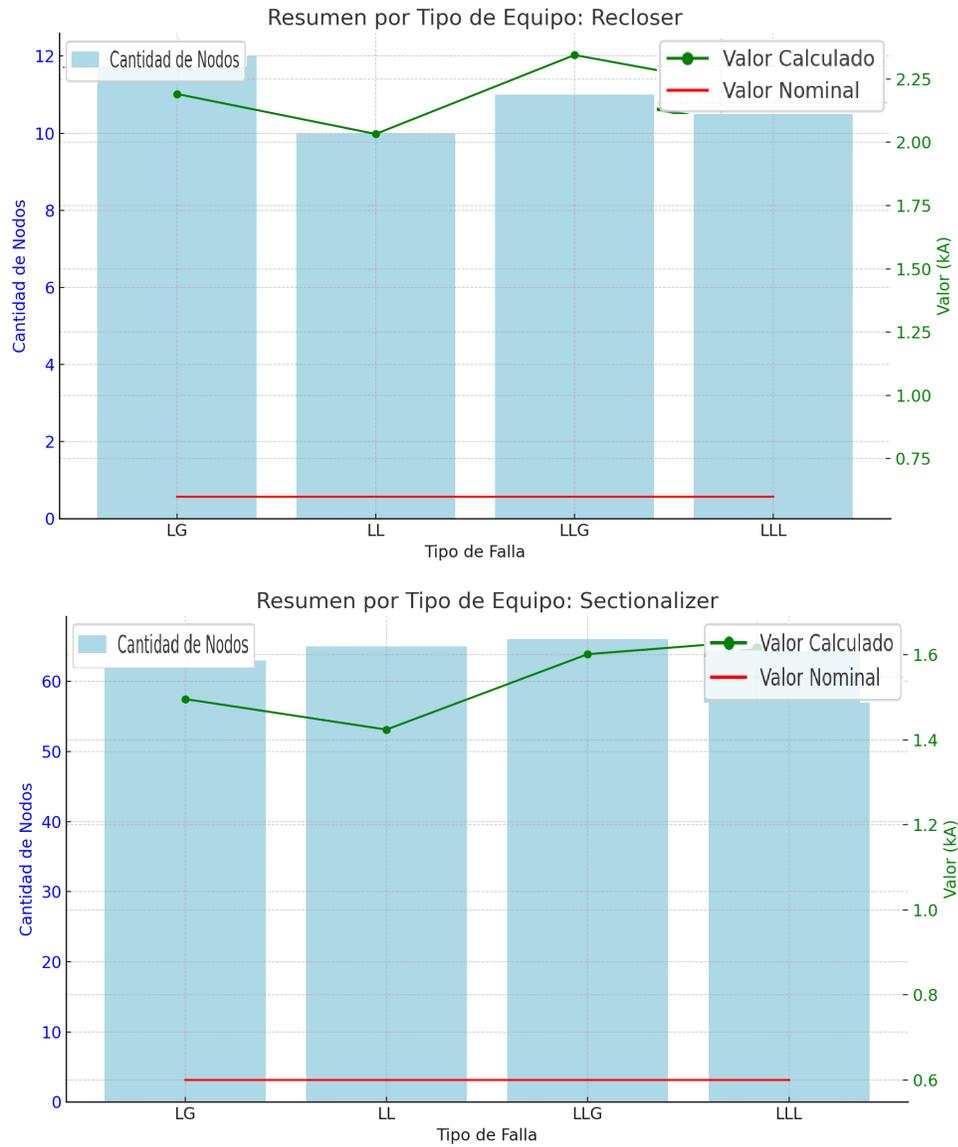


Figura 3.17: Análisis de Corrientes de Cortocircuito por Tipo de Falla.  
 Nota: Elaboración propia mediante Python.

## Capítulo 4

# Integración de Recursos de Generación Distribuida

El módulo de Análisis de Capacidad de Integración en Cyme, evalúa la capacidad máxima de interconexión o el valor de carga en cada nodo, considerando un conjunto de restricciones y parámetros que se pueden personalizar, según los objetivos y el cumplimiento de las normas aplicables.

El análisis para la integración de recursos energéticos distribuidos (DER) y la carga, ajusta iterativamente el valor de generación o carga en un nodo hasta alcanzar el máximo permitido, respetando siempre las restricciones y parámetros establecidos. Este valor máximo se determina para cada nodo de las redes analizadas.

El Análisis de Capacidad de Integración utiliza el Análisis de Flujo de Carga para obtener los datos necesarios durante las condiciones normales de operación y el Análisis de Cortocircuito para evaluar los resultados en condiciones de falla.

De acuerdo con la ARESEP (2023d), en la sección 7 del documento titulado “Asignación y simulación de DER futuros en el circuito”, se describe cómo se deben incorporar y modelar los recursos energéticos distribuidos (DER) en los estudios de planificación de redes eléctricas, diferenciando entre DER de pequeña y gran escala. Seguidamente, se presentan los estudios correspondientes para cada tipo.

### 4.1. Análisis en Gran Escala

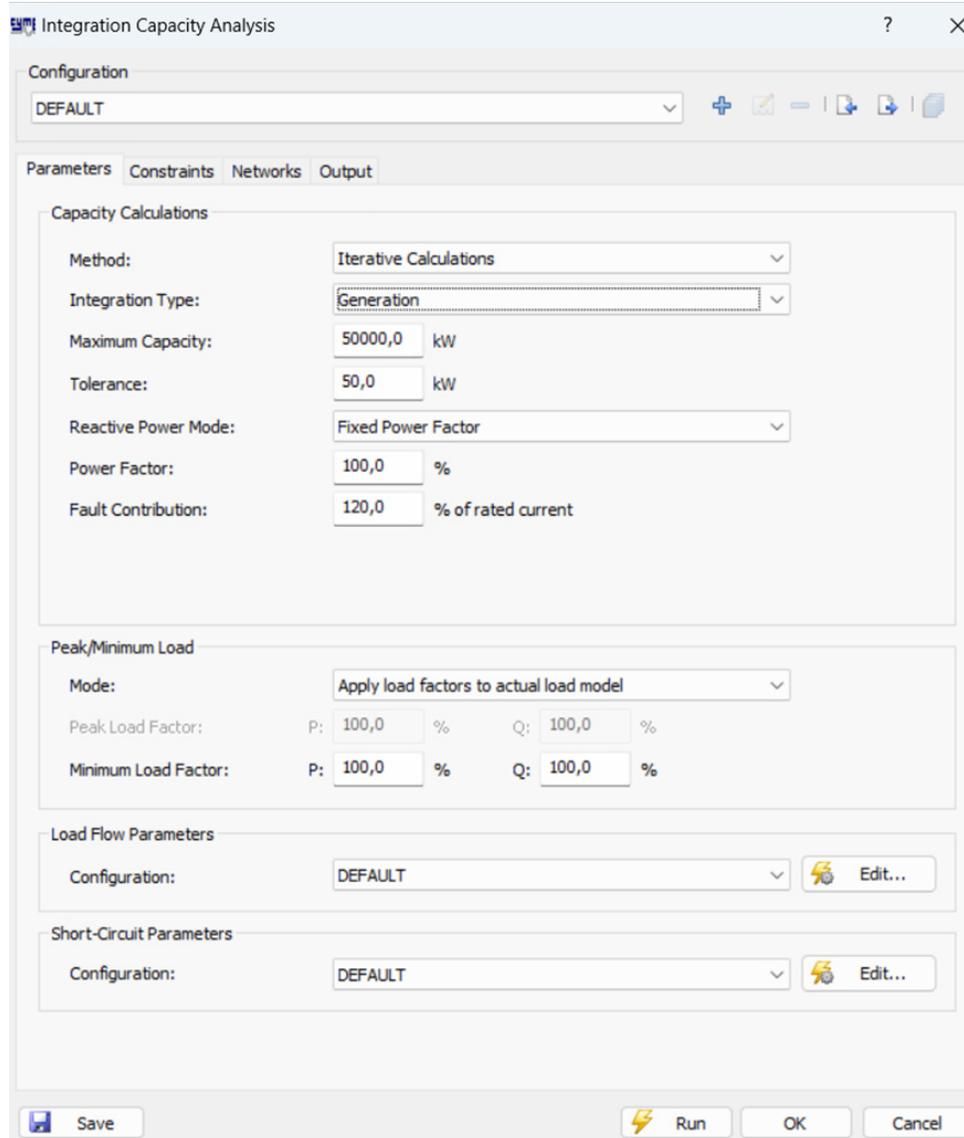
Los sistemas de gran escala se asignan a nodos trifásicos en media tensión (MT), ubicados a una distancia predefinida desde la subestación hasta el final del circuito. Se seleccionan al menos 10 nodos a lo largo del circuito, y a cada uno se le asigna un incremento fijo de potencia, dependiendo del nivel de tensión: 250 kW para circuitos de 13,2 kV y 13,8 kV, 500 kW para circuitos de 24,9 kV y 1000 kW para circuitos de 34,5 kV. Después de cada asignación, se realizan simulaciones de flujo de potencia y cortocircuito para verificar que los criterios técnicos se cumplan antes de avanzar al siguiente nodo. Esto asegura que la penetración de DER no comprometa la estabilidad del sistema (ARESEP, 2023d).

Todos los DER futuros, se deben modelar como fuentes de potencia activa con factor de potencia unitario, sin control de tensión. Los equipos reguladores de tensión deben mantener la misma configuración que en el estudio base. Además, en los estudios de cortocircuito, los DER futuros deben modelarse con un aporte máximo de falla de 1,2 veces su corriente nominal (ARESEP, 2023d).

### 4.1.1. Parámetros de Configuración

Para acceder al cuadro de diálogo del Análisis de Capacidad de Integración, se selecciona la opción de menú Análisis > Análisis de Capacidad de Integración, lo que abrirá el cuadro de diálogo correspondiente, con la pestaña de Parámetros seleccionada. El cuadro de diálogo del Análisis de Capacidad de Integración consta de cuatro pestañas que permiten al usuario configurar, lo siguiente:

- **Parámetros de Cálculo de Capacidad de Integración:** Incluye la carga máxima/mínima, los parámetros de flujo de carga y los parámetros de cortocircuito como se puede observar en la figura 4.1.



The screenshot shows the 'Integration Capacity Analysis' dialog box with the 'Configuration' tab selected. The 'Parameters' sub-tab is active, displaying the following settings:

- Configuration:** DEFAULT
- Capacity Calculations:**
  - Method: Iterative Calculations
  - Integration Type: Generation
  - Maximum Capacity: 50000,0 kW
  - Tolerance: 50,0 kW
  - Reactive Power Mode: Fixed Power Factor
  - Power Factor: 100,0 %
  - Fault Contribution: 120,0 % of rated current
- Peak/Minimum Load:**
  - Mode: Apply load factors to actual load model
  - Peak Load Factor: P: 100,0 %, Q: 100,0 %
  - Minimum Load Factor: P: 100,0 %, Q: 100,0 %
- Load Flow Parameters:**
  - Configuration: DEFAULT
- Short-Circuit Parameters:**
  - Configuration: DEFAULT

Buttons at the bottom include Save, Run, OK, and Cancel.

Figura 4.1: Parámetros de configuración ICA, Gran Escala.

Nota: Tomado de CYME, 2024.

Las configuraciones relacionadas con los cálculos de Capacidad de Integración se incluyen en el siguiente cuadro 4.1:

Tabla 4.1: Parámetros de Configuración ICA, Gran Escala.

Parámetros Clave	Variables	Descripción
Parámetros de Capacidad	Método	Mediante un método iterativo, el módulo calculará el valor máximo de generación activa o carga dentro del rango de precisión deseado, sin infringir ninguna de las restricciones establecidas. La capacidad máxima o el valor de carga se calcula para cada nodo de las redes seleccionadas.
	Tipo de Integración	La opción “Generación” integra las siguientes restricciones: Carga térmica, Tensiones anormales, Variaciones de tensión, Reducción del alcance de protección, Fluctuaciones, Despeje de Falla Mínima, Disparo por Simpatía, Flujo Inverso.
	Capacidad Máxima	Representa la capacidad máxima del recurso energético distribuido (DER) o el valor de carga a añadir. Esta capacidad limita el alcance de búsqueda en los métodos de cálculo iterativos y se divide equitativamente entre las fases disponibles. Se establece la Capacidad Máxima en 50000 kW para obtener resultados concluyentes en todos los nodos de este circuito.
	Tolerancia	Es la diferencia entre los valores obtenidos en las dos últimas iteraciones y representa la precisión deseada en la capacidad máxima de integración determinada por el análisis. Se recomienda ajustar la Tolerancia a 50 kW para obtener resultados más precisos.
	Modo de Energía Reactiva	Cuando el Tipo de Integración está configurado como Generación, se representa el modo de Potencia Reactiva del recurso energético distribuido (DER) a añadir. Factor de Potencia Fijo: se asume que el DER opera con un factor de potencia fijo.
	Factor de Potencia	Se deben modelar como fuentes de potencia activa con factor de potencia unitario.
	Contribución a la Falla	Los estudios de cortocircuito deben modelarse con un aporte máximo de falla de 1.2 veces su corriente nominal.
Carga Máxima/Mínima	Aplicar factores de carga al modelo de carga actual	Factor de Carga Mínimo representa el factor de carga mínimo deseado, que es el factor de escala que se aplicará a las cargas actualmente asignadas para representar la condición de carga mínima.

Fuente: Elaboración Propia.

Al configurar los parámetros para un flujo de carga en el análisis, hay algunos aspectos importantes por tener en cuenta:

- a) Desmarcar la casilla “Asumir Líneas Transpuestas” como se muestra en la figura 4.2: Esto significa que no se debe asumir que todas las fases de las líneas están equilibradas de manera perfecta o que tienen una distribución uniforme de los conductores. Las líneas pueden no estar completamente transpuestas, lo que puede generar pequeñas diferencias en las características eléctricas entre fases, afectando el análisis de flujo de carga. Desmarcar esta opción permite un análisis más preciso y realista de las condiciones de la red.

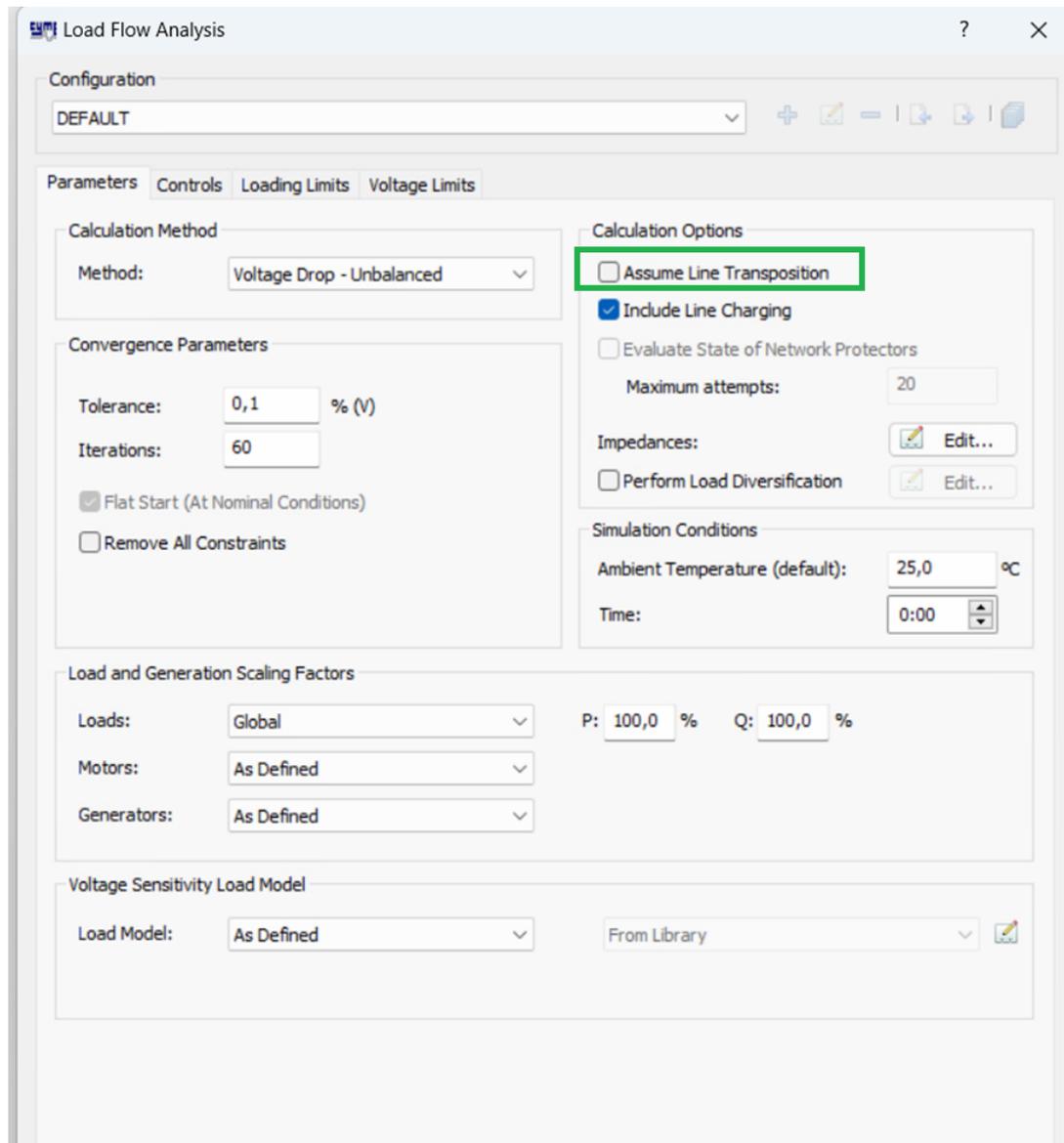


Figura 4.2: Configuración en el parámetro de Flujo de Carga.

Nota: Tomado de CYME, 2024.

- b) Control del regulador en “Tap Fijo” como se muestra en la figura 4.2: El regulador de tensión, que ajusta la tensión para mantenerla dentro de un rango adecuado, debe estar configurado en modo “Tap Fijo”. Esto significa que el regulador no ajustará automáticamente su posición para cambiar la tensión, sino que mantendrá un ajuste fijo.

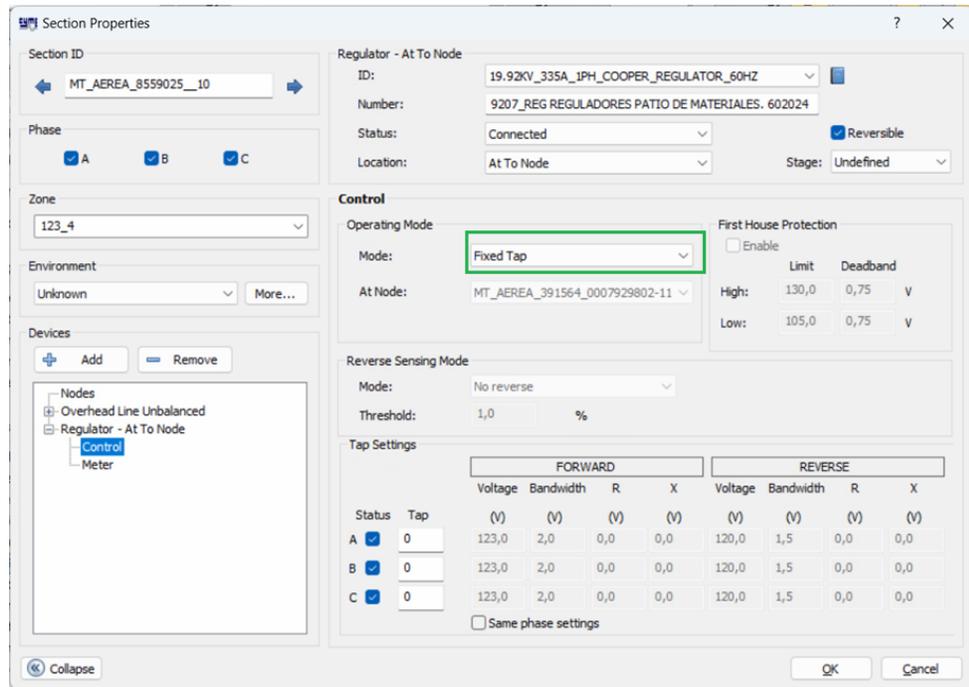


Figura 4.3: Configuración del Regulador de Tensión.

Nota: Tomado de CYME, 2024.

- c) Finalmente, dentro de los parámetros de Corto Circuito, se incluyen todos los tipos de contribución. En el análisis de cortocircuito, es fundamental incluir diversas fuentes de contribución para asegurar un estudio preciso de las condiciones del sistema eléctrico, lo que garantiza que el análisis refleje de manera fiel el comportamiento real del sistema en caso de una falla, permitiendo una evaluación más completa y efectiva.

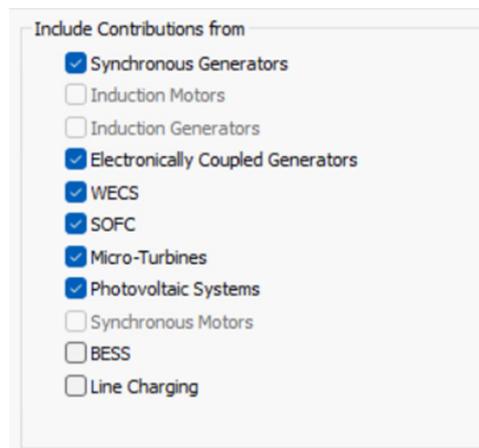


Figura 4.4: Configuración en los parámetros de Cortocircuito.

Nota: Tomado de CYME, 2024.

- **Restricciones:** Para obtener un informe completo y un análisis exhaustivo, se tendrán las restricciones o criterios de evaluación, como se evidencia en las figuras 4.5 y 4.6. Este enfoque asegura que se consideren las limitaciones o condiciones potenciales que afectan al sistema eléctrico, lo que

proporciona una evaluación completa y detallada del rendimiento y su comportamiento en diversos escenarios.

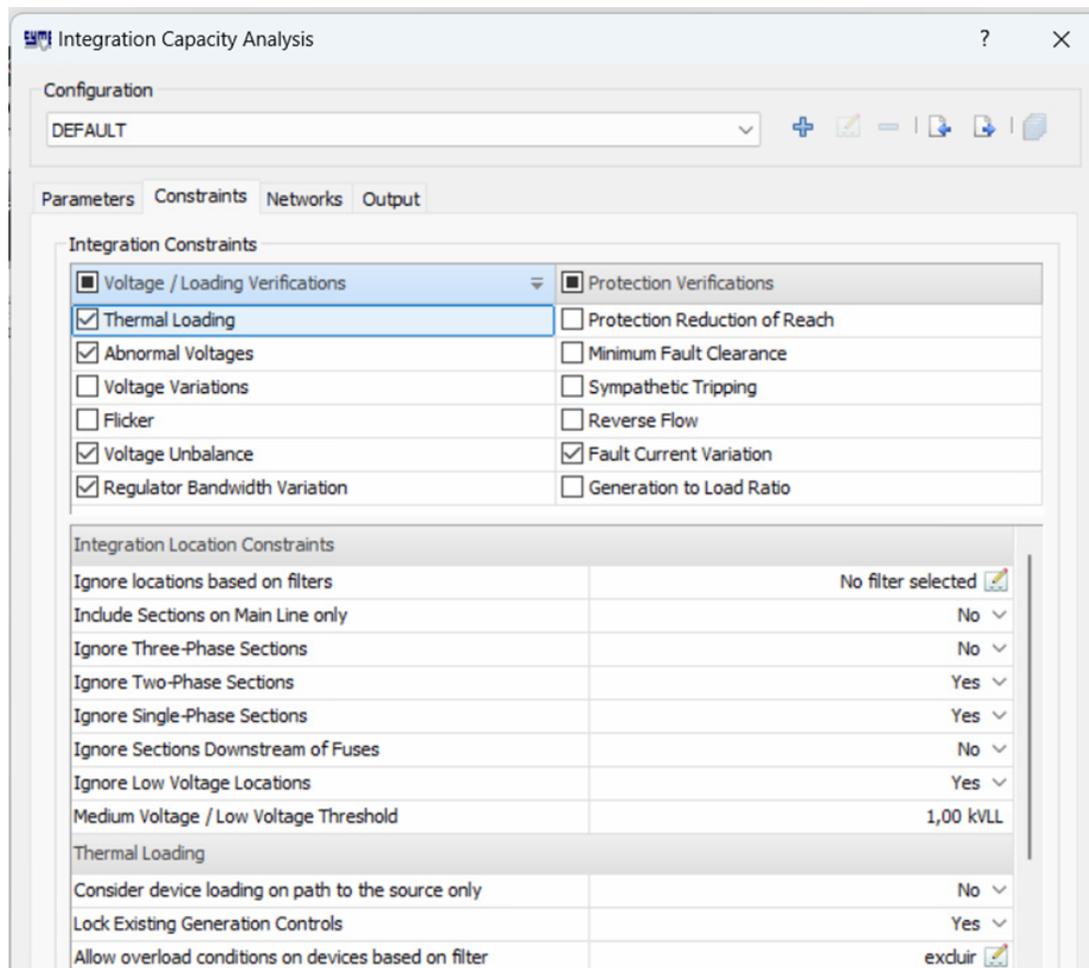


Figura 4.5: Criterios ICA, Gran Escala.  
Nota: Tomado de CYME, 2024.

