

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE COSTA RICA ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

Trabajo Final de Graduación para optar por el Título de Ingeniero en
Mantenimiento Industrial con el grado de Licenciatura



*Impacto de la Integración de los Recursos Energéticos Distribuidos en un
Circuito de Distribución Residencial, de Cartago para JASEC , de acuerdo con
el cumplimiento de la Ley 10086*

Autor:

Jose Eduardo Macías Arias

Cartago, noviembre de 2024



Carrera evaluada y acreditada por: Agencia de Acreditación de programas
de Ingeniería y de Arquitectura

Este trabajo está bajo una licencia Creative Commons Atribución-NoComercial-CompartirIgual 4.0
Internacional



Hoja de Datos

Datos personales

Nombre completo: Jose Eduardo Macías Arias

Número de cédula: 305100733

Número de carné: 2021577323

Número de teléfono: +506 86261211

Correo electrónico: jose215216@gmail.com

Dirección exacta de domicilio: Turrialba, Cartago, Costa Rica

Datos de la Empresa

Nombre: Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC)

Actividad Principal: Distribución de Energía Eléctrica e Internet de Fibra Óptica a Cartago

Dirección: Plantel de JASEC, Barrio Fátima 350m norte 125m oeste de la Iglesia María Auxiliadora, Cartago.

Contacto: Ing. Cristian Acuña Brenes

Teléfono: 2550 6800 ext. 7142

OPER-217-2024

Cartago, 11 de Noviembre del 2024

ASUNTO: Aceptación de TFG

**Señor
Ing. Sebastián Mata Ortega
Coordinador de TFG
Mantenimiento Industrial del ITCR**

Estimado señor:

Como es de su conocimiento, el estudiante Jose Eduardo Macías Arias, cédula 305100733, realizó durante el segundo semestre del año 2024 la TFG en JASEC asociado al Impacto de la integración de los Recursos Energéticos Distribuidos en un Circuito de Distribución Residencial, de Cartago para JASEC, de acuerdo con el cumplimiento de la Ley 10086, para optar por el grado de Licenciatura en Mantenimiento Industrial del ITCR.

El trabajo fue finalizado y presentado a nuestra empresa en los últimos días, por lo que posterior a revisar el trabajo realizado por esta persona, JASEC en representación de mi persona, como Director de Operaciones de la empresa, da aceptación formal y a satisfacción del trabajo realizado por este persona y da también por finalizado el periodo de práctica realizado en nuestra empresa.

Agradecemos la ayuda brindada en este proceso y facilitar personal de calidad profesional y personal, como lo es del caso de estudiante Macías Arias.

Sin más por el momento, se suscribe.

**CRISTIAN
ACUÑA BRENES
(FIRMA)**

Firmado digitalmente
por CRISTIAN ACUÑA
BRENES (FIRMA)
Fecha: 2024.11.11
12:22:29 -06'00'

**Ing. Cristian Acuña Brenes
Director, Dirección de Operaciones JASEC**

Cc: Consecutivo

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

Heredia, 7 de noviembre del 2024

Señores

Escuela de Ingeniería Electromecánica

Instituto Tecnológico de Costa Rica (TEC)

Estimados señores:

Leí y corregí el Proyecto Final de Graduación, denominado: **“Impacto de la Integración de los Recursos Energéticos Distribuidos en un Circuito de Distribución Residencial, de Cartago para JASEC, de acuerdo con el cumplimiento de la Ley N10086”**, elaborado por el estudiante **Jose Eduardo Macías Arias**, cédula 305100733, para optar por el grado académico de **Licenciatura en Ingeniería en Mantenimiento Industrial**.

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

Se suscribe de ustedes cordialmente,

ZAYDA

UREÑA ARAYA

(FIRMA)

Firmado digitalmente

por ZAYDA UREÑA

ARAYA (FIRMA)

Fecha: 2024.11.08

09:59:20 -06'00'

Zayda Ureña Araya

Número de carné profesional: 0163840

Teléfono 8726130

Correo electrónico: zaylaud1717@gmail.com

Resumen

Debido a la diversificación de la matriz energética y el impulso de la generación renovable como alternativa al modelo centralizado, promoviendo la producción eléctrica en los puntos de consumo, surge la Ley 10086. Esta normativa exige que las empresas distribuidoras realicen estudios para evaluar la capacidad de alojamiento de DER en sus circuitos.

Por ello se realiza un estudio de la capacidad de alojamiento en el circuito residencial de San Isidro, para la empresa distribuidora JASEC, de conformidad con esta ley.

Para realizar este estudio se realiza una primera etapa donde se actualiza el modelo del circuito mediante el software ETAP®. En esta se simula la condición de demanda máxima, la cual actúa como caso base, siendo esta de 3,94 MW para el día 11 de diciembre del 2023.

Se realiza un escenario de integración de DER a nivel de pequeña escala, donde se asigna DER a todas las cargas del circuito a un nivel de baja tensión y se comienza a inyectar potencia de manera simultánea en todo el circuito hasta el incumplimiento de los criterios de evaluación. Para este escenario se obtiene una capacidad de alojamiento de 17 714 kW distribuida a lo largo del circuito.

El segundo escenario corresponde a la integración a gran escala, en la cual se asignan estos DER en 14 nodos trifásicos de media tensión. De este escenario se obtiene una capacidad máxima de alojamiento de 31 000 kW, la cual va disminuyendo conforme se aleja de la subestación. Donde estas capacidades, en ambos escenarios, representan un límite de integración seguro para los DER sin afectar la operación y calidad de la red.

Por último se realiza un análisis económico donde se recomienda una máxima integración de DER del 10 %, donde a partir del 20 % comienza a generar pérdida de utilidades a JASEC.

Palabras Clave: Capacidad de Alojamiento, DER, Circuito Residencial, Distribución, Ley 10086.

Abstract

Due to the diversification of the energy matrix and the push for renewable generation as an alternative to the centralized model, promoting electricity production at consumption points, Law 10086 was enacted. This regulation requires distribution companies to conduct studies to assess the hosting capacity of DER in their circuits.

Accordingly, a hosting capacity study was conducted on the San Isidro residential circuit for the distribution company JASEC, in compliance with this law.

To carry out this study, an initial stage was undertaken to update the circuit model using ETAP® software. This involved simulating the maximum demand condition, which serves as the baseline case, with a peak demand of 3,94 MW on December 11, 2023.

A small-scale DER integration scenario was then executed, where DERs were assigned to all low-voltage loads across the circuit. Power was gradually injected simultaneously throughout the circuit until evaluation criteria were no longer met. For this scenario, a hosting capacity of 17 714 kW was achieved, distributed along the circuit.

The second scenario involved large-scale DER integration, assigning DERs to 14 three-phase medium-voltage nodes. In this scenario, a maximum hosting capacity of 31 000 kW was obtained, which decreased as the distance from the substation increased. In both scenarios, these capacities represent a safe integration limit for DERs without impacting grid operation and quality.

Finally, an economic analysis recommended a maximum DER integration of 10 %, noting that utility losses for JASEC begin to occur at a 20 % integration level.

Keywords: Hosting Capacity, Distributed Energy Resources, Residential Circuit, Distribution, Law 10086.

Agradecimientos

*Agradezco a mi madre por todo el apoyo, amor y guía que me han permitido ser la persona que soy hoy en día.
Gracias por todo el esfuerzo y sacrificio para darnos las mejores oportunidades a mi y a mis hermanos.*

Agradezco a mi hermano, hermana y padre por su apoyo incondicional.

Gracias a mi mascota Bonny por todo el amor que nos da

Agradezco a mi familia y amigos por estar siempre a mi lado y por todas las lecciones que me han enseñado a lo largo del camino.

Agradezco a todos los profesores y compañeros que de alguna manera contribuyeron a mi formación académica, enriqueciendo mi desarrollo profesional y personal.

A los profesores M.Sc Francisco Piedra, M.Sc Gustavo Gómez y M.Sc Gonzalo Mora por los consejos y guía en el desarrollo de este proyecto.

Al personal de JASEC, especialmente a los ingenieros Ing. Marco Centeno, Ing. Marco Romero y M.Sc Cristian Acuña por toda la ayuda y conocimientos que compartieron en este proyecto.

Dedicatoria

A mi madre, cuyo amor incondicional y apoyo incansable han sido mi mayor fortaleza. Este trabajo no solo es el cierre de una etapa, sino el reflejo de un camino que hemos recorrido juntos, lleno de sacrificios y sueños compartidos. Todo lo que he logrado, lo debo a ti.

Índice general

1. Introducción	1
1.1. Reseña de la empresa	2
1.1.1. Historia	2
1.1.2. Misión	2
1.1.3. Visión	2
1.2. Antecedentes	2
1.3. Planteamiento del Problema	4
1.4. Objetivo general	5
1.4.1. Objetivos específicos	5
1.5. Justificación	6
1.6. Alcance	6
1.7. Viabilidad	7
1.8. Administración del Riesgo	7
1.9. Metodología	8
2. Marco Teórico	11
2.1. Sistemas Eléctricos de Potencia	11
2.2. Generación	12
2.2.1. Fuentes No Intermitentes	12
2.2.2. Fuentes Intermitentes	13
2.3. Transmisión	15
2.4. Distribución	16
2.4.1. Elementos del Sistema de Distribución	17
2.5. Recursos Energéticos Distribuidos	25
2.6. Capacidad de Alojamiento	26
2.6.1. Impacto del DER en un Circuito de Distribución	27
2.6.2. Ley 10086: Promoción y Regulación de Recursos Energéticos Distribuidos a Partir de Fuentes Renovables	31
2.6.3. Criterios de Evaluación de HC	31
3. Modelo del Circuito	33
3.1. Información del Circuito	33
3.2. Actualización del Modelo	34
3.2.1. Subestación	34
3.2.2. Líneas Aéreas	35
3.2.3. Líneas Subterráneas	36
3.2.4. Transformadores de Distribución	37
3.2.5. Elementos de Protección	39

3.2.6. Cargas	39
3.2.7. DER Instalado	42
3.3. Validación del Modelo	44
4. Integración de DER en Pequeña Escala	46
4.1. Asignación de DER en Pequeña Escala	48
4.2. Evaluación de Criterios de Capacidad de Alojamiento	49
4.2.1. Escenario 10 % DER	50
4.2.2. Escenario 20 % DER	50
4.2.3. Escenario 30 % DER	50
4.2.4. Escenario 40 % DER	51
4.2.5. Escenario 50 % DER	51
4.2.6. Escenario 60 % DER	51
4.2.7. Escenario 70 % DER	52
4.2.8. Escenario 80 % DER	52
4.2.9. Escenario 90 % DER	52
4.2.10. Escenario 100 % DER	53
4.3. Mapa de Capacidad de Alojamiento en Pequeña Escala	54
5. Integración de DER a Gran Escala	58
5.1. Asignación de DER en Gran Escala	60
5.2. Evaluación de Criterios de Capacidad de Alojamiento	63
5.2.1. Sobrecarga de conductores	63
5.2.2. Aumento de Corrientes de falla	64
5.3. Mapa de Capacidad de Alojamiento en Gran Escala	67
6. Análisis Económico	72
6.1. Modelo de Negocio	72
6.2. Costos por Compra de Energía y Potencia	72
6.2.1. Costos CSI Diciembre 2023	73
6.3. Ingresos por Venta de Energía y Potencia	73
6.3.1. Ingresos CSI Diciembre 2023	74
6.4. Margen de Operación	74
6.5. Integración DER	75
6.5.1. Tarifas Generación Distribuida	75
6.5.2. Efecto de la Integración de un sistema PV	76
6.5.3. Impacto en la Integración de DER en Pequeña Escala	78
Bibliografía	83
7. Apéndices	84
7.1. Hojas de Fabricante	84
7.2. Información de Elementos del Circuito	85
7.3. Resultados en Gran Escala	90
7.4. Script	92

Índice de figuras

1.1. Introducción de los sistemas de DG en Costa Rica	3
1.2. Procedimiento capacidad de penetración de DER en pequeña escala	8
1.3. Asignación de DER en gran escala	9
1.4. Procedimiento capacidad de penetración de DER en gran escala	9
1.5. Diagrama de flujo de relación de objetivos	10
2.1. Estructura EPS	11
2.2. Diagrama de bloques para generación con unidades síncronas	12
2.3. Aerogenerador	13
2.4. Efecto de la temperatura en la potencia de un PV	13
2.5. Perfil de irradiación	14
2.6. Ensamblaje del generador fotovoltaico	14
2.7. Modelo de un sistema PV	14
2.8. Transmisión de energía	15
2.9. Circuito equivalente de una línea de transmisión	15
2.10. Subestación reductora con sus alimentadores	16
2.11. Nodos de un circuito de distribución radial	17
2.12. Líneas aéreas de distribución	17
2.13. Montaje líneas primarias	18
2.14. Sistema URD	18
2.15. Diagrama de conexión de un transformador monofásico de distribución	19
2.16. Diagrama de conexión de un transformador estrella abierta-delta abierta	19
2.17. Diagrama de conexión de un transformador trifásico de distribución	20
2.18. Perfil de tensión en un circuito de distribución radial	20
2.19. Principio de regulación de LTC	21
2.20. Dispositivos de protección en un circuito de distribución radial	22
2.21. Zonas de protección	22
2.22. Curvas de tiempo-corriente de un reconectador y fusible	23
2.23. Perfil de demanda de una carga	23
2.24. Perfil de demanda del alimentador	24
2.25. DER y DG en una micro red	25
2.26. HC y su efecto en la operación del sistema	26
2.27. Reducción de alcance de la protección	27
2.28. Disparo indebido	28
2.29. Modelo de dinámica promedio de un PV	29
2.30. Perfil de tensión con DER	29
2.31. Mapa de capacidad de penetración	30
2.32. Proceso para determinar la capacidad de penetración por circuito de distribución	31

3.1. Circuito de distribución residencial San Isidro	33
3.2. Línea primaria de distribución en ETAP®	35
3.3. Nodos y líneas primarias	36
3.4. Línea subterránea en ETAP®	37
3.5. Configuración de transformador monofásico en ETAP®	37
3.6. Banco de 20 kVA en fases B y C en ETAP®	38
3.7. Configuración transformador trifásico en ETAP®	38
3.8. Perfil de carga del alimentador del CSI	39
3.9. Aporte al consumo total del mes de diciembre de 2023	40
3.10. Perfil de demanda de las cargas CSI	41
3.11. Cargas BT agrupadas	42
3.12. Perfil de generación de la DG presente en el CSI	43
3.13. Modelado del DER en ETAP®	43
3.14. Aporte de 1.2 p.u de corriente de falla en ETAP®	44
3.15. Simulación demanda máxima del circuito	44
3.16. Unifilar CSI	45
4.1. Herramientas de escenarios ETAP®	46
4.2. Configuración de escenarios en pequeña escala en ETAP®	46
4.3. Procedimiento para determinar la capacidad de alojar DER en pequeña escala con ETAP®	47
4.4. Incremento de DER en pequeña escala	49
4.5. Herramienta creación de vectores en QGIS®	54
4.6. Atributos de la capa	55
4.7. Configuración mapa web	55
4.8. Mapa de capacidad de alojamiento en pequeña escala CSI	56
4.9. Capacidad de alojamiento en nodos	57
5.1. Configuración de escenarios en gran escala en ETAP®	58
5.2. Procedimiento para determinar la capacidad de alojar DER en gran escala con ETAP®	59
5.3. Ubicación de los nodos trifásicos en MT por evaluar	61
5.4. Conexión del DER al nodo 001 en ETAP®	62
5.5. Red compuesta en ETAP®	62
5.6. Incremento de DER a pasos de 5000 kW en ETAP®	62
5.7. Atributos capa gran escala	68
5.8. Herramienta creación de ruta en QGIS®	68
5.9. Líneas primarias MT trifásicas	69
5.10. Configuración mapa web para gran escala	69
5.11. Mapa capacidad de alojamiento gran escala CSI	70
5.12. Capacidad de Alojamiento en Alimentador	71
6.1. Modelo negocio de distribución	72
6.2. Utilidades según el nivel de integración del DER	78
7.1. Ampacidad conductores	84

Índice de tablas

2.1. Potencias nominales de transformadores de distribución (kVA)	19
2.2. Contribución a la corriente de falla según el tipo de tecnología DER	28
2.3. Tensiones nominales de distribución del SEN	29
3.1. Elementos del CSI	34
3.2. Magnitudes cortocircuito	35
3.3. Reconectores CSI	39
3.4. Proyectos DG en el CSI	42
4.1. Aumento DER en pequeña escala	48
4.2. Buses bloqueados para un escenario de 20 % de DER	50
4.3. Buses bloqueados para un escenario de 30 % de DER	50
4.4. Buses bloqueados para un escenario de 40 % de DER	51
4.5. Buses bloqueados para un escenario de 50 % de DER	51
4.6. Buses bloqueados para un escenario de 60 % de DER	51
4.7. Buses bloqueados para un escenario de 70 % de DER	52
4.8. Buses bloqueados para un escenario de 80 % de DER	52
4.9. Buses bloqueados para un escenario de 90 % de DER	52
4.10. Capacidad de alojamiento en pequeña escala	53
4.11. Potencia instalada de transformadores.	53
4.12. Ejemplo de estructura capa de pequeña escala	54
5.1. Nodos trifásicos en MT por evaluar	60
5.2. Aplicación de criterios para nodo 001	63
5.3. Aplicación de criterios para nodo 002	63
5.4. Aplicación de criterios para nodo 003	64
5.5. Aplicación de criterios para nodo 004	64
5.6. Aplicación de criterios para nodo 006	64
5.7. Aplicación de criterios para nodo 013	65
5.8. Aplicación de criterios para nodo 005	65
5.9. Aplicación de criterios para nodo 007	65
5.10. Aplicación de criterios para nodo 014	65
5.11. Aplicación de criterios para nodo 008	66
5.12. Aplicación de criterios para nodo 015	66
5.13. Aplicación de criterios para nodo 009	66
5.14. Aplicación de criterios para nodo 010	66
5.15. Aplicación de criterios para nodo 016	67
5.16. Capacidad de alojar DER por nodo	67

5.17. Ejemplo de estructura de capa en gran escala	67
6.1. Tarifas de compra de energía y potencia al ICE	73
6.2. Costo por compra de energía	73
6.3. Costo por compra de potencia	73
6.4. Tarifa residencial	73
6.5. Tarifa comercial e industrial	74
6.6. Tarifa preferencial	74
6.7. Tarifa T-MT	74
6.8. Ingresos por venta de energía y potencia	74
6.9. Margen de operación	74
6.10. Tarifas DG	76
6.11. Reducción costos por concepto de energía	76
6.12. Ingresos por tarifa DG	77
6.13. Compra excedentes	77
6.14. Ingresos por incorporación de PV	77
6.15. Margen de operación por PV	77
6.16. Utilidades según el nivel de integración de DER	78
7.1. Perfil de Generación PV en Cartago	85
7.2. Detalles transformadores	86
7.2. Detalles transformadores (Continuación)	87
7.2. Detalles transformadores (Continuación)	88
7.2. Detalles transformadores (Continuación)	89
7.2. Detalles transformadores (Continuación)	90
7.3. Corriente en nodos	90
7.4. Corrientes de cortocircuito en caso base	91
7.5. Reporte Circuito San Isidro	91

Nomenclatura

AMI	Infraestructura de Medición Avanzada
ARESEP	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos
AT	Alta Tensión
AVR	Regulador Automático de Voltaje
BT	Baja Tensión
CSI	Circuito San Isidro
DER	Recursos Energéticos Distribuidos
DG	Generación Distribuida
DOCSE	División Operación y Control del Sistema Eléctrico
EPR	Empresa Propietaria de la Red
ERNC	Energías Renovables y no Convencionales
Ev	Vehículos Eléctricos
FP	Factor de Potencia
GIS	Sistema Información Geográfica
HAWT	Turbina Eólica de Eje Horizontal
HC	Capacidad de Alojamiento
ICE	Instituto Costarricense Electricidad
IEA	Agencia Internacional de Energía
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos
ITCR	Instituto Tecnológico de Costa Rica
JASEC	Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago
MINAE	Ministerio de Ambiente y Energía
MT	Media Tensión
P	Potencia Activa
p.u	Por Unidad
PNE	Plan Nacional de Energía
PND	Plan Nacional de Desarrollo
PV	Panel Fotovoltaico
Q	Potencia Reactiva
S	Potencia Aparente

SCADA	Supervisión Control y Adquisición de Datos
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SEP	Sistemas Eléctricos de Potencia
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
TDA	Distorsión Armónica Total
VAWT	Turbina Eólica de Eje Vertical

Capítulo 1

Introducción

En Costa Rica la mayor parte de las fuentes de energía que constituyen la matriz energética provienen de fuentes renovables; de acuerdo con [1], tan solo del 2022 al 2023 hubo un crecimiento del 11,39 % en la generación de energía solar fotovoltaica. El Plan Nacional de Energía (PNE), así como los objetivos de desarrollo sostenible (ODS), fomentan la diversificación de la matriz energética por medio de la inclusión de energías renovables. Es por ello que el aumento en la integración de fuentes de energía renovable intermitentes en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), junto con el desarrollo tecnológico de los recursos energéticos distribuidos y su adopción en la red eléctrica nacional desde 2015 hasta la actualidad, hace necesario establecer un proceso para determinar la capacidad segura de integración de estas energías renovables intermitentes en el SEN [2].

Por este motivo, se establece la Ley 10086: Promoción y regulación de recursos energéticos a partir de fuentes renovables, en la cual se indica que se debe mantener actualizada la capacidad de penetración de los distintos recursos energéticos por circuito de distribución que se integran al SEN [3]. Junto con esta ley aparece la resolución RE-0095-JD-2023: Procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución que se integra con las redes de distribución del SEN, publicada el 4 de septiembre del 2023, donde se establece a detalle el procedimiento y las consideraciones por realizar, para determinar la capacidad de alojamiento de recursos energéticos distribuidos (DER) por circuito de distribución.

Las distintas compañías distribuidoras están sujetas a esta regulación, por lo que el presente trabajo busca determinar la capacidad de alojar DER en uno de los circuitos de distribución de la compañía Junta Administrativa de Servicios Eléctricos de Cartago (JASEC), empleando la metodología de la Ley 10086, propuesta por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP).

El trabajo se compone de cuatro etapas: actualizar el modelo del circuito de estudio, determinar la capacidad de alojar DER en un escenario de pequeña escala, determinar la capacidad de alojar DER en un escenario de gran escala y un análisis económico que considere el impacto de los diversos niveles de integración en las utilidades que genera la empresa con el circuito de estudio.

La actualización del modelo del circuito de estudio de JASEC se realiza con base en el circuito georreferenciado, donde se tiene la ubicación geográfica y las características eléctricas de los componentes que conforman un circuito de distribución. Con esta información se contrasta el modelo realizado en ETAP® en trabajos anteriores, y se actualiza según las diferencias encontradas con el último levantamiento del circuito georreferenciado. Una vez actualizado, se valida mediante corridas de flujos de potencia y cortocircuito que actuarán como modelo base, y donde se realizan las simulaciones para determinar la capacidad de alojamiento.

La segunda etapa de determinar la capacidad de alojar DER en pequeña escala se lleva a cabo al seguir el procedimiento establecido en la metodología, donde se toma el modelo del circuito actualizado y se comienza a asignar DER en todos los nodos de baja tensión a un paso determinado. En cada uno de estos pasos se evalúan si se da algún incumplimiento de alguno de los criterios establecidos en la ley, estando estos relacionados con criterios de tensión, de corriente y térmicos. Una vez se determina la capacidad de alojamiento se realizan mapas que muestren estos resultados para el circuito.

Para determinar la capacidad de alojamiento en el escenario de gran escala, de igual manera se realiza acorde con el procedimiento establecido, donde para este escenario se evalúan únicamente nodos trifásicos de media tensión. En gran escala comienza a asignar DER a un paso determinado por el nivel de tensión del circuito, y en cada uno de estos pasos se revisan los criterios mencionados anteriormente, para determinar la capacidad de alojar DER. Al igual que en pequeña escala, se realiza un mapa que permite visualizar los resultados, y un informe que muestra el resumen de los resultados para ambos escenarios de acuerdo con lo solicitado por la normativa.

Por último se analiza el impacto económico de integrar DER en el circuito de estudio, donde se busca observar cómo se reducen los costos asociados a la compra de energía y potencia, en este caso al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), por parte de JASEC, dado que el DER abarcará una parte de esta demanda de los usuarios, y por otro lado, cómo se ven reducidos los ingresos de la distribuidora por la no venta de esta energía y potencia a sus abonados como motivo de la incorporación del DER. Con esto se pretende ver como se ven afectadas las utilidades de la empresa, para el circuito de estudio, para diversos niveles de integración de DER.

1.1. Reseña de la empresa

1.1.1. Historia

En el año 1961 en la provincia de Cartago, un aumento en las tarifas eléctricas y deficiencias en el servicio desataron protestas que culminaron en la formación de una empresa eléctrica local. El movimiento se fortaleció con el apoyo de diversos sectores de la sociedad, incluyendo manifestaciones públicas y el respaldo popular. Finalmente, después de más de dos años y medio de lucha, el apoyo ciudadano y la presión sobre el gobierno llevaron a la creación de la Junta Administrativa de Servicios Eléctricos de Cartago (JASEC) [4].

1.1.2. Misión

Contribuir al progreso de la zona servida, mediante la prestación eficiente de servicios públicos de calidad, con los más altos principios éticos que impulsan el desarrollo sostenible y la responsabilidad social.

1.1.3. Visión

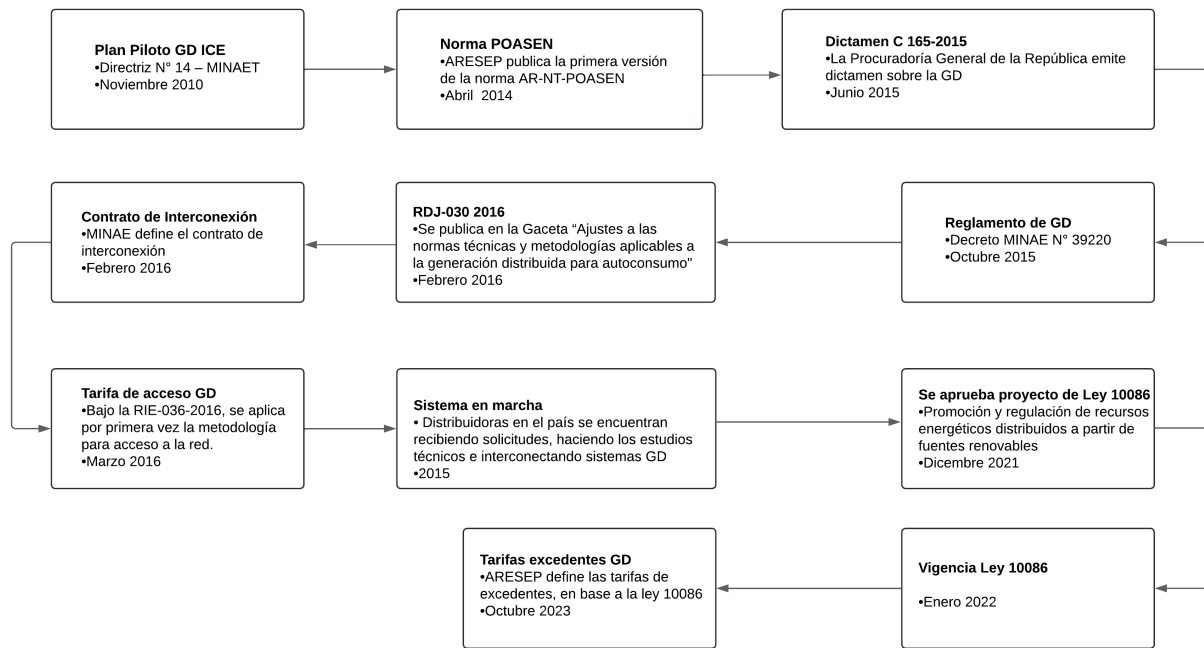
Ser una empresa que garantice a sus clientes calidad y continuidad en los servicios que presta, por medio de su sostenibilidad financiera y operativa, como un agente innovador y competitivo en el mercado eléctrico y de Infocomunicaciones.

1.2. Antecedentes

En la actualidad el modelo eléctrico de Costa Rica se encuentra en una etapa de transición, por lo que se encuentra en un punto de cambiar del modelo convencional de generación, transmisión y distribución de energía a un modelo alternativo, donde la generación de energía se acerca directamente al consumidor. En los próximos años, la introducción de nuevos avances tecnológicos y modelos de negocio facilitará la evolución gradual del modelo eléctrico del país. La generación distribuida tendrá un papel crucial en esta evolución, siempre y cuando se integre de manera efectiva en la red y se convierta en un componente eficiente en términos de producción, gestión y uso de la energía, más que simplemente actuar como una conexión básica para suministrar energía eléctrica [5].

El acceso a los sistemas de generación distribuida (DG) está regulado por la normativa AR-NT-POASEN: “Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional”, la cual establece las condiciones técnicas generales que regirán la planificación, desarrollo y operación del SEN, así como las condiciones técnicas, contractuales, comerciales y tarifarias para el acceso de los diversos interesados que deseen conectarse a dicho sistema [5]. La figura 1.1 muestra los procesos por los que ha pasado la DG hasta llegar a la situación actual.

Figura 1.1: Introducción de los sistemas de DG en Costa Rica



Fuente: Elaboración propia basada en [5]

En la actualidad, la Ley 10086 está vigente y las compañías distribuidoras se encuentran realizando diversos proyectos para cumplir con la implementación de esta ley. En los años 2022 y 2023, se hicieron cuatro proyectos en JASEC que servirán como base para este proyecto.

El proyecto desarrollado por [6], comenzó el estudio del modelado y comportamiento del circuito de distribución de San Isidro, esto como un primer acercamiento para el análisis de la penetración de recursos distribuidos de generación solar en este circuito de distribución de JASEC. Por su parte, [7] realizó un estudio de penetración de energía fotovoltaica dentro de la red, incorporando almacenamiento electroquímico para la gestión de la demanda. Morales [8] desarrolla el modelado y estudio del comportamiento y respuesta del circuito Parque Industrial a distintos escenarios de integración de recursos distribuidos, esto para pequeña escala. Finalmente, [9] actualiza el modelo y simulación del circuito de distribución de San Isidro, para la evaluación del comportamiento del sistema relacionado con el flujo de potencia y perfiles de tensión para un escenario de pequeña escala.

A nivel regional, estudios como el de [10], han determinado la capacidad máxima de generación solar fotovoltaica en sistemas de distribución industrial radial de 34,5 kV, bajo los estándares establecido por la Norma Técnica Colombiana NTC 5001.

Si bien la vigencia del procedimiento para determinar la capacidad de penetración de DER entra en el país en el año 2023, desde años anteriores se han realizado estudios que enfocan diversos procedimientos. El estudio hecho por [11], explora cuatro métodos para determinar la capacidad de penetración de DER en el sistema: el método determinístico, el estocástico, el optimizado y el simplificado. Además, destaca las herramientas existentes en el mercado para realizar estos estudios, donde se mencionan otros software como PSS, DIgSILENT, NEPLAN, Synergi y CYME.

Por otro lado, se encuentran estudios de capacidad de penetración de DER o DG en circuitos de distribución radiales como el estudio realizado por [12] desde el año 2016, donde se evalúa esta capacidad mediante la aplicación de criterios de tensión, cortocircuito y térmicos. Durante este mismo año, [13] presenta una investigación donde se determina la capacidad máxima de alojar paneles fotovoltaicos en un circuito de distribución tomando como referencia el impacto que esto genera en el perfil de tensión del alimentador.

Estas investigaciones evidencian la necesidad de estudios que permitan asegurar una óptima integración de DER en los circuitos de distribución como ya se ha realizado en otros países, y como lo establece la normativa costarricense en la actualidad.

1.3. Planteamiento del Problema

Las fuentes de energía se pueden clasificar como intermitentes y no intermitentes. Las fuentes intermitentes se catalogan de esta manera debido a las variaciones en pequeños periodos de tiempo, ocasionadas por la dependencia de factores externos como lo pueden ser la ausencia de sol o viento como sucede con la energía solar y eólica. La energía solar presenta otro inconveniente, esta no se encuentra presente en la noche y, de acuerdo con [14] esta característica implica que el sistema eléctrico necesita tener la capacidad de respaldo para asegurar el suministro continuo de energía, especialmente cuando se integran más fuentes de este tipo. Esto significa que habrá restricciones en su integración, determinadas por el equilibrio entre costos y beneficios.

Por otro lado, la inyección de energía procedente de esta fuente tiene ciertas implicaciones en el SEN; estudios como el de [10], indican que pueden provocar alteraciones en los niveles de tensión, como variaciones, desequilibrios y sobretensiones, junto con cambios en los esquemas de protección y problemas de calidad de energía en la red de distribución.

El informe de [15] explica que el impacto de la incorporación del DER a los circuitos de distribución depende de múltiples factores, como lo pueden ser el tipo de tecnología de DER, la localización, las cargas presentes en el circuito, las prácticas de puesta a tierra, entre otros. También se explica que la incorporación, a ciertos niveles, puede tener beneficios a nivel de indicadores, además de cubrir una parte de la demanda de las cargas. Sin embargo, la importancia de realizar estos estudios es determinar a qué nivel de penetración supone un problema para los perfiles de tensión, coordinación de protecciones y desbalances, entre otros aspectos.

Con la vigencia de la Ley 10086, desde el 7 de enero del 2022, las compañías distribuidoras se encuentran sujetas al cumplimiento de este marco legal, donde, entre las obligaciones, se encuentra realizar inversiones y estudios técnicos para la adecuada integración a la red. Con esto se busca cumplir con los principios de eficiencia, eficacia y servicio al costo, así como mantener actualizada la capacidad de penetración de DER por circuito [3].

Muchos de los circuitos en las compañías distribuidoras carecen de estudios que evalúen estas capacidades de alojamiento, lo que puede comprometer la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico al instalar DG en ubicaciones del circuito donde esta no sea admisible.

Ante la incertidumbre sobre el impacto de los DER en los diferentes circuitos y la necesidad de cumplir con lo establecido por la Ley 10086, el presente trabajo determina la capacidad de alojamiento de DER en kW para un circuito de distribución residencial, de acuerdo con el procedimiento establecido en la normativa, y estimar el impacto económico en las utilidades de la distribuidora para diversos niveles de alojamiento en el circuito de estudio.

Este análisis permite conocer los diferentes niveles de capacidad que tiene el circuito en diversas zonas, así como los criterios técnicos que determinan este límite de integración. Con esto JASEC se asegura una adecuada incorporación de futuros proyectos de DG, así como el cumplimiento de las disposiciones establecidas en la ley L0086.

1.4. Objetivo general

Estudiar el comportamiento de un circuito de distribución residencial de baja y mediana tensión de la provincia de Cartago para JASEC en pequeña y gran escala, por medio del software ETAP®[®], para el cumplimiento de la Ley 10086.

1.4.1. Objetivos específicos

- Actualizar el modelo de un circuito de distribución residencial, con base en los elementos georreferenciados de la red, para el estudio del comportamiento del sistema mediante el software de simulación.
- Analizar los criterios establecidos por la normativa en un circuito residencial en pequeña escala, mediante el software de simulación, para el establecimiento de los límites seguros de integración de los recursos energéticos distribuidos a la red eléctrica.
- Realizar un estudio de capacidad de alojamiento de los recursos energéticos distribuidos, mediante la revisión de los criterios establecidos por la normativa en un circuito residencial a gran escala, para la efectiva integración a la red eléctrica.
- Determinar el impacto económico de diversos escenarios de integración de generación distribuida, a partir de las tarifas establecidas por la autoridad reguladora para la identificación de oportunidades y riesgos.

1.5. Justificación

El decreto N° 40203-PLAN-RE-MINAE publicado en el año 2015, establece que Costa Rica se suscribe a la Agenda 2023 para el Desarrollo Sostenible, donde se indica que "cuyos compromisos son coherentes con los tres pilares contenidos en el Plan Nacional de Desarrollo 2015-2018 y por lo tanto se hace necesario elaborar una propuesta funcional para cumplir con su planificación, implementación y seguimiento en Costa Rica"[16]. Ese mismo año se establece el PNE 2015-2030, el cual se encuentra inspirado en el Plan Nacional de Desarrollo (PND), y donde se busca establecer cambios en el SEN para alienarse con los ODS correspondientes.

El PNE [14] cuenta con siete ejes, de los cuales cuatro corresponden al sector eléctrico: en la senda de la eficiencia energética, en procura de una generación distribuida óptima, en ruta de la sostenibilidad de la matriz eléctrica y en torno a la sostenibilidad del desarrollo eléctrico. El eje en ruta de la sostenibilidad de la matriz energética tiene entre sus objetivos la diversificación de las fuentes de energía eléctrica, lo que fomenta la implementación gradual de energías renovables y no convencionales (ERNC) mediante criterios técnicos y económicos.

De acuerdo con datos del DOCSE [1], en el año 2012 se generaban 0,32 GWh a partir de la energía solar, mientras que en el 2023 se estiman 8,95 GWh por lo que su implementación ha ido en crecimiento, como se estableció en el PNE. Aún así la energía solar solo representa un 0,07 % de la matriz energética, y por eso es importante conocer el potencial impacto de la implementación en el SEN a mayor escala.

Por otro lado, la Ley 10086 establece el marco normativo sobre el cual las empresas distribuidoras se deben regir para garantizar la integración eficiente, segura y sostenible de recursos energéticos distribuidos basados en fuentes de energías renovables. En este contexto, JASEC aún necesita de estudios en algunos de sus circuitos sobre el impacto de la inyección de energía solar en la red, desconociendo potenciales inconvenientes técnicos y económicos que se pueden presentar.

Por lo que este trabajo es de gran relevancia para JASEC, dado que estudiar el comportamiento de uno de sus circuitos residenciales permite evaluar el impacto del DER y, por ende, la capacidad de alojamiento del circuito. Esto garantiza una integración eficiente, segura y sostenible para los abonados, alineándose con los requisitos establecidos por la Ley 10086.

1.6. Alcance

El alcance de este proyecto es explicativo, ya que determina la capacidad de penetración del DER en el circuito de distribución de San Isidro, de conformidad con la Ley 10086, así como las causas de este resultado. Para ello se realizan escenarios de DER en gran y pequeña escala, donde se define gran escala como la de los medios de DG para autoconsumo con una potencia instalada mayor a 5 MW, y pequeña escala con potencia menor o igual a 5 MW [2]. Estos escenarios se realizan de manera estática, es decir, en estado estable y no en el dominio del tiempo, pues la metodología establece simular las condiciones del circuito en un momento específico, siendo este el momento de mayor demanda del circuito.

Para el proyecto, se cuenta con el modelo del circuito de San Isidro proporcionado por JASEC, el cual se actualizará de acuerdo con las información proporcionada por el departamento de Sistemas de Información Geográfica (GIS) como primer objetivo.

En el segundo objetivo se generan escenarios de integración de DER en todas la barras en baja tensión a nivel monofásico y trifásico, donde el DER se modela como máquinas de inducción con factor de potencia unitario, esto según lo establecido por la normativa, para conocer las capacidad de alojamiento de DER en los nodos del circuito.

Se realizará como tercer objetivo, determinar las capacidades de penetración de DER en gran escala. Para ello se generan únicamente escenarios de la implementación de DER en los nodos trifásicos de media tensión, donde se determinará la cantidad de nodos por evaluar según los resultados de los flujos de potencia en el escenario base. De conformidad a la Ley 10086, se deben analizar al menos 10 nodos trifásicos.

Con estos dos objetivos se busca generar un mapa interactivo en línea de capacidad de alojamiento de DER para el circuito de estudio mediante la herramienta de QGIS®. También un informe a modo de resumen, según lo establecido por la normativa, donde se muestran las consideraciones realizadas para el estudio.

Como último objetivo, se busca estimar el impacto de los diferentes niveles de integración de DER, en pequeña escala, en las utilidades que obtiene la empresa por el circuito de San Isidro. Para ello se deben considerar los conceptos de ingresos por venta de energía y potencia a sus clientes, así como los costos de comprar esta energía y potencia al generador, en este caso al ICE. No se estudia el escenario de gran escala, ya que las inyecciones de potencia son de grandes magnitudes, lo que implicaría que se trata de generadores privados que conllevan implicaciones legales que se escapan de este estudio.

1.7. Viabilidad

Para el desarrollo del proyecto es necesario contar con una licencia activa de ETAP®[®], así como Python y QGIS®.

Para el caso de ETAP® se proporcionan dos licencias, una por parte de JASEC y otra por parte de ETAP®, esta última se consigue mediante el profesor M. Sc. Gustavo Gómez a través del Instituto Tecnológico de Costa Rica (ITCR). Ambas licencias cuentan con los módulos necesarios para realizar flujos de potencia y cortocircuito balanceados, pero en el caso de la licencia obtenida por el ITCR no se cuenta con los módulos para llevar a cabo estos mismos estudios en circuitos desbalanceados. En el caso de la licencia de JASEC, sí cuenta con el módulo de flujo de potencia desbalanceado, pero no con el de cortocircuito.

Por otro lado, no se cuenta aún con el módulo de exportación del GIS a ETAP®, por lo que la actualización del modelo del circuito de San Isidro debe ser manual, ya que no es posible migrarlo desde el modelo georreferenciado. Además, tampoco se cuenta con el módulo de Feeder Hosting Capacity, por lo que la asignación de DER se debe realizar de forma manual.

El software de QGIS® es de acceso libre, por lo que no se necesita de una licencia para acceder al modelo georreferenciado proporcionado por JASEC y para generar los mapas.

Finalmente, para Python, lo único que se necesita es contar con el entorno de desarrollo adecuado instalado en el equipo. Se recomienda la utilización de editores como lo es el VS Code, además de los complementos necesarios para analizar los datos, como lo son las librerías de Pandas, NumPy, Matplotlib y scikit learn.

1.8. Administración del Riesgo

Para llevar a cabo el proyecto, se necesita utilizar la licencia del software ETAP® 22.5.0, que ofrece una amplia gama de módulos para el análisis de circuitos. Sin embargo, no se cuenta con el módulo de Feeder Hosting Capacity para asignar DER al circuito como se mencionó anteriormente, lo que implica una alta demanda del tiempo para configurar los escenarios de pequeña y gran escala. El circuito de San Isidro cuenta con 292 transformadores, a los cuales se les debe hacer esta asignación y configuración de escenarios en el caso de pequeña escala.

Por otro lado, no se cuenta con el módulo ni el trabajo previo necesario para la migración del modelo actualizado desde QGIS® a ETAP®, por lo que la actualización debe ser manual.

Las licencias ETAP® no cuentan con el módulo de cortocircuito desbalanceado, lo cual es una limitante para la evaluación de criterios de corriente, ya que el circuito de San Isidro es desbalanceado. En el caso de gran escala, dado que la asignación de DER y el impacto de este se da en los nodos de media tensión trifásicos, no suponen un gran inconveniente, pero sí en el de pequeña escala, porque gran parte de las cargas y nodos por evaluar en baja tensión se encuentran de manera monofásica. Para resolver este inconveniente se toman como referencia los cargas en baja tensión trifásicas, para determinar si a nivel de baja tensión el impacto de los criterios de corriente es considerable.

La licencia de ETAP® 22.5.0 tiene un límite de mil barras, lo que se debe considerar en el modelado del circuito de San Isidro, ya que se trata de un circuito con 292 transformadores y más de 3000 abonados. Por ello se establecen rangos de distancias de acometidas al transformador, y se agrupan cargas en baja tensión en estos rangos.

En relación con el modelado, JASEC no tiene una infraestructura de medición avanzada (AMI), por lo que no se cuenta con medidores inteligentes que registren el perfil de demanda de cada una de las cargas. Sin embargo, JASEC sí cuenta con el perfil de demanda del alimentador del circuito mediante su sistema de adquisición de datos y control supervisado (SCADA), por lo que se utiliza dicha información para modelar las cargas de manera que se simule la condición crítica del circuito.

Un aspecto por considerar es la información proporcionada por el departamento del GIS, ya que esta se encuentra en continua revisión. Inicialmente, el propósito del GIS consistía en tener el modelo del circuito para la gestión de activos, pero, con la vigencia de la Ley 10086, se ha ido depurando la información hacia un GIS eléctrico para una futura migración a software de simulación como ETAP®. Bajo este aspecto, en el levantamiento más reciente del GIS, se identifican las cargas cuya medición se realiza a nivel de media tensión, pero no su respectivo transformador. Para solucionar este problema, una vez se modelan estas cargas se les asigna el tamaño de transformador comercial más cercano. Esto constituye una variable clave en los resultados obtenidos del estudio de pequeña escala, ya que, al desconocer la verdadera capacidad de estos transformadores, la inyección de DER a estos nodos podría variar con respecto a los resultados obtenidos.

1.9. Metodología

Se debe comenzar recopilando la información correspondiente al modelado del circuito, que a su vez es de utilidad para el resto de los objetivos. Dicha información se debe solicitar a los departamentos de: cobro, servicios técnicos, operación de la red y GIS. El departamento de cobro proporciona la información de ingresos por conceptos de venta de energía y potencia, pero también el consumo de energía de los usuarios y potencia, según se requiera. El departamento de servicios técnicos facilita la información de proyectos DG instalados en el circuito, el cual debe ser considerado en uno de los casos base del circuito. La información de corrientes de cortocircuito de la subestación y el perfil del alimentador medido por el SCADA la brinda el departamento de operación de la red. Finalmente, el modelo del circuito georreferenciado en QGIS® lo provee el departamento de GIS.

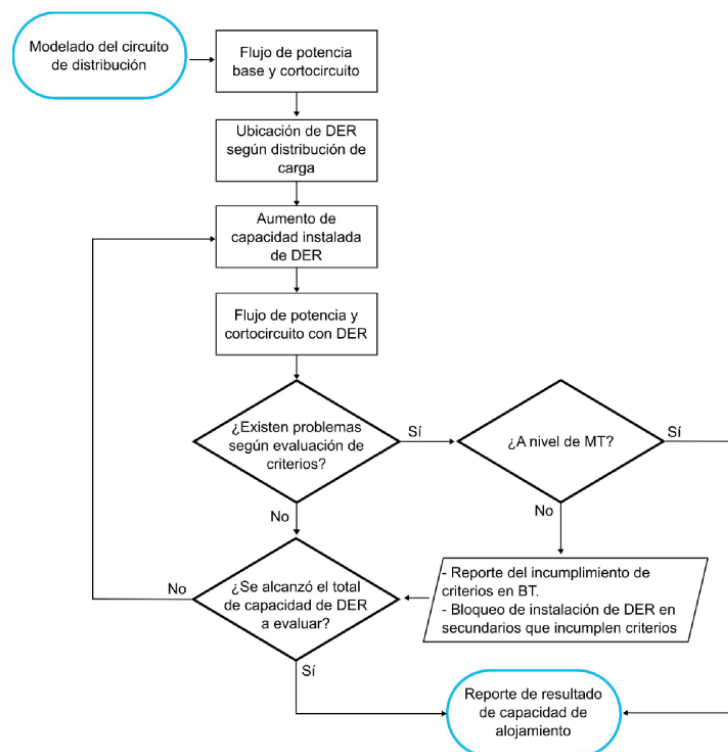
Con esta información, se procede a revisar y actualizar el modelo del circuito en ETAP® con la información proporcionada por el GIS, según corresponda. Seguidamente, se determina el día y hora para la simulación de las condiciones del circuito, a partir del perfil de demanda del alimentador del circuito con la información recopilada por el SCADA. Una vez se obtiene el perfil, dado que no se cuenta con un sistema AMI, se determina el aporte en p.u de cada una de las cargas del circuito para simular el estado del circuito en dicho momento.

Con el modelo listo, se valida mediante la simulación de flujos de potencia y cortocircuito, para verificar que no existan errores en su configuración.

Seguidamente, se comienza con los escenarios base, uno donde se considera el DER existente el circuito y otro donde no. En esta etapa se realizan simulaciones de flujos de potencia y cortocircuito, esto para registrar los niveles de tensión, desbalance y corrientes de cortocircuito a lo largo del circuito y emplearlos como la información de referencia, con lo cual se cumpliría el primer objetivo.

Con respecto al segundo objetivo, el escenario de pequeña escala, la asignación del DER se realiza en todas las barras en baja tensión del circuito y se incrementa la asignación de DER simultáneamente. En este caso el paso al que se incrementa el DER se mide en kW, y la asignación de potencia nominal no debe ser superior a la del transformador de distribución correspondiente. De igual manera se realizan simulaciones de flujos de potencia y cortocircuito, donde, en el momento en que se incumpla alguno de los criterios en uno o varios nodos, se registra la capacidad máxima de penetración en dicho nodo y se continúa con el resto de nodos en baja tensión. El procedimiento finaliza cuando se incumple alguno de los criterios a nivel de media tensión o bien no haya más DER por evaluar. La figura 1.2 muestra el diagrama de flujo de dicho procedimiento.

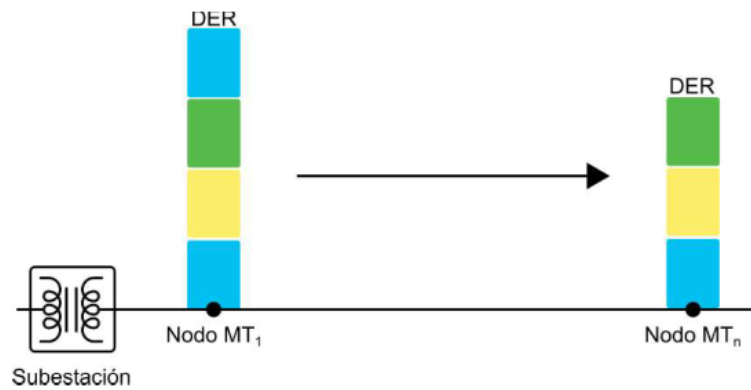
Figura 1.2: Procedimiento capacidad de penetración de DER en pequeña escala



Fuente: [2]

Para el escenario de gran escala, correspondiente al tercer objetivo, se localizan los nodos por estudiar, siendo estos los nodos con mayor inyección de potencia, cercanos a elementos de protección o bien en ubicaciones alejadas de la cabecera, donde se deben establecer al menos 10 nodos trifásicos en media tensión. Una vez designados los nodos por analizar, se procede a determinar la capacidad máxima de penetración de DER, esto mediante la inyección de potencia de DER que se conecta a un transformador de la misma potencia nominal con conexión estrella aterrizada - estrella aterrizada. En el caso del circuito de San Isidro, el nivel de tensión es de 34,5 kV por lo que el paso en el que se aumenta el DER es de 1 000 kW. Se realizan corridas de flujos de potencia y cortocircuito, donde en cada una de estas se revisan los criterios establecidos por ARESEP [2]; cuando alguno de estos criterios se incumple se registra la capacidad máxima de penetración y se avanza al siguiente nodo, como se ilustra en la figura 1.3.

