

UCUENCA

Universidad de Cuenca

Facultad de Ingeniería

Carrera de Electricidad

**CAPACIDAD DE ALOJAMIENTO DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS Y GENERACIÓN
FOTOVOLTAICA PARA AUTOABASTECIMIENTO EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN
DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTROSUR C.A.**

Trabajo de titulación previo a la
obtención del título de Ingeniero
Eléctrico

Autores:

Jorge Enrique Cárdenas Bravo

Pedro José Machuca Chabla

Director:

Juan Bautista Sanango Fernández

ORCID:  0000-0002-3684-6134

Cuenca, Ecuador

2024-09-25

Resumen

En el presente artículo académico se plantea y desarrolla una metodología para la estimación de la Capacidad de Alojamiento, por sus siglas en inglés *Hosting Capacity* (HC), de Recursos Energéticos Distribuidos (DER) para las tecnologías de Sistemas Fotovoltaicos (SFVs) y Vehículos Eléctricos (VEs), en las redes de distribución de medio y bajo voltaje de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A (EERCS). Se emplea el software *Open Distribution Simulator System* (OpenDSS), un sistema de simulación de acceso libre que permite replicar fácilmente la metodología en futuras investigaciones.

En este estudio se emplea Python para: modelar en OpenDSS la red de distribución representada en un Sistema de Información Geográfica (SIG) a partir de la teoría de grafos, construir escenarios aleatorios usando el método de Monte Carlo y desarrollar una metodología determinista basada en series de tiempo para el cálculo de la HC.

Cada proceso que se ejecuta cuenta con subprocesos que deben verificarse para asegurar la fiabilidad de la estimación de la HC. Estos subprocesos incluyen la corrección de errores del modelo representado en un SIG, la definición correcta de los escenarios de penetración, la determinación de los límites para los parámetros eléctricos que establecen los criterios de impacto acorde a la normativa de la EERCS, y la representación de los resultados de las simulaciones temporales.

Los resultados que se obtienen para cada criterio de impacto se analizan de manera gráfica con diagramas de caja, que a través de cuartiles permiten identificar los valores máximos, mínimos, medios y atípicos de los parámetros eléctricos. Finalmente, con base al análisis de los resultados, se define la HC de DER para la red de distribución como un porcentaje de penetración de las tecnologías de Sistemas Fotovoltaicos (SFVs) y de Vehículos Eléctricos (VEs).

Palabras clave del autor: redes de distribución, energía fotovoltaica, movilidad eléctrica, evaluación de impacto



El contenido de esta obra corresponde al derecho de expresión de los autores y no compromete el pensamiento institucional de la Universidad de Cuenca ni desata su responsabilidad frente a terceros. Los autores asumen la responsabilidad por la propiedad intelectual y los derechos de autor..

Repositorio Institucional: <https://dspace.ucuenca.edu.ec/>

Abstract

In this academic paper a methodology for the estimation of the Hosting Capacity (HC) of Distributed Energy Resources (DER) for Photovoltaic Systems (SFVs) and Electric Vehicles (EVs) technologies in the medium and low voltage distribution networks of Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. (EERCS) is proposed and developed using the Open Distribution Simulator System (OpenDSS), an open access simulation system that allows easy replication of the methodology in future research.

In this study, Python is used to: model in OpenDSS the distribution network represented in a Geographic Information System (GIS) based on graph theory, build random scenarios using the Monte Carlo method and develop a deterministic methodology based on time series for the calculation of the HC.

Each executed process has sub-processes that must be verified to ensure the reliability of the HC estimation. These sub-processes are: error correction of the model represented in a GIS, the correct definition of the penetration scenarios and the limits for the electrical parameters that define the impact criteria according to the EERCS regulations, and the storage and representation of the results of the temporal simulations.

The results obtained for each impact criterion are analyzed graphically with box plots, which through quartiles allow identifying the maximum, minimum, average and atypical values of the electrical parameters. Finally, based on the analysis of the results, the DER HC for the distribution network is defined as a percentage of penetration of Photovoltaic Systems (PVs) and Electric Vehicles (EVs) technologies.

Author Keywords: distribution networks, photovoltaics, electric mobility, Impact assessment



The content of this work corresponds to the right of expression of the authors and does not compromise the institutional thinking of the University of Cuenca, nor does it release its responsibility before third parties. The authors assume responsibility for the intellectual property and copyrights.

Institutional Repository: <https://dspace.ucuenca.edu.ec/>

Índice de contenido

1. Generalidades	13
1.1. Introducción	13
1.2. Objetivos	14
1.2.1. Objetivo general	14
1.2.2. Objetivos específicos	14
1.3. Alcance	14
1.4. Justificación	15
1.5. Antecedentes del proyecto	16
2. Marco Teórico	17
2.1. OpenDSS	17
2.1.1. Introducción a OpenDSS	17
2.1.2. Estructura de OpenDSS	17
2.1.3. Elementos de OpenDSS	18
2.1.3.1. Buses	18
2.1.3.2. Terminales	18
2.1.3.3. Elementos de Transporte de Energía	19
2.1.3.4. Elementos de Conversión de Energía	19
2.1.3.5. Flujo de Potencia	20
2.2. Programas Computacionales Complementarios	21
2.2.1. ArcGIS	21
2.2.2. Gephi	22
2.2.3. Python	22
2.3. Capacidad de Alojamiento	23
2.3.1. Correlación entre las características de la Red y los Recursos Energéticos Distribuidos (DER) con la definición de la Capacidad de Alojamiento	23
2.3.2. Criterios para Calcular la capacidad de Alojamiento	24
2.3.3. Métodos para determinar la Capacidad de Alojamiento	26
2.4. Red de Distribución de la Empresa Eléctrica Regional CentroSur C.A.	29
3. Metodología	32
3.1. Procedimiento:	32
3.1.1. ETAPA I: Modelado de la Red en OpenDSS	33

3.1.1.1.	Corrección de Errores del Modelo	33
3.1.1.2.	Modelos de Recursos Energéticos Distribuidos	34
3.1.2.	ETAPA II: Simulación de Flujo de Potencia para diferentes escenarios	35
3.1.2.1.	Monte Carlo - Creación de Escenarios	35
3.1.2.2.	Distribución de Carga	35
3.1.2.3.	Series de Tiempo	39
3.1.3.	ETAPA III: Estimación de la Capacidad de Alojamiento	39
3.1.3.1.	Límites	40
3.1.3.2.	Formulación	41
3.2.	Caso de Estudio	41
4.	Resultados	45
4.1.	Resultados de la Etapa I	45
4.1.1.	Perfiles de Tensión del Alimentador 0204	45
4.2.	Resultados de la Etapa II	46
4.2.1.	Distribución de Carga	46
4.2.2.	Flujo de Potencia para diferentes escenarios de Penetración de DER	47
4.3.	Resultados de la Etapa III	48
4.3.1.	Estimación de la Capacidad de Alojamiento	48
4.3.1.1.	Sistemas Fotovoltaicos	48
4.3.1.2.	Vehículos Eléctricos	53
5.	Discusión	60
5.0.1.	Sistemas Fotovoltaicos	60
5.0.2.	Vehículos Eléctricos	61
6.	Conclusiones y recomendaciones	64
6.1.	Conclusiones	64
6.2.	Recomendaciones	65
	Referencias	67
A.	Anexos	70
A.1.	Perfiles de carga unitarios por tipo de cliente y estrato de consumo.	70
A.2.	Topología del Alimentador 0204 reconstruido en Gephi.	73

Índice de figuras

2.1. Estructura OpenDSS. Fuente: [1].	18
2.2. Barra con N nodos. Fuente: [1].	18
2.3. Terminales con N conductores. Fuente: [1].	19
2.4. Elementos de Transferencia de Energía. Fuente: [1].	19
2.5. Elementos de Conversión de Energía. Fuente: [1].	20
2.6. Algoritmo de solución de Flujo de Potencia. Fuente: [1].	21
2.7. Criterios de Impacto para determina la HC. Fuente: Elaboración Propia.	25
2.8. Diagramas de Flujo Método Determinístico para determinar la HC: (a) Generación Constante y (b) Series Temporales. Fuente: [2].	28
2.9. Diagramas de Flujo de Métodos para determinar la HC: (a) Método Estocástico y (b) Método de Optimización. Fuente: [2].	29
2.10. Área de Concesión de la EERCS. Fuente: [3].	30
3.1. Diagrama de Flujo Capacidad de Alojamiento. Fuente: [4].	32
3.2. Diagrama de Proceso para la Construcción de la Red. Fuente: [5].	33
3.3. Errores del Modelo SIG de la Red Eléctrica: (a) Error de Conectividad y (b) Error de Secuencia. Fuente: Elaboración Propia.	34
3.4. Diagrama de Flujo Distribución de Carga. Fuente: [6].	38
3.5. Diagrama para el Cálculo de la Capacidad de Alojamiento. Fuente: [7].	40
3.6. Topología del Alimentador 0204 en ArcGIS. Fuente: Elaboración Propia.	42
3.7. Datos de Potencia Activa del Alimentador 0204. Fuente: Elaboración Propia.	43
3.8. Datos de Potencia Reactiva del Alimentador 0204. Fuente: Elaboración Propia.	43
3.9. Perfil de Generación Fotovoltaica. Fuente: Elaboración Propia.	44
3.10. Perfil de Carga de un Vehículo Eléctrico. Fuente: Elaboración Propia.	44
4.1. Perfil de Voltaje del Alimentador 0204. Fuente: Elaboración Propia.	45
4.2. Perfil de Voltaje - Red Secundaria del Alimentador 0204. Fuente: Elaboración Propia.	46
4.3. Perfil de Demanda medido y Perfil de Demanda ajustado del Alimentador 0204. Fuente: Elaboración Propia.	46
4.4. Perfil de Voltaje del Alimentador 0204 - SFV. Fuente: Elaboración Propia.	47
4.5. Nivel de Voltaje del Alimentador 0204 - VE. Fuente: Elaboración Propia.	48
4.6. Nivel de Voltaje diario del Alimentador 0204 - SFV. Fuente: Elaboración Propia.	49
4.7. Desequilibrio de Voltaje del Alimentador 0204 - SFV. Fuente: Elaboración Propia.	50

4.8. Cargabilidad de las líneas del Alimentador 0204 - SFV. Fuente: Elaboración Propia.	51
4.9. Flujo de potencia del Alimentador 0204 - SFV. Fuente: Elaboración Propia.	52
4.10. Pérdidas en el Alimentador 0204 - SFV. Fuente: Elaboración Propia.	53
4.11. Nivel de Voltaje diario del Alimentador 0204 - VE. Fuente: Elaboración Propia. . .	54
4.12. Desequilibrio de Voltaje del Alimentador 0204 - VE. Fuente: Elaboración Propia.	55
4.13. Cargabilidad de las líneas del Alimentador 0204 - VE. Fuente: Elaboración Propia.	56
4.14. Flujo de potencia del del Alimentador 0204 - VE. Fuente: Elaboración Propia. . .	57
4.15. Pérdidas en el Alimentador 0204 - VE. Fuente: Elaboración Propia.	58
5.1. Criterios de impacto para la estimación de <i>Hosting Capacity</i> (HC) de Sistema Fotovoltaico (SFV) del alimentador 0204. a) sobrevoltaje, b) desbalance de voltaje, c) cargabilidad en líneas, d) potencia, e) pérdidas de energía. Fuente: Elaboración Propia.	61
5.2. Criterios de impacto para la estimación de HC de Vehículo Eléctrico (VE) del alimentador 0204. a) caída de voltaje, b) desbalance de voltaje, c) cargabilidad en líneas, d) potencia, e) pérdidas de energía. Fuente: Elaboración Propia.	62
A.1. Perfil de carga unitario 2024 - Residencial. Fuente: Elaboración Propia.	70
A.2. Perfil de carga unitario 2024 - Comercial. Fuente: Elaboración Propia.	70
A.3. Perfil de carga unitario 2024 - Industrial. Fuente: Elaboración Propia.	71
A.4. Perfil de carga unitario 2024 - Otros. Fuente: Elaboración Propia.	71
A.5. Perfil de carga unitario 2024 - Luminarias. Fuente: Elaboración Propia.	72
A.6. Topología en Gephi del Alimentador 0204. Fuente: Elaboración Propia.	73

Índice de tablas

2.1. Superficie por provincia. Fuente: [8].	30
2.2. Alimentadores Primarios. Fuente: [9].	31
3.1. Estratificación de clientes EERCS. Fuente: [6]	36
3.2. Límites para determinar la HC. Fuente: [7]	40
3.3. Datos del Alimentador 0204. Fuente: [4].	42
4.1. HC - Criterios de Impacto a diferentes niveles de penetración de SFVs. Fuente: Elaboración Propia.	59
4.2. HC - Criterios de Impacto a diferentes niveles de penetración de DER. Fuente: Elaboración Propia.	59

Agradecimientos.

Exponemos en escrito nuestro agradecimiento por la orientación desinteresada recibida por parte del Ing. Brian Jaramillo. De manera especial extendemos el reconocimiento a nuestros tutores en la Empresa Eléctrica, Ing. Sergio Zambrano e Ing. Andrés Patiño por los conocimientos compartidos y la información proporcionada para la culminación exitosa del presente trabajo.

Dedicatoria.

A mis padres, que como pilar fundamental en mi formación siempre son un apoyo e inspiración de superación, inteligencia, disciplina, sacrificio, solidaridad y servicio.

A mis abuelos Ligia, Teresa y Aurelio que desde los inicios de mi formación universitaria me recibieron con los brazos abiertos.

Jorge

A mis padres Inés y Pedro por confiar en mí y educarme con amor en valores, esfuerzo y dedicación.

A mis hermanos por ser mis compañeros de vida, Paola ejemplo de valentía, determinación y creatividad y Gustavo ejemplo de ingenio, fortaleza y más importante aún mi amigo.

A mi prima Nicol y a mis Abuelos Blanca, Teresa y José por cuidar de mí y contribuir en mi formación personal.

A mi novia Jennifer por alentarme a cumplir mis sueños, ser el motivo de mi sonrisa y mostrarme con su mirada de amor la belleza de la vida.