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	Variaciones 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 
Voltage Unbalance	
Maximum Voltage Unbalance	3,0 %
Definition	NEMA ▾
Lock Discrete Controls	Yes ▾
Regulator Bandwidth Variation	
Maximum Regulator Bandwidth Variation	50,0 %
Fault Current Variation	
Maximum Fault Current Variation	10,0 %
Protection Verifications Options	
Type of Distributed Generation	Three-Phase Inverter Based ▾
Both phase and ground protection must trip on ground faults	No ▾
Ignore Faults on Low Voltage Locations	Yes ▾

Figura 4.6: Criterios ICA, Gran Escala.

Nota: Tomado de CYME, 2024.

A continuación, se describen todas las restricciones implementadas:

- a) Restricciones sobre la ubicación de la integración: Dado que el estudio es de gran escala, se asigna exclusivamente a los nodos trifásicos, omitiendo las ubicaciones de baja tensión (1000 VLL). Es oportuno en este caso no ignorar los tramos que se encuentran aguas abajo de los fusibles, ya que podrían influir en el análisis.
- b) Carga Térmica: Determina la capacidad máxima de generación o carga que se puede instalar en cada nodo, sin exceder los límites de carga de los dispositivos, evitando así sobrecargas. Es necesario destacar que se aplica un filtro que excluye los fusibles y reclosers debido a la falta de información. En el caso de los fusibles, faltan los ajustes (curvas del fusible) y su ampacidad. En cuanto a los reclosers, se requieren ajustes (coordinación de protección) y su potencia. Es por esto que se le deben aplicar un filtro a los mismos para excluirlos del análisis, como se denota en la figura 4.17.

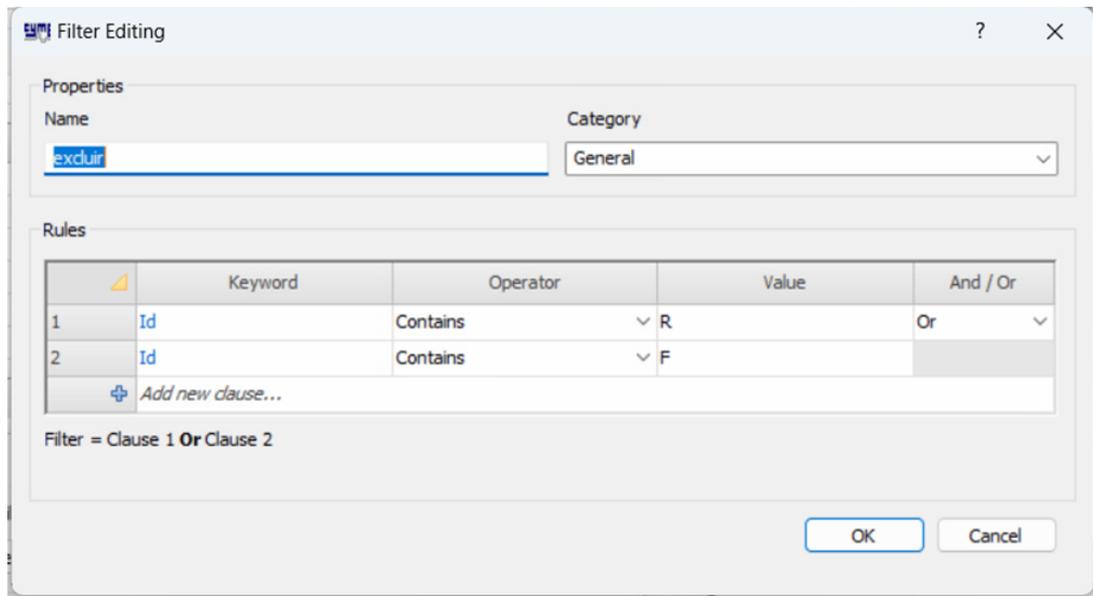


Figura 4.7: Filtro para los Fusibles y Recloser en el análisis de Carga Térmica.

Nota: Tomado de CYME, 2024.

- c) Tensiones Anormales: En esta sección, es importante que los límites sean definidos por el usuario. Debe tener en cuenta que Aresep no establece un límite para el subtensión, por lo que se establece en 1 %, pero para el sobretensión, no se puede superar el 5 %, por lo que se fija en 105 %.
- d) Variaciones de Tensión: En esta restricción, no es posible evaluar ambos casos que solicita Aresep al mismo tiempo, debido a que la fluctuación máxima permitida es del 3 % para media tensión y del 5 % para baja tensión. Los informes se generan por separado. Cuando se realiza el análisis en Media Tensión (3 % de fluctuación), se debe agregar un filtro para que el software ignore todos los tramos de Baja Tensión, y viceversa, al analizar Baja Tensión (5 % de fluctuación). Este filtro se evidencia en la figura 4.18.

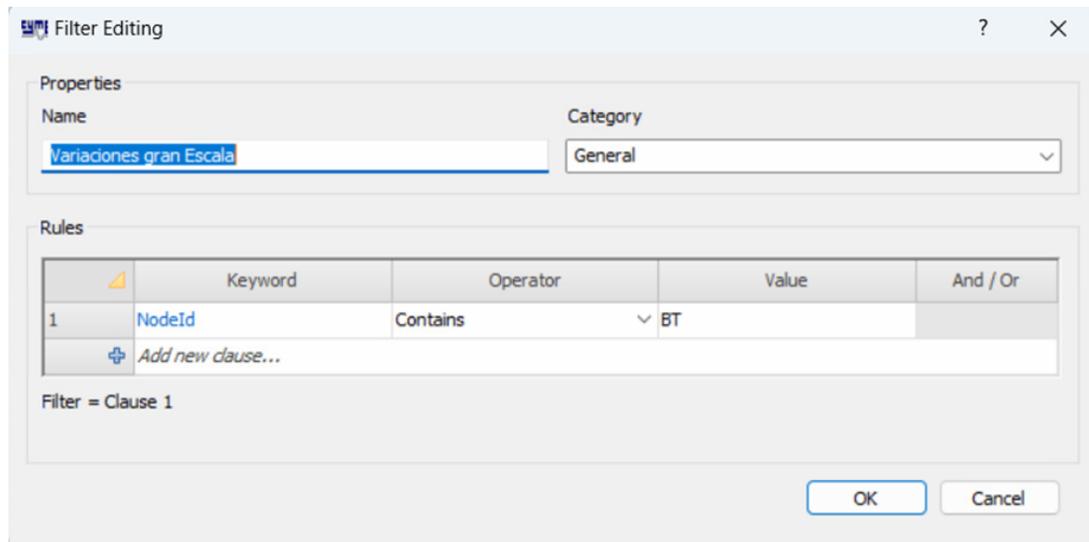


Figura 4.8: Filtro para Análisis Variaciones de Tensión en MT (3%).

Nota: Tomado de CYME, 2024.

- e) Desbalances de Tensión: Este criterio consiste en determinar la capacidad instalada de recursos energéticos distribuidos (DER) que causa desbalances de tensión en barras trifásicas de media tensión (MT) o baja tensión (BT) que superan el 3%.
- f) Variación del ancho de banda del Regulador: En los puntos donde hay equipos de control de tensión, como reguladores de tensión o bancos de capacitores controlados automáticamente, la desviación de tensión máxima permitida en el nodo controlado se establece en la mitad ( $\frac{1}{2}$ ) de la banda de tensión definida para estos equipos.
- g) Variación de Corriente de Falla: El criterio se enfoca en identificar la capacidad de recursos energéticos distribuidos (DER) que podría causar un incremento máximo permitido en la corriente de falla de cualquier elemento de protección en media tensión (MT), como interruptores, reconectores y fusibles. Para esto, se deben analizar las corrientes de falla que fluyen a través de cada elemento de protección. Si el incremento de la corriente no supera el 10%, se permite el nivel de penetración de DER.
- h) Opciones de Verificaciones de protección: En esta sección, se debe seleccionar el tipo de generación distribuida como “basado en inversor trifásico” y se deben ignorar las fallas en ubicaciones de baja tensión.

- **Redes:** Se elige la red en la que se llevará a cabo el Análisis de Capacidad de Integración. Para garantizar la confidencialidad del proyecto, se ha ocultado el nombre del circuito en la figura 4.9.

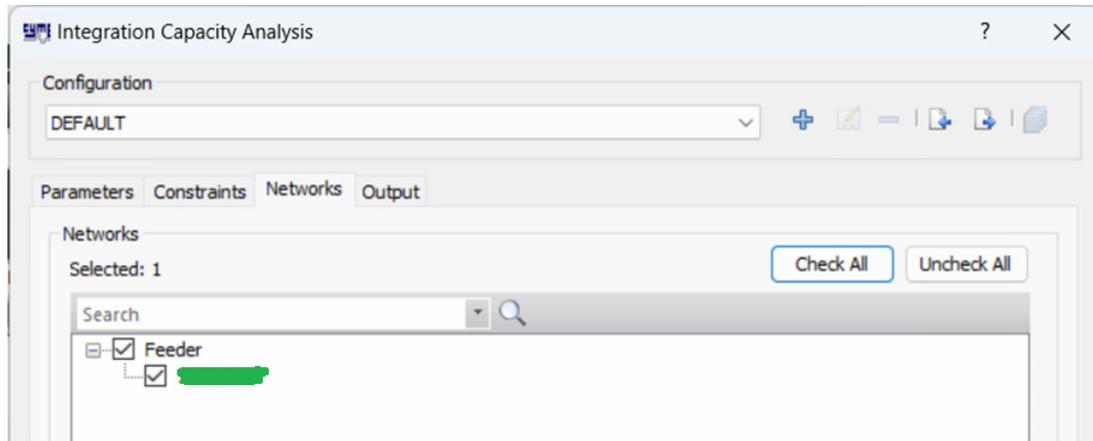


Figura 4.9: Redes a Analizar.

Nota: Tomado de CYME, 2024.

- **Opciones de Salida:** Se eligen y configuran los informes o reportes generados, como se aprecia en la figura 4.10

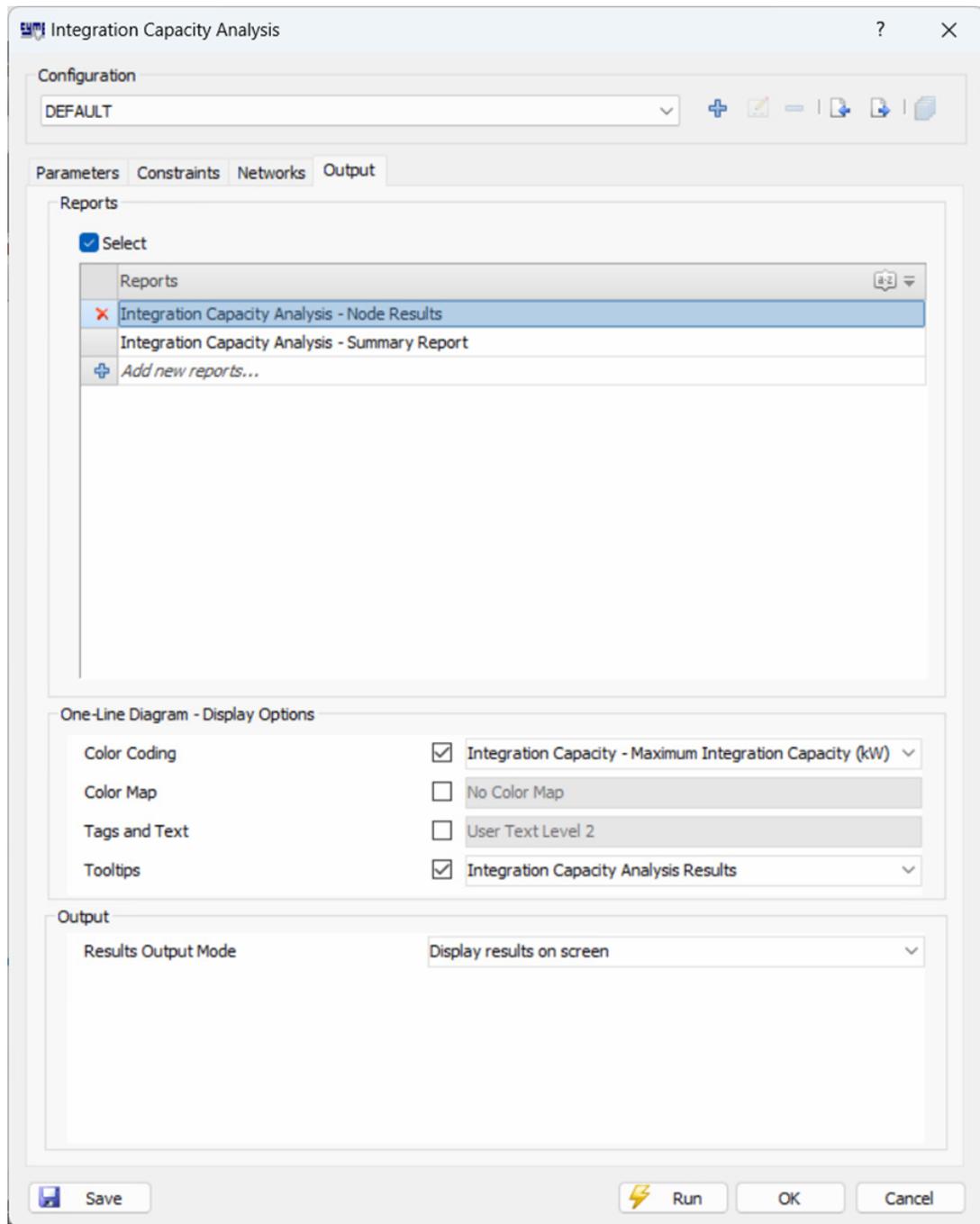


Figura 4.10: Opciones de Salida.  
Nota: Tomado de CYME, 2024.

### 4.1.2. Reportes

Las capacidades mínimas y máximas identificadas en relación con diferentes criterios de la figura 4.11, demuestran un panorama en el que existe un alto potencial para la integración de DER, pero también es crucial manejar adecuadamente las capacidades mínimas para evitar sobrecargas o inestabilidades.

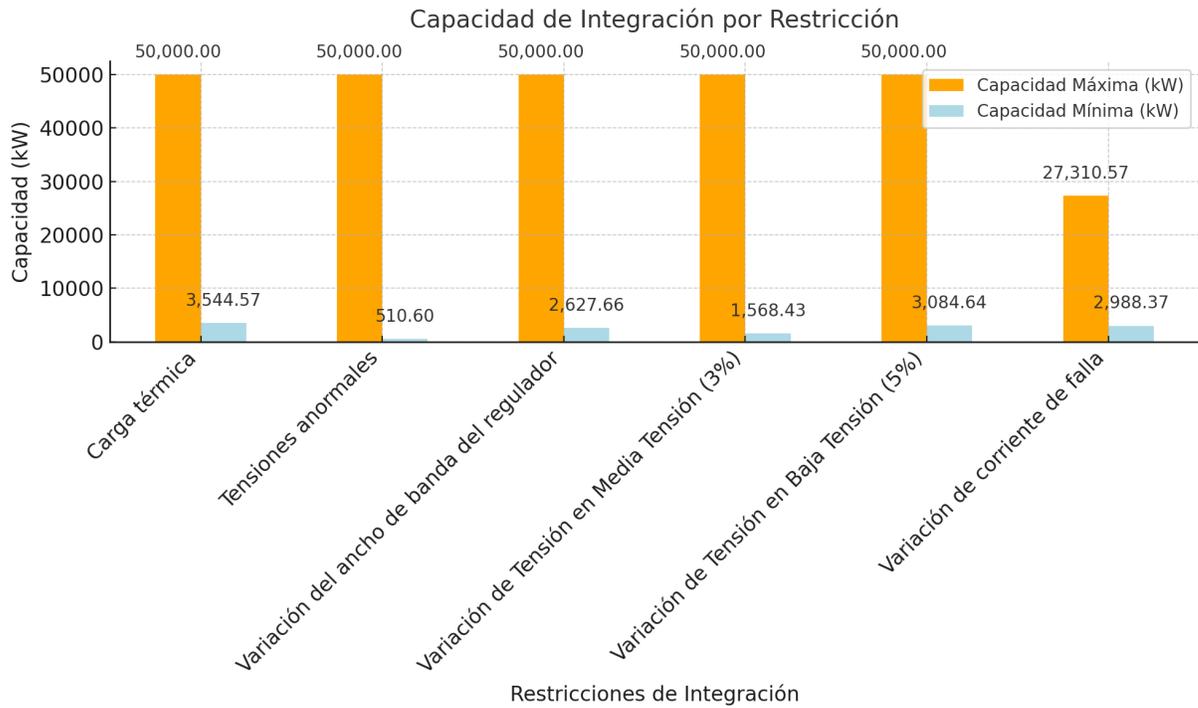


Figura 4.11: Capacidad de Integración por Restricción en análisis a Gran Escala.  
 Nota:Elaboración propia mediante Pyhton.

Por ejemplo, la carga térmica presenta una capacidad mínima de 3,544.57 kW y una máxima de 50,000 kW, lo que conlleva que, aunque el sistema puede soportar una gran cantidad de generación adicional, es necesario prestar atención a cómo se distribuye y gestiona esta carga para evitar comprometer el sistema. Esta gestión está relacionada directamente con la intervención de dispositivos clave como los transformadores de dos devanados y los seccionadores. En el caso de la carga térmica, se identifican limitadores según según la tabla 4.2, el transformador 1753898\_T, que afecta a 438 ubicaciones, y los seccionadores 257606\_S y 3280008\_S, que impactan de 55 a 96 ubicaciones.

Otro aspecto crítico son las tensiones anormales, con una capacidad mínima de integración de 510.60 kW, dado que estas tensiones pueden generar inestabilidad en el sistema, es fundamental tener dispositivos que limiten su impacto. En este caso, los nodos identificados como limitadores afectan un gran número de ubicaciones, por ejemplo, el nodo BT\_AEREA\_401756\_8669007784-1166126\_5382136907, que influye en 1786 ubicaciones. Aunque se clasifica como de baja tensión, fue incluido en el análisis del software Cyme debido a su capacidad para influir en un gran número de ubicaciones (1,786) y su potencial impacto en la estabilidad del sistema eléctrico en general. En muchos sistemas eléctricos, existe una interconexión entre las redes de media y baja tensión, en las que las condiciones en los nodos de baja tensión pueden influir en la carga y la tensión de las barras, de media tensión. Esto refuerza la prioridad de monitorear y gestionar cuidadosamente los puntos críticos donde estos fenómenos pueden ocurrir.

En cuanto a la variación del ancho de banda del regulador, con una capacidad mínima de 2,627.66 kW, se requiere un control preciso para mantener los niveles de tensión y corriente dentro de límites seguros.

Este criterio está particularmente restringido por el regulador 9207\_REG, que afecta 1784 ubicaciones, lo que muestra la importancia de los reguladores en la estabilidad del sistema.

Otro aspecto considerable es la variación de tensión, que se establece en un 3% para media tensión y un 5% para baja tensión. Las capacidades mínimas para cumplir con estos criterios son de 1,568.43 kW y 3,084.64 kW, respectivamente. Entre los nodos que limitan la mayor cantidad de ubicaciones, se encuentran FTSC\_418388, que presenta variaciones del 3% en media tensión, y BT\_AEREA\_401857, con variaciones del 5% en baja tensión. Ambos nodos afectan a cientos de ubicaciones, lo que resalta la necesidad de un monitoreo riguroso en estas áreas para evitar que la tensión fluctúe fuera de los parámetros aceptables. Es común que los nodos que limitan las restricciones de variación de tensión sean, en su mayoría cargas, esto se debe a que las cargas son los puntos en el sistema donde se consumen grandes cantidades de energía, lo que las hace particularmente sensibles a las fluctuaciones de tensión. Cuando hay una penetración significativa de DER, estas fuentes pueden introducir variaciones en el tensión local debido a su naturaleza intermitente y variable, siendo las cargas conectadas a estos puntos de la red tienden a ser las primeras en experimentar los efectos de estas fluctuaciones.

En lo que respecta al criterio de desbalance de tensión, se observa que ningún dispositivo o nodo limita la capacidad para esta restricción. Como se puede notar en el gráfico 4.11, se indica la ausencia de capacidades mínima y máxima.

Finalmente, la variación de corriente de falla también es un aspecto crítico, con una capacidad mínima de 2,988.37 kW y una máxima de 27,310.57 kW, aspecto que indica que el sistema debe ser capaz de manejar corrientes de falla significativas para evitar comprometer la seguridad.

Tabla 4.2: Limitadores de capacidad recurrente en Gran Escala.

Restricciones de integración	Tipo de dispositivo	ID de dispositivo	Ubicaciones impactadas
Carga térmica	Transformador con dos devanados	1753898_T	438 ubicaciones
	Seccionador	328008_S	96 ubicaciones
	Seccionador	257606_S	55 ubicaciones
Tensiones anormales	Nodo	BT_AEREA_401756_86690007784-116126_5382136907	1786 ubicaciones
	Nodo	MT_AEREA_382567_377740527-1158340_7960930634	1 ubicación
	Nodo	MT_AEREA_382588_020815031-1158371_5924907606	1 ubicación
		5 otros limitadores...	
Desbalance de tensión	Ningún dispositivo/nodo está limitando la capacidad para esta restricción.		
Variación del ancho de banda del regulador	Regulador	9207_REG REGULADORES PATIO DE MATE-RIALES. 602024	1784 ubicaciones
Variación de Tensión en MT (3%)	Nodo	FTSC_418368_9738584141-1167414_947262589_LOAD	815 ubicaciones
	Nodo	MT_AEREA_419492_0078680377-1152982_9516057651	364 ubicaciones
	Nodo	FTSC_395480_921940389-1163224_9431560952_LOAD	298 ubicaciones
Variación de Tensión en MT (5%)	Nodo	BT_AEREA_401857_7020085675-1166242_7727492397_LOAD	1055 ubicaciones
	Nodo	BT_AEREA_419367_5229112436-1167426_1968798283_LOAD	418 ubicaciones
	Nodo	BT_AEREA_418062_456637368-1175322_361028323_LOAD	253 ubicaciones

Nota: Elaboración Propia.

Los datos analizados en la figura 4.12 corresponden a la evaluación de todos los criterios depurados según el número de nodos. Al considerar la carga mínima e incumplimiento de los criterios, señalan que la carga térmica se evalúa en 26 nodos, indicando un impacto limitado en la integración de Recursos Energéticos Distribuidos (DER), aunque hay oportunidades para optimizarla. En cambio, las tensiones anormales se examinan en 1,772 nodos, destacando su importancia y la posibilidad de condiciones problemáticas en varias áreas. Los criterios como la variación de tensión y el desbalance de tensión no tienen nodos evaluados, sugiriendo que no son preocupaciones inmediatas. Por último, la variación de corriente de falla, a pesar de analizarse en solo 36 nodos, es fundamental para la estabilidad de la red, sobre todo con la incorporación de nuevas fuentes de generación que pueden cambiar las dinámicas operativas.