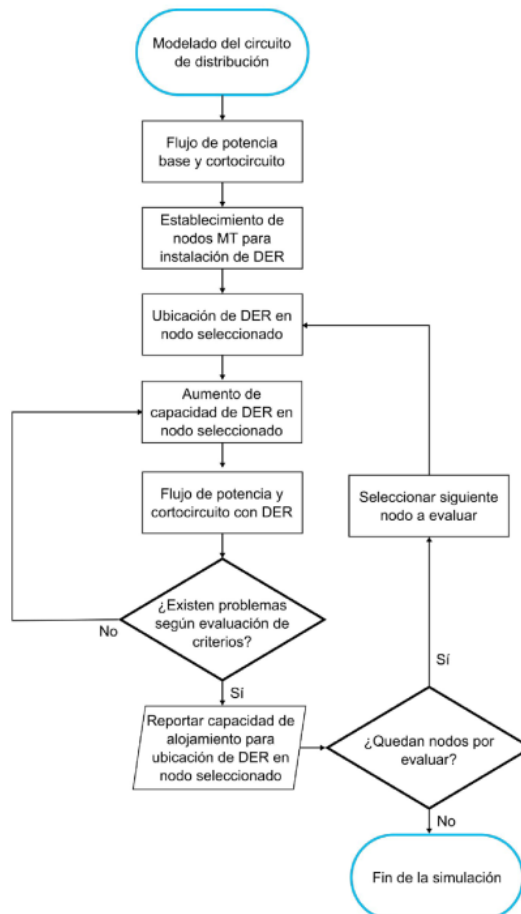
Figura 1.3: Asignación de DER en gran escala



Fuente: [2]

A su vez la figura 1.4 muestra el diagrama de flujo correspondiente a este estudio.

Figura 1.4: Procedimiento capacidad de penetración de DER en gran escala

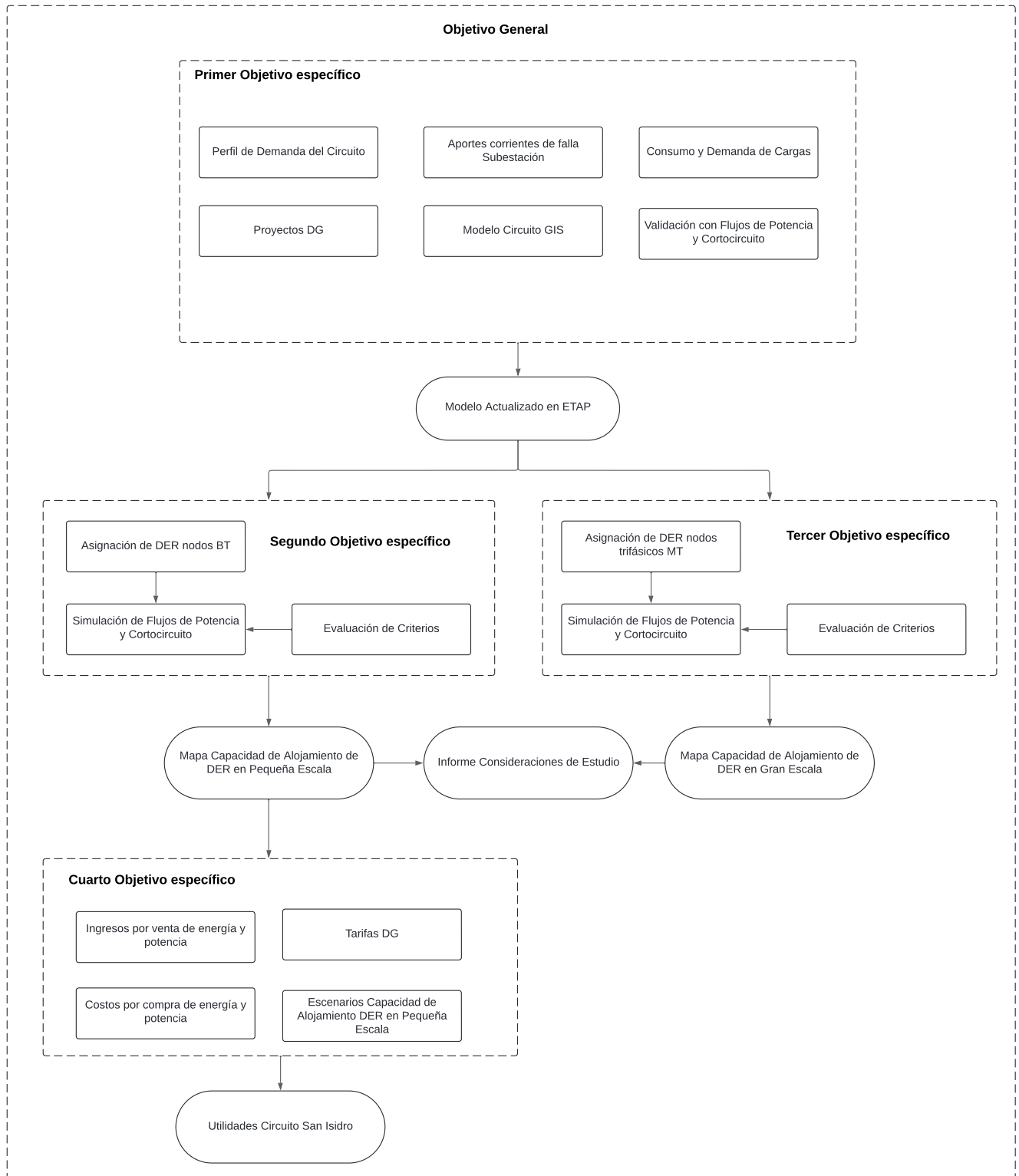


Fuente: [2]

Posteriormente, una vez determinada la capacidad de penetración del DER, se lleva a cabo un análisis de los diferentes escenarios simulados en pequeña escala, con el fin de evaluar el impacto en las utilidades. Este análisis debe considerar los conceptos de compra, venta de energía y demanda para el circuito de San Isidro, así como los ingresos por la tarifa DG de ARESEP.

La figura 1.5 muestra, de manera general, la relación entre los objetivos del proyecto, así como la información necesaria para el desarrollo de cada uno de estos con su respectivo entregable.

Figura 1.5: Diagrama de flujo de relación de objetivos



Fuente: Elaboración propia

Capítulo 2

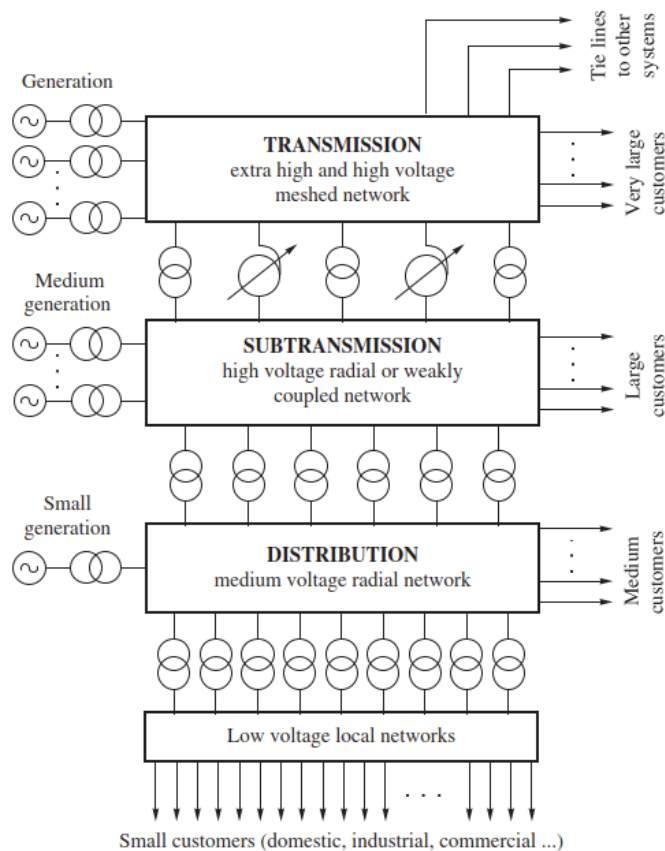
Marco Teórico

2.1. Sistemas Eléctricos de Potencia

En Ingeniería, un sistema se comprende como un conjunto de elementos físicos que actúan en conjunto para alcanzar un objetivo común. Un papel crucial en el análisis del sistema lo desempeña su modelo matemático, el cual se crea utilizando la estructura del sistema y las leyes físicas fundamentales que rigen los elementos del sistema. Un sistema eléctrico de potencia (EPS, por sus siglas en inglés) está compuesto por muchos elementos individuales interconectados, formando un sistema grande, complejo y dinámico, capaz de generar, transmitir y distribuir energía eléctrica a lo largo de una área geográfica [17].

El EPS se divide en tres grandes etapas para cumplir con el objetivo de suministrar energía a sus usuarios finales, siendo estas la generación, transmisión y distribución. La figura 2.1 muestra de manera esquemática las etapas que conforman el EPS.

Figura 2.1: Estructura EPS



Fuente: [17]

2.2. Generación

El modelo tradicional del EPS se basa en un modelo más centralizado de generación, donde a partir de una fuente de energía se realiza una conversión a energía eléctrica en un número relativamente pequeño de grandes plantas de energía conectadas al sistema de transmisión [17]. Las fuentes de generación se pueden clasificar de dos maneras: intermitentes y no intermitentes.

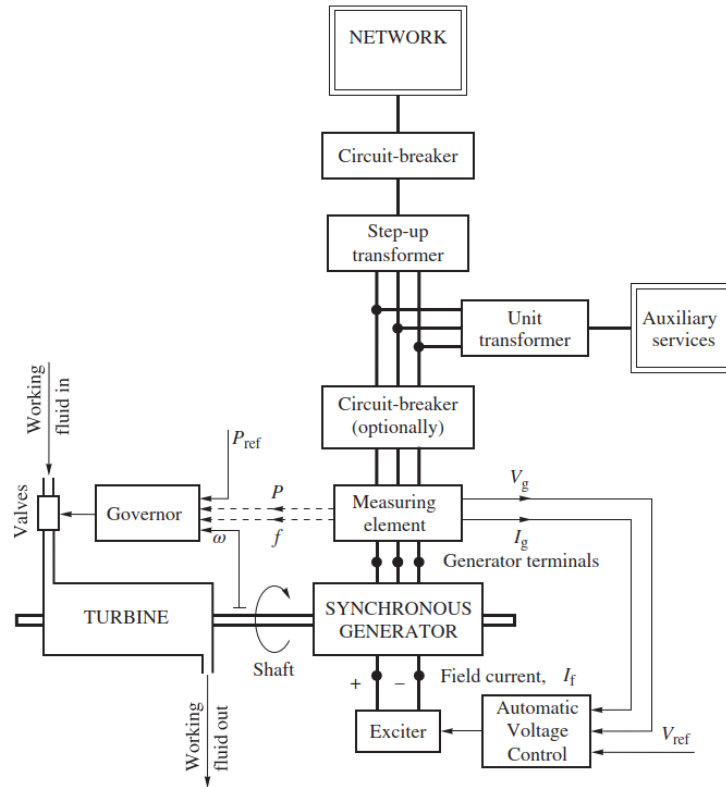
2.2.1. Fuentes No Intermitentes

Como se definió anteriormente, una fuente no intermitente no presentará variaciones en pequeños periodos de tiempo, ya que no depende de factores externos y, por ende, presenta alta disponibilidad. Entre ellas se pueden encontrar la hidráulica, geotérmica, termoeléctrica y nuclear.

En Costa Rica únicamente se cuenta con generación a partir de fuentes hidráulicas, geotérmica y termoeléctrica. Según el último informe emitido por el DOCSE [1], en el año 2023 la energía hidroeléctrica representó un 69,74% de la energía producida en el país, siendo esta la fuente predominante, mientras que la geotérmica y térmica representan un 12,39% y 5,5% de la generación respectivamente.

La conversión de energía en estas tres fuentes se basa en el funcionamiento de un generador síncrono impulsado por un motor primario, siendo este una turbina en el caso de las hidroeléctricas y geotérmicas o un motor de diésel en el caso de las térmicas.

Figura 2.2: Diagrama de bloques para generación con unidades síncronas



Fuente: Adaptación tomada de [17]

La figura 2.2 muestra los diversos componentes involucrados en la generación con esta tecnología. Para obtener la energía proveniente de la fuente, se emplea una turbina que convierte esta energía en energía mecánica. Esta turbina está equipada con un regulador de turbina o gobernador, que controla la velocidad o la potencia de salida según una característica de potencia-frecuencia preestablecida. Por otro lado, se cuenta con una excitatriz que proporciona la corriente de excitación en corriente continua o de campo, necesaria para producir el campo magnético dentro del generador. La corriente de excitación, y por consiguiente el voltaje terminal del generador, es controlada por un regulador automático de voltaje (AVR). Por su parte, el alternador, una vez cuenta con su corriente de campo, toma la potencia mecánica de la turbina para convertirla en potencia eléctrica, lista para ser llevada al sistema de transmisión a través de un transformador elevador [17].

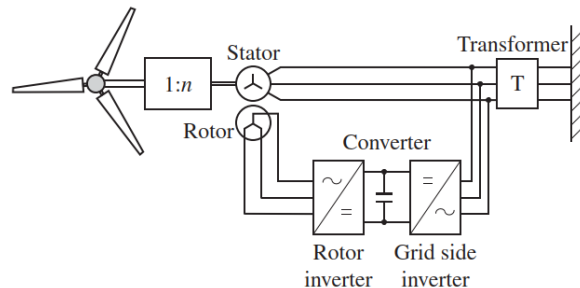
2.2.2. Fuentes Intermitentes

Una fuente intermitente presentará variaciones en pequeños periodos de tiempo, ocasionadas por la dependencia de factores externos, como lo pueden ser la presencia de sol y viento. En este apartado se encuentran dos fuentes de generación, como lo son la eólica y fotovoltaica con diferentes tecnologías.

La energía del viento puede ser extraída utilizando una turbina eólica. Las turbinas eólicas pueden rotar alrededor de un eje horizontal, denominadas turbinas eólicas de eje horizontal (HAWT), o alrededor de un eje vertical, conocidas como turbinas eólicas de eje vertical (VAWT), siendo las HAWT con tres aspas las más comunes. La tecnología para convertir la energía proveniente del viento a energía eléctrica se logra mediante un generador asíncrono, esto debido a las variaciones de velocidad. La figura 2.3 representa la estructura de un aerogenerador moderno.

La energía del viento aumenta al cubo de la velocidad de este, donde depende de la potencia por área también conocida como densidad de potencia del viento. Esta energía proveniente del viento, a su vez, se ve afectada por la densidad del aire, la cual depende de la temperatura y la presión barométrica, por lo que la energía eólica disminuirá con la altitud, aproximadamente un 10 % por cada 1000 m. Un inconveniente de la generación con turbinas eólicas reside en que la velocidad media del viento solo es una indicación del potencial de energía eólica y el uso de la velocidad media del viento subestimaré la energía eólica real; por lo que se necesita un histograma de velocidades del viento o una distribución de frecuencias para estimar la potencia del viento por área [18].

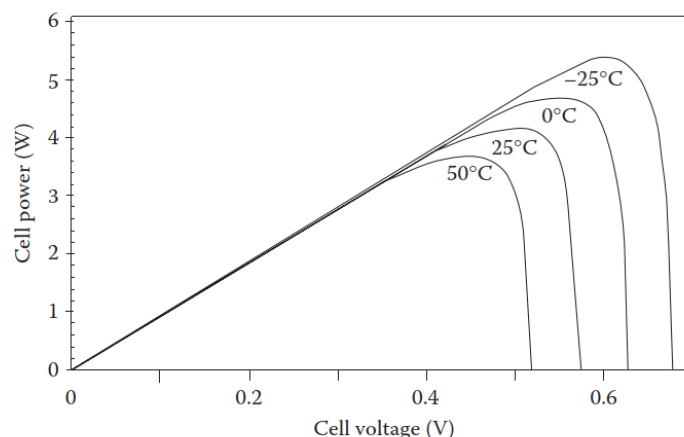
Figura 2.3: Aerogenerador



Fuente: [17]

La otra tecnología por estudiar es la de los paneles fotovoltaicos. Un sistema de energía fotovoltaica (PV) se conforma por celdas fotovoltaicas conectadas en serie o paralelo, para generar suficiente energía para aplicaciones de alta potencia [19]. En este caso donde la fuente de energía proviene del sol, la eficiencia y cantidad de conversión de energía de radiación depende de factores como la temperatura, el estado del tiempo, la ubicación geográfica, entre otros.

Figura 2.4: Efecto de la temperatura en la potencia de un PV

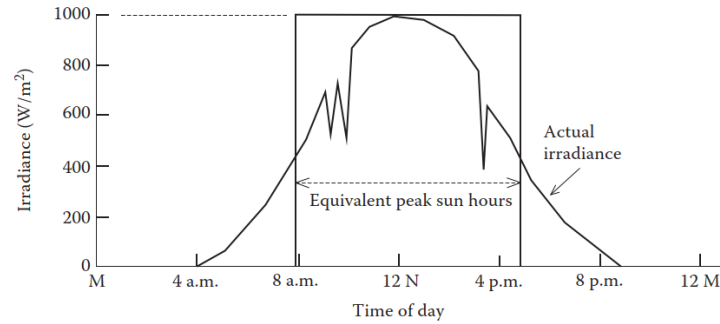


Fuente: [19]

El impacto de la temperatura se muestra en la figura 2.4, donde se presenta un umbral teórico de máxima potencia entregada por el panel. Con el aumento de la temperatura el módulo aumenta la resistencia interna de los semiconductores, lo que resulta en una disminución de tensión y por ende de potencia.

Por otro lado, la capacidad de generación de un PV depende en gran medida de la irradiancia e irradiación de la zona donde se ubica el sistema. La irradiancia se define como la densidad de potencia de la luz solar en la ubicación donde se instala el sistema, medida en W/m^2 . Es una magnitud instantánea que comúnmente se denomina intensidad solar. Por su parte, la irradiación es una medida de densidad de energía solar medida en kWh/m^2 , por lo que a diferencia de la irradiancia no se trata de un valor puntual, sino la integración de energía en un lapso de tiempo [19].

Figura 2.5: Perfil de irradiación

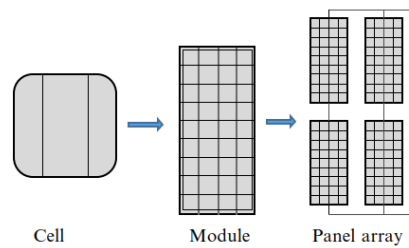


Fuente: [19]

La figura 2.5 ilustra ambos conceptos, ya que se grafica irradiancia vs. tiempo, dando como resultado la irradiación. Este perfil de irradiación dependerá de la zona geográfica, la época del año, la orientación de los paneles y las condiciones climáticas.

Una vez vistos los aspectos que caracterizan la generación a partir de esta fuente, se debe estudiar la tecnología para convertir toda esta energía solar, en potencia útil. El PV está formado por módulos conectados en paralelo, y estos a su vez en serie, que realizan el proceso de conversión [20]. Las celdas fotovoltaicas se dividen en celdas de silicio monocristalino o policristalino, siendo estos segundos los más implementados, dada la relación costo/beneficio. La figura 2.6 muestra las diferentes estructuras.

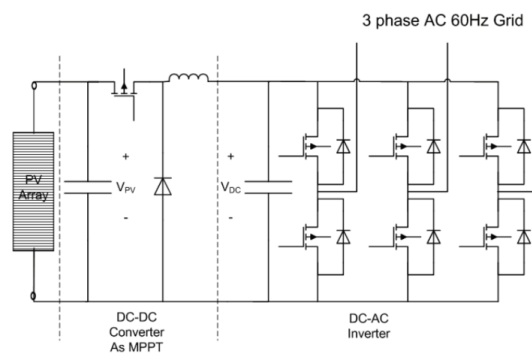
Figura 2.6: Ensamblaje del generador fotovoltaico



Fuente: [21]

Estos arreglos de paneles se conectarán a un inversor que convertirá la potencia generada en DC a AC mediante la conmutación de los IGBT. En la figura 2.7 se muestra dicho modelo.

Figura 2.7: Modelo de un sistema PV

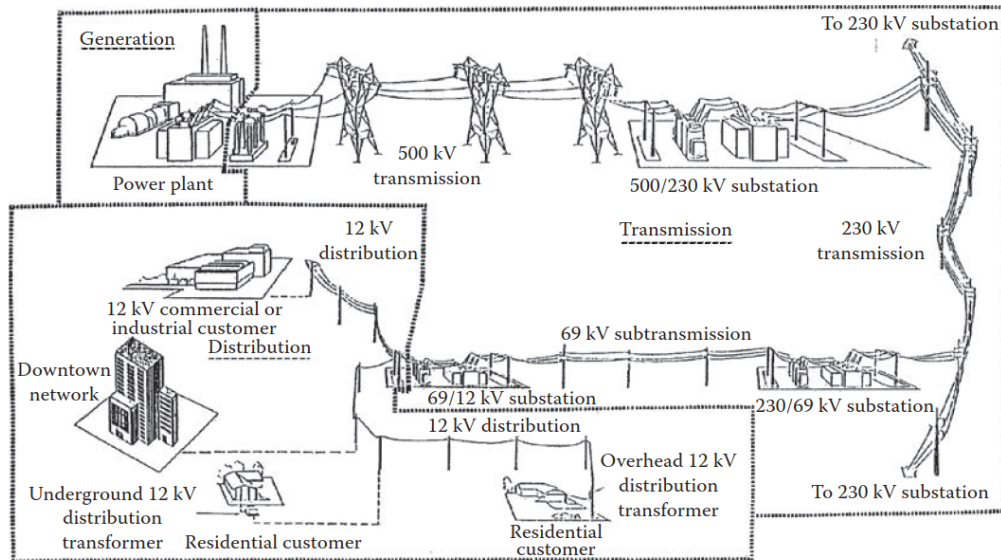


Fuente: [22]

2.3. Transmisión

Una vez las unidades generadoras realizan el proceso de conversión de las diversas fuentes de energía a energía eléctrica se debe llevar a las subestaciones para su posterior distribución. La figura 2.8 ejemplifica el concepto de transmisión de energía.

Figura 2.8: Transmisión de energía



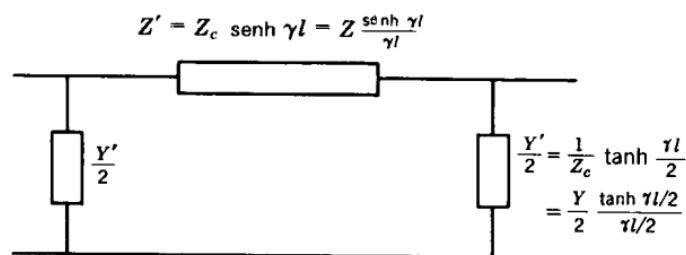
Fuente: [23]

En Costa Rica la generación se realiza, mayoritariamente, a un nivel de tensión de 13,8 kV, lo que no es óptimo para la transmisión de energía a grandes distancias, por lo que se eleva a niveles de 138 kV y 230 kV, los cuales, según [24], los niveles de tensión superiores a 100 kV y menores o iguales a 230 kV se definen como alta tensión (AT). Según [25], en el año 2021 el sistema de transmisión de Costa Rica cuenta con una extensión de 2 986 km, de los cuales 82 % pertenecen al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y 18 % al Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), propiedad de la Empresa Propietaria de la Red (EPR). De los 2 986 km, 2 378 km corresponden a niveles de 230 kV y 608 km a 138 kV [25].

En general, para llevar la energía de unidades generadoras hasta las subestaciones se deben recorrer grandes distancias, lo que conlleva varios problemas asociados a las pérdidas de energía. El efecto joule, efecto corona, armónicos y corrientes de fuga son las principales causas de las pérdidas en transmisión. Además, según los niveles de tensión y longitud, los efectos inductivo y capacitivo comienzan a presentarse generando grandes caídas de tensión [23].

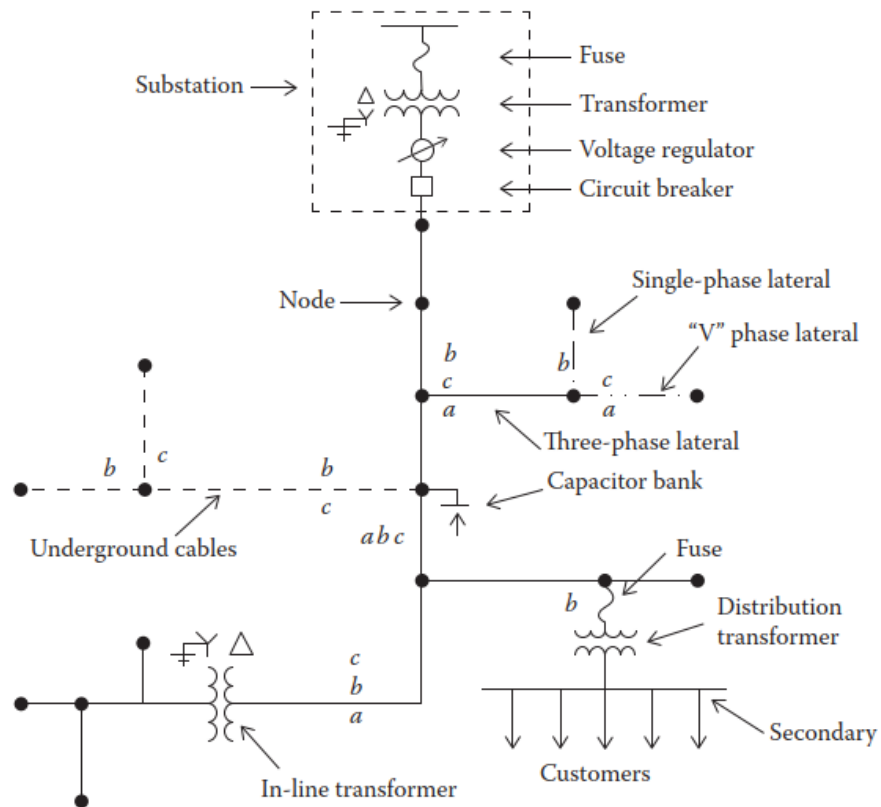
Como una medida para mitigar las pérdidas, el sistema de transmisión eleva la tensión a niveles de AT para disminuir la corriente en sus conductores y, por ende reducir, las pérdidas. Otra medida que se adopta es agrupar conductores por fase, de manera que se reduzca la impedancia de la línea y la caída de voltaje sea menor. Uno de los modelos desarrollados para comprender el comportamiento de una línea bajo diferentes parámetros es a través del modelo π , donde en la figura 2.9 se muestra el circuito equivalente [26].

Figura 2.9: Circuito equivalente de una línea de transmisión



Fuente: [26]

Figura 2.11: Nodos de un circuito de distribución radial



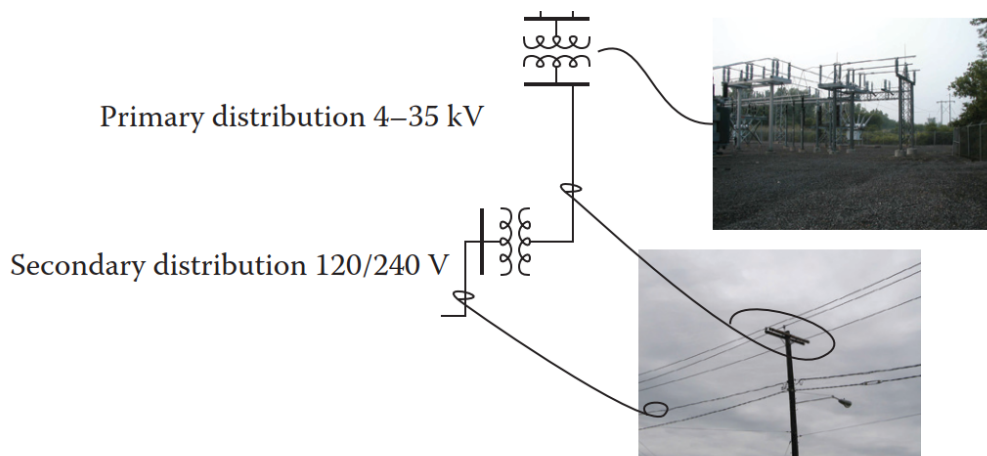
Fuente: [28]

2.4.1. Elementos del Sistema de Distribución

Líneas Aéreas

Las líneas de distribución aéreas se encuentran a un nivel de MT y comúnmente son conocidas como líneas primarias; de estas, los transformadores de distribución las reducen a un nivel de BT donde se conocen como secundarias [27]. La figura 2.12 muestra ambos tipos de líneas.

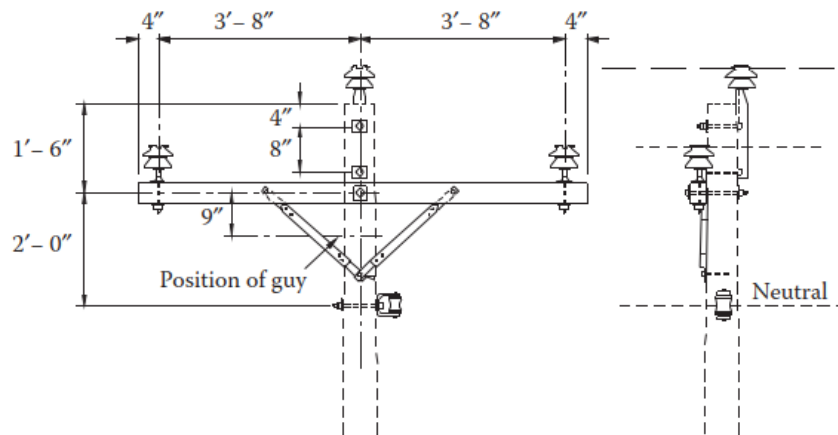
Figura 2.12: Líneas aéreas de distribución



Fuente: [27]

Existen diversas estructuras para el ensamblaje de las líneas según la cantidad de fases del lateral, siendo la configuración de diseño horizontal las más común para líneas trifásicas [27]. La figura 2.13 muestra distancias de montaje típicas entre líneas, así como los aisladores, los cuales son de porcelana o algún polímero.

Figura 2.13: Montaje líneas primarias



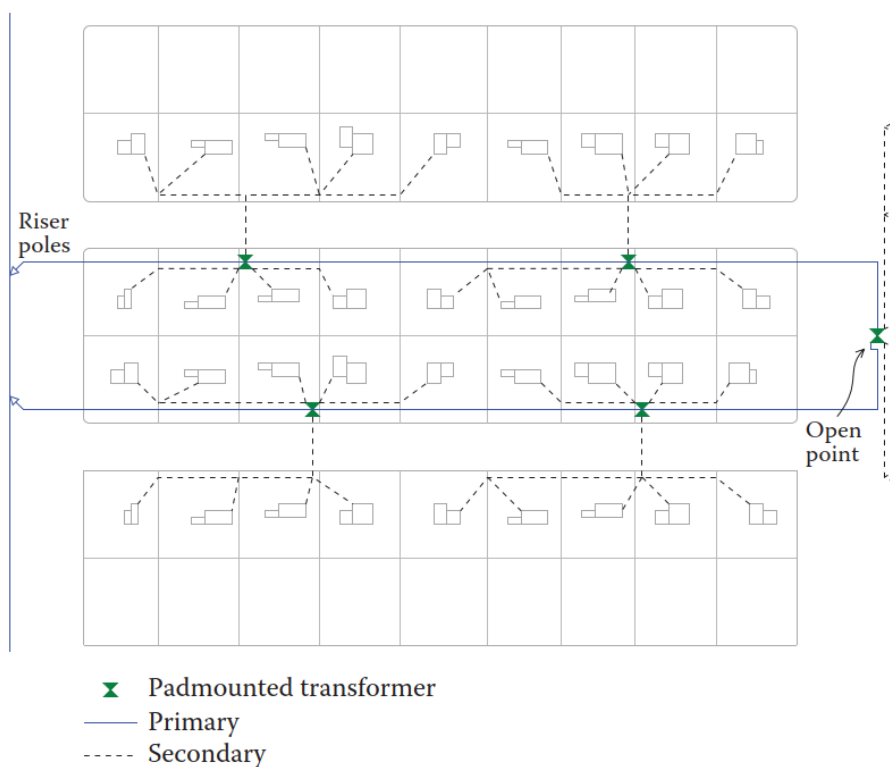
Fuente: [27]

Los conductores en las líneas aéreas son de cobre o aluminio, siendo este último el más empleado al ser más liviano y barato. Para conductores de aluminio se pueden encontrar cuatro tipos de clases: AAC, ACSR, AAAC y ACAR. De acuerdo con [27], los conductores AAC cuentan con la mejor relación conductividad/peso, ACSR la mejor resistencia mecánica, AAAC posee una alta resistencia a la corrosión y el ACAR la segunda mejor resistencia mecánica, por lo que para efectos de distribución en zonas urbanas el AAC es el más adecuado.

Líneas Subterráneas

Las líneas subterráneas o URD por sus siglas en inglés, poseen una configuración en bucle donde se alimenta desde dos extremos por el primario de la red como se muestra en la figura 2.14; sin embargo, también es posible encontrar configuraciones radiales [27].

Figura 2.14: Sistema URD



Fuente: [27]

Los URD presentan un mayor costo de inicial, debido a todos los requerimientos de construcción subterránea, además de que a diferencia de las líneas aéreas, el tipo de conductor predominante es el de cobre, incrementando la inversión. Sin embargo, la principal ventaja reside en que los costos de mantenimiento y operación son menores,

ya que posee una mayor confiabilidad, por lo que es común encontrarlo en residenciales, además de aportar a una mejor presentación estética.

Transformadores de Distribución

Uno de los elementos principales presentes en el sistema de distribución corresponden a los transformadores de distribución, estos se conectan al primario y reducen de MT a un nivel de BT para el secundario, como se observa en la figura 2.12

Como se mencionó anteriormente, debido a la diversidad de cargas, en un circuito de distribución se encuentran laterales trifásicos, bifásicos y monofásicos, por lo que se encontrarán transformadores trifásicos y monofásicos en estos laterales según se requieran. La tabla 2.1 muestra las potencias nominales que se pueden encontrar para transformadores de distribución.

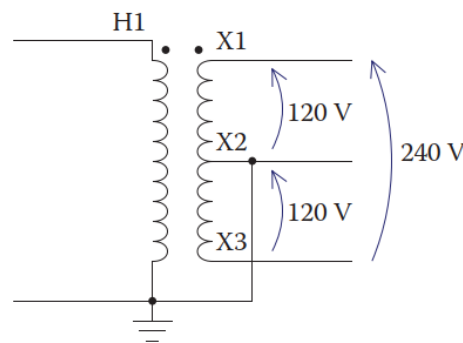
Tabla 2.1: Potencias nominales de transformadores de distribución (kVA)

Monofásico	5	10	15	25	37,5	50	75	100	167	250	333	500
Trifásico	30	45	75	112,5	150	22	300	500				

Fuente: Elaboración propia basada en [27]

En el caso de transformadores monofásicos, la figura 2.15 muestra el diagrama de conexión. En este la línea primaria se puede encontrar a 34,5 kV; por ejemplo, y al ser un sistema en estrella, el transformador tendrá el primario a 19,9 kV y lo reduce a niveles de BT, como lo pueden ser 240 y 120 V para cargas residenciales.

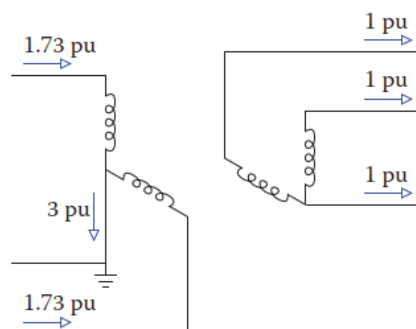
Figura 2.15: Diagrama de conexión de un transformador monofásico de distribución



Fuente: [27]

En laterales bifásicos, se pueden encontrar transformadores monofásicos distribuidos en cada una de las dos fases, así como bancos de transformadores en conexión estrella abierta-delta abierta, los cuales permiten alimentar una carga trifásica con una alimentación bifásica, o bien como resultado de la pérdida de uno de los transformadores de un banco trifásico. Sin embargo, tienen como inconveniente un alto desbalance a nivel secundario, así como una disminución de la potencia. La figura 2.16 muestra dicha configuración.

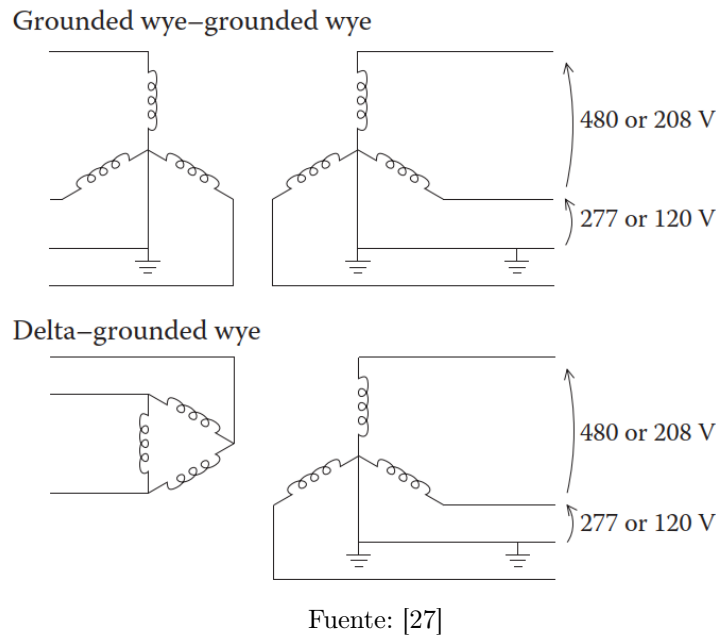
Figura 2.16: Diagrama de conexión de un transformador estrella abierta-delta abierta



Fuente: [27]

Por su parte, los transformadores trifásicos se emplean para alimentar cargas industriales o comerciales que poseen equipos que operan a mayores niveles de tensión o que requieran mayor potencia; estos se pueden encontrar como bancos de transformadores o como una sola unidad en el caso de transformadores de pedestal.

Figura 2.17: Diagrama de conexión de un transformador trifásico de distribución

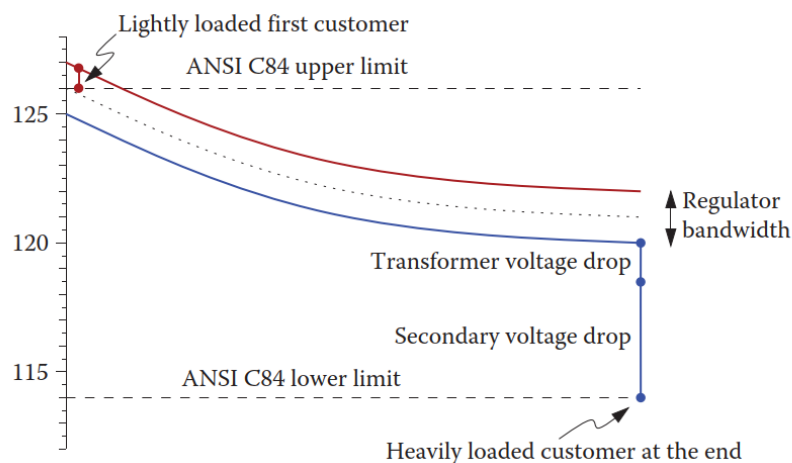


En la figura 2.17 se muestran las conexiones típicas de transformadores trifásicos como los son la estrella-estrella y la delta-estrella que ofrecen servicio de 480Y/277 V o 208Y/120 V. La conexión estrella aterrizada-estrella aterrizada es la más común en sistemas que requieren de sistemas de cuatro hilos con tierra y presenta la ventaja de reducir la ferorresonancia, pero a cambio todas las corrientes de secuencia cero, armónicos, desequilibrios y fallos a tierra se transfieren al primario. Por otro lado, la conexión delta - estrella aterrizada presenta la ventaja de aislar el primario de los armónicos de secuencia cero y no actúa como fuente de tierra para fallas en el primario, pero es susceptible a la ferorresonancia [27].

Reguladores de Tensión

Durante el recorrido del alimentador y de los laterales, debido a la impedancia de las líneas, se da una caída de tensión tanto a nivel primario como secundario. La figura 2.18 muestra el perfil de tensión en un circuito de distribución radial sin elementos reguladores de tensión, donde se muestran los límites superiores e inferiores para un nivel de tensión.

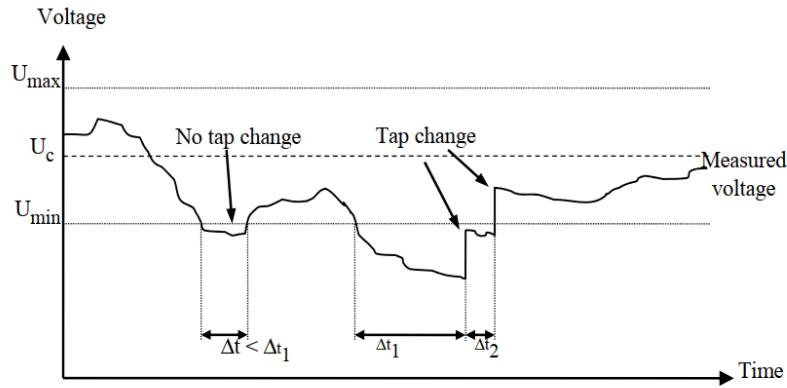
Figura 2.18: Perfil de tensión en un circuito de distribución radial



Fuente: [27]

En un sistema sin regulación para la caída de tensión, los niveles de tensión pueden disminuir a valores inferiores a los requeridos por los clientes así como incumplir con los criterios de operación definidos por la entidad reguladora de cada país. En Costa Rica la normativa POASEN de ARESEP [24], establece estos límites en un $\pm 5\%$. Las empresas distribuidoras emplean técnicas de regulación como lo son los transformadores de subestación con ajuste de tap bajo carga (LTC), los reguladores de tensión en los alimentadores o barras de las subestaciones, los reguladores de tensión de las líneas y los capacitores que pueden ser fijos o conmutables para volver a elevar los niveles de tensión como se aprecia en la figura 2.19 [27].

Figura 2.19: Principio de regulación de LTC



Fuente: [20]

El principio de regulación con LTC reside en establecer límite y márgenes de tiempo de operación como se muestra en la figura 2.19, donde tras una violación de límite, el primer cambio de toma tiene un retraso de un minuto para dejar pasar las fluctuaciones transitorias, y los siguientes cambios tienen un retraso de 10 segundos para que el dispositivo electromecánico se restablezca [20].

En el caso de los capacitores, además de compensar la caída de tensión permiten mejorar el factor de potencia del circuito, aumentando la cantidad de potencia activa que se puede suministrar. Esto es como resultado de la inyección de potencia reactiva y la disminución de corriente de línea [27].

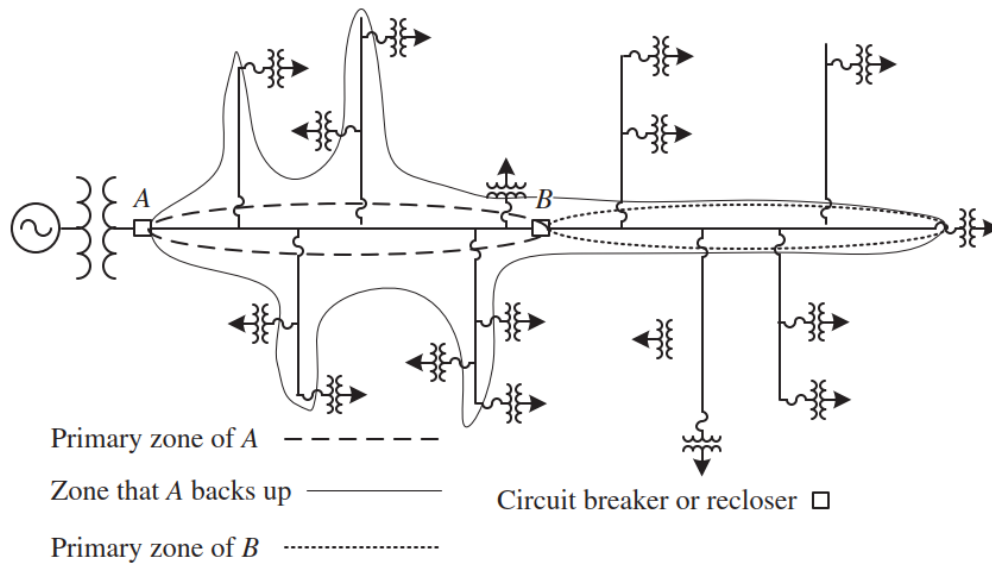
Dispositivos de Protección

La protección contra cortocircuitos es un aspecto de suma importancia en un EPS, donde a nivel de distribución no es la excepción. El objetivo principal de la protección contra cortocircuitos es eliminar rápidamente las fallas para evitar incendios, explosiones y daños adicionales a equipos de la red eléctrica, como transformadores y conductores. Como objetivos secundarios incluyen mejorar la fiabilidad del sistema, reducir las interrupciones prolongadas y mejorar la calidad de la energía [23].

La figura 2.20 muestra un circuito con algunos de sus principales elementos de protección, siendo estos los interruptores automáticos o reconectadores y fusibles en los laterales. En el caso de los transformadores, estos cuentan con sus propios fusibles y, según la ubicación de estos, se pueden clasificar como convencionales o autoprottegidos.

Los interruptores automáticos, comúnmente usados en subestaciones tanto en las barras como en cada alimentador, tienen capacidades elevadas de interrupción y corriente continua. Estos dispositivos se activan mediante relés externos, que controlan la apertura del disyuntor y aseguran la coordinación con otros equipos. Los reconectadores consisten en un dispositivo autocontrolado para interrumpir y restablecer automáticamente un circuito, mientras que los fusibles son elementos hechos de estaño o plata que se derriten bajo una corriente alta [29].

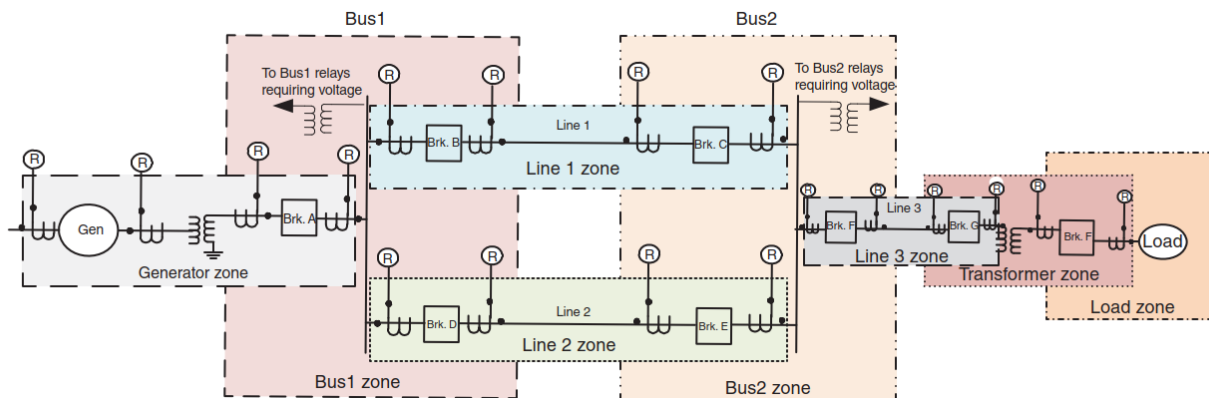
Figura 2.20: Dispositivos de protección en un circuito de distribución radial



Fuente: [29]

En la figura 2.20 se distingue una zona A y una B, las cuales consisten en zonas de protección. La figura 2.21 muestra el principio de la filosofía de zonas de protección, donde se puede observar que todas las zonas quedan superpuestas unas sobre otras para asegurar que todo el sistema esté cubierto. En estos esquemas cada zona cuenta con sus instrumentos transformadores de medición, donde se estará enviando los parámetros del nivel de tensión o corriente a su respectivo relé, para conocer el estado del sistema y detectar fallas en las diversas zonas.

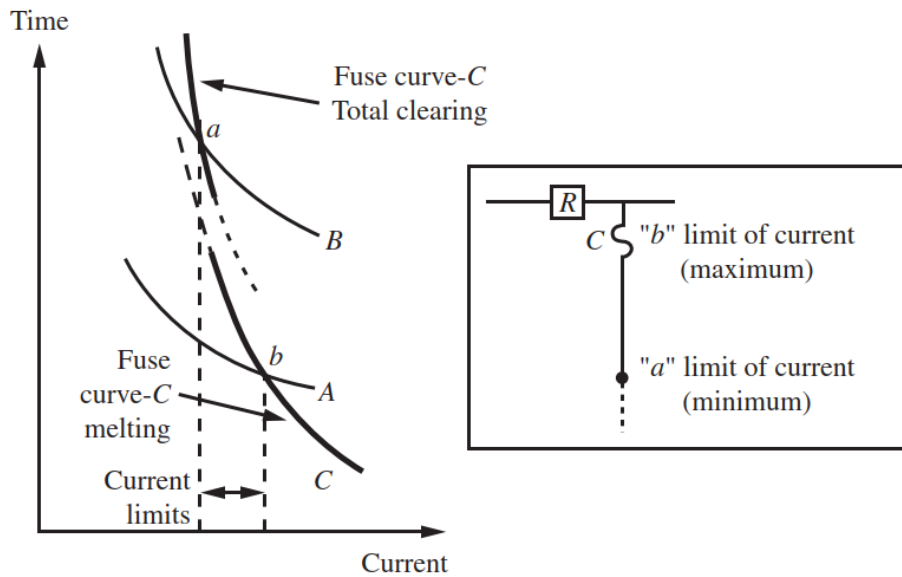
Figura 2.21: Zonas de protección



Fuente: [29]

Un aspecto importante es que, debido a la presencia de diversos dispositivos y los diversos focos de falla, es importante contar con un sistema de coordinación de protecciones, para hacer un uso eficiente de los dispositivos y garantizar su debido accionar ante la presencia de una falla para reducir el impacto de esta en sus diversos circuitos. La mayoría de los esquemas de protección radiales implican la coordinación de fusibles, reconectadores y relés, por lo que en la figura 2.22 se muestra un esquema típico de coordinación reconector - fusible.