Pedro

Glosario

- I_{inj} Corriente de inyección. 20
- Y_{prim} Matriz de Admitancia Nodal Primitiva. 19, 20
- Y_{system} Matriz de Admitancia del Sistema. 19, 20
- APS** *Announced Pledges Scenario*. 15
- CA** Corriente Alterna. 35
- COM** *Component Object Model*. 17
- CSV** *Comma Separated Values*. 17
- DER** Recursos Energéticos Distribuidos. 2, 4, 5, 13–15, 17, 23–26, 32, 34, 35, 39, 41, 47, 50, 64
- DLL** Biblioteca de Enlace Dinámico. 17
- DRIVE** *Distribution Resource Integration and Value Estimation*. 27
- EERCS** Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. 2, 14, 16, 30, 31, 40, 41
- EPRI** *Electric Power Research Institute*. 23, 24, 27
- ESRI** *Environmental Systems Research Institute*. 21
- GD** Generación Distribuida. 13, 23–25
- HC** *Hosting Capacity*. 2, 7, 13–16, 23–27, 32, 39, 41, 51, 58, 60–62, 64–66
- ICA** *Integrated Capacity Analysis*. 27
- IEA** *International Energy Agency*. 15, 16
- IHD** Distorsión Armónica Individual. 25
- MV/BV** medio voltaje y bajo voltaje. 14, 16, 32
- OpenDSS** *Open Distribution Simulator System*. 2, 13, 14, 16, 17, 20, 22, 32, 34, 35, 37, 39, 41, 45, 52, 55, 64, 65

P Potencia Activa. 35

PC Conversión de Energía. 18, 19

PD Transporte de Energía. 18

PDF Función de Distribución de Probabilidad. 26

Q Potencia Reactiva. 38

S/E Subestación. 31

SAPG Servicio de Alumbrado Público General. 30

SFV Sistema Fotovoltaico. 2, 7, 13, 15, 16, 32, 34, 35, 44, 47, 48, 50, 51, 58, 61, 64

SIG Sistema de Información Geográfica. 2, 21, 33, 60, 63–65

SPEE Servicio Público de Energía Eléctrica. 29

SSEE Sistema de Suministro de Energía Eléctrica. 14

STEPS *Stated Policies Scenario*. 15

THD Distorsión Armónica Total. 25

VE Vehículo Eléctrico. 2, 7, 13, 15, 16, 23, 24, 32, 35, 43, 44, 47, 56–58, 61, 62, 64

VUF Desequilibrio de Voltaje. 40, 41, 49

1. Generalidades

1.1. Introducción

Los centros de generación de energía eléctrica se encuentran muy distantes de los centros de consumo; por lo que se dispone una gran infraestructura de transporte de energía, la misma que a pesar de su alta confiabilidad comienza a mostrar vulnerabilidad debido a la evolución de las necesidades energéticas de la sociedad. Cuando renace la Generación Distribuida (GD), esta se sitúa como una solución para los problemas que evidencian las grandes redes eléctricas, al permitir la reducción de las pérdidas y de la huella de carbono. Sin embargo, la integración de la GD a gran escala de acuerdo a su gestión puede llevar a otras problemáticas como: violaciones de los límites operativos, sobrecarga de los transformadores y las líneas, reducción de la calidad de la energía de suministro y fallos en el sistema de protecciones [9].

Estas problemáticas se constituyen a día de hoy como un eje focal de análisis para los operadores y planificadores de los sistemas de distribución de energía eléctrica. Además, deben considerar la intrusión de otros DER como los Vehículos Eléctricos (VEs), en redes eléctricas que cuenten o no con GD por su variabilidad y por el nivel de impacto que representan [10].

En base a ello y a los límites operativos óptimos de la red de distribución aparece el concepto de Capacidad de Alojamiento también conocido como HC. Con este se determina la cantidad de Potencia asociada a los DER que puede conectarse a la red sin que esto resulte peligroso. Si bien se encuentra claro que la integración de DER consiste tanto en tecnologías de demanda como de generación, existe una tendencia marcada a realizar el análisis de la HC de forma separada. Este enfoque desentona con la tendencia del sector eléctrico a la participación activa y paralela de las tecnologías.

El análisis integral de la HC de Sistemas Fotovoltaicos (SFVs) y Vehículos Eléctricos (VEs) según [11] es indispensable y se justifica por la correlación y compensación entre los efectos de la conexión de las tecnologías a la red.

En la misma línea y de manera general se puede afirmar que establecer una metodología para el cálculo de la HC a fin de planificar el crecimiento de la red es primordial para las empresas distribuidoras. El primer paso es contar con un modelo eléctrico escalable en herramientas de simulación especializadas como *Open Distribution Simulator System* (OpenDSS). El segundo paso es definir correctamente los factores de impacto, los criterios y el método de cálculo pertinente que aseguren una buena estimación para un alimentador y su red de bajo voltaje a

nivel de distribución.

Consecuentemente este estudio contribuye a cumplir el objetivo principal de un Sistema de Suministro de Energía Eléctrica (SSEE), asociado al suministro continuo de electricidad bajo las mejores condiciones técnicas y económicas.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Determinar la Capacidad de Alojamiento en alimentadores de medio voltaje y bajo voltaje (MV/BV) considerando la conexión de vehículos eléctricos y generación fotovoltaica para auto abastecimiento, mediante un análisis de escenarios de penetración y simulación de flujos de potencia con series de tiempo.

1.2.2. Objetivos específicos

- Modelar en OpenDSS integralmente la red de medio y bajo voltaje para un alimentador del sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A (EERCS).
- Determinar la distribución de carga a partir del procesamiento de los datos de medición en cabecera del alimentador y datos característicos de los distintos tipos de clientes.
- Simular flujos de potencia y determinar las métricas de impacto tales como: límites térmicos de líneas, voltajes y desequilibrio en nodos, pérdidas de energía y flujo inverso.
- Evaluar la Capacidad de Alojamiento del alimentador considerando un análisis de escenarios de conexión de vehículos eléctricos y generación fotovoltaica.

1.3. Alcance

La investigación se centra en el cálculo de HC de DER en una red eléctrica de MV/BV. Para lograr este objetivo, se sigue una metodología detallada que abarca varios pasos clave, organizados en distintos capítulos.

El Capítulo 2 está dedicado a la revisión teórica y al modelado de la red. En esta fase, se investiga y comprende la teoría relacionada con la HC, la distribución de carga y el modelado

de sistemas de suministro de energía eléctrica en OpenDSS. Se genera un modelo de red de distribución que contempla tanto la red de medio voltaje como la de bajo voltaje, utilizando la teoría de grafos.

En el Capítulo 3, se define el caso de estudio. Esto implica la definición de los perfiles de generación de SFVs y los perfiles de carga de los VEs, así como el establecimiento de los límites de operación de la red sobre los que se calculará la HC considerando diferentes factores de impacto.

El Capítulo 4 aborda la construcción de diferentes escenarios de penetración de SFVs y VEs, y la ejecución del método propuesto para calcular la HC en cada uno de estos escenarios.

Finalmente, en el Capítulo 5, se analizan los resultados obtenidos para los múltiples escenarios creados para cada nivel de penetración, en función de los límites de operación establecidos para la red eléctrica en cada factor de impacto. Este análisis permite evaluar la capacidad de la red para integrar tecnologías de SFVs y VEs sin comprometer su rendimiento ni los márgenes de seguridad.

El Capítulo 6 presenta las conclusiones y recomendaciones basadas en los resultados del estudio, ofreciendo una visión completa sobre la capacidad de integración de DER en un alimentador de la red eléctrica de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.

1.4. Justificación

El estudio "Panorama Energético Latinoamericano", desarrollado por la *International Energy Agency* (IEA), prevé para 2050 un alto nivel de penetración de SFVs en la matriz de generación de electricidad para cubrir su creciente demanda de manera eficiente, así como una transición moderada hacia una movilidad sostenible basada en vehículos impulsados por fuentes de energía limpia como los VEs. Esta predicción se realiza para el Escenario de Políticas Declaradas y el Escenario de Compromisos Anunciados, conocidos como *Stated Policies Scenario* (STEPS) Y *Announced Pledges Scenario* (APS).

Los porcentajes de penetración de SFVs y VEs para el STEPS, escenario que prevé una continuación de las políticas actuales, incrementan del 4 % al 18 % y del 1 % al 4 % respectivamente. Una tendencia que se manifiesta en el APS donde se cumplen a cabalidad las políticas energéticas de eficiencia energética y sostenibilidad ambiental de los Estados Latinoamericanos, aumentando el porcentaje de penetración de SFVs y VEs, a un 36 % y 30 % respectivamente

[12].

Estos indicadores regionales, trasladados al contexto ecuatoriano comprometen al sector eléctrico nacional a prepararse adecuadamente para mantener el servicio de energía eléctrica frente a los escenarios planteados por la IEA, que se desarrollan en base a políticas como la Regulación ARCERNNR-006/23 "Marco regulatorio de la generación distribuida para el autoabastecimiento de consumidores no regulados de energía eléctrica", La Ley Orgánica de Eficiencia Energética y el Plan Nacional de Eficiencia Energética.

1.5. Antecedentes del proyecto

Este trabajo de titulación sigue la línea de investigación de estudios previos desarrollados por investigadores de la EERCS con estudiantes de pregrado en materia de HC, aportando con un enfoque integral de su implementación para la penetración de las tecnologías de SFVs y VEs en una red eléctrica de distribución de MV/BV.

En orden cronológico se describe brevemente los estudios ejecutados por el grupo de investigación del Departamento de Planificación de la EERCS.

- Cálculo de parámetros para el modelado de líneas y transformadores en OpenDSS [6].
- Capacidad de Alojamiento de SFVs de la red de medio voltaje en CYMDIST [9].
- Modelado de redes de bajo voltaje a partir de su transformador de distribución en OpenDSS [13].
- Estimación de la Capacidad de Alojamiento de SFVs para un alimentador completo en CYMDIST [4].

2. Marco Teórico

2.1. OpenDSS

2.1.1. Introducción a OpenDSS

El software OpenDSS es una herramienta de simulación de código abierto especializada en sistemas de distribución, que da cabida a su planificación, expansión y evolución mediante la integración de DER, además de permitir la realización de múltiples estudios en materia de Eficiencia Energética, Calidad de la Energía y Análisis de Contingencias.

OpenDSS es un programa versátil y expandible indefinidamente, en función de las necesidades de sus usuarios que pueden construir nuevos tipos de estudios, no previstos por los desarrolladores. Esta versatilidad se plasma en sus tres formas de implementación: como un programa ejecutable independiente, como una Biblioteca de Enlace Dinámico (DLL) mediante la interfaz *Component Object Model* (COM) y como una DLL acoplada a lenguajes que no admiten el servidor COM [1].

2.1.2. Estructura de OpenDSS

OpenDSS cuenta con un motor de solución que resuelve múltiples estudios eléctricos y entrega resultados en formato *Comma Separated Values* (CSV), al ejecutar scripts (líneas de código) ingresados a través de su interfaz independiente o a través de editores de código externos gracias a la interfaz COM. El motor de solución puede modificarse mediante archivos de Bibliotecas de Enlace Dinámico (DLLs) desarrollados por usuarios para un fin específico.

OpenDSS es flexible, y puede ser controlado por programas como MATLAB, Python, C#, C++, R, entre otros, que directamente proveen capacidades analíticas externas, así como excelentes gráficos para mostrar los resultados. La estructura de OpenDSS se presenta en la figura 2.1 [1].

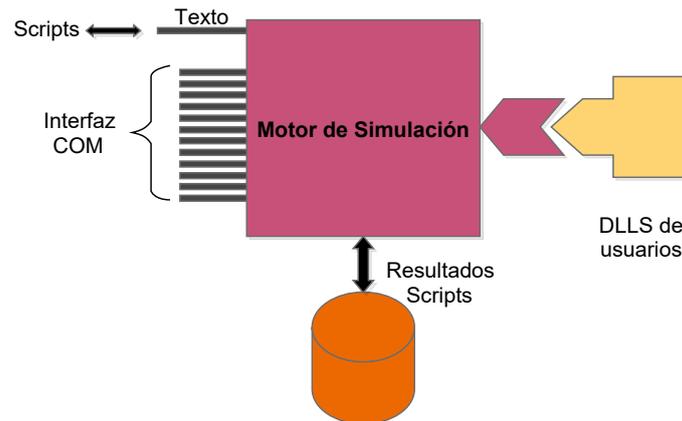


Figura 2.1: Estructura OpenDSS. Fuente: [1].

2.1.3. Elementos de OpenDSS

2.1.3.1. Buses

Un bus es un elemento de interconexión para todos los demás elementos del circuito, que a su vez cuenta con N nodos. Su función es acorde a los elementos que interconecta y su principal propiedad es el voltaje en el nodo cero correspondiente al voltaje de referencia, como se observa en la figura 2.2.



Figura 2.2: Barra con N nodos. Fuente: [1].

2.1.3.2. Terminales

Cada elemento tiene uno o más terminales, cada terminal tiene uno o más conductores conectados únicamente a un solo bus. El número de terminales de un elemento puede indicar si se trata de un elemento de Transporte de Energía (PD) o un elemento de conversión de energía Conversión de Energía (PC). En la figura 2.3 se ilustra un elemento con N terminales.

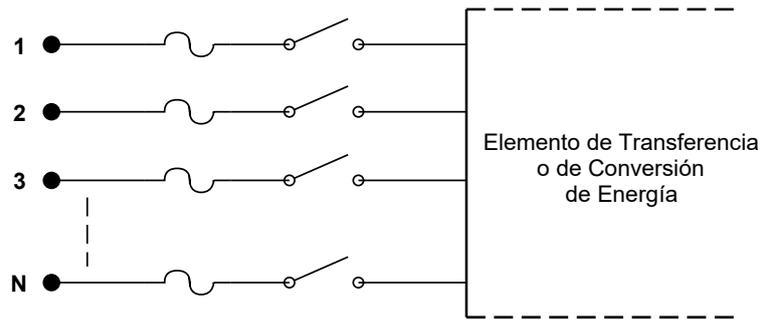


Figura 2.3: Terminales con N conductores. Fuente: [1].