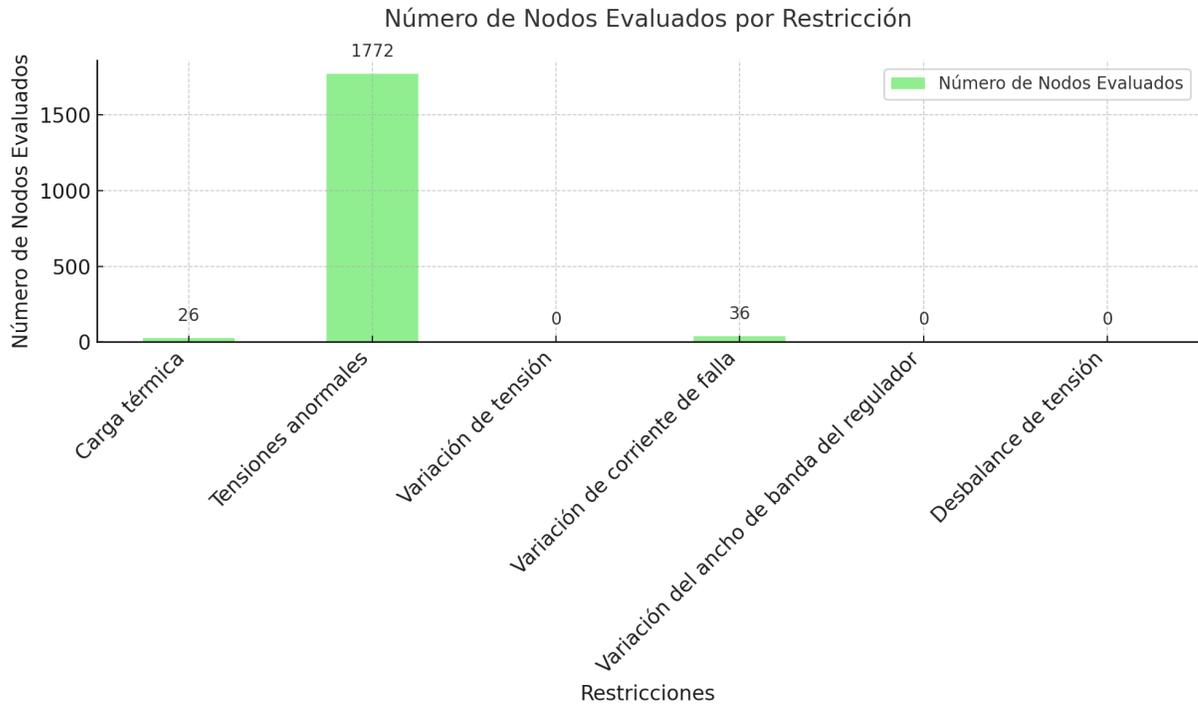


Figura 4.12: Número de Nodos Evaluados Por Restricción en Gran Escala.

Nota: Elaboración propia mediante Python.

## 4.2. Análisis en Pequeña Escala

Por su parte, los DER de pequeña escala, se refieren a sistemas cuya potencia es igual o inferior a 5 MW. Estos DER se distribuyen en varios nodos de media tensión (MT) y baja tensión (BT), en los que su capacidad de penetración se incrementa de forma gradual hasta que se alcanza el límite permitido o se incumplen los criterios técnicos de evaluación (ARESEP, 2023d).

De igual manera que en gran escala, se deben modelar como fuentes de potencia activa con factor de potencia unitario, sin control de tensión. Los equipos reguladores de tensión deben mantener la misma configuración que en el estudio base y, en los estudios de cortocircuito, se debe estimar que los DER futuros aporten un máximo de 1,2 veces su corriente nominal durante una falla (ARESEP, 2023d).

Cabe mencionar que, la asignación de potencia en los DER ubicados en el lado de BT de cada transformador de distribución existente no debe superar la capacidad nominal del transformador (ARESEP, 2023d).

### 4.2.1. Parámetros de Configuración

- **Parámetros de Cálculo de Capacidad de Integración** Los parámetros de flujo de carga y los de cortocircuito permanecen sin cambios respecto al análisis anterior. La única variación radica en la carga máxima, ya que debe ajustarse de acuerdo con la restricción que establece y que la asignación de potencia en los DER ubicados en el lado de baja tensión (BT) de cada transformador no debe exceder su capacidad nominal. Lo expuesto se puede visualizar en la figura 4.13.

The screenshot displays the 'Análisis de la capacidad de integración' (Integration Capacity Analysis) software interface. The window title is 'Análisis de la capacidad de integración'. The interface is organized into several sections:

- Configuración:** A dropdown menu set to 'DEFAULT' with icons for adding, deleting, and saving configurations.
- Parámetros:** A tabbed interface with 'Parámetros', 'Restricciones', 'Redes', and 'Salida' tabs. The 'Parámetros' tab is active.
- Cálculos de capacidad:** A section containing:
  - Método:** 'Cálculos iterativos' (dropdown)
  - Tipo de integración:** 'Producción de electricidad' (dropdown)
  - Capacidad máxima:** '300,0 kW' (input field)
  - Tolerancia:** '1,0 kW' (input field)
  - Modo de energía reactiva:** 'Factor de potencia fijo' (dropdown)
  - Factor de potencia:** '100,0 %' (input field)
  - Contribución a la falla:** '120,0 % de la corriente asignada' (input field)
- Carga máxima/mínima:** A section containing:
  - Modo:** 'Aplicar factores de carga al modelo de carga actual' (dropdown)
  - Factor de carga pico:** P: '100,0 %', Q: '100,0 %' (input fields)
  - Factor de carga mínimo:** P: '100,0 %', Q: '100,0 %' (input fields)
- Parámetros de flujo de carga:** A section containing:
  - Configuración:** 'DEFAULT' (dropdown) with an 'Editar...' button.
- Parámetros de cortocircuito:** A section containing:
  - Configuración:** 'DEFAULT' (dropdown) with an 'Editar...' button.

At the bottom of the window, there are four buttons: 'Guardar' (Save), 'Ejecutar' (Execute), 'Aceptar' (Accept), and 'Cancelar' (Cancel).

Figura 4.13: Parámetros de configuración ICA, Pequeña Escala.  
Nota: Tomado de CYME, 2024.

Las configuraciones relacionadas con los cálculos de Capacidad de Integración incluyen lo siguiente:

Tabla 4.3: Parámetros de Configuración ICA, Pequeña Escala.

Parámetros Clave	Variables	Descripción
Parámetros de Capacidad	Método	Se emplea el método de cálculos iterativos.
	Tipo de Integración	La opción “Producción de Electricidad” integra las siguientes restricciones: Carga térmica, Tensiones anormales, Variaciones de Tensión, Reducción del alcance de protección, Fluctuaciones, Despeje de Falla Mínima, Disparo por Simpatía, Flujo Inverso.
	Capacidad Máxima	La asignación de potencia en los DER ubicados en el lado de baja tensión (BT) de cada transformador de distribución existente no debe exceder la capacidad nominal del transformador. Por lo tanto, se establece una capacidad máxima de 300 kW, basada en la potencia nominal del transformador de mayor capacidad.
	Tolerancia	Se recomienda ajustar la Tolerancia a 1 kW para obtener resultados más precisos.
	Modo de Energía Reactiva	Factor de Potencia Fijo: se asume que el DER opera con un factor de potencia fijo.
	Factor de Potencia	Se deben modelar como fuentes de potencia activa con factor de potencia unitario.
	Contribución a la Falla	Los estudios de cortocircuito deben modelarse con un aporte máximo de falla de 1.2 veces su corriente nominal.
Carga Máxima/Mínima	Aplicar factores de carga al modelo de carga actual	Factor de Carga Mínimo representa el factor de carga mínimo deseado, que es el factor de escala que se aplicará a las cargas actualmente asignadas para representar la condición de carga mínima.

Fuente: Elaboración Propia.

Al igual que en análisis anterior, dentro de los parámetros de Corto Circuito, se deben incluir todos los tipos de contribución y al configurar los parámetros para un flujo de carga en el análisis, se debe tener en cuenta:

- Desmarcar la casilla “Asumir Líneas Transpuestas”
  - Control del regulador en “Tap Fijo”
- **Restricciones:** En lo que respecta a los criterios de evaluación, se mantienen los mismos seis criterios utilizados en el estudio de gran escala. Pero, se modifican varios parámetros, que se detallan a continuación:

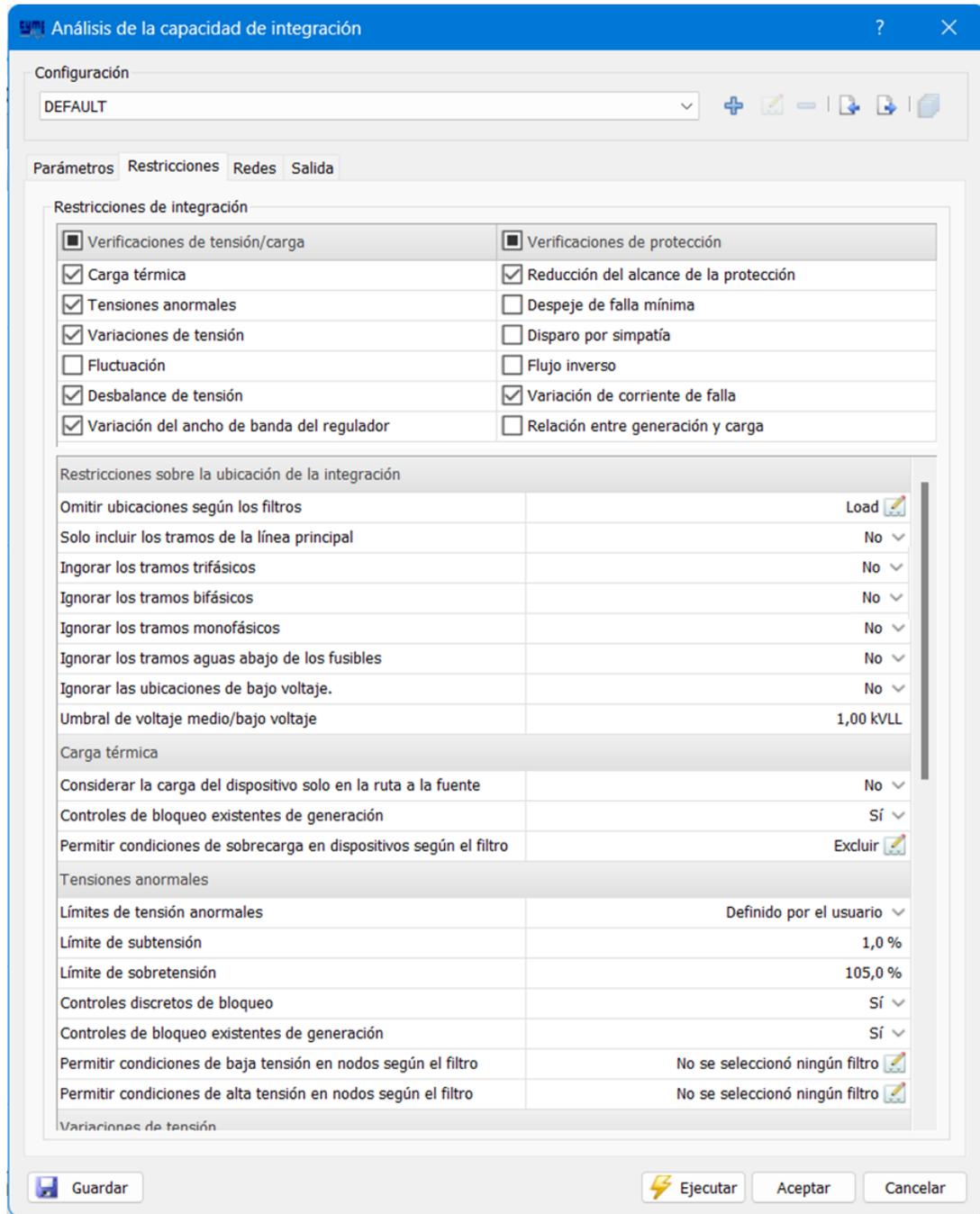


Figura 4.14: Criterios ICA, Pequeña Escala.  
 Nota: Tomado de CYME, 2024.

Variaciones de tensión	
Variación de tensión máxima	3,0 %
Controles discretos de bloqueo	Sí ▾
Controles de bloqueo existentes de generación	Sí ▾
Permitir incumplimientos de variación de tensión en nodos según e	Variaciones a Gran Escala 
Desbalance de tensión	
Desequilibrio de tensión máxima	3,0 %
Definición (Definición)	NEMA ▾
Controles discretos de bloqueo	Sí ▾
Variación del ancho de banda del regulador	
Variación máxima del ancho de banda del regulador	50,0 %
Variación de corriente de falla	
Variación máxima de la corriente de falla	10,0 %
Opciones de verificaciones de protección	
Tipo de generación distribuida	basada en inversores ▾
Asegúrese de que la conexión a tierra y la fase estén protegidas.	No ▾
Ignorar las fallas en las ubicaciones de bajo voltaje.	No ▾

Figura 4.15: Criterios ICA, Pequeña Escala.

Nota: Tomado de CYME, 2024.

## Restricciones implementadas:

- a) Restricciones sobre la ubicación de la integración: En el estudio de pequeña escala, se asignan todos los tramos y se incluyen las ubicaciones de baja tensión (1000 VLL). Del mismo modo que en el estudio de gran escala, no se omiten los tramos ubicados aguas abajo de los fusibles. Sin embargo, a diferencia de aquel, este estudio incorpora un filtro que se aplica exclusivamente a los nodos con carga, ya que estos son los más relevantes por ser los que pueden sobrecargar energía a los transformadores. Esta decisión se tomó, debido a que, de no aplicar este filtro y considerar todos los nodos del circuito, el programa requeriría un tiempo excesivo para completar el análisis.

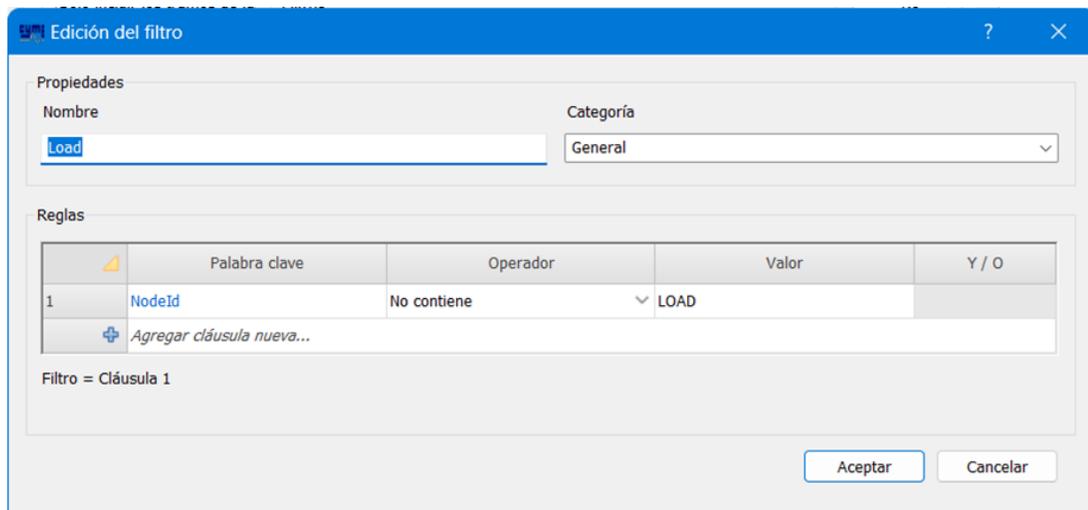


Figura 4.16: Filtro para analizar solamente los nodos que contienen cargas.

Nota: Tomado de CYME, 2024.

- b) Carga Térmica: Se aplica un filtro que excluye los fusibles y reclosers por la falta de información, como se explicó anteriormente.

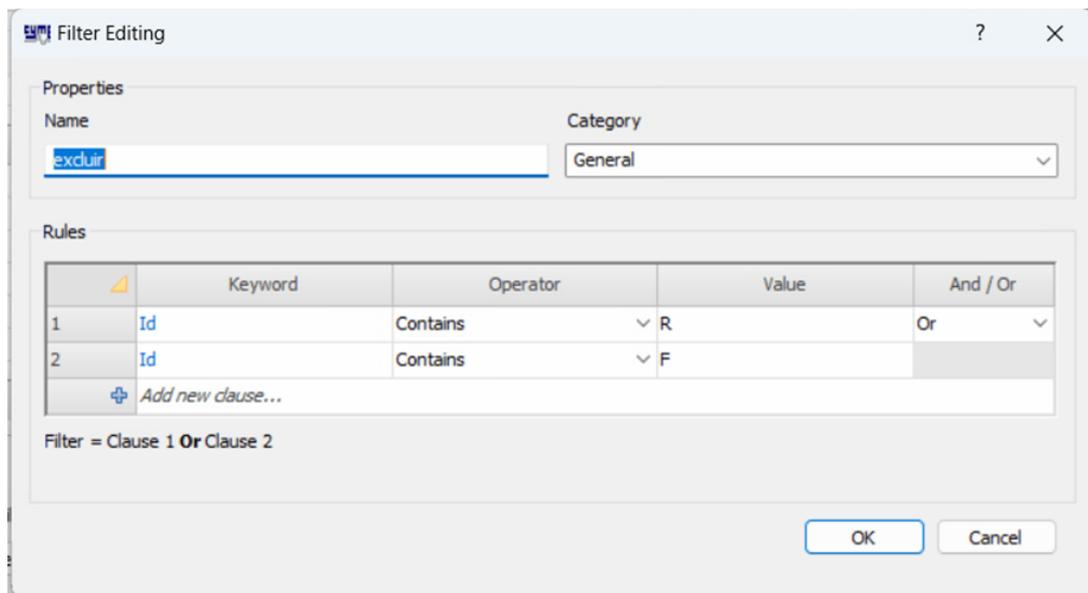


Figura 4.17: Filtro para los Fusibles y Recloser en el análisis de Carga Térmica.

Nota: Tomado de CYME, 2024.

- c) Tensiones Anormales: Se mantienen los mismos parámetros que en Gran Escala y se incluyen los límites sean definidos por el usuario, estableciendo un máximo para el para la sobretensión de 5%.
- d) Variaciones de Tensión: Se mantienen las mismas restricciones. Cuando se realiza el análisis en Media Tensión (3% de fluctuación), se debe agregar un filtro para que el software ignore todos los tramos de Baja Tensión, y viceversa, al analizar Baja Tensión (5% de fluctuación).

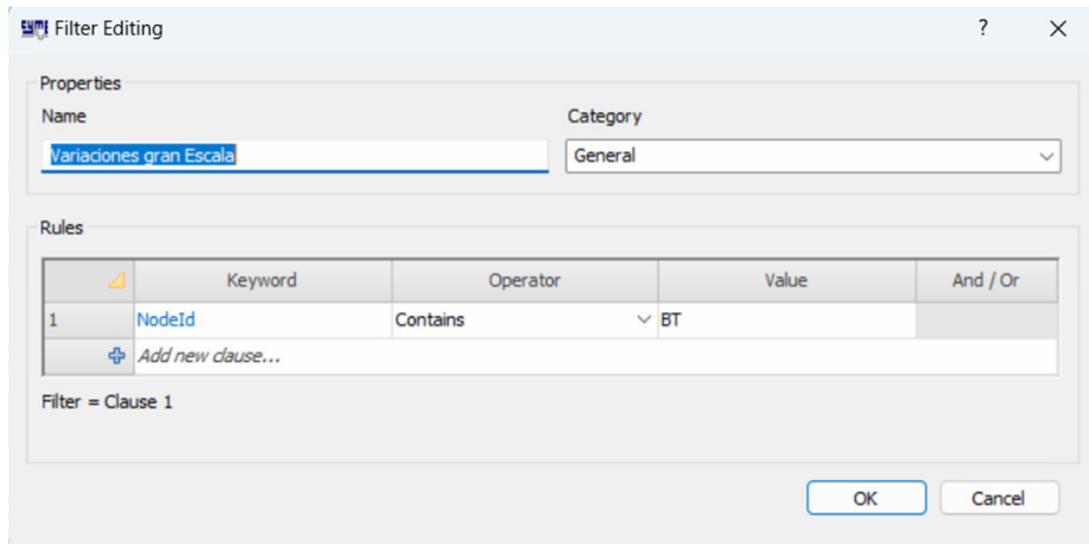


Figura 4.18: Filtro para Análisis Variaciones de Tensión en MT (3 %).

Nota: Tomado de CYME, 2024.

- e) Desbalances de Tensión: Los desbalances de tensión en barras trifásicas de media tensión (MT) o baja tensión (BT) no pueden superar el 3 %.
  - f) Variación del ancho de banda del Regulador: La desviación de tensión máxima permitida en el nodo controlado se establece en la mitad ( $\frac{1}{2}$ ) de la banda de tensión definida para estos equipos.
  - g) Variación de Corriente de Falla: Si el incremento de la corriente no supera el 10 %, se permite el nivel de penetración de DER.
  - h) Opciones de Verificaciones de protección: En esta sección, se debe seleccionar el tipo de generación distribuida como “basado en inversor” (incluye tanto monofásico como trifásico) y, además, para este criterio, no se omiten las fallas en ubicaciones de baja tensión.
- **Redes:** Se elige la red en la que se llevará a cabo el Análisis de Capacidad de Integración.
  - **Opciones de Salida:** Se eligen y configuran los informes o reportes generados.

#### 4.2.2. Reportes

La carga térmica presenta una capacidad mínima de 9.77 kW y una capacidad máxima de 300.00 kW. La baja capacidad mínima sugiere que existen restricciones en ciertos nodos que podrían limitar la integración de generación distribuida, debido a sobrecargas térmicas en transformadores. En este sentido, los transformadores 1753898\_T, 153991\_T, 1732717\_T, afectan a 318 ubicaciones en total, como se muestra en la tabla 4.4. Para facilitar una mayor integración de DER, es esencial revisar y posiblemente mejorar las capacidades de estos transformadores.

En el criterio de Tensiones Anormales, se evidencia una capacidad mínima de 1.52 kW y una máxima de 300.00 kW, las tensiones anormales reflejan una alta sensibilidad del sistema a condiciones de tensión fuera de lo normal. Esta sensibilidad puede generar inestabilidad si no se gestiona adecuadamente. Aunque el sistema podría abarcar hasta 300 kW de DER bajo condiciones óptimas, la amplia distribución de limitadores en nodos indica que, a pesar de que hay muchos puntos de fallo potencial, la magnitud de su impacto es limitada en la mayoría de los casos. No obstante, se debe prestar especial atención a ciertos nodos que presentan una mayor vulnerabilidad.

La variación del ancho de banda del regulador demuestra una capacidad mínima de 192.38 kW y una máxima de 300.00 kW. La capacidad mínima es relativamente alta, lo que indica que los reguladores están ajustados para manejar variaciones significativas de la generación distribuida.

En cuanto a la variación de tensión, para el criterio del margen de 3% en MT, la capacidad mínima es de 16.19 kW y para el segundo criterio 5% en BT, solo 1.64 kW. La baja capacidad mínima en el criterio del 5% indica que el sistema es muy susceptible a fluctuaciones en media tensión, lo que representa un riesgo para la estabilidad de la red al integrar grandes cantidades de DER. Ambos criterios presentan limitadores en nodos específicos, afectando individualmente a varias ubicaciones. La gran cantidad de limitadores sugiere la necesidad de un monitoreo para gestionar las fluctuaciones de tensión y optimizar la red.