Figura 2.22: Curvas de tiempo-corriente de un reconfigurador y fusible



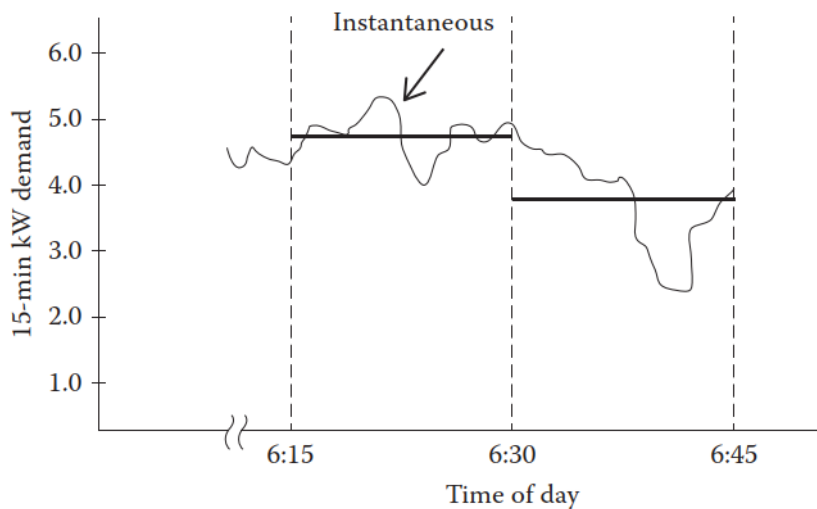
Fuente: [29]

El objetivo de la coordinación entre un reconfigurador y un fusible implica asegurarse de que el reconfigurador actúe antes de que el fusible se derrita para protegerlo. Para ello se debe conocer la corriente de cortocircuito en los diversos nodos o barras del circuito, de modo que se seleccionan y configuran los dispositivos de manera adecuada. Se busca que la curva rápida del reconfigurador esté por debajo de la curva del fusible, para corrientes menores que el punto donde se cruzan las curvas. Si la falla es permanente, el fusible ahora sí debe eliminarla durante la operación retardada del reconfigurador, por lo que una coordinación adecuada se logra en el rango de corrientes entre los puntos de cruce a y b [29].

Cargas

En un circuito de distribución se encontrarán cargas medidas a nivel de BT como MT, como en el caso de residenciales, comercios o industrias, así como cargas monofásicas o trifásicas, pero sin importar las características de la carga, todas presentan un perfil de demanda como el mostrado en la figura 2.23.

Figura 2.23: Perfil de demanda de una carga

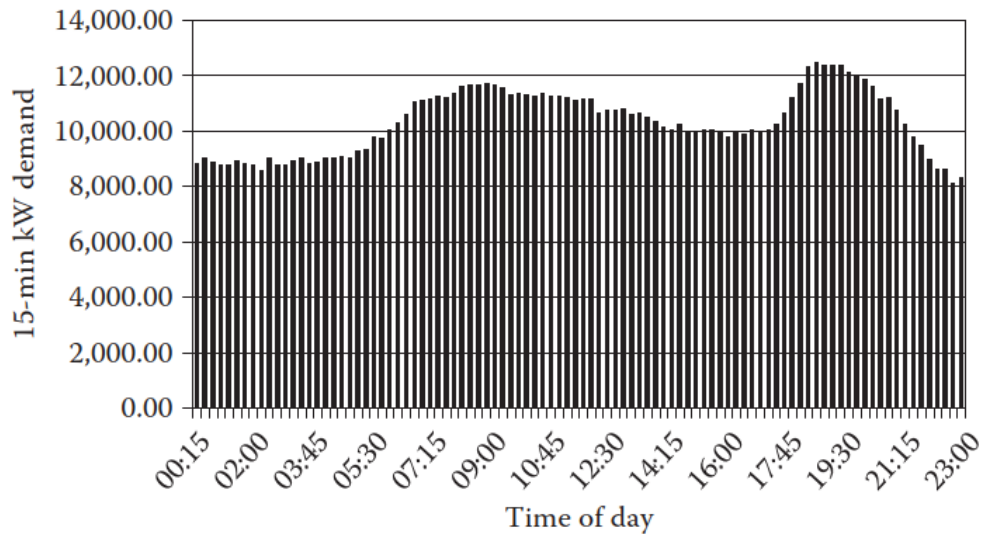


Fuente: [28]

La figura 2.23 muestra las variaciones en la demanda por una carga en un periodo de tiempo. En Costa Rica se definen tres periodos o bloques para estas curvas, denominados como punta, valle y nocturno con diferentes costos asociados para los usuarios en el caso de algunas tarifas. Es importante aclarar el concepto de energía, el cual se refiere al consumo medido en kWh, mientras que la demanda o potencia se refiere a la cantidad de energía consumida en periodo de 15 minutos como se muestra en la figura 2.23, siendo esta medida en kW [28].

El aporte de cada una de las cargas que conforman al circuito da como resultado un perfil de demanda del alimentador del circuito, como se muestra en la figura 2.24. A partir del alimentador resulta difícil distinguir cambios abruptos en un grupo de clientes, por lo que es importante conocer el factor de diversidad para calcular la demanda máxima diversificada de un grupo de clientes y realizar estimaciones, así como contar con sistemas AMI para contar con los perfiles individuales [28].

Figura 2.24: Perfil de demanda del alimentador



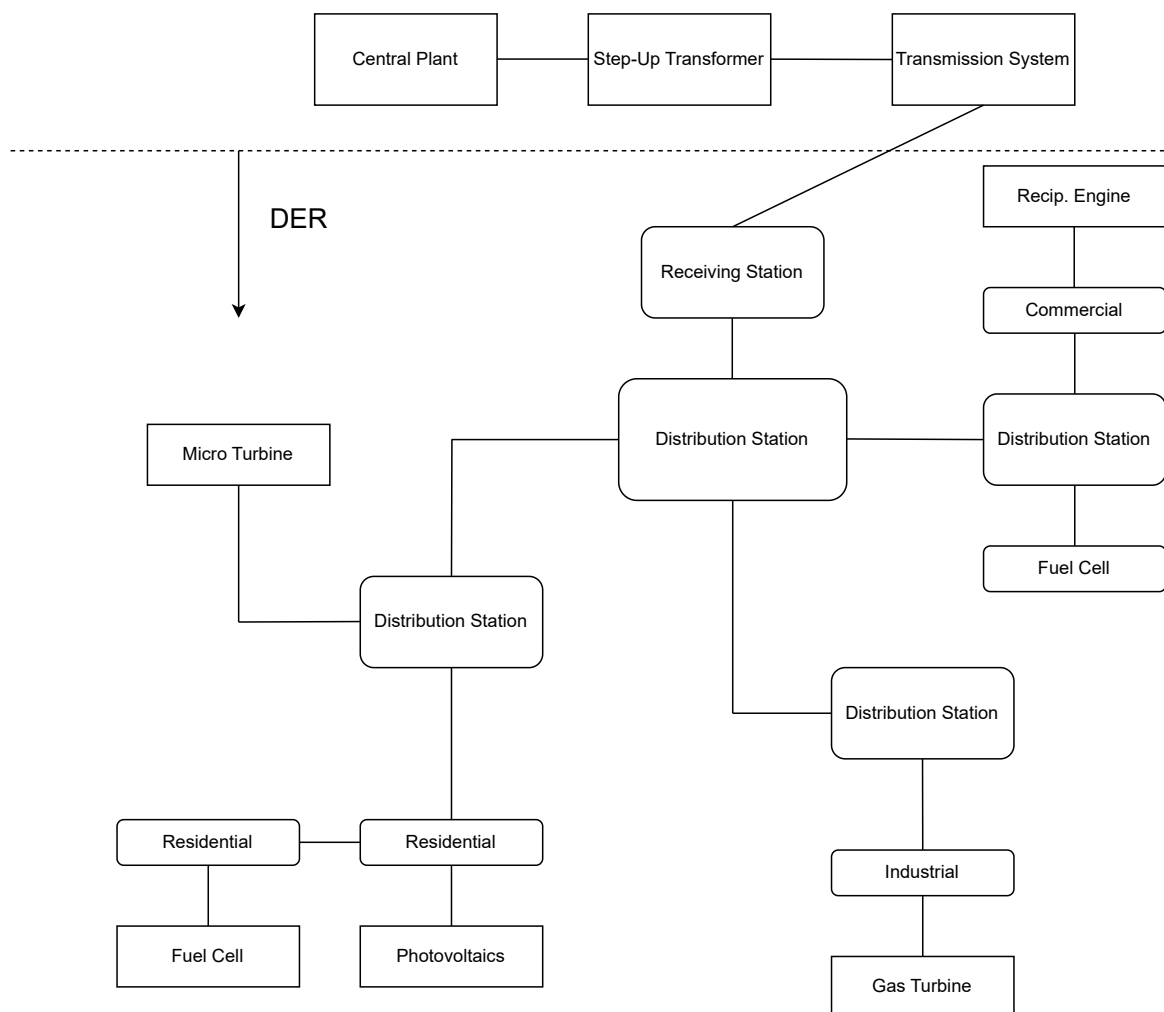
Fuente: [28]

2.5. Recursos Energéticos Distribuidos

El concepto de Recursos Energéticos Distribuidos (DER) y generación distribuida (DG) está correlacionado, pero estos no son lo mismo; [30] define al DER como recursos activos conectados a redes de distribución, que son utilizados principalmente como sistemas de respaldo de emergencia o para suministrar energía a áreas rurales aisladas. Estos recursos pueden incluir PV, generadores eólicos, diversos tipos de sistemas de almacenamiento de energía como baterías eléctricas o volantes de inercia, así como vehículos eléctricos (EV) y sus estaciones de carga. Por otro lado, el estudio realizado por [31] lleva a cabo una recopilación de definiciones dadas por la Agencia Internacional de Energía (IEA) y el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE), donde se define cualquier fuente de energía que se conecta al nivel de distribución y entrega potencia a la carga como DG.

En el contexto actual, se busca migrar del modelo centralizado de generación a uno en el que si involucren más DG. Como se definió anteriormente, la DG tiene la característica de conectarse directamente al sistema de distribución y, por ende, a la carga; no se especifica el uso de alguna tecnología en específico como fuente de generación, por lo que no se trata exclusivamente de fuentes renovables.

Figura 2.25: DER y DG en una micro red



Fuente: Elaboración propia basada en [32]

En la figura 2.25 se presentan diversas tecnologías, como microturbinas hidroeléctricas, turbinas de gas y PV que representan al DER presente en el sistema, donde algunos de estos se conectan a las subestaciones, mientras otros directamente a la carga, siendo esto DG. La DG se basa principalmente en PV, siendo esta la tecnología más común debido a su facilidad de instalación y generación local, con lo que se consigue que esté lo más cercano posible al usuario final [20]. Dado que el DER representa el nivel más general, se referirá únicamente a este durante el resto del documento.

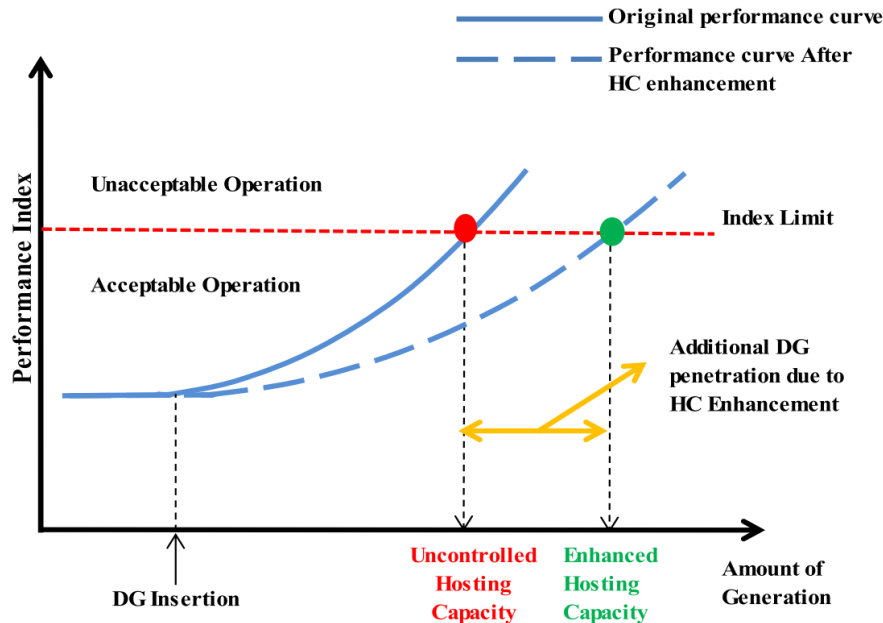
La incorporación de DER presenta varios beneficios significativos para el sistema de distribución de energía, ya que se logra una reducción en la carga de transmisión y distribución, contribuye a la disminución de las pérdidas del sistema, mejorando así la eficiencia general del suministro de energía. Además, con la configuración adecuada, el DER puede incrementar notablemente la fiabilidad y la calidad del servicio eléctrico ofrecido a los usuarios [27].

Sin embargo, así como la incorporación de DER presenta numerosas ventajas, también trae consigo retos para su incorporación al sistema de distribución; [20] indica que su integración representa un desafío para las áreas de planificación, el diseño y las operaciones del sistema eléctrico, pues la incorporación de estas fuentes de energía en las redes de distribución a gran escala puede causar varios problemas de interconexión. Si el DER inyecta una cantidad significativa de energía, se pueden presentar inversiones de flujos de potencia, cambios en los perfiles de tensión, impactar en la calidad del suministro, afectaciones en la coordinación de protecciones entre otros.

2.6. Capacidad de Alojamiento

La capacidad de penetración o alojamiento (HC por sus siglas en inglés) se refiere a la cantidad de DER que puede ser acomodada, sin afectar negativamente la calidad o confiabilidad de la energía bajo las configuraciones de control existentes y sin requerir mejoras en la infraestructura del circuito [15].

Figura 2.26: HC y su efecto en la operación del sistema



Fuente: [33]

La figura 2.26 ilustra que la inyección de DER puede mejorar las condiciones del sistema, como el perfil de tensión. Sin embargo, a partir de ciertos niveles de inyección, el sistema puede eventualmente alcanzar valores de operación inaceptables [33]. La HC depende de las características de la red y del DER, [33] establecen cuatro aspectos claves en las características de la red que influyen en la HC, como lo son el control de tensión, la configuración de la red, la carga y la fase. Como características del DER depende de igual manera de cuatro aspectos como lo son la ubicación de este, el tipo de tecnología, control y agregación de este. Las implicaciones del DER en la HC se abordan en la sección 2.6.1.

Con respecto al control de tensión en la red, se refiere a la capacidad de las empresas distribuidoras para emplear las diversas técnicas de regulación para controlar el perfil de la tensión en el alimentador, ante la integración del DER. Por su parte, la configuración de la red impacta los perfiles de tensión, los márgenes térmicos de las líneas y transformadores, así como las configuraciones de protección; por lo que las evaluaciones de HC deben considerar tanto el estado actual, así como el estado reconfigurado del sistema. En el aspecto de las cargas, se hace referencia a la diversidad de perfiles de demanda de los usuarios de la red, que en su conjunto constituyen las condiciones máximas de demanda del sistema a lo largo del día, meses y años. Mientras que la fase hace referencia a si el sistema es desequilibrado debido a las cargas monofásicas y los laterales comunes, lo que resulta en un desequilibrio en las cargas y tensiones [33].

2.6.1. Impacto del DER en un Circuito de Distribución

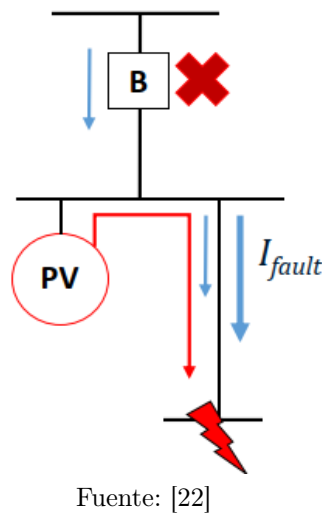
Uno de los principales inconvenientes que trae consigo la inyección de potencia con el DER es el impacto en las corrientes de cortocircuito. Las redes eléctricas pueden experimentar fallas de cortocircuito que dañan equipos y representan riesgos para el personal y los consumidores, por lo que resulta crucial detectar y solucionar estas fallas rápidamente. Aunque las fallas trifásicas suelen generar las corrientes de cortocircuito más altas, en ciertas condiciones, otras fallas pueden resultar en corrientes aún mayores, como una falla de fase a tierra cerca de un generador sólido a tierra. Con base en ello, la magnitud de la corriente de falla varía según la configuración de la red, las conexiones a tierra y la cantidad de generadores activos [31].

Con base en esto, la inclusión de DER representa un problema para la coordinación de protecciones, ya que la configuración de los parámetros en estos dispositivos no contempla estos escenarios. Los estudios realizados por Seuss et al. [22] y Meskin et al. [31], establecen una serie de efectos sobre las protecciones en los sistemas de distribución como se muestra a continuación.

Reducción de Alcance

El primero de estos efectos es la reducción de alcance, como cada dispositivo de protección presenta zonas definidas de protección (figura 2.21), para que se detecte la falla se debe generar una corriente de cortocircuito superior al umbral mínimo definido en el dispositivo, conocida como corriente de disparo o pick up. La incorporación de tecnologías como PV puede generar una reducción en la corriente de falla, de manera que el dispositivo de protección no la detecte [22]. Este fenómeno se presenta con frecuencia cuando el DER se instala en puntos cercanos a las protecciones. La figura 2.27 ilustra este concepto.

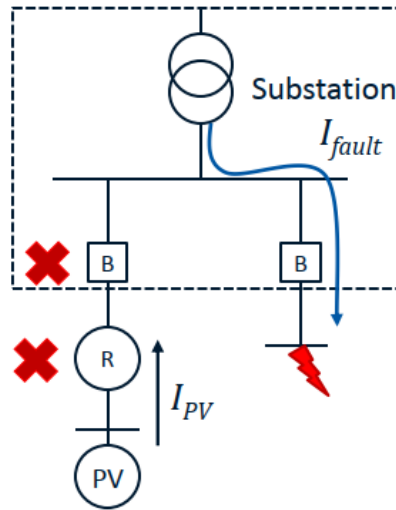
Figura 2.27: Reducción de alcance de la protección



Disparo Indebido

El disparo indebido se refiere a cuando el DER ocasiona que un dispositivo de protección se active debido a los flujos de corrientes inversos que se generan. De acuerdo con [22], esto puede ocurrir donde hay presencia de DER con una alta contribución a las corrientes de falla y hay dos o más circuitos ubicados cerca del alimentador, por lo que se da la activación no deseada de un dispositivo de protección debido a la influencia de la corriente inversa de un DER cercano [22]. En el caso de la figura 2.28, la protección del dispositivo del circuito donde se ubica el DER se activa, aunque la falla ocurre en otro circuito.

Figura 2.28: Disparo indebido



Fuente: [22]

Aumento de Corriente de Cortocircuito

Un aspecto adicional por considerar es el incremento en la corriente de cortocircuito, que se produce al integrar DER en zonas alejadas de la subestación. Esto ocurre porque la presencia de una fuente de energía cercana reduce la impedancia en el punto de falla, lo que resulta en corrientes de cortocircuito más elevadas en comparación con aquellas provenientes de la subestación, donde la impedancia es mayor.

La contribución a corrientes de falla depende en gran medida de la tecnología de DER por emplear, siendo las unidades basadas en inversores, es decir PV, las más frecuentes. El estudio de [31], recopila los resultados de varias investigaciones donde se determinan los efectos de las unidades de DER en aporte de la corriente de falla.

Tabla 2.2: Contribución a la corriente de falla según el tipo de tecnología DER

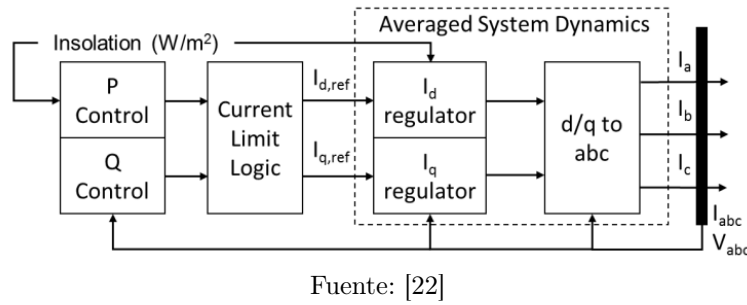
Tecnología DER	Contribución a la corriente de falla desarrollada en el terminal del generador
Inversor	1–2 veces la corriente nominal del inversor, con una duración de medio ciclo a varios ciclos dependiendo del método de control.
Generador Sincrónico con Fuente de Excitación Separada	5–10 veces la corriente nominal del generador para los ciclos subtransitorios y transitorios, y 2–4 veces la corriente nominal del generador para la condición en estado estable.
Generador de Inducción o Autoexcitado	5–10 veces la corriente nominal del generador durante los primeros ciclos, siendo despreciable después de 5–10 ciclos.

Fuente: Elaboración propia basada en [31]

La tabla 2.2 muestra un resumen de la información obtenida por este estudio, donde se determina que el aporte en tecnologías como los PV, entrega una corriente de cortocircuito entre los 1 y 2 p.u. El estudio de [22], por su parte, busca determinar el valor por emplear en este rango de a 1 a 2 p.u, de manera que el modelo empleado en la simulación de DER sea el más adecuado. El modelo del PV de la figura 2.7 se basa en la conmutación de varios kHz de los IGBT; esto representa simulaciones que necesitan intervalos de tiempo extremadamente reducidos y son muy intensivas en cuanto a tiempo, por lo que estos modelos no son viables para grandes redes de distribución, ya que cada intervalo de tiempo también requiere una solución de flujo de potencia [22]. Como alternativa, este mismo estudio propone un modelo en el que se asume que los controles del inversor funcionan según lo previsto, y solo considera las dinámicas más lentas de bucle de control y cómo interactúan con las condiciones de la red (figura 2.29).

Finalmente tras la revisión de diversas investigaciones a nivel teórico y experimental, el estudio concluye que el inversor produce una corriente de falla de 1,2 p.u.

Figura 2.29: Modelo de dinámica promedio de un PV

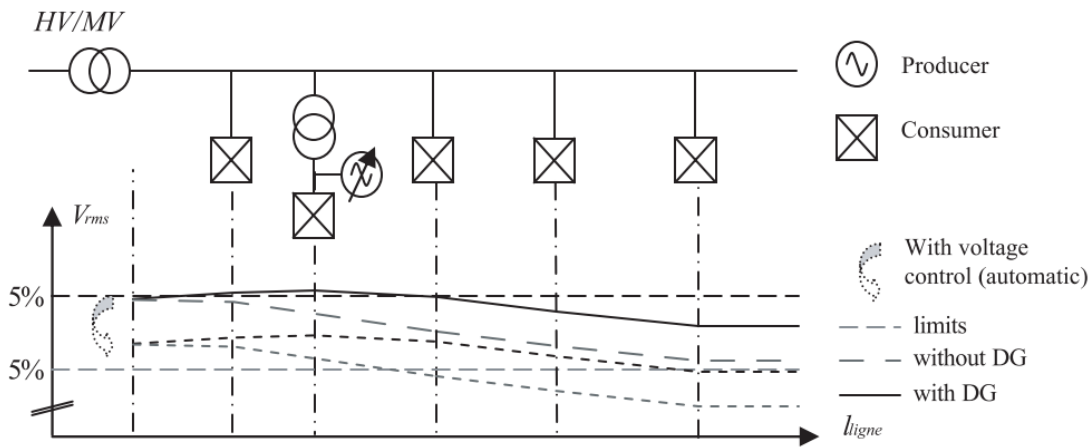


Variaciones de Tensión

Otro de los aspectos es el de que la integración de DER tiene un impacto en el perfil de tensión de los circuitos de distribución. De acuerdo con [27], la inyección de potencia activa al sistema provoca un aumento de tensión; además, el DER puede llegar a interactuar con los reguladores, de manera que aumenten o disminuyan la tensión.

Debido a los flujos de potencia inversos, cuando se inyecta potencia real se genera el mayor aumento de tensión, debido a que la resistencia de la línea es elevada, es decir para relaciones X/R bajas. Si el generador inyecta potencia reactiva, similar a un condensador, o cuenta con condensadores locales, el incremento de voltaje se agrava [27].

Figura 2.30: Perfil de tensión con DER



La figura 2.30 muestra cómo en el nodo donde se conecta el DER, el nivel de tensión supera el límite superior permitido de variación de tensión, lo que puede traer problemas a la distribuidora. De acuerdo con la normativa nacional [24], se establecen límites de variación normales del $\pm 5\%$ y como límites de variación tolerables un $\pm 10\%$, por lo que en sistemas de distribución a 34,5 kV se permitirá un aumento de la tensión hasta 36,23 kV como se muestra en la tabla 2.3.

Tabla 2.3: Tensiones nominales de distribución del SEN

Tensión nominal rms (kV)	Límites de variación normales $\pm 5\%$ (kV)	Límites de variación tolerables $\pm 10\%$ (kV)
69,00	65,55-72,45	62,10-75,90
34,50	32,78-36,23	31,05-37,95
24,94	23,69-26,19	22,45-27,43
13,80	13,11-14,49	12,42-15,18
13,20	12,54-13,86	11,88-14,52
4,16	3,95-4,37	3,74-4,58

Fuente: Elaboración propia basada en [24]

Aumento Distorsión Armónica

El problema de armónicos es otro aspecto que aparece con la incorporación de DER, ya que la conmutación de los inversores es una fuente significativa de armónicos, que causa incrementos adicionales en la temperatura, disminuciones en la tensión y provoca interferencias en los dispositivos electrónicos conectados a la red, provocando serías afectaciones en industrias como las médicas [20]. De acuerdo con la normativa nacional [34], se establece que la tasa de distorsión armónica total de la tensión (TDA) no debe sobrepasar el 5 %.

Parpadeo

En cuanto al parpadeo, hueco o flicker, la presencia de grandes generadores de DER puede ocasionar este parpadeo en la tensión, donde es común en tecnologías con salidas de potencia variables como la intermitentes. Principalmente se presenta en aerogeneradores, ya que en los sistemas PV la variación de tensión no es lo suficientemente rápida para ocasionar este efecto [20]. En el país el nivel de severidad que se permite debido al parpadeo debe ser inferior a uno [34].

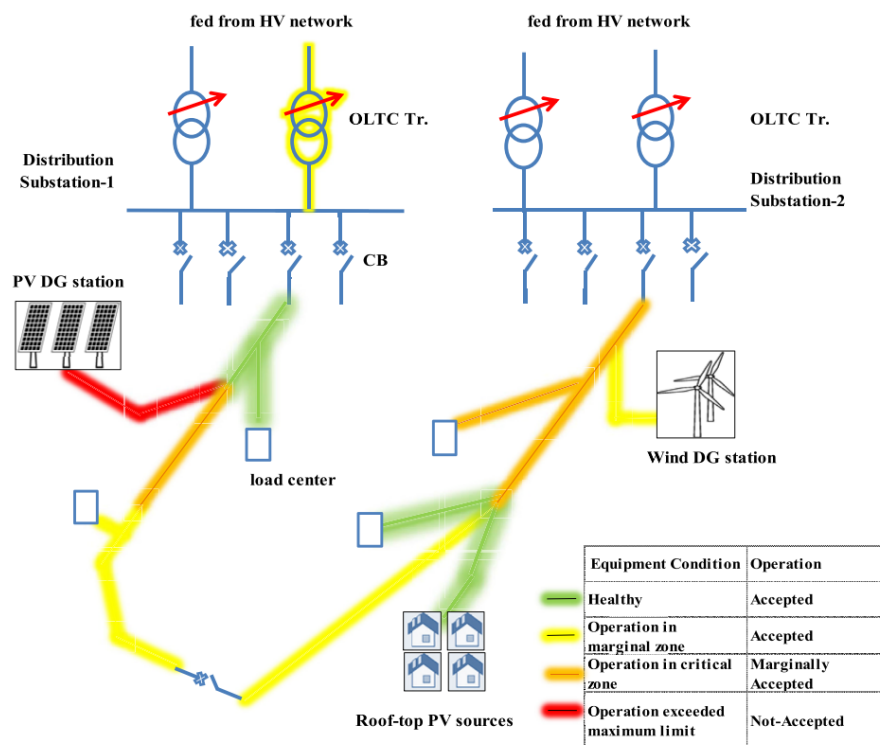
Desbalance

Por último, es importante considerar el desbalance ocasionado por la incorporación de DER con tecnologías monofásicas como los PV, ya que da lugar a la formación de secuencias negativas y/o cero, que se añaden al componente positivo, que es el único presente en condiciones balanceadas. Además, el desbalance de tensión permitido por [24] es menor al 3 %.

Resultados HC

Una vez realizadas todas las consideraciones para determinar la HC, se generan los mapas, como el mostrado en la figura 2.31. Estos mapas ofrecen una representación visual georreferenciada de la capacidad de la red en sus distintos tramos, indicando los niveles de inyección de DER que no generan condiciones de operación inaceptables. Además, permiten a la empresa distribuidora identificar la viabilidad de conectar DER en diferentes puntos del circuito y, al mismo tiempo, actúan como un ejercicio de transparencia ante los usuarios.

Figura 2.31: Mapa de capacidad de penetración



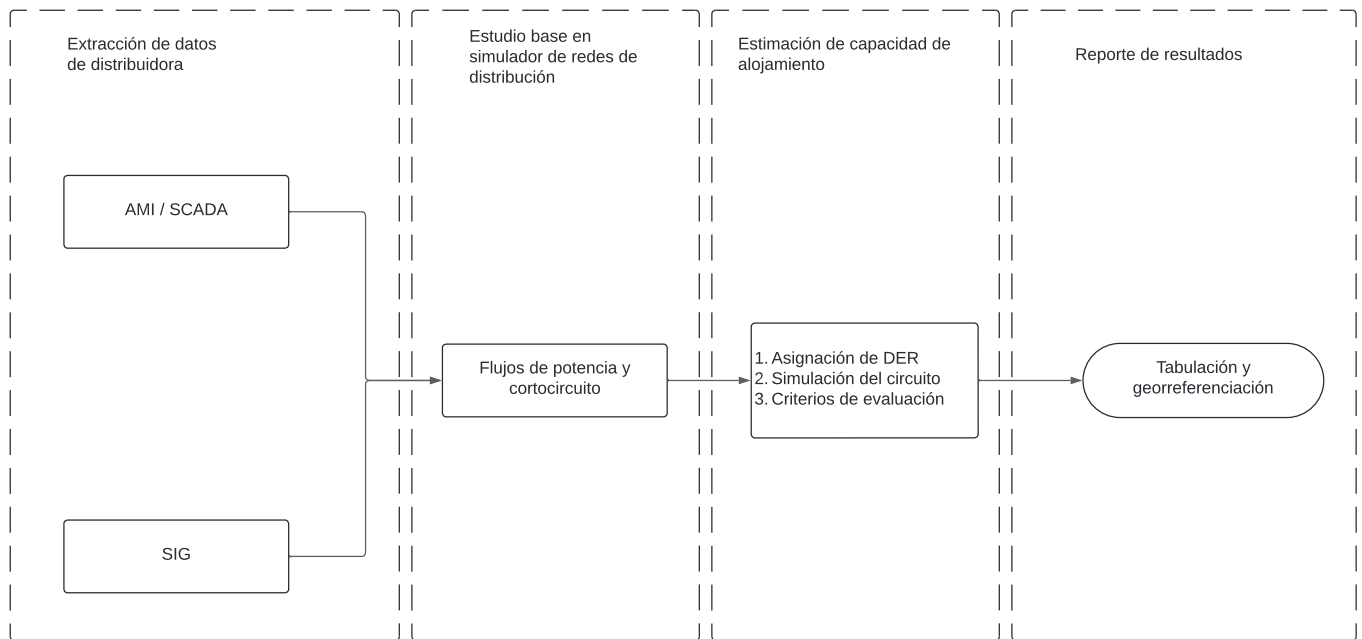
Fuente: [33]

2.6.2. Ley 10086: Promoción y Regulación de Recursos Energéticos Distribuidos a Partir de Fuentes Renovables

La Ley 10086 es de acatamiento obligatoria para las empresas distribuidoras, donde estas deben realizar las inversiones y los estudios técnicos correspondientes para determinar la HC de los DER por cada uno de sus circuitos. Estas HC deben ser públicas para los abonados, con el objetivo de que sea de su conocimiento la posibilidad y magnitud de DER que se pueda instalar en su sector.

La resolución RE-0095-JD-2023 [2], presenta una metodología que cuenta con cuatro puntos para determinar la capacidad de penetración en el circuito, como se presenta en la figura 2.32.

Figura 2.32: Proceso para determinar la capacidad de penetración por circuito de distribución



Fuente: Elaboración propia basada en [2]

Como primer punto se indica que se debe extraer la información de perfiles de carga del circuito, mediante sistemas AMI o SCADA. Con esta información, se determina el día y la hora de demanda máxima del circuito que representa la condición crítica de este.

Seguidamente, con las información del GIS, se deben suministrar las características del circuito para generar el modelo correspondiente. Esta información debe contar con las cargas o abonados presentes, transformadores, conductores, elementos de protección, entre otros.

Una vez se cuenta con el modelo, se generan las condiciones para representar la condición crítica del circuito, la cual se toma como caso base. En esta condición se realizan estudios de flujos de potencia y cortocircuito que se utilizan como referencia, lo cual corresponde al punto número dos.

Como tercera etapa se asigna DER al circuito de estudio para dos escenarios, uno en gran escala que corresponde a un sistema de DER para autoconsumo mayor a 5 000 kW y otro para pequeña escala, es decir, DER para autoconsumo menor o igual a 5 000 kW. Con estos escenarios se evalúan diversos nodos en MT y BT, donde se determina la capacidad de alojamiento cuando se incumple alguno de los nueve criterios establecidos por esta ley, los cuales están asociados al impacto de la integración del DER tanto a nivel de protecciones como de calidad y operación de la sección anterior.

Finalmente, en la cuarta etapa se generan los mapas de capacidad de alojamiento del circuito, los que deben ser de acceso público en la página web de la distribuidora.

2.6.3. Criterios de Evaluación de HC

Aumento de Tensiones en Régimen Permanente

Debido al aumento de tensión que genera la inyección de potencia por parte del DER, se establece como límite superior un aumento de 1,05 p.u para nodos MT y BT.

Variaciones de Tensión

Las variaciones repentinas de tensión suponen un problema para equipos sensibles de industrias como las de manufactura. Por ello se establece un aumento de fluctuación máxima de $\pm 3\%$ para nodos MT, y $\pm 5\%$ para nodos BT.

Desbalances de Tensión

Los circuitos de distribución, en su gran mayoría, son desbalanceados, por lo que el incremento de inyección de DER en una de las fases, puede aumentar el desbalance entre tensiones. Para eso, se establece que el desbalance de tensiones en las barras trifásicas debe ser menor al 3% .

Aumento de Acciones de Control

Para los elementos reguladores de tensión o bancos de capacitores controlados de manera automática, se permite una desviación de tensión máxima, para el nodo controlado, como la mitad de la banda de tensión establecida para el equipo.

Sobrecarga de Conductores y Transformadores

Este criterio busca que no se sobrepase el 100% de la ampacidad de los conductores, así como de la capacidad nominal de potencia aparente de los transformadores.

Reducción de Alcance

Este criterio pretende evaluar la disminución de corriente de cortocircuito de los elementos de protección. Si la disminución es inferior al 10% , el nivel de DER es permitido.

Disparo Indebido

Para evaluar este criterio, se simulan fallas al final de una línea trifásica aérea de MT conectada en paralelo con el circuito en estudio, con el objetivo de alcanzar un nivel de inyección de DER que genere una corriente de disparo suficiente para activar el interruptor principal. Sin embargo, este criterio no se debe evaluar si el relé permite discriminar entre fallas aguas arriba o aguas abajo.

Aumento de Corriente de Falla

De igual manera que la reducción de alcance, este criterio procura determinar el cambio de corriente de cortocircuito pasante por los elementos de protección. En este caso, para un aumento de la corriente de cortocircuito inferior al 10% , el nivel de DER es permitido.

Coordinación Fusible-Interruptor

Para efectos de la coordinación de protecciones, como lo es fusible-reconectador, el aumento de la corriente de cortocircuito afecta su operación. Para la evaluación de este criterio, se pretende que el aumento de la corriente de cortocircuito menos el aumento en la corriente en el reconectador aguas arribas, no supere el umbral establecido.

Capítulo 3

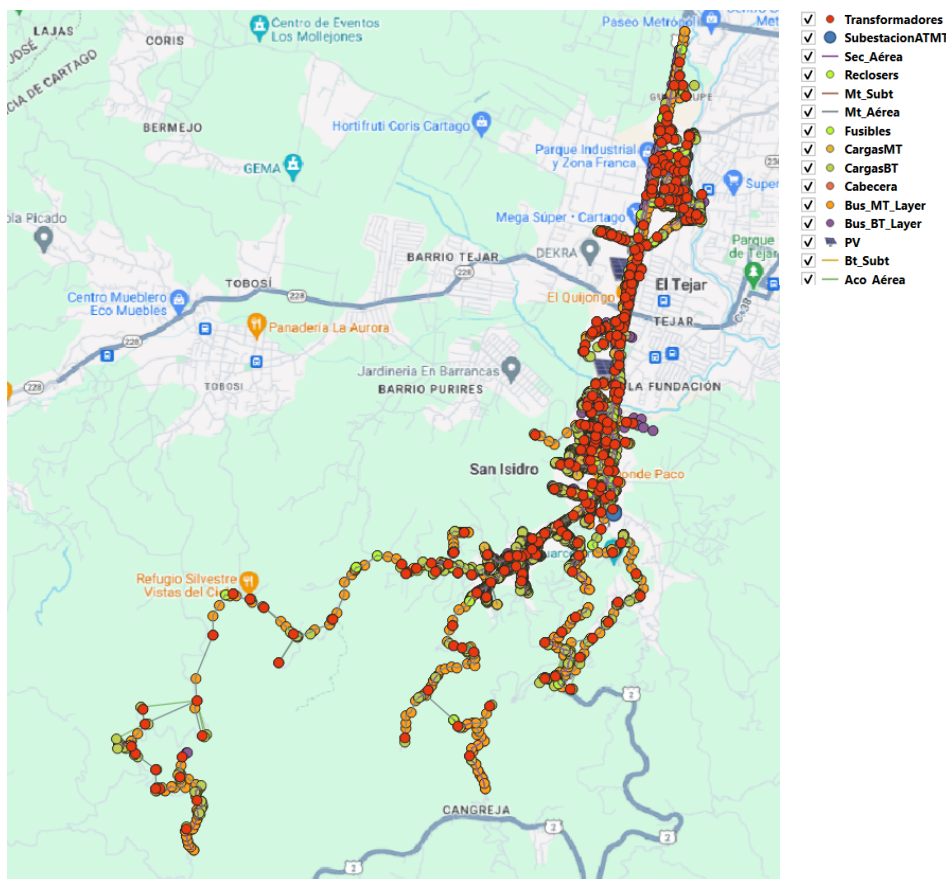
Modelo del Circuito

3.1. Información del Circuito

Para la realización de los estudios de capacidad de alojamiento de DER, como una primera etapa se debe extraer la información necesaria del AMI/SCADA y el GIS, como se muestra en la figura 2.32, donde esta información permitirá desarrollar el modelo del circuito de estudio.

El circuito de San Isidro (CSI) corresponde a un circuito de distribución principalmente residencial. El CSI pertenece a la subestación reductora de Tejar, donde se reduce de 230 kV en AT a niveles de MT de 34,5 kV mediante dos transformadores de 45 MVA cada uno.

Figura 3.1: Circuito de distribución residencial San Isidro



El circuito de distribución cuenta con un alimentador trifásico, con un conductor de aluminio AAC de calibre 336 kcmil, así como laterales monofásicos, que principalmente emplean un conductor AAC de calibre 1/0 AWG.

En cuanto a los transformadores, el departamento del GIS dispone de la información más actualizada sobre el circuito, derivada de un levantamiento realizado en julio de 2024. Según estos datos, el circuito incluye un total de 292 transformadores, distribuidos de la siguiente manera: 26 transformadores están conectados en la fase A, 93 en la fase B y 127 en la fase C. Además, hay 16 transformadores bifásicos con conexión delta abierta, y 30 transformadores trifásicos.

Para la protección del sistema, se utilizan 39 fusibles, los cuales están distribuidos a lo largo del circuito y 4 reconectores, donde en los dos principales ramales del circuito se encuentran instalados dos de estos reconectores. Sin embargo, actualmente no existe una coordinación entre estos dispositivos de protección.

El circuito también abastece a un total de 121 abonados, cuya medición se realiza a nivel de MT. No obstante, la información relacionada con los transformadores asociados a estas cargas no está completamente disponible. Por otro lado, a nivel de BT, el sistema cuenta con 2973 abonados, donde la mayoría es de viviendas residenciales.

De acuerdo con los requerimientos establecidos por la Ley 10086, se ha definido un escenario base que incluye los DER ya instalados en el circuito. En este contexto, en el CSI se cuenta con tres proyectos que corresponden a sistemas PV, y están vinculados a usuarios industriales que utilizan tarifas binómicas, según la codificación interna de JASEC (tabla 3.4).

La tabla 3.1 muestra, a modo de resumen, los diversos elementos que conforman al CSI.

Tabla 3.1: Elementos del CSI

Activo	Cantidad
Conductor AAC 2 AWG	6 710,6 m
Conductor AAC 1/0 AWG	27 144,4 m
Conductor AAC 2/0 AWG	950,5 m
Conductor AAC 3/0 AWG	280,6 m
Conductor AAC 4/0 AWG	920,7 m
Conductor AAC 336 MCM	12 679,9 m
Conductor CU 500 MCM	483,2 m
Transformador Monofásico A	26
Transformador Monofásico B	93
Transformador Monofásico C	127
Transformador Bifásico*	16
Transformador Trifásico	30
Cargas MT	121
Cargas BT	2973
PV	3
Reconectores	4
Fusibles	39

*Conexión Delta Abierta

3.2. Actualización del Modelo

El CSI cuenta con un modelo base realizado por los trabajos de los Ingenieros Sáenz [6] y Brenes [9], siendo este último el modelo más reciente donde se cuenta con 2562 abonados y 214 transformadores. Por ello, se observa que existe una discrepancia de 532 abonados y 78 transformadores. También, al hacer una revisión del modelo, no existe concordancia en el nombre de identificación de los nodos y cargas con la que se presenta en el GIS, así como la falta de algunos laterales del circuito.

Estas discrepancias ocurren como parte del proceso de mejora continua y optimización del departamento, motivo por el cual se decide tomar los pocos elementos identificables cercanos a la subestación y modelar el resto del circuito nuevamente. El proceso de modelado se realiza de manera manual, ya que no se cuenta con los módulos respectivos de ETAP® para la migración desde el GIS, así como el trabajo previo por realizar para depurar los datos y dar el formato requerido por el software.

Para un mayor control y coherencia con el departamento del GIS, se asignará al nodo aguas arriba o abajo del transformador, según convenga, la identificación del poste donde se ubica.

3.2.1. Subestación

La subestación, o cabecera del circuito, es el elemento donde salen los circuitos. En el caso de la subestación de Tejar, salen siete circuitos de JASEC, entre los cuales se encuentran circuitos residenciales e industriales. Para el modelado de la subestación se debe considerar su aporte en cortocircuito, proveniente de la generación, en este caso de las líneas de transmisión de las plantas Río Macho y Pirrís, así como de la subestación reductora del este. Esta información se solicita al departamento de operación de la red, mostrada en la tabla 3.2.

Tabla 3.2: Magnitudes cortocircuito

Tipo	Magnitud
Corriente cortocircuito trifásica	12,82 kA
Corriente cortocircuito monofásica	10,50 kA
Potencia aparente equivalente trifásica	627,40 MVA

3.2.2. Líneas Aéreas

Para el caso de las líneas primarias, se modelan como líneas de transmisión, donde se debe indicar la longitud de esta y el tipo de conductor empleado. En el CSI principalmente se encuentran conductores 336 MCM en el alimentador, y 1/0 AWG en los laterales, por lo que se emplean los datos de las librerías con las que cuenta ETAP® para su configuración, los cuales concuerdan con los catálogos de fabricante como el que se encuentra en la sección de Apéndices, figura 7.1. La figura 3.2 muestra la información referente a una línea primaria.

Figura 3.2: Línea primaria de distribución en ETAP®

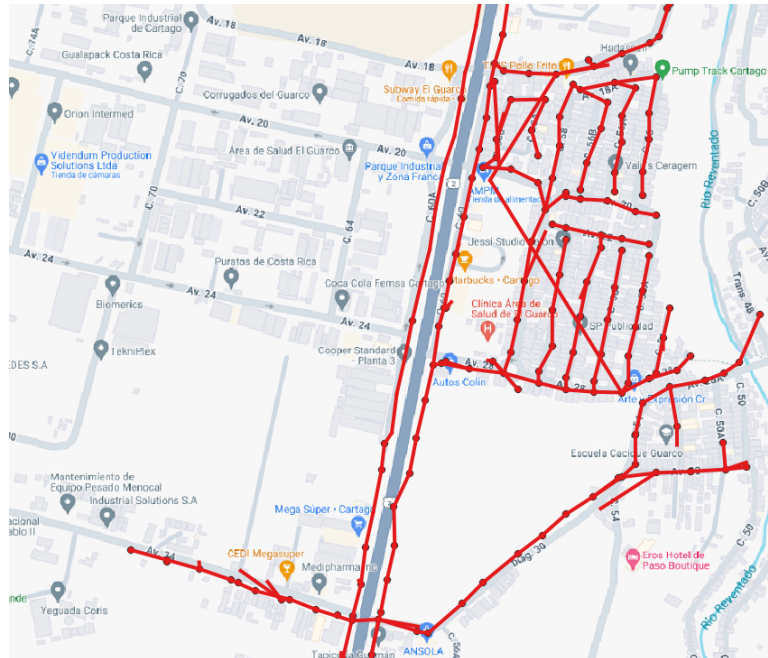
The screenshot displays the 'Transmission Line Editor - Line73' window. The left sidebar contains a list of tabs: Info, Parameter, Configuration, Grouping, Earth, Impedance, Protection, Sag & Tension, Ampacity, Compensation, Reliability, Remarks, and Comment. The 'Info' tab is selected. The main area is divided into several sections:

- Header:** EPRI, AAC, 60 Hz, T1 25 °C, T2 75 °C, Code 337 kcmil, 19 Strands.
- Info:** ID Line73.
- From/To:** From Bus 002, To Bus 001, both at 34.5 kV.
- Equipment:** Tag #, Name, and Description fields.
- WH/Lib Selection:** Radio buttons for Library (selected) and Warehouse, with a 'Create Warehouse...' button.
- Revision Data:** Base field.
- Condition:** Radio buttons for In (selected) and Out, and a State dropdown set to 'As-Built'.
- Connection:** Radio buttons for 3 Phase (selected) and 1 Phase.
- Length:** Length 215.77, Unit m, Tolerance 0 %.

The bottom of the window features a toolbar with icons for file operations and a status bar showing 'Line73'.

Para determinar las distancias del primario, se toma la distancia entre postes, los cuales para efectos de estudio, se toman como nodos. Sin embargo, por una limitante de buses de la licencia, solo se modelan a nivel primario nodos donde existen transformadores, laterales o elementos de protección. Esto implica que las distancias de la línea de distribución pueden abarcar varios nodos a nivel de GIS, siempre y cuando no exista alguno de los elementos antes mencionados. A modo de ejemplo, se muestra la figura 3.3, donde están los diversos nodos en una sección del CSI de acuerdo con el GIS, y ahí solo se modelan los que cumplan con las consideraciones indicadas anteriormente.

Figura 3.3: Nodos y líneas primarias



Es importante añadir que, de acuerdo con el procedimiento establecido por ARESEP, no puede haber una distancia mayor a 300 m entre nodos, por lo que se colocarán en los casos que esto suceda para cumplir con lo estipulado. Este ajuste no tiene un impacto significativo en los resultados de los estudios, ya que lo que se busca es desglosar con mayor precisión la capacidad de alojamiento de DER a lo largo del circuito.

Para efectos de este estudio, se definirán nodos como puntos de conexión, a nivel de MT, mientras que se llamarán como buses a los puntos de conexión de cargas a nivel de BT, ubicados aguas abajo de los transformadores.

3.2.3. Líneas Subterráneas

Con respecto a las líneas subterráneas, en el CSI solo se ubican en el interior de un sector correspondiente a un condominio, y donde la longitud de la línea es aproximadamente de 480 m. Para este caso, se modelan dichos tramos, como un cable conductor de cobre de 500 MCM, el cual se encuentra disponible en la librería de ETAP® (figura 3.4).

Figura 3.4: Línea subterránea en ETAP®

Cable Editor - Cable14

Info: ID Cable14, From Bus313, To Bus64, 19.9 kV, 19.919 kV

Physical: KERITE, Mag. 60 Hz, Code: 500, EPR, 100 %, 25 kV, 1/C, CU, 500 AWG/kcmil

Length: 33.6 m, Tolerance: 0 %

Condition: In Service, State: As-Built

Connection: 1 Phase, C

3.2.4. Transformadores de Distribución

En el CSI, los transformadores de distribución reducen el primario de MT a niveles secundarios de 480 V, 240 V y 208 V, según los requerimientos de las cargas. El detalle de los transformadores en cada uno de los nodos se encuentra en la tabla 7.2, en la sección de Apéndices.

Para modelar los transformadores monofásicos del CSI, se utiliza la herramienta de adaptadores de fase, conectándolos a la línea primaria e indicando la fase correspondiente. La figura 3.5 muestra la configuración de un transformador monofásico, donde se aprecia que se encuentra en la fase C. A lo largo del circuito, también se encuentran bancos de transformadores trifásicos, bifásicos o grupos de transformadores que, aunque a nivel de poste parecen bancos, no operan como tales, debido a sus diferentes potencias nominales. En estos casos, cada transformador se modela de manera individual para analizar el efecto que generan en el desbalance del circuito.

Figura 3.5: Configuración de transformador monofásico en ETAP®

2-Winding Transformer Editor - T7

Info: ID T7, Prim. Bus65, 19.919 kV, Sec. Bus 27189, 0.24 kV

Rating: 50 kVA, ANSI Liquid-Fill, Other 65 C, 19.9, 0.24 kV

Standard: ANSI (selected), IEC

Connection: 1-Phase (selected), C

Para el caso de bancos de transformadores bifásicos para conexiones estrella-delta abierto, es posible modelarlos, y se muestra en la figura 3.6, donde se cuenta con dos transformadores de 10 kVA que conforman un banco en las fases B y C.

Figura 3.6: Banco de 20 kVA en fases B y C en ETAP®

Single-Phase XFMR

20 kVA ANSI Other 65 C 34.468 0.24 kV

Rating - T1

Impedance - T1

Rating - T2

kVA 10 Other 65

FLA 0.503 kV 19.9

41.67 0.24

Other 65

Impedance - T2

%Z	X/R	R/X	%X	%R
7.25	2.47	0.405	6.72	2.721

%FLA kW

No Load 0 0

Base kVA 10 Other 65

Rating - T3

kVA 10 Other 65

FLA 0.503 kV 19.9

41.67 0.24

Other 65

Impedance - T3

%Z	X/R	R/X	%X	%R
7.25	2.47	0.405	6.72	2.721

%FLA kW

No Load 0 0

Base kVA 10 Other 65

Typical Z & X/R Typical X/R

OK Cancel

Con respecto a los transformadores trifásicos, se modelan como una sola unidad, y se configura su conexión estrella-estrella o estrella-delta según corresponda (figura 3.7).