2.1.3.3. Elementos de Transporte de Energía

Son elementos eléctricos lineales como transformadores o líneas eléctricas definidos en estado estacionario por sus impedancias. Su modelo se construye con la Matriz de Admitancia Nodal Primitiva (Y_{prim}) y con dos o más terminales multifase. La relación entre los valores de las magnitudes eléctricas en sus terminales se da a través de la Matriz de Admitancia del Sistema (Y_{system}), tal como se muestra en la figura 2.4.

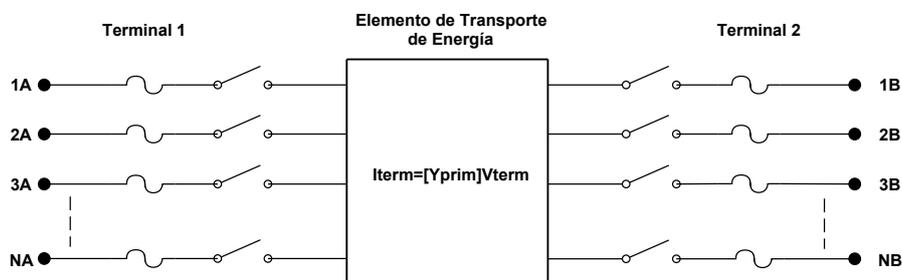


Figura 2.4: Elementos de Transferencia de Energía. Fuente: [1].

2.1.3.4. Elementos de Conversión de Energía

Se trata de elementos no lineales generalmente cargas o generadores con una sola conexión a la red mediante un terminal, que convierten de manera bidireccional energía eléctrica en otra forma de energía, algunos son capaces de almacenarla. Su modelo es una caja negra, equivalente a una impedancia en el caso más simple o un conjunto de ecuaciones diferenciales para elementos más complejos. El esquema simplificado de un elemento PC se presenta en la figura 2.5.

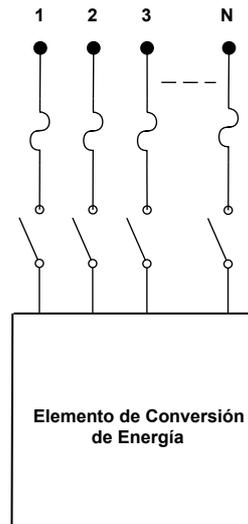


Figura 2.5: Elementos de Conversión de Energía. Fuente: [1].

2.1.3.5. Flujo de Potencia

OpenDSS resuelve flujos de potencia en redes eléctricas radiales y malladas para cualquier periodo de tiempo, por numerosos modos como el Snapshot, Daily, Monte Carlo y modelos en los que la carga varía con el tiempo.

Los dos tipos básicos de solución de OpenDSS son el flujo de potencia iterativo y la solución directa, que entregan las pérdidas, los voltajes y flujos de potencia por línea de la red completa. La solución mediante el flujo de potencia iterativo, trata a los elementos no lineales, cargas y generadores, como fuentes de inyección de energía para llegar a una solución a través del algoritmo iterativo de punto fijo o el modo Newton. En la solución directa se incluyen los elementos no lineales como admitancias en la Y_{system} .

El algoritmo que resuelve el flujo de potencia iterativo inicia al formar la Y_{system} a partir de las matrices de admitancia primitivas Y_{prim} de cada elemento. Formada la Y_{system} se realiza una estimación inicial de los voltajes de los nodos, mediante la solución directa de la ecuación 2.1, con las cargas y los generadores modelados con sus equivalentes lineales sin corriente de inyección (I_{inj}) [1].

$$I_{inj}(V) = Y_{System} \cdot V \quad (2.1)$$

El ciclo de iteración representado en la figura 2.6, comienza con el cálculo de las corrientes de

inyección de todos los elementos de conversión de energía, acorde a los voltajes estimados y la potencia de los elementos, luego se resuelve el conjunto disperso de ecuaciones para la siguiente estimación de voltaje, hasta llegar a la convergencia en 0,0001 pu.

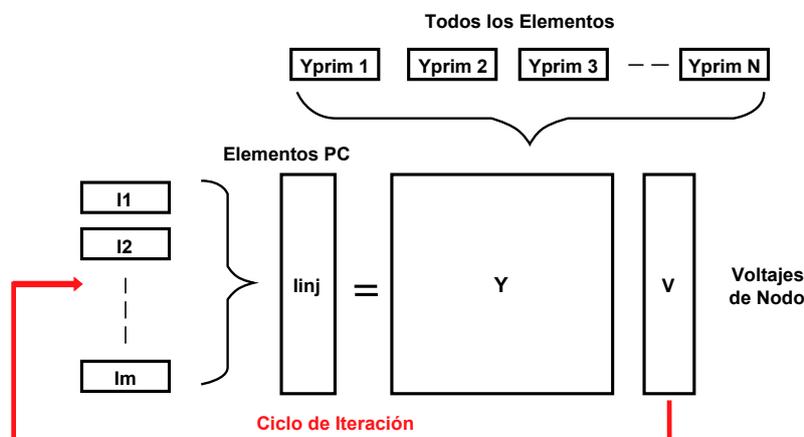


Figura 2.6: Algoritmo de solución de Flujo de Potencia. Fuente: [1].

2.2. Programas Computacionales Complementarios

2.2.1. ArcGIS

ArcGIS es un paquete de programas de Sistema de Información Geográfica (SIG) escalable, propiedad de *Environmental Systems Research Institute* (ESRI), conformado por tres productos: ArcView, ArcEditor Y ArcInfo. Cada uno con dos aplicaciones ArcMap y ArcCatalog.

ArcMap permite visualizar, analizar, crear y manejar la información geográfica. Además, es una aplicación de arquitectura extensible para brindar la libertad de agregar nuevas funcionalidades a los usuarios. Por su parte, ArcCatalog es la aplicación que permite gestionar los datos geográficos. Las funciones de las aplicaciones de ArcGIS se ejecutan a través de herramientas como ArcToolBox [14].

El mapa de ArcMap (archivo de extensión .mxd) es el nivel más alto de organización del programa. Puede conformarse por marcos de datos que recogen la información geográfica y se comportan como auténticos mapas interactivos donde se pueden trabajar con los datos geográficos y por documentos de presentación que recogen todos los resultados para ser expuestos de una manera atractiva.

La representación de los datos para su manipulación se da a través de la vista de datos y la

preparación de la información para su impresión o exposición se da a través de la vista de composición de mapa [14].

El reglamento estipulado en el oficio MEER-SDCE-2015-0694-OF, emitido por el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables hacia las Empresas Distribuidoras, entre su contenido define las políticas y lineamientos para el registro de calidad de la información de las redes eléctricas de distribución en formato ArcGIS correctamente georeferenciada y bajo la versión 10.2.1 [15].

2.2.2. Gephi

Gephi es una herramienta de arquitectura flexible de visualización y análisis de grafos de código abierto, que utiliza un motor de renderizado 3D para mostrar redes de gran tamaño en tiempo real, dando paso a sus usuarios a realizar un análisis intuitivo, de patrones tendencias y atributos de los grafos. Las funciones de Gephi incluyen explorar, analizar, filtrar, agrupar y manipular todo tipo de grafos [16].

2.2.3. Python

Python es un lenguaje de programación de código abierto, estructurado y de alto nivel, que ejecuta el código fuente línea por línea una vez ha sido compilado en bytecode y lo guarda en archivos en la dirección pycache para reutilizarlos en caso de no presentarse cambios en el script.

Es un lenguaje tipado dinámicamente que determina el tipo de las variables en tiempo de ejecución y además es un lenguaje que incluye funciones y estructuras de programación orientada a objetos [17].

Python puede usarse en editores de código fuente ligeros pero robustos como Visual Studio Code, que tiene muchas funcionalidades que lo convierten en un editor óptimo. Además, Visual Studio Code cuenta con un gran ecosistema de extensiones para otros lenguajes de programación y un gran soporte de depuración.

OpenDSS interactúa con Python a través de la librería PyDSS, que amplía sus capacidades analíticas, organizativas y de visualización. PyDSS permite al usuario la construcción de algoritmos de control personalizados para elementos específicos del circuito y además automatiza

la recolección y el análisis de resultados de simulación para cada instante de tiempo del periodo que dura la simulación de una red eléctrica.

2.3. Capacidad de Alojamiento

El término HC tiene muchas definiciones, Math Bollen lo integró con la GD en 2004, definiendo a la capacidad de alojamiento como la mayor cantidad de energía que puede inyectarse a una red sin que se violen los límites de rendimiento [2]. Este concepto se mantuvo durante varios años, pero la alta penetración de la tecnología de los Vehículos Eléctricos (VEs) en las redes de distribución del sistema eléctrico, motivó la evolución de esta definición [18]. Según [9] la HC se define como la cantidad de recursos energéticos distribuidos que se puede conectar a la red sin afectar negativamente la calidad de energía o la fiabilidad, manteniendo su rendimiento en un rango aceptable sin requerir modificaciones en la infraestructura existente.

Se entiende a los recursos energéticos distribuidos como las tecnologías de generación distribuida y los sistemas de almacenamiento de vehículos eléctricos.

2.3.1. Correlación entre las características de la Red y los DER con la definición de la Capacidad de Alojamiento

Las características de la red eléctrica y de los DER son los factores de impacto que limitan la HC de un sistema [19]. Los principales factores de impacto en base al *Electric Power Research Institute* (EPRI) se listan a continuación :

- Cambios en el perfil de voltaje del alimentador: la HC mantiene una fuerte correlación con el perfil de voltaje.
- La topología de la red: afecta su configuración, los perfiles de voltaje, los límites térmicos de las líneas y transformadores, así como la coordinación de las protecciones.
- El modelo de las cargas: la ubicación, el tipo y cantidad de carga a lo largo del alimentador influyen en la carga térmica de los elementos de la red y en el perfil de voltaje.

En cuanto a los DER:

- La ubicación de los DER en la red de distribución es el impacto más crítico. El impacto de una posible penetración de DER cerca de la subestación es diferente al impacto que representaría su conexión en el otro extremo del alimentador.

- El grado de control sobre los DER representa un impacto significativo, si el operador dispone del control de potencia activa o reactiva es posible aumentar la HC y apoyar a la red.

A medida que se incrementa el número de factores de impacto para calcular la HC, su cálculo será más preciso, sin embargo, debido a los medios computacionales actuales el EPRI recomienda que los estudios se centren en condiciones realistas, es decir, el caso más desfavorable para garantizar que no se produzcan efectos adversos en su fiabilidad. La HC debe considerar el peor escenario para conocer sus límites inferiores y el mejor para sus límites superiores, sin caer en un sobre dimensionamiento o sub dimensionamiento ya que esto sería algo muy grave para el sistema.

2.3.2. Criterios para Calcular la capacidad de Alojamiento

Los criterios para el cálculo de la HC son los límites de operación para las magnitudes eléctricas que se alteran ante la intrusión de DER, establecidos por el ente regulador.

Estos criterios no son fijos y pueden ser planteados según la topología de la red, las condiciones del área de planificación de las empresas o el objetivo de dicho cálculo. Siendo 4 los principales grupos y criterios de impacto aceptados y de mayor interés según la información cubierta por la revisión bibliográfica.

Sobrevoltaje y Caída de Voltaje en Nodos:

El sobrevoltaje se da cuando la potencia de una unidad de GD es mayor que la demanda de carga, el excedente se devuelve a la red siendo sinónimo de incremento de voltaje y una posible sobrecarga del alimentador más cercano [18]. Contrario a ello la caída de voltaje ocurre cuando aumenta la carga de la red por la integración de VEs.

Sobrecarga Térmica y Pérdidas

Una ubicación no adecuada de la GD puede provocar un flujo inverso de potencia desde la unidad de generación hacia la red, siempre y cuando exista un desbalance de potencia entre la generación y la demanda. El establecimiento de un flujo inverso trae consigo la aparición de una corriente, que si excede la corriente nominal de las líneas y los transformadores puede dar paso a sobrecalentamientos, pérdidas energéticas y a su vez fallos operativos [20]. En el caso de los VEs las pérdidas de energía corresponden al incremento de la corriente que absorbe cada cliente de la red.

Problemas de Calidad de la Energía

Las perturbaciones de voltaje y corriente asociadas los DER pueden provocar la presencia de armónicos asociados a los equipos inversores de unidades de generación y carga de vehículos eléctricos, así como caídas de voltaje y flickers [20]. En el caso de los armónicos se analizan prioritariamente la Distorsión Armónica Total (THD) como la Distorsión Armónica Individual (IHD) [21].

Problemas de Protección

Si mediante la penetración de los DER se produce más energía de la necesaria, un alto nivel de penetración puede llevar a un funcionamiento inadecuado de los dispositivos de protección haciendo que ante una falla no se inmuten, debido a que el flujo bidireccional puede reducir las corrientes de falla [20]. A su vez la incorporación de GD aporta al incremento de la corriente de falla, que puede causar una falta de coordinación de los equipos de protección. Es por ello que debe delimitarse su aporte a la I_{cc} según normativa vigente [9]. En la figura 2.7 se presentan los 4 criterios previamente descritos para calcular la HC.