La variación de corriente de falla presenta una capacidad mínima de 11.87 kW y una capacidad máxima de 300.00 kW. Aunque su capacidad mínima es relativamente baja, a nivel de análisis de todos los criterios, este representa como de evidencia en la figura 4.20, solamente un nodo afectado, por lo cual no es uno de los criterios más críticos considerar.

Finalmente, el análisis del desbalance de tensión muestra que no se han identificado limitaciones para este criterio, lo cual es positivo en términos de la integración de DER.

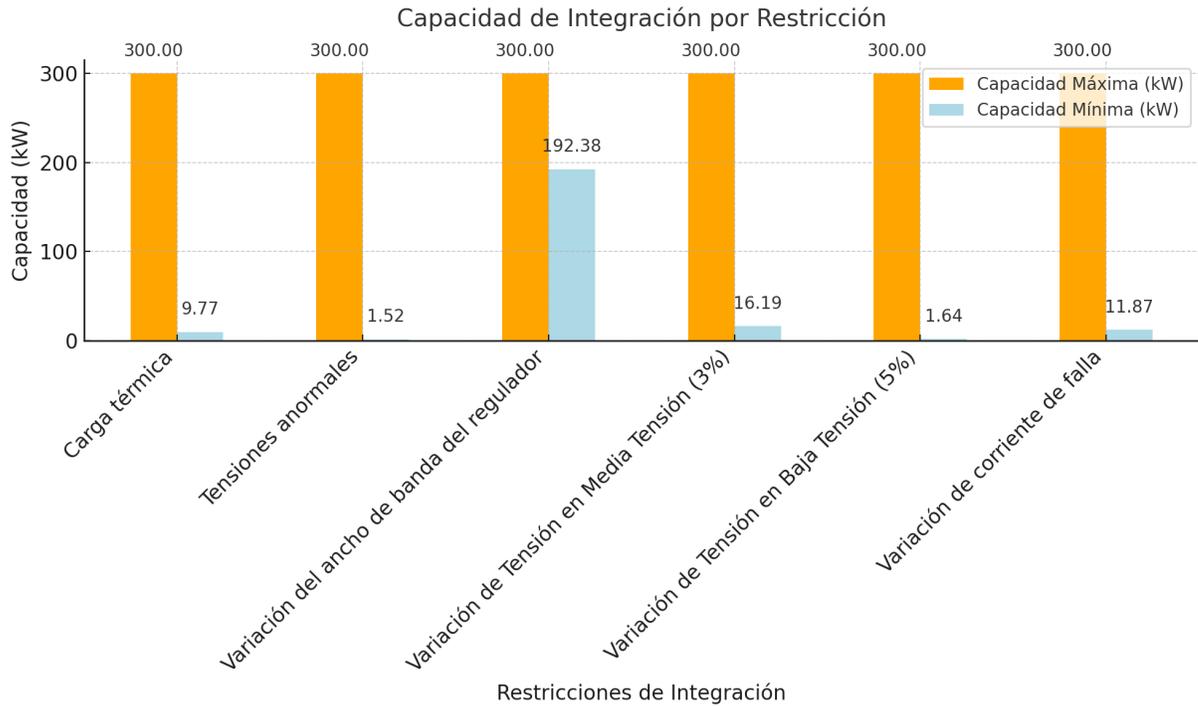


Figura 4.19: Capacidad de Integración por Restricción en análisis a Pequeña Escala.

Nota: Elaboración propia mediante Python.

Tabla 4.4: Resumen de Restricciones de Integración a Pequeña Escala

Restricciones de Integración	Tipo de Dispositivo	Número de Dispositivo	Ubicaciones Impactadas
<b>Carga térmica</b>	Transformador con dos devanados	1753898_T	213 ubicaciones
	Transformador con dos devanados	153991_T	61 ubicaciones
	Transformador con dos devanados	1732717_T	44 ubicaciones
		1 otros limitadores...	44 ubicaciones
<b>Tensiones anormales</b>	Nodo	BT_AEREA_401756_8669007784-1166126_5382136907	35 ubicaciones
	Nodo	BT_AEREA_381970_5889348211-1157973_9165736772_LOAD	1 ubicaciones
	Nodo	BT_AEREA_382219_5689640315-1157868_0036535133_LOAD	1 ubicación
		3893 otros limitadores...	1 ubicación
<b>Desbalance de tensión</b>	Ningún dispositivo/nodo está limitando la capacidad para esta restricción.		
<b>Variación del ancho de banda del regulador</b>	Ningún dispositivo/nodo está limitando la capacidad para esta restricción.		
<b>Variación de Tensión en Media Tensión (3%)</b>	Nodo	FTSC_381982_89578507-1157964_938583782_LOAD	1 ubicación
	Nodo	FTSC_382387_2761595565-1157644_2854819912_LOAD	1 ubicación
	Nodo	FTSC_382392_5405518133-1157641_7506323773_LOAD	1 ubicación
		31 otros limitadores...	1 ubicación
<b>Variación de Tensión en Media Tensión (5%)</b>	Nodo	BT_AEREA_381970_5889348211-1157973_9165736772_LOAD	1 ubicación
	Nodo	BT_AEREA_382365_4538912196-1158008_7887267638_LOAD	1 ubicación
	Nodo	BT_AEREA_382490_21841158625-1158667_2718145754_LOAD	1 ubicación
		3922 otros limitadores...	1 ubicación

Fuente: Elaboración Propia.

El gráfico mostrado en la figura 4.20 ilustra que el número de nodos evaluados por diferentes criterios de restricción (depurados). Los datos indican que, entre los criterios analizados, las tensiones anormales son las más impactantes, afectando a 1992 nodos. Le siguen la variación de tensión, que afecta a 1331 nodos y la carga térmica, que limita a 612 nodos. Los otros criterios, como la variación de corriente de falla, la variación del ancho de banda del regulador y el desbalance de tensión, no se mencionan en detalle en el gráfico, lo que sugiere que tienen un impacto menor en comparación con los criterios principales. Este análisis resalta la importancia de abordar los problemas relacionados con las tensiones anormales, la variación de tensión y carga térmica para mejorar la estabilidad del sistema y facilitar la integración de generación distribuida.

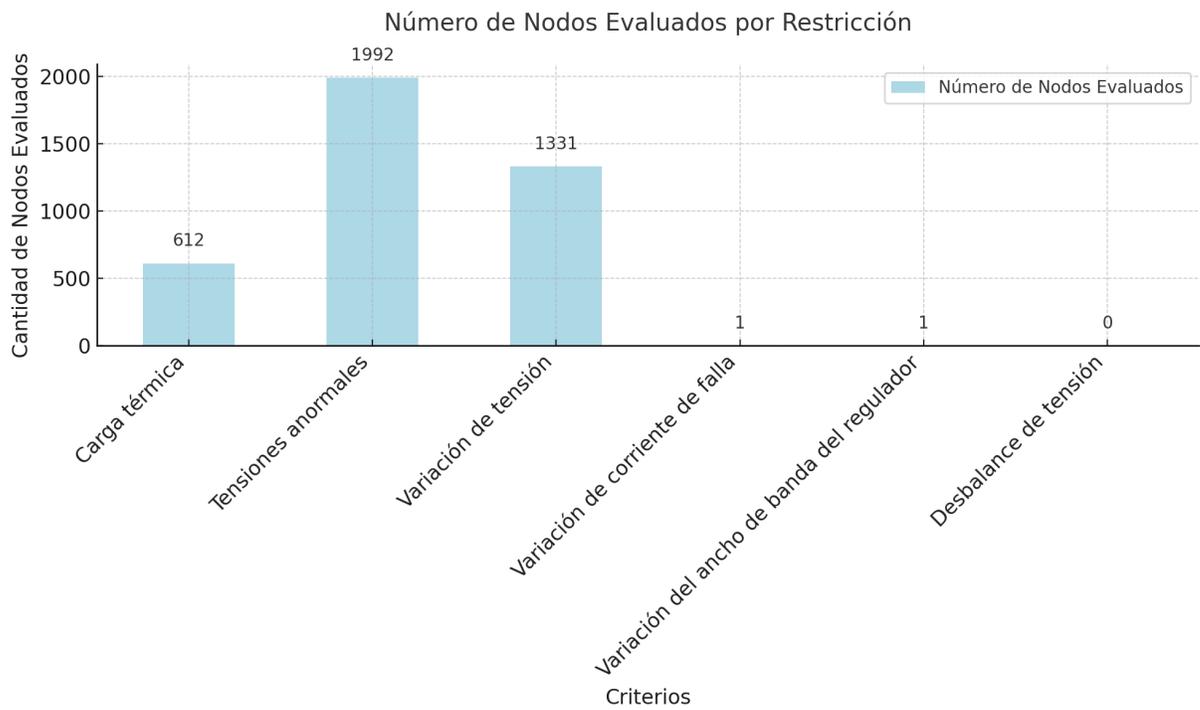


Figura 4.20: Número de Nodos Evaluados Por Restricción en Pequeña Escala.  
Nota: Elaboración propia mediante Python.

## Capítulo 5

# Creación de un Mapa Interactivo en Línea del Circuito

El presente informe tiene como finalidad mostrar los resultados de la capacidad de penetración de la generación distribuida (DER) en circuitos de distribución eléctrica. Mediante mapas interactivos y datos detallados, se busca proporcionar a las empresas distribuidoras y a los interesados una herramienta clara y útil para comprender las capacidades de alojamiento de los DER en sus respectivas redes.

Cabe destacar que, estos mapas son parte de los requisitos establecidos por Aresep y deben ser publicados en la página web de la empresa distribuidora. (ARESEP, 2023d).

### 5.1. Creación del mapa online mediante el software Qgis

QGIS o Sistema de Información Geográfica de código abierto, es una herramienta potente y versátil utilizada para la visualización, edición, análisis y publicación de datos geoespaciales. Esta es una alternativa gratuita y accesible a los softwares SIG comerciales, permitiendo a usuarios de diversas disciplinas trabajar con datos geográficos sin la barrera del costo. Este software es compatible con múltiples plataformas, incluyendo Windows, macOS y Linux, y se basa en el entorno de desarrollo Qt, lo que garantiza una interfaz gráfica intuitiva y amigable (QGIS Development Team, 2022).

Una de las características destacadas de QGIS es su capacidad para manejar una amplia variedad de formatos de datos, tanto vectoriales como ráster. Esto incluye datos provenientes de bases de datos espaciales como PostGIS, así como de archivos comunes como Shapefiles y GeoTIFF. Además, QGIS permite la integración de datos de distintas fuentes, facilitando la exploración y el análisis en un solo entorno de trabajo. La posibilidad de utilizar complementos añade una capa adicional de funcionalidad, facilitando a los usuarios personalizar y expandir el software según sus necesidades específicas. Al mismo tiempo, el software incluye funcionalidades para la creación de mapas y la publicación de estos en línea, lo que se vuelve crucial para quienes necesitan compartir sus resultados con un público más amplio (QGIS Development Team, 2022).

#### 5.1.1. Parámetros y Configuración General del Software

Inicialmente, se recomienda establecer el sistema de referencia por emplear, de modo que para acceder a esta configuración se debe ingresar a Proyecto>Propiedades>SRC. Aquí se selecciona el sistema de coordenadas correspondiente a Costa Rica, el cual corresponde a “EPSG:5367”, como se aprecia en la figura 5.1.

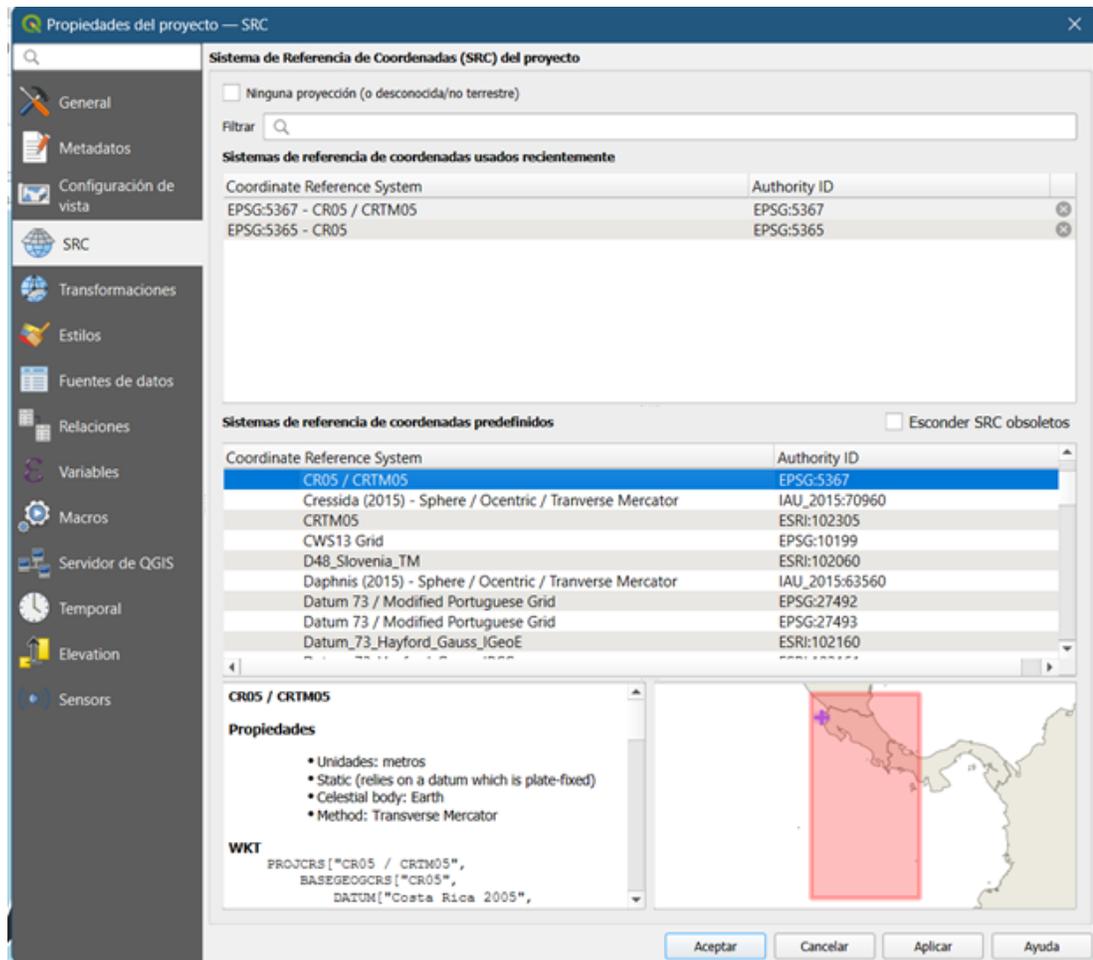


Figura 5.1: Configuración Sistema de Referencia.

Nota: Tomado de QGIS, 2024.

Para incluir las capas en los mapas, es necesario instalar una serie de complementos que ya están disponibles en el programa. Y al realizar esta instalación, se debe acceder a la pestaña superior de la barra de herramientas y seleccionar Complementos > Administrar e instalar complementos, como se aprecia en la figura 5.2. En el panel de complementos, en la sección “No instalados”, se mostrarán todos los complementos disponibles. A continuación, se debe instalar QuickMapServices, el cual permitirá añadir una capa de mapa base al proyecto. Y el otro complemento por instalar es HCMGIS, cuya función consiste en seccionar o delimitar el mapa del país por distritos, cantones o provincias.

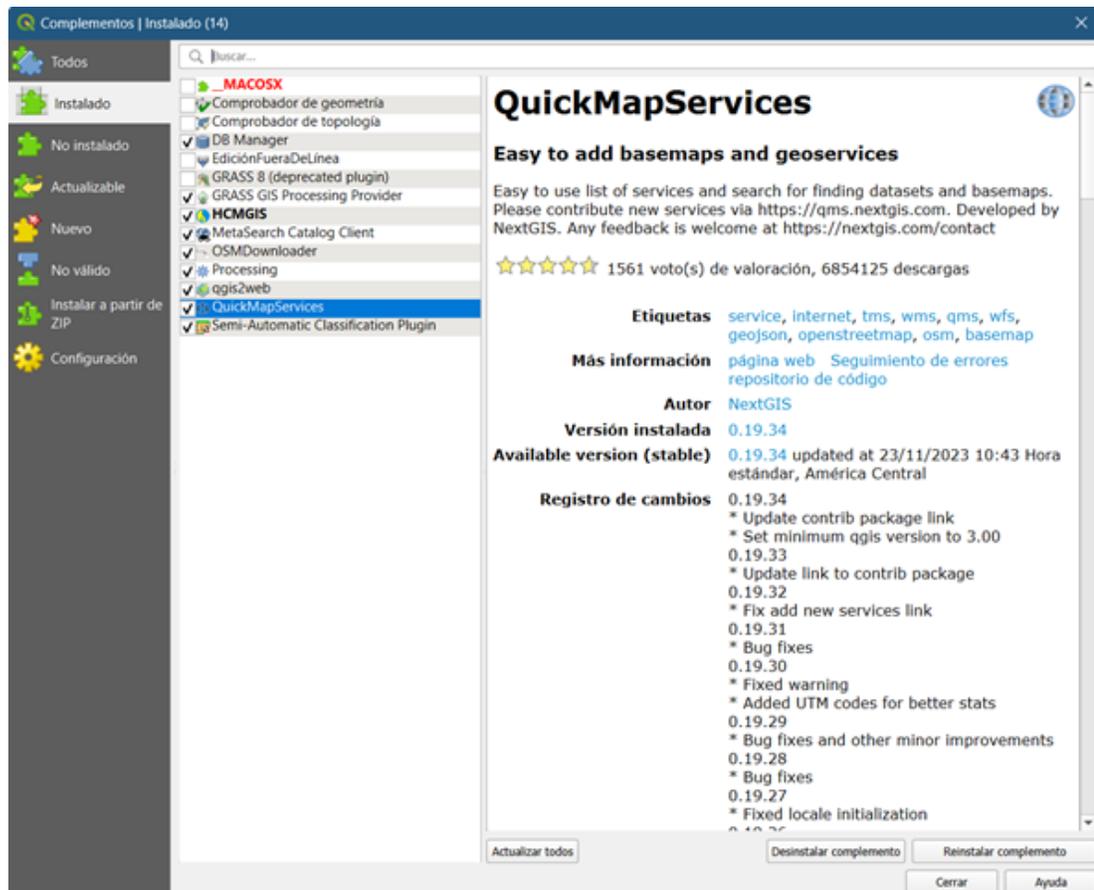


Figura 5.2: Instalación de Complementos.

Nota: Tomado de QGIS, 2024.

Para mostrar el mapa tras la instalación del complemento QuickMapServices, aparecerá un nuevo ícono en el panel de herramientas correspondiente a dicho complemento. Se debe seleccionar el ícono de QuickMapServices y luego elegir OSM >OSM Standard. De ese modo, la capa del mapa se cargará automáticamente, mostrando el mapa de Costa Rica, figura 5.3.

Por otro lado, para visualizar el complemento HCMGIS, se accede en la barra de herramientas seleccionando HCMGIS >Download OpenData >Global Administrative Areas By Country from GADM. En el panel que se despliega y se selecciona el país y se hace clic en Aceptar. Esto generará una nueva capa en el mapa que lo delimitará, según la conveniencia del usuario.

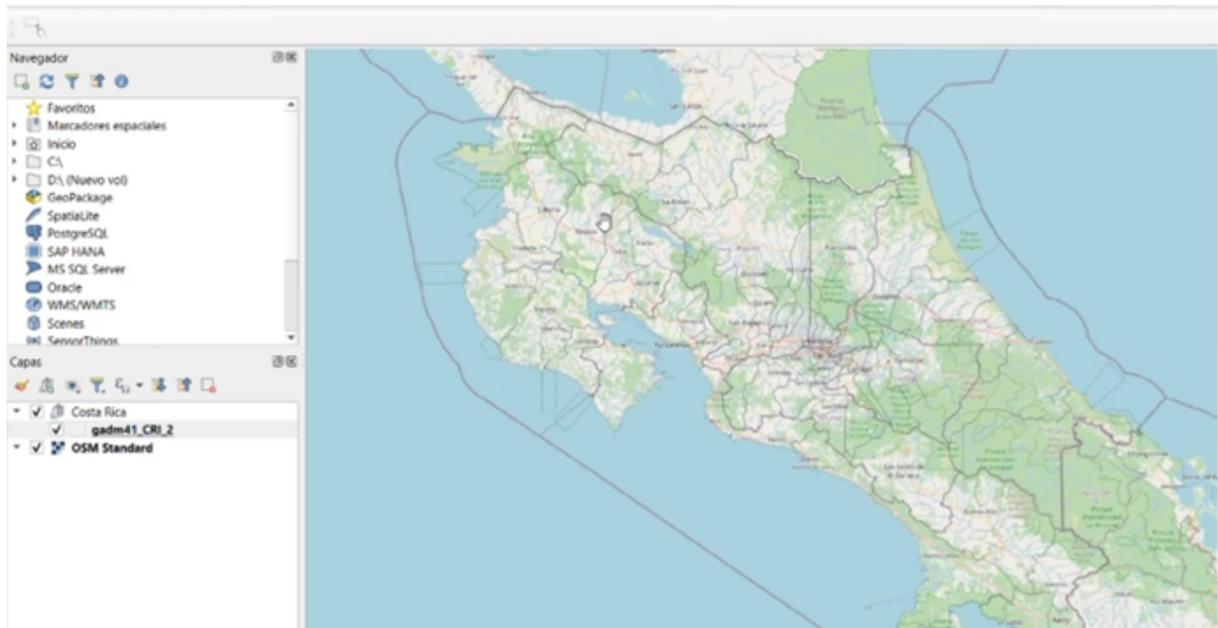


Figura 5.3: Capa de personalización de Costa Rica.  
Nota: Tomado de QGIS, 2024.

Se debe señalar que las capas tienen prioridad de orden, por lo que se recomienda colocar la capa del mapa base de última para que no oculte la información que se va agregando.

Por otra parte, la capa “gadm41\_CRI\_2” que se muestra en la imagen, corresponde a la delimitación del mapa por cantones. Para cambiar el color de la capa o ajustar su anchura de la línea delimitadora, se selecciona con click izquierdo sobre la misma > Propiedades > Simbología.

### 5.1.2. Configuración para realizar el Mapeo en Pequeña Escala

Al integrar la información del análisis a pequeña escala en QGIS, existen diversas formas de llevar a cabo este proceso. Es relevante que el archivo de Excel contenga la información de manera ordenada. Para organizar los datos de los nodos analizados, según los criterios establecidos, se utilizó una herramienta de Python, que permite filtrar información de todos los informes generados por Cyme y ordenarlos en columnas.

Para visualizar la capacidad de integración de recursos distribuidos (DER) en los nodos a pequeña escala, resulta fundamental presentar la información en función de la capacidad disponible de cada transformador. Esto requiere considerar, tanto la potencia nominal del transformador, como la capacidad de integración mínima entre todos los nodos asociados a él, a partir de lo cual se calcula la capacidad disponible. Es de interés resaltar que la distribuidora toma la capacidad mínima del nodo para salvaguardar la integridad de la red.

Cuando Cyme genera los reportes por criterio evaluado, ofrece opciones de personalización que permiten agregar palabras clave asociadas a la información que se desea almacenar en dichos reportes. Con esos fines, se incorpora una palabra clave relacionada con la información del transformador ubicado aguas abajo de los nodos a evaluar. Al incluir esta palabra clave en cada uno de los criterios evaluados, se facilita la obtención de la información correspondiente.

Al considerar lo anterior, mediante Python se comienza definiendo rutas para varios archivos de Excel que contienen información sobre los criterios de evaluación, potencia nominal y coordenadas de los

transformadores. A través de una serie de funciones, el Python limpia y organiza estos datos, eliminando columnas innecesarias y asegurando que los nombres de las columnas sean claros y consistentes. Después, verifica las columnas en el archivo de coordenadas de transformadores y consolida la información de todos los archivos en un solo DataFrame. Este proceso incluye la agrupación de datos por transformador, sumando y analizando la capacidad máxima y mínima de carga que cada transformador puede manejar.