Figura 3.7: Configuración transformador trifásico en ETAP®

2-Winding Transformer Editor - T103

75 kVA ANSI Liquid-Fill Other 65 C 34.5 0.48 kV

Info Rating Impedance Tap Grounding Sizing Protection Harmonic Reliability Magnetization Remarks Comment

Voltage Rating

kV	FLA	Nominal Bus kV
Prim. 34.5	1.255	34.5
Sec. 0.48	90.21	0.48

Other 65

Power Rating

kVA

Rated 75

Other 65

Derated 73.74

% Derating 1.7

MFR

Z Base

kVA 75

Alert - Max

kVA 73.74

Derated MVA

User-Defined

Installation

Altitude 4700 ft

Ambient Temp. 30 °C

Type / Class

Type	Sub Type	Class	Temp. Rise
Liquid-Fill	Mineral Oil	Other	65

OK Cancel

3.2.5. Elementos de Protección

En el caso de los fusibles, no se dispone de sus características debido a una falla en el sistema SCADA en el 2023, que resultó en la pérdida parcial de esta información. Sin embargo, se ubican los fusibles de acuerdo con su posición en el GIS, con el propósito de mapear las corrientes de cortocircuito en los nodos cercanos, y permitir a la distribuidora tomar las precauciones necesarias. La falta de información específica sobre los fusibles no afecta los resultados, ya que el objetivo de los criterios de corriente es observar el aumento o disminución de la corriente en las protecciones de los nodos adyacentes, haciendo indiferente el dato exacto de corriente de activación.

Para el caso de los reconectores, sí se cuenta con información de corrientes de pick up programadas en cada uno de estos dispositivos, según la información proporcionada por el departamento de operación de la red de JASEC. La tabla 3.3 muestra el nodo donde se encuentra ubicado cada reconector, con su respectiva corriente de disparo.

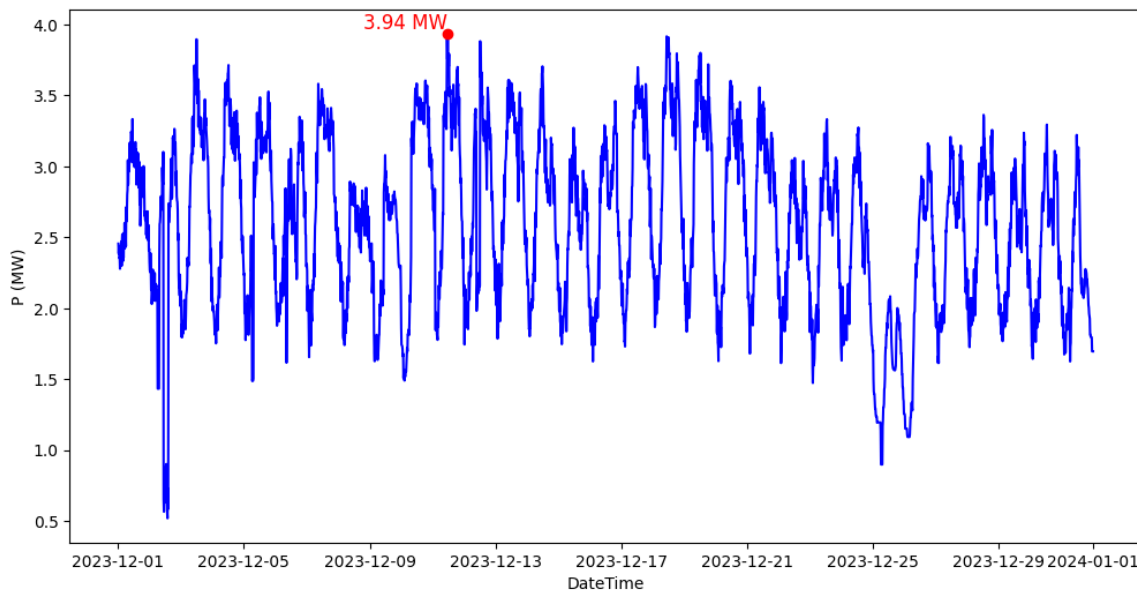
Tabla 3.3: Reconectores CSI

Reconector	Ajuste de corriente (A)
P2828	150
P14870	400
P05355	400
P14890	400

3.2.6. Cargas

El modelado de las cargas es de suma importancia para la generación del escenario base establecido en la metodología de ARESEP, ya que se busca simular las condiciones más críticas del circuito a una fecha y hora específica. De acuerdo con el departamento de operación de la red, la información recopilada por el SCADA muestra una demanda máxima del circuito en el mes de diciembre de 2023, como se muestra en la figura 3.8.

Figura 3.8: Perfil de carga del alimentador del CSI

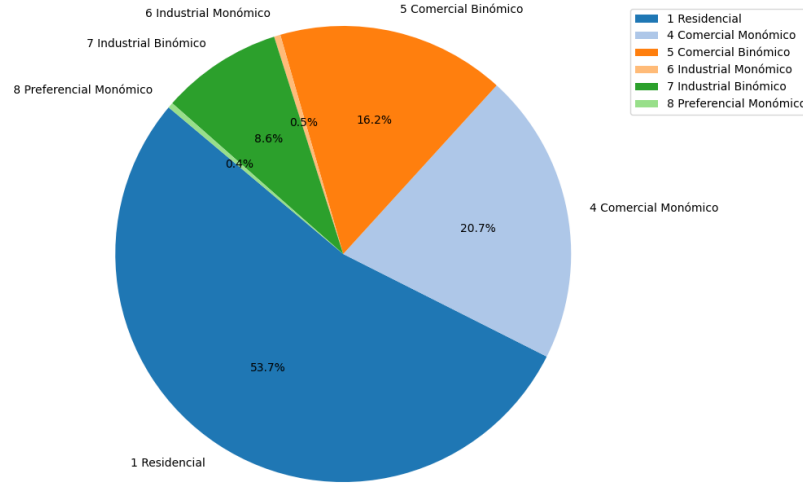


Fuente: Elaboración propia mediante Python

En esta se observa que la demanda máxima de 3,94 MW se da el día 11 de diciembre a las 11:30 a.m., la cual será la condición crítica para simular las condiciones del CSI. Se debe destacar que no se realiza una simulación en el dominio del tiempo, sino que se trata de una simulación estática y puntual en dicha condición.

Como características de las cargas, el CSI se compone principalmente por cargas residenciales. Sin embargo, según la información proporcionada por el departamento de tarifas, para el consumo del mes de diciembre las cargas comerciales e industriales realizan un aporte importante al consumo. En la figura 3.9 se muestra el consumo en el mes de diciembre por las diferentes cargas que conforman el circuito, donde se distinguen las cargas monómicas y binómicas. Estas se utilizan para diferenciar los kWh mensuales consumidos por los usuarios, donde para un consumo menor a los 3 000 kWh mensuales se clasifica como monómica, y para un consumo mayor o igual se clasifica como binómica.

Figura 3.9: Aporte al consumo total del mes de diciembre de 2023



Fuente: Elaboración propia mediante Python

Debido a los constantes cambios de vinculación de usuarios a la red, existe una diferencia entre la cantidad de abonados registrados asociados al CSI por el departamento de facturación con respecto a la que cuenta el GIS, ya que, según facturación, para dicho mes se contaba con 2504 abonados, mientras que el GIS indica 3094 abonados. En este caso se utiliza como referencia la información del GIS ya que este cuenta con la información más actualizada, además de encontrarse trabajando con la vinculación de usuarios a la red.

Esto representa un inconveniente para simular las condiciones del circuito en el día y la hora seleccionados, ya que el consumo de las cargas del GIS corresponde al del mes de julio; no obstante, se necesita simular el perfil de demanda de diciembre. Además, no se cuenta con un perfil de las cargas del CSI, debido a la ausencia de un sistema AMI, por lo que se debe optar por métodos alternativos para realizar una aproximación a dicha condición.

El enfoque que se emplea para representar la demanda de los 3,94 MW es asignar el aporte en p.u de consumo, de cada una de las cargas al CSI. Con esto se asigna una mayor demanda a las cargas que registraron mayores consumos, con el objetivo de generar zonas con mayor densidad de demanda para el circuito.

Para asignar la demanda de cada una de estas cargas, se determina una demanda promedio durante un mes para estos clientes.

$$P_{prom} = \frac{E}{t} \quad (3.1)$$

Donde

- P_{prom} : Potencia real promedio en kW.
- E : Consumo de energía mensual en kWh.
- t : Periodo de tiempo, siendo la cantidad de horas del mes (h).

Una vez se tiene la potencia real promedio, se divide entre su factor de potencia para obtener su potencia aparente en kVA, donde se toma un factor de potencia de 0,99 para cargas residenciales, y se asume uno de 0,90 para industriales.

$$S_{prom} = \frac{P_{prom}}{FP} \quad (3.2)$$

Donde

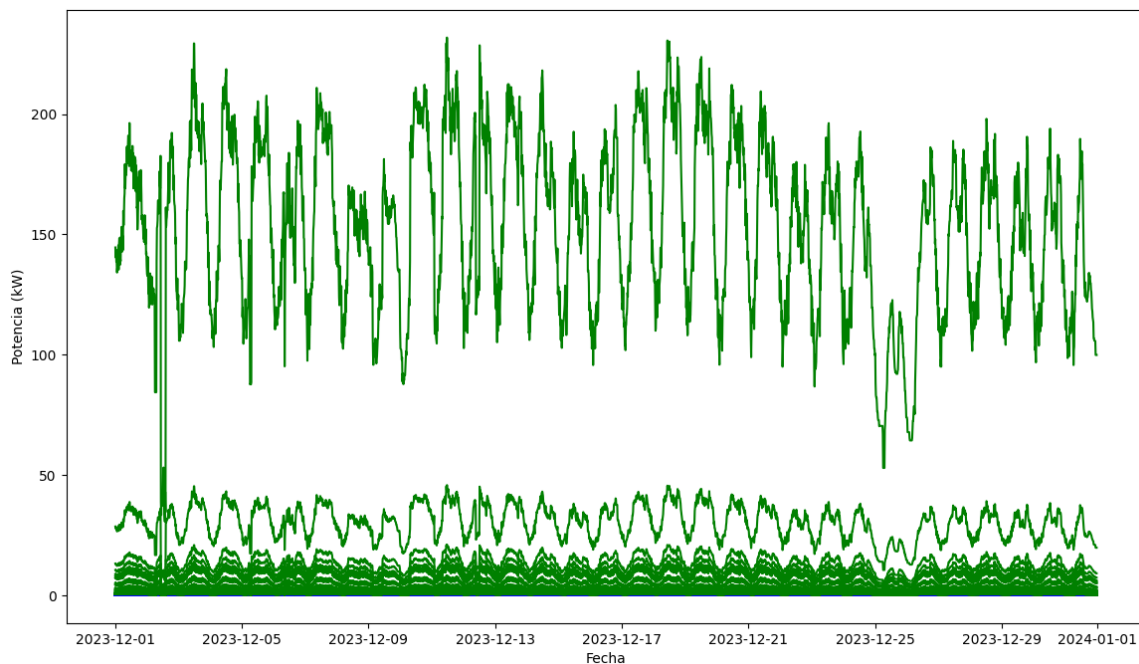
- S_{prom} : Potencia aparente promedio en kVA.
- FP : Factor de potencia.

Con el valor de la potencia aparente promedio, se pretende asignar un factor que represente el pico de demanda en el mes de diciembre, es decir, una relación de demanda máxima sobre demanda promedio. Para diciembre de 2023 se obtiene un promedio de 2,54 MW; al tomar dicho valor como referencia y al considerar la demanda máxima, se obtiene un factor de relación de 1,55. Este factor se aplica al promedio de todas las cargas para generar esta demanda máxima.

$$S_{max} = 1,55 \cdot S_{prom} \quad (3.3)$$

Otro método alternativo, fue generar los perfiles de demanda para cada una de estas cargas para el mes de diciembre, y extraer el dato de demanda al día y la hora requeridos. Esto se logra al identificar el aporte en p.u de cada uno de los intervalos de medición del SCADA en el alimentador, con respecto al consumo de energía mensual del CSI. Con este enfoque, de igual manera se busca determinar el aporte en p.u de cada una de las cargas al CSI y asignar una mayor demanda a las cargas con mayor consumo, a falta de un sistema AMI.

Figura 3.10: Perfil de demanda de las cargas CSI



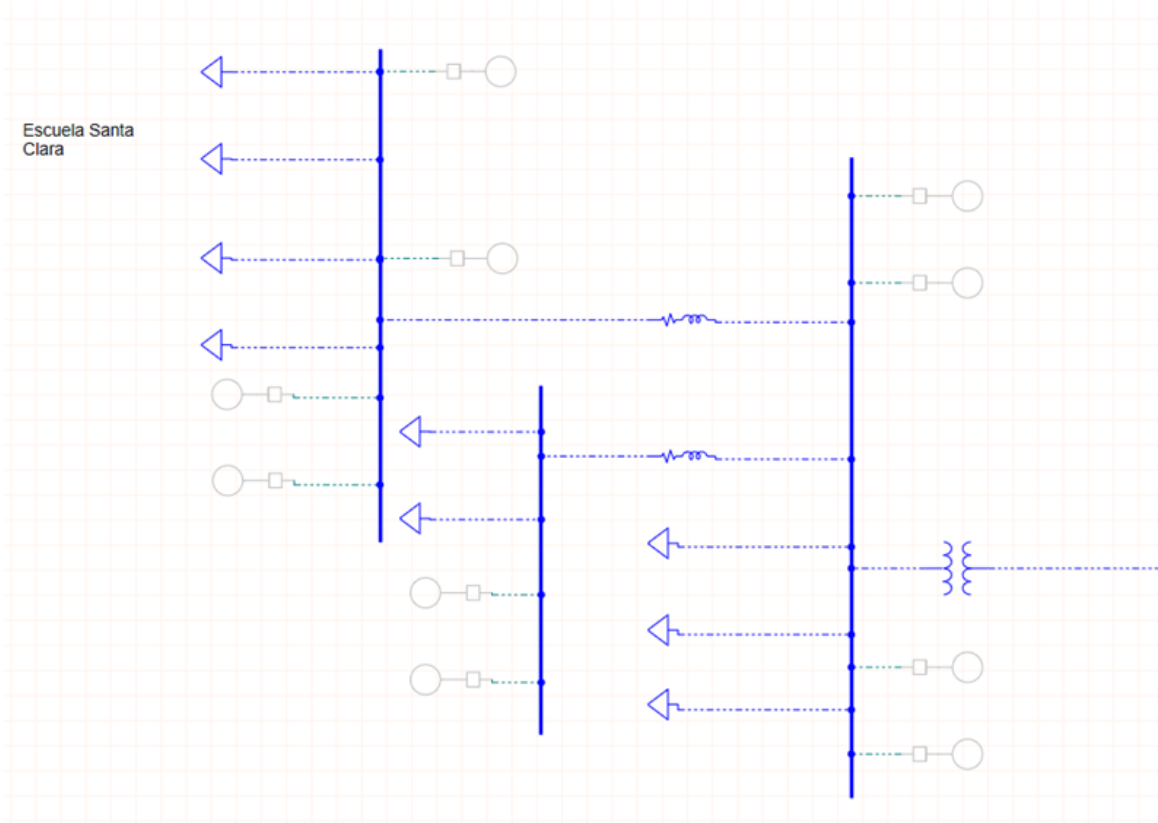
Fuente: Elaboración propia mediante Python

La figura 3.10 muestra los resultados de la generación de estos perfiles. En este caso, el enfoque de asignar un factor de demanda máxima produjo un valor cercano a 3,7 MW, mientras que el enfoque basado en perfiles generados arrojó una demanda de aproximadamente 2,0 MW. Por ello, se opta por modelar las cargas utilizando el primer método, que se aproxima más a los 3,94 MW demandados por el circuito.

Aún así, es evidente que no se logra generar las condiciones deseadas, debido a la variabilidad de consumos de los clientes entre estos meses. Por ello, se emplean las cargas de mayor demanda para ajustar el resultado, siempre y cuando no se llegue a ocupar al menos un 70 % de la capacidad del transformador asociado.

Una vez se tienen los valores de demanda máxima, se procede a colocar las cargas en sus respectivos transformadores. Dado que cada transformador puede tener una gran cantidad de cargas asociadas, no es posible modelar individualmente la acometida de cada carga, debido a las limitaciones de la licencia. Como alternativa, se opta por definir tres rangos de distancias de la carga al transformador según los valores de estas. Con esto se crean buses virtuales con una impedancia de por medio para representar esta distancia, donde se colocan las cargas según la distancia de su acometida, como se muestra en la figura 3.11, dando como resultado un total de 542 buses virtuales.

Figura 3.11: Cargas BT agrupadas



3.2.7. DER Instalado

Al igual que en el caso de las cargas, no se cuenta con un perfil de generación de los PV, por lo que se realiza una aproximación tomando como base el perfil de generación de un PV en Cartago según la irradiación de la zona y la generación en el mes de diciembre. La información de perfil de irradiación se toma a partir del proyecto realizado por el Ing. Sáenz, tabla 7.1 de la sección de Apéndices, mientras que la información de los proyectos de DG se muestra en la tabla 3.4, de acuerdo con el departamento de servicios técnicos.

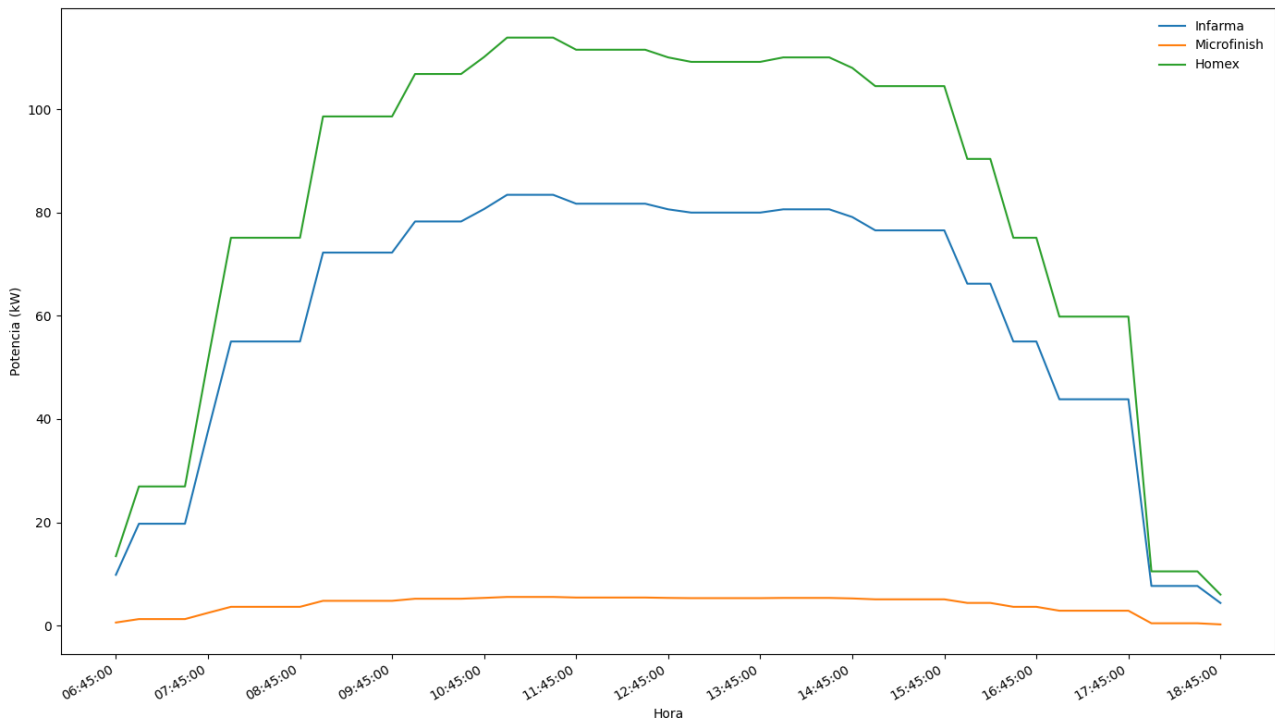
Tabla 3.4: Proyectos DG en el CSI

Fase	Tipo de fuente	Energía generada (kWh)	Potencia instalada (kW)
Trifásica	PV	21720,00	196,10
Trifásica	PV	12600,00	126,40
Trifásica	PV	29640,00	225,00

Fuente: Elaboración propia

La información de energía generada se divide entre los días del mes para obtener la cantidad de energía generada por día, de manera que con el perfil de irradiación se determina el aporte que hace en p.u cada hora del día a la generación total, similar al perfilado de las cargas. La figura 3.12 presenta un perfil de generación de cada uno de estos proyectos de DG a lo largo del día para el mes de diciembre.

Figura 3.12: Perfil de generación de la DG presente en el CSI



Fuente: Elaboración propia mediante Python

De este perfil se extrae el valor de la generación el día 11 de diciembre a las 11:30 a.m., que corresponden a 83,42; 5,56 y 113,86 kW, los cuales no superan la potencia instalada de la tabla 3.4, por lo que se modela con estos resultados.

Para modelar el DER, existe la posibilidad de utilizar los arreglos de PV con los que cuenta ETAP®. Sin embargo, dado que la metodología indica que para los escenarios de gran escala y pequeña escala se debe modelar como máquinas de inducción, con un factor de potencia unitario y con un aporte a corrientes de falla de 1,2 p.u, se opta por modelar el DER de dicha manera, como se muestra en las figuras 3.13 y 3.14.

Figura 3.13: Modelado del DER en ETAP®

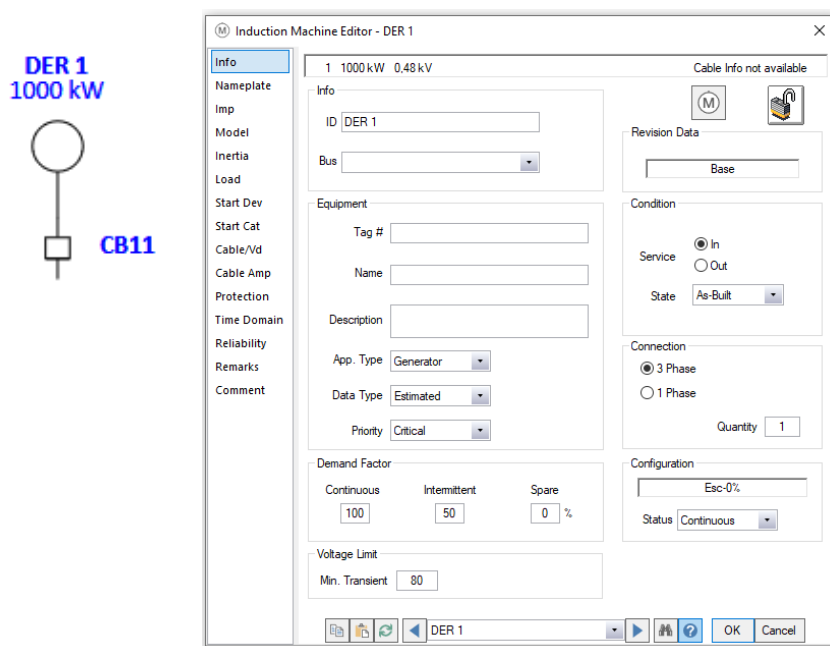


Figura 3.14: Aporte de 1.2 p.u de corriente de falla en ETAP®

Induction Machine Editor - DER 1

1 1000 kW 0.48 kV Cable Info not available

Design Other

Locked Rotor

%LRC	LRA	LR kVA/HP
120	1443	0.89

Sequence Z

X"	Xo	X2
82.745	16.667	16.667 %

ANSI Short-Circuit Z

☒ Std MF
☐ User Defined
☐ From T"

Torque

	%	N-m
LR	35	1857.8
Max	210	11146.8
Rated	100	5308

% Xsc

% Xsc	Network
83.333	1/2 cy Network
125	1.5-4 cy Network

Grounding...

DER 1

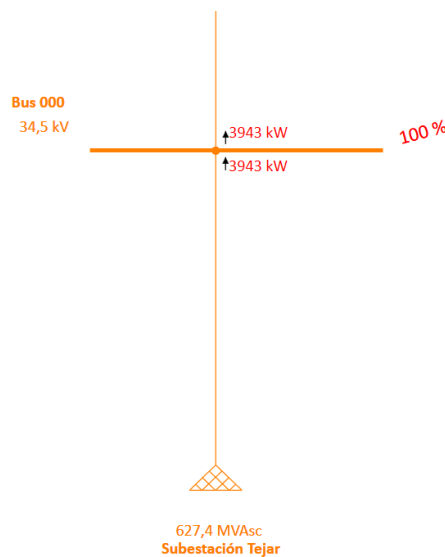
OK Cancel

3.3. Validación del Modelo

Una vez se modelan todos los elementos del circuito, se obtiene el unifilar de la figura 3.16, donde las líneas anaranjadas representan líneas de MT trifásicas, las azules líneas de MT monofásicas en la fase C, las rojas líneas de MT monofásicas en la fase B, y las negras corresponden a la fase A.

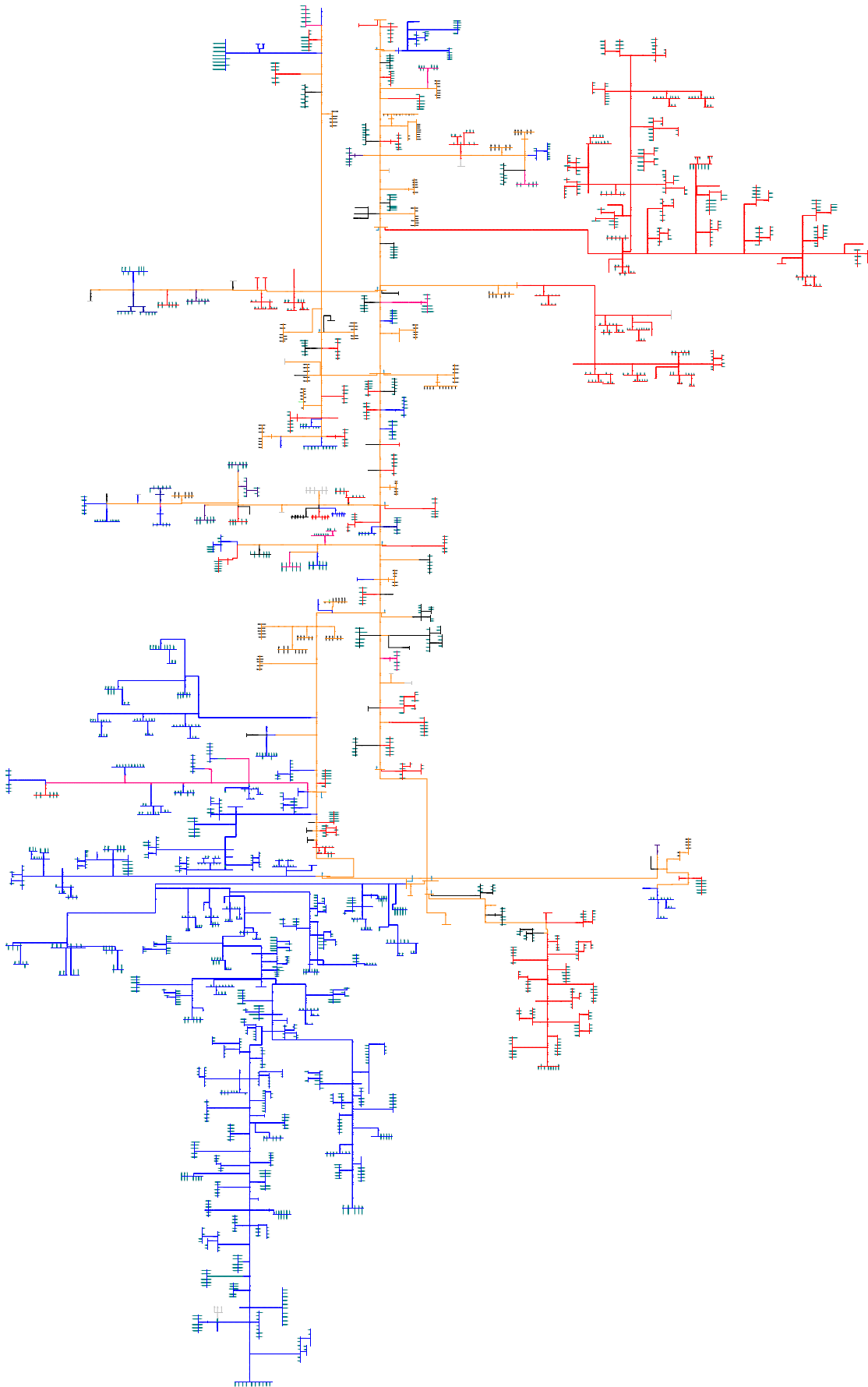
Como validación del modelo, se corren los flujos de potencia y de cortocircuito para verificar que las configuraciones realizadas no incurren en ningún error. Con el flujo de potencia se puede observar la demanda de 3,94 MW en el alimentador (figura 3.15).

Figura 3.15: Simulación demanda máxima del circuito



Este modelo representará el escenario base, que será empleado como referencia para observar los cambios en tensión, los desbalances y las corrientes de cortocircuito en el CSI para los escenarios en gran y pequeña escala de los siguientes capítulos. Además, con esta actualización, se consigue una mejor relación entre el modelo en ETAP® y el GIS, de manera que es posible localizar los diferentes elementos en la red entre uno u otro.

Figura 3.16: Unifilar CSI



Fuente: Elaboración propia en ETAP®

Capítulo 4

Integración de DER en Pequeña Escala

Para evaluar la HC en pequeña escala, se deben asignar DER en todos los nodos de BT de cada una de las cargas presentes en el circuito, y comenzar a aumentar la inyección de potencia del DER de manera gradual y simultáneamente en todas estas. Para generar estos escenarios se emplean las herramientas de Study Wizard y Scenario Wizard de ETAP®(figura 4.1).

Figura 4.1: Herramientas de escenarios ETAP®



Con estas herramientas, es posible configurar el aumento de inyección de potencia del DER según el paso que se utilice, como se muestra en la figura 4.2, donde se generan los escenarios de flujos de potencia base, con y sin DER existente en el circuito, y los escenarios de asignación de DER a un paso en porcentaje, como se explica en la siguiente sección. Esto aplica de igual forma para los escenarios de cortocircuito.

Figura 4.2: Configuración de escenarios en pequeña escala en ETAP®

Study Wizard

Study Macro

ID

New Copy Delete

Run

☐ Send LF Results to File

Clear

Browse View

Parameters

Order	Active	Scenario	Pause
1	☒	FP Base Desb	☐
2	☒	FP DER	☐
3	☒	LS 10_FP Unbalncd	☐
4	☒	LS 20_FP Unbalncd	☐
5	☒	LS 30_FP Unbalncd	☐
6	☒	LS 40_FP Unbalncd	☐
7	☒	LS 50_FP Unbalncd	☐

Add Insert Delete View

Comparison File

Global Summary (Pass/Fail) Report

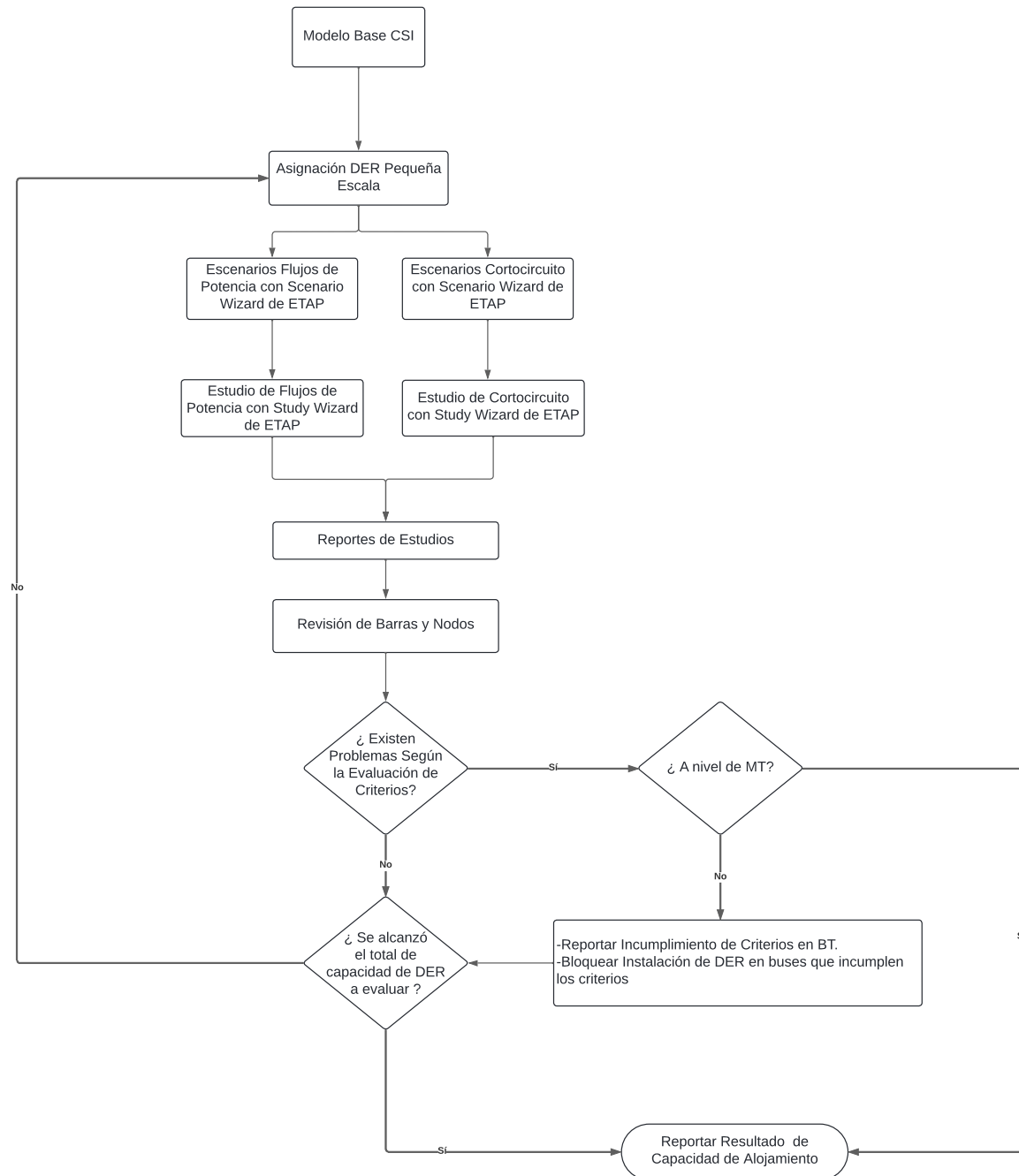
Browse View

Clear

< LS FP > Help OK Cancel

Una vez se generan los estudios de flujo de potencia y de cortocircuito, se exportan los informes para aplicar los criterios y determinar la HC. La figura 4.3 muestra el proceso para la revisión de los resultados, que permite determinar la HC, donde se incorpora el procedimiento establecido en la sección 1.9, figura 1.2.

Figura 4.3: Procedimiento para determinar la capacidad de alojar DER en pequeña escala con ETAP®



Fuente: Elaboración propia

Esto surge como alternativa a la falta de un módulo de HC, que permita automatizar tanto la asignación de DER como la revisión de criterios, por lo que todo este proceso se realiza de manera manual. La ruta por seguir, de acuerdo con el diagrama de flujo, es a partir del modelo base, para comenzar a asignar DER en cada una de las barras de BT del CSI. No se consideró el DER en los transformadores con conexión delta abierta. Seguidamente, se configuran los escenarios de flujos de potencia y de cortocircuito, según el paso asignado, como se explica en la siguiente sección. Estos escenarios conformarán dos estudios, uno de flujos de potencia y otro de cortocircuito como el de la figura 4.2, los cuales generan sus respectivos informes con los niveles de tensión, sobrecarga, desbalance, factor de potencia, entre otros. Para cada paso de aumento de DER, se revisan los criterios de evaluación y, en el caso del incumplimiento en alguno de los buses, se bloquea, por lo que ya no puede alojar más DER. Se vuelve a correr el escenario para realizar una comprobación, y se comienza a analizar para el siguiente paso, donde este procedimiento se repite hasta que algún nodo MT falle, o bien ya no haya más DER por evaluar.

4.1. Asignación de DER en Pequeña Escala

Si bien la metodología indica que se debe realizar un aumento de la capacidad de DER instalada, no se especifica un paso en concreto en kW para realizar este aumento. El procedimiento de asignación de DER se detiene una vez se incumple alguno de los criterios en un nodo de MT, o bien cuando se alcanza la capacidad de asignar DER. Este último aspecto se alcanza cuando los nodos en BT no son candidatos para alojar más DER, debido al incumplimiento de alguno de los criterios, lo que ofrece un límite teórico que se puede utilizar para asignar un paso al que se asigna DER en pequeña escala, siendo este límite el incumplimiento del criterio térmico de sobrecarga de transformadores.

Por ello, se define un incremento del 10 % de la capacidad nominal del transformador, estableciendo así un paso que permite aumentar, de forma proporcional y simultánea, la inyección de potencia del DER en todo el CSI.

Tabla 4.1: Aumento DER en pequeña escala

Capacidad Transformador (kVA)	Paso (kW)
10	1
15	1,5
25	2,5
37,5	3,75
50	5
75	7,5
100	10
150	15
225	22,5
300	30
750	75
1500	150
2250	225

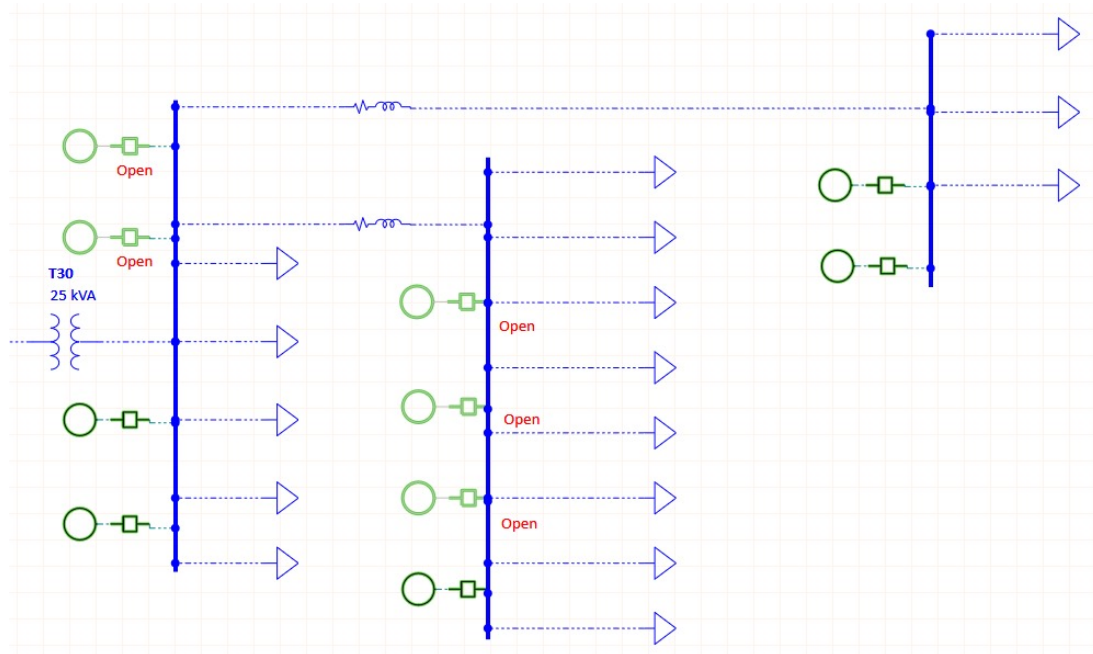
Fuente: Elaboración propia

La tabla 4.1 muestra el aumento en kW por porcentaje, según las potencias nominales de los transformadores monofásicos y trifásicos del CSI. La configuración del DER se realiza tal como se explicó en la sección 3.2.7, donde este se modela como máquina de inducción, sin regulación de tensión y con aporte 1,2 p.u de corriente de falla.

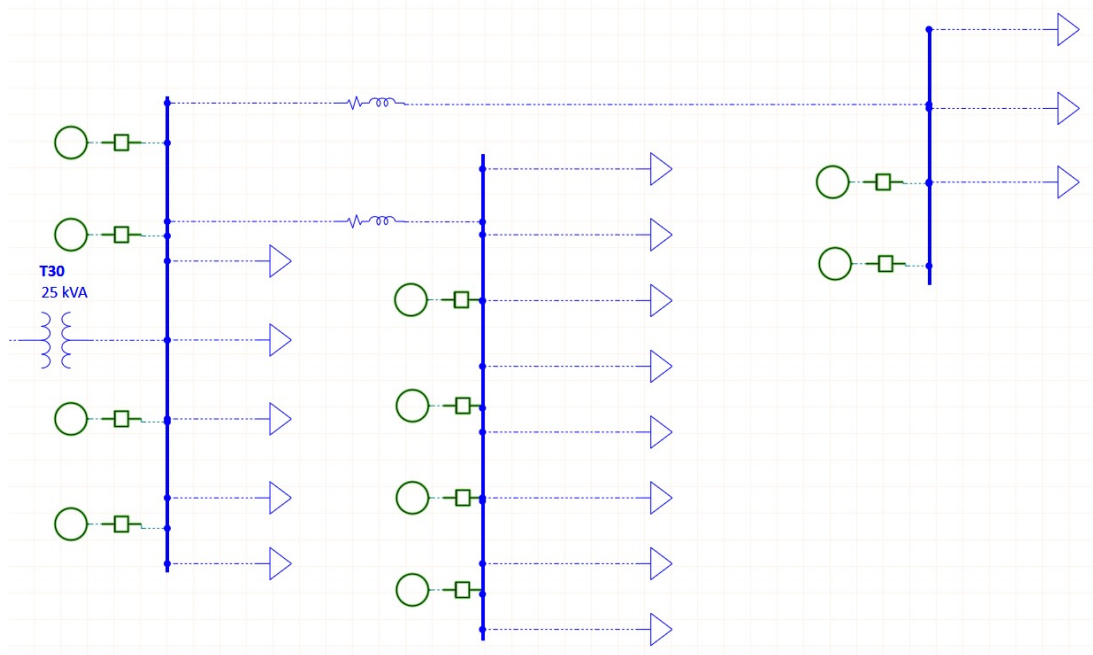
La figura 4.4 muestra, a modo de ejemplo, el proceso de incremento de DER para dos escenarios: 50 y 100 %. En este ejemplo, al tratarse de un transformador de 25 kVA, el paso en que se aumenta corresponde a 2,5 kW, de acuerdo con la tabla 4.1, por lo que para el escenario de 50 %, figura 4.4(a), se aprecia cómo únicamente se encuentran activos cinco elementos de DER, lo que corresponde a un aporte de 12,5 kW. En el caso del escenario de 100 % de DER, todo los elementos se encuentran activos, como se presenta en la figura 4.4(b), lo que corresponde a una inyección de 25 kW.

Esta asignación se realiza tanto para las cargas medidas en BT como para las medidas en MT. Sin embargo, en el caso de las cargas medidas en MT, no se dispone de la información completa sobre los transformadores asociados, porque en el GIS solo se presenta la ubicación georreferenciada de las cargas. Para solucionar esta limitación, se asigna el tamaño de transformador comercial más cercano. Esto representa un desafío importante para la precisión de los resultados, ya que la potencia inyectada por el DER en el nodo podría diferir de la realidad.

Figura 4.4: Incremento de DER en pequeña escala



(a) 50 % DER



(b) 100 % DER

4.2. Evaluación de Criterios de Capacidad de Alojamiento

Para determinar la capacidad de alojamiento de DER en el CSI, se deben revisar los nueve criterios establecidos en la Ley 10086. De estos nueve criterios solo se evalúan seis, pues el criterio de aumento de acciones de control no aplica en aquellos circuitos que no cuentan con reguladores de tensión o bancos de capacitores controlados automáticamente, como es el caso del CSI. El criterio de disparo indebido no se analiza, debido a que en la subestación de Tejar se cuenta con relés SEL 451, los cuales poseen bidireccionalidad, de modo que permiten discriminar entre fallas aguas arriba y aguas abajo. Por último, el criterio de coordinación fusible-interruptor no se evalúa, ya que no existe un esquema salva fusibles en el circuito de estudio.

Con respecto a los criterios de corriente, no se cuenta con el módulo que permite correr cortocircuito desbalanceado, por lo que se opta por revisar la máxima reducción de alcance o aumento de corriente de falla en las cargas trifásicas de cada escenario, para determinar el bloqueo de un nodo cercano a nivel de BT, o bien finalizar la simulación en el caso de tratarse de un incumplimiento a nivel de MT.

El desbalance de tensiones se evalúa únicamente en los nodos trifásicos de MT, donde según el modelo base, el desbalance de tensión del circuito en la cabecera es del 0,12 %, y se registra un desbalance máximo de 2,30 % a nivel secundario de los bancos de transformadores delta abierto.

En las siguientes secciones se presentan los buses bloqueados para cada incremento de DER, junto con los resultados obtenidos al aplicar los criterios establecidos.

4.2.1. Escenario 10 % DER

Para un escenario del 10 %, no se registra incumplimiento alguno de los criterios de evaluación en los buses por evaluar, por lo que no se bloquean buses en este escenario.

4.2.2. Escenario 20 % DER

En el escenario de 20 % de DER se observa que los buses 22346 y 27762 en BT alcanzan un nivel de tensión cercano a 1,05 p.u, por lo que se revisa el resto de los criterios en estos buses.

Tabla 4.2: Buses bloqueados para un escenario de 20 % de DER

Criterio	Bus 22346	Bus 27762
Aumentos de tensiones en régimen permanente (%)	103,65	103,07
Variaciones de tensión (%)	3,97	4,93
Sobrecarga de transformadores (%)	20	20

La tabla 4.2 muestra la aplicación de criterios a los buses cercanos a incumplir los criterios de tensión, donde se observa que incluso el bus 27762 tuvo aumento cercano al 5 % en la variación de tensión con respecto al escenario base, lo que estaría incumpliendo este criterio.

En este caso, ambos buses se encuentran en laterales monofásicos, por lo que no se evalúa el desbalance de dicho nodo. A nivel de alimentador, el desbalance máximo registrado es del 0,06 % y 0,04 % en la cabecera, lo que muestra una reducción con respecto al escenario base.

Para este nivel de integración de DER, se registra un aumento de corriente de falla máxima en el bus 072235, correspondiente a un aumento del 2,9 %.

Por esto, los criterios de tensión establecen el límite de integración, donde se registra una capacidad máxima de alojar DER del 20 % en ambos casos, correspondiendo a 15 kW para el bus 22346 y 10 kW para el 27762.

4.2.3. Escenario 30 % DER

En este escenario, de igual manera se observa la limitante de los criterios de tensión, ya que se encuentran cercanos a incumplir el nivel de tensión y variación permitidos por el ente regulador.

Tabla 4.3: Buses bloqueados para un escenario de 30 % de DER

Criterio	Bus 07235	Bus 19992	Bus 30560
Aumentos de tensiones en régimen permanente (%)	104,64	103,76	103,26
Variaciones de tensión (%)	4,85	2,72	3,78
Desbalances de tensión (%)	0,03	-	-
Sobrecarga de transformadores (%)	30	30	30
Reducción de alcance (%)	0	-	-
Aumento de corriente de falla (%)	4,36	-	-

El bus 07235 permite analizar los criterios de corriente y desbalance, al tratarse de una carga trifásica, donde se da un aumento del 4,36 % de corriente de falla y siendo este el máximo valor registrado para este escenario. Así como el desbalance en su nodo MT, siendo este un valor sumamente pequeño, al igual que en la cabecera del circuito donde este valor es del 0,02 %

Estos resultados representan una capacidad de alojar DER para los buses 07235, 19992 y 30560 de 675, 15 y 15 kW respectivamente, debido al aumento y variación de tensión.

Es importante destacar que, para este escenario, se comienzan a dar flujos de potencia inversos, donde se ha cubierto la demanda del caso base, y se registra un flujo de potencia inverso de 2 092 kW en el alimentador. Esta situación implica que el circuito opera únicamente con la potencia que es generada por el DER y entrega el excedente a la red, lo cual es una situación indeseada, ya que los sistemas PV, al tratarse de máquinas estáticas, no tienen una capacidad de respuesta ante perturbaciones en la red.

4.2.4. Escenario 40 % DER

Al aumentar el nivel de DER a un 40 %, se bloquean tres buses, como se muestra en la tabla 4.4.

Tabla 4.4: Buses bloqueados para un escenario de 40 % de DER

Criterio	Bus 14611	Bus 13941	30535
Aumento de tensiones en régimen permanente (%)	104,32	103,50	103,72
Variaciones de tensión (%)	4,82	3,62	3,81
Desbalances de tensión (%)	-	0,05	-
Sobrecarga de transformadores (%)	40	40	40
Reducción de alcance (%)	-	0	-
Aumento de corriente de falla (%)	-	3,56	-

El máximo aumento de corriente de cortocircuito registrado para este escenario es del 4,36 %, correspondiente al bus 07235 previamente bloqueado.

Nuevamente se encuentra una carga trifásica, como lo es el bus 13941, la cual permite evaluar los criterios de corriente y desbalance. Al igual que en el escenario anterior, es evidente que a nivel de pequeña escala los aumentos de desbalance y corriente de falla no tienen un alto impacto, como sí ocurre con los niveles de tensión. Para este escenario se permite una capacidad de alojar DER de 4, 60 y 20 kW para los buses 14611, 13941 y 30535 respectivamente, debido al aumento y variación de tensión.

4.2.5. Escenario 50 % DER

En el escenario de aumento del 50 % de DER, se bloquean únicamente dos buses monofásicos, por lo que no se evalúan criterios de desbalance y corriente en estos buses, obteniendo una capacidad de alojar DER de 5 kW para ambos buses, debido al aumento y variación de tensión.

Tabla 4.5: Buses bloqueados para un escenario de 50 % de DER

Criterio	Bus 37467	Bus 31084
Aumento de tensiones en régimen permanente (%)	103,75	104,75
Variaciones de tensión (%)	3,87	4,42
Sobrecarga de transformadores (%)	50	50

En este escenario, nuevamente se mantiene como máximo aumento de corriente de falla la del bus 07235, así como un desbalance en la cabecera del 0,09 %, siendo este también el máximo desbalance encontrado a nivel de MT.

4.2.6. Escenario 60 % DER

La tabla 4.6 muestra los resultados obtenidos para un aumento del 60 % de DER, donde no se registran buses trifásicos. Para los buses 14885 y 14609 se obtiene una capacidad de alojar DER de 15 y 6 kW respectivamente, debido al aumento y variación de tensión.