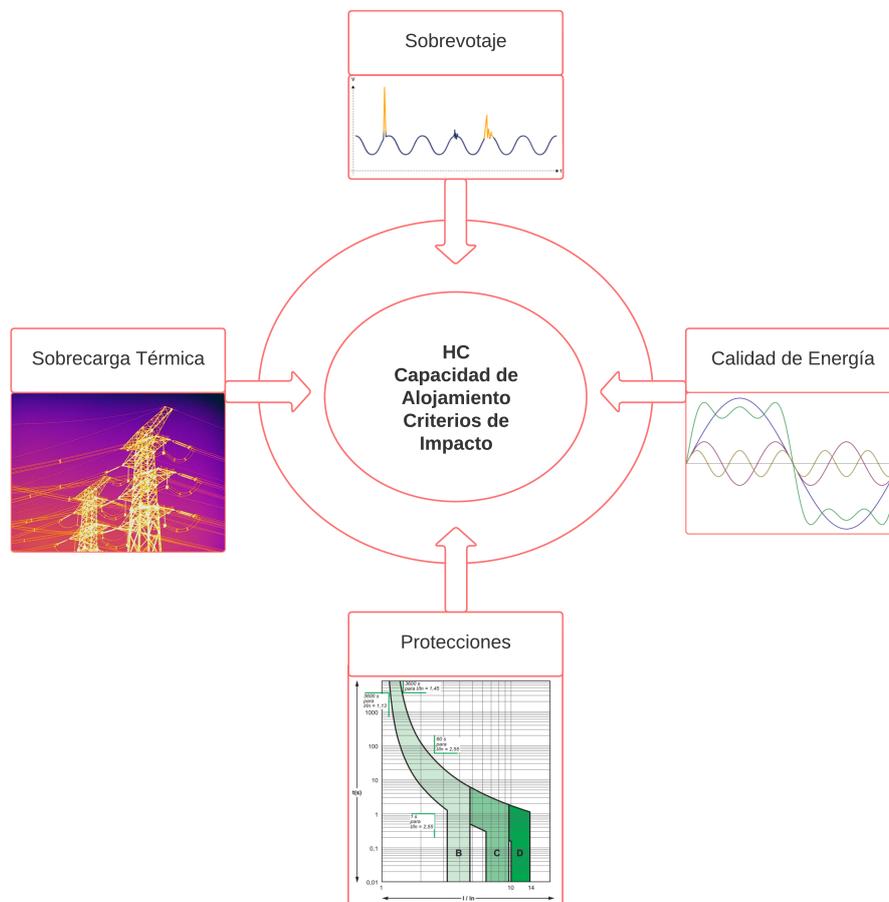


Figura 2.7: Criterios de Impacto para determina la HC. Fuente: Elaboración Propia.

2.3.3. Métodos para determinar la Capacidad de Alojamiento

Existen tres métodos que permiten la determinación de la capacidad de alojamiento de DER en una red de distribución, los cuales simplifican los estudios a ejecutarse.

Método Determinístico

Los métodos deterministas basan el cálculo de la HC según valores de entrada conocidos para los parámetros del sistema asociados a la generación y a la demanda [22]. Introduciendo así una gran cantidad de incertidumbre en el análisis al considerar el peor escenario posible para los parámetros inciertos. Lo que hace que para ciertos sistemas donde la penetración de recursos energéticos distribuidos es menor el cálculo de la capacidad de alojamiento no resulte efectivo.

Esta técnica tiene dos enfoques según el perfil de generación:

La generación constante que ignora por completo la intermitencia del recurso, y se da un aumento constante de la penetración de los DER hasta que se crucen los límites de los criterios de desempeño [2].

El método de las series temporales que considera la naturaleza cambiante del recurso energético y se analiza en periodos específicos de tiempo como la ocurrencia de carga máxima o la relación generación/demanda más alta. Cuando este considera los perfiles de carga y generación en el tiempo se convierte en un análisis de series temporales cuasi estáticas, que requiere un mayor recurso computacional para su ejecución [2].

Método Estocástico

La generación y los perfiles de consumo de un sistema que cuenta con DER son estocásticos, impredecibles lo que lo convierte en un sistema con parámetros desconocidos, en otras palabras, un sistema con incertidumbres. Las mismas que se abordan a través de un flujo de potencia probabilístico, donde las variables de entrada se representan mediante Funciones de Distribución de Probabilidad (PDFs) creadas a partir de datos históricos medidos en el sistema.

Convirtiendo la determinación de la HC de una red eléctrica de distribución en un problema probabilístico que se puede solucionar mediante métodos numéricos como el algoritmo de simulación de Monte Carlo su principal exponente y algoritmos analíticos de linealización y aproximación [22].

Método Basado en la Optimización

Se reduce el cálculo de la HC a un problema de optimización donde se busca maximizar dicho valor según restricciones asociadas al rendimiento técnico permitido.

De ser necesario se puede ampliar el análisis al combinar esta maximización con la minimización de pérdidas y costos, obteniendo una función multiobjetivo.

Sin embargo, la problemática de estos métodos radica en su naturaleza iterativa, que demanda muchos recursos computacionales, que obliga a implementarse la linealización de las ecuaciones de flujo de potencia [18].

Método Simplificado

El método simplificado, consiste en la aplicación de dos algoritmos resultado de estudios exhaustivos que permiten estimar la capacidad de alojamiento de una red en función de sus condiciones iniciales obtenidas al correr un flujo de potencia en la misma. Estos algoritmos son el EPRI *Distribution Resource Integration and Value Estimation* (DRIVE) y el *Integrated Capacity Analysis* (ICA) [18].

Los diagramas de flujo que describen las metodologías deterministas se presentan en la figura 2.8, mientras que en la figura 2.9 se muestra los diagramas de flujo del método estocástico y del método basado en la optimización.

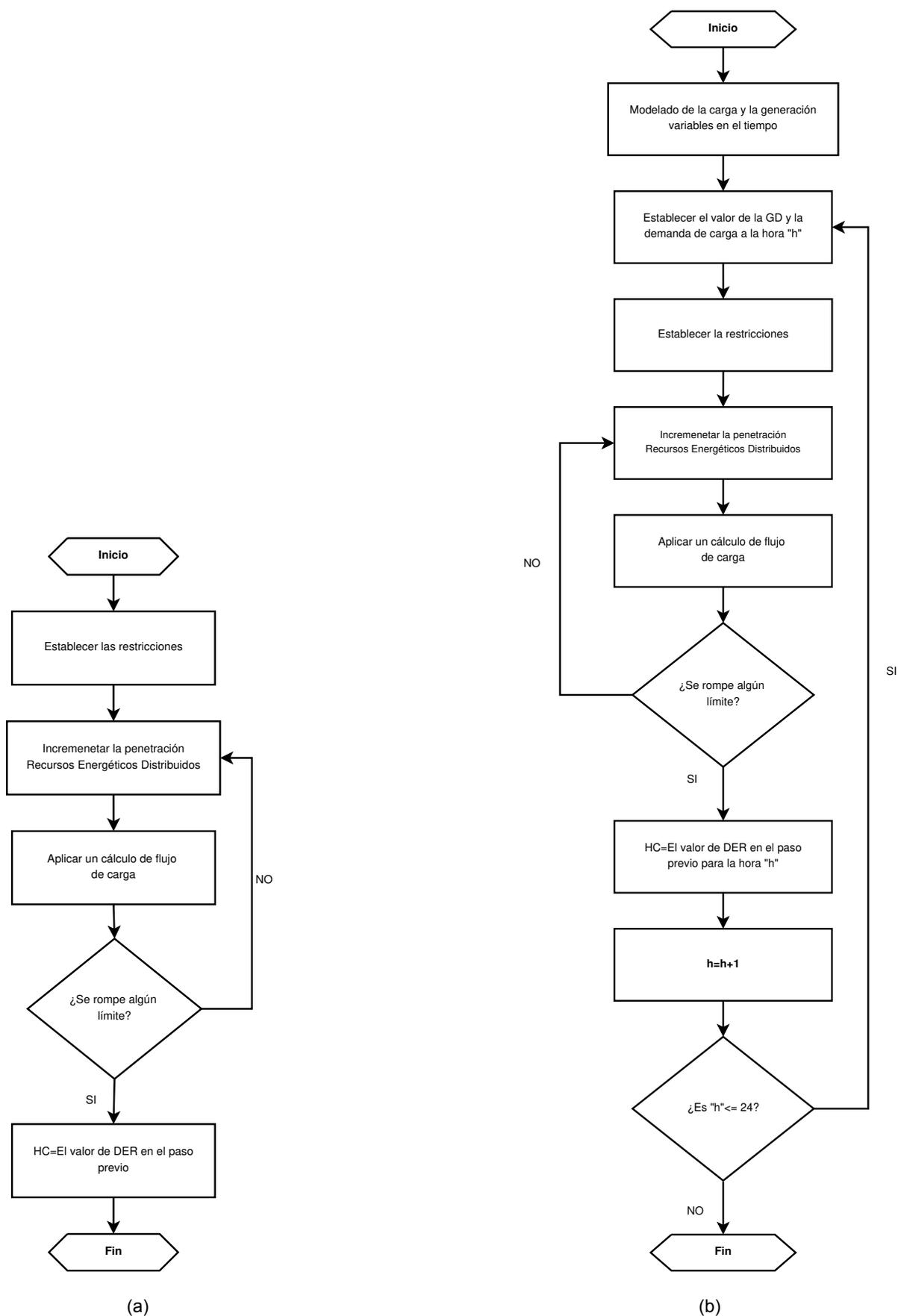


Figura 2.8: Diagramas de Flujo Método Determinístico para determinar la HC: (a) Generación Constante y (b) Series Temporales. Fuente: [2].

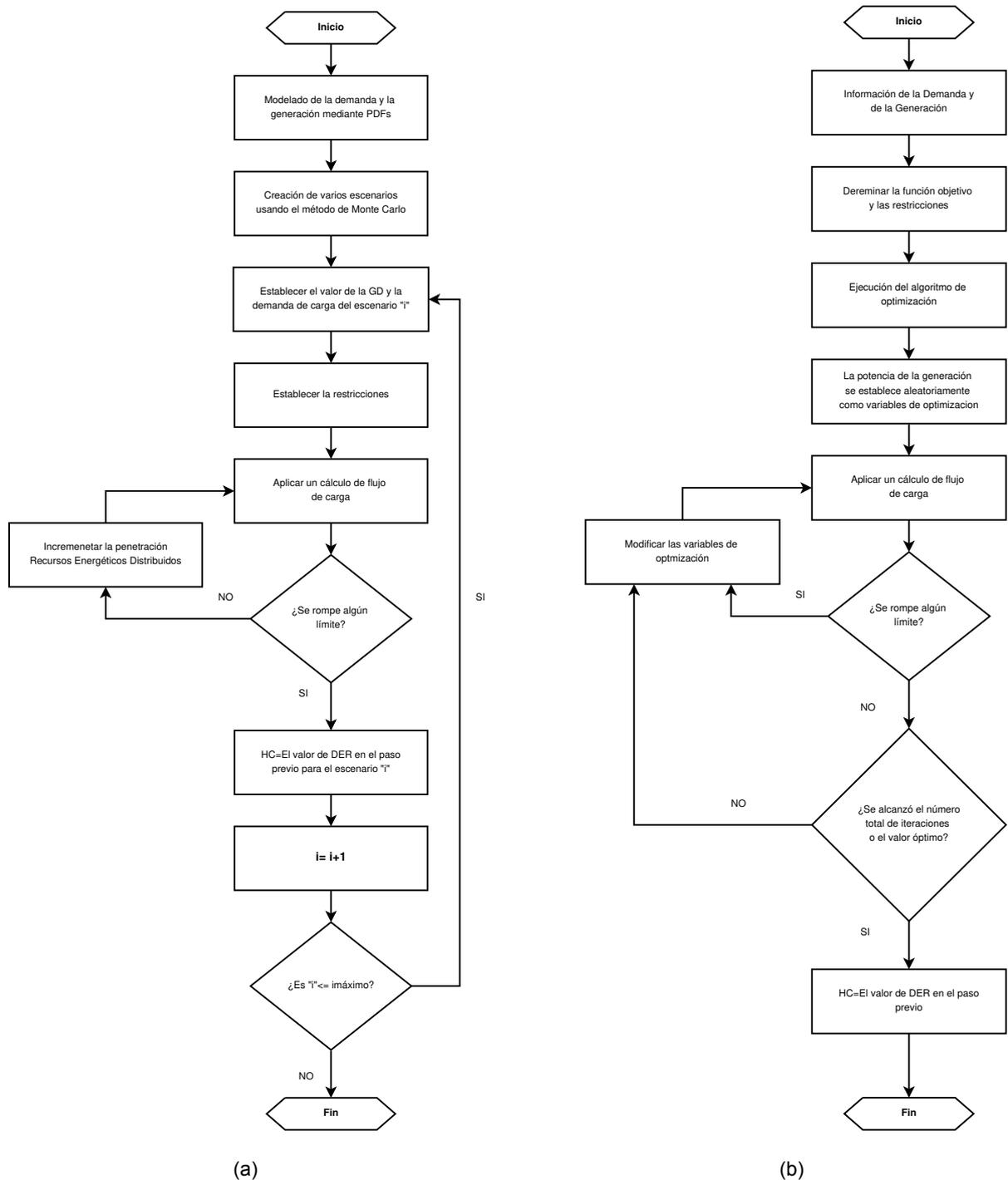


Figura 2.9: Diagramas de Flujo de Métodos para determinar la HC: (a) Método Estocástico y (b) Método de Optimización. Fuente: [2].

2.4. Red de Distribución de la Empresa Eléctrica Regional CentroSur C.A.

La Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. es una Empresa Pública de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica con la facultad de prestar el Servicio Público de Energía

Eléctrica (SPEE) y el Servicio de Alumbrado Público General (SAPG) dentro de su área de concesión de 30.273,40 km² que comprende a las provincias de Azuay, Cañar, Morona Santiago; y en pequeña porción las Provincia de El Oro, Guayas y Loja [8].

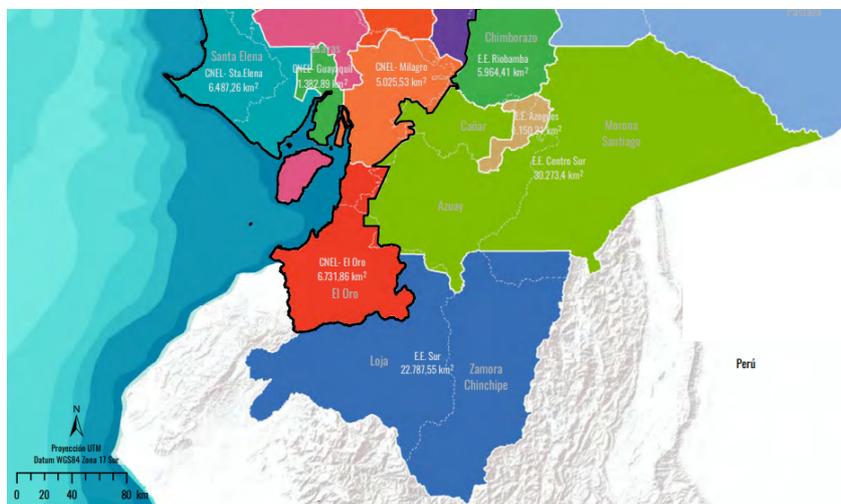


Figura 2.10: Área de Concesión de la EERCS. Fuente: [3].