Finalmente, el Python fusiona esta información consolidada con las capacidades nominales de los transformadores. Se calcula la capacidad libre de cada transformador con base en la potencia nominal y su capacidad de integración, y se indica el porcentaje de carga que puede soportar sin sobrecargarse; el código implementado puede ser visualizado en el “Anexo A”. Es sumamente importante realizar este cálculo de capacidad libre por transformador, dado que esos datos ayudarán a efectuar un categorizado al análisis, tal como se mostrará más adelante. El resultado se guarda en un nuevo archivo Excel, permitiendo así una mejor gestión y análisis.

Una vez generado el archivo de Excel, se procede a importar los datos a QGIS de la manera más sencilla: arrastrando el documento Excel hacia el panel de QGIS. Esto integrará la información como un archivo de hojas (sheets) en la sección de capas. A continuación, se accede a la Caja de Herramientas de Procesos y se selecciona la opción Crear capa de puntos a partir de tabla. En esta misma sección de creación de vectores, se configuran los campos X y Y, que corresponden a las coordenadas de los nodos del archivo previamente cargadas. También es necesario asegurarse de seleccionar el sistema de referencia “EPSG:5367”, que es el correspondiente al país. A continuación en la figura 5.4, se ilustra todo lo anterior:

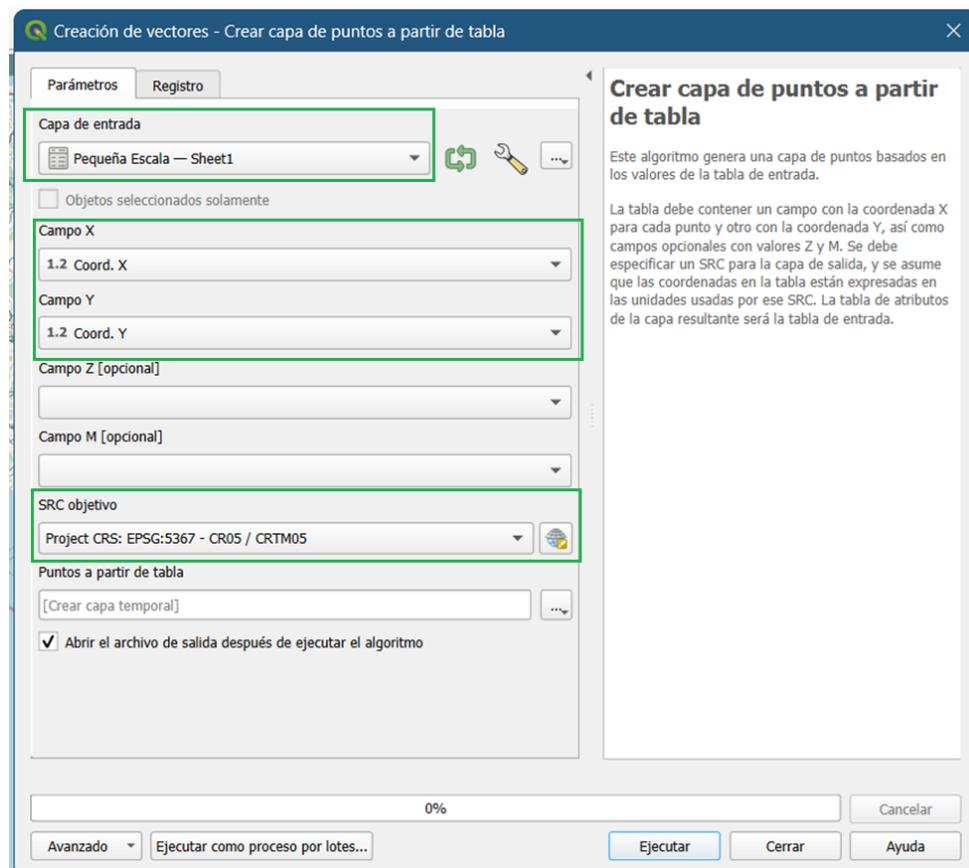


Figura 5.4: Creación de puntos a partir de tabla.

Nota: Tomado de QGIS, 2024.

Una vez completado el proceso, todos los transformadores pueden visualizarse en el mapa. Sin embargo, se debe tener en cuenta que la capa agregada es temporal; es decir, desaparecerá si se cierra el software QGIS. Para guardar la capa de manera permanente, se hace clic derecho sobre la capa generada y se selecciona la opción de exportar, eligiendo guardarla como un archivo ESRI. Al hacerlo, se requiere establecer un nombre para el archivo y asegurarse de mantener el sistema de referencia correspondiente.

En las propiedades de la capa, en la sección de Formulario de Atributos, es fundamental asignar un alias a cada uno de los atributos que se deseen mostrar en el mapa, lo que facilita su identificación y utilización en futuras consultas o análisis. Esto se debe a que cada uno de los atributos se guardan como palabras clave.

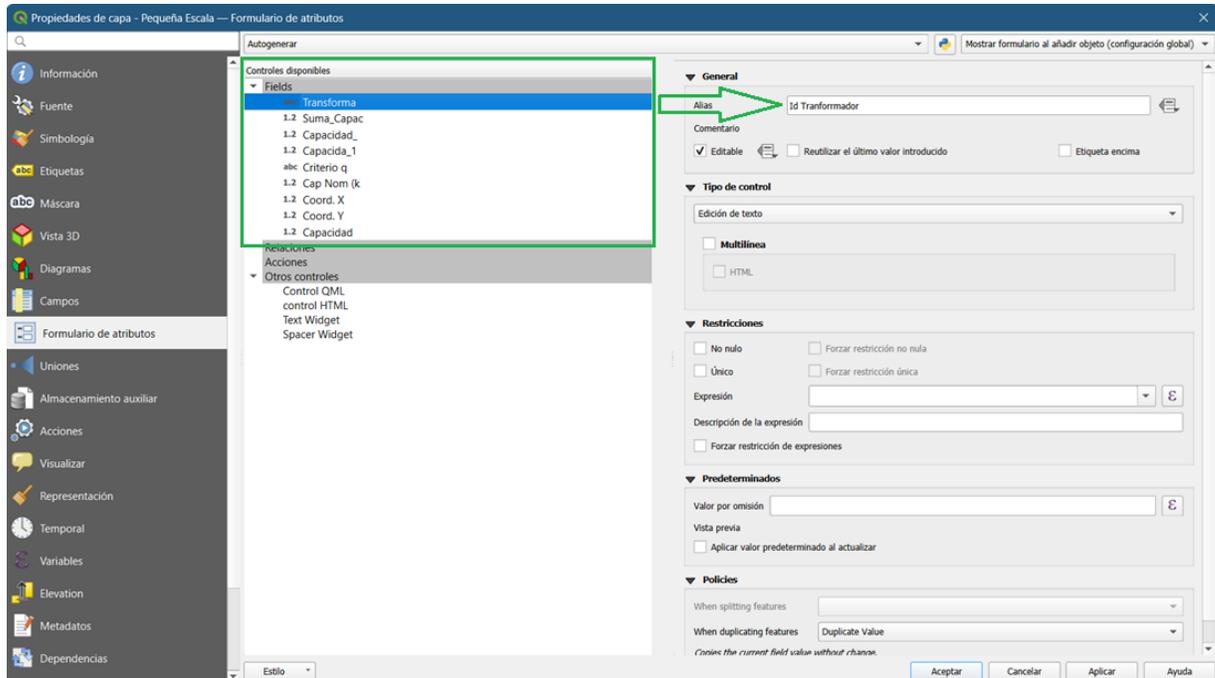


Figura 5.5: Formulario de Atributos.

Nota: Tomado de QGIS, 2024.

En la realización del categorizado por colores y capacidad disponible (%) en los transformadores, se procede de igual manera, en las propiedades de la capa, en “Simbología”, se selecciona la opción de “Graduado” y en el campo de valor, se selecciona la columna de “capacidad disponible” que fue calculada anteriormente mediante Python. En las clases se agregan los parámetros a categorizar, como el color, valores y leyenda.

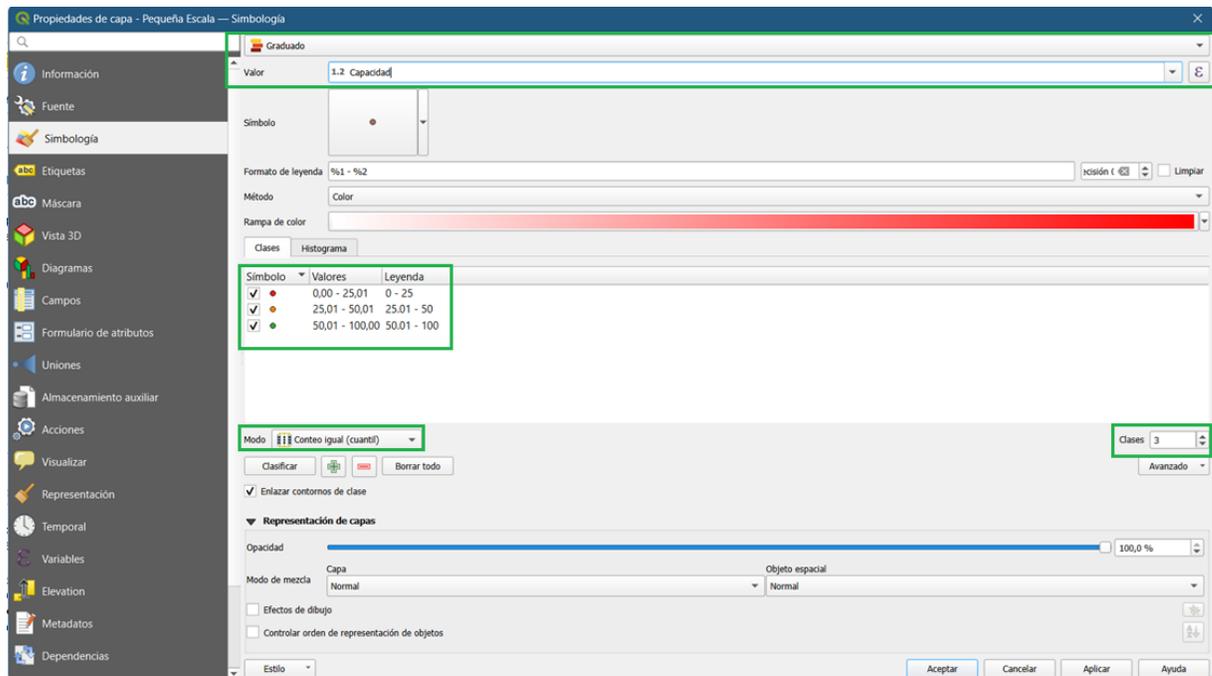


Figura 5.6: Categorización y Simbología.

Nota: Tomado de QGIS, 2024.

Una vez efectuadas todas las configuraciones anteriores, es posible observar los datos en el mapa como se muestra en la figura 5.7. Cabe señalar que, para efectos de este trabajo, no es posible revelar información confidencial o sensible, así como ningún tipo de ubicación del circuito. Por lo tanto, las coordenadas empleadas son ficticias y la visualización de todos los transformadores se muestran en el mar.

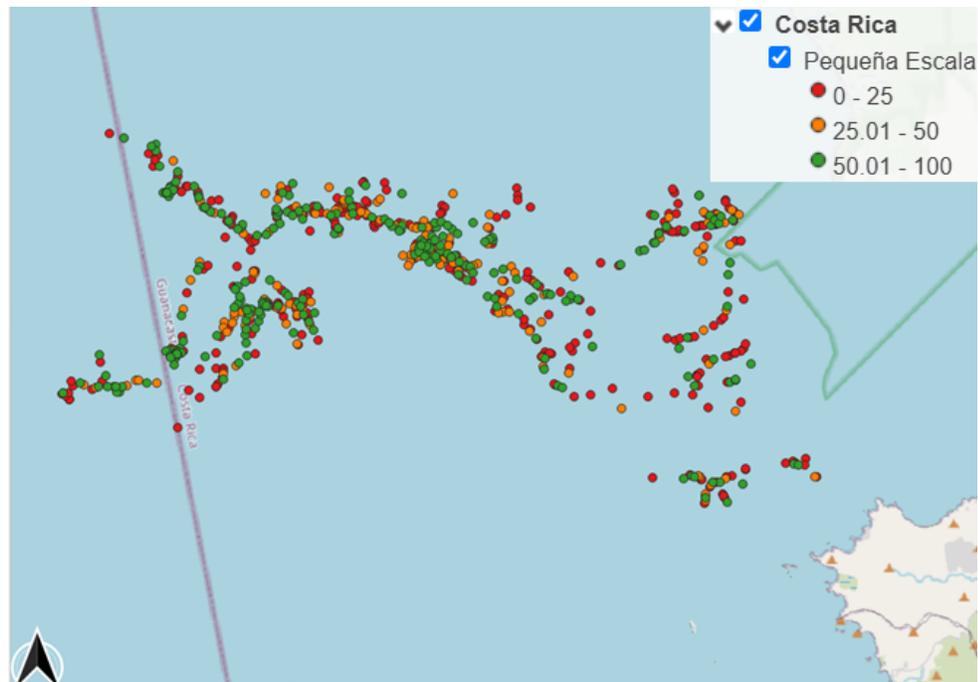


Figura 5.7: Mapa Pequeña Escala.  
Nota: Tomado de QGIS, 2024.

### 5.1.3. Configuración para realizar el Mapeo en Gran Escala

Para integrar la información del análisis a gran escala en QGIS, se siguieron los mismos pasos empleados en el análisis a pequeña escala. No obstante, es trascendental considerar que la visualización presenta diferencias, ya que en este caso se mostrarán los tramos que conforman los nodos y su capacidad de integración. De ese forma, se estima la capacidad de integración de ambos nodos que conforman el tramo, seleccionando el valor menor. Esta estrategia busca salvaguardar la red en la medida de lo posible. Como resultado, se realizaron modificaciones en la información contenida en el archivo de Excel que incluye los datos de los reportes.

Mediante Python, se hace un análisis de varios reportes de los criterios evaluados y genera un archivo Excel con resultados consolidados. Primero, se especifica la ruta del directorio donde se encuentran los archivos Excel necesarios. Luego, se cargan estos archivos, que incluyen reportes sobre nodos y coordenadas, utilizando la biblioteca pandas, lo que facilita manipular fácilmente los datos almacenados en los archivos Excel.

Una vez cargados los reportes, se combinan en un solo DataFrame mediante la función `pd.concat()`, lo que permite trabajar con un conjunto de datos unificado. A continuación, se seleccionan columnas relevantes que contienen información sobre la capacidad de integración. El código calcula luego el valor mínimo de capacidad de carga para cada nodo, asegurando que se recojan los datos más críticos. Finalmente, los resultados mínimos se fusionan con las coordenadas correspondientes para cada nodo y el conjunto de datos resultante se ordena por criterio. El código descrito se evidencia en el Anexo B.

Seguidamente, mediante otro código en Python, se crean los tramos. Se carga la información del archivo Excel generado previamente y otro archivo que contiene los tramos formados por nodos (obtenidos de Cyme). Después, se renombran las columnas de los archivos de tramos para que coincidan con los nombres de los nodos en los otros reportes, facilitando la fusión de datos.

De seguido, el código ejecuta uniones (joins) entre el conjunto de datos de resultados y las coordenadas,

tanto para los nodos de entrada como de salida. También marca cada tipo de nodo y combina ambos conjuntos para que cada tramo se repita con su nodo de entrada y salida correspondiente. Se eliminan duplicados y se añade una columna de orden secuencial para organizar los resultados, con el fin de otorgarle por orden, un número de correlación a cada nodo, para que se puedan formar los tramos en Qgis. El código descrito se muestra en el Anexo C.

Una vez generado el archivo de Excel, se importa a QGIS de igual forma, arrastrándolo al panel de capas. Luego, en la Caja de Herramientas de Procesos, se selecciona “Crear capa de puntos a partir de tabla” y se configuran los campos X y Y con las coordenadas de los nodos, y se elige el sistema de referencias.

Una vez hecho lo anterior, se procede a crear los tramos mediante el archivo generado antes, que se carga y en la pestaña de “Expresión por Ordenamiento”, se elige la columna “Orden” (la cual contiene el número de correlación de los nodos) y en la pestaña “Agrupamiento”, se selecciona por “Equipment No”, el cual contiene el Id de los tramos.

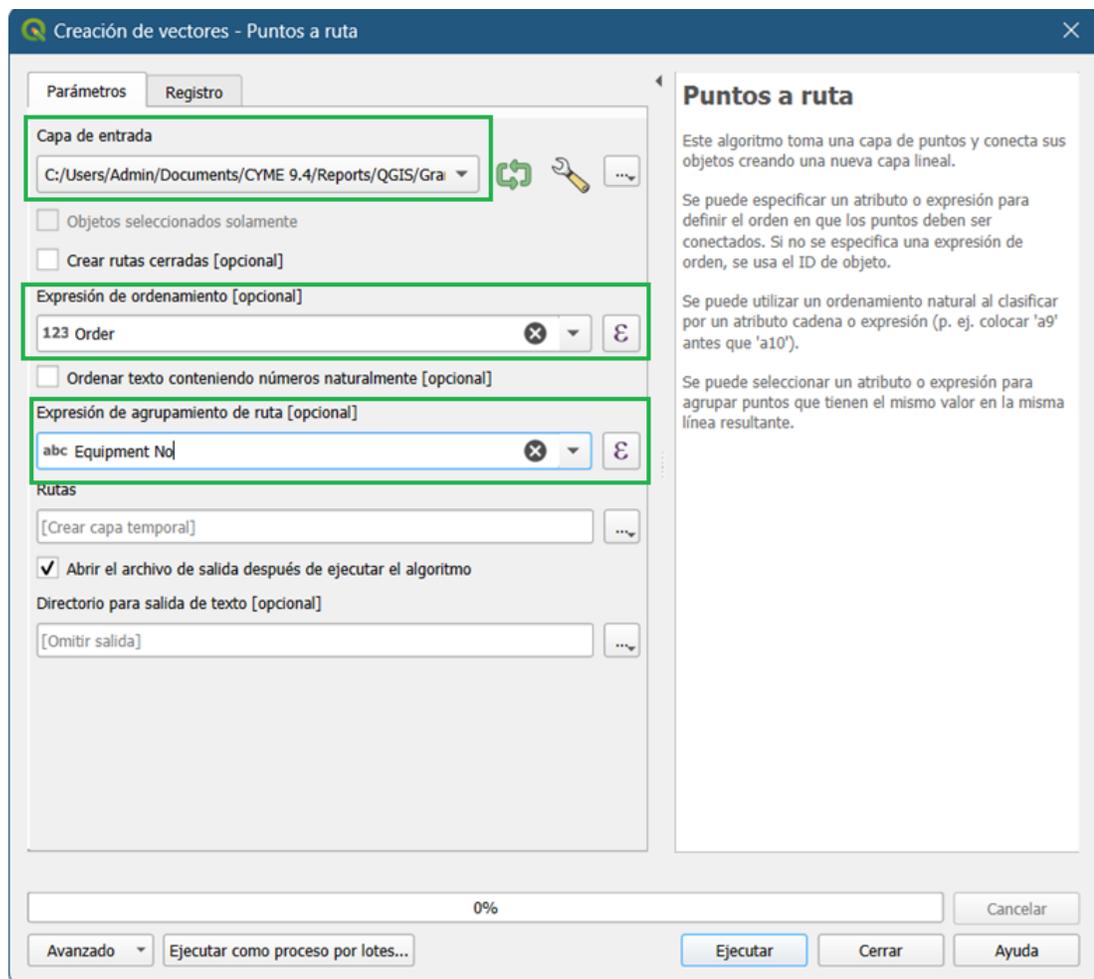


Figura 5.8: Creación de Vectores.

Nota: Tomado de QGIS, 2024.

Al ejecutar lo anterior, se forman todos los tramos del circuito. Es probable que se forme un tramo cerrado no correspondiente al circuito, el cual se debe eliminar manualmente, ingresando a la tabla de atributos de la capa, seleccionando ese tramo no coincidente y se elimina.

Es importante recalcar que al Qgis crea los tramos, por medio de un nuevo archivo sheets, en el cual este archivo solo contiene la información del Id del tramo. Es por esto, por lo que se debe agregar su capacidad de integración. Mediante Python se creó un código en el que se cargan los datos desde un archivo que contiene información sobre diferentes tramos del sistema. Se agrupan los datos por la columna "Equipment No", y se calcula el valor mínimo de la capacidad integración para cada tramo. Este procesamiento ayuda a identificar el tramo con la capacidad mínima. Dicho código se encuentra adjunto en el Anexo D.

Para integrar esta información a los tramos en Qgis, se importa el archivo anterior. Al archivo se le agregó una columna más que contiene la capacidad normalizada del estudio a gran escala, facilitando así la categorización de los datos. Al importar el archivo, ya se puede unir la información a la capa de gran escala, ingresando a las propiedades de la capa, "Uniones". Seguidamente, se selecciona el archivo que contiene la información de capacidad de integración y en la casilla de unir campo y campo objetivo, se seleccionan las columnas coincidentes de ambos archivos.

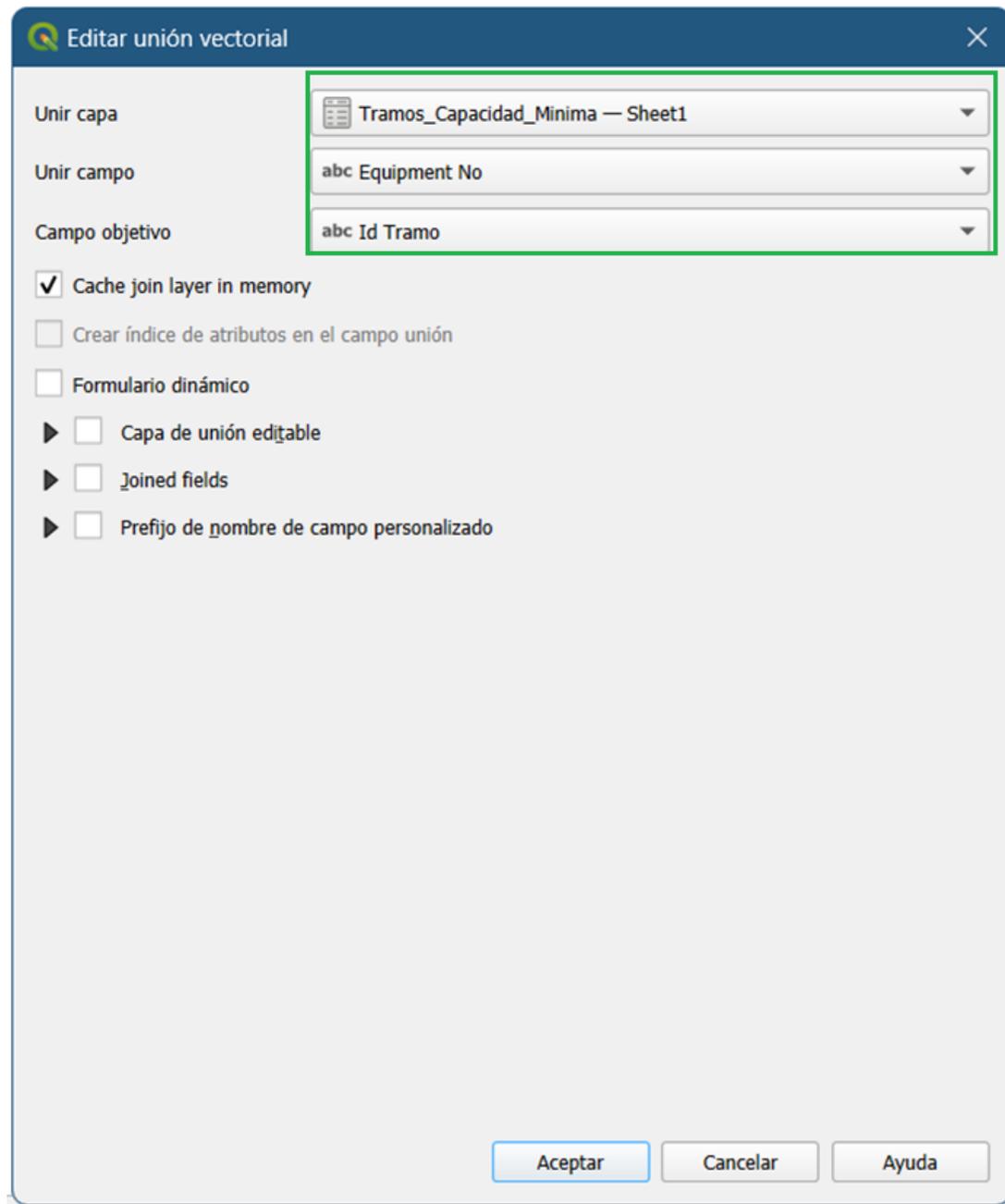


Figura 5.9: Unión de Información.