Tabla 4.6: Buses bloqueados para un escenario de 60 % de DER

Criterio	Bus 14885	Bus 14609
Aumentos de tensiones en régimen permanente (%)	104,06	103,24
Variaciones de tensión (%)	4,54	3,43
Sobrecarga de transformadores (%)	60	60

Para este escenario aparece el bus 38023 con el mayor aumento de corriente de falla, siendo esta de 4,56 %. A nivel de desbalance, en la cabecera se registra nuevamente un 0,12 % de desbalance, al igual que el caso base, y un desbalance máximo en el alimentador de 0,14 %. Esto implica que a partir de este escenario el desbalance las líneas de MT trifásicas comenzará a aumentar.

4.2.7. Escenario 70 % DER

La capacidad de alojar DER en los buses de la tabla 4.7, corresponde a 105, 7 y 105 kW respectivamente, debido al aumento y variación de tensión.

Tabla 4.7: Buses bloqueados para un escenario de 70 % de DER

Criterio	Bus 13802	Bus 26363	25472
Aumentos de tensiones en régimen permanente (%)	104,27	104,63	104,81
Variaciones de tensión (%)	4,83	4,68	4,91
Desbalances de tensión (%)	0,14	-	0,15
Sobrecarga de transformadores (%)	70	70	70
Reducción de alcance (%)	0	-	0
Aumento de corriente de falla (%)	4,38	-	4,51

El desbalance en la cabecera del CSI, para este nivel de integración, aumenta con respecto al escenario base, ya que se registra un desbalance de 0,16 %, mientras que hay un desbalance máximo del 0,18 % en uno de los laterales. Con respecto al aumento de corrientes de falla, el bus trifásico 22395 registra el máximo aumento de corriente de falla con un 5,1 %.

Los buses 1802 y 25472, al ser trifásicos, permiten evaluar el desbalance y cambios en las corriente de cortocircuito. Donde se observa, en la tabla 4.7, que estos criterios no presentan la limitante para los escenarios de pequeña escala.

4.2.8. Escenario 80 % DER

Para este escenario, únicamente se bloquea el bus 13803, de acuerdo con la tabla 4.8, el cual corresponde a un bus trifásico, donde se establece para este una capacidad de alojar DER de 60 kW, debido al aumento y variación de tensión.

Tabla 4.8: Buses bloqueados para un escenario de 80 % de DER

Criterio	Bus 13803
Aumento de tensiones en régimen permanente (%)	104,12
Variaciones de tensión (%)	4,78
Desbalances de tensión (%)	0,17
Sobrecarga de transformadores (%)	80
Reducción de alcance (%)	0
Aumento de corriente de falla (%)	4,86

Nuevamente, el bus 22395 registra el máximo aumento de corriente de falla, con un aumento del 5,83 %. Mientras que a nivel de cabecera se registra un desbalance del 0,20 % y 0,22 % en uno de los laterales.

4.2.9. Escenario 90 % DER

La capacidad de alojar DER es de 9 kW para el bus 29081 y de 22,5 kW para los buses 1406 y 38263, debido al aumento y variación de tensión

Tabla 4.9: Buses bloqueados para un escenario de 90 % de DER

Criterio	Bus 29081	Bus 1406	38263
Aumento de tensiones en régimen permanente (%)	104,49	104,42	104,88
Variaciones de tensión (%)	4,83	4,76	4,97
Sobrecarga de transformadores (%)	90	90	90

El aumento de corriente de falla en la barra 22395 corresponde a un 6,56 %. Mientras que el desbalance de cabecera y máximo del alimentador corresponde a 0,24 % y 0,27 %.

4.2.10. Escenario 100 % DER

Para un nivel de 100 % de integración de DER, se incumple el criterio de sobrecarga de transformadores, por lo que se detiene la asignación de DER en los nodos restantes del CSI. El incumplimiento de criterios en todas estas barras se da a nivel de BT, por lo que únicamente se bloquean para no alojar más DER. A nivel de MT no se llega a incumplir ninguno de los criterios, por lo que el límite teórico de la capacidad de los transformadores es el que finaliza con la simulación. La tabla 4.10 muestra, a modo de resumen, los resultados del escenario de pequeña escala, en la cual se aprecia que para el escenario de 100 % de asignación de DER, se bloquean el resto de buses, lo que corresponde a un total de 523 buses.

Tabla 4.10: Capacidad de alojamiento en pequeña escala

Escenario	DER instalado (kW)	Buses bloqueados	Criterio de incumplimiento
10 %	2 024	-	-
20 %	4 049	22346, 27762	Aumento y variación de tensión
30 %	6 037	7235, 19992, 30560	Aumento y variación de tensión
40 %	7 817	14611, 13941, 30535	Aumento y variación de tensión
50 %	9 544	37467, 31084	Aumento y variación de tensión
60 %	11 266	14885, 14609	Aumento y variación de tensión
70 %	12 956	13802, 26363, 25472	Aumento y variación de tensión
80 %	14 539	13803	Aumento y variación de tensión
90 %	16 134	29081, 14606, 38263	Aumento y variación de tensión
100 %	17 714	Resto de Buses	Sobrecarga de transformadores

Por otro lado, si bien no se pudo evaluar el aumento de corriente cortocircuito desbalanceado, para un nivel de integración del 100 %, el bus trifásico 22395 tiene un aumento de corriente de falla del 7,29 %, por lo que nunca se llega a incumplir alguno de los criterios de aumentos de corriente cortocircuito.

Con respecto al desbalance de tensión, para este nivel se registra el desbalance en la cabecera de 0,28 % y un desbalance máximo de 0,31 % a nivel de laterales. Además se registra un flujo de potencia inverso de 13 769 kW. Estos flujos de potencia y desbalances se explican con la capacidad instalada de los transformadores, ya que a este nivel, el DER instalado en la mayoría de buses alcanza la capacidad nominal del transformador, como se muestra en la tabla 4.11

Tabla 4.11: Potencia instalada de transformadores.

Fase	Potencia (kVA)
A	1205
B	2886
C	3512
Bifásica*	1040
Trifásica	12486

*No aloja DER

Dado que el DER instalado es de factor de potencia unitario, se tendrían 21 129 kW instalados en el CSI aproximadamente. Al considerar los buses bloqueados, los transformadores que no alojan DER, transformadores que se encuentran fuera de servicio, y pérdidas por equipos y distribución, siendo estas cercanas a los 200 kVA según ETAP®, se tendrían instalados aproximadamente 17 714 kW para un escenario máximo de HC.

Es importante aclarar que, aunque en este escenario se incumple el criterio térmico de sobrecarga de transformadores, lo que llevaría a asignar una capacidad de alojamiento de DER del 90 %, no se están considerando los flujos de potencia que se dirigen directamente hacia la carga donde están instalados, en lugar de hacia la red. Esto implica que, en realidad, no se alcanzaría la condición de sobrecarga.

4.3. Mapa de Capacidad de Alojamiento en Pequeña Escala

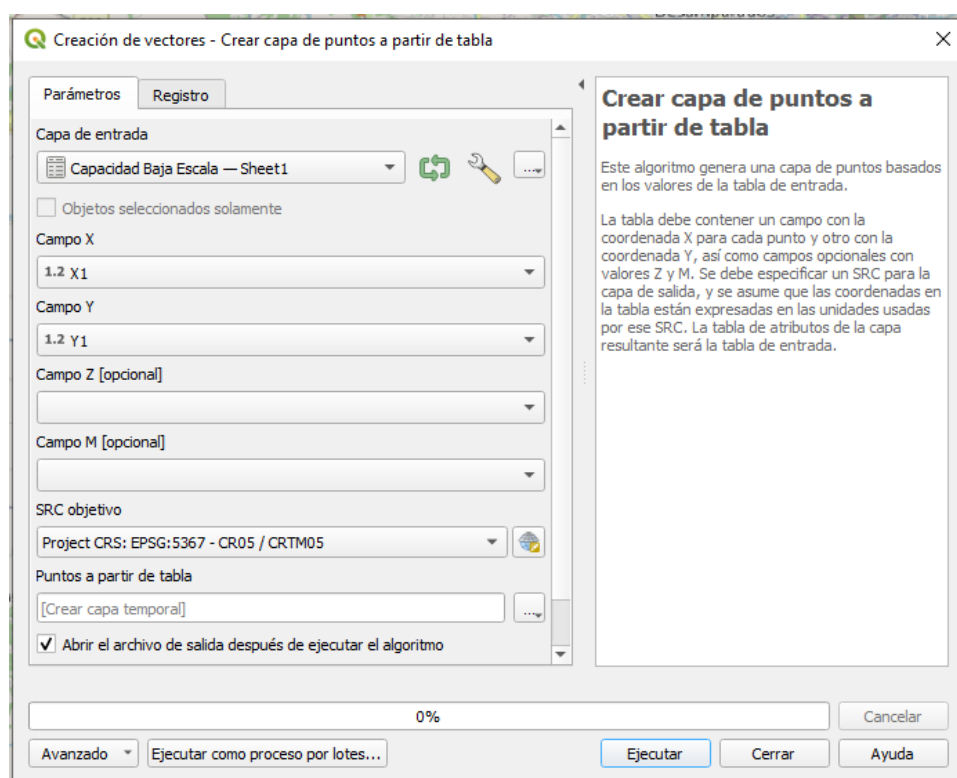
La última etapa de la metodología establecida por ARESEP solicita la elaboración de un mapa georreferenciado, que permita visualizar los resultados de cada estudio. Para la elaboración de este mapa se utiliza como base la información georreferenciada de los transformadores del circuito.

Tabla 4.12: Ejemplo de estructura capa de pequeña escala

Bus	X1	Y1	Potencia Nominal (kVA)	Capacidad Alojamiento DER (kW)	Circuito	Capacidad (%)
P30560	504907,6358	1086548,893	50	15	297 San Isidro	30

Para desarrollar el mapa, primero se debe generar la capa con la información que debe mostrar; para ello se muestra un ejemplo de la estructura empleada en la tabla 4.12, la cual se debe completar con su respectiva información. Este archivo en formato .xlsx se importa a QGIS® y se crean los puntos con la herramienta de crear puntos a partir de tabla.

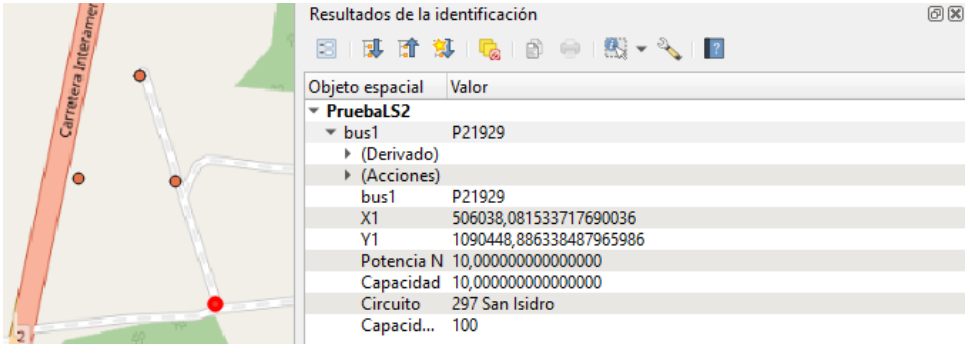
Figura 4.5: Herramienta creación de vectores en QGIS®



La figura 4.5 muestra la información solicitada por la herramienta, donde se deben proporcionar el archivo .xlsx, las columnas que contienen la información georreferenciada y el sistema de coordenadas por usar, siendo este el CRTM05 referente a Costa Rica. Una vez se generan los puntos, estos se exportan como una capa vectorial tipo shapefile.

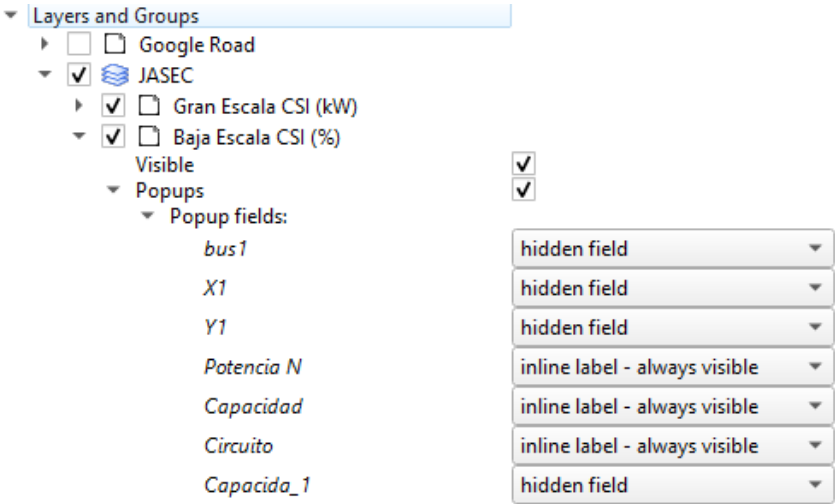
La capa creada mostrará la información asociada a cada uno de los puntos, como se muestra en la figura 4.6, donde posee todos los atributos establecidos en la tabla 4.12.

Figura 4.6: Atributos de la capa



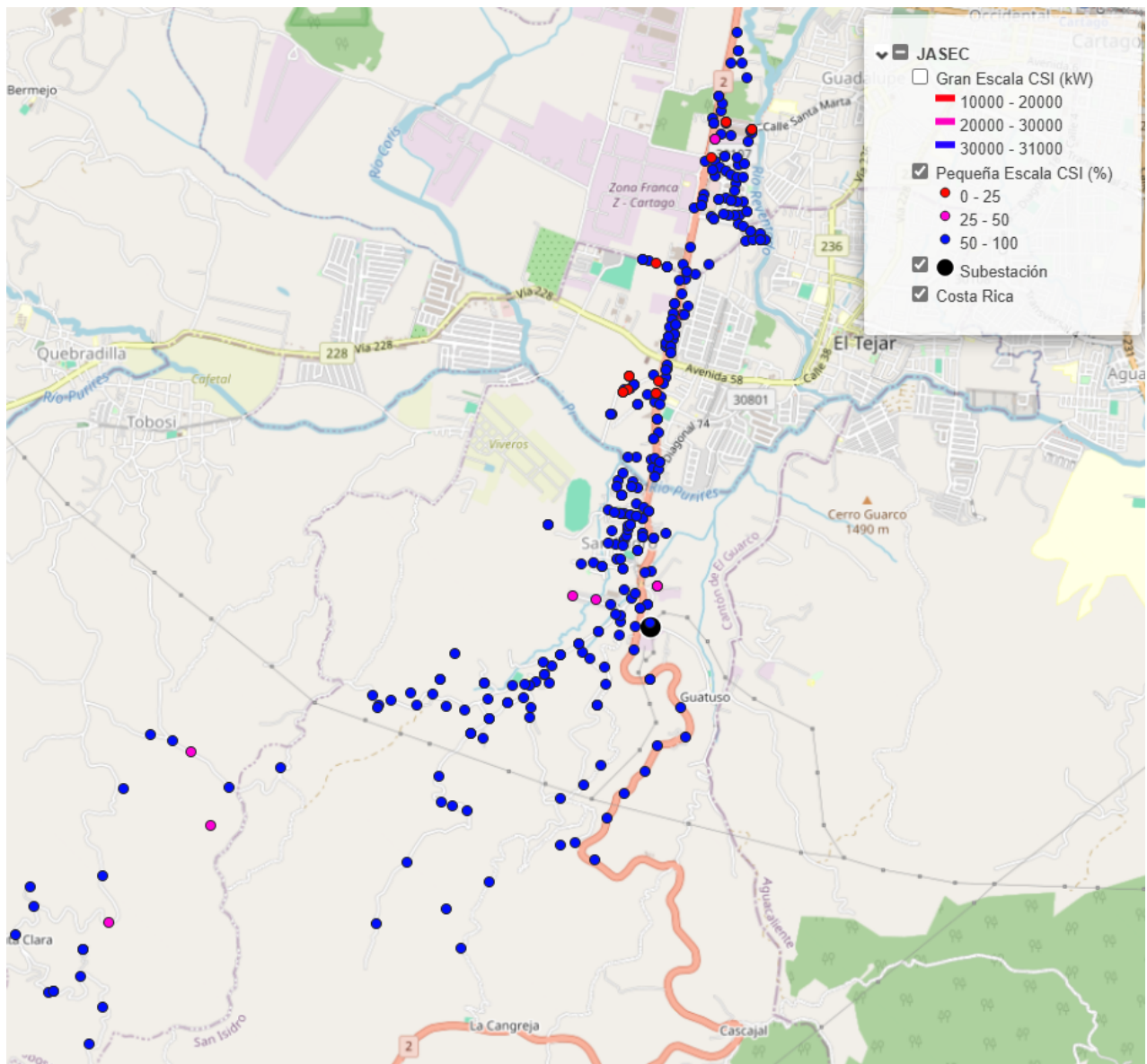
Si bien la capa contiene todos los puntos, referentes a los nodos, donde se encuentran los transformadores, no permite distinguir las capacidad de alojar DER en estos. Para ello se cambia la simbología, de manera que se realice un degradado, donde se atribuye una tonalidad de acuerdo con la capacidad de alojamiento de DER. Dado que para visualizar estos resultados se debe contar con el software de QGIS® y con las capas creadas, supone un inconveniente para presentar los resultados. Al considerar que estos mapas deben ser de acceso público como un ejercicio de transparencia, se utiliza el complemento de qgis2web, el cual permite la creación de un archivo .html que se pueda almacenar en algún tipo de servidor web. En este complemento se debe configurar la información que se desea presentar (figura 4.7), donde en este caso se seleccionan: capacidad nominal del transformador, capacidad de alojar DER y el circuito al que pertenece.

Figura 4.7: Configuración mapa web



Con este complemento se crea el mapa de capacidad de alojamiento de DER, el cual se puede visualizar en la siguiente página web https://joseedo98.github.io/Hosting-Capacity-JASEC/CSI_DER/Mapa.html, tal y como se muestra en la figura 4.8. Este mapa permite presentar los resultados de los estudios en una capa para el escenario de pequeña y gran escala, donde es posible seleccionar cuál se desea ver.

Figura 4.8: Mapa de capacidad de alojamiento en pequeña escala CSI



Fuente: Elaboración propia con QGIS®

Este mapa muestra la cantidad de DER que se puede alojar en cada nodo, el cual corresponde a la capacidad del transformador. Incluye una leyenda con un degradado de color que permite identificar, según el color, el nivel de integración de DER basado en los resultados de los escenarios previamente indicados. Para facilitar la visualización y evitar una saturación de colores, se han seleccionado únicamente tres rangos, como se ilustra en la figura 4.8. El objetivo del uso de colores es ofrecer un apoyo visual; sin embargo, el dato relevante es la capacidad de alojamiento de DER en cada nodo. Para consultar este valor específico, se debe seleccionar el nodo de interés, como se muestra en la figura 4.9.

Figura 4.9: Capacidad de alojamiento en nodos



Fuente: Elaboración propia con QGIS®

Con base en los resultados obtenidos, se concluye que, para el escenario de pequeña escala, el efecto que determina la capacidad de alojar DER en los buses corresponde a los aumentos y variaciones de tensión. A su vez, esto implica que siempre y cuando no se superen los límites establecidos, la inyección de potencia por parte del DER puede representar una mejora a los perfiles de tensión de las cargas, especialmente en aquellas con altas caídas de tensión, dada su lejanía a su respectivo transformador.

Con respecto a los criterios de corriente, si bien no se pueden evaluar en su totalidad, debido a la falta de un módulo de cortocircuito desbalanceado, de acuerdo con lo obtenido en los buses trifásicos, ello no tiene una gran influencia a nivel de BT, donde el máximo aumento registrado fue del 7,29 %.

El criterio térmico de sobrecarga del transformador actúa como la limitante final para la capacidad de integración de DER en aquellos buses del CSI, donde los criterios de tensión no restringen dicha capacidad.

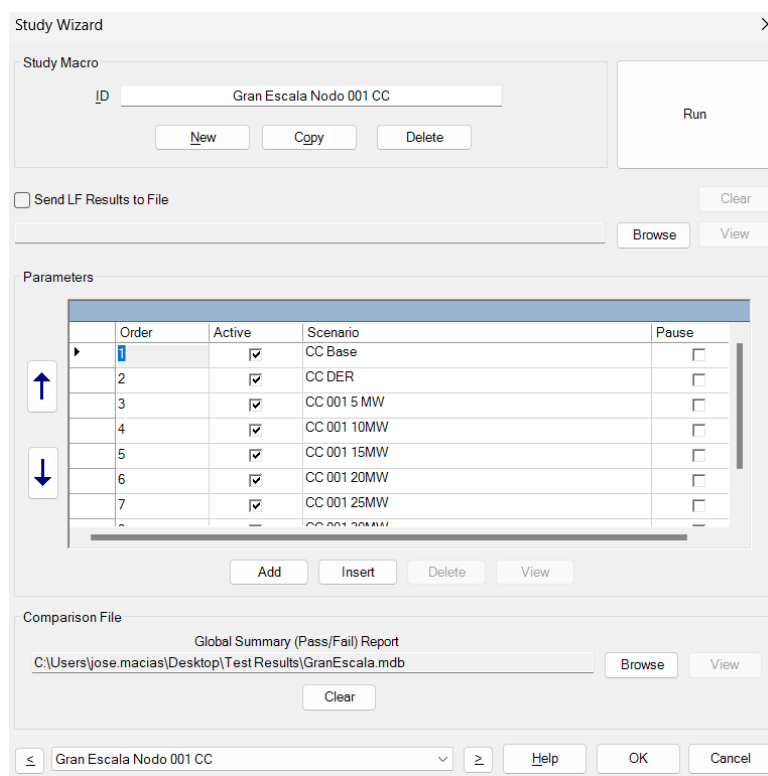
Por último, se debe recalcar nuevamente la importancia de conocer las capacidades de los transformadores de las cargas medidas a nivel de MT, ya que, según lo visto en los escenarios, representan un rol importante en la capacidad de integración máxima, por lo que los resultados obtenidos en estos nodos pueden estar alejados de la realidad.

Capítulo 5

Integración de DER a Gran Escala

La evaluación de HC a gran escala no se realiza de manera simultánea, sino que la inyección de potencia se debe realizar de manera individual en cada uno de los nodos seleccionados. Para ello, de igual manera se utilizan las herramientas de Study Wizard y Scenario Wizard de ETAP®, que permiten generar los escenarios y estudios de cada nodo asociado. Con esto es posible aumentar la inyección de potencia a un paso de 1 000 kW, según lo establecido por la normativa, dado que se trata de un circuito a una tensión de 34,5 kV.

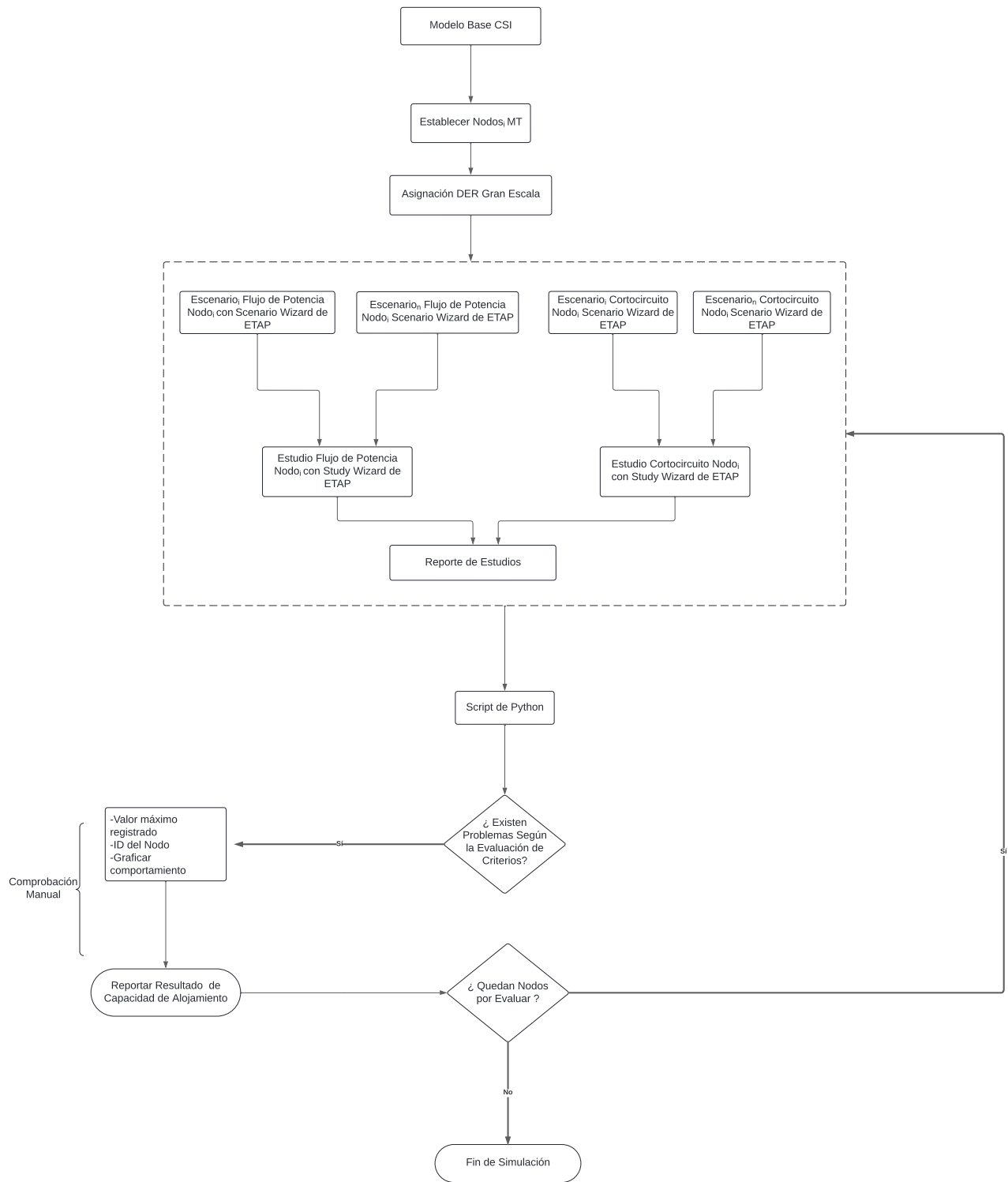
Figura 5.1: Configuración de escenarios en gran escala en ETAP®



A modo de ejemplo, la figura 5.1 presenta la configuración del estudio de cortocircuito para un nodo. Aunque la metodología establece un incremento de 1 000 kW, en este caso se utiliza un incremento de 5 000 kW en las simulaciones para reducir la cantidad de escenarios por configurar. El propósito de este enfoque es realizar un barrido amplio, que permita identificar el rango en el que se encuentra la HC, para luego determinar su valor exacto de manera manual.

La mayoría de las líneas de MT trifásicas emplean conductores de 336 AAC MCM y 1/0 AAC AWG, con una ampacidad aproximada de 520 y 250 amperios, respectivamente. Esta información se utiliza para establecer el límite de aumento del DER en los escenarios de cada nodo, tanto en estudios de flujo de potencia como de cortocircuito. Con base en estos datos, los escenarios se configuran para incrementar el DER en pasos de 5 000 kW hasta alcanzar los 35 000 kW, ya que a los 31 000 kW el conductor de 336 MCM alcanza el 100 % de su capacidad, incumpliendo así el criterio térmico de sobrecarga.

Figura 5.2: Procedimiento para determinar la capacidad de alojar DER en gran escala con ETAP®



Fuente: Elaboración propia

La figura 5.2 muestra un diagrama de flujo, para comprender el proceso empleado para determinar la HC. En este se definen los nodos MT trifásicos por evaluar, lo cual se explica en la siguiente sección, y se comienza a asignar DER en estos. En esta etapa se configuran los escenarios de flujo de potencia y cortocircuito que generan sus respectivos estudios con incrementos de 5 000 kW. Dada la cantidad de reportes generados por la totalidad de nodos por evaluar, se programa un script en Python que toma estos reportes y comienza el proceso de revisión, a través del desarrollo de funciones para la revisión de cada uno de los criterios; dicho script se presenta en el Apéndice 7.4. Este script identifica el paso al que se registra el incumplimiento de alguno de los criterios; por ejemplo a 25 000 kW, donde muestra el valor máximo registrado, la identificación del nodo donde se registra este incumplimiento, y una gráfica para la visualización de estos resultados. Esto lo realiza de manera repetitiva para cada uno de los nodos por evaluar.

Este script de Python representa una ayuda para identificar el rango de valores ente el que se encuentra la HC de cada nodo, donde posteriormente se realiza una comprobación manual para determinar el valor exacto. Es decir, para el ejemplo de 25 000 kW se verifica la máxima HC entre 21 000 kW y 25 000 kW.

5.1. Asignación de DER en Gran Escala

La metodología de ARESEP indica que se deben analizar al menos 10 nodos de MT trifásicos, por lo que para determinar la ubicación de nodos y cantidad de estos se emplearán tres criterios: flujos de potencia, cercanía a elementos de protección y ubicación geográfica.

La figura 3.16 muestra el modelo del CSI actualizado, donde se observa que el CSI cuenta con dos grandes laterales monofásicos correspondientes a las fases C y B, en la entrada de estos dos ramales se encuentran elementos de protección como lo son reconectores y fusibles, por lo que serán puntos por considerar para la asignación de nodos de MT trifásicos por evaluar.

Con el escenario base se corre el flujo de potencia base, donde se seleccionarán los nodos por evaluar en aquellos donde se identifica una potencia mayor a 1 000 kW.

La tabla 5.1 muestra los nodos por evaluar y el criterio de selección empleado, de manera que se analizarán 14 nodos, cumpliendo con la normativa. Con respecto al criterio de ubicación geográfica, se seleccionan tres nodos, uno debido a que se encuentra al final del circuito y otros dos en los laterales trifásicos del CSI. La figura 5.3 muestra la ubicación de los nodos en el modelo del circuito.

Tabla 5.1: Nodos trifásicos en MT por evaluar

Nodo ID	Criterio Selección
Nodo 001	Potencia en el Nodo
Nodo 002	Potencia en el Nodo
Nodo 003	Potencia en el Nodo
Nodo 004	Elementos de Protección
Nodo 005	Ubicación Geográfica
Nodo 006	Potencia en el Nodo
Nodo 007	Potencia en el Nodo
Nodo 008	Potencia en el Nodo
Nodo 009	Ubicación Geográfica
Nodo 010	Elementos de Protección
Nodo 013	Elementos de Protección
Nodo 014	Potencia en el Nodo
Nodo 015	Ubicación Geográfica
Nodo 016	Ubicación Geográfica

Fuente: Elaboración propia

Para los escenarios de gran escala se modela el DER, como se indica en los capítulos anteriores, como máquina de inducción sin control de tensión y con factor de potencia unitario. En este escenario el DER se conecta a un transformador, con una conexión estrella aterrizada - estrella aterrizada, de misma capacidad que el DER instalado para inyectar potencia al nodo por evaluar, como en la figura 5.4, esto según los requerimiento de la normativa.

Figura 5.3: Ubicación de los nodos trifásicos en MT por evaluar

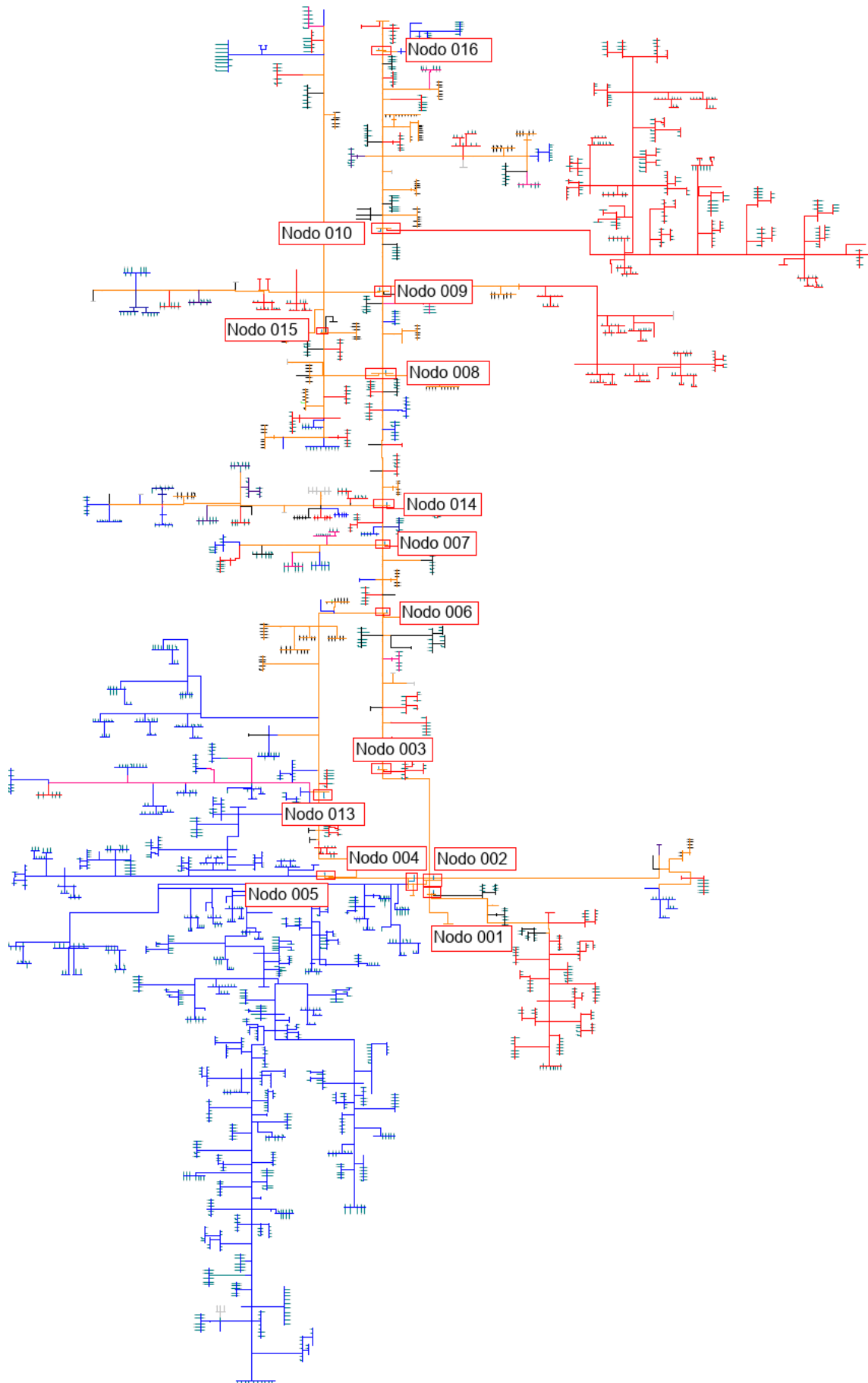
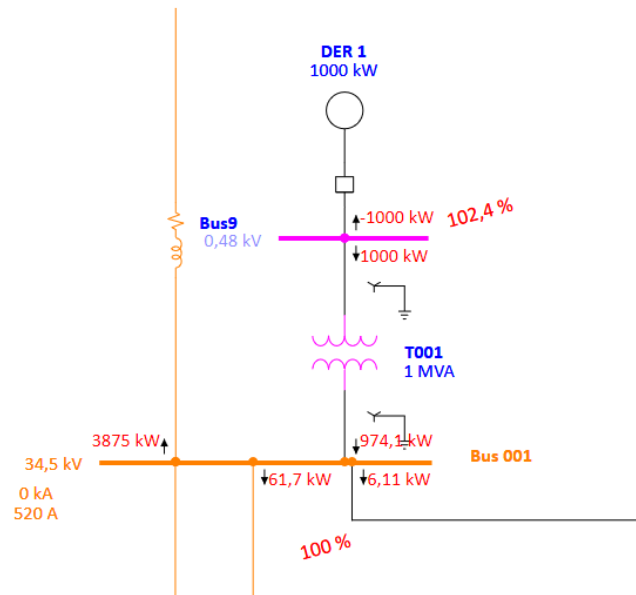
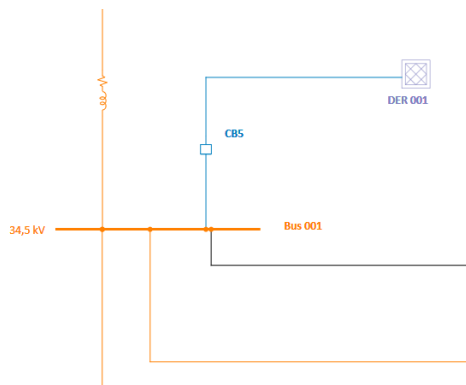


Figura 5.4: Conexión del DER al nodo 001 en ETAP®

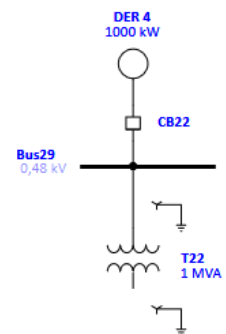


Para simplificar el proceso de creación de escenarios para la simulación del aumento de inyección de DER, se convierten los elementos en red compuesta como la de la figura 5.5, que se visualiza en una ventana aparte y permite ahorrar espacio en el unifilar.

Figura 5.5: Red compuesta en ETAP®



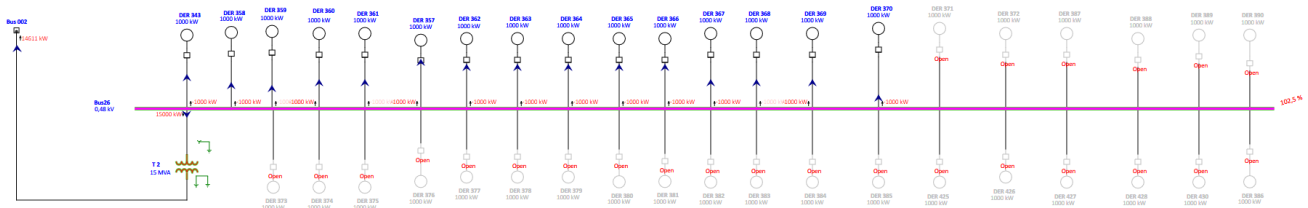
(a) Vista del Unifilar



(b) Vista Subred

En esta red compuesta, se configuran los diversos escenarios de asignación de DER a cada uno de los nodos seleccionados para el estudio, donde se colocan pasos de 1 000 kW, pero se generan los escenarios a pasos de 5 000 kW como previamente se indicó. En la figura 5.6 se muestra una inyección de potencia de 15 000 kW a modo de ejemplo.

Figura 5.6: Incremento de DER a pasos de 5000 kW en ETAP®



5.2. Evaluación de Criterios de Capacidad de Alojamiento

Se revisan seis de los nueve criterios establecidos en la Ley 10086, al igual que en el escenario de pequeña escala. Dado que los efectos de la integración de DER se manifiestan a nivel de MT en nodos trifásicos, la ausencia del módulo de cortocircuito desbalanceado no limita la evaluación, ya que con el módulo de cortocircuito balanceado, se pueden determinar los valores en estos nodos.

Además, dado que no se trata de 10 escenarios de integración, como el caso de pequeña escala, y las capacidades de HC difieren entre nodos, se muestran los resultados según el criterio de incumplimiento.

5.2.1. Sobrecarga de conductores

Los nodos 001, 002 y 003 al estar cercanos a la subestación de Tejar presentan el mismo comportamiento, donde hay aumento y variaciones de tensión imperceptibles, siendo estas del orden del 0,01 %.

El desbalance de tensiones aumenta ligeramente para los primeros miles de kW de DER inyectados y, posteriormente, se ve reducido hasta llegar al mismo desbalance que el escenario base de 0,12 %. Si bien en cada uno de los nodos se evalúa este criterio, al realizarse una inyección de potencia trifásica, este criterio no delimitará la máxima HC del nodo.

Con respecto a los criterios de corriente, la reducción de alcance se da únicamente en un nodo de BT, donde se alcanza una reducción cercana al 9 %. Sin embargo, al tratarse de un nodo en BT, y lejano a los elementos de protección, no se considera. Por su parte, para aumentos de corrientes de falla sí se registran aumentos, donde se puede observar que al alejarse de la subestación estas son cada vez mayores, pero sin incumplir con el aumento del 10 % establecido en la normativa.

Es por ello por lo que, en estos nodos la limitante es el criterio térmico de sobrecarga de conductores, donde se llega a ocupar hasta un 99 % de la capacidad de los conductores, correspondiente a una corriente de 506 A, de acuerdo con ETAP®, para una inyección de 31 000 kW, siendo esta la máxima HC para los nodos 001, 002 y 003. La corriente en los conductores de estos nodos para los diversos escenarios de integración de DER se presenta en la tabla 7.3 de la sección de Apéndices.

Tabla 5.2: Aplicación de criterios para nodo 001

Criterio	Escenario					
	5 MW	10 MW	15 MW	20 MW	25 MW	31 MW
Aumento tensiones en régimen permanente (%)	100	100	100	100	100	100,01
Variaciones de tensión (%)	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02
Desbalances de tensión (%)	0,14	0,13	0,13	0,13	0,12	0,12
Sobrecarga de conductores (%)	17,12	32,43	48,26	64,13	80,02	99,10
Reducción de alcance (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Aumento de corriente de falla (%)	1,10	2,20	3,31	4,41	5,50	6,81

Tabla 5.3: Aplicación de criterios para nodo 002

Criterio	Escenario					
	5 MW	10 MW	15 MW	20 MW	25 MW	31 MW
Aumento tensiones en régimen permanente (%)	100	100,01	100,03	100,04	100,06	100,08
Variaciones de tensión (%)	0,02	0,04	0,06	0,08	0,09	0,11
Desbalances de tensión (%)	0,14	0,13	0,13	0,13	0,13	0,12
Sobrecarga de conductores (%)	17,11	32,43	48,24	64,13	79,97	99,02
Reducción de alcance (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Aumento de corriente de falla (%)	1,21	2,42	3,63	4,83	6,03	7,22

Tabla 5.4: Aplicación de criterios para nodo 003

Criterio	Escenario					
	5 MW	10 MW	15 MW	20 MW	25 MW	31 MW
Aumento tensiones en régimen permanente (%)	100	100,01	100,03	100,04	100,06	100,13
Variaciones de tensión (%)	0,03	0,06	0,09	0,12	0,18	0,23
Desbalances de tensión (%)	0,14	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
Sobrecarga de conductores (%)	16,58	32,29	48,13	63,99	79,86	98,90
Reducción de alcance (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Aumento de corriente de falla (%)	1,27	2,56	3,83	5,10	6,37	7,62

Para el caso del nodo 004, la HC de igual manera está dada por la sobrecarga de conductores, donde en este caso se cuenta con un conductor 1/0 AWG, ya que se encuentra en la entrada del lateral monofásico que se observa en la figura 5.3; por lo que se fija una capacidad máxima de 15 000 kW.

Tabla 5.5: Aplicación de criterios para nodo 004

Criterio	Escenario		
	5 MW	10 MW	15 MW
Aumento tensiones en régimen permanente (%)	100	100	100,05
Variaciones de tensión (%)	0,03	0,05	0,08
Desbalances de tensión (%)	0,14	0,13	0,13
Sobrecarga de conductores (%)	33,14	66,19	99,22
Reducción de alcance (%)	0,00	0,00	0,00
Aumento de corriente de falla (%)	1,26	2,51	3,76

5.2.2. Aumento de Corrientes de falla

El nodo 006 representa un punto de especial interés para el análisis, ya que de este sale el primer lateral trifásico del circuito. En este caso se tiene un aumento de corrientes de falla de 9,76 % para un nivel de inyección de 28 000 kW, por lo que se define esta como el nivel máximo de HC.

A partir de este nodo, la capacidad máxima para alojar DER en el circuito está limitada por el criterio de aumento de corrientes de falla, el cual se alcanza antes que el límite de sobrecarga de conductores. Las corrientes de cortocircuito en el caso base se muestran en la tabla 7.4 de la sección de Apéndices.

Los aumentos de la corriente de falla se deben a la inyección de una potencia desde una fuente cercana, pues existe una impedancia pequeña entre la fuente y la carga, aumentando la corriente de cortocircuito en el nodo, mientras que en el caso base existe una mayor impedancia entre la carga y la fuente, siendo esta la subestación de Tejar. Justamente en este lateral, se puede observar cómo la capacidad se ve disminuida a 23 000 kW en el nodo 013 y 22 000 kW en el nodo 005, al estar alejándose de la subestación.

Tabla 5.6: Aplicación de criterios para nodo 006

Criterio	Escenario					
	5 MW	10 MW	15 MW	20 MW	25 MW	28 MW
Aumento tensiones en régimen permanente (%)	100	100,07	100,16	100,26	100,35	100,41
Variaciones de tensión (%)	0,10	0,20	0,29	0,39	0,48	0,54
Desbalances de tensión (%)	0,14	0,15	0,16	0,17	0,18	0,18
Sobrecarga de conductores (%)	16,35	31,84	47,42	63,02	78,59	87,93
Reducción de alcance (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Aumento de corriente de falla (%)	1,77	3,52	5,24	6,96	8,68	9,76

Tabla 5.7: Aplicación de criterios para nodo 013

Criterio	Escenario				
	5 MW	10 MW	15 MW	20 MW	23 MW
Aumento tensiones en régimen permanente (%)	100	100,14	100,28	100,42	100,5
Variaciones de tensión (%)	0,15	0,29	0,43	0,57	0,66
Desbalances de tensión (%)	0,15	0,16	0,18	0,19	0,19
Sobrecarga de conductores (%)	15,74	26,63	47,02	62,61	71,94
Reducción de alcance (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Aumento de corriente de falla (%)	2,09	4,17	6,21	8,23	9,44

Tabla 5.8: Aplicación de criterios para nodo 005

Criterio	Escenario				
	5 MW	10 MW	15 MW	20 MW	22 MW
Aumento tensiones en régimen permanente (%)	100,02	100,19	100,36	100,52	100,59
Variaciones de tensión (%)	0,17	0,34	0,51	0,67	0,74
Desbalances de tensión (%)	0,15	0,17	0,19	0,19	0,21
Sobrecarga de conductores (%)	15,72	31,37	46,98	62,53	68,74
Reducción de alcance (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Aumento de corriente de falla (%)	2,27	4,52	6,74	8,92	9,79

Los nodos 007 y 014 se encuentran continuos al nodo 006, como se presenta en la figura 5.3, por lo que se tratan de nodos ubicados en el alimentador principal. En este caso, la capacidad se ve reducida de 28 000 kW para el nodo 006 a 25 000 kW en los nodos 007 y 014, de acuerdo con los resultados de las tablas 5.9 y 5.10. En ambos nodos se cuenta con salidas laterales de menor extensión que el nodo 006, por lo que se asume una misma capacidad de alojar DER en estos.

Aunque las tablas 5.6, 5.9 y 5.10 muestran que los criterios de tensión se mantienen lejos de los límites de incumplimiento, se observan aumentos en las tensiones de estos nodos, en comparación con los cercanos a la cabecera. Este incremento, al igual que el aumento de las corrientes de falla, se atribuye a la impedancia de la red, que provoca una reducción de los niveles de tensión a medida que se alejan de la cabecera. Al añadir una fuente de inyección de potencia en este nodo, la tensión aumenta respecto al escenario base.

Tabla 5.9: Aplicación de criterios para nodo 007

Criterio	Escenario				
	5 MW	10 MW	15 MW	20 MW	25 MW
Aumento tensiones en régimen permanente (%)	100	100,1	100,22	100,34	100,45
Variaciones de tensión (%)	0,13	0,25	0,36	0,48	0,61
Desbalances de tensión (%)	0,14	0,16	0,17	0,18	0,19
Sobrecarga de conductores (%)	15,87	31,51	47,14	62,74	74,13
Reducción de alcance (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Aumento de corriente de falla (%)	1,93	3,84	5,74	7,61	9,47

Tabla 5.10: Aplicación de criterios para nodo 014

Criterio	Escenario				
	5 MW	10 MW	15 MW	20 MW	25 MW
Aumento tensiones en régimen permanente (%)	100	100,11	100,24	100,36	100,49
Variaciones de tensión (%)	0,13	0,26	0,39	0,51	0,64
Desbalances de tensión (%)	0,14	0,16	0,17	0,18	0,19
Sobrecarga de conductores (%)	15,85	31,5	47,12	62,71	78,27
Reducción de alcance (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Aumento de corriente de falla (%)	1,98	3,95	5,89	7,82	9,73

Del nodo 008 sale otro de los laterales trifásicos del CSI, correspondientes al nodo 015, donde para este punto la capacidad de alojar DER es de 23 000 kW y se va reduciendo a 21 000 kW en el nodo 015. De igual manera que en los casos anteriores, a mayor lejanía de la subestación se dan mayores aumentos de corriente de falla como resultado de tener una fuente cercana.

Tabla 5.11: Aplicación de criterios para nodo 008

Criterio	Escenario				
	5 MW	10 MW	15 MW	20 MW	23 MW
Aumento tensiones en régimen permanente (%)	100	100,16	100,31	100,47	100,56
Variaciones de tensión (%)	0,16	0,32	0,47	0,63	0,72
Desbalances de tensión (%)	0,15	0,17	0,18	0,19	0,21
Sobrecarga de conductores (%)	15,83	31,46	47,12	62,64	71,96
Reducción de alcance (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Aumento de corriente de falla (%)	2,19	4,36	6,50	8,62	9,87

Tabla 5.12: Aplicación de criterios para nodo 015

Criterio	Escenario				
	5 MW	10 MW	15 MW	20 MW	21 MW
Aumento tensiones en régimen permanente (%)	100,02	100,2	100,38	100,55	100,59
Variaciones de tensión (%)	0,18	0,36	0,54	0,71	0,75
Desbalances de tensión (%)	0,15	0,17	0,19	0,2	0,2
Sobrecarga de conductores (%)	15,72	31,37	46,97	62,51	65,62
Reducción de alcance (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Aumento de corriente de falla (%)	2,35	4,67	6,95	9,21	9,66

Los nodos 009, 010 y 016 representan los últimos nodos por analizar, los cuales se encuentran ubicados en el alimentador principal. La capacidad se ve reducida de 21 000 kW hasta 17 000 kW al final del alimentador. Una vez más, se recalca que la disminución de la capacidad de HC se encuentra relacionada con la configuración de la red, debido a la impedancia. En todos estos nodos la limitante corresponde el aumento de corrientes de falla, pero para el nodo 016, siendo el nodo más alejado a la cabecera, se registra el máximo aumento y variación de tensión, siendo este último cercano al 1 %. Si bien la limitante es nodos de MT es una variación del 3 %, para circuitos con mayores longitudes este criterio comenzará a tener más peso en la HC de estos.