Provincia	Superficie km ²	Porcentaje
Azuay	7928	26.19 %
Cañar	2443	8.12 %
Morona Santiago	19666	64.96 %
Otras provincias	219	0.72 %

Tabla 2.1: Superficie por provincia. Fuente: [8].

En la tabla 2.1 se muestra la superficie de cada provincia dentro del área de concesión y el porcentaje que representa del área total y en la figura 2.10 el mapa delimitado del territorio nacional que es responsabilidad de la empresa.

El Sistema Eléctrico de la EERCS se conforma por subestaciones de reducción y seccionamiento, transformadores de potencia y distribución, líneas de distribución de bajo voltaje, alimentadores primarios y líneas de subtransmisión, luminarias para el alumbrado público e infraestructura de medición, que permiten mantener los índices de servicio y calidad del producto para cubrir la demanda de 423.511 clientes que al año consumen 1094 GWh y representan una demanda máxima alrededor de 204.18 MW determinado para 2021 [8].

Los alimentadores primarios de la red de distribución de la EERCS tienen su origen en las 16 Subestaciones (S/E) de reducción, se clasifican en base a 4 dígitos; los dos primeros dígitos indica la S/E de la que procede, el tercer dígito el nivel de voltaje del alimentador (0- 6.3 kV, 1 - 13.8 kV, 2 - 22 kV), el cuarto dígito el número de circuito de salida de la subestación [23]. En la Tabla 2.2 se presenta una lista de los alimentadores primarios que conforman la red eléctrica.

S/E	Denominación	Voltaje	Alimentador
01	Luis Cordero	22/6,3	0101-0102-0103-0104
02	Centenario	22/6,3	0201-0202-0203-0204-0205
03	Monay	69/22	0321-0322-0323-0324-0325
04	Parque Industrial	69/22	0421-0422-0423-0424-0425- 0426-0427-0428
05	El Arenal	69/22	0521-0522-0523-0524-0525- 0526-0527-0528-0529-05210
07	Ricaurte	69/22	0721-0722-0723
08	Turi	69/22	0821-0822-0823-0824
09	Huaylincay	69/22	0921
12	El Descanso	69/22	1221-1222-1223
13	Chaulayacu	69/22	1321-1322-1323
14	Lentag	69/22	1421-1422-1423-1424-1425
15	Gualaceo	69/22	1521-1522-1523-1524
17	Los Cerezos	69/22	1721-1722-1723-1724
18	Cañar	69/22	1821-1822-1823-1824-1825
21	Macas	69/13,8	2121-2122-2123-2125-2127- 2128
22	Méndez	69/13,8	2211-2212-2213-2223
23	Limón	69/13,8	2311-2312
50	La Troncal	69/13,8	5011-5012-5013-5014-5015

Tabla 2.2: Alimentadores Primarios. Fuente: [9].

3. Metodología

El presente trabajo plantea una metodología para el cálculo de la capacidad de alojamiento de redes de distribución a nivel de MV/BV de recursos energéticos distribuidos con las tecnologías de SFVs y VEs. Simulando flujos de potencia para un alimentador de distribución en múltiples escenarios, diferenciados entre sí por la aleatoriedad de asignación de los perfiles de carga, la ubicación y el nivel de penetración de los DER a nivel de bajo voltaje. La simulación principal se ejecuta sobre un modelo eléctrico integral en OpenDSS, conformado por los clientes conectados al nivel de MV/BV y las líneas de distribución de alimentadores primarios y secundarios de tipo aéreo y subterráneo. Se parte de los parámetros eléctricos conocidos de la red, los perfiles de carga de clientes por estrato y las curvas de generación y carga de vehículos eléctricos, para calcular la HC de la red en función del cumplimiento estricto de los límites establecidos según los criterios de impacto (variación y desequilibrio de voltaje, pérdidas y límite térmico).

3.1. Procedimiento:

El procedimiento para calcular la HC de DER utilizando OpenDSS partiendo de la construcción del modelo de la red de distribución se divide en tres etapas como se describe en la figura 3.1.

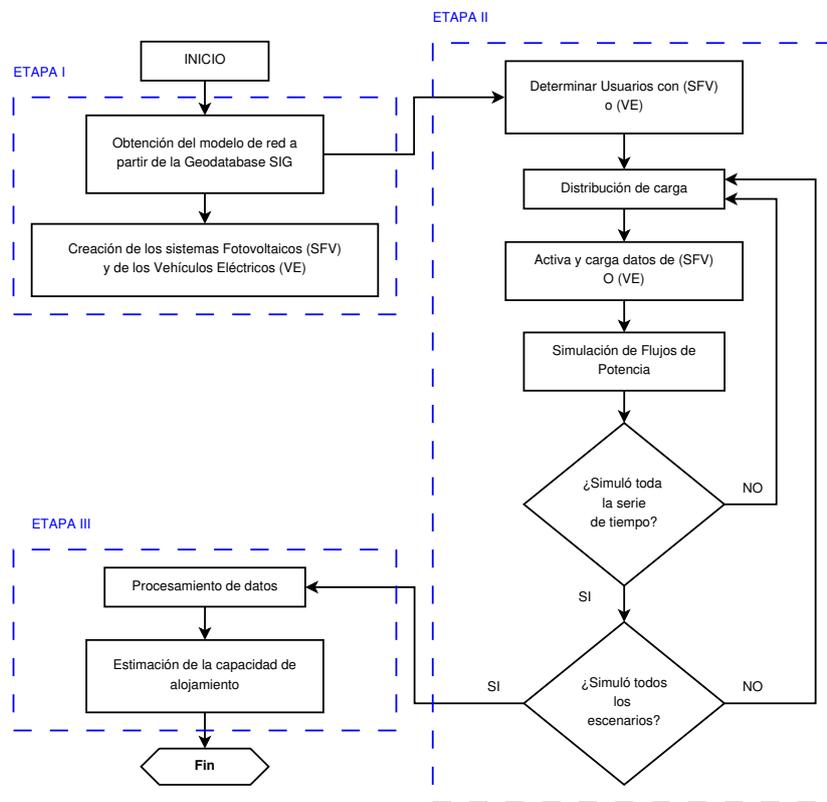


Figura 3.1: Diagrama de Flujo Capacidad de Alojamiento. Fuente: [4].

3.1.1. ETAPA I: Modelado de la Red en OpenDSS

La primera etapa del procedimiento consiste en la extracción de la Geodatabase de ArcGIS que contiene la información de todos los elementos de la red eléctrica representada en un SIG para recrear su topología en un grafo. La información extraída de cada elemento permite clasificarlo como una arista o un nodo, cargando sus atributos y su posición para establecer las conexiones con otros elementos.

Finalmente, una vez representada la red eléctrica como un grafo en el programa Gephi, se ejecuta un algoritmo que en base a los atributos de la red permite crear los archivos .DSS que la modelan para poder realizar la simulación de flujo de potencia. En la figura 3.2 se muestra dicho proceso.

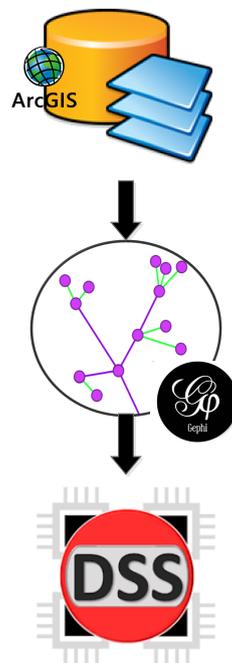


Figura 3.2: Diagrama de Proceso para la Construcción de la Red. Fuente: [5].

3.1.1.1. Corrección de Errores del Modelo

Una parte fundamental a considerarse en la primera etapa son los subprocesos desarrollados para corregir dos errores presentes en el modelo de la red eléctrica representada en ArcGIS, que deben solucionarse previamente antes de usar el modelo para ejecutar las simulaciones.

El primer subproceso se enfoca en corregir errores de conectividad como el representado en

la figura 3.3(a). Para lograrlo se identifica el nodo desconectado, se cambia su posición y se reconstruye la red desde ese punto hacia los nodos no analizados.

El segundo subproceso para corregir el error representado en la figura 3.3(b) se encarga de mantener una continuidad coherente en la secuencia de fases de las líneas continuas que conforman la red de distribución radial. Para ello se recorre todos los elementos del grafo y por cada arista se verifica que el número de fases de la línea que representa sea igual o menor al número de fases de la línea que le precede y a su vez que su secuencia de fase este acorde a la secuencia de fase de la línea anterior.

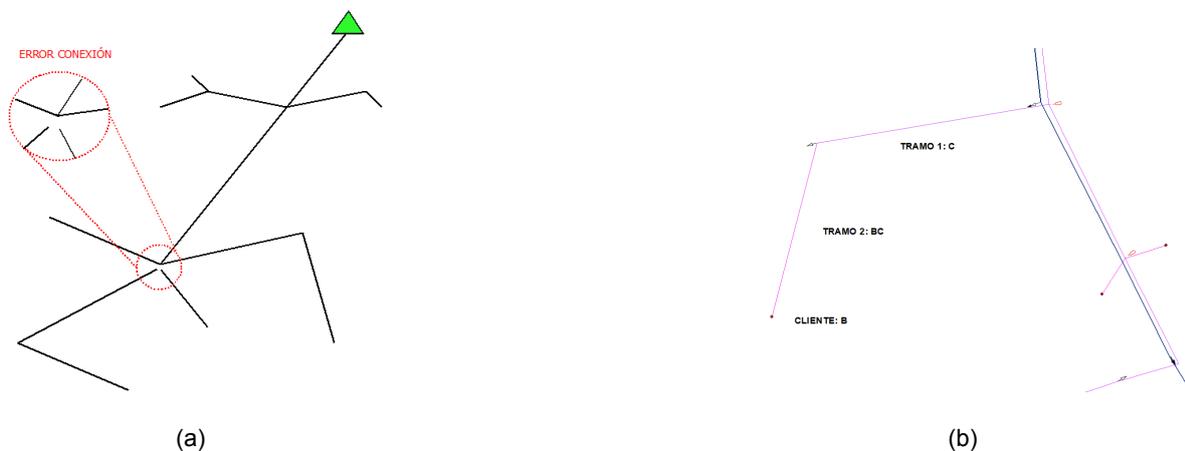


Figura 3.3: Errores del Modelo SIG de la Red Eléctrica: (a) Error de Conectividad y (b) Error de Secuencia. Fuente: Elaboración Propia.

3.1.1.2. Modelos de Recursos Energéticos Distribuidos

El modelado de los DER en OpenDSS se realiza en base a sus parámetros característicos, la potencia que representa su conexión para la red eléctrica y la dirección que toma el flujo en el nodo de conexión.

Para modelar un SFV se determina la potencia pico que debe tener la instalación, al ser un reflejo del perfil de carga, acorde a lo estipulado en la Regulación Nro. ARCONEL – 003/18, mediante la ecuación 3.1. Se relaciona la Potencia Pico del SFV con la energía consumida en forma anual, el número de horas de un año y el factor de planta de la instalación fotovoltaica (Factor de planta = 0.16) [24].

$$\text{Capacidad nominal instalada} = \frac{\sum_{i=\text{mes } 1}^{\text{mes } 12} \text{Emensual}_i \text{ (kWh)}}{\text{Factor}_{\text{planta de diseño}} \times 8760 \text{ (h)}} \text{ (kW)} \quad (3.1)$$

Una vez definida la potencia nominal del SFV, se determina su perfil de generación en función

del perfil de irradiancia de la zona. El perfil de irradiancia distribuido en la red eléctrica es el resultado de un promedio semanal de las mediciones diarias de irradiancia en el SFV instalado en la EERCS.

Para modelar un VE en OpenDSS, se trabaja con un perfil típico de carga residencial en las horas de la noche. Se modelan estaciones de carga de 3.63 kW de potencia, clasificadas dentro del nivel 1 que abarca a gran parte de los clientes residenciales que se conectan a 120 V/ 220 V de Corriente Alterna (CA) [25]. El perfil de carga residencial se obtiene del Departamento de Energía de Estados Unidos a través de su centro de datos para combustibles alternativos [26].

3.1.2. ETAPA II: Simulación de Flujo de Potencia para diferentes escenarios

Terminada la primera etapa contando con el modelo de la red en OpenDSS y los perfiles de potencia de los DER se procede a crear múltiples escenarios de penetración a través de una asignación aleatoria basada en el Método de Monte Carlo. En cada escenario se realiza la distribución de carga con la medición de energía en la cabecera del alimentador para estimar el consumo inicial de los clientes. Posteriormente, se ejecuta el flujo de potencia para cada escenario en un intervalo de tiempo definido, con un periodo de 15 minutos y se almacenan los resultados de los parámetros eléctricos que entrega OpenDSS.

3.1.2.1. Monte Carlo - Creación de Escenarios

La creación de escenarios por cada nivel de penetración se realiza de manera estocástica a través del método de Monte Carlo según los siguientes factores: la ubicación del cliente que incorpora una tecnología de DER a su red eléctrica, el perfil de potencia que representa dicho recurso y la hora de su conexión. El algoritmo que se usa se aplica a las dos tecnologías.

El número de escenarios finales para la penetración de SFVs se determina en función de su convergencia en la simulación, dado que para ciertas distribuciones la solución con los métodos de OpenDSS no converge. En el caso de la penetración de VEs no se presentan problemas de convergencia, por lo tanto, existe libertad para definir el número de escenarios.

3.1.2.2. Distribución de Carga

Conocer la demanda de Potencia Activa (P) instantánea de un cliente para un día no es posible, por lo tanto, tomando como base la metodología desarrollada en [6], se define a través de una

regresión lineal la relación entre la demanda máxima de potencia no coincidente de cada cliente con su consumo promedio mensual, la ecuación 3.2 describe este criterio.

$$P_{\max_nocoinc} = 0.2466 + 0.0032 \cdot (E_{\text{promedio_mes}}) \text{ [kW]} \quad (3.2)$$

Esta relación es válida para todos los tipos de clientes clasificados por grupo de consumo (residenciales, comerciales, industriales y otros) y por nivel de consumo en estratos, tal como se presenta en la tabla 3.1.