Nota: Tomado de QGIS, 2024.

Del mismo modo, que se hizo en pequeña escala, en las propiedades de la capa, en la sección de Formulario de Atributos, es fundamental asignar un alias a cada uno de los atributos que se deseen mostrar en el mapa.

En la ejecución del categorizado por colores y capacidad normalizada (%) en los tramos, igualmente, en las propiedades de la capa, en “Simbología”, se selecciona la opción de “Graduado” y en el campo de valor, se elige la columna de “capacidad normalizada” que fue calculada previamente. En las clases se agregan los parámetros por categorizar, como el color, valores y leyenda.

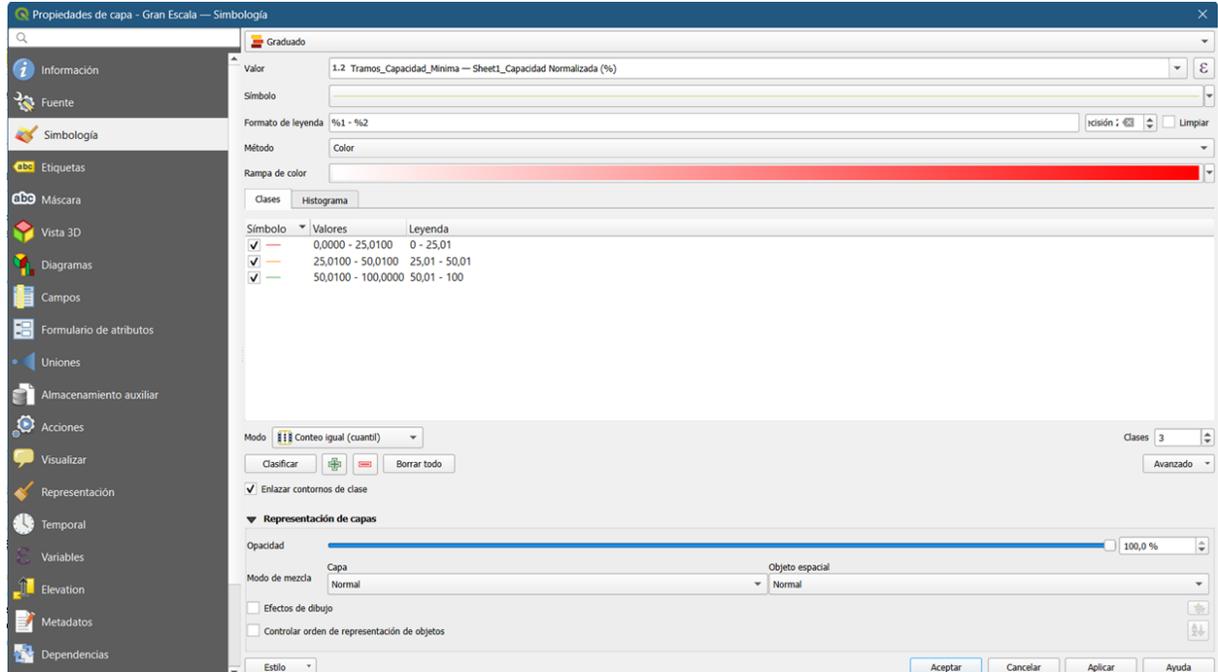


Figura 5.10: Categorización y simbología.

Nota: Tomado de QGIS, 2024.

Una vez efectuadas todas las configuraciones descritas, es posible observar los datos en el mapa como se muestra a continuación.

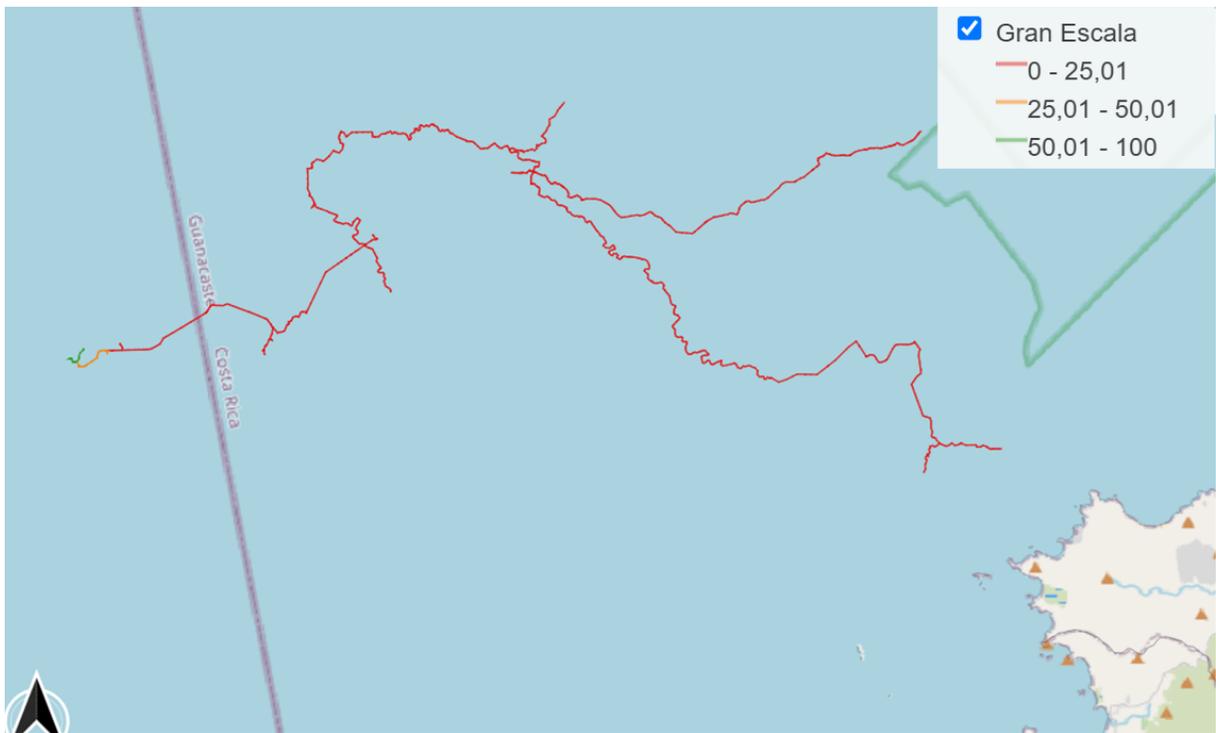


Figura 5.11: Categorización y simbología.  
Nota: Tomado de QGIS, 2024.

#### 5.1.4. Incorporación del complemento QGIS2WEB para la creación del mapa online

Este complemento para QGIS permite exportar un proyecto a un mapa en línea utilizando OpenLayers o Leaflet. Su objetivo es replicar la mayor cantidad posible de características del proyecto, como las capas, el área de visualización y los estilos (incluyendo los organizados en categorías y los que muestran graduaciones). No es necesario instalar software adicional en el servidor para su uso. Para su instalación, se procede de la misma forma en que se instalaron los complementos anteriores, es decir, se busca “QGIS2WEB” y se instala.

Al ingresar al complemento, se visualizan todas las capas junto con todos los atributos que contienen. El usuario puede seleccionar cuáles atributos desea mostrar. Además, QGIS2WEB ofrece la opción de previsualizar el mapa, lo que facilita verificar su información y los atributos seleccionados, antes de exportar el archivo en formato HTML.

En la pestaña “Apariencia”, muestra una interfaz de configuración en la que se puede establecer el título y la descripción del mapa, así como gestionar las capas que se incluirán. También se permite la geolocalización, la medición en el sistema métrico, la búsqueda de direcciones, capas y otros parámetros que el usuario puede configurar. En conjunto, esta interfaz contribuye a la personalización y funcionalidad de un mapa interactivo.

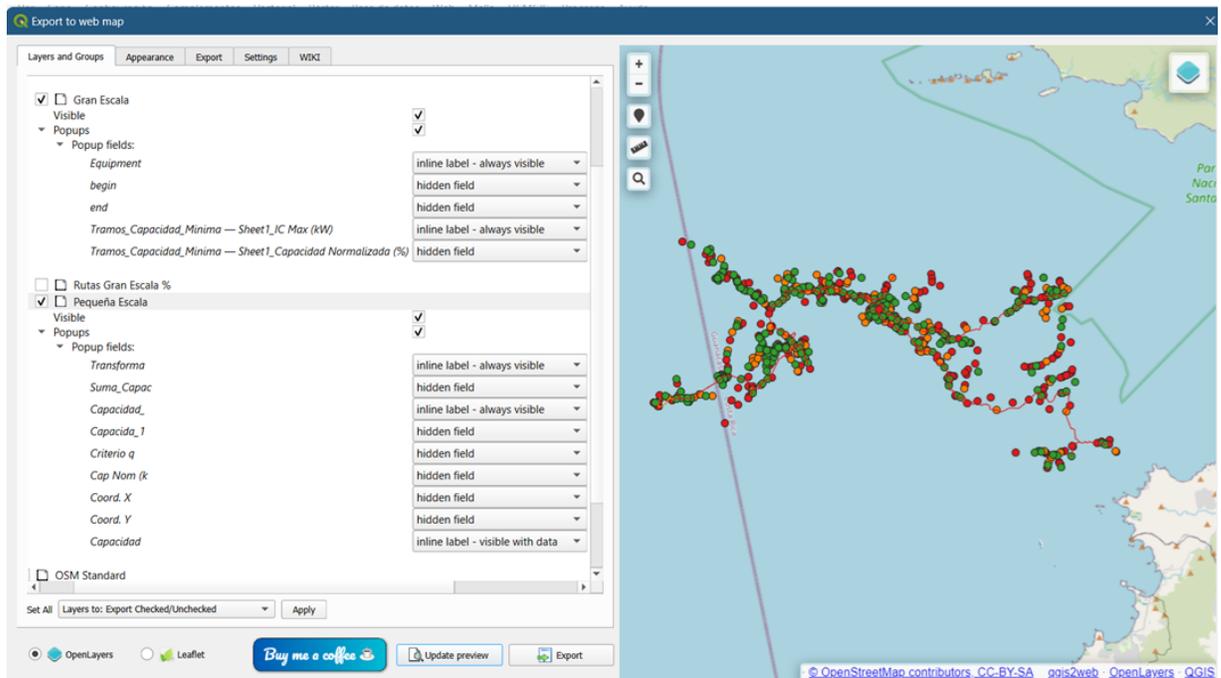


Figura 5.12: Propiedades del complemento QGIS2WEB.

Nota: Tomado de QGIS, 2024.

Una vez ajustados los parámetros deseados y verificada la integración de toda la información requerida, es posible exportar el mapa en formato HTML. Esto resulta esencial para subirlo posteriormente, a través de un enlace y facilitar su visualización en línea.

### 5.1.5. Visualización del mapa en línea

En la visualización del mapa en línea, se utiliza GitHub. El primer paso es crear un repositorio, eligiendo que sea público y estableciendo la licencia, como por ejemplo, GNU v3.0. Después, se sube la carpeta que contiene el conjunto de datos obtenidos de los mapas generados con QGIS2WEB.

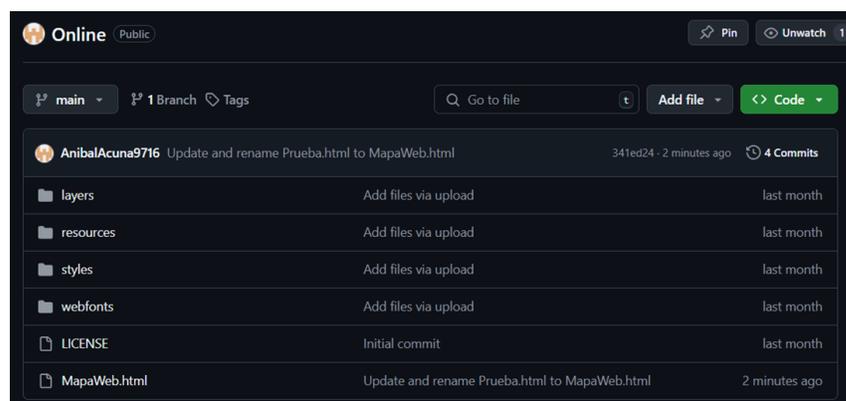


Figura 5.13: Creación de repositorio en GitHub.

Nota: Tomado de GitHub, 2024.

Al haber sido cargados los archivos al repositorio, se accede a sus ajustes. En la sección de Páginas, se debe seleccionar la opción Branch como root. Finalmente, para visualizar el mapa en línea, se puede acceder utilizando la siguiente configuración: `NombreUsuario.github.io/NombreRepositorio/NombreMapa.html`

A continuación, se adjunta el enlace para acceder al mapa interactivo. Cabe mencionar que, en este mapa no se muestra información sensible del circuito de distribución, como lo solicitada por Aresep, con el fin de garantizar su confidencialidad.

Link para ingresar al mapa: <https://anibalacuna9716.github.io/Online/MapaWeb.html>

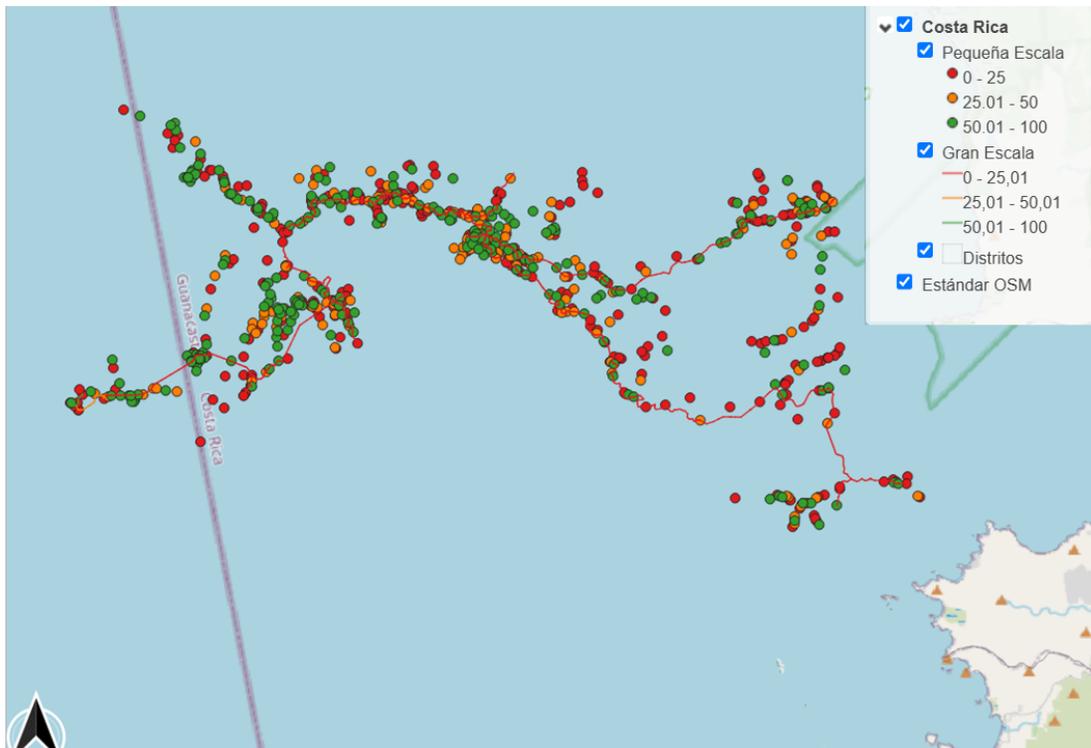


Figura 5.14: Mapa Online.  
Nota: Tomado de QGIS, 2024.

## Capítulo 6

# Estudio del Modelo Tarifario

En Costa Rica, de acuerdo con el Centro de Información Jurídica en Línea (s.f.) el servicio eléctrico opera bajo un modelo de servicio al costo, regulado por ARESEP, señala que “La Autoridad Reguladora fija las tarifas de acuerdo con el principio de servicio al costo, entendido como el costo de oportunidad social de largo plazo de los servicios. Los criterios de eficiencia económica, equidad social, sostenibilidad ambiental y conservación de los recursos son elementos centrales en su definición”.

Los servicios de interés general comprenden actividades económicas vinculadas al suministro de energía en todas sus etapas. Un ejemplo de esto es la compraventa de excedentes de energía eléctrica generada para autoconsumo, que, aunque no se considera un servicio público, está relacionado con el suministro de energía, el cual sí es un servicio público. De acuerdo con la ARESEP (2023d), señala que estos servicios están estrechamente relacionados con la regulación del servicio público de suministro de energía. Por lo tanto, aunque no estén automáticamente sujetos a regulación, deben ser supervisados por la ARESEP cuando interactúan con la red eléctrica, incluyendo la venta de excedentes de energía.

Según ARESEP (2023d), la Ley 7593, es un objetivo fundamental de la Autoridad Reguladora asegurar el equilibrio entre las necesidades de los usuarios y los intereses de los prestadores de servicios públicos. Además, debe garantizar que los servicios públicos se ofrezcan de acuerdo con lo estipulado en el inciso b) del artículo 3 de esta ley.

El artículo 3, inciso b, establece la forma en que se deben fijar las tarifas y precios de los servicios públicos. Este proceso debe incluir solo los costos necesarios para la prestación del servicio, asegurar una retribución competitiva y garantizar el desarrollo adecuado de la actividad, en cumplimiento del principio de servicio al costo. Esta disposición se refuerza con lo señalado en el artículo 31 de la misma ley (ARESEP, 2023d).

El modelo garantiza a las empresas distribuidoras una tarifa que les permite operar al costo, es decir, cubrir sus gastos sin generar beneficios adicionales. En un entorno donde la generación distribuida reduce la carga y la necesidad de generación de las distribuidoras, las compañías reciben un canon o pago para compensar la reducción de ingresos. ARESEP asume la responsabilidad de ajustar las tarifas para que las empresas distribuidoras continúen cubriendo sus costos.

### 6.1. Método Cálculo Fijación Cargos Interconexión

Para establecer los cargos de interconexión, se calcularán los costos siguiendo los lineamientos contables y regulatorios definidos por la IE en la Contabilidad Regulatoria vigente. Solo se incluyen aquellos costos esenciales para la prestación del servicio de interconexión, evitando aquellos desproporcionados o innecesarios. De acuerdo con el artículo 32 y el inciso b del artículo 3 de la Ley N° 7593, se tomarán en

cuenta únicamente los costos indispensables para brindar el servicio (ARESEP, 2023b).

Señala ARESEP (2023b), que cada etapa debe contar con un registro detallado que incluya cargas sociales, kilometraje, tiempos de uso de los recursos necesarios (como personal técnico y administrativo, equipos informáticos, viáticos, transporte, contratos, entre otros), y especificaciones de los equipos tecnológicos requeridos. A continuación, se detallan los resultados en cada una de las etapas de interconexión:

Tabla 6.1: Costos por Etapas para 2024.

<b>Etapa</b>	<b>Detalle de la cuenta</b>	<b>2024</b>
Etapa 1: Solicitud de interconexión	Gasto por salarios	96,456.73
	Gasto por materiales y suministros	0.00
	Gasto por depreciación	700.00
	Gasto por transporte (promedio)	73,628.92
	Gasto por viáticos	8,800.00
	Gasto por contratos a terceros	0.00
	Costos indirectos	0.00
	Otros costos	1.00
	<b>Total etapa 1</b>	<b>€179,587.65</b>
Etapa 2: Estudios de ingeniería e inspección	Gasto por salarios	39,159.52
	Gasto por materiales y suministros	0.00
	Gasto por depreciación	100.29
	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
	<b>Total etapa 2</b>	<b>€39,259.81</b>
Etapa 3: Inspección final y puesta en marcha	Gasto por salarios	236,686.58
	Gasto por materiales y suministros	0.00
	Gasto por depreciación	726.29
	Gasto por transporte (promedio)	73,628.92
	Gasto por viáticos	17,600.00
	Gasto por contratos a terceros	37,702.56
	Costos indirectos	0.00
	Otros costos	0.00
	<b>Total etapa 3</b>	<b>€366,344.35</b>
Etapa 4: Reinspección	Gasto por salarios	236,686.58
	Gasto por materiales y suministros	0.00
	Gasto por depreciación	726.29
	Gasto por transporte (promedio)	73,628.92
	Gasto por viáticos	17,600.00
	Gasto por contratos a terceros	0.00
	Costos indirectos	0.00
	Otros costos	0.00
	<b>Total etapa 4</b>	<b>€328,641.79</b>

Fuente:(ARESEP, 2023b)

Para definir los cargos de interconexión a la red de distribución para los recursos energéticos distribuidos, se considerarán los costos asociados a recurso humano, tecnología y transporte en cada una de las siguientes etapas. Y esto aplicará para los sistemas de generación distribuida para autoconsumo (conforme a la Ley N° 10086), sistemas de almacenamiento de energía, cualquier otro recurso energético distribuido (DER) o interesado que requiera interconectarse a la red de distribución. Para cada una de las siguientes etapas:

- Etapa 1: Solicitud de interconexión (variable  $CSin_{(t+1,e)}$ ).

- Etapa 2: Estudios de ingeniería e inspección inicial (variable  $CEI_{(t+1,e)}$ ).
- Etapa 3: Inspección final y puesta en marcha (variable  $CIFP_{(t+1,e)}$ ).
- Etapa 4: Reinspección en caso de la etapa 3 resulte infructuosa- (variable  $CRI_{(t+1,e)}$ ).

De esta forma, se cumplen las condiciones para los cargos asociados a las cuatro etapas posibles. El cargo total de interconexión en colones para un interesado en conectar un DER a la red de distribución para autoconsumo se calculará de la siguiente manera:

$$CI_{t+1,e} = CSIn_{t+1,e} + CEI_{t+1,e} + CIFP_{t+1,e} + CRI_{t+1,e} \quad (6.1)$$

Donde:

- $Cint_{(t+1,e)}$ : Cargo total de interconexión en colones para el periodo t+1 y la empresa e.
- $CSin_{(t+1,e)}$ : Cargo por la solicitud de interconexión para tramitar la solicitud inicial, en colones, en el periodo t+1 y para la empresa e.
- $CEI_{(t+1,e)}$ : Cargo por el estudio de ingeniería e inspección inicial, en colones, en el periodo t+1 y para la empresa e.
- $CIFP_{(t+1,e)}$ : Cargo por la inspección final y puesta en marcha de la interconexión, en colones, en el periodo t+1 y para la empresa e.
- $CRI_{(t+1,e)}$ : Cargo por reinspección en caso de que la etapa 3 no sea exitosa, en colones, en el periodo t+1 y para la empresa e.

Notas adicionales:

- t+1: Periodo de vigencia del cargo.
- e: Empresa distribuidora que presta el servicio.

Los cargos en cada etapa representan los máximos que cada empresa eléctrica puede cobrar y se aplican de modo individual para cada una y para cada etapa del proceso de interconexión.

Con base en la metodología vigente, la IE calculó el costo de cada etapa para cada empresa y luego estableció un promedio simple para estas. En el caso de las empresas cuyos costos superan este promedio, el exceso sobre el valor promedio no será incluido en el reconocimiento tarifario.