Tabla 5.13: Aplicación de criterios para nodo 009

Criterio	Escenario				
	5 MW	10 MW	15 MW	20 MW	21 MW
Aumento tensiones en régimen permanente (%)	100,02	100,19	100,37	100,54	100,58
Variaciones de tensión (%)	0,18	0,36	0,54	0,71	0,74
Desbalances de tensión (%)	0,15	0,17	0,19	0,21	0,21
Sobrecarga de conductores (%)	15,77	31,41	47,01	62,56	65,66
Reducción de alcance (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Aumento de corriente de falla (%)	2,33	4,64	6,91	9,16	9,61

Tabla 5.14: Aplicación de criterios para nodo 010

Criterio	Escenario			
	5 MW	10 MW	15 MW	20 MW
Aumento tensiones en régimen permanente (%)	100,04	100,24	100,44	100,64
Variaciones de tensión (%)	0,21	0,41	0,61	0,81
Desbalances de tensión (%)	0,16	0,18	0,2	0,22
Sobrecarga de conductores (%)	15,76	31,39	46,97	62,49
Reducción de alcance (%)	0,00	0,00	0,00	0,00
Aumento de corriente de falla (%)	2,51	4,99	7,43	9,84

Tabla 5.15: Aplicación de criterios para nodo 016

Criterio	Escenario			
	5 MW	10 MW	15 MW	17 MW
Aumento tensiones en régimen permanente (%)	100,11	100,39	100,66	100,76
Variaciones de tensión (%)	0,28	0,56	0,83	0,93
Desbalances de tensión (%)	0,17	0,20	0,23	0,24
Sobrecarga de conductores (%)	15,69	31,3	46,83	53,02
Reducción de alcance (%)	0,00	0,00	0,00	0,00
Aumento de corriente de falla (%)	3,01	5,98	8,89	9,89

La tabla 5.16 muestra, a modo de resumen, la capacidad máxima de alojar DER en cada uno de los nodos estudiados.

Tabla 5.16: Capacidad de alojar DER por nodo

Nodo	Criterio de incumplimiento	Capacidad de alojar DER (kW)
001	Sobrecarga de conductores	31 000
002	Sobrecarga de conductores	31 000
003	Sobrecarga de conductores	31 000
004	Sobrecarga de conductores	15 000
005	Aumento corriente de falla	22 000
006	Aumento corriente de falla	28 000
007	Aumento corriente de falla	25 000
008	Aumento corriente de falla	23 000
009	Aumento corriente de falla	21 000
010	Aumento corriente de falla	20 000
013	Aumento corriente de falla	23 000
014	Aumento corriente de falla	25 000
015	Aumento corriente de falla	21 000
016	Aumento corriente de falla	17 000

5.3. Mapa de Capacidad de Alojamiento en Gran Escala

Para generar la capa con la información correspondiente al estudio de gran escala, se emplea la información georreferenciada de los nodos trifásicos y líneas MT.

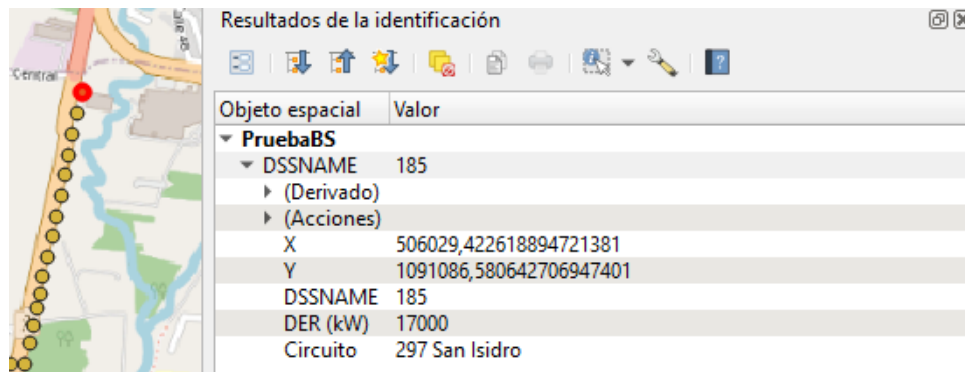
Tabla 5.17: Ejemplo de estructura de capa en gran escala

X	Y	DSSNAME	DER (kW)	Circuito
505323,3758	1086342,468	0	31000,00	297 San Isidro
505332,3669	1086364,81	0	31000,00	297 San Isidro
505315,6922	1086381,176	1	31000,00	297 San Isidro
505332,3669	1086364,81	1	31000,00	297 San Isidro

La estructura de la tabla 5.17 difiere de la presentada en el escenario de pequeña escala, ya que en este caso, al tratarse de una línea, se requieren dos pares de coordenadas para su creación. Se ha incorporado una columna denominada DSSNAME, que se utiliza como referencia para identificar el tramo de línea, dado que no existe una identificación previa para las líneas primarias. Cada par de coordenadas representa los buses o nodos que conectan, a los que se les asigna la capacidad de potencia DER disponible para ese tramo, así como la identificación del circuito al que pertenecen.

El archivo .xlsx se envía a la herramienta de QGIS® y se utiliza nuevamente la herramienta de creación de puntos a partir de la tabla, al igual que la figura 4.5, con la diferencia de que ahora únicamente cuenta con los nodos de MT trifásicos. De igual manera, el archivo generado se exporta como una capa vectorial tipo shapefile.

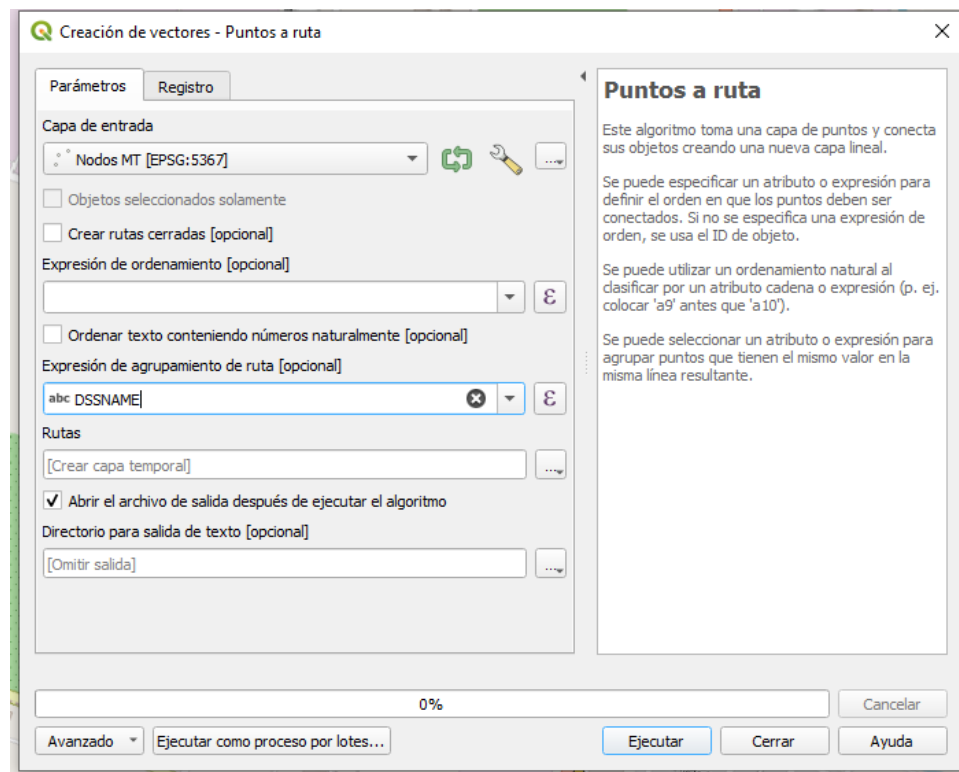
Figura 5.7: Atributos capa gran escala



Objeto espacial	Valor
PruebaBS	
DSSNAME	185
▶ (Derivado)	
▶ (Acciones)	
X	506029,422618894721381
Y	1091086,580642706947401
DSSNAME	185
DER (kW)	17000
Circuito	297 San Isidro

La figura 5.7 muestra la capa creada con la respectiva información de sus nodos. Ahora estos nodos deben unirse para generar la línea que corresponde al primario del circuito. Para ello se utiliza la herramienta puntos a ruta, la cual permite realizar este proceso.

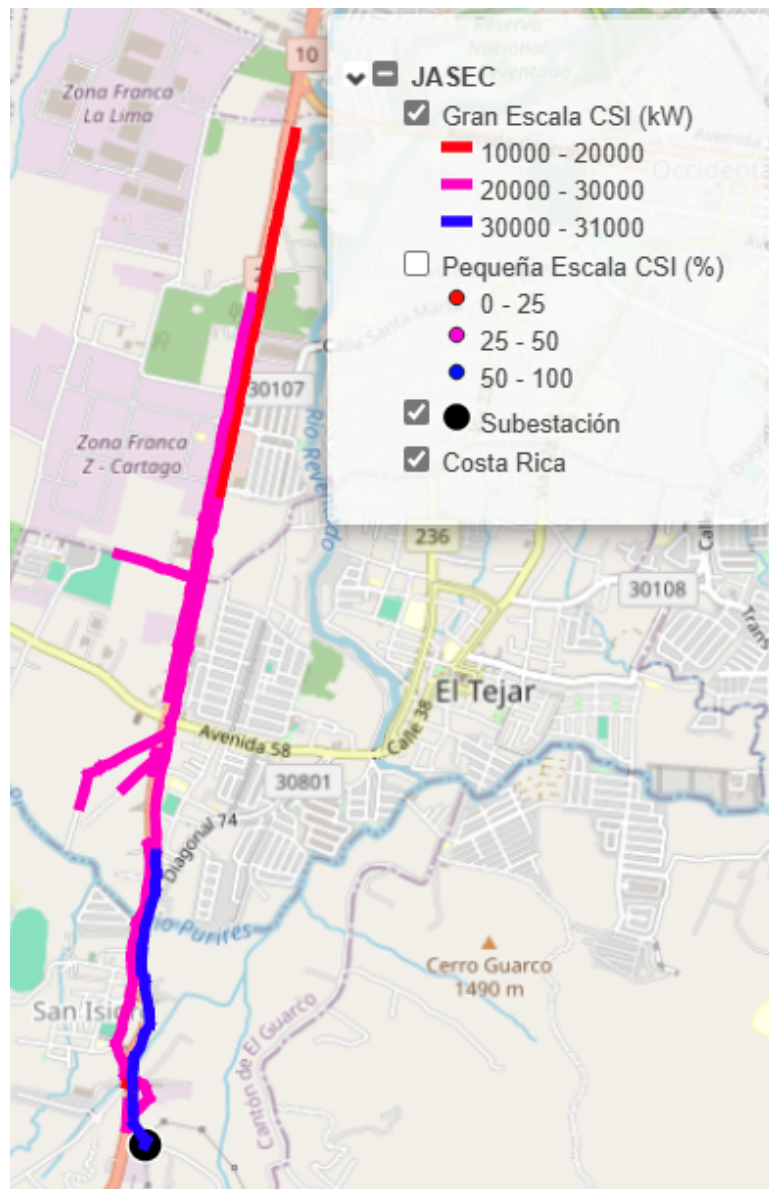
Figura 5.8: Herramienta creación de ruta en QGIS®



En esta herramienta únicamente se debe indicar el shapefile que contiene los puntos, así como el atributo de estos que dictan la relación de ellos (figura 5.8), siendo este el DSSNAME de la tabla 5.17. La figura 5.9 muestra el resultado de la creación de estas líneas primarias.

Estos resultados se convierten de igual manera a un archivo shapefile que contiene la información asociada a estas líneas. Este archivo se configura para generar el degradado en la capa que represente la capacidad de alojar DER en estos tramos, y seguidamente, con la ayuda del complemento de qgis2web, se genera el archivo .html, que contiene los resultados del estudio. La figura 5.10 muestra la configuración realizada, en la que se presenta únicamente la información referente a la capacidad de alojamiento y circuito al que pertenece.

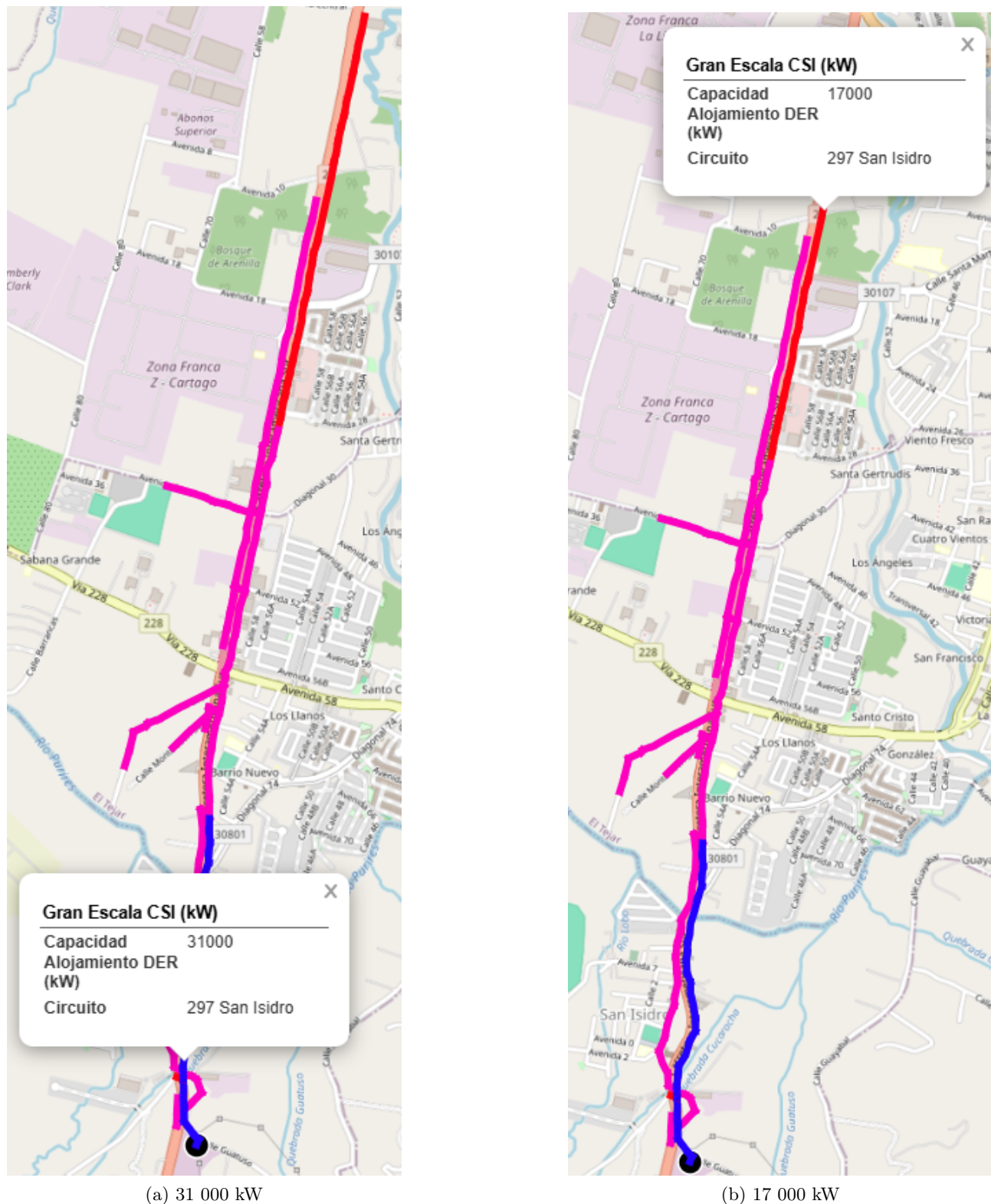
Figura 5.11: Mapa capacidad de alojamiento gran escala CSI



Fuente: Elaboración propia mediante QGIS®

En este mapa, también es posible visualizar la capacidad de alojar DER en los diversos tramos de las líneas de MT trifásicas, como se aprecia en la figura 5.12, donde se despliega una ventana con la capacidad en kW y el circuito al que pertenece. En esta imagen se puede apreciar cómo al alejarse de la subestación, la capacidad de alojar DER del circuito se ve reducida, donde se pasa de 31 000 kW el cual se representa con un azul más intenso en nodos cercanos a la subestación, a 17 000 kW en el nodo más lejano, representado con un color rojo.

Figura 5.12: Capacidad de Alojamiento en Alimentador



Fuente: Elaboración propia con QGIS®

De acuerdo con lo estipulado por la normativa la última etapa, además de la generación de los mapas de HC, solicita la entrega de una tabla que muestre las consideraciones realizadas para el desarrollo del estudio, la cual se puede observar en la tabla 7.5 de la sección de Apéndices.

Con respecto al escenario de gran escala se concluye que, dadas las características del circuito, los criterios de sobrecargas de conductores y aumentos de corrientes de falla establecen el límite de HC. Estos resultados se encuentran altamente influenciados por la configuración de la red, ya que la inyección de potencia desde una fuente cercana genera aumentos de tensiones y corrientes como resultado del cambio de impedancia, lo que justifica la reducción de capacidad conforme se aleja de la subestación.

Capítulo 6

Análisis Económico

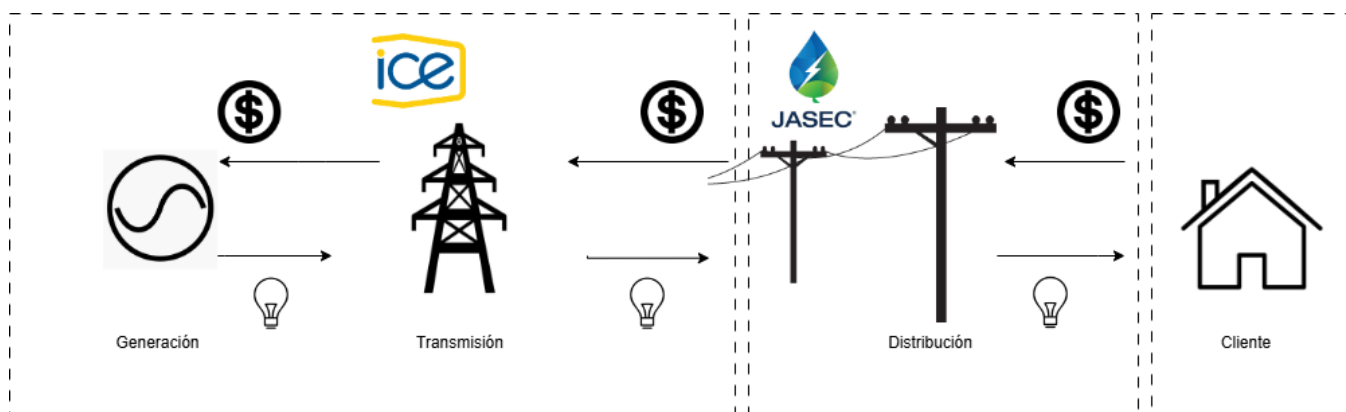
En este capítulo, se cuantifica el impacto económico de la integración de DER en el CSI, con base en los resultados del caso de pequeña escala, en las utilidades de JASEC. En los escenarios de gran escala, los niveles de integración de DER se pueden ver asociados a generadores privados, dadas las magnitudes que se obtuvieron, por lo cual corresponden a otro tipo de análisis.

En el presente estudio se consideran las tarifas establecidas por ARESEP para la generación distribuida, siendo estas la tarifa de interconexión, acceso, compra-venta de excedentes de energía y T-DER de acuerdo con la tarifa vigente a septiembre del 2024. Para este análisis se toma como tipo de cambio a dólar ₡ 518,00 a día 27 de septiembre del 2024, según el Banco de Costa Rica.

6.1. Modelo de Negocio

JASEC, al tratarse de una empresa distribuidora, compra la energía al generador del sistema, en este caso el ICE, y esta se encarga de asumir los costos operativos, de mantenimiento y realizar las inversiones necesarias de infraestructura para llevar esta energía a los clientes; este modelo de negocio se muestra en la figura 6.1.

Figura 6.1: Modelo negocio de distribución



Fuente: Elaboración propia

Bajo este modelo de negocio, se tendrán asociados costos por la compra de energía y potencia al ICE, e ingresos por la venta de dicha energía y potencia a los clientes, de manera que se debe calcular el margen de operación de JASEC debido a estas utilidades que genera.

6.2. Costos por Compra de Energía y Potencia

Los costos de compra de energía de JASEC al ICE están regulados por ARESEP y se dividen en tres bloques de consumo establecidos en el país: punta, valle y noche. Las tarifas correspondientes a estos bloques se aplican a conceptos de compra de energía y potencia, como se detalla en la tabla 6.1.

Tabla 6.1: Tarifas de compra de energía y potencia al ICE

Bloque	Potencia (kW)	Energía (kWh)
Punta	¢ 2838,16	¢ 50,09
Valle	¢ 2838,16	¢ 40,72
Nocturno	0	¢ 34,61

En los bloques de consumo, se establecen dos periodos para punta, siendo estos entre las 10:01 y las 12:30 h y entre las 17:31 y las 20:00 h, para valle 6:01 y las 10:00 h y entre las 12:31 y las 17:30 h, y para el bloque nocturno únicamente un periodo entre las 20:01 y las 6:00 h del día siguiente. Bajo estos conceptos, los costos asociados a la compra de potencia y energía del CSI se verán afectados por las horas donde se da el mayor consumo y los picos más altos de demanda.

6.2.1. Costos CSI Diciembre 2023

Para el mes en el que se realiza el estudio, de acuerdo con la información proporcionada por el departamento de facturación, se registra un consumo de energía de 928 616 kWh, donde el 25 % de esta se consume durante los bloques de punta, 41 % en el de valle y 34 % en el nocturno. Al aplicar las tarifas mostradas en la tabla 6.1, el costo por compra de energía es de ¢ 38 033 771,25, como se muestra en la tabla 6.2.

Tabla 6.2: Costo por compra de energía

Bloque	Energía Mensual (kWh)	Costo (¢)
Punta	230203,9064	11 530 913,67
Valle	381475,4528	15 533 680,44
Nocturno	316936,6408	10 969 177,14
Total		38 033 771,25
Total (USD)		\$ 73 424,27

Con respecto a los costos por potencia, el mes de diciembre cuenta con los mayores picos de demanda como se observa en el perfil del CSI de la figura 3.8. De acuerdo con la información recopilada por el SCADA, la máxima demanda del circuito de 3,94 MW se da en el bloque de punta, para el periodo de valle se registran 3,75 MW y para el periodo nocturno 3,54 MW. Los costos por compra se muestran en la tabla 6.3.

Tabla 6.3: Costo por compra de potencia

Bloque	Potencia Máxima (kW)	Costo (¢)
Punta	3937	11 173 835,92
Valle	3753	10 651 614,48
Nocturno	3536	-
Total		21 825 450,40
Total (USD)		\$ 42 134,07

De acuerdo con los resultados de las tablas 6.2 y 6.3, se obtiene un costo total de ¢ 59 859 221,65 o \$ 115 558,34 .

6.3. Ingresos por Venta de Energía y Potencia

Para el cobro por energía y potencia a los abonados de JASEC, se establecen tarifas residenciales, comerciales e industriales, en las cuales la tarifa por aplicar depende del consumo de estos, o bien de acuerdo con los bloques de consumo en el caso de clientes industriales. Dichas tarifas se encuentran en las siguientes tablas. Para identificar qué tipo de tarifa posee cada uno de los clientes de JASEC, se asigna una codificación para distinguir si los clientes tienen una tarifa residencial, comercial, preferencia, industrial o T-MT, y si son monómicos, binómicos o si se facturan más de un millón.

Tabla 6.4: Tarifa residencial

Bloque (kWh)	Tarifa (¢)
0-30	2 274,00
31-200	75,80
Mayor 200	92,79

Tabla 6.5: Tarifa comercial e industrial

Bloque	Tarifa (C)
0-8 kW	74 058,65
>8 kW	9 257,33
<=3000 kWh	59,18
>3000 kWh	99,01

Tabla 6.6: Tarifa preferencial

Bloque	Tarifa (C)
0-8 kW	49 468,51
>8 kW	6 183,56
<=3000 kWh	40,82
>3000 kWh	70,81

Tabla 6.7: Tarifa T-MT

Bloque	Concepto	Tarifa (C)
Punta	Energía (kWh)	54,1
Punta	Potencia (kW)	9511,85
Valle	Energía (kWh)	26,43
Valle	Potencia (kW)	6820,43
Noche	Energía (kWh)	18,04
Noche	Potencia (kW)	4665,8

6.3.1. Ingresos CSI Diciembre 2023

La información proporcionada por el departamento de facturación presenta el desglose de cada una de las cargas que conforman el circuito; en este se puede observar el consumo de energía en el mes, y la demanda de potencia en las cargas que corresponden. También se muestran los ingresos asociados por cargos de alumbrado, IVA y bomberos.

Dicha información muestra los resultados de aplicar los rubros de las tablas 6.4, 6.5 y 6.7, por lo que se muestra el ingreso total que genera el circuito para dicho mes.

Tabla 6.8: Ingresos por venta de energía y potencia

Energía (kWh)	Potencia (kW)	Alumbrado	IVA	Impuesto bomberos	Total
C 69 361 745,26	C 9 940 368,68	C 2 890 923,60	C 8 029 789,62	C 974 190,83	C 91 197 017,99
Total (USD)					\$ 176 056,02

La tabla 6.8 muestra los ingresos de JASEC por parte del CSI, donde se tiene un ingreso de C 91 197 017,99 o \$ 176 056,02.

6.4. Margen de Operación

El margen de operación representa las utilidades que logra generar la distribuidora como resultado de los ingresos menos los costos, de energía y potencia, en el periodo de estudio.

Para el caso del CSI, el margen de operación de JASEC para diciembre de 2023 es de C 31 337 796,34 o \$ 60 497,68, como se muestra en la tabla 6.9.

Tabla 6.9: Margen de operación

Rubro	(C)	(\$)
Ingresos	91 197 017,99	176 056,02
Costos	59 859 221,65	115 558,34
Margen Operación	31 337 796,34	60 497,68

6.5. Integración DER

El margen de operación para el mes de diciembre de 2023 corresponde a un escenario base, donde se cuenta únicamente con tres proyectos de generación distribuida. En esta sección, se busca determinar el potencial impacto en el margen de operación para los escenarios de integración DER.

Anteriormente, se definió el concepto de DER como recursos activos con los que cuenta el sistema de distribución, mientras que DG como fuentes de energía que se encuentran en el nivel de distribución y entregan energía directamente a la carga. Bajo este concepto, se evalúa únicamente la integración de DG, siendo este caso el escenario de baja escala, ya que se trata de fuentes de energía como PV, que se encuentran instaladas a nivel de BT en cada una de las cargas de la red.

6.5.1. Tarifas Generación Distribuida

ARESEP cuenta con cuatro tarifas asociadas a la generación distribuida, como lo son interconexión, acceso, compra-venta de excedentes y T-DER.

Interconexión

La tarifa de interconexión es un coste que se asigna a los usuarios que deseen tener DG, dados los estudios técnicos y procedimientos que se requieren para garantizar una correcta incorporación de estas tecnologías. La regulación de ARESEP establece que los costos van asociados a:

- Solicitud de Conexión.
- Estudio de Viabilidad Técnica, según la normativa de POASEN.
- Inspección final y puesta en marcha.
- Reinspección cuando la etapa anterior resulta infructuosa.

En el escenario de pequeña escala este rubro no se considera, ya que lo que se pretende evaluar es lo de los efectos en la facturación del mes de diciembre, y esto corresponde a un costo inicial que se debe considerar previamente.

Acceso

Por su parte, la tarifa de acceso es un cargo que se asigna al consumo natural, siendo este el consumo total del usuario sin tomar en cuenta el origen de la energía. En otras palabras, se trata del monto máximo que la distribuidora puede cobrar de acuerdo con su energía autoabastecida, es decir, el consumo natural menos la energía comprada. Este rubro es de especial interés para el análisis, donde JASEC asigna un costo de ¢ 24,79 por cada kWh de acuerdo con las tarifas vigentes en el 2024.

Compra-venta de Excedentes

Las tecnologías de DG, para este estudio, se tratan de PV, las cuales cuentan con inversores inteligentes bidireccionales, que permiten regular la entrega o no de excedentes a la red. Para este trabajo se asume un escenario donde todo este excedente se entrega a la red, por lo que se debe considerar la tarifa máxima de compra y venta de excedentes de energía de la distribuidora, y otro donde los PV no entregan excedentes. Este rubro se observa en la tabla 6.10, donde se aplica según el bloque en el que se encuentre.

T-DER

Las tarifas de acceso y compra-venta de excedentes son aplicables a los rubros de energía, mientras que la tarifa T-DER se aplica a la potencia, siendo esta la capacidad instalada del DG. Esta tarifa corresponde a ¢ 146,00 por kW instalado.

La tabla 6.10 muestra, a modo de resumen, el valor asociado a cada una de estas tarifas.

Tabla 6.10: Tarifas DG

Concepto	Tarifa (C)
Acceso (kWh)	24,79
Compra-venta Punta (kWh)	69,24
Compra-venta Valle (kWh)	50,87
Compra-venta Nocturna (kWh)	33,67
T-DER (kW)	146,00

Fuente: Elaboración propia basada en [35]

6.5.2. Efecto de la Integración de un sistema PV

Para estimar los efectos de la integración de la DG en el CSI, se debe determinar el impacto económico generado por un panel. Para ello se utiliza el estudio realizado por [6], donde se toma como referencia que un sistema PV cuenta con una capacidad instalada de 3 kW, y una generación diaria de 26 kWh, lo que corresponde a 781,20 kWh, promediados para un mes de 30 días.

El efecto de la instalación de PV implica que este cliente ve reducido su consumo mensual, así como su demanda en los casos que aplica; lo que representa una reducción de los costos de JASEC ya que no necesita de realizar esta compra al ICE, pero también se ven reducidos sus ingresos por esta DG.

Reducción de Costos

Al aplicar esta reducción de energía, según las tarifas de la tabla 6.1, se obtiene la reducción de este para diciembre de 2023 por panel.

Tabla 6.11: Reducción costos por concepto de energía

Bloque	Energía (kWh)	Costo (C)
Punta	237,71	11 906,89
Valle	543,49	22 130,91
Nocturno	0	0
Total		34 037,81
Total (USD)		\$ 65,71

En relación con la reducción de potencia, el perfil de irradiación de un sistema PV indica que se pueden generar 3 kW entre las 11:00 y las 11:30 a.m., un período que corresponde al bloque de punta. Por lo tanto, una reducción de la demanda de JASEC de 3 kW implicaría un ahorro de C 8,514.48 o \$16.43. Esta reducción solo tendría impacto si se produce durante los picos máximos de demanda, que corresponden a las potencias máximas observadas en la tabla 6.3; de lo contrario, no tendría efecto. Por ello, se considerará un escenario en el que esta reducción ocurre durante la demanda máxima.

Ingresos con Tarifas DG

Aunque la integración de un sistema PV reduce los costos de compra de energía y potencia de JASEC al ICE, es fundamental analizar cómo esta integración afecta los ingresos de la distribuidora al aplicar las tarifas de DG.

El consumo de energía promedio de las cargas del CSI en diciembre de 2023 fue de 370,85 kWh; al tomar este valor como referencia, al restar los 781,20 kWh por sistema PV, se genera un excedente de 410,35 kWh. Como se indicó en la sección 6.5.1, se asume que este excedente será comprado por JASEC, por lo que primero se debe determinar lo que deja de facturar JASEC por los 370,85 kWh; para ello se toma como referencia lo de los ingresos obtenidos para los 928 616 kWh de la tabla 6.8, obteniendo una reducción de C 27 700,15 o \$ 53,47.

Al estimar las pérdidas de ingresos, se aplican las tarifas de acceso y T-DER de la tabla 6.12, la cual representa los ingresos por DG.

Tabla 6.12: Ingresos por tarifa DG

Tarifa	Concepto	Cobro (C)
T-DER	370,85 kWh	9 193,37
Acceso	3 kW	438,00
Total		9 631,37
Total (USD)		\$ 18.59

Con respecto a la compra de excedentes (tabla 6.13), se debe aplicar a los 410,35 kWh distribuidos en los periodos de punta y valle, dado que son los bloques de generación de los PV. De acuerdo con el perfil de irradiación de la tabla 7.1 de la sección de Apéndices, se determina que la generación se da en un 70 % durante el periodo de valle y un 30 % durante el de punta.

Tabla 6.13: Compra excedentes

Bloque	Energía (kWh)	Total (C)
Punta	123,105	8 523,79
Valle	287,245	14 612,15
Nocturna	0	0
Total	410,35	23 135,94
Total (USD)		\$ 44,66

Con estos resultados es posible determinar el efecto de la integración de un panel en el CSI durante diciembre de 2023, como se muestra en la tabla 6.14, donde se obtiene una reducción de ingresos de C 41 204,57 equivalente a \$ 79,55. En el caso de la no compra de excedentes, esta reducción de ingresos es de \$ 34,88.

Tabla 6.14: Ingresos por incorporación de PV

Concepto	Monto (C)
Ingresos (kWh)	-27 700,00
Acceso (kWh)	9 193,37
T-DER (kW)	438,00
Compra excedentes (kWh)	-23 135,94
Total	-41 204,57
Total (USD)	- \$ 79,55

Margen de Operación

Con base en la reducción de ingresos y costos en el CSI debido a la integración de DG, se proponen cuatro escenarios que ilustran el efecto de la compra de excedentes y la disminución de la demanda máxima. Los cuatro escenarios económicos se muestran a continuación:

- Escenario 1: Compra de excedentes
- Escenario 2: Sin compra de excedentes
- Escenario 3: Compra de excedentes con reducción de costos por potencia
- Escenario 4: Sin Compra de excedentes con reducción de costos por potencia

Tabla 6.15: Margen de operación por PV

Concepto	Escenario 1 (C)	Escenario 2	Escenario 3 (C)	Escenario 4 (C)
Reducción de Ingresos	41 204,57	18 068,63	41 204,57	18 068,63
Reducción de Costos	34 037,81	34 037,81	42 552,29	42 552,29
Margen de Operación	-7 166,77	15 969,18	1 347,71	24 483,66
Margen de Operación (USD)	-\$ 13,84	\$ 30,83	\$ 2,60	\$ 47,27

La tabla 6.15 presenta el margen de operación del CSI con la integración de DER. En el caso de las utilidades favorables, representan que el ahorro en costos, por la compra de energía y potencia al ICE, tiene un mayor peso que la reducción de ingresos. En el caso del escenario de compra de excedentes sin reducción de costos de potencia, el ahorro de costos de energía no logra compensar la pérdida de ingresos, resultando en este balance negativo.

6.5.3. Impacto en la Integración de DER en Pequeña Escala

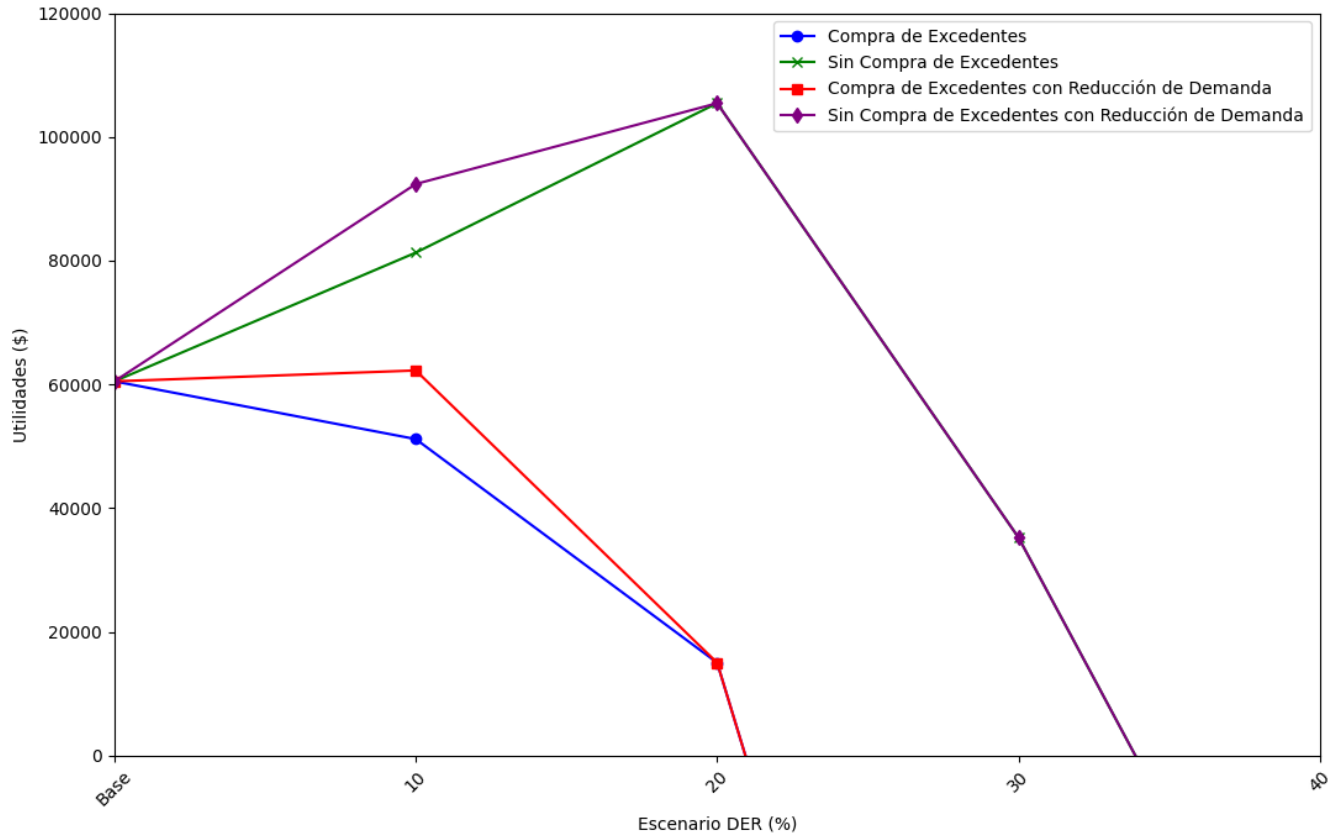
Con base en el efecto que genera un sistema PV en el margen de operación de la distribuidora, se proyecta su impacto en los distintos escenarios de integración de DER. Para determinar la cantidad de DER en cada escenario, se utiliza el resultado observado en el alimentador a través de ETAP®. La tabla 6.16 muestra el efecto en el margen de operación para los diversos escenarios de alojamiento de DER.

Tabla 6.16: Utilidades según el nivel de integración de DER

Escenario Pequeña Escala (%)	DER (kW)	Escenario 1 (\$)	Escenario 2 (\$)	Escenario 3 (\$)	Escenario 4 (\$)
Base	0	60497,68	60497,68	60497,68	60497,68
10	2024	51163,36	81296,66	62253,00	92386,30
20	4049	15024,10	105441,87	15024,10	105441,87
30	6037	-145047,97	35248,62	-145047,97	35248,62
40	7817	-352317,05	-55641,00	-352317,05	-55641,00
50	9544	-605377,81	-166610,75	-605377,81	-166610,75
60	11266	-904097,70	-297602,50	-904097,70	-297602,50
70	12956	-1247628,23	-448244,16	-1247628,23	-448244,16
80	14539	-1633132,26	-617291,65	-1633132,26	-617291,65
90	16134	-2060927,99	-804884,47	-2060927,99	-804884,47
100	17714	-2530617,68	-1010848,23	-2530617,68	-1010848,23

La tabla 6.16 muestra el efecto en el margen de operación para los diversos escenarios de alojamiento de DER. En esta tabla, el escenario base representa las condiciones del CSI para diciembre de 2023, por lo que en los escenarios económicos del 1 al 4 se muestran las mismas utilidades generadas por este circuito para JASEC. Los resultados obtenidos para los diversos escenarios económicos muestran un aumento en las utilidades para un escenario de DER del 10 %, ya que, para este nivel, el ahorro en costos a la compra de energía y potencia al ICE resulta favorable, a pesar de que las ganancias sean menores con respecto al escenario base, a excepción del caso en el que se compran excedentes sin reducción de costos de demanda. Mientras que para un escenario de DER del 30 % aparecen utilidades negativas, las cuales indican el dinero que deja de percibir la distribuidora.

Figura 6.2: Utilidades según el nivel de integración del DER



Fuente: Elaboración propia en Python

La figura 6.2 muestra una comparativa entre estos escenarios, donde se observa que para el escenario de 20 % de DER los escenarios de compra de excedentes y sin compra de excedentes toman los mismos comportamientos. Esto sucede ya que a un 20 % de DER se encuentran instalados aproximadamente 4 049 kW, lo que estaría cubriendo la demanda del circuito, y se estarían generando excedentes. En los escenarios de compra de excedentes, la disminución de ingresos es mayor, por lo que las utilidades disminuyen rápidamente. Además, para este nivel de penetración de DER, al cubrir la demanda, no existen costos asociados a la compra de energía y potencia, por lo que ambos escenarios toman el mismo comportamiento.

Para los escenarios económicos sin compra de excedentes, al 20 % de DER no hay reducción de costos, por lo que ambos escenarios toman el mismo comportamiento. Por otro lado, dado que en este escenario no se compran excedentes, se tienen menores pérdidas con respecto al otro escenario, por lo que la disminución de utilidades es más lenta.

De acuerdo con los resultados obtenidos de este análisis económico, se recomienda una máxima HC del 10 %, ya que para este punto JASEC obtiene un aumento en sus utilidades en tres de los cuatro escenarios, siendo la máxima de estas de \$ 92 386 o ¢ 47 855 948, siendo esto un aumento de 52,7 % con respecto a las utilidades del escenario base. Si bien las máximas utilidades se generan en un nivel del 20 % para escenarios sin compra de excedentes, la demanda del CSI estaría totalmente cubierta por los sistemas PV, lo cual, según se comentó en la sección 4.2.3, no se recomienda, dada la nula capacidad de respuesta ante perturbaciones en la red.

Conclusiones

Con la actualización del modelo base del CSI se obtiene una mejor relación entre la información GIS y ETAP®, lo que facilita la ubicación de los diversos elementos que conforman la red. Además, se actualiza el circuito con 532 abonados y 78 transformadores, incluyendo los respectivos laterales del circuito y los diversos elementos de protección. Por otro lado, se genera un modelo base funcional que permite simular la demanda máxima del CSI para los estudios de capacidad de alojamiento.

La capacidad de alojamiento de DER en pequeña escala encuentra su limitante en los criterios de tensión. Si bien la inyección de potencia en buses BT representa una mejora en el perfil de estos, se pueden llegar a dar sobretensiones que pueden salir de la banda establecida por normativa. En este escenario se observó que los criterios de corrientes no representan una limitante para la integración de DER en BT, donde se obtuvo un aumento máximo de corriente de cortocircuito del 7,29 % en el bus trifásico 2239 para un escenario del 100 %. Para este último escenario se registra el máximo desbalance de tensiones en el circuito, con un valor de 0,28 %, por lo que se observa que el desbalance tampoco tiene un gran efecto en estos escenarios.

Para un nivel de 100 % de alojamiento en pequeña escala se calculan 17 714 kW de DER distribuidos a lo largo del circuito, donde se logra generar un mapa en la web, que permite ver las capacidades de cada uno de los nodos que contienen transformadores con capacidad de alojar DER.

El escenario de gran escala muestra una capacidad máxima de alojamiento de 31 000 kW en los nodos cercanos a la cabecera del circuito, específicamente en los nodos 001, 002 y 003. También se identifican dos capacidades mínimas: 15 000 kW en la entrada de uno de los laterales monofásicos, nodo 004, y 17,000 kW en un nodo más alejado de la cabecera, nodo 016. Para este escenario se observa cómo la configuración de la red y su impedancia tienen un gran efecto en los resultados obtenidos, ya que el hecho de colocar una fuente de potencia en los nodos más alejados de la subestación representa aumentos de corrientes de falla y, eventualmente, aumentos de tensión como motivo de una menor impedancia entre la fuente y el nodo evaluado. Para este escenario de igual manera se genera el recurso del mapa en línea, que permite visualizar los resultados en los diversos tramos del alimentador y laterales trifásicos en MT.

Con estos dos objetivos se cumple con lo establecido por la Ley 10086, como lo son los mapas de capacidades de penetración de DER y el reporte con la información tabulada.

Por último se concluye con el estudio económico, donde, al considerar aspectos como la compra y venta, de energía y potencia, así como las tarifas de generación distribuida, se determinan utilidades de \$ 92 386 o ¢ 47 855 948, para un escenario de integración de 10 % de DER, siendo esto un aumento del 52,7 %. Ello se obtiene para el escenario económico donde no se compran excedentes y se obtiene una reducción de costos como resultado de aplanar la curva de demanda máxima.

Recomendaciones

Se recomienda contar con los módulos necesarios para migrar directamente desde el GIS hacia el software de simulación, de manera que se tenga el modelo georreferenciado en este, y cualquier actualización que se necesite hacer sea de forma automática; además del módulo de corriente de cortocircuito desbalanceado.

Si bien se logran generar las condiciones de demanda máxima en el modelo base, esto corresponde a una aproximación que puede estar alejada de la realidad. Si se busca realizar un estudio con un mayor nivel de precisión, se debe considerar incorporar un sistema AMI, ya que esto permitiría simular exactamente las condiciones de las cargas a partir de su perfil de demanda para estudios en el dominio del tiempo, o bien para estudios estáticos, de manera que la distribución de demanda y energía en el circuito sea la adecuada al momento de llevar a cabo los estudios de capacidad de alojamiento.

Se insiste en la importancia de realizar un nuevo levantamiento del circuito, donde se obtenga la información de los transformadores respectivos de las cargas medidas en MT. El conocer este dato permitirá tener una mayor exactitud en los estudios de pequeña escala, al conocer la cantidad de potencia de DER que se puede inyectar en dicho nodo.

Es importante contar con una codificación para todos los elementos de la red; si bien para este circuito se tenían identificados las cargas y postes, se debe asignar una identificación a los demás elementos como transformadores, reconectores, e incluso a las líneas primarias y secundarias.

En el escenario a gran escala, aunque la normativa exige evaluar al menos 10 nodos trifásicos y se han evaluado 14, se recomienda analizar la mayor cantidad de nodos posible. Para ello, es conveniente explorar otras herramientas de software o módulos que permitan realizar este análisis de forma automática, lo que facilitará determinar con precisión la capacidad de alojamiento de DER en todos los puntos del circuito.

En el análisis económico, las mayores utilidades se obtienen con un nivel de integración de DER del 20 %. Sin embargo, este escenario no es recomendado, ya que cubriría toda la demanda del circuito, dejándolo operando únicamente con PV. Esto no es ideal, debido a la limitada capacidad de respuesta del PV ante perturbaciones en la red.

Bibliografía

- [1] DOCSE, “Informe Anual 2023,” tech. rep., Instituto Costarricense de Electricidad, 2023. Consultado: 20 abr. 2024. [En línea]. Disponible: <https://apps.grupoice.com/CenceWeb/CenceDescargaArchivos.jsf?init=true&categoria=3&codigoTipoArchivo=3008>.
- [2] ARESEP, “Procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución que se integra con las redes de distribución del SEN,” 2023. Consultado: 20 abr. 2024. [En línea]. Disponible: <https://aresep.go.cr/electricidad/normativa/normativa-tecnica-nacional/>.
- [3] Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, “Ley 10086: Promoción y Regulación de Recursos Energéticos Distribuidos a Partir de Fuentes Renovables,” 2022.
- [4] JASEC, “Historia de JASEC,” 2024. [En línea]. Disponible: <https://www.jasec.go.cr/index.php/historia/>. (Consultado: 22 abr. 2024).
- [5] K. Lobo, C. Hernández, R. Amador, y J. A. Aragón, “Informe del crecimiento e impacto de la generación distribuida en Costa Rica 2019,” 2020. Consultado: 23 abr. 2024. [En línea]. Disponible: https://grupoice.go.cr/wps/wcm/connect/131fe56d-3eca-4c7f-ac66-1ea4abf572c2/Crecimiento+e+Impacto+de+la+GD+a+diciembre+2019_EYP-PDE.pdf?MOD=AJPERES&CVID=nJAEhYR.
- [6] K. J. Sáenz Gonzáles, “Estudio del comportamiento de una red de distribución monofásica en 34,5 kV para el análisis de la penetración de recursos distribuidos de generación solar en la Red Eléctrica de JASEC, mediante la aplicación de la Ley 10086,” 2023. [En línea]. Disponible: <https://repositoriotec.tec.ac.cr/handle/2238/14440>.
- [7] A. J. Ellis Rodríguez, “Análisis de los efectos resultantes por la integración de una nueva planta de energía solar fotovoltaica a la red de distribución de Cocorí y la adquisición de un sistema de almacenamiento de energía para la gestión de la inyección de potencia,” 2023. [En línea]. Disponible en: <https://repositoriotec.tec.ac.cr/handle/2238/14455>.
- [8] J. Morales Hernández, “Estudio técnico financiero de los resultados de integrar generación distribuida a la red eléctrica de JASEC mediante modelado y simulación en ETAP,” 2023. [En línea]. Disponible en: <https://repositoriotec.tec.ac.cr/handle/2238/14959>.
- [9] E. Brenes Fallas, “Modelado y simulación de una red de distribución en media tensión de Cartago para JASEC, de acuerdo con el cumplimiento de la Ley 10086,” 2023. [En línea]. Disponible en: <https://repositoriotec.tec.ac.cr/handle/2238/14946>.
- [10] J. Garzón, “Determinación de la máxima penetración de generación solar fotovoltaica en redes de distribución industriales,” 2022. [En línea]. Disponible en: <https://repositorio.escuelaing.edu.co/bitstream/handle/001/2066/GarzónZamora%20JuanSebastián-2022.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.
- [11] M. Z. U. Abideen, O. Ellabban, y L. Al-Fagih, “A review of the tools and methods for distribution networks’ hosting capacity calculation,” *Energies*, vol. 13, 6 2020. Consultado: 2 may. 2024. [En línea]. Disponible: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/11/2758>.
- [12] L. Limuel y A. Michael, “Utility-scale dg planning using location-specific hosting capacity analysis,” *IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia)*, pp. 984–989, 12 2016. Consultado: 2 may. 2024. [En línea]. Disponible: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7796519>.
- [13] N. Baldenko y B. Shayan, “Determination of photovoltaic hosting capacity on radial electric distribution feeders,” *2016 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, 2016. Consultado: 2 may. 2024. [En línea]. Disponible: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7753969>.
- [14] MINAE, “Plan nacional de energía 2015-2030,” 2015. Consultado: 5 may. 2024. [En línea]. Disponible: https://www.cambioclimatico.go.cr/wp-content/uploads/2018/08/VII_Plan_Nacional_de_Energia_2015-2030.pdf.