Grupo	Estrato (i)	Mínimo	Máximo
Residencial	1	0	55
	2	55	111
	3	111	199
	4	199	426
Comercial	1	0	250
	2	250	965
	3	965	12612
Industrial	1	0	481
	2	481	3080
	3	3080	238367
Otros	1	0	262
	2	262	1050
	3	1050	23130
Luminarias	Tipo	Valor	
	Doble	100	
		150	
		250	
		400	

Tabla 3.1: Estratificación de clientes EERCS. Fuente: [6]

Para calcular la demanda base de un consumidor en un instante de tiempo determinado, se escribe el resultado del producto entre el valor de la potencia máxima no coincidente y el valor del factor de demanda instantáneo (perfil de carga por clase de cliente) como un parámetro del modelo de las cargas en OpenDSS, esta relación se presenta en la ecuación 3.3. En el Anexo A.1 se muestran los perfiles de carga unitaria para cada estrato definido en la tabla 3.1.

$$P_{\text{base-n}} = F_d \cdot P_{\text{max_nocoinc}} \quad (3.3)$$

Aplicando un criterio de proporción que involucra; la razón del valor de la potencia base calculada de un cliente entre la sumatoria de todas las potencias base de los clientes y la razón de la potencia que se le debe asignar a un cliente para la potencia disponible a distribuir por alimentador, se puede determinar la potencia asignada a un cliente, tal como se describe en la ecuación 3.4.

$$P_{\text{asignada-n}} = P_{\text{dis}} \cdot \frac{P_{\text{base-n}}}{\sum P_{\text{base-n}}} \quad (3.4)$$

Donde la potencia disponible para distribuirse es la diferencia entre la potencia total medida en la cabecera del alimentador y el valor de la suma de la potencia de pérdidas y la potencia fija (asociada a las luminarias).

$$P_{\text{dis}} = P_{\text{Total}} - P_{\text{fija}} - P_{\text{pérdidas}} \quad (3.5)$$

Debido a que las pérdidas se obtienen mediante la simulación del flujo de potencia, resulta necesario realizar un proceso iterativo para ajustar el valor de la carga asignada considerando las pérdidas calculadas. El diagrama de flujo del proceso a realizarse se presenta en la figura 3.4.

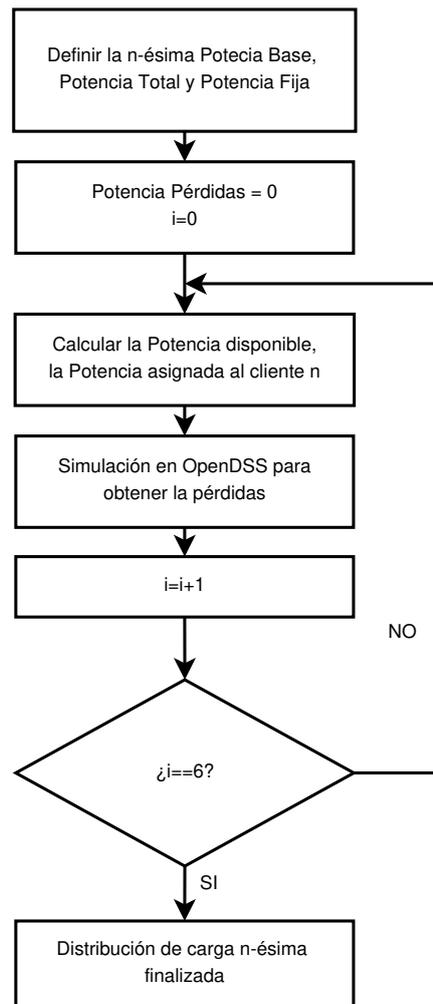


Figura 3.4: Diagrama de Flujo Distribución de Carga. Fuente: [6].

En cuanto a la distribución de Potencia Reactiva (Q) se sigue el mismo proceso. Se define la potencia reactiva base en función de la potencia activa base y el factor de potencia, estimado como 0.95 (ecuación 3.6). Mientras que la Q disponible y la asignada se calculan adaptando las ecuaciones 3.5 y 3.4 definidas originalmente para la potencia activa.

$$Q_{\text{base-n}} = \frac{P_{\text{base-n}}}{f_p} \cdot \sqrt{1 - f_p^2} \quad (3.6)$$

$$Q_{\text{dis}} = Q_{\text{Total}} - Q_{\text{fija}} - Q_{\text{pérdidas}} \quad (3.7)$$

$$Q_{\text{asignada-n}} = Q_{\text{dis}} \cdot \frac{Q_{\text{base-n}}}{\sum Q_{\text{base-n}}} \quad (3.8)$$

3.1.2.3. Series de Tiempo

El método desarrollado para correr un Flujo de Potencia con Series de Tiempo en OpenDSS, consiste en realizar por un día completo un total de 96 simulaciones directas (por el intervalo de frecuencia de 15 minutos) con el modo de solución Snapshot, cambiando los valores de potencia para cada instante de tiempo analizado, en función de las curvas y perfiles definidos para cada punto de carga de la red. La información obtenida de los parámetros eléctricos de la red se almacena en archivos de texto para su posterior gestión y análisis según los criterios de impacto definidos.

Los valores resultantes de la simulación del flujo de potencia en un instante de tiempo requieren contar con la ejecución previa de la distribución de carga.

3.1.3. ETAPA III: Estimación de la Capacidad de Alojamiento

El cálculo de la Capacidad de Alojamiento se basa en establecer límites operativos para la red de distribución, realizar la simulación de múltiples escenarios de penetración de los DER y determinar si cualquiera de los límites establecidos para los criterios de impacto es violado.

Un análisis gráfico, como el mostrado en la figura 3.5, permite apreciar que cada punto representa el resultado más crítico por nivel de penetración y la línea horizontal paralela al eje de nivel de penetración representa el límite operativo de un criterio de impacto establecido, como puede ser el voltaje en los nodos de la red o la cargabilidad de las líneas de distribución.

En la figura 3.5 se definen tres regiones, separadas por dos límites que corresponden a la Mínima y la Máxima Capacidad de Alojamiento de la red. La región A involucra todo nivel de penetración de DER que no afecta a la red al no superar el límite operativo en análisis. La región B, ubicada entre los límites de HC, presenta escenarios para un mismo nivel de penetración que según la distribución espacial de los recursos pueden o no rebasar el límite operativo. Por último, en la región C se encuentran los escenarios cuyo nivel de penetración genera problemas significativos para la red, ya que exceden ampliamente el límite operativo [7].

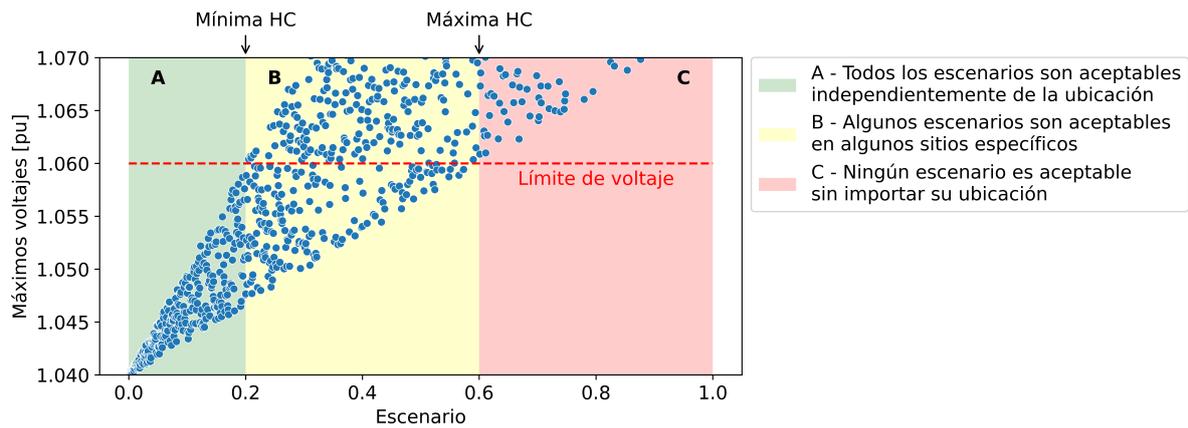


Figura 3.5: Diagrama para el Cálculo de la Capacidad de Alojamiento. Fuente: [7].

3.1.3.1. Límites

Los límites operativos asociados a los criterios de impacto (ver tabla 3.2): variación de voltaje (Sobrevoltaje o Caída de Voltaje), Desequilibrio de Voltaje (VUF) y la Cargabilidad de las líneas se definen acorde a la normativa vigente para la red de distribución de la EERCS.

Para la variación de voltaje se establece que el nivel de voltaje en los nodos de un alimentador urbano debe estar dentro del rango de $\pm 6\%$ [27], el VUF debe ser menor al 2% [28] y la cargabilidad de las líneas no debe superar el 75% [4], porcentaje que da un margen aceptable de operación frente a una posible contingencia que naturalmente produce una violación de los límites operativos.

Categoría	Criterios	Descripción	Límite
Voltaje	Sobrevoltaje	Voltaje en nodos	≥ 1.05 Vpu primarios
	Caída de voltaje	Voltaje en nodos	≤ 0.95 Vpu primarios
	Desequilibrio de voltaje	Desequilibrio de voltaje por fase	$\geq 3\%$
Cargabilidad	Térmico	Carga de los elementos	$\geq 75\%$ valores nominales

Tabla 3.2: Límites para determinar la HC. Fuente: [7]

3.1.3.2. Formulación

La integración de DER a la red no debe provocar que el voltaje en los nodos se salga de los límites superiores o inferiores aceptados por la normativa.

$$V_{\text{límite inferior}} \leq V_i \leq V_{\text{límite superior}} \quad (3.9)$$

El VUF se define a partir de la relación entre las componentes de secuencia positiva y negativa de los voltajes en un nodo de la red. Las componentes de secuencia se obtienen a partir de los voltajes de fase y el factor de desequilibrio trifásico $\alpha = 1 \angle 120^\circ$, como se describe en las ecuaciones 3.11 y 3.12 .

$$VUF[\%] = \frac{|V^-|}{|V^+|} \times 100 \quad (3.10)$$

$$V^+ = \frac{V_A + \alpha V_B + \alpha^2 V_C}{3} \quad (3.11)$$

$$V^- = \frac{V_A + \alpha^2 V_B + \alpha V_C}{3} \quad (3.12)$$

La cargabilidad de las líneas aéreas y subterráneas no debe superar el límite térmico aceptado y definido en la tabla 3.2.

$$L_i \leq L_{\text{límite térmico superior de líneas}} \quad (3.13)$$

3.2. Caso de Estudio

La construcción del modelo en el software OpenDSS y el cálculo de la HC se realiza sobre el alimentador 0204 dentro del área de concesión de la EERCS, ubicado en la zona 2 entre la Calle Larga, la Av. Solano y la Calle Manuel Jesús. Las características de los elementos que conforman dicho alimentador y su topología a nivel de medio y bajo voltaje se presentan en la figura 3.6 y en la Tabla 3.3.

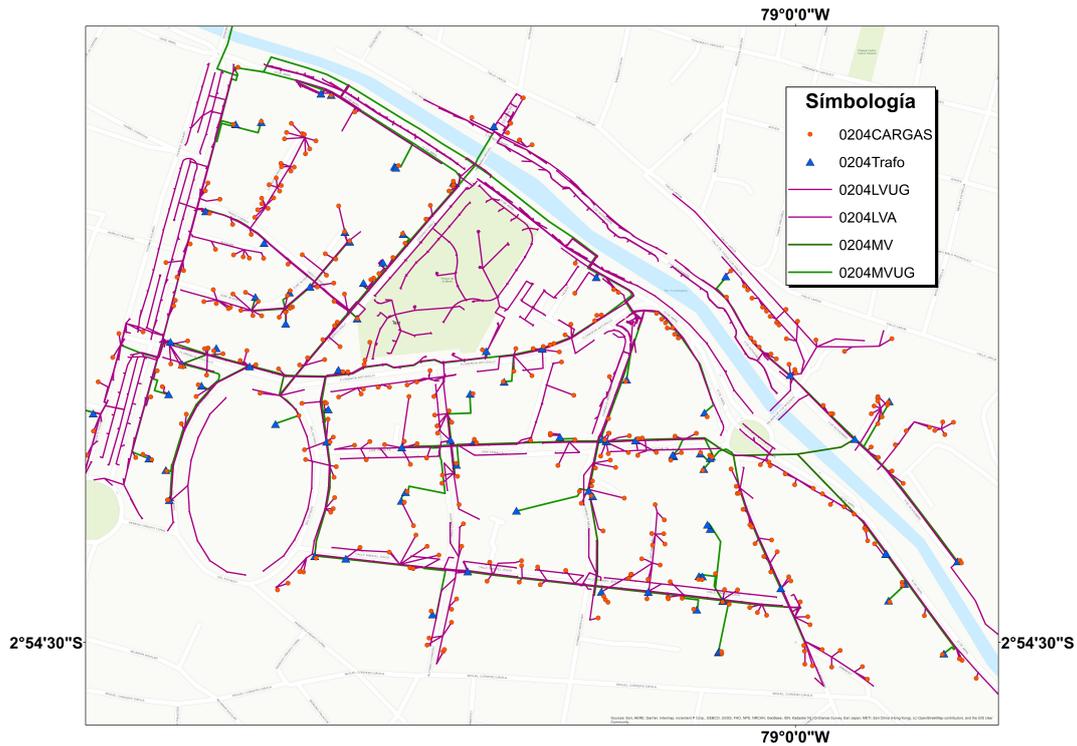


Figura 3.6: Topología del Alimentador 0204 en ArcGIS. Fuente: Elaboración Propia.

Parámetro	Valor
Alimentador	0204
Tensión (kV)	6.3
Sector	Puente del Centenario
# Nodos	3455
# Transformadores	86
# Puntos de carga	426
# Clientes	1496
# Luminarias	996

Tabla 3.3: Datos del Alimentador 0204. Fuente: [4].

El perfil de Potencia Activa y Reactiva del Alimentador 0204 se presentan en la figura 3.7 y la figura 3.8.