A continuación, se presenta la tabla 6.2 con los cargos resultantes para las etapas del proceso de interconexión con la red de distribución.

Tabla 6.2: Costos consolidados para las cuatro etapas de solicitud de interconexión, período 2024.

Variable	General	CAR	CG	CL	CNFL	CS	ESPH	ICE	JASEC
$CSIn_{t+1,e}$	¢ 41,901.00	¢ 15,563.00	¢ 7,160.00	¢ 41,901.00	¢ 5,660.00	¢ 16,783.00	¢ 12,757.00	¢ 41,901.00	¢ 37,399.00
$CEI_{t+1,e}$	¢ 119,814.00	¢ 44,563.00	¢ 119,814.00	¢ 119,814.00	¢ 62,762.00	¢ 101,364.00	¢ 72,766.00	¢ 39,260.00	¢ 104,862.00
$CIFP_{t+1,e}$	¢ 154,539.00	¢ 74,273.00	¢ 154,539.00	¢ 120,768.00	¢ 106,266.00	¢ 154,539.00	¢ 77,764.00	¢ 154,539.00	¢ 110,724.00
$CRI_{t+1,e}$	¢ 130,392.00	¢ 63,644.00	¢ 130,392.00	¢ 102,827.00	¢ 73,839.00	¢ 130,392.00	¢ 44,982.00	¢ 130,392.00	¢ 97,693.00
<b>Total</b>		¢ 198,043.00	¢ 411,905.00	¢ 385,310.00	¢ 248,527.00	¢ 403,078.00	¢ 208,269.00	¢ 366,092.00	¢ 350,678.00

Fuente:(ARESEP, 2023b)

Es importante subrayar que el dato general presentado corresponde al promedio simple de los costos, el cual representa un límite máximo de tarifa. Para aquellas empresas cuyos costos totales en alguna de las etapas superaron este promedio, solo se les reconoció hasta el valor promedio, sin incluir el excedente.

A su vez, el costo total de interconexión reflejado para cada empresa corresponde al monto final, en caso de que el solicitante requiera una reinspección (etapa 4). Si no se requiere esta etapa, el costo total de interconexión se calcularía sumando los costos establecidos únicamente para las etapas 1 a 3.

## 6.2. Método Cálculo Fijación Tarifa Acceso a Redes de Distribución

La metodología establece una fórmula para calcular la tarifa de acceso máxima que deben pagar los generadores distribuidos. Con esos fines resulta necesario obtener una muestra de servicios con generación distribuida y determinar su capacidad promedio mensual a partir de la demanda máxima.

Se multiplicará esta potencia por el precio correspondiente, según la categoría tarifaria, para estimar el aporte esperado de estos servicios. Luego, se comparará este aporte con el que realmente hacen los generadores distribuidos, utilizando su potencia implícita.

La diferencia entre estos dos montos se dividirá por el consumo natural promedio de los clientes con generación distribuida, lo que permitirá calcular una tarifa de acceso basada en su consumo real. La tarifa de acceso máxima se calculará utilizando la siguiente fórmula general:

$$TA_{(t+1)} = \frac{ARC_{(t+1)} - API_{(t+1)}}{CNP_{(t+1)} \cdot N_{(t+1)}} \quad (6.2)$$

Donde:

- $TA_{(t+1)}$ : Tarifa de acceso para el periodo “t+1”, 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 estimados para el periodo tarifario “t+1”, en colones.
- $API_{(t+1)}$ : Aporte por requerimiento de capacidad por parte de los servicios con generación distribuida estimados por pago de potencia implícita para el periodo tarifario “t+1”, en colones.
- $CNP_{(t+1)}$ : Consumo natural mensual promedio para los servicios con generación distribuida estimados para el periodo “t+1”. Este dato busca representar en promedio cuántos kWh de consumo natural por mes consumirá un servicio con generación distribuida en el periodo “t+1”.

Notas adicionales:

- $N_{t+1}$ : Cantidad media de servicios con generación distribuida esperada por mes, en el periodo “t+1”.
- $t+1$ : Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.

### 6.2.1. Componentes del cálculo tarifario:

**Determinación del consumo natural mensual promedio por los servicios con generación distribuida estimados y cantidad media de servicios con generación distribuida esperada por mes para el periodo “t+1”**

Al respecto, se estiman los abonados en generación distribuida utilizando modelos estadísticos basados en su propia serie histórica. Dado que las series presentan variaciones significativas en el corto plazo, debido al rápido crecimiento de generadores distribuidos, se han realizado ajustes en la proyección. En la mayoría de las empresas, se usó el suavizamiento exponencial como método de estimación.

Con base en este análisis, se presenta la siguiente media de generadores distribuidos por cada empresa distribuidora.

Tabla 6.3: Cantidad de generadores distribuidos, por empresa distribuidora, 2023 (datos en millones de colones).

Empresa	Media de abonados totales	Media de abonados con pago de tarifa de acceso
ICE	1,361	1,179
CNFL	1,431	1,148
JASEC	67	40
ESPH	202	186
Coopesca	94	63
Coopeguanacaste	362	329
Coopesantos	92	68
CoopeAlfaroRuiz	9	9

Fuente:(ARESEP, 2023c)

En la tabla mencionada se destaca que algunos generadores distribuidos deberán pagar una tarifa de acceso, lo que implica que tienen una facturación monómica. En cambio, aquellos servicios con facturación binómica no pagan este cargo adicional, sino que en su lugar, solo deben abonar la tarifa binómica que les corresponde, conforme el pliego tarifario del sistema de distribución.

El consumo natural mensual promedio por servicio se calcula sumando el consumo natural de todos los servicios con generación distribuida durante ese año y dividiendo este total entre la cantidad de servicios reportados en todos los meses. Esto permite obtener una media del consumo para los servicios de generación distribuida.

Tabla 6.4: Consumo natural medio mensual de generadores distribuidos (en kWh), por empresa distribuidora 2023.

Empresa	Consumo natural <sup>1</sup>	Total de servicios facturados	Consumo natural mensual promedio
ICE	21,297,110	12,583	1,692.5
CNFL	23,036,462	11,487	2,005.4
JASEC	1,060,023	446	446.0
ESPH	2,976,949	1,813	1,642.0
Coopesca	1,735,614	700	2,479.4
Coopeguanacaste	7,803,436	3,094	2,521.1
Coopesantos	1,247,349	731	1,706.4
CoopeAlfaroRuiz	298,982	102	2,931.2

Fuente: (ARESEP, 2023c)

### Determinación del aporte por requerimiento de capacidad demandado por los clientes de generación distribuida estimados para el periodo tarifario “t+1”

Las tarifas vigentes están establecidas en la resolución RE-0060-IE-2023, publicada el 29 de junio de 2023 en el Diario Oficial La Gaceta N° 117. Con esta información, se podrá estimar el aporte por requerimiento de capacidad de los servicios con generación distribuida (ARESEP, 2023c).

Tabla 6.5: Aporte por requerimiento de capacidad demandado (ARC) por los servicios con generación distribuida, por empresa distribuidora, 2023 (datos en millones de colones).

<b>Empresa</b>	<b>ARC</b>
ICE	116.6
CNFL	97.0
JASEC	4.5
ESPH	13.4
Coopesca	5.1
Coopéguanacaste	34.3
Coopesantos	7.3
CoopAlfaroRuiz	0.9

Fuente: (ARESEP, 2023c)

### **Determinación del aporte por requerimiento de capacidad por parte de los servicios con generación distribuida estimados por pago de potencia implícita para el periodo tarifario “t+1”**

Al considerar la potencia implícita y el pliego tarifario vigente (RE-0060-IE-2023 del 28 de junio de 2023, publicado en el Diario Oficial La Gaceta N° 117, Alcance N° 124 del 29 de junio de 2023), se estima el aporte en colones por requerimiento de capacidad de los servicios con generación distribuida, relacionado con el pago de potencia implícita para el periodo tarifario 2023 (ARESEP, 2023c). Esta estimación se presenta a continuación:

Tabla 6.6: Aporte en colones por requerimiento de capacidad por parte de los servicios con generación distribuida estimados por pago de potencia implícita (API), por empresa distribuidora, 2023 (datos en millones de colones).

<b>Empresa</b>	<b>API</b>
ICE	54.9
CNFL	36.5
JASEC	2.2
ESPH	4.7
Coopesca	1.8
Coopéguanacaste	16.0
Coopesantos	3.7
CoopAlfaroRuiz	0.2

Fuente: (ARESEP, 2023c)

### **6.2.2. Tarifa Resultante**

Con los datos contemplados en las tablas anteriores es posible calcular la tarifa de acceso para cada empresa distribuidora, utilizando la fórmula 6.2, de la metodología RE-0076-JD-2023. A partir de este cálculo, se proponen las siguientes tarifas de acceso (TA):

Tabla 6.7: Tarifa de acceso por empresa distribuidora (Tarifa por kWh).

<b>Empresa</b>	<b>Tarifa de acceso (TA)</b>
ICE	30.94
CNFL	26.27
JASEC	24.79
ESPH	15.55
Coopesca	21.84
Coopguanacaste	22.10
Coopesantos	31.18
CoopAlfaroRuiz	25.37

Fuente: (ARESEP, 2023c)

### 6.3. Método Cálculo Compra Venta Excedentes y Reconocimiento Económico

Para determinar el precio máximo que las empresas distribuidoras deben pagar por la energía excedente de generadores distribuidos, es necesario considerar el “costo de oportunidad” que representa la mejor alternativa de compra de energía que la distribuidora tendría si no adquiriera esos excedentes, o sea, el precio más bajo disponible en el mercado.

El proceso consiste en comparar todas las opciones de compra de energía que tiene la empresa distribuidora. Para hacer una comparación justa, se deben estandarizar (o “homogeneizar”) los costos de energía y potencia de todas las opciones, tomando en cuenta los diferentes periodos horarios, estacionales y tipos de tarifas. Una vez estandarizados, se identifica el precio más bajo entre todas las opciones.

Este precio más bajo es el costo de oportunidad y se establece como la tarifa máxima que la distribuidora está dispuesta a pagar por los excedentes de energía. De esta manera, si un generador distribuido puede ofrecer energía a un precio menor que otras opciones, la empresa distribuidora aprovechará esa oportunidad, beneficiando a la empresa y a los usuarios, al obtener energía al menor costo posible.

Seguidamente, se presentan las tarifas máximas aprobadas para la compra-venta de excedentes de energía, las cuales varían según el período de consumo:

Tabla 6.8: Tarifa máxima para la compra-venta de excedentes de energía (T-TCVE).

<b>Periodo</b>	<b>Tarifa (C)</b>
Noche	32.79
Punta	65.41
Valle	49.29

Fuente: (ARESEP, 2023a)

### 6.4. Reconocimiento Costos Rentabilidad Inversiones y Canon

El modelo de cálculo establece cómo determinar la tarifa mensual por kW de capacidad instalada para los propietarios de recursos energéticos distribuidos. Esto permite que empresas como el ICE recuperen todos los costos e inversiones necesarios para integrar adecuadamente estos recursos en la red eléctrica. En el cálculo de esta tarifa, se utiliza la información financiera proporcionada por las empresas distribuidoras de energía, como el ICE a la Aresep. Esa información proviene de los estados financieros auditados y ajustados, según las normas.

La fórmula general de aplicación del método de cálculo para determinar la tarifa mensual por kW de capacidad instalada para los propietarios de recursos energéticos distribuidos es la siguiente:

$$TDER_{(e,t+1)} = \frac{COMA_{(e,t+1)} + (R_{(e,t+1)} \cdot BT_{(e,t+1)}) + C_{regDER_{(e,t+1)}}}{N \cdot CI_{(e,t+1)}} \quad (6.3)$$

Donde:

- $TDER_{(e,t+1)}$ : Tarifa mensual de los recursos energéticos distribuidos para la empresa “e” en el periodo “t+1”, por cada kW de capacidad instalada (colones/kW).
- $COMA_{(e,t+1)}$ : Costos de operación, mantenimiento y administrativos relacionados con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el periodo “t+1”.
- $R_{(e,t+1)}$ : Tasa de rédito para el desarrollo para la empresa “e” en el periodo “t+1”.
- $BT_{(e,t+1)}$ : Base tarifaria de la empresa “e” en el periodo “t+1”.
- $C_{regDER_{(e,t+1)}}$ : Canon regulación vigente para la empresa “e” en el periodo “t+1” (monto absoluto). Monto autorizado como pago por los servicios de regulación de los recursos energéticos distribuidos.
- $CI_{(e,t+1)}$ : Capacidad instalada promedio mensual de los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución de la empresa “e” en el periodo “t+1”, en kW.
- $N$  = 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.

#### 6.4.1. Componentes del cálculo tarifario

##### Costos de operación, mantenimiento y administrativos (COMA)

Los Costos de Operación, Mantenimiento y Administrativos ( $COMA_{e,t+1}$ ) son gastos necesarios para integrar los recursos energéticos distribuidos en el sistema de distribución de una empresa. Estos costos deben estar justificados y alineados con lo establecido en la Ley N.º 10086 y el artículo 32 de la Ley N.º 7593. En términos simples, representa el dinero que gasta la empresa distribuidora para asegurar que los recursos de energía, como paneles solares o generadores pequeños, funcionen correctamente dentro de su red eléctrica.

<b>Detalle de la cuenta</b>	<b>2023</b>
Gasto por salarios	€17 964 850,21
Gasto por materiales y suministros	€0,00
Gasto por depreciación	€49 516,61
Gasto por transporte (promedio)	€14 215,51
Gasto por viáticos	€71 300,07
Gasto por contratos a terceros	€6 822 120,05
Otros costos	€5 343 717,21
<b>Total COMAD</b>	<b>€30 265 719,66</b>
<b>Detalle de la cuenta</b>	<b>2023</b>
<i>b. Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA)</i>	€49 045 348,83
<i>Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)</i>	€82 193 105 854,60
<i>1. Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración, fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)</i>	€356 322 803 093,79
<i>2. Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)</i>	€228 158 736 041,00
<i>3. Costo del transporte de energía, "peaje" de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)</i>	€45 564 277 364,00
<i>4. Costo por depreciación de los activos (DEPIP)</i>	€0,00
<i>5. Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)</i>	€406 683 834,19
<i>Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI)</i>	0,06%
<i>1. Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER)</i>	€225 595 458,00
<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>	€377 840 659 588,00
<b>Detalle de la cuenta</b>	<b>2023</b>
<b>COMA</b>	<b>€79 311 068,49</b>

Figura 6.1: ICE: Costos de operación, mantenimiento y administrativos, indexados al 2023 (cifras en colones).

Nota: (ARESEP, 2023a).

### Base tarifaria (BT)

El ICE presentó información sobre la base tarifaria (BT) relacionada con recursos energéticos distribuidos. Indicó que los activos considerados tienen una vida útil de 10 años, fueron adquiridos a inicios de 2021 y, para 2022, ya se habían depreciado dos años.

Sin embargo, el ICE no tiene registros detallados de activos que no son propios o están indirectamente relacionados con el servicio. Por ello, utilizó los activos del sistema de distribución y asignó una parte basada en el porcentaje de participación relativa de los ingresos (PI).

La IE señala que la metodología vigente determina que no deben duplicarse inversiones ya incluidas en la fijación tarifaria ordinaria. Igualmente, para calcular el AFNORP (Activo Fijo Neto en Operación Revaluado Promedio), es necesario que la empresa entregue detalles específicos y cálculos, cosa que el ICE no hizo.

Como resultado, la IE no pudo verificar los valores proporcionados por el ICE y determinó que la

BT es cero. Mientras tanto, el ICE esperaba una BT de ¢19.669.975,44, pero la IE calculó una BT de ¢185.562.445,94. La diferencia se debe a que el ICE consideró un PI de 0 %, resultando en una BT asignada de cero, mientras que la IE utilizó un PI de 0,06 %.

### **Tasa de rédito para el desarrollo (R)**

El rédito para el desarrollo aprobado en la última fijación de tarifas para el sistema de distribución es del 4,03 %. La entidad reguladora (Intendencia) ha decidido no ajustar este porcentaje. La razón es que, para modificar este rédito, se requiere un análisis detallado de la deuda de la empresa, el cual debe estar reflejado en los estados financieros auditados, lo que incluye evaluar la tasa de interés y el valor del capital propio.

Estos elementos (deuda, tasa de interés y capital propio) no se ven afectados por la inflación, sino por variables específicas de la empresa y factores internacionales. Por lo tanto, la Intendencia considera que no es apropiado indexar (ajustar) el rédito basado en la inflación y decide mantenerlo en el 4,03 % establecido previamente.

### **Canon regulación vigente para la empresa (CregDer)**

La Intendencia de Energía (IE) necesitaba determinar el valor del canon de regulación para los Recursos Energéticos Distribuidos (CregDer) en su fórmula tarifaria. No obstante, en la resolución publicada (RE-0621-RG 2022 del 9 de diciembre de 2022), no se aprobó ningún monto para este canon en el sector eléctrico.

La IE consultó al equipo encargado de desarrollar la metodología si debían asignar un valor de cero al CregDer, ya que no había un monto definido. El equipo respondió que, para todas las variables relacionadas directamente con los Recursos Energéticos Distribuidos que no tengan un valor establecido, se debe utilizar cero hasta que sea posible definir su valor real, justificándolo en el informe correspondiente.

### **Cantidad de meses (N)**

La tarifa para los recursos energéticos distribuidos (DER) se calcula mensualmente de acuerdo con la metodología RE-0076-JD-2023. Para hacerlo de manera justa y consistente, es prioritario que la información financiera empleada abarque el mismo periodo para todas las empresas.

La Intendencia solicitó a las empresas que indicaran si los datos reportados en los formularios correspondían a un año completo. La mayoría confirmó que sus datos eran anuales. Para aquellas que proporcionaron datos mensuales, se ajustaron (anualizaron) para que todas las empresas tuvieran la información de 12 meses.

### **Capacidad Instalada (CI)**

Para calcular la capacidad instalada (CI) promedio mensual de los recursos energéticos distribuidos conectados a la red de cada empresa, se siguieron tres pasos.

En el primero, se creó una serie histórica mensual de la capacidad instalada para cada empresa, desde marzo de 2019 hasta abril de 2023, sumando un total de 50 observaciones.

En el segundo paso, las series históricas se utilizaron para predecir la CI de mayo a diciembre de 2023 para cada distribuidora. Esto se hizo con el software Forecast Pro, que emplea técnicas estadísticas avanzadas como promedios móviles, alisamiento exponencial y regresión lineal para analizar patrones y proyectar la capacidad instalada.

Finalmente, en el tercer paso, se calculó el promedio mensual de la CI para el periodo de enero a diciembre de 2023 (periodo t+1) para cada empresa, obteniendo los datos de capacidad instalada promedio mensual en kilovatios (kW) para el año completo

Tabla 6.9: Capacidad instalada promedio mensual de los DER, para el 2023 en kW.

<b>Empresa Distribuidora</b>	<b>Capacidad instalada promedio mensual (CI)</b>
ICE	28.352
CNFL	41.842
ESPH	5.797
JASEC	3.737
Coopeguanacaste	5.126
Coopelesca	6.710
CoopeAlfaroRuiz	204
Coopesantos	2.330

Fuente: (ARESEP, 2023a).

#### 6.4.2. Tarifa Resultante

Como resultado, se estableció una tarifa mensual específica para cada empresa distribuidora, basada en los costos, la rentabilidad, las inversiones y el canon necesario para la correcta integración de los recursos energéticos distribuidos.

Tabla 6.10: Tarifa mensual de los recursos energéticos distribuidos (T-DER) – Colones por kW.

<b>Empresa</b>	<b>Tarifa (TDER)</b>
JASEC	¢146
ESPH	¢217
ICE	¢255
CNFL	¢305
Coopelesca	¢512
Coopeguanacaste	¢524
CoopeAlfaroRuiz	¢1,362
Coopesantos	¢1,720

Fuente: (ARESEP, 2023a).

# Capítulo 7

## Conclusiones y Recomendaciones

### 7.1. Conclusiones

En cumplimiento del primer objetivo, se lograron describir con éxito todos los atributos necesarios para la construcción y modelado de los circuitos de distribución en el software CYME, utilizando las bases de datos del ICE. Esto permitió una representación precisa de los parámetros operativos del sistema. La calidad y consistencia del modelado dependen directamente de la precisión de los datos suministrados por el departamento de ArcGIS, cuya integridad resulta fundamental para evitar resultados erróneos.

El análisis de flujo de carga indica que la red evaluada presenta un rendimiento general estable, aunque con zonas de mejora en la distribución de la carga. Se identificaron puntos críticos con potenciales sobrecargas que requieren atención para evitar impactos negativos en la estabilidad del sistema.

El análisis de cortocircuito, según ANSI, indica que la red soporta adecuadamente las corrientes de falla; no obstante, las corrientes trifásicas presentan desafíos significativos, alcanzando en algunos nodos hasta 14kA en buses de media tensión y 20 kA en buses de baja tensión. Esto requiere atención especial en la protección de estas áreas críticas para prevenir sobrecargas y posibles daños a la infraestructura.

Al llevar a cabo la simulación, conforme con el segundo objetivo, se puede concluir que CYME es un software eficiente que satisface todos los requisitos necesarios para realizar un análisis de integración en la red. Este programa incluye múltiples restricciones en el módulo ICA, que se ajustan adecuadamente a los criterios establecidos por la normativa vigente. En ese sentido, el proyecto se posiciona como una herramienta útil para guiar el desarrollo de un análisis de integración utilizando el software CYME.

El análisis a gran escala revela varias limitaciones críticas en el sistema eléctrico que podrían obstaculizar la integración eficiente de la generación distribuida. Entre estos desafíos, las tensiones anormales se destacan como las más significativas, afectando a un total de 1772 nodos, lo que resalta la relevancia de este problema y la posibilidad de condiciones operativas comprometidas en diversas áreas del circuito.

El análisis a pequeña escala también identifica limitaciones significativas. Las tensiones anormales y la variación de tensión continúan siendo los desafíos más relevantes, afectando a 1,992 y 1,331 nodos, respectivamente. Esto evidencia que, tanto en escenarios de gran como de pequeña escala, la estabilidad de las tensiones es un factor a considerar para la integración de la generación distribuida.

En relación con el tercer objetivo, se exponen los resultados sobre la capacidad de penetración de la generación distribuida (DER) en el circuito de distribución a través de un mapa interactivo, el cual se basa en datos específicos del sistema. Es importante señalar que, al visualizar el análisis a gran escala, una gran parte del circuito se muestra en color rojo, indicando baja disponibilidad. Sin embargo, esta representación se debe a que se normalizó en función de la capacidad más alta reportada por el circuito. Por lo tanto, el método utilizado para normalizar la visualización no es del todo confiable y se aplicó

únicamente con fines ilustrativos.

Según el último objetivo, se evidencia el modelo tarifario diseñado para garantizar la cobertura de costos operativos de las empresas distribuidoras de energía bajo la supervisión de ARESEP. Se demuestra el enfoque, basado en el principio de servicio al costo, que busca equilibrar las necesidades de los usuarios y los intereses de las distribuidoras, promoviendo la sostenibilidad y eficiencia económica. Los métodos descritos aseguran que solo se cubran los gastos necesarios para la prestación del servicio, con tarifas que reflejan costos justificados.

## 7.2. Recomendaciones

En cumplimiento al primer objetivo, para mejorar la confiabilidad del circuito, resulta determinante mantener las bases de datos actualizadas, evitando así discrepancias de información o imprecisiones en los resultados. Es oportuno que el ICE incluya la capacidad de potencia de los seccionadores, además de ajustar las coordinaciones de protecciones para el reconectador y su capacidad. También es esencial incorporar las curvas características y la ampacidad de los fusibles utilizados. Con estas mejoras, se incrementará la confiabilidad de los datos obtenidos en los análisis de cortocircuito y en el análisis de penetración máxima de recursos distribuidos, eliminándose las restricciones previamente impuestas en los criterios debido a estas limitaciones.