- [15] M. Rylander, J. Smith, y L. Rogers, "Impact factors, methods, and considerations for calculating and applying hosting capacity," *EPRI*, 2018.
- [16] PGR, "Gobernanza e implementación de los objetivos de desarrollo sostenible en Costa Rica," p. 2, 2015. Consultado: 5 may. 2024. [En línea]. Disponible: http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=83609&nValor3=107552&strTpM=TC.
- [17] J. Machowski, Z. Lubosny, J. Bialek, y J. Bumby, *Power system dynamics: stability and control*. New Jersey: Wiley, 3a ed., 2020.
- [18] L. Grigsby, *Electrical power generation, transmission and distribution*. CRC Press, 3a ed., 2017.
- [19] R. Messenger y A. Abtahi, *Photovoltaic systems engineering*, vol. Fourth. CRC Press, 4a ed., 2017.
- [20] N. Hadjsaid y J.-C. Sabonnadière, *Electrical distribution networks*. John Wiley Sons, Inc., 2011.
- [21] G. Gharehpetian y S. Mohammad, *Distributed generation systems*. Butterworth-Heinemann, 2017.
- [22] J. Seuss, M. J. Reno, R. J. Broderick, y S. Grijalva, "Determining the impact of steady-state PV fault current injections on distribution protection," 2016. Consultado: 5 sep. 2024. [En línea]. Disponible: <https://www.osti.gov/servlets/purl/1367427>.
- [23] L. Grigsby, *Electric power generation, transmission, and distribution*. CRC Press, 3a ed., 2012.
- [24] ARESEP, "Planeación, operación y acceso, al sistema eléctrico nacional (POASEN)," 2016. Consultado: 7 sep. 2024. [En línea]. Disponible: <https://aresep.go.cr/electricidad/normativa/normativa-tecnica-nacional/>.
- [25] ICE, "Plan de expansión de la generación eléctrica 2022-2024," 2023. Consultado: 7 sep. 2024. [En línea]. Disponible: <https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/741c8397-09f0-4109-a444-bed598cb7440/PEG+2022-2040+versi%C3%B3n+final.pdf?MOD=AJPERES&CVID=oLthPgv>.
- [26] J. Grainger y W. Stevenson, *Análisis de sistemas de potencia*. McGraw-Hill, 2002.
- [27] T. Short, *Electric power distribution handbook*. CRC Press, 2a ed., 2014.
- [28] W. Kersting, *Distribution system modeling and analysis*. CRC Press, 4a ed., 2018.
- [29] P. Anderson, C. Henville, R. Rifaat, B. Johnson, y S. Meliopoulos, *Power system protection*. John Wiley Sons, Inc., 2a ed., 2022.
- [30] L. Strezoski, H. Padullaparti, F. Ding, y M. Baggu, "Integration of utility distributed energy resource management system and aggregators for evolving distribution system operators," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 10, pp. 277–285, 3 2022. Consultado: 25 sep. 2024. [En línea]. Disponible: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9744634>.
- [31] M. Meskin, A. Domijan, e I. Grinberg, "Impact of distributed generation on the protection systems of distribution networks: analysis and remedies – review paper," *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 14, pp. 5816–5822, 12 2020. Consultado: 25 sep. 2024. [En línea]. Disponible: <https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1049/iet-gtd.2019.1652>.
- [32] J. Driesen y F. Katiraei, "Design for distributed energy resources," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 6, pp. 30–39, 5 2008. Consultado: 28 sep. 2024. [En línea]. Disponible: <https://ieeexplore.ieee.org/document/4505824>.
- [33] S. M. Ismael, S. H. A. Aleem, A. Y. Abdelaziz, y A. F. Zobaa, "State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation," 1 2019. Consultado: 28 sep. 2024. [En línea]. Disponible: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148118307936>.
- [34] ARESEP, "Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión (SUCAL)," 2015. Consultado: 28 sep. 2024. [En línea]. Disponible: <https://aresep.go.cr/electricidad/normativa/normativa-tecnica-nacional/>.
- [35] JASEC, "Tarifas vigentes 2024." [En línea]. Disponible: https://www.jasec.go.cr/docs/pdf/tarifas/tarifas_vigentes_2024.pdf. (Consultado: 28 sep. 2024).

Capítulo 7

Apéndices

7.1. Hojas de Fabricante

Figura 7.1: Ampacidad conductores

AAC, ALUMINUM 1350 CONDUCTORS - CONCENTRIC-LAY-STRANDED (ELECTRICAL PROPERTIES)													
CODE WORD	SIZE AWG OR kcmil	STRANDING NO. X DIA. INCHES	CLASS	CROSS-SECTION SQ. INCHES	O.D. IN	RESISTANCE (1) OHMS/KFT			AMPACITY @75°C (2)		GEOMETRIC MEAN RADIUS FT	INDUCTIVE REACTANCE OHM/KFT (3)	CAPACITIVE REACTANCE MEGAHM/KFT (3)
						DC @20°C	AC @25°C	AC @75°C	STANDARD	E3X®			
Peachbell	#6	7x0.0612	A	0.0206	0.184	0.654	0.667	0.800	105	110	0.0056	0.119	0.7633
Rose	#4	7x0.0772	A	0.0328	0.232	0.411	0.420	0.503	140	150	0.0070	0.114	0.7269
Iris	#2	7x0.0974	A, AA	0.0522	0.292	0.259	0.264	0.316	185	200	0.0088	0.109	0.6905
Pansy	#1	7x0.1093	A, AA	0.0657	0.328	0.205	0.209	0.251	215	230	0.0099	0.106	0.6725
Poppy	1/0	7x0.1228	A, AA	0.0829	0.368	0.163	0.166	0.199	250	270	0.0111	0.103	0.6542
Aster	2/0	7x0.1379	A, AA	0.1045	0.414	0.129	0.132	0.158	285	315	0.0125	0.101	0.6361
Phlox	3/0	7x0.1548	A, AA	0.1317	0.464	0.102	0.104	0.125	330	365	0.0140	0.0981	0.6180
Oxlip	4/0	7x0.1739	A, AA	0.1663	0.522	0.0811	0.0828	0.0992	385	425	0.0158	0.0953	0.5997
Daisy	266.8	7x0.1952	AA	0.2095	0.586	0.0643	0.0657	0.0787	445	495	0.0177	0.0927	0.5816
Laurel	266.8	19x0.1185	A	0.2095	0.592	0.0646	0.0661	0.0791	445	495	0.0187	0.0914	0.5798
Tulip	336.4	19x0.1331	A	0.2644	0.666	0.0512	0.0525	0.0628	515	575	0.0210	0.0888	0.5616
Daffodil	350.0	19x0.1357	A	0.2748	0.678	0.0493	0.0504	0.0603	525	590	0.0214	0.0883	0.5586
Canna	397.5	19x0.1446	A, AA	0.3120	0.723	0.0434	0.0444	0.0532	570	640	0.0228	0.0869	0.5486
Cosmos	477.0	19x0.1584	AA	0.3744	0.792	0.0361	0.0371	0.0444	640	720	0.0250	0.0848	0.5343
Syringa	477.0	37x0.1135	A	0.3744	0.794	0.0363	0.0373	0.0445	640	720	0.0254	0.0844	0.5338
Zinnia	500.0	19x0.1622	AA	0.3926	0.811	0.0345	0.0354	0.0423	660	745	0.0256	0.0842	0.5306
Hyacinth	500.0	37x0.1162	A	0.3924	0.813	0.0346	0.0356	0.0425	660	740	0.0260	0.0839	0.5302
Dahlia	556.5	19x0.1711	AA	0.4369	0.856	0.0310	0.0319	0.0381	705	795	0.0270	0.0830	0.5223
Mistletoe	556.5	37x0.1226	A	0.4368	0.858	0.0311	0.0320	0.0382	705	795	0.0275	0.0826	0.5218
Meadowsweet	600.0	37x0.1273	A, AA	0.4709	0.891	0.0288	0.0297	0.0355	735	835	0.0285	0.0818	0.5159
Orchid	636.0	37x0.1311	A, AA	0.4995	0.918	0.0272	0.0281	0.0335	765	865	0.0294	0.0810	0.5113
Violet	715.5	37x0.1391	AA	0.5623	0.974	0.0242	0.0251	0.0299	825	935	0.0311	0.0798	0.5020
Nasturtium	715.5	61x0.1083	A	0.5619	0.975	0.0243	0.0252	0.0300	820	935	0.0314	0.0795	0.5018
Petunia	750.0	37x0.1424	AA	0.5893	0.997	0.0231	0.0239	0.0285	845	965	0.0319	0.0792	0.4983
Arbutus	795.0	37x0.1466	AA	0.6245	1.026	0.0218	0.0226	0.0270	880	1000	0.0328	0.0785	0.4938
Liacc	795.0	61x0.1142	A	0.6248	1.028	0.0218	0.0227	0.0271	875	1000	0.0331	0.0783	0.4935
Fuchsia	800.0	37x0.1470	AA	0.6280	1.029	0.0216	0.0225	0.0268	880	1005	0.0329	0.0785	0.4933
Heliotrope	800.0	61x0.1145	A	0.6281	1.031	0.0217	0.0226	0.0269	880	1005	0.0332	0.0783	0.4931
Anemone	874.5	37x0.1537	AA	0.6865	1.076	0.0198	0.0207	0.0246	930	1065	0.0344	0.0774	0.4864
Crocus	874.5	61x0.1197	A	0.6864	1.077	0.0199	0.0208	0.0247	930	1065	0.0347	0.0772	0.4861
Magnolia	954.0	37x0.1606	AA	0.7495	1.124	0.0181	0.0190	0.0226	980	1125	0.0360	0.0764	0.4795
Goldenrod	954.0	61x0.1251	A	0.7498	1.126	0.0182	0.0191	0.0227	980	1125	0.0362	0.0763	0.4792
Camellia	1000.0	61x0.1280	A	0.7849	1.152	0.0174	0.0183	0.0217	1010	1160	0.0371	0.0757	0.4756
Bluebell	1033.5	37x0.1671	AA	0.8114	1.170	0.0167	0.0176	0.0209	1030	1185	0.0374	0.0755	0.4733
Larkspur	1033.5	61x0.1302	A	0.8122	1.172	0.0168	0.0177	0.0210	1030	1185	0.0377	0.0753	0.4730
Marigold	1113.0	61x0.1351	A, AA	0.8744	1.216	0.0156	0.0165	0.0196	1075	1240	0.0391	0.0745	0.4672
Hazlthorn	1192.5	61x0.1398	A, AA	0.9363	1.258	0.0146	0.0155	0.0184	1120	1295	0.0405	0.0737	0.4618
Narcissus	1272.0	61x0.1444	A, AA	0.9990	1.300	0.0137	0.0146	0.0173	1165	1350	0.0418	0.0730	0.4568
Columbine	1351.5	61x0.1488	A, AA	1.061	1.339	0.0129	0.0139	0.0163	1210	1400	0.0431	0.0723	0.4521
Carnation	1431.0	61x0.1532	A, AA	1.124	1.379	0.0121	0.0132	0.0155	1250	1455	0.0444	0.0716	0.4475
Giadlous	1510.5	61x0.1574	A, AA	1.187	1.417	0.0115	0.0126	0.0148	1290	1505	0.0456	0.0710	0.4433
Coreopsis	1590.0	61x0.1614	AA	1.248	1.453	0.0109	0.0120	0.0141	1330	1550	0.0467	0.0704	0.4393
Jessamine	1750.0	61x0.1694	AA	1.375	1.525	0.00993	0.0111	0.0129	1405	1645	0.0490	0.0693	0.4318
Cowslip	2000.0	91x0.1482	A	1.570	1.630	0.00869	0.00994	0.0115	1515	1780	0.0526	0.0677	0.4213
Sagebrush	2250.0	91x0.1572	A	1.766	1.729	0.00775	0.00908	0.0105	1615	1905	0.0558	0.0663	0.4120
Pigweed	2300.0	61x0.1942	A	1.807	1.748	0.00755	0.00888	0.0102	1640	1930	0.0562	0.0662	0.4103
Lupine	2500.0	91x0.1657	A	1.962	1.823	0.00697	0.00839	0.00963	1710	2020	0.0588	0.0651	0.4038
Bitteroot	2750.0	91x0.1738	A	2.159	1.912	0.00634	0.00783	0.00894	1795	2130	0.0617	0.0640	0.3963
Trillium	3000.0	127x0.1537	A	2.356	1.998	0.00582	0.00740	0.00841	1875	2230	0.0646	0.0630	0.3894
Bluebonnet	3500.0	127x0.1660	A	2.749	2.158	0.00499	0.00669	0.00753	2025	2420	0.0697	0.0612	0.3773

(1) Based on a conductivity of 61.2% (minimum for average) (ACSR at 20°C. To convert to ohms/mile, multiply by 5.28. To convert to ohms/km, multiply by 3.281.
(2) Based on a conductor temperature of 75°C at 60 Hz and the following conditions: 29°C ambient temperature, 2 ft/sec crosswind (90° to conductor), 0.5 coefficient of emissivity for a standard conductor and 0.9 for an E3X coated conductor, 0.5 coefficient of absorptivity for a standard conductor and 0.2 for an E3X coated conductor, 30° northern latitude, sea level elevation, 90° azimuth of line (East-West), clear atmosphere, and a date and time of noon on July 1 (resulting in 95.0 W/m² of solar and radiated heat). Actual ampacity will differ based on local conditions. For specific ampacities, please contact your General Cable sales representative.
(3) Values for inductive reactance and capacitive reactance are expressed in terms of a 1 ft radius.

7.2. Información de Elementos del Circuito

Tabla 7.1: Perfil de Generación PV en Cartago

Hora	Potencia (kW)	Energía (kWh)
06:45:00	0,00	0,0863
07:00:00	0,69	0,1725
07:15:00	0,69	0,1725
07:30:00	0,69	0,1725
07:45:00	0,69	0,3283
08:00:00	1,92	0,4800
08:15:00	1,92	0,4800
08:30:00	1,92	0,4800
08:45:00	1,92	0,4800
09:00:00	2,52	0,6300
09:15:00	2,52	0,6300
09:30:00	2,52	0,6300
09:45:00	2,52	0,6300
10:00:00	2,73	0,6825
10:15:00	2,73	0,6825
10:30:00	2,73	0,6825
10:45:00	2,73	0,7035
11:00:00	2,91	0,7275
11:15:00	2,91	0,7275
11:30:00	2,91	0,7275
11:45:00	2,85	0,7125
12:00:00	2,85	0,7125
12:15:00	2,85	0,7125
12:30:00	2,85	0,7125
12:45:00	2,85	0,703
13:00:00	2,79	0,6975
13:15:00	2,79	0,6975
13:30:00	2,79	0,6975
13:45:00	2,79	0,6975
14:00:00	2,85	0,7030
14:15:00	2,85	0,7030
14:30:00	2,85	0,7030
14:45:00	2,85	0,6900
15:00:00	2,67	0,6675
15:15:00	2,67	0,6675
15:30:00	2,67	0,6675
15:45:00	2,67	0,6675
16:00:00	2,31	0,5775
16:15:00	2,31	0,5775
16:30:00	2,31	0,4800
16:45:00	2,31	0,4800
17:00:00	1,53	0,3825
17:15:00	1,53	0,3825
17:30:00	1,53	0,3825
17:45:00	1,53	0,3825
18:00:00	0,27	0,0675
18:15:00	0,27	0,0675
18:30:00	0,27	0,0675
18:45:00	0,27	0,0388
Total		26,004

Fuente: [6]

Tabla 7.2: Detalles transformadores

Nodo	Primario		Secundario		Potencia (kVA)		
	Tensión (kV)	Conexión	Tensión (kV)	Conexión	Fase A	Fase B	Fase C
BUSMVCSI450	34,5	LG	0,240	SP	0	0	10
BUSMVCSI153	34,5	LG	0,240	SP	0	10	10
BUSMVCSI444	34,5	LG	0,240	SP	0	0	25
BUSMVCSI905	34,5	LG	0,240	SP	0	0	50
BUSMVCSI319	34,5	LG	0,240	SP	0	25	0
BUSMVCSI731	34,5	LG	0,240	SP	0	0	25
BUSMVCSI287	34,5	LG	0,240	SP	0	0	25
BUSMVCSI289	34,5	LG	0,240	SP	0	0	50
BUSMVCSI12	34,5	LG	0,240	SP	0	15	0
P08279	34,5	Y	0,480	Y	500	500	500
P08281	34,5	Y	0,480	Y	500	500	500
P08292	34,5	Y	0,208	Y	37	37	37
BUSMVCSI294	34,5	LG	0,240	SP	0	0	10
BUSMVCSI571	34,5	LG	0,240	SP	0	0	25
BUSMVCSI704	34,5	LG	0,240	SP	0	0	10
BUSMVCSI705	34,5	LG	0,240	SP	0	0	15
BUSMVCSI207	34,5	Y	0,480	Y	150	50	50
BUSMVCSI786	34,5	LG	0,240	SP	25	25	0
BUSMVCSI99	34,5	LG	0,240	SP	0	25	0
BUSMVCSI94	34,5	LG	0,240	SP	0	0	25
P13820	34,5	LG	0,240	SP	25	50	50
BUSMVCSI543	34,5	LG	0,240	SP	0	15	0
BUSMVCSI542	34,5	LG	0,240	SP	0	25	0
BUSMVCSI565	34,5	LG	0,240	SP	0	25	0
BUSMVCSI545	34,5	LG	0,240	SP	0	25	0
BUSMVCSI563	34,5	LG	0,240	SP	0	50	0
BUSMVCSI553	34,5	LG	0,240	SP	0	50	0
BUSMVCSI526	34,5	LG	0,240	SP	0	50	0
BUSMVCSI529	34,5	LG	0,240	SP	0	25	0
BUSMVCSI548	34,5	LG	0,240	SP	0	25	0
BUSMVCSI535	34,5	LG	0,240	SP	0	25	0
BUSMVCSI551	34,5	LG	0,240	SP	0	37	0
BUSMVCSI900	34,5	LG	0,240	SP	0	25	0
BUSMVCSI490	34,5	LG	0,240	SP	0	50	0
BUSMVCSI493	34,5	LG	0,240	SP	0	25	0
P13871	34,5	LG	0,240	SP	0	25	0
P13876	34,5	LG	0,240	SP	0	50	0
P13879	34,5	LG	0,240	SP	0	25	0
P13881	34,5	LG	0,240	SP	0	50	0
P13884	34,5	LG	0,240	SP	0	50	0
P13886	34,5	LG	0,240	SP	0	50	0
P13888	34,5	LG	0,240	SP	0	25	0
P13895	34,5	LG	0,240	SP	0	37	0
P13897	34,5	LG	0,240	SP	0	25	0
P13900	34,5	LG	0,240	SP	0	25	0
P13903	34,5	LG	0,240	SP	0	50	0
P13915	34,5	LG	0,240	SP	0	25	0
P13919	34,5	LG	0,240	SP	0	25	0
P13921	34,5	LG	0,240	SP	0	25	0
P13922	34,5	LG	0,240	SP	0	50	0
P13923	34,5	LG	0,240	SP	0	50	0
P13935	34,5	LG	0,240	SP	0	15	0
P13936	34,5	LG	0,240	SP	0	25	0
P14355	34,5	LG	0,240	SP	0	10	0
P14356	34,5	LG	0,240	SP	50	50	25
P14357	34,5	LG	0,240	SP	0	10	0
P14360	34,5	LG	0,240	SP	25	0	0
P14367	34,5	LG	0,240	SP	25	0	0

Tabla 7.2: Detalles transformadores (Continuación)

Nodo	Primario		Secundario		Potencia (kVA)		
	Tensión (kV)	Conexión	Tensión (kV)	Conexión	Fase A	Fase B	Fase C
P14495	34,5	LG	0,240	SP	0	15	0
P14498	34,5	LG	0,240	SP	0	10	0
P14500	34,5	LG	0,240	SP	0	15	0
P14502	34,5	LG	0,240	SP	0	10	0
P14504	34,5	LG	0,240	SP	0	10	0
P14507	34,5	LG	0,240	SP	0	15	0
P14524	34,5	LG	0,240	SP	0	0	15
P14609	34,5	LG	0,240	SP	0	0	10
P14610	34,5	LG	0,240	SP	0	0	10
P14611	34,5	LG	0,240	SP	0	0	10
P14612	34,5	LG	0,240	SP	0	0	10
P14618	34,5	LG	0,240	SP	0	0	25
P14624	34,5	LG	0,240	SP	0	0	25
P14628	34,5	LG	0,240	SP	0	0	10
P14632	34,5	LG	0,240	SP	0	0	50
P14642	34,5	LG	0,240	SP	0	0	50
P14643	34,5	LG	0,240	SP	0	0	15
P14656	34,5	LG	0,240	SP	0	50	0
P14658	34,5	LG	0,240	SP	0	0	10
P14662	34,5	LG	0,240	SP	0	0	10
P14668	34,5	LG	0,240	SP	0	0	10
P14694	34,5	LG	0,240	SP	0	0	50
P14707	34,5	LG	0,240	SP	0	0	25
P14723	34,5	LG	0,240	SP	0	0	15
P14728	34,5	LG	0,240	SP	0	0	37
P14735	34,5	LG	0,240	SP	0	0	37
P14737	34,5	LG	0,240	SP	0	0	50
P14743	34,5	LG	0,240	SP	0	0	25
P14744	34,5	LG	0,240	SP	0	15	50
P14750	34,5	LG	0,240	SP	0	50	0
P14752	34,5	LG	0,240	SP	0	25	0
P14755	34,5	LG	0,240	SP	0	0	50
P14756	34,5	LG	0,240	SP	0	0	25
P14760	34,5	LG	0,240	SP	0	0	37
P14761	34,5	LG	0,240	SP	0	0	10
P14765	34,5	LG	0,240	SP	0	0	50
P14768	34,5	LG	0,240	SP	0	15	0
P14537	34,5	LG	0,240	SP	0	0	10
P14783	34,5	LG	0,240	SP	0	0	25
P14813	34,5	LG	0,240	SP	0	0	37
P14816	34,5	LG	0,240	SP	0	0	15
P14818	34,5	LG	0,240	SP	0	0	15
P14819	34,5	LG	0,240	SP	0	0	50
P14830	34,5	LG	0,240	SP	0	15	10
P14832	34,5	LG	0,240	SP	0	0	25
P14833	34,5	LG	0,240	SP	0	0	37
P14837	34,5	LG	0,240	SP	0	0	10
P14866	34,5	LG	0,240	SP	0	37	0
P14869	34,5	Y	0,208	Y	500	500	500
P14870	34,5	LG	0,240	SP	10	10	10
P14874	34,5	LG	0,240	SP	0	10	10
P14875	34,5	LG	0,240	SP	0	25	0
P14878	34,5	LG	0,240	SP	15	25	10
P14895	34,5	LG	0,240	SP	0	25	0
P15007	34,5	LG	0,240	SP	0	10	0
P15069	34,5	D	0,240	D	15	15	50
P15857	34,5	LG	0,240	SP	0	50	0
P20377	34,5	LG	0,240	SP	0	0	50

Tabla 7.2: Detalles transformadores (Continuación)

Nodo	Primario		Secundario		Potencia (kVA)		
	Tensión (kV)	Conexión	Tensión (kV)	Conexión	Fase A	Fase B	Fase C
P21929	34,5	LG	0,240	SP	0	0	10
P22350	34,5	Y	0,480	Y	75	75	75
P22368	34,5	LG	0,240	SP	0	50	0
P22369	34,5	LG	0,240	SP	0	10	0
P22389	34,5	LG	0,240	SP	0	0	50
P22390	34,5	LG	0,240	SP	0	0	10
P22783	34,5	LG	0,240	SP	0	0	25
P22787	34,5	LG	0,240	SP	0	0	15
P25448	34,5	LG	0,240	SP	0	0	15
P25454	34,5	LG	0,240	SP	0	0	10
P26042	34,5	Y	0,480	Y	100	100	100
P26164	34,5	LG	0,240	SP	0	35	0
P26248	34,5	LG	0,240	SP	0	0	10
P26346	34,5	LG	0,240	SP	0	0	15
P26363	34,5	LG	0,240	SP	0	0	10
P26365	34,5	LG	0,240	SP	0	0	25
P27090	34,5	LG	0,240	SP	0	0	10
P27104	34,5	LG	0,240	SP	0	0	25
P27179	34,5	Y	0,208	Y	0	0	25
P27180	34,5	LG	0,240	SP	0	0	25
P27182	34,5	LG	0,240	SP	0	0	25
P27184	34,5	LG	0,240	SP	0	0	50
P27185	34,5	LG	0,240	SP	0	0	50
P27189	34,5	LG	0,240	SP	0	0	50
P27199	34,5	LG	0,240	SP	0	0	50
P27200	34,5	LG	0,240	SP	0	0	50
P27203	34,5	LG	0,240	SP	0	0	50
P27222	34,5	LG	0,240	SP	0	0	25
P27232	34,5	LG	0,240	SP	0	0	50
P27312	34,5	LG	0,240	SP	0	25	0
P27762	34,5	LG	0,240	SP	0	50	10
P27809	34,5	LG	0,240	SP	0	0	10
P28287	34,5	LG	0,240	SP	0	0	50
P28288	34,5	LG	0,240	SP	0	0	15
P28303	34,5	LG	0,240	SP	0	0	75
P28738	34,5	Y	0,480	Y	50	50	50
P28841	34,5	LG	0,240	SP	100	75	0
P28842	34,5	Y	0,208	Y	25	25	25
P28944	34,5	LG	0,240	SP	0	0	50
P30185	34,5	D	0,240	D	50	50	50
P30332	34,5	LG	0,240	SP	0	0	10
P30481	34,5	LG	0,240	SP	0	0	15
P30499	34,5	LG	0,240	SP	0	0	10
P30535	34,5	LG	0,240	SP	0	0	50
P31084	34,5	LG	0,240	SP	0	0	10
P13803	34,5	Y	0,240	Y	25	25	25
P14872	34,5	LG	0,240	SP	0	0	50
P14884	34,5	LG	0,240	SP	0	15	50
P22366	34,5	LG	0,240	SP	0	0	15
P22363	34,5	LG	0,240	SP	25	25	0
P25393	34,5	LG	0,240	SP	0	0	10
P30551	34,5	LG	0,240	SP	0	0	50
P30927	34,5	LG	0,240	SP	0	0	10
P29073	34,5	LG	0,240	SP	0	10	0
P29177	34,5	LG	0,240	SP	0	15	0
P29064	34,5	LG	0,240	SP	0	10	0
P29185	34,5	LG	0,240	SP	0	10	0
P29093	34,5	LG	0,240	SP	0	10	0

Tabla 7.2: Detalles transformadores (Continuación)

Nodo	Primario		Secundario		Potencia (kVA)		
	Tensión (kV)	Conexión	Tensión (kV)	Conexión	Fase A	Fase B	Fase C
P29081	34,5	LG	0,240	SP	0	0	10
P29150	34,5	LG	0,240	SP	0	0	10
P27830	34,5	LG	0,240	SP	0	15	0
P31614	34,5	LG	0,240	SP	0	0	50
P31615	34,5	LG	0,240	SP	0	0	10
P31628	34,5	LG	0,240	SP	0	25	0
P14890	34,5	D	0,240	D	15	10	0
P01252	34,5	LG	0,240	SP	10	0	0
P25118	34,5	LG	0,240	SP	10	300	0
P31578	34,5	LG	0,240	SP	0	0	25
P31581	34,5	LG	0,240	SP	0	0	15
P31582	34,5	LG	0,240	SP	0	0	10
P13941	34,5	D	0,240	D	75	75	0
P27405	34,5	Y	0,480	Y	100	100	100
P14606	34,5	LG	0,240	SP	0	0	25
P32192	34,5	LG	0,240	SP	0	0	25
P31586	34,5	Y	0,480	Y	100	100	100
P32748	34,5	LG	0,240	SP	0	0	15
P14885	34,5	LG	0,240	SP	0	25	50
P32826	34,5	LG	0,240	SP	0	0	10
P08273	34,5	LG	0,240	SP	75	75	0
P08272	34,5	D	0,240	D	25	25	0
P32568	34,5	LG	0,240	SP	0	0	50
P32899	34,5	LG	0,240	SP	0	75	0
P14889	34,5	Y	0,208	Y	15	15	15
P33268	34,5	LG	0,240	SP	0	0	50
P33601	34,5	LG	0,240	SP	0	0	50
P33266	34,5	LG	0,240	SP	0	0	50
P33263	34,5	LG	0,240	SP	0	0	15
P14532	34,5	Y	0,208	Y	0	25	0
P14888	34,5	Y	0,208	Y	0	10	0
P07235	34,5	Y	0,480	Y	750	750	750
P34110	34,5	LG	0,240	SP	0	0	25
P22395	34,5	Y	0,480	Y	250	250	250
P14907	34,5	LG	0,240	SP	10	0	0
P33855	34,5	LG	0,240	SP	0	0	10
P33609	34,5	LG	0,240	SP	0	0	50
P33264	34,5	LG	0,240	SP	0	0	50
P14897	34,5	D	0,240	D	500	0	0
P14887	34,5	D	0,240	D	50	50	50
P13805	34,5	LG	0,240	SP	0	25	0
P34731	34,5	LG	0,240	SP	0	40	0
P34742	34,5	LG	0,240	SP	0	25	0
P35184	34,5	D	0,240	D	25	25	15
P36345	34,5	Y	0,480	Y	50	50	50
P36433	34,5	LG	0,240	SP	0	0	15
P36523	34,5	LG	0,240	SP	0	0	50
P13912	34,5	Y	0,480	Y	75	75	75
P36874	34,5	LG	0,240	SP	15	0	0
P37154	34,5	LG	0,240	SP	0	0	15
P37467	34,5	LG	0,240	SP	0	0	10
P37687	34,5	Y	0,208	Y	150	150	150
P38023	34,5	Y	0,480	Y	250	250	250
P37875	34,5	LG	0,240	SP	0	0	25
P38138	34,5	LG	0,240	SP	0	0	25
P38060	34,5	LG	0,240	SP	0	0	25
P38263	34,5	LG	0,240	SP	0	0	25
P38165	34,5	LG	0,240	SP	0	25	0

Tabla 7.2: Detalles transformadores (Continuación)

Nodo	Primario		Secundario		Potencia (kVA)		
	Tensión (kV)	Conexión	Tensión (kV)	Conexión	Fase A	Fase B	Fase C
P38314	34,5	LG	0,240	SP	0	0	50
P05331	34,5	LG	0,240	SP	0	25	0
P05335	34,5	LG	0,240	SP	0	10	0
P05343	34,5	LG	0,240	SP	0	10	10
P05344	34,5	LG	0,240	SP	10	0	0
P05353	34,5	LG	0,240	SP	0	0	10
P05355	34,5	LG	0,240	SP	10	0	0
P05359	34,5	LG	0,240	SP	10	0	0
P05366	34,5	Y	0,208	Y	50	50	50
P08074	34,5	LG	0,240	SP	15	0	0
P08076	34,5	LG	0,240	SP	0	25	0
P08078	34,5	LG	0,240	SP	10	0	0
P08223	34,5	LG	0,240	SP	25	25	25
P08224	34,5	LG	0,240	SP	0	25	0
P08282	34,5	LG	0,240	SP	0	25	0
P08287	34,5	LG	0,240	SP	0	0	37
P08289	34,5	LG	0,240	SP	0	25	0
P13802	34,5	D	0,240	D	50	50	50
BUSMVCSI87	34,5	LG	0,240	SP	50	25	25
P19986	34,5	Y	0,208	Y	75	75	75
P19992	34,5	LG	0,240	SP	25	50	0
P19996	34,5	LG	0,240	SP	0	10	0
P19997	34,5	LG	0,240	SP	10	0	0
P22346	34,5	LG	0,240	SP	0	50	75
P22347	34,5	LG	0,240	SP	10	75	0
P22374	34,5	LG	0,240	SP	0	10	0
P22386	34,5	LG	0,240	SP	10	25	0
P22397	34,5	LG	0,240	SP	25	0	0
P25472	34,5	Y	0,480	Y	50	50	50
P25488	34,5	D	0,240	D	50	50	50
BUSMVCSI267	34,5	LG	0,240	SP	50	50	50
P28737	34,5	Y	0,480	Y	50	50	50
P27817	34,5	LG	0,240	SP	100	0	0
P28548	34,5	LG	0,240	SP	25	25	0
P27811	34,5	LG	0,240	SP	0	10	0
P27814	34,5	LG	0,240	SP	10	0	0
P38083	34,5	Y	0,208	Y	100	100	100
P37398	34,5	LG	0,240	SP	10	0	0
P25471	34,5	Y	0,208	Y	0	25	25
P14359	34,5	LG	0,240	SP	0	25	0

LG= Línea a tierra para transformador monofásico

SP= Fase partida para monofásico trifilar

Y= Estrella

D= Delta

7.3. Resultados en Gran Escala

Tabla 7.3: Corriente en nodos

Nodo Evaluado	Ampacidad (A)	Corriente en conductor en diversos escenarios (A)					
		5 MW	10 MW	15 MW	20 MW	25 MW	31 MW
001	520	87,82	166,39	247,55	328,97	410,48	508,37
002	520	87,73	166,34	247,47	328,82	410,25	507,99
003	520	85,05	165,66	246,91	328,29	409,70	507,38
004	250	81,87	163,48	245,08	326,64	408,16	489,65

Tabla 7.4: Corrientes de cortocircuito en caso base

Nodo	Máxima corriente cortocircuito simétrica (kA)	Máxima corriente cortocircuito asimétrica (kA)
001	10,55	14,53
002	10,06	13,60
003	9,77	13,07
004	9,94	13,32
005	6,92	8,46
006	8,17	10,35
007	7,73	9,65
008	7,10	8,72
009	6,80	8,28
010	6,45	7,78
013	7,33	9,05
014	7,59	9,44
015	6,77	8,24
016	5,62	6,64

Tabla 7.5: Reporte Circuito San Isidro

Clasificación	Parámetro	Valor
Datos del circuito	Tensión en la cabecera	34,5 kV
	Día evaluado	11/12/2023
	Hora evaluada	11:30
	Corriente cortocircuito 3F	12,82 kA
	Corriente cortocircuito 1F	10,50 kA
Criterios de tensión	Tensión máxima permitida	5 %
	Desviación máxima de tensión en baja tensión	5 %
	Desviación máxima de tensión en media tensión	3 %
	Desviación máxima de tensión en nodos controlados	5 %
	Desbalance máximo de tensiones en nodos trifásicos de MT y BT	3 % MT 5 % BT
Criterios térmicos	Nivel máximo de carga en conductores	100 % @ 80°C
	Nivel máximo de carga en transformadores	100 %
Criterios de dispositivos de protección	Aumento máximo de corriente de falla	10 %
	Umbral máximo para esquema salvo fusible	NA
	Máxima reducción de alcance	10 %
Parámetros de simulación en integración de DER de pequeña escala	Paso máximo de nivel de penetración de DER de pequeña escala	225 kW
	Máxima capacidad de DER de pequeña escala a simular	2250 kW
	Aporte de DER a corriente de cortocircuito, con respecto corriente nominal	120 %
Parámetros de simulación en integración de DER de gran escala	Paso máximo de nivel de penetración de DER de gran escala	1000 kW
	Número de nodos de MT trifásicos evaluados	14
	Aporte de DER a corriente de cortocircuito, con respecto corriente nominal	120 %
	Reactancia subtransitoria de generador síncrono	NA
Herramienta computacional	Software	ETAP®
	Versión	22.5.0C compilación 22.5.0.23157

7.4. Script

```

import os
import re
import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt
import shutil

# Directorio actual (misma carpeta donde est el script)
directorio = "."

# Expresiones regulares actualizadas para los nombres de archivos

# Gran Escala
patron_fp_v = r"FP V Nodo \d{3}"
patron_fp_amp = r"FP Amp Nodo \d{3}"
patron_fp_desb = r"FP_Desb Nodo \d{3}"
patron_cc_a = r"CC A Nodo \d{3}"
patron_cc = r"CC Nodo \d{3}"
patron_cc_desb_a = r"CC_DesTb A Nodo \d{3}"
patron_cc_desb = r"CC_Desb Nodo \d{3}"

# Baja Escala
patron_fp_v_LS = r"FP LS V \d{3}"
patron_fp_amp_LS = r"FP LS Amp \d{3}"
patron_fp_desb_LS = r"FP_Desb LS \d{3}"
patron_cc_a_LS = r"CC LS A \d{3}"
patron_cc_LS = r"CC LS \d{3}"
patron_cc_desb_a_LS = r"CC_Desb LS A \d{3}"
patron_cc_desb_LS = r"CC_Desb LS \d{3}"

# Listas de patrones para agrupar

# BS
patrones_balanceado_fpV = [patron_fp_v]
patrones_balanceado_fpA = [patron_fp_amp]
patrones_desbalanceado_fp = [patron_fp_desb]
patrones_cc_sim = [patron_cc]
patrones_cc_asim = [patron_cc_a]

#LS
patrones_balanceado_fpV_LS = [patron_fp_v_LS]
patrones_balanceado_fpA_LS = [patron_fp_amp_LS]
patrones_desbalanceado_fp_LS = [patron_fp_desb_LS]
patrones_cc_sim_LS = [patron_cc_LS]
patrones_cc_asim_LS = [patron_cc_a_LS]

print("\n *****\n")
print("\n HOSTING CAPACITY\n")
print("\n *****\n")

#Escenarios a Revisar
# Solicitar al usuario que ingrese las columnas que quiere revisar
columnas_input = input("Ingresar los nombres de las columnas a revisar correspondientes a los
escenarios. Separados por comas (ejemplo: 5 MW, 10 MW, 15 MW...) Ingrese aqu : ")

# Convertir la cadena de entrada en una lista de columnas
columnas_revisar = [col.strip() for col in columnas_input.split(',')]

print("Columnas a revisar:", columnas_revisar)

# Funci n para verificar si un archivo cumple con alg n patr n
def clasificar_archivo(nombre_archivo):
    if any(re.match(patron, nombre_archivo) for patron in patrones_balanceado_fpV):
        return "FP BS Balanceado Tension"
    if any(re.match(patron, nombre_archivo) for patron in patrones_balanceado_fpA):
        return "FP BS Balanceado Sobrecarga"
    elif any(re.match(patron, nombre_archivo) for patron in patrones_desbalanceado_fp):
        return "FP BS Desbalanceado"
    elif any(re.match(patron, nombre_archivo) for patron in patrones_cc_sim):
        return "CC BS Sim"
    elif any(re.match(patron, nombre_archivo) for patron in patrones_cc_asim):
        return "CC BS ASim"
    elif any(re.match(patron, nombre_archivo) for patron in patrones_balanceado_fpV_LS):

```



```

        return "FP LS Balanceado Tension"
    elif any(re.match(patron, nombre_archivo) for patron in patrones_balanceado_fpA_LS):
        return "FP LS Balanceado Sobrecarga"
    elif any(re.match(patron, nombre_archivo) for patron in patrones_desbalanceado_fp_LS):
        return "FP LS Desbalanceado"
    elif any(re.match(patron, nombre_archivo) for patron in patrones_cc_sim_LS):
        return "CC LS Sim"
    elif any(re.match(patron, nombre_archivo) for patron in patrones_cc_asim_LS):
        return "CC LS ASim"

    else:
        return None

# Diccionario para almacenar archivos agrupados
archivos_agrupados = {
    "FP BS Balanceado Tension": [],
    "FP BS Balanceado Sobrecarga": [],
    "FP BS Desbalanceado": [],
    "CC BS Sim": [],
    "CC BS ASim": [],
    "FP LS Balanceado Tension": [],
    "FP LS Balanceado Sobrecarga": [],
    "FP LS Desbalanceado": [],
    "CC LS Sim": [],
    "CC LS ASim": [],
}

# Recorrer todos los archivos en el directorio actual
for archivo in os.listdir(directorio):
    if archivo.endswith(".xlsx"):
        categoria = clasificar_archivo(archivo)
        if categoria:
            if categoria == "FP BS Balanceado Tension" or categoria == "FP BS Balanceado Sobrecarga":
                hoja = 'Bus'
                df = pd.read_excel(archivo, sheet_name=hoja)
                archivos_agrupados[categoria].append((archivo, df))

            elif categoria == "FP BS Desbalanceado":
                hoja1 = 'Bus - Total'
                hoja2 = 'Bus - Phase'
                df_hoja1 = pd.read_excel(archivo, sheet_name=hoja1, header=4)
                df_hoja2 = pd.read_excel(archivo, sheet_name=hoja2, header=4)
                archivos_agrupados[categoria].append((archivo, {'Total': df_hoja1, 'Phase': df_hoja2}))

            elif categoria == "CC BS Sim":
                hoja = 'Short Circuit Duty Analyzer'
                df = pd.read_excel(archivo, sheet_name=hoja)
                archivos_agrupados[categoria].append((archivo, df))

            elif categoria == "CC BS ASim":
                hoja = 'Short Circuit Duty Analyzer'
                df = pd.read_excel(archivo, sheet_name=hoja)
                archivos_agrupados[categoria].append((archivo, df))

            elif categoria == "FP LS Balanceado Tension" or categoria == "FP LS Balanceado Sobrecarga":
                hoja = 'Bus'
                df = pd.read_excel(archivo, sheet_name=hoja)
                archivos_agrupados[categoria].append((archivo, df))

            elif categoria == "FP LS Desbalanceado":
                hoja1 = 'Bus - Total'
                hoja2 = 'Bus - Phase'
                df_hoja1 = pd.read_excel(archivo, sheet_name=hoja1, header=4)
                df_hoja2 = pd.read_excel(archivo, sheet_name=hoja2, header=4)
                archivos_agrupados[categoria].append((archivo, {'Total': df_hoja1, 'Phase': df_hoja2}))

            elif categoria == "CC LS Sim":
                hoja = 'Short Circuit Duty Analyzer'
                df = pd.read_excel(archivo, sheet_name=hoja)
                archivos_agrupados[categoria].append((archivo, df))

            elif categoria == "CC LS ASim":
                hoja = 'Short Circuit Duty Analyzer'
                df = pd.read_excel(archivo, sheet_name=hoja)

```

```

        archivos_agrupados[categoria].append((archivo, df))
# Mostrar la clasificaci3n de archivos agrupados

print("\nClasificaci3n de archivos agrupados:")
for categoria, archivos in archivos_agrupados.items():
    print(f"\nCategoría: {categoria}")
    if archivos:
        for archivo, _ in archivos:
            print(f" - {archivo}")
    else:
        print(" - No se encontraron archivos en esta categoría.")

# _____ FUNCIONES PARA EVALUAR LOS CRITERIOS
# _____

# _____ FP Desbalanceado
# _____

#Funci3n para verificar el aumento de tensi3n

def Aumento_Tension_Desb(df, nombre_archivo, ids_a_graficar, columna_identificacion='ID',
    columna_a_revisar='%W', columna_filtro='Output Report Name', columna_filtro_phase_type='
    Phase Type', filtro_phase_type='3 Phase'):
    resultados = []

    # Verificar que las columnas necesarias existan en el DataFrame
    for columna in [columna_identificacion, columna_a_revisar, columna_filtro,
        columna_filtro_phase_type]:
        if columna not in df.columns:
            raise ValueError(f"La columna '{columna}' no existe en el DataFrame")

    # Convertir la columna de identificaci3n a string para asegurarse de que coincida con
    ids_a_graficar
    df[columna_identificacion] = df[columna_identificacion].astype(str)

    # Filtrar el DataFrame solo por las IDs que deseas graficar
    df_filtrado_ids = df[df[columna_identificacion].isin(ids_a_graficar)]

    # Filtrar por 'Phase Type' y obtener los valores nicos de 'Output Report Name'
    df_filtrado = df_filtrado_ids[df_filtrado_ids[columna_filtro_phase_type] ==
        filtro_phase_type]
    valores_filtro = df_filtrado[columna_filtro].unique() # Obtener los valores nicos del
        filtro

    # Extraer el nombre del nodo del archivo usando expresiones regulares
    patron_nodo = r"Nodo \d{3}"
    coincidencia = re.search(patron_nodo, nombre_archivo)
    nombre_nodo = coincidencia.group() if coincidencia else 'Desconocido'

    # Definir el nombre de la carpeta basada en el nombre del nodo
    carpeta_guardado = f'Criterio 1. Aumento de Tensi3n FP Desbalanceado {nombre_nodo}'

    # Crear la carpeta para guardar los gr ficos si no existe
    if not os.path.exists(carpeta_guardado):
        os.makedirs(carpeta_guardado)

    # Crear un gr fico de barras para cada valor nico en la columna de filtro
    for valor in valores_filtro:
        df_filtrado_valor = df_filtrado[df_filtrado[columna_filtro] == valor]

        # Verificar que haya datos v lidos para la columna a revisar
        if columna_a_revisar in df_filtrado_valor.columns:
            try:
                # Convertir la columna a tipo num rico, forzando los errores a NaN
                df_filtrado_valor[columna_a_revisar] = pd.to_numeric(df_filtrado_valor[
                    columna_a_revisar], errors='coerce')

                # Crear una columna temporal que indica si el valor supera el 100%
                df_filtrado_valor[f'Excede_100_{columna_a_revisar}'] = df_filtrado_valor[
                    columna_a_revisar] > 100

                # Seleccionar solo las columnas de identificaci3n y revisi3n
                resultados.append(df_filtrado_valor[[columna_identificacion, columna_a_revisar]
                    ])

            # Crear el gr fico de barras para las IDs seleccionadas

```

```

plt.figure(figsize=(20, 10))

# Colorear las barras que exceden 100% en rojo, las demás en azul
colores = ['red' if x > 100 else 'blue' for x in df_filtrado_valor[
    columna_a_revisar]]

# Graficar los valores
plt.bar(df_filtrado_valor[columna_identificacion], df_filtrado_valor[
    columna_a_revisar], color=colores)

# Configuración del gráfico
plt.xlabel(columna_identificacion)
plt.ylabel('% Tensión Nominal')
plt.xticks(rotation=45, ha='right', fontsize=9)
plt.ylim(95, 105)
plt.legend([f'Escenario: {valor}'])
plt.tight_layout()

# Guardar el gráfico en la carpeta
ruta_guardado = os.path.join(carpeta_guardado, f'Grafico_{valor}.png')
plt.savefig(ruta_guardado)
print(f'Gráfico guardado en: {ruta_guardado}')

# Cerrar el gráfico para liberar memoria
plt.close()

except Exception as e:
    print(f"Error al procesar el valor {valor}: {e}")

# Concatenar los resultados y devolver el DataFrame final
if resultados:
    resultado_final = pd.concat(resultados).drop_duplicates()

    # Encontrar el valor máximo registrado de %W y el ID correspondiente
    if not resultado_final.empty:
        valor_maximo = resultado_final[columna_a_revisar].max()
        filas_maximo = resultado_final[resultado_final[columna_a_revisar] == valor_maximo]
        return filas_maximo

    return resultado_final
else:
    return pd.DataFrame(columns=[columna_identificacion, columna_a_revisar])

#Funci n para verificar el aumento de variaciones de tensión
def Variacion_Tensiones_Desb(df, nombre_archivo, buses_a_graficar=None, columna_identificacion
='ID', columnas_tensiones=None, columna_base='Tension Base', filtro_phase_type='3 Phase'):
    if columnas_tensiones is None:
        raise ValueError("Debe proporcionar una lista de columnas de tensiones a revisar.")

resultados = []

# Verificar que las columnas necesarias existan en el DataFrame
for columna in [columna_identificacion, columna_base, 'Phase Type']:
    if columna not in df.columns:
        raise ValueError(f"La columna '{columna}' no existe en el DataFrame")

for columna in columnas_tensiones:
    if columna not in df.columns:
        raise ValueError(f"La columna '{columna}' no existe en el DataFrame")

# Convertir las columnas a tipo numérico y forzar errores a NaN
df[columnas_tensiones] = df[columnas_tensiones].apply(pd.to_numeric, errors='coerce')
df[columna_base] = pd.to_numeric(df[columna_base], errors='coerce')

# Asegurarnos de que la columna de identificación sea de tipo string
df[columna_identificacion] = df[columna_identificacion].astype(str)

# Extraer el nombre del nodo del archivo usando expresiones regulares
patron_nodo = r"Nodo \d{3}"
coincidencia = re.search(patron_nodo, nombre_archivo)

if coincidencia:
    nombre_nodo = coincidencia.group()
else:
    nombre_nodo = 'Desconocido' # En caso de no encontrar el patrón, usa un nombre por
defecto

# Definir el nombre de la carpeta basada en el nombre del nodo
carpeta_guardado = f'Criterio 2. Aumento de Variación de Tensión FP Desbalanceado {
    nombre_nodo}'

```

```

# Crear la carpeta para guardar los gr ficos si no existe
if not os.path.exists(carpeta_guardado):
    os.makedirs(carpeta_guardado)

# Filtrar los datos para Phase Type
df_filtrado = df[df['Phase Type'] == filtro_phase_type]

for columna_tension in columnas_tensiones:
    try:
        # Crear una columna temporal que indica si el valor supera el 100% de variaci n
        df_filtrado[f'Excede_100_{columna_tension}'] = df_filtrado[columna_tension] >
            df_filtrado[columna_base] * 1.05

        # Guardar los resultados en una lista
        resultados.append(df_filtrado[[columna_identificacion, columna_tension,
            columna_base]])

        # Crear un gr fico de barras para esta columna usando matplotlib
        plt.figure(figsize=(20, 10))

        # Colorear las barras que exceden el 5% en rojo, las dem s en azul
        colores = ['red' if x > df_filtrado[columna_base].iloc[i] * 1.05 else 'blue' for i
            , x in enumerate(df_filtrado[columna_tension])]

        # Graficar los valores de variaci n porcentual
        plt.bar(df_filtrado[columna_identificacion], df_filtrado[columna_tension], color=
            colores)

        # Configuraciones del gr fico
        plt.xlabel(columna_identificacion)
        plt.ylabel(f'Variaci n Tensi n (%) - {columna_tension}')
        plt.xticks(rotation=45, ha='right', fontsize=7)
        plt.tight_layout()

        # Limitar el eje Y
        plt.ylim(0, 5)

        # Aadir leyenda y guardar el gr fico
        plt.legend([f'Tensi n: {columna_tension}'])
        ruta_guardado = os.path.join(carpeta_guardado, f'Grafico_{columna_tension}.png')
        plt.savefig(ruta_guardado)
        print(f'Gr fico guardado en: {ruta_guardado}')

        # Cerrar el gr fico para liberar memoria
        plt.close()

    except Exception as e:
        print(f"Error al procesar la columna {columna_tension}: {e}")

if resultados:
    # Concatenar los resultados y retornar
    resultado_final = pd.concat(resultados).drop_duplicates()
    return resultado_final
else:
    # Retornar un DataFrame vac o si no hay resultados
    return pd.DataFrame(columns=[columna_identificacion] + columnas_tensiones)

def Variacion_Tensiones_D(df,nombre_archivo, columna_identificacion='ID', columna_v='%V',
columna_output_report='Output Report Name', valor_base='Base'):
    # Verificar que las columnas necesarias existan en el DataFrame
    for columna in [columna_identificacion, columna_v, columna_output_report]:
        if columna not in df.columns:
            raise ValueError(f"La columna '{columna}' no existe en el DataFrame")

    # Asegurarnos de que las columnas clave sean del tipo correcto
    df[columna_identificacion] = df[columna_identificacion].astype(str)
    df[columna_v] = pd.to_numeric(df[columna_v], errors='coerce')

    # Filtrar el DataFrame para obtener solo la fila de "Base"
    df_base = df[df[columna_output_report] == valor_base]
    if df_base.empty:
        raise ValueError(f"No se encontr ning n valor de '{valor_base}' en la columna '{
            columna_output_report}'")

    # Recorrer todos los valores nicos de la columna Output Report Name (excepto 'Base')