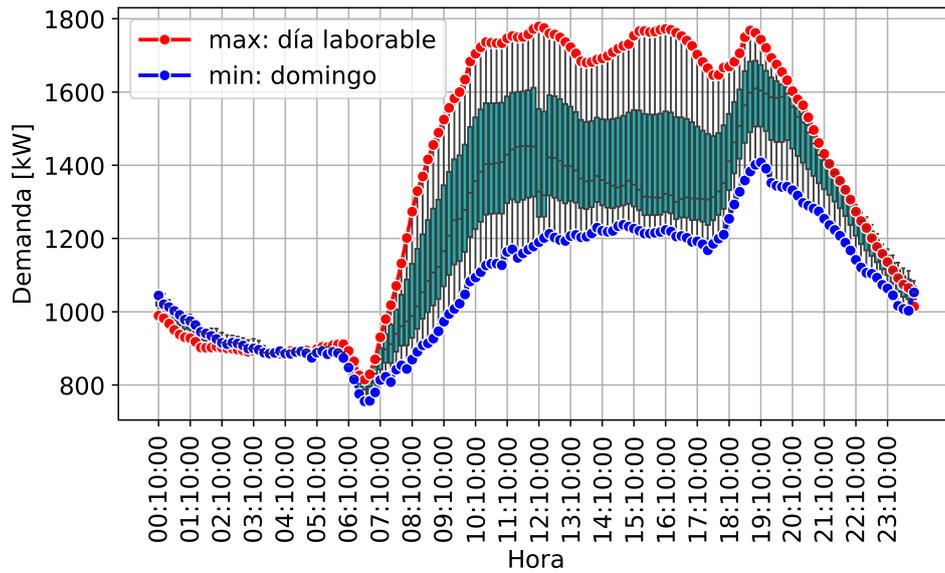


Figura 3.7: Datos de Potencia Activa del Alimentador 0204. Fuente: Elaboración Propia.

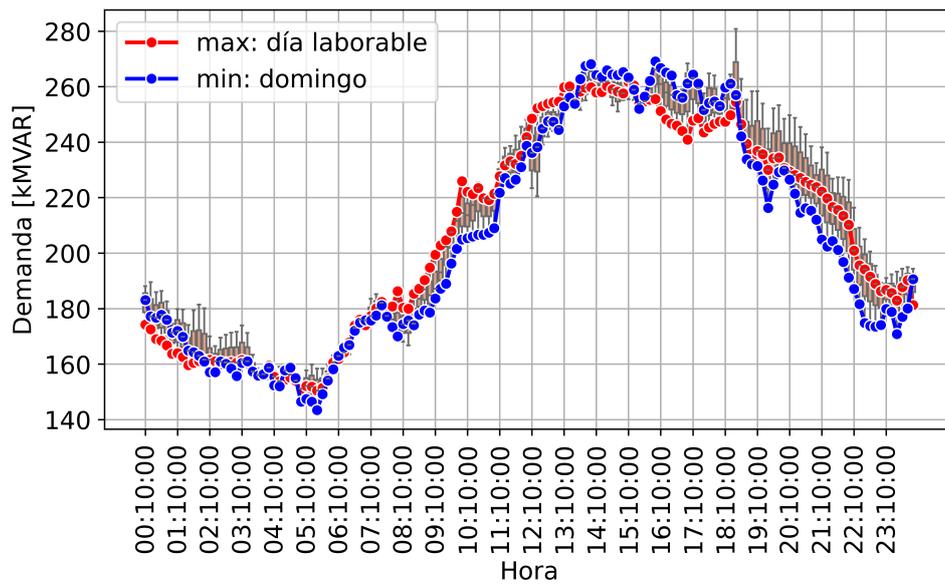


Figura 3.8: Datos de Potencia Reactiva del Alimentador 0204. Fuente: Elaboración Propia.

El perfil de generación de irradiancia media utilizado y el perfil de carga modelo para un VE se muestran en la figura 3.9 y la figura 3.10 respectivamente.

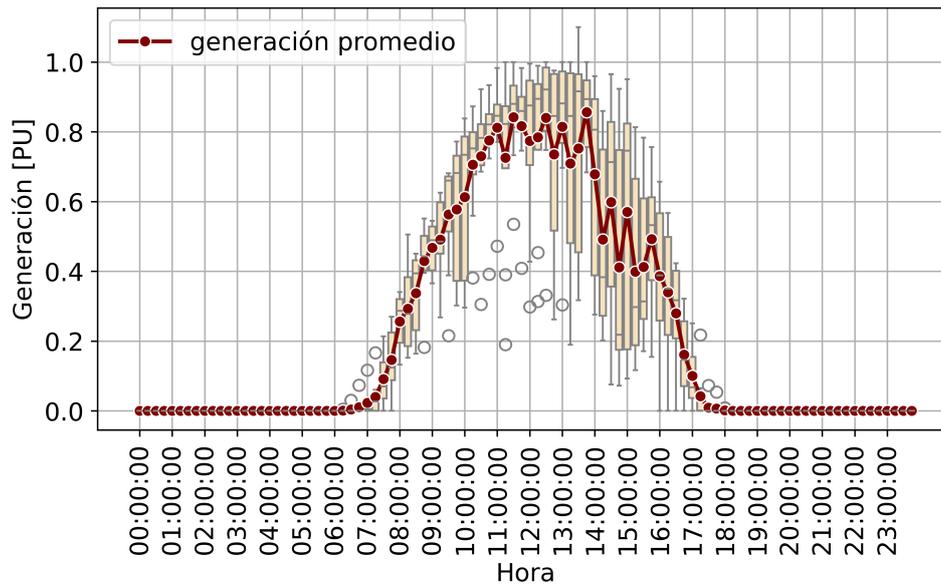


Figura 3.9: Perfil de Generación Fotovoltaica. Fuente: Elaboración Propia.

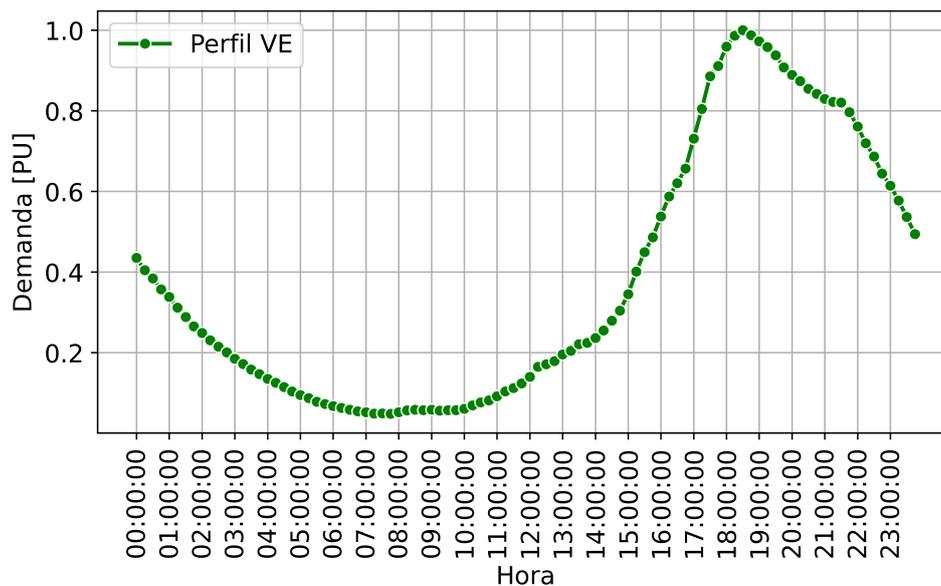


Figura 3.10: Perfil de Carga de un Vehículo Eléctrico. Fuente: Elaboración Propia.

Se plantea un periodo de tiempo de análisis para los escenarios con penetración de SFVs que va desde las 6:00 a.m hasta las 6:00 p.m, por la presencia del recurso energético. Para los escenarios con penetración de VEs se realiza el análisis a lo largo de un día completo. Se definen 6 niveles de penetración para los SFVs y 9 niveles de penetración para los VEs.

El código fuente desarrollado en Python para la ejecución de la metodología planteada para el caso de estudio se encuentra en el repositorio de GitHub [29].

4. Resultados

4.1. Resultados de la Etapa I

4.1.1. Perfiles de Tensión del Alimentador 0204

Para validar el modelo desarrollado en OpenDSS a partir de la topología de la red del Alimentador 0204 (ver la figura A.6 del Anexo A.2) se obtiene el perfil de voltaje en cada nodo de la red en función de la distancia recorrida desde el nodo fuente a su ubicación. En la figura 4.1 y en la figura 4.2 se representan los valores de voltaje que describen el perfil del alimentador en medio y bajo voltaje respectivamente. Cada color representa un cuartil y se trazan los límites de voltaje de operación de la red según los valores establecidos en la metodología.

En el perfil de medio voltaje los valores de los cuartiles son muy próximos entre sí, mientras que en el perfil de bajo voltaje existe una mayor dispersión por la distancia de los puntos de carga a el nodo fuente del circuito.

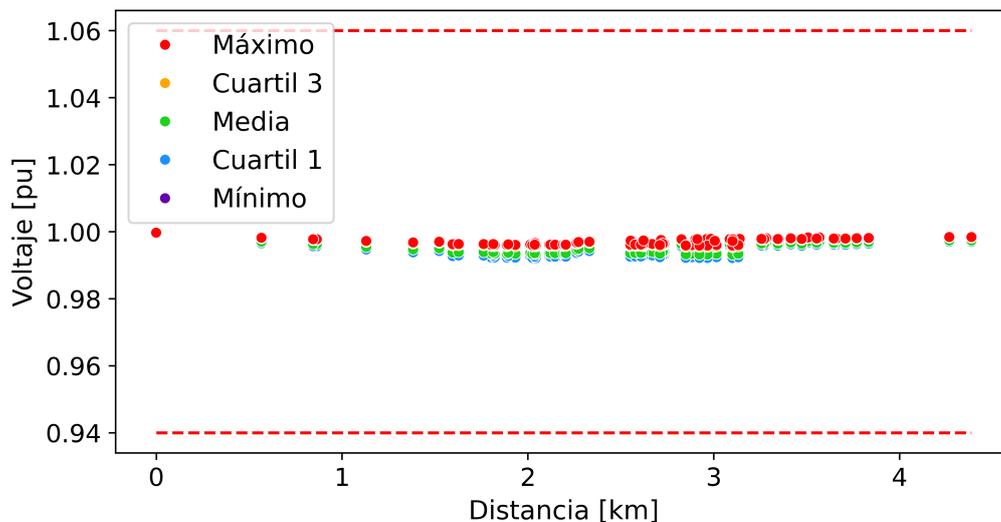


Figura 4.1: Perfil de Voltaje del Alimentador 0204. Fuente: Elaboración Propia.

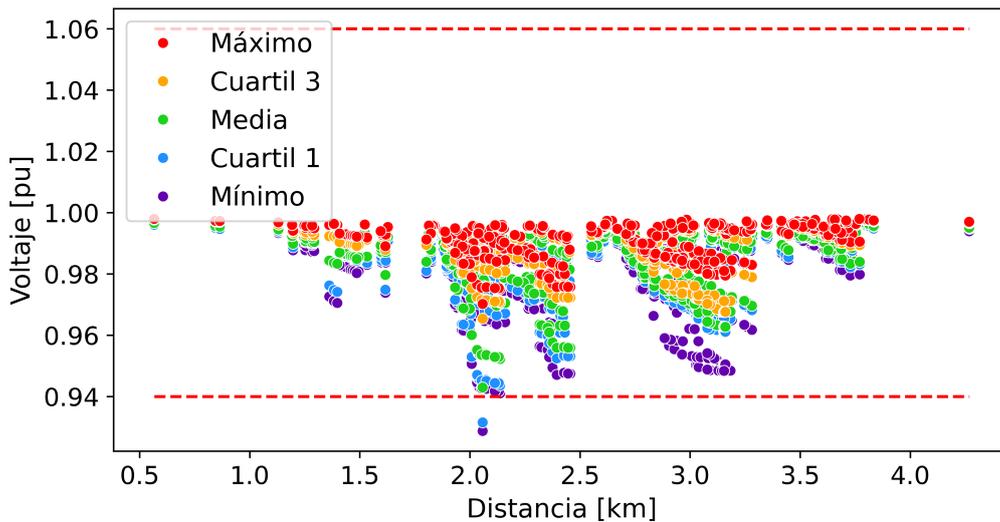


Figura 4.2: Perfil de Voltaje - Red Secundaria del Alimentador 0204. Fuente: Elaboración Propia.

4.2. Resultados de la Etapa II

4.2.1. Distribución de Carga

En la figura 4.3 se observa la convergencia del algoritmo de distribución de carga desarrollado para el alimentador 0204 de manera muy exacta, al solaparse por completo la curva de medición y la curva reconstruida a partir de la potencia distribuida por cliente.



Figura 4.3: Perfil de Demanda medido y Perfil de Demanda ajustado del Alimentador 0204. Fuente: Elaboración Propia.

4.2.2. Flujo de Potencia para diferentes escenarios de Penetración de DER

Las figuras 4.4 y 4.5 ilustran el cambio del perfil de voltaje de la red para los escenarios simulados. El valor medio del perfil de voltaje se desplaza hacia el límite superior o hacia el límite inferior cuando se trata de una penetración de SFVs o de una penetración de VEs respectivamente. Cada punto en las figuras representa un valor de cuartil de voltaje de un nodo de la red para un nivel de penetración y para un escenario de distribución de DER.

Para el caso de los SFVs, se observa que a un nivel de penetración del 15 %, el perfil de voltaje comienza a sobrepasar el límite superior de 1.06 V p.u. En contraste, para los VEs, se detecta una violación del límite inferior de 0.94 V p.u. incluso a niveles de penetración muy bajos. Esta observación sugiere la necesidad de identificar la frecuencia de estas violaciones con el fin de determinar el porcentaje de penetración crítico.