Se recomienda que la distribuidora dirija sus esfuerzos hacia la mejora de los transformadores y conductores que actualmente presentan sobrecarga, como se evidenció en el análisis de flujo de carga. En particular, se sugiere reemplazar los conductores por aquellos de mayor capacidad para soportar la demanda energética. En cuanto a los transformadores, se ha identificado un desbalance de carga en las fases, lo cual contribuye a la sobrecarga. Esto podría implicar la evaluación de opciones para balancear las fases y equilibrar las cargas, mejorando así la eficiencia del sistema.

Es fundamental llevar a cabo una evaluación de los dispositivos de protección existentes, verificando que estén adecuadamente dimensionados para manejar corrientes trifásicas de hasta 14 kA en buses de media tensión y 20 kA en buses de baja tensión. De ser necesario, se deberán actualizar o reemplazar estos dispositivos para asegurar su eficacia y mantener la seguridad del sistema.

En relación al segundo objetivo, se recomienda utilizar el software CYME para evaluar, tanto la condición actual del circuito a través de los módulos de análisis de flujo de carga y cortocircuito, como para analizar la capacidad de integración de recursos distribuidos en la red. Este software satisface todos los criterios establecidos por ARESEP, considerando todas las restricciones en el módulo ICA que se ajustan a la normativa vigente.

Dada la alta sensibilidad del sistema a las fluctuaciones de tensión y las restricciones térmicas en ciertos transformadores, se recomienda efectuar una evaluación integral de la capacidad de integración de recursos energéticos distribuidos (DER). Se podría incluir la revisión de los dispositivos mencionados en los informes que limitan dicha capacidad de integración.

Según el tercer objetivo, el uso de QGIS como herramienta gratuita para generar este mapa es una excelente opción, ya que permite realizar un análisis detallado con datos específicos del sistema. Es recomendable proporcionar una aclaración adicional sobre la normalización de los datos en gran escala, en relación con la visualización del color rojo de los tramos, que indica baja disponibilidad. Aunque la normalización se realizó en función de la capacidad más alta reportada por el circuito, esto podría generar interpretaciones erróneas al observar el mapa.

Con respecto al último objetivo, se debe tener en cuenta que ARESEP, a través de las tarifas, reconoce económicamente las mejoras, incluyendo tanto la inversión inicial en la adquisición del software CYME como las actualizaciones necesarias en la red eléctrica. Esto incentiva la inversión en la modernización de la red, garantizando su fiabilidad y facilitando la integración efectiva de la generación distribuida.

# Referencias

- Acevedo, R. A. (2013). Análisis de la criticidad de los sistemas de distribución como parte fundamental en la prestación del servicio eléctrico. *Interciencia*, 38(7), 535–541. Descargado de [https://www.researchgate.net/publication/291280292\\_Analisis\\_de\\_la\\_Criticidad\\_de\\_los\\_Sistemas\\_de\\_Distribucion\\_como\\_parte\\_fundamental\\_en\\_la\\_prestacion\\_del\\_Servicio\\_Electrico\\_-\\_Criticality\\_analysis\\_of\\_distribution\\_systems\\_as\\_a\\_fundamental\\_part\\_of\\_electri](https://www.researchgate.net/publication/291280292_Analisis_de_la_Criticidad_de_los_Sistemas_de_Distribucion_como_parte_fundamental_en_la_prestacion_del_Servicio_Electrico_-_Criticality_analysis_of_distribution_systems_as_a_fundamental_part_of_electri)
- ARESEP. (s.f.). *Aresep aprobó metodología para generación distribuida*. Descargado de <https://aresep.go.cr/noticias/aresep-aprobo-metodologia-generacion-distribuida/>
- ARESEP. (2023a). *Método de cálculo de tarifa de compra y venta de excedentes y reconocimiento económico (alcance n. 174 a la gaceta n. 169)*. Descargado de <https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/ee5a5dfb-74ac-492f-9ca9-bceb089b0b2c/CAPITULO+3+METODO+CALCULO+TARIFA+COMPRA+VENTA+EXCEDENTES+Y+RECONOCIMIENTO+ECONOMICO+ALCANCE13814092023.pdf?MOD=AJPERES&CVID=oKHf9rt> ([PDF])
- ARESEP. (2023b). *Método de cálculo y fijación de cargos de interconexión (alcance n. 178 a la gaceta n. 171)*. Descargado de <https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/fc527135-2be9-45de-9aff-c233ac95c936/CAPITULO+1+METODO+CALCULO+FIJACION+CARGOS+INTERCONEXION+ALCANCE+N+178+A+LA+GACETA+N+171.pdf?MOD=AJPERES&CVID=oKHeLqu>
- ARESEP. (2023c). *Método de cálculo y fijación de tarifa de acceso a redes de distribución (alcance n. 174 a la gaceta n. 169)*. Descargado de <https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/e9837ac4-70b5-44cc-8eca-84e05a425beb/CAP%3%8DTULO+2++M%3%89TODO+CALCULO+FIJACION+TARIFA+ACCESO+A+REDES+DISTRIBUCION+ALCANCE8414092023.pdf?MOD=AJPERES&CVID=oKHe-5b> ([PDF])
- ARESEP. (2023d). *Sesión ordinaria n° 38-2023*. Descargado de <https://aresep.go.cr/actas-2023/>
- Arrieta, E. (2024, 6 de mayo). *Ice anuncia que haría cortes de energía eléctrica de 2 horas*. Descargado de <https://www.larepublica.net/noticia/ice-anuncia-que-haria-cortes-de-energia-electrica-de-2-horas>
- Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica. (2022). *Ley no 10086: Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables*. Descargado de [http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm\\_texto\\_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=96064](http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=96064)
- Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. (2023). *Procedimiento de capacidad de penetración de der por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del sen*. Imprenta Nacional. Descargado de <https://apps.grupoice.com/CenceWeb/documentos/1/1006/32/La%20Gaceta%20169%20Procedimiento%20Capacidad%20penetraci%3%B3n%20DER%20circuito%20distribuci%3%B3n%20integran%20redes%20de%20distribuci%3%B3n%20del%20SEN.pdf>
- Blume, S. W. (2007). *Electric power system basics: For the nonelectrical professional*. Descargado de [https://www.academia.edu/5738413/Electric\\_Power\\_Syatem\\_Basics\\_by\\_Steven\\_W\\_Blume](https://www.academia.edu/5738413/Electric_Power_Syatem_Basics_by_Steven_W_Blume)
- Brenes, E. (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* (Tesis de Master, Tecnológico de Costa Rica). Descargado de <https://repositoriotec.tec.ac.cr/handle/2238/14946>
- Centro de Información Jurídica en Línea. (s.f.). *Servicio al costo*. Descargado de <http://cijulenlinea.ucr.ac.cr/> (Informe de investigación sobre el servicio al costo y su aplicación en la Administración

- Pública, incluyendo el análisis de la normativa y jurisprudencia en Costa Rica.)
- Chavarría, A. (2023, 3 de octubre). *En octubre entran a regir cuatro nuevas tarifas para usuarios de paneles solares*. Descargado de <https://cedetcostarica.com/index.php/2023/10/03/03octubre2023/>
- CYME . (s.f.). *Distribution load flow – low voltage networks – cyme 9.4*. Eaton.
- CYME International. (2024). Short-circuit ansi analysis [Manual de software informático]. Descargado de <https://www.eaton.com/cr/es-mx/digital/brightlayer/brightlayer-utilities-suite/cyme-power-engineering-software-solutions.html> (Tutorial para el análisis de cortocircuitos utilizando CYME 9.4.)
- Delcid, J., Arburola, S., Varela, P., y Herrera, R. (2020). *Estudios sobre regulación para los sectores transporte y energía: Costa rica y honduras*. Instituto Centroamericano de Administración Pública. Descargado de <https://icap.ac.cr/wp-content/uploads/2020/12/Cuaderno-Centroamericano-n3.-2.0-isbn-VF.pdf>
- Eaton. (s.f.). *Cyme integration capacity analysis*. Descargado de <https://www.eaton.com/content/dam/eaton/products/utility-and-grid-solutions/distributed-energy-resources-software-applications/cyme-integration-capacity-analysis-br917066en.pdf> (BR917066EN)
- Gobierno de Costa Rica. (s.f.). *Plan de descarbonización 2018-2050*. Descargado de <https://cambioclimatico.go.cr/wp-content/uploads/2019/11/PLAN-NACIONAL-DESCARBONIZACION.pdf>
- Grupo ICE. (2024). *¿Quiénes somos?* <https://www.grupoice.com/wps/portal/ICE/quienessomos/quienes-somos/grupoice-inf>. (Recuperado el 7 de agosto de 2024)
- Gómez, G., Solís, R., y Ross, L. (2023). Impact of electric vehicles on power transmission grids. *Heliyon*, 9(1), 1–13. Descargado de [https://www.researchgate.net/publication/375615623\\_Impact\\_of\\_Electric\\_Vehicles\\_on\\_Power\\_Transmission\\_Grids](https://www.researchgate.net/publication/375615623_Impact_of_Electric_Vehicles_on_Power_Transmission_Grids)
- ICE. (2020). *Informe del crecimiento e impacto de la generación distribuida en costa rica 2019*. Descargado de [https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/131fe56d-3eca-4c7f-ac66-1ea4abf572c2/Crecimiento+e+Impacto+de+la+GD+a+diciembre+2019\\_EYP-PDE.pdf?MOD=AJPERES&CVID=nJAEhYR](https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/131fe56d-3eca-4c7f-ac66-1ea4abf572c2/Crecimiento+e+Impacto+de+la+GD+a+diciembre+2019_EYP-PDE.pdf?MOD=AJPERES&CVID=nJAEhYR)
- ICE. (2023). *Generación y demanda. informe anual*. Descargado de <https://apps.grupoice.com/CenceWeb/CenceDescargaArchivos.jsf?init=true&categoria=3&codigoTipoArchivo=3008>
- Iweh, C. D., Gyamfi, S., Tanyi, E., y Effah-Donyina, E. (2021). Generación distribuida e integración de energías renovables en la red: requisitos previos, factores de impulso, opciones prácticas, problemas y ventajas. *Energías*, 14(17), 1–34. Descargado de <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/17/5375>
- La Gaceta. (2023, 1 de febrero). *Instituciones descentralizadas superintendencia de telecomunicaciones*. Imprenta Nacional. Descargado de [https://www.cnfl.go.cr/contenido/documentos/servicios/decreto\\_43879-minae.pdf](https://www.cnfl.go.cr/contenido/documentos/servicios/decreto_43879-minae.pdf)
- Morales, J. (2023). *Estudio técnico financiero de los resultados de integrar generación distribuida a la red eléctrica de jasec mediante modelado y simulación en etap* (Tesis de Master, Tecnológico de Costa Rica). Descargado de <https://repositoriotec.tec.ac.cr/handle/2238/14959>
- Murty, P. S. R. (2017). *Electrical power systems*. Butterworth-Heinemann. Descargado de [https://www.google.co.cr/books/edition/Electrical\\_Power\\_Systems/8fipDQAAQBAJ?hl=es-419&gbpv=1](https://www.google.co.cr/books/edition/Electrical_Power_Systems/8fipDQAAQBAJ?hl=es-419&gbpv=1)
- Parol, M., Wasilewski, J., Wojtowicz, T., Arendarski, B., y Komarnicki, P. (2022). Análisis de confiabilidad de redes de distribución eléctrica de mt, incluida la generación distribuida y la infraestructura de tic. *Energías*, 15(14), 1–34. Descargado de <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/14/5311>
- PGR. (2023). *Decreto n°43879-minae: “condiciones técnicas para la interconexión de recursos distribuidos para autoconsumo y gestión de la demanda (dc-03-it-21-001)”*. Descargado de [http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm\\_texto\\_completo.aspx?param1=NRTC&param2=1&nValor1=1&nValor2=99982&nValor3=136987&strTipM=TC&lResultado=8&nValor4=1&strSelect=sel](http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&param2=1&nValor1=1&nValor2=99982&nValor3=136987&strTipM=TC&lResultado=8&nValor4=1&strSelect=sel)
- Procuraduría General de la República de Costa Rica (PGR). (2012). *Ley n° 7447 “regulación del uso racional de la energía” en costa rica*. Descargado de [http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm\\_texto\\_completo.aspx?nValor1=1&nValor2=24436](http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?nValor1=1&nValor2=24436)

- QGIS Development Team. (2022). Qgis 3.28 desktop user guide [Manual de software informático]. Descargado de <https://docs.qgis.org/3.28/pdf/es/QGIS-3.28-DesktopUserGuide-es.pdf> (PDF)
- Samar, F., Puvil, V., y Lehtonen, M. (2020). Review on the pv hosting capacity in distribution networks. *Energies*, 13(18), 1–34. Descargado de <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/18/4756>
- Singh, N. (2022, 10 de junio). *Nuevo gobierno adelanta prioridades para dinamizar recursos renovables distribuidos en costa rica*. Descargado de <https://www.energiaestrategica.com/nuevo-gobierno-adelanta-prioridades-para-dinamizar-recursos-renovables-distribuidos-en-costa-rica/>
- Sistema Costarricense de Información Jurídica. (2024). *Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables. ley n° 10086*. Descargado de [https://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm\\_texto\\_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=96064](https://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=96064)
- Umaña, M. (2023). *Evaluación del comportamiento de la red eléctrica de coopesantos r.l mediante el análisis de la penetración de recursos distribuidos de generación solar, en sistemas de potencia conforme a la ley 10086* (Tesis de Master, Tecnológico de Costa Rica). Descargado de <https://repositoriotec.tec.ac.cr/handle/2238/14948>

## ANEXO A. Código Python para unificar toda la información obtenida del análisis a pequeña escala y clasificarla por transformador

```

import pandas as pd

# Ruta base para los archivos Excel
base_path = r'C:\Users\Admin\Documents\CYME 9.4\Reports\Pequeña Escala\Completo'

# Definición de rutas de archivos con la ruta base
file_paths = {
    "Aumento Acciones de Control": f'{base_path}\\Aumento Acciones de Control.xlsx',
    "Aumento de Corriente de Falla": f'{base_path}\\Aumento de Corriente de Falla.xlsx',
    "Aumento de Tensiones en Regimen Permanente": f'{base_path}\\Aumento de Tensiones en Regimen Permanente.xlsx',
    "Carga Termica": f'{base_path}\\Carga Termica.xlsx',
    "Desbalance de Tension": f'{base_path}\\Desbalance de Tension.xlsx',
    "Variaciones de Tension 3%MT": f'{base_path}\\Variaciones de Tension 3%MT.xlsx',
    "Variación de Tension 5%BT": f'{base_path}\\Variación de Tension 5%BT.xlsx',
    "Capacidad Nominal Trafos": f'{base_path}\\Capacidad Nominal Trafos.xlsx',
    "Coordenadas Transformadores": f'{base_path}\\Coordenadas de Transformadores.xlsx'
}

# Función para limpiar los nombres de las columnas
def clean_column_names(df):
    df.columns = df.columns.str.strip().str.replace('\n', ' ').str.replace('\r', ' ')
    return df

# Función para eliminar columnas no deseadas
def drop_unnamed_columns(df):
    return df.loc[:, ~df.columns.str.contains('^Unnamed')]

# Cargando y limpiando todos los archivos
cleaned_data_frames = {}
for name, path in file_paths.items():
    df = pd.read_excel(path)
    df = clean_column_names(df)
    df = drop_unnamed_columns(df)
    cleaned_data_frames[name] = df

# Verificar las columnas del archivo de coordenadas
df_coordinates = cleaned_data_frames['Coordenadas Transformadores']
print("Columnas del archivo de coordenadas:")
print(df_coordinates.columns)

# Consolidar la información de los diferentes archivos de nodos
consolidated_data = []
for key, df in cleaned_data_frames.items():
    if 'Transformador aguas arriba' in df.columns:
        transformador_column = 'Transformador aguas arriba'
        ic_max_column = 'IC Max (kW)'
        df_cleaned = df[[transformador_column, ic_max_column]].copy()
        df_cleaned.columns = ['Transformador', 'IC Max (kW)']
        df_cleaned['Criterio'] = key

        grouped = df_cleaned.groupby('Transformador').agg(
            Suma_Capacidad_Alojamiento=('IC Max (kW)', 'sum'),
            Capacidad_Min_Nodo=('IC Max (kW)', 'min'),
            Capacidad_Max_Nodo=('IC Max (kW)', 'max')
        ).reset_index()
        grouped['Criterio que incumple'] = key
        consolidated_data.append(grouped)

# Concatenar todos los resultados en un solo DataFrame y seleccionar los mínimos
df_hosting_capacity = pd.concat(consolidated_data, ignore_index=True)
idx_min_capacity = df_hosting_capacity.groupby('Transformador')['Capacidad_Min_Nodo'].idxmin()
min_capacity_df = df_hosting_capacity.loc[idx_min_capacity]

# Cargar el archivo con las capacidades nominales de los transformadores
df_nominal_capacity = cleaned_data_frames['Capacidad Nominal Trafos']

# Fusionar las capacidades nominales con el DataFrame consolidado según el ID del transformador
final_df = pd.merge(min_capacity_df, df_nominal_capacity[['Nro. equipo', 'Cap Nom (kVA)']],
                    left_on='Transformador', right_on='Nro. equipo', how='left')
final_df.drop(columns=['Nro. equipo'], inplace=True) # Eliminar columna redundante

# Intentar fusionar con las coordenadas
try:
    # Fusionar las coordenadas con el DataFrame final
    final_df = pd.merge(final_df, df_coordinates[['Nro. equipo', 'Coord. X', 'Coord. Y']],
                        left_on='Transformador', right_on='Nro. equipo', how='left')
    final_df.drop(columns=['Nro. equipo'], inplace=True) # Eliminar la columna redundante
except KeyError as e:
    print("Error de KeyError: {e}")
    print(f"Revisa si los nombres de las columnas en el archivo de coordenadas coinciden con 'Nro. equipo', 'Coord. X', 'Coord. Y'.")

# Agregar la columna "Capacidad Libre (%)"
final_df['Capacidad Libre (%)'] = 100 - (final_df['Capacidad_Min_Nodo'] / final_df['Cap Nom (kVA)']) * 100

# Guardar el DataFrame final en un archivo Excel en la misma ruta base
output_file_path = f'{base_path}\\Pequeña Escala.xlsx'
final_df.to_excel(output_file_path, index=False)

print(f"El archivo se ha guardado correctamente en: {output_file_path}")

```

## ANEXO B. Código Python para unificar toda la información obtenida del análisis a gran escala.

```

import pandas as pd

# Especificar la ruta del directorio donde se encuentran los archivos
ruta_base = r"C:\Users\Admin\Documents\CYME 9.4\Reports\nodos Gran Escala"

# Cargar los archivos Excel desde la ruta especificada
reporte_1 = pd.read_excel(f'{ruta_base}\ReporteNodos.xlsx')
reporte_3 = pd.read_excel(f'{ruta_base}\3Resultados del nodo.xlsx')
reporte_5 = pd.read_excel(f'{ruta_base}\5Resultados del nodo.xlsx')
coordenadas = pd.read_excel(f'{ruta_base}\Coordenadas de nodos.xlsx')
VCF = pd.read_excel(f'{ruta_base}\Variación de Corriente de Falla.xlsx')

# Unir los tres reportes en un solo DataFrame
todos_reportes = pd.concat([reporte_1, reporte_3, reporte_5, VCF])

# Seleccionar las columnas relevantes del DataFrame unido
todos_reportes = todos_reportes[['Nombre nodo', 'IC Max\n(kW)', 'IC Carga\n(kW)',
                                 'IC Límites de la carga\n(kW)', 'IC Variación de voltios\n(kW)',
                                 'Variación de corriente de falla de IC\n(kW)', 'IC de variación de peso corporal reg\n(kW)']]

# Calcular el valor mínimo de "IC Max" por cada "Nombre nodo" y agregar las otras columnas
resultados_minimos = todos_reportes.groupby('Nombre nodo', as_index=False).agg({
    'IC Max\n(kW)': 'min',
    'IC Carga\n(kW)': 'min',
    'IC Límites de la carga\n(kW)': 'min',
    'IC Variación de voltios\n(kW)': 'min',
    'Variación de corriente de falla de IC\n(kW)': 'min',
    'IC de variación de peso corporal reg\n(kW)': 'min'
})

# Unir con las coordenadas correspondientes
resultados_completos = pd.merge(resultados_minimos, coordenadas[['Nombre nodo', 'Coord. X', 'Coord. Y']], on='Nombre nodo', how='left')

# Ordenar los resultados por "IC Max\n(kW)" de manera ascendente
resultados_ordenados = resultados_completos.sort_values(by='IC Max\n(kW)', ascending=True)

# Guardar el resultado en un nuevo archivo Excel en la misma ruta o en otra especificada
resultados_ordenados.to_excel(f'{ruta_base}\Resultados_Completos.xlsx', index=False)

print("El análisis se ha completado y el archivo se ha guardado en la ubicación especificada.")

```

## ANEXO C. Código Python para crear los tramos en el mapeo a gran escala.

```
import pandas as pd

# Ruta a los archivos en tu máquina local
file_resultados = r'C:\Users\Admin\Documents\CYME 9.4\Reports\QGIS\Gran Escala\Resultados_Completos.xlsx'
file_Tramos = r'C:\Users\Admin\Documents\CYME 9.4\Reports\QGIS\Gran Escala\Tramos.xlsx'

# Cargar los datos de Excel
df_resultados = pd.read_excel(file_resultados)
df_coord_prohibidas = pd.read_excel(file_Tramos)

# Renombrar columnas para hacer coincidir nodos
df_coord_prohibidas_renamed = df_coord_prohibidas.rename(columns={"From Node": "Nombre nodo"})
df_coord_prohibidas_to_node = df_coord_prohibidas_renamed.rename(columns={"To Node": "Nombre nodo"})

# Unión a la izquierda con nodo de entrada (From Node)
df_merged_from = pd.merge(df_resultados, df_coord_prohibidas_renamed[['Nombre nodo', 'Equipment No']], how='left', on='Nombre nodo')

# Unión a la izquierda con nodo de salida (To Node)
df_merged_to = pd.merge(df_resultados, df_coord_prohibidas_to_node[['Nombre nodo', 'Equipment No']], how='left', on='Nombre nodo')

# Marcar los tipos de nodo
df_merged_from['Node Type'] = 'From Node'
df_merged_to['Node Type'] = 'To Node'

# Combinar ambos para que cada tramo se repita con su nodo de entrada y salida
df_combined = pd.concat([df_merged_from, df_merged_to])

# Eliminar duplicados, si existen
df_combined = df_combined.drop_duplicates()

# Añadir columna de orden secuencial
df_combined['Order'] = range(1, len(df_combined) + 1)

# Guardar el archivo combinado con los resultados finales
output_file = r'C:\Users\Admin\Documents\CYME 9.4\Reports\QGIS\Gran Escala\Combined_Resultados_Completos.xlsx'
df_combined.to_excel(output_file, index=False)

# Confirmación de la ruta de salida
print(f"Archivo guardado en: {output_file}")
```

## ANEXO D. Código Python para calcular el valor mínimo de la capacidad integración para cada tramo.

```
import pandas as pd

# Ruta base para los archivos
ruta_base = r'C:\Users\Admin\Documents\CYME 9.4\Reports\QGIS\Gran Escala'

# Cargar el archivo de resultados combinados
file_combined_resultados = ruta_base + r'\Combined_Resultados_Completos.xlsx'
df_combined_resultados = pd.read_excel(file_combined_resultados)

# Agrupar por "Equipment No" y seleccionar el valor mínimo de "IC Max (kW)" por tramo
df_grouped = df_combined_resultados.groupby('Equipment No').agg({'IC Max\n(kW)': 'min'}).reset_index()

# Renombrar la columna de capacidad
df_grouped = df_grouped.rename(columns={'IC Max\n(kW)': 'IC Max (kW)'})

# Guardar el archivo con la información de los tramos y la capacidad mínima
output_file = ruta_base + r'\Tramos_Capacidad_Minima.xlsx'
df_grouped.to_excel(output_file, index=False)

print(f"Archivo guardado en: {output_file}")
```