```

```

valores_output = df[columna_output_report].unique()
valores_output = [v for v in valores_output if v != valor_base]

# Extraer el nombre del nodo del archivo usando expresiones regulares
patron_nodo = r"Nodo \d{3}"
coincidencia = re.search(patron_nodo, nombre_archivo)

if coincidencia:
    nombre_nodo = coincidencia.group()
else:
    nombre_nodo = 'Desconocido' # En caso de no encontrar el patrón, usa un nombre por defecto

# Definir el nombre de la carpeta basada en el nombre del nodo
carpeta_guardado = f'Criterio 2. Aumento Variaciones de Tensión FP Desbalanceado {nombre_nodo}'

if not os.path.exists(carpeta_guardado):
    os.makedirs(carpeta_guardado)

resultados = []

for valor in valores_output:
    # Filtrar el DataFrame para cada valor del Output Report Name
    df_comparacion = df[df[columna_output_report] == valor]

    if not df_comparacion.empty:
        # Realizar la comparación entre %V de este valor y la base
        comparacion = df_comparacion[[columna_identificacion, columna_v]].merge(
            df_base[[columna_identificacion, columna_v]],
            on=columna_identificacion,
            suffixes=('_comparacion', '_base')
        )

        # Calcular la diferencia porcentual
        comparacion['Diferencia %V'] = (comparacion[f'{columna_v}_comparacion'] -
            comparacion[f'{columna_v}_base']) / comparacion[f'{columna_v}_base'] * 100

        # Guardar los resultados en la lista
        resultados.append(comparacion)

        # Crear un gráfico de la diferencia de %V
        plt.figure(figsize=(20, 10))
        plt.bar(comparacion[columna_identificacion], comparacion['Diferencia %V'], color='blue')
        plt.xlabel(columna_identificacion)
        plt.ylabel('Diferencia de %V respecto a Base (%)')
        plt.title(f'Comparación %V {valor} vs Base')
        plt.xticks(rotation=45, ha='right', fontsize=7)
        plt.tight_layout()

        # Guardar el gráfico
        ruta_guardado = os.path.join(carpeta_guardado, f'Comparacion_{valor}_vs_Base.png')
        plt.savefig(ruta_guardado)
        print(f'Gráfico guardado en: {ruta_guardado}')

        plt.close()

if resultados:
    # Concatenar todos los resultados y retornarlos
    resultado_final = pd.concat(resultados).drop_duplicates()
    return resultado_final
else:
    # Retornar un DataFrame vacío si no hay resultados
    return pd.DataFrame(columns=[columna_identificacion, columna_v])

#Función para verificar desbalances
def Desbalances(df, nombre_archivo, columna_identificacion='ID', columna_a_revisar='Line',
    columna_filtro='Output Report Name', filtro_phase_type='3 Phase'):
    resultados = []

    # Verificar que las columnas de identificación, revisión, filtro y phase type existan en el DataFrame
    for columna in [columna_identificacion, columna_a_revisar, columna_filtro, 'Phase Type']:
        if columna not in df.columns:
            raise ValueError(f"La columna '{columna}' no existe en el DataFrame")

    # Asegurarnos de que la columna de identificación sea de tipo string
    df[columna_identificacion] = df[columna_identificacion].astype(str)

```

```

# Extraer el nombre del nodo del archivo usando expresiones regulares
patron_nodo = r"Nodo \d{3}"
coincidencia = re.search(patron_nodo, nombre_archivo)

if coincidencia:
    nombre_nodo = coincidencia.group()
else:
    nombre_nodo = 'Desconocido' # En caso de no encontrar el patrón, usa un nombre por
                                defecto

# Definir el nombre de la carpeta basada en el nombre del nodo
carpeta_guardado = f'Criterio 3. Aumento de Desbalance de Tensión FP Desbalanceado {
    nombre_nodo}'

# Crear la carpeta para guardar los gráficos si no existe
if not os.path.exists(carpeta_guardado):
    os.makedirs(carpeta_guardado)

# Filtrar los datos para Phase Type y Output Report Name
df_filtrado = df[df['Phase Type'] == filtro_phase_type]
valores_filtro = df_filtrado[columna_filtro].unique()

for valor in valores_filtro:
    df_filtrado_valor = df_filtrado[df_filtrado[columna_filtro] == valor]

    if columna_a_revisar in df_filtrado_valor.columns:
        try:
            # Convertir la columna a tipo numérico, forzando los errores a NaN
            df_filtrado_valor[columna_a_revisar] = pd.to_numeric(df_filtrado_valor[
                columna_a_revisar], errors='coerce')

            # Crear una columna temporal que indica si el valor supera el 100%
            df_filtrado_valor[f'Excede_3_{columna_a_revisar}'] = df_filtrado_valor[
                columna_a_revisar] > 3

            # Seleccionar la columna de identificación y la columna revisada
            resultados.append(df_filtrado_valor[[columna_identificacion, columna_a_revisar]
                ])

            # Crear un gráfico de barras para esta columna usando matplotlib
            plt.figure(figsize=(20, 10))

            # Colorear las barras que exceden 100% en rojo, las demás en azul
            colores = ['red' if x > 3 else 'blue' for x in df_filtrado_valor[
                columna_a_revisar]]

            # Graficar todos los valores, con las etiquetas del eje X como strings
            plt.bar(df_filtrado_valor[columna_identificacion], df_filtrado_valor[
                columna_a_revisar], color=colores)

            # Configuraciones del gráfico
            plt.xlabel(columna_identificacion)
            plt.ylabel('Valor')
            plt.xticks(rotation=90)
            plt.xticks(rotation=45, ha='right', fontsize=7) # Ajustar rotación y
                alineación
            plt.tight_layout() # Ajustar el espaciado del gráfico para que las etiquetas
                encajen

            # Establecer el límite del eje Y entre 95 y 105
            plt.ylim(0, 3)

            plt.legend([f'Escenario: {valor}'])
            plt.tight_layout()

            # Guardar el gráfico en la carpeta 'Aumento de Tensión'
            ruta_guardado = os.path.join(carpeta_guardado, f'Grafico_{valor}.png')
            plt.savefig(ruta_guardado)
            print(f'Gráfico guardado en: {ruta_guardado}')

            # Cerrar el gráfico después de guardarlo para liberar memoria
            plt.close()

        except Exception as e:
            print(f"Error al procesar el valor {valor}: {e}")

```

```

if resultados:
    # Concatenar los resultados en un nico DataFrame
    resultado_final = pd.concat(resultados).drop_duplicates()

    # Encontrar el valor m ximo registrado de %W y el ID correspondiente
    if not resultado_final.empty:
        # Obtener el valor m ximo de la columna %W
        valor_maximo = resultado_final[columnna_a_revisar].max()
        # Encontrar las filas que contienen el valor m ximo
        filas_maximo = resultado_final[resultado_final[columnna_a_revisar] == valor_maximo]
        return filas_maximo

    return resultado_final
else:
    # Si no hay resultados, retornar un DataFrame vac o con las columnas de inter s
    return pd.DataFrame(columns=[columnna_identificacion, columnna_a_revisar])

# Funci n para verificar Sobrecarga de Conductores y Transformadores
def Sobrecarga_Desb(df, nombre_archivo, columnna_identificacion='ID', columnna_a_revisar='%
Loading', columnna_filtro='Output Report Name', filtro_phase_type='3 Phase'):
    resultados = []
    # Verificar que las columnas de identificaci n, revisi n, filtro y phase type existan en
    el DataFrame
    for columnna in [columnna_identificacion, columnna_a_revisar, columnna_filtro, 'Phase Type']:
        if columnna not in df.columns:
            raise ValueError(f"La columna '{columnna}' no existe en el DataFrame")

    # Asegurarnos de que la columna de identificaci n sea de tipo string
    df[columnna_identificacion] = df[columnna_identificacion].astype(str)

    # Extraer el nombre del nodo del archivo usando expresiones regulares
    patron_nodo = r"Nodo \d{3}"
    coincidencia = re.search(patron_nodo, nombre_archivo)

    if coincidencia:
        nombre_nodo = coincidencia.group()
    else:
        nombre_nodo = 'Desconocido' # En caso de no encontrar el patr n, usa un nombre por
        defecto

    # Definir el nombre de la carpeta basada en el nombre del nodo
    carpeta_guardado = f'Criterio 5. Sobrecarga FP Desbalanceado {nombre_nodo}'

    # Crear la carpeta para guardar los gr ficos si no existe
    if not os.path.exists(carpeta_guardado):
        os.makedirs(carpeta_guardado)

    # Filtrar los datos para Phase Type y Output Report Name
    df_filtrado = df[df['Phase Type'] == filtro_phase_type]
    valores_filtro = df_filtrado[columnna_filtro].unique()

    for valor in valores_filtro:
        df_filtrado_valor = df_filtrado[df_filtrado[columnna_filtro] == valor]

        if columnna_a_revisar in df_filtrado_valor.columns:
            try:
                # Convertir la columna a tipo num rico, forzando los errores a NaN
                df_filtrado_valor[columnna_a_revisar] = pd.to_numeric(df_filtrado_valor[
                    columnna_a_revisar], errors='coerce')

                # Crear una columna temporal que indica si el valor supera el 100%
                df_filtrado_valor[f'Excede_100_{columnna_a_revisar}'] = df_filtrado_valor[
                    columnna_a_revisar] > 100

                # Seleccionar la columna de identificaci n y la columna revisada
                resultados.append(df_filtrado_valor[[columnna_identificacion, columnna_a_revisar]
                    ]])

            # Crear un gr fico de barras para esta columna usando matplotlib
            plt.figure(figsize=(20, 10))

            # Colorear las barras que exceden 100% en rojo, las dem s en azul
            colores = ['red' if x > 100 else 'blue' for x in df_filtrado_valor[
                columnna_a_revisar]]

            # Graficar todos los valores, con las etiquetas del eje X como strings
            plt.bar(df_filtrado_valor[columnna_identificacion], df_filtrado_valor[
                columnna_a_revisar], color=colores)

```

```

# Configuraciones del gráfico
plt.xlabel(columna_identificacion)
plt.ylabel('Sobrecarga (%)')
plt.xticks(rotation=90)
plt.xticks(rotation=45, ha='right', fontsize=7) # Ajustar rotación y
         alineación
plt.tight_layout() # Ajustar el espaciado del gráfico para que las etiquetas
         encajen

# Establecer el límite del eje Y entre 95 y 105 para visualizar sobrecarga
plt.ylim(0, 105)

plt.legend([f'Escenario: {valor}'])
plt.tight_layout()

# Guardar el gráfico en la carpeta 'Sobrecarga'
ruta_guardado = os.path.join(carpeta_guardado, f'Grafico_{valor}.png')
plt.savefig(ruta_guardado)
print(f'Gráfico guardado en: {ruta_guardado}')

# Cerrar el gráfico después de guardarlo para liberar memoria
plt.close()

except Exception as e:
    print(f"Error al procesar el valor {valor}: {e}")

if resultados:
    # Concatenar los resultados en un único DataFrame
    resultado_final = pd.concat(resultados).drop_duplicates()

    # Encontrar el valor máximo registrado de %Loading y el ID correspondiente
    if not resultado_final.empty:
        # Obtener el valor máximo de la columna %Loading
        valor_maximo = resultado_final[columna_a_revisar].max()
        # Encontrar las filas que contienen el valor máximo
        filas_maximo = resultado_final[resultado_final[columna_a_revisar] == valor_maximo]
        return filas_maximo

    return resultado_final
else:
    # Si no hay resultados, retornar un DataFrame vacío con las columnas de interés
    return pd.DataFrame(columns=[columna_identificacion, columna_a_revisar])

#----- Corto Circuito -----
#
# Función para verificar disminución de corrientes
def Disminucion_Corrientes(df, columna_id, columnas_corrientes, columna_base, nombre_archivo):
    # Verificar que la columna base exista en el DataFrame
    if columna_base not in df.columns:
        raise ValueError(f"La columna '{columna_base}' no existe en el DataFrame")

    # Verificar que las columnas de corrientes existan en el DataFrame
    for columna in columnas_corrientes:
        if columna not in df.columns:
            raise ValueError(f"La columna '{columna}' no existe en el DataFrame")

    # Convertir las columnas de corrientes y la columna base a valores numéricos
    df[columnas_corrientes] = df[columnas_corrientes].apply(pd.to_numeric, errors='coerce')
    df[columna_base] = pd.to_numeric(df[columna_base], errors='coerce')

    # Extraer el nombre del nodo del archivo usando expresiones regulares
    patron_nodo = r"Nodo \d{3}"
    coincidencia = re.search(patron_nodo, nombre_archivo)

    if coincidencia:
        nombre_nodo = coincidencia.group()
    else:
        nombre_nodo = 'Desconocido' # En caso de no encontrar el patrón, usa un nombre por
        defecto

    # Definir el nombre de la carpeta basada en el nombre del nodo
    carpeta_guardado = f'Criterio 6. Disminución CC Simétricas {nombre_nodo}'

    # Crear la carpeta para guardar los gráficos si no existe
    if not os.path.exists(carpeta_guardado):
        os.makedirs(carpeta_guardado)

```



```

# Variables para almacenar el resultado
max_disminucion_porcentual = None
fila_maxima = None
columna_maxima = None

# Crear un DataFrame para almacenar las disminuciones porcentuales
disminuciones_porcentuales = pd.DataFrame(index=df[columna_id])

# Iterar sobre cada fila para calcular la disminuci n porcentual
for index, row in df.iterrows():
    base_value = row[columna_base]
    if pd.notna(base_value):
        for columna_corriente in columnas_corrientes:
            corriente_value = row[columna_corriente]
            if pd.notna(corriente_value):
                # Calcular la disminuci n porcentual
                disminucion_porcentual = ((corriente_value-base_value) / base_value) * 100

                # Almacenar la disminuci n porcentual en el DataFrame
                disminuciones_porcentuales.loc[row[columna_id], columna_corriente] =
                    disminucion_porcentual

                # Comparar y obtener el valor m s alto de disminuci n
                if max_disminucion_porcentual is None or disminucion_porcentual >
                    max_disminucion_porcentual:
                    max_disminucion_porcentual = disminucion_porcentual
                    fila_maxima = row[columna_id]
                    columna_maxima = columna_corriente

# Imprimir el valor m ximo de disminuci n porcentual
if max_disminucion_porcentual is not None:
    print(f"El valor m s alto de disminuci n porcentual es: {max_disminucion_porcentual
        :.2f}% en la fila con ID: {fila_maxima} y en la columna de: {columna_maxima}")
else:
    print("No se encontraron disminuciones porcentuales v lidas.")

# Crear gr ficos para cada columna de corriente
for columna_corriente in columnas_corrientes:
    if columna_corriente in disminuciones_porcentuales.columns:
        plt.figure(figsize=(20, 10))

        # Graficar disminuciones porcentuales
        plt.bar(disminuciones_porcentuales.index, disminuciones_porcentuales[
            columna_corriente], color='red')

        # Configuraciones del gr fico
        plt.xlabel(columna_id)
        plt.ylabel('Disminuci n porcentual (%)')
        # Establecer el l mite del eje Y entre 0 y 100 (o ajusta seg n tus datos)
        plt.ylim(-10, 10)
        plt.xticks(rotation=90)
        # Ajustar las etiquetas del eje X
        plt.xticks(rotation=45, ha='right', fontsize=7) # Ajustar rotaci n y alineaci n
        plt.tight_layout() # Ajustar el espaciado del gr fico para que las etiquetas
            encajen
        plt.legend([f'Escenario: {columna_corriente}'])

        # Guardar el gr fico en la carpeta 'Disminucion_Corrientes'
        ruta_guardado = os.path.join(carpeta_guardado, f'Disminucion_{columna_corriente}.
            png')
        plt.savefig(ruta_guardado)
        print(f'Gr fico guardado en: {ruta_guardado}')

        # Cerrar el gr fico despu s de guardarlo para liberar memoria
        plt.close()

def Disminucion_Corrientes_A(df, columna_id, columnas_corrientes, columna_base, nombre_archivo
):
    # Verificar que la columna base exista en el DataFrame
    if columna_base not in df.columns:
        raise ValueError(f"La columna '{columna_base}' no existe en el DataFrame")

    # Verificar que las columnas de corrientes existan en el DataFrame
    for columna in columnas_corrientes:
        if columna not in df.columns:
            raise ValueError(f"La columna '{columna}' no existe en el DataFrame")

    # Convertir las columnas de corrientes y la columna base a valores num ricos
    df[columnas_corrientes] = df[columnas_corrientes].apply(pd.to_numeric, errors='coerce')

```

```

df[columna_base] = pd.to_numeric(df[columna_base], errors='coerce')

# Extraer el nombre del nodo del archivo usando expresiones regulares
patron_nodo = r"Node \d{3}"
coincidencia = re.search(patron_nodo, nombre_archivo)

if coincidencia:
    nombre_nodo = coincidencia.group()
else:
    nombre_nodo = 'Desconocido' # En caso de no encontrar el patrón, usa un nombre por defecto

# Definir el nombre de la carpeta basada en el nombre del nodo
carpeta_guardado = f'Criterio 6. Disminución CC Asimétricas {nombre_nodo}'

# Crear la carpeta para guardar los gráficos si no existe
if not os.path.exists(carpeta_guardado):
    os.makedirs(carpeta_guardado)

# Variables para almacenar el resultado
max_disminucion_porcentual = None
fila_maxima = None
columna_maxima = None

# Crear un DataFrame para almacenar las disminuciones porcentuales
disminuciones_porcentuales = pd.DataFrame(index=df[columna_id])

# Iterar sobre cada fila para calcular la disminución porcentual
for index, row in df.iterrows():
    base_value = row[columna_base]
    if pd.notna(base_value):
        for columna_corriente in columnas_corrientes:
            corriente_value = row[columna_corriente]
            if pd.notna(corriente_value):
                # Calcular la disminución porcentual
                disminucion_porcentual = ((corriente_value - base_value) / base_value) * 100

                # Almacenar la disminución porcentual en el DataFrame
                disminuciones_porcentuales.loc[row[columna_id], columna_corriente] = disminucion_porcentual

                # Comparar y obtener el valor más alto de disminución
                if max_disminucion_porcentual is None or disminucion_porcentual > max_disminucion_porcentual:
                    max_disminucion_porcentual = disminucion_porcentual
                    fila_maxima = row[columna_id]
                    columna_maxima = columna_corriente

# Imprimir el valor máximo de disminución porcentual
if max_disminucion_porcentual is not None:
    print(f"El valor más alto de disminución porcentual es: {max_disminucion_porcentual:.2f}% en la fila con ID: {fila_maxima} y en la columna de: {columna_maxima}")
else:
    print("No se encontraron disminuciones porcentuales válidas.")

# Crear gráficos para cada columna de corriente
for columna_corriente in columnas_corrientes:
    if columna_corriente in disminuciones_porcentuales.columns:
        plt.figure(figsize=(20, 10))

        # Graficar disminuciones porcentuales
        plt.bar(disminuciones_porcentuales.index, disminuciones_porcentuales[columna_corriente], color='red')

        # Configuraciones del gráfico
        plt.xlabel(columna_id)
        plt.ylabel('Disminución porcentual (%)')
        # Establecer el límite del eje Y entre 0 y 100 (o ajusta según tus datos)
        plt.ylim(-10, 100)
        plt.xticks(rotation=90)
        # Ajustar las etiquetas del eje X
        plt.xticks(rotation=45, ha='right', fontsize=7) # Ajustar rotación y alineación
        plt.tight_layout() # Ajustar el espaciado del gráfico para que las etiquetas encajen
        plt.legend([f'Escenario: {columna_corriente}'])

# Guardar el gráfico en la carpeta 'Disminucion_Corrientes'
ruta_guardado = os.path.join(carpeta_guardado, f'Disminucion_{columna_corriente}').

```

```

        png')
    plt.savefig(ruta_guardado)
    print(f'Gráfico guardado en: {ruta_guardado}')

# Cerrar el gráfico después de guardarlo para liberar memoria
plt.close()

# Función para verificar aumento de corrientes
def Aumento_Corrientes(df, columna_id, columnas_corrientes, columna_base, nombre_archivo):
    # Verificar que la columna base exista en el DataFrame
    if columna_base not in df.columns:
        raise ValueError(f"La columna '{columna_base}' no existe en el DataFrame")

    # Verificar que las columnas de corrientes existan en el DataFrame
    for columna in columnas_corrientes:
        if columna not in df.columns:
            raise ValueError(f"La columna '{columna}' no existe en el DataFrame")

    # Convertir las columnas de corrientes y la columna base a valores numéricos
    df[columnas_corrientes] = df[columnas_corrientes].apply(pd.to_numeric, errors='coerce')
    df[columna_base] = pd.to_numeric(df[columna_base], errors='coerce')

    # Extraer el nombre del nodo del archivo usando expresiones regulares
    patron_nodo = r"Nodo \d{3}"
    coincidencia = re.search(patron_nodo, nombre_archivo)

    if coincidencia:
        nombre_nodo = coincidencia.group()
    else:
        nombre_nodo = 'Desconocido' # En caso de no encontrar el patrón, usa un nombre por defecto

    # Definir el nombre de la carpeta basada en el nombre del nodo
    carpeta_guardado = f'Criterio 8. Aumento CC Simétricas {nombre_nodo}'

    # Crear la carpeta para guardar los gráficos si no existe
    if not os.path.exists(carpeta_guardado):
        os.makedirs(carpeta_guardado)

    # Variables para almacenar el resultado
    max_cambio_porcentual = None
    fila_maxima = None
    columna_maxima = None

    # Crear un DataFrame para almacenar los aumentos porcentuales
    aumentos_porcentuales = pd.DataFrame(index=df[columna_id])

    # Iterar sobre cada fila para calcular el aumento porcentual
    for index, row in df.iterrows():
        base_value = row[columna_base]
        if pd.notna(base_value):
            for columna_corriente in columnas_corrientes:
                corriente_value = row[columna_corriente]
                if pd.notna(corriente_value):
                    # Calcular el aumento porcentual
                    aumento_porcentual = ((corriente_value - base_value) / base_value) * 100

                    # Almacenar el aumento porcentual en el DataFrame
                    aumentos_porcentuales.loc[row[columna_id], columna_corriente] = aumento_porcentual

                    # Comparar y obtener el valor más alto de aumento
                    if max_cambio_porcentual is None or aumento_porcentual > max_cambio_porcentual:
                        max_cambio_porcentual = aumento_porcentual
                        fila_maxima = row[columna_id]
                        columna_maxima = columna_corriente

    # Imprimir el valor máximo de aumento porcentual
    if max_cambio_porcentual is not None:
        print(f"El valor más alto de aumento porcentual es: {max_cambio_porcentual:.2f}% en la fila con ID: {fila_maxima} y en la columna de: {columna_maxima}")
    else:
        print("No se encontraron aumentos porcentuales válidos.")

    # Crear gráficos para cada columna de corriente
    for columna_corriente in columnas_corrientes:
        if columna_corriente in aumentos_porcentuales.columns:
            plt.figure(figsize=(20, 10))

```

```

# Graficar aumentos porcentuales
plt.bar(aumentos_porcentuales.index, aumentos_porcentuales[columna_corriente],
        color='green')

# Configuraciones del gráfico
plt.xlabel(columna_id)
plt.ylabel('Aumento porcentual (%)')
# Establecer el límite del eje Y entre 0 y 100 (o ajusta según tus datos)
plt.ylim(0, 100)
plt.xticks(rotation=90)
# Ajustar las etiquetas del eje X
plt.xticks(rotation=45, ha='right', fontsize=7) # Ajustar rotación y alineación
plt.tight_layout() # Ajustar el espaciado del gráfico para que las etiquetas
# encajen
plt.legend([f'Aumento: {columna_corriente}'])

# Guardar el gráfico en la carpeta 'Aumento_Corrientes'
ruta_guardado = os.path.join(carpeta_guardado, f'Aumento_{columna_corriente}.png')
plt.savefig(ruta_guardado)
print(f'Gráfico guardado en: {ruta_guardado}')

# Cerrar el gráfico después de guardarlo para liberar memoria
plt.close()

def Aumento_Corrientes_A(df, columna_id, columnas_corrientes, columna_base, nombre_archivo):
    # Verificar que la columna base exista en el DataFrame
    if columna_base not in df.columns:
        raise ValueError(f"La columna '{columna_base}' no existe en el DataFrame")

    # Verificar que las columnas de corrientes existan en el DataFrame
    for columna in columnas_corrientes:
        if columna not in df.columns:
            raise ValueError(f"La columna '{columna}' no existe en el DataFrame")

    # Convertir las columnas de corrientes y la columna base a valores numéricos
    df[columnas_corrientes] = df[columnas_corrientes].apply(pd.to_numeric, errors='coerce')
    df[columna_base] = pd.to_numeric(df[columna_base], errors='coerce')

    # Extraer el nombre del nodo del archivo usando expresiones regulares
    patron_nodo = r"Nodo \d{3}"
    coincidencia = re.search(patron_nodo, nombre_archivo)

    if coincidencia:
        nombre_nodo = coincidencia.group()
    else:
        nombre_nodo = 'Desconocido' # En caso de no encontrar el patrón, usa un nombre por defecto

    # Definir el nombre de la carpeta basada en el nombre del nodo
    carpeta_guardado = f'Criterio 8. Aumento CC Asimétricas {nombre_nodo}'

    # Crear la carpeta para guardar los gráficos si no existe
    if not os.path.exists(carpeta_guardado):
        os.makedirs(carpeta_guardado)

    # Variables para almacenar el resultado
    max_cambio_porcentual = None
    fila_maxima = None
    columna_maxima = None

    # Crear un DataFrame para almacenar los aumentos porcentuales
    aumentos_porcentuales = pd.DataFrame(index=df[columna_id])

    # Iterar sobre cada fila para calcular el aumento porcentual
    for index, row in df.iterrows():
        base_value = row[columna_base]
        if pd.notna(base_value):
            for columna_corriente in columnas_corrientes:
                corriente_value = row[columna_corriente]
                if pd.notna(corriente_value):
                    # Calcular el aumento porcentual
                    aumento_porcentual = ((corriente_value - base_value) / base_value) * 100

                    # Almacenar el aumento porcentual en el DataFrame
                    aumentos_porcentuales.loc[row[columna_id], columna_corriente] =
                        aumento_porcentual

    # Comparar y obtener el valor más alto de aumento

```

```

        if max_cambio_porcentual is None or aumento_porcentual >
            max_cambio_porcentual:
                max_cambio_porcentual = aumento_porcentual
                fila_maxima = row[columna_id]
                columna_maxima = columna_corriente

# Imprimir el valor m ximo de aumento porcentual
if max_cambio_porcentual is not None:
    print(f"El valor m s alto de aumento porcentual es: {max_cambio_porcentual:.2 f}% en
          la fila con ID: {fila_maxima} y en la columna de: {columna_maxima}")
else:
    print("No se encontraron aumentos porcentuales v lidos.")

# Crear gr ficos para cada columna de corriente
for columna_corriente in columnas_corrientes:
    if columna_corriente in aumentos_porcentuales.columns:
        plt.figure(figsize=(20, 10))

        # Graficar aumentos porcentuales
        plt.bar(aumentos_porcentuales.index, aumentos_porcentuales[columna_corriente],
                color='green')

        # Configuraciones del gr fico
        plt.xlabel(columna_id)
        plt.ylabel('Aumento porcentual (%)')
        # Establecer el l mite del eje Y entre 0 y 100 (o ajusta seg n tus datos)
        plt.ylim(0, 10)
        plt.xticks(rotation=90)
        # Ajustar las etiquetas del eje X
        plt.xticks(rotation=45, ha='right', fontsize=7) # Ajustar rotaci n y alineaci n
        plt.tight_layout() # Ajustar el espaciado del gr fico para que las etiquetas
                           encajen
        plt.legend([f'Aumento: {columna_corriente}'])

        # Guardar el gr fico en la carpeta 'Aumento_Corrientes'
        ruta_guardado = os.path.join(carpeta_guardado, f'Aumento_{columna_corriente}.png')
        plt.savefig(ruta_guardado)
        print(f'Gr fico guardado en: {ruta_guardado}')

        # Cerrar el gr fico despu s de guardarlo para liberar memoria
        plt.close()

#
#
#
#
#
#
print("\n_____ CRITERIOS _____\n")

##### GRAN ESCALA
#####

print("\n *****FLUJOS DE POTENCIA*****\n")

#
#
#
#
#
#
# Aplicar la funci n a los archivos de la categor a "FP Balanceado"
for archivo, df in archivos_agrupados["FP BS Balanceado Tension"]:
    print("_____")
    print(f"An lisis de Escenario: {archivo} para Tensi n")
    print("_____")

# Definir las columnas espec ficas para este an lisis
columna_referencia = 'Base'
columna_id = 'Bus ID'

# Aplicar la funci n para verificar Aumento de Tensi n

print("\n1. AUMENTO DE TENSI N EN RGIMEN PERMANENTE: \n")
print("M xima Tensi n Registrada: \n")
V=Aumento_Tension(df, columna_id, columnas_revisar, archivo)

```

```

print("\n2. VARIACIONES DE TENSI N: \n")
# Aplicar la funci n para verificar Variaci n de Tensi n
V_change=Variacion_Tensiones(df, columna_id, columnas_revisar, columna_referencia, archivo
)

print("\n3. DESBALANCES DE TENSI N: \n")
print("NO APLICA. EL CIRCUITO ES TRIF SICO")

print("\n4. AUMENTO ACIONES DE CONTROL: \n")
print("NO APLICA")

for archivo, df in archivos_agrupados["FP BS Balanceado Sobrecarga"]:
    print("_____")
    print(f"An lisis de Escenario: {archivo} para Sobrecarga")
    print("_____")

    # Definir las columnas espec ficas para este an lisis
    # Aplicar la funci n para verificar Aumento de Tensi n
    Referencia = 'Base'
    Identificacion = 'Bus ID'

    print("\n5. SOBRECARGA DE CONDUCTORES Y TRANSFORMADORES: \n")
    print("M xima % Sobrecarga Registrada: \n")
    S=Sobrecarga(df,Identificacion, columnas_revisar, archivo)

#
#
#
#
# Aplicar la funci n a los archivos de la categor a "FP Desbalanceado"

#FP_Desb_sol = pd.DataFrame(columns=['Aumento de Tesi n', 'Variaciones de Tensi n', '
Desbalance', 'Sobrecarga'])

for archivo, df_dict in archivos_agrupados["FP BS Desbalanceado"]:
    print("_____")
    print(f"An lisis de Escenario: {archivo}")
    print("_____")

    # Definir las columnas espec ficas para este an lisis
    columna_referencia = 'Base'
    columna_id = 'ID'

    # Extraer el nombre del nodo del archivo usando expresiones regulares
    #patron_nodo = r"Nodo \d{3}"
    #coincidencia = re.search(patron_nodo, archivo)

    #if coincidencia:
        #nombre_nodo = coincidencia.group() # Nombre del nodo encontrado (e.g., "Nodo 123")
    #else:
        #nombre_nodo = "Nodo_Desconocido"

    # Definir el nombre de la carpeta basada en el nombre del nodo
    #carpeta_guardado = f'Resultados_FP_Desb_{nombre_nodo}'

    # Crear la carpeta para guardar los resultados si no existe
    #if not os.path.exists(carpeta_guardado):
        # os.makedirs(carpeta_guardado)

    # Aplicar la funci n para verificar Aumento de Tensi n
    V_desb= Aumento_Tension_Desb(df_hojal, archivo,buses, columna_identificacion='ID',
        columna_a_revisar='%\n', columna_filtro='Output Report Name', filtro_phase_type='3
Phase')
    print("\n1. AUMENTO DE TENSI N EN RGIMEN PERMANENTE: \n")
    print("M xima Tensi n Registrada: \n")
    print(V_desb)

    # Aplicar la funci n para verificar Aumento de Variaciones de Tensi n
    print("\n2. VARIACIONES DE TENSI N: \n")
    Var_V_Desb= Variacion_Tensiones_D(df_hojal,archivo)
    print("M xima Variacion Registrada: \n")

```

```

print(Var_V_Desb)

# Aplicar la funci n para verificar Aumento de Desbalances de Tensi n
Desb_T= Desbalances(df_hoja1, archivo, columna_identificacion='ID', columna_a_revisar='
Line', columna_filtro='Output Report Name', filtro_phase_type='3 Phase')
print("\n3. DESBALANCES DE TENSI N: \n")
print("M ximo Desbalance Registrado: \n")
print(Desb_T)

# Aplicar la funci n para verificar Sobrecarga
print("\n5. SOBRECARGA DE CONDUCTORES Y TRANSFORMADORES: \n")
S_Desb=Sobrecarga_Desb(df_hoja1, archivo, columna_identificacion='ID', columna_a_revisar='
>Loading', columna_filtro='Output Report Name', filtro_phase_type='3 Phase')
print("M xima % Sobrecarga Registrada: \n")
print(S_Desb)

# Crear un diccionario con los resultados del archivo actual
#resultados_escenario = {
#    #'Archivo ': archivo,
#    #'Variaciones de Tensi n ': Var_V_Desb,
#    #'Desbalance ': Desb_T,
#    #'Sobrecarga ': S_Desb
#}

# A adir los resultados como una nueva fila en el DataFrame
#FP_Desb_sol = pd.concat([FP_Desb_sol, resultados_escenario], ignore_index=True)

# Guardar el DataFrame en un archivo Excel en la carpeta correspondiente
#archivo_guardado = os.path.join(carpeta_guardado, f'Resultados_{nombre_nodo}.xlsx')
#FP_Desb_sol.to_excel(archivo_guardado, index=False)

# Mostrar el DataFrame con todos los resultados (opcional)
#print("\nResultados compilados:\n")
#print(FP_Desb_sol)

#
#
#

#
# Aplicar la funci n a los archivos de la categor a "CC Balanceado Sim tricas"
print("\n *****CORTO CIRCUITO*****\n")
#
#CC_Sim=pd.DataFrame(columns=['Reducci n de Alcance', 'Aumento CC'])
#
#
for archivo, df in archivos_agrupados["CC BS Sim"]:
    print("_____")
    print(f"\nAn lisis Escenario: {archivo}")
    print("_____")

# Definir las columnas espec ficas para este an lisis

columna_referencia = 'Base'
columna_id = 'ID'

# Extraer el nombre del nodo del archivo usando expresiones regulares
#patron_nodo = r"Nodo \d{3}"
#coincidencia = re.search(patron_nodo, archivo)

#if coincidencia:
#    nombre_nodo = coincidencia.group() # Nombre del nodo encontrado (e.g., "Nodo 123")
#else:
#    nombre_nodo = "Nodo_Desconocido"

# Definir el nombre de la carpeta basada en el nombre del nodo
#carpeta_guardado = f'Resultados_CC_Sim_{nombre_nodo}'

# Crear la carpeta para guardar los resultados si no existe
#if not os.path.exists(carpeta_guardado):
#    os.makedirs(carpeta_guardado)

# Aplicar la funci n para verificar disminuci n

```

```

print("\n6. REDUCCIN DE ALCANCE: \n")
Disminucion_Corrientes(df, columna_id, columnas_revisar, columna_referencia, archivo)

print("\n7. DISPARO INDEBIDO: \n")
print("NO APLICA. SEL 451 DISCRIMINA LA DIRECCIN DE LA FALLA ")

print("\n8. AUMENTO DE CORRIENTE DE FALLA: \n")
# Aplicar la funci n para verificar aumento
Aumento_Corrientes(df, columna_id, columnas_revisar, columna_referencia, archivo)

print("\n9. COORDINACIN FUSIBLE INTERRUPTOR: \n")
print("NO APLICA. NO SE UTILIZA DICHO ESQUEMA \n")

# Crear un diccionario con los resultados del archivo actual
# resultados_escenario = {
#     #'Archivo ': archivo,
#     #'Reducci n Alcance ': Disminucion_Corrientes,
#     #'Aumento CC ': Aumento_Corrientes,
# }

# Aadir los resultados como una nueva fila en el DataFrame
# CC_Sim = CC_Sim.append(resultados_escenario, ignore_index=True)

# Guardar el DataFrame en un archivo Excel en la carpeta correspondiente
#archivo_guardado = os.path.join(carpeta_guardado, f'Resultados_{nombre_nodo}.xlsx ')
#CC_Sim.to_excel(archivo_guardado, index=False)

# Mostrar el DataFrame con todos los resultados (opcional)
#print("\nResultados compilados:\n")
#print(CC_Sim)

#
#
#
#
# Aplicar la funci n a los archivos de la categor a "CC Balanceado ASim tricas"
print("\n *****CORTO CIRCUITO Asim trico*****\n")

#CC_ASim=pd.DataFrame(columns=['Reducci n de Alcance', 'Aumento CC'])

for archivo, df in archivos_agrupados["CC BS ASim"]:
    print("_____")
    print(f"\nAn lisis Escenario: {archivo}")
    print("_____")

    # Definir las columnas espec ficas para este an lisis

    columna_referencia = 'Base'
    columna_id = 'ID'

    # Extraer el nombre del nodo del archivo usando expresiones regulares
    #patron_nodo = r"Node \d{3}"
    #coincidencia = re.search(patron_nodo, archivo)

    #if coincidencia:
    #    nombre_nodo = coincidencia.group() # Nombre del nodo encontrado (e.g., "Node 123")
    #else:
    #    nombre_nodo = "Node_Desconocido"

    # Definir el nombre de la carpeta basada en el nombre del nodo
    #carpeta_guardado = f'Resultados_CC_ASim_{nombre_nodo}'

    # Crear la carpeta para guardar los resultados si no existe
    #if not os.path.exists(carpeta_guardado):
    #    os.makedirs(carpeta_guardado)

    # Aplicar la funci n para verificar disminuci n
    print("\n6. REDUCCIN DE ALCANCE: \n")
    Disminucion_Corrientes_A(df, columna_id, columnas_revisar, columna_referencia, archivo)

    print("\n7. DISPARO INDEBIDO: \n")
    print("NO APLICA. SEL 451 DISCRIMINA LA DIRECCIN DE LA FALLA ")

    print("\n8. AUMENTO DE CORRIENTE DE FALLA: \n")

```



```

# Aplicar la funci n para verificar aumento
Aumento_Corrientes_A(df, columna_id, columnas_revisar, columna_referencia, archivo)

print("\n9. COORDINACI N FUSIBLE INTERRUPTOR: \n")
print("NO APLICA. NO SE UTILIZA DICHO ESQUEMA \n")

# Crear un diccionario con los resultados del archivo actual
#resultados_escenario = {
#    #'Archivo': archivo,
#    #'Reducci n Alcance': Disminucion_Corrientes_A,
#    #'Aumento CC': Aumento_Corrientes_A,
#}

# Aadir los resultados como una nueva fila en el DataFrame
#CC_ASim = CC_ASim.append(resultados_escenario, ignore_index=True)

# Guardar el DataFrame en un archivo Excel en la carpeta correspondiente
#archivo_guardado = os.path.join(carpeta_guardado, f'Resultados_{nombre_nodo}.xlsx')
# CC_ASim.to_excel(archivo_guardado, index=False)

#print("\nResultados compilados:\n")
#print(CC_ASim)

# Expresi n regular para detectar cualquier nombre que contenga "Nodo ###"
patron = re.compile(r'.*Nodo (\d{3}).*')

# Recorrer todas las carpetas en el directorio principal
for nombre_carpeta in os.listdir(directorio):
    ruta_carpeta = os.path.join(directorio, nombre_carpeta)

    # Verificar si es una carpeta y si coincide con el patr n
    if os.path.isdir(ruta_carpeta):
        coincidencia = patron.match(nombre_carpeta)

        if coincidencia:
            # Extraer el n mero del nodo (e.g. 001, 002, 003)
            numero_nodo = coincidencia.group(1)

            # Crear la carpeta destino con el nombre "Nodo ###"
            carpeta_destino = os.path.join(directorio, f'Nodo {numero_nodo}')

            if not os.path.exists(carpeta_destino):
                os.makedirs(carpeta_destino)

            # Mover la carpeta actual dentro de la carpeta destino
            nueva_ruta = os.path.join(carpeta_destino, nombre_carpeta)
            shutil.move(ruta_carpeta, nueva_ruta)
            print(f"Carpeta '{nombre_carpeta}' movida a '{carpeta_destino}'")

##### BAJA ESCALA
#####

print("\n *****FLUJOS DE POTENCIA*****\n")

#
#
#
#
# Aplicar la funci n a los archivos de la categor a "FP Balanceado"
for archivo, df in archivos_agrupados["FP BS Balanceado Tension"]:
    print(" ")
    print(f"An lisis de Escenario: {archivo} para Tensi n")
    print(" ")

    # Definir las columnas espec ficas para este an lisis
    columna_referencia = 'Base'
    columna_id = 'Bus ID'

    # Aplicar la funci n para verificar Aumento de Tensi n

    print("\n1. AUMENTO DE TENSI N EN R GIMEN PERMANENTE: \n")

```

```

print("M xima Tensi n Registrada: \n")
V=Aumento_Tension(df, columna_id, columnas_revisar, archivo)

print("\n2. VARIACIONES DE TENSI N: \n")
# Aplicar la funci n para verificar Variaci n de Tensi n
V_change=Variacion_Tensiones(df, columna_id, columnas_revisar, columna_referencia, archivo
)

print("\n3. DESBALANCES DE TENSI N: \n")
print("NO APLICA. EL CIRCUITO ES TRIF SICO")

print("\n4. AUMENTO ACIONES DE CONTROL: \n")
print("NO APLICA")

for archivo, df in archivos_agrupados["FP BS Balanceado Sobrecarga"]:
    print("_____")
    print(f"An lisis de Escenario: {archivo} para Sobrecarga")
    print("_____")

    # Definir las columnas espec ficas para este an lisis
    # Aplicar la funci n para verificar Aumento de Tensi n
    Referencia = 'Base'
    Identificacion = 'Bus ID'

    print("\n5. SOBRECARGA DE CONDUCTORES Y TRANSFORMADORES: \n")
    print("M xima % Sobrecarga Registrada: \n")
    S=Sobrecarga(df, Identificacion, columnas_revisar, archivo)

#
#
#
#
# Aplicar la funci n a los archivos de la categor a "FP Desbalanceado"

#FP_Desb_sol = pd.DataFrame(columns=['Aumento de Tesi n', 'Variaciones de Tensi n', '
Desbalance', 'Sobrecarga'])

for archivo, df_dict in archivos_agrupados["FP LS Desbalanceado"]:
    print("_____")
    print(f"An lisis de Escenario: {archivo}")
    print("_____")

    # Definir las columnas espec ficas para este an lisis
    columna_referencia = 'Base'
    columna_id = 'ID'

    # Extraer el nombre del nodo del archivo usando expresiones regulares
    #patron_nodo = r"Nodo \d{3}"
    #coincidencia = re.search(patron_nodo, archivo)

    #if coincidencia:
        #nombre_nodo = coincidencia.group() # Nombre del nodo encontrado (e.g., "Nodo 123")
    #else:
        #nombre_nodo = "Nodo_Desconocido"

    # Definir el nombre de la carpeta basada en el nombre del nodo
    #carpeta_guardado = f'Resultados_FP_Desb_{nombre_nodo}'

    # Crear la carpeta para guardar los resultados si no existe
    #if not os.path.exists(carpeta_guardado):
        # os.makedirs(carpeta_guardado)

    # Aplicar la funci n para verificar Aumento de Tensi n
    V_desb= Aumento_Tension_Desb(df_hojal, archivo, columna_identificacion='ID',
        columna_a_revisar='%W', columna_filtro='Output Report Name', filtro_phase_type=None)
    print("\n1. AUMENTO DE TENSI N EN RGIMEN PERMANENTE: \n")
    print("M xima Tensi n Registrada: \n")
    print(V_desb)

    # Aplicar la funci n para verificar Aumento de Variaciones de Tensi n
    print("\n2. VARIACIONES DE TENSI N: \n")
    Var_V_Desb= Variacion_Tensiones_D(df_hojal, archivo)

```

```

print("M xima Variacion Registrada: \n")
print(Var_V_Desb)

# Aplicar la funci n para verificar Aumento de Desbalances de Tensi n
Desb_T= Desbalances(df_hoja1, archivo, columna_identificacion='ID', columna_a_revisar='
Line', columna_filtro='Output Report Name', filtro_phase_type='3 Phase')
print("\n3. DESBALANCES DE TENSI N: \n")
print("M ximo Desbalance Registrado: \n")
print(Desb_T)

# Aplicar la funci n para verificar Sobrecarga
print("\n5. SOBRECARGA DE CONDUCTORES Y TRANSFORMADORES: \n")
S_Desb=Sobrecarga_Desb(df_hoja1, archivo, columna_identificacion='ID', columna_a_revisar='
>Loading', columna_filtro='Output Report Name', filtro_phase_type=None)
print("M xima % Sobrecarga Registrada: \n")
print(S_Desb)

# Crear un diccionario con los resultados del archivo actual
#resultados_escenario = {
#    #'Archivo': archivo,
#    ##'Variaciones de Tensi n': Var_V_Desb,
#    #'Desbalance': Desb_T,
#    #'Sobrecarga': S_Desb
#}

# Aadir los resultados como una nueva fila en el DataFrame
#FP_Desb_sol = pd.concat([FP_Desb_sol, resultados_escenario], ignore_index=True)

# Guardar el DataFrame en un archivo Excel en la carpeta correspondiente
#archivo_guardado = os.path.join(carpeta_guardado, f'Resultados_{nombre_nodo}.xlsx')
#FP_Desb_sol.to_excel(archivo_guardado, index=False)

# Mostrar el DataFrame con todos los resultados (opcional)
#print("\nResultados compilados:\n")
#print(FP_Desb_sol)

#
#
#

#
# Aplicar la funci n a los archivos de la categor a "CC Balanceado Sim tricas"
print("\n *****CORTO CIRCUITO*****\n")
#
#CC_Sim=pd.DataFrame(columns=['Reducci n de Alcance', 'Aumento CC'])
#
#
for archivo, df in archivos_agrupados["CC LS Sim"]:
    print("_____")
    print(f"\nAn lisis Escenario: {archivo}")
    print("_____")

# Definir las columnas espec ficas para este an lisis

columna_referencia = 'Base'
columna_id = 'ID'

# Extraer el nombre del nodo del archivo usando expresiones regulares
#patron_nodo = r"Nodo \d{3}"
#coincidencia = re.search(patron_nodo, archivo)

#if coincidencia:
#    nombre_nodo = coincidencia.group() # Nombre del nodo encontrado (e.g., "Nodo 123")
#else:
#    nombre_nodo = "Nodo_Desconocido"

# Definir el nombre de la carpeta basada en el nombre del nodo
#carpeta_guardado = f'Resultados_CC_Sim_{nombre_nodo}'

# Crear la carpeta para guardar los resultados si no existe
#if not os.path.exists(carpeta_guardado):
#    os.makedirs(carpeta_guardado)

```

```

# Aplicar la funci n para verificar disminuci n
print("\n6. REDUCCIN DE ALCANCE: \n")
Disminucion_Corrientes(df, columna_id, columnas_revisar, columna_referencia, archivo)

print("\n7. DISPARO INDEBIDO: \n")
print("NO APLICA. SEL 451 DISCRIMINA LA DIRECCI N DE LA FALLA ")

print("\n8. AUMENTO DE CORRIENTE DE FALLA: \n")
# Aplicar la funci n para verificar aumento
Aumento_Corrientes(df, columna_id, columnas_revisar, columna_referencia, archivo)

print("\n9. COORDINACI N FUSIBLE INTERRUPTOR: \n")
print("NO APLICA. NO SE UTILIZA DICHO ESQUEMA \n")

# Crear un diccionario con los resultados del archivo actual
# resultados_escenario = {
#     #'Archivo ': archivo,
#     #'Reducci n Alcance ': Disminucion_Corrientes,
#     #'Aumento CC ': Aumento_Corrientes,
# }

# A adir los resultados como una nueva fila en el DataFrame
# CC_Sim = CC_Sim.append(resultados_escenario, ignore_index=True)

# Guardar el DataFrame en un archivo Excel en la carpeta correspondiente
#archivo_guardado = os.path.join(carpeta_guardado, f'Resultados_{nombre_nodo}.xlsx')
#CC_Sim.to_excel(archivo_guardado, index=False)

# Mostrar el DataFrame con todos los resultados (opcional)
#print("\nResultados compilados:\n")
#print(CC_Sim)

#
#
#
#
# Aplicar la funci n a los archivos de la categor a "CC Balanceado ASim tricas"
print("\n *****CORTO CIRCUITO Asim trico*****\n")

#CC_ASim=pd.DataFrame(columns=['Reducci n de Alcance', 'Aumento CC'])

for archivo, df in archivos_agrupados["CC LS ASim"]:
    print("_____")
    print(f"\nAn lisis Escenario: {archivo}")
    print("_____")

# Definir las columnas espec ficas para este an lisis

columna_referencia = 'Base'
columna_id = 'ID'

# Extraer el nombre del nodo del archivo usando expresiones regulares
#patron_nodo = r"Node \d{3}"
#coincidencia = re.search(patron_nodo, archivo)

#if coincidencia:
#    # nombre_nodo = coincidencia.group() # Nombre del nodo encontrado (e.g., "Node 123")
#else:
#    #nombre_nodo = "Node_Desconocido"

# Definir el nombre de la carpeta basada en el nombre del nodo
#carpeta_guardado = f'Resultados_CC_ASim_{nombre_nodo}'

# Crear la carpeta para guardar los resultados si no existe
#if not os.path.exists(carpeta_guardado):
#    #os.makedirs(carpeta_guardado)

# Aplicar la funci n para verificar disminuci n
print("\n6. REDUCCIN DE ALCANCE: \n")
Disminucion_Corrientes_A(df, columna_id, columnas_revisar, columna_referencia, archivo)

print("\n7. DISPARO INDEBIDO: \n")
print("NO APLICA. SEL 451 DISCRIMINA LA DIRECCI N DE LA FALLA ")

```

```

print("\n8. AUMENTO DE CORRIENTE DE FALLA: \n")
# Aplicar la funci n para verificar aumento
Aumento_Corrientes_A(df, columna_id, columnas_revisar, columna_referencia, archivo)

print("\n9. COORDINACIN FUSIBLE INTERRUPTOR: \n")
print("NO APLICA. NO SE UTILIZA DICHO ESQUEMA \n")

# Crear un diccionario con los resultados del archivo actual
#resultados_escenario = {
#    #'Archivo': archivo,
#    #'Reducci n Alcance': Disminucion_Corrientes_A,
#    #'Aumento CC': Aumento_Corrientes_A,
#}

# Aadir los resultados como una nueva fila en el DataFrame
#CC_ASIM = CC_ASIM.append(resultados_escenario, ignore_index=True)

# Guardar el DataFrame en un archivo Excel en la carpeta correspondiente
#archivo_guardado = os.path.join(carpeta_guardado, f'Resultados_{nombre_nodo}.xlsx')
# CC_ASIM.to_excel(archivo_guardado, index=False)

#print("\nResultados compilados:\n")
#print(CC_ASIM)

print("Proceso completado.")

print("\n _____ Fin del Analisis _____ \n")

```