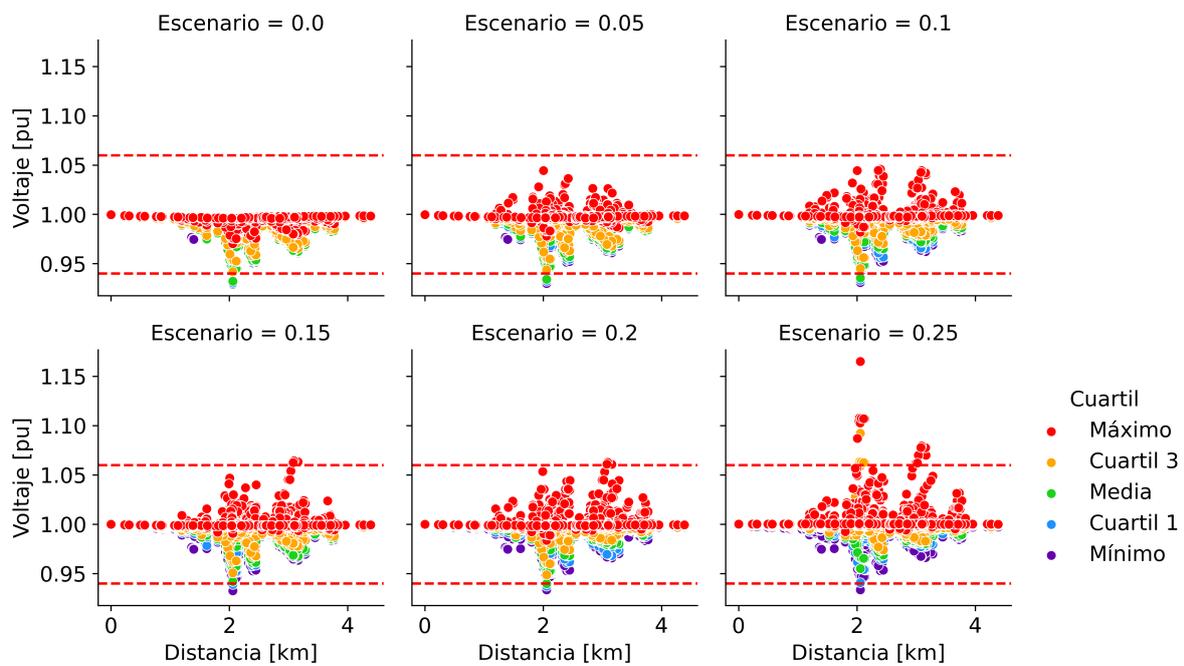


Figura 4.4: Perfil de Voltaje del Alimentador 0204 - SFV. Fuente: Elaboración Propia.

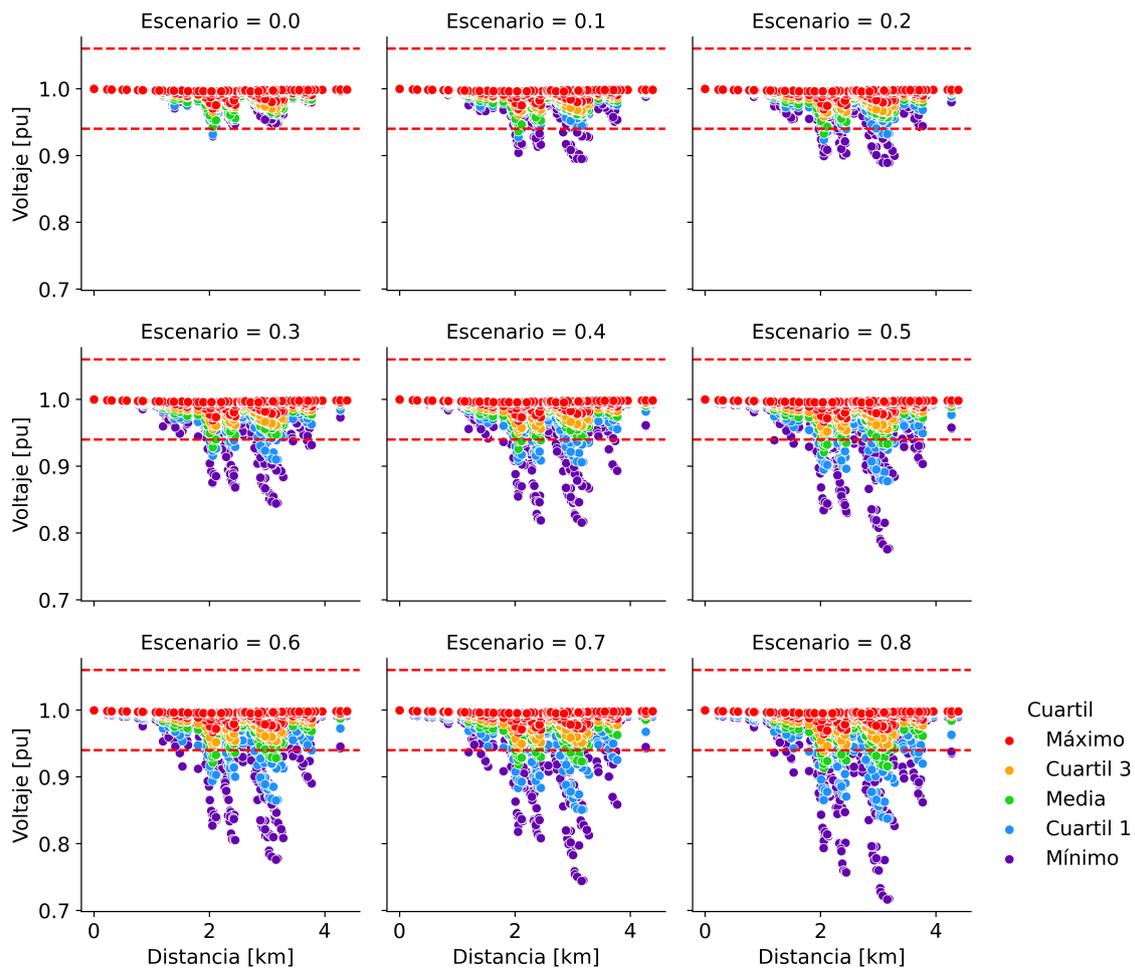


Figura 4.5: Nivel de Voltaje del Alimentador 0204 - VE. Fuente: Elaboración Propia.

4.3. Resultados de la Etapa III

4.3.1. Estimación de la Capacidad de Alojamiento

4.3.1.1. Sistemas Fotovoltaicos

En la figura 4.6 se observa cómo el incremento de la penetración de SFVs conlleva un aumento del nivel de voltaje en los nodos del sistema en cada escenario a lo largo del día. Además, se muestra un aumento en la dispersión de los datos en los diagramas de caja, con ciertos valores que superan el límite superior de operación en escenarios con un nivel de penetración del 15 % en adelante.

Alejados de los valores atípicos, los datos de mayor frecuencia de ocurrencia presentan un aumento suave en su valor.

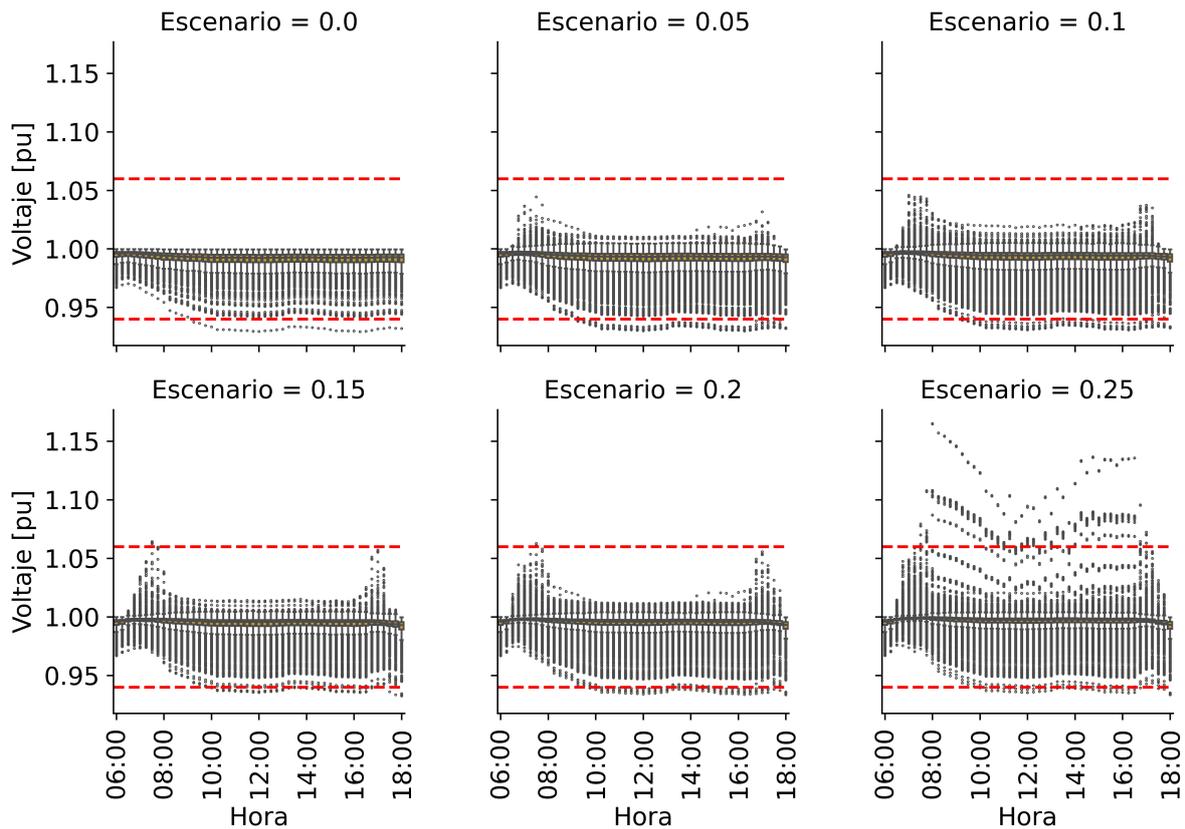


Figura 4.6: Nivel de Voltaje diario del Alimentador 0204 - SFV. Fuente: Elaboración Propia.

El valor máximo permitido del desbalance de voltaje VUF es del 2% entre las magnitudes de las componentes de secuencia, obtenidas directamente del OpenDSS. Dicho umbral es sobrepasado en ciertos escenarios a un nivel de penetración del 10%, como se muestra en la figura 4.7. Esto lo posiciona como un factor determinante para estimar la capacidad de alojamiento de la red eléctrica.

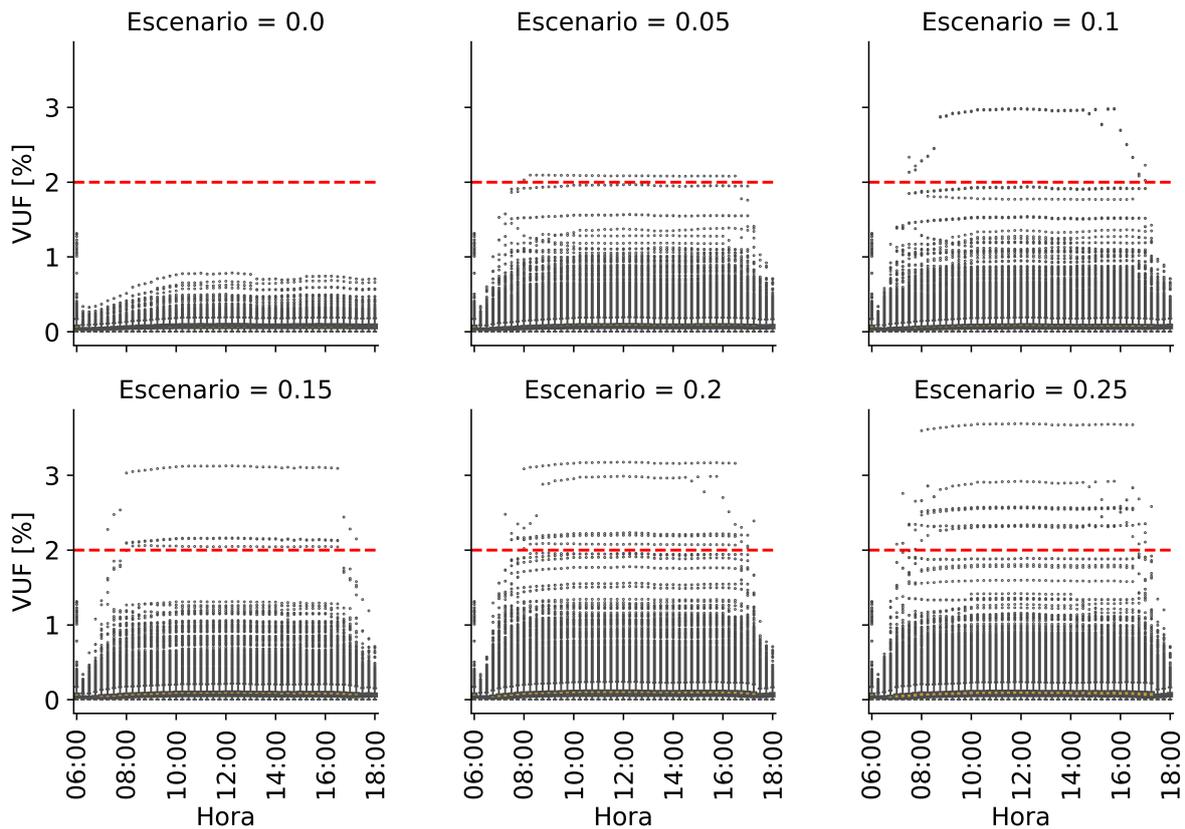


Figura 4.7: Desequilibrio de Voltaje del Alimentador 0204 - SFV. Fuente: Elaboración Propia.

El incremento de la cargabilidad en las líneas de distribución de la red para los diferentes escenarios de simulación representa un inconveniente mayor para la integración de DER, dado que la cargabilidad de ciertas líneas es superada desde el primer escenario de penetración planteado, presentándose valores atípicos mucho más grandes que los valores de cargabilidad de la mayor parte de líneas del alimentador. En la figura 4.8 se muestra la violación del límite de seguridad establecido del 75 % a partir del primer escenario y como la cargabilidad crece a medida que aumenta la cantidad de SFVs.

El máximo valor de cargabilidad sobrepasa el 150 %, un valor inaceptable incluso para condiciones de operación de contingencia, que representa a su vez una gran pérdida de energía en condiciones de operación normal de la red eléctrica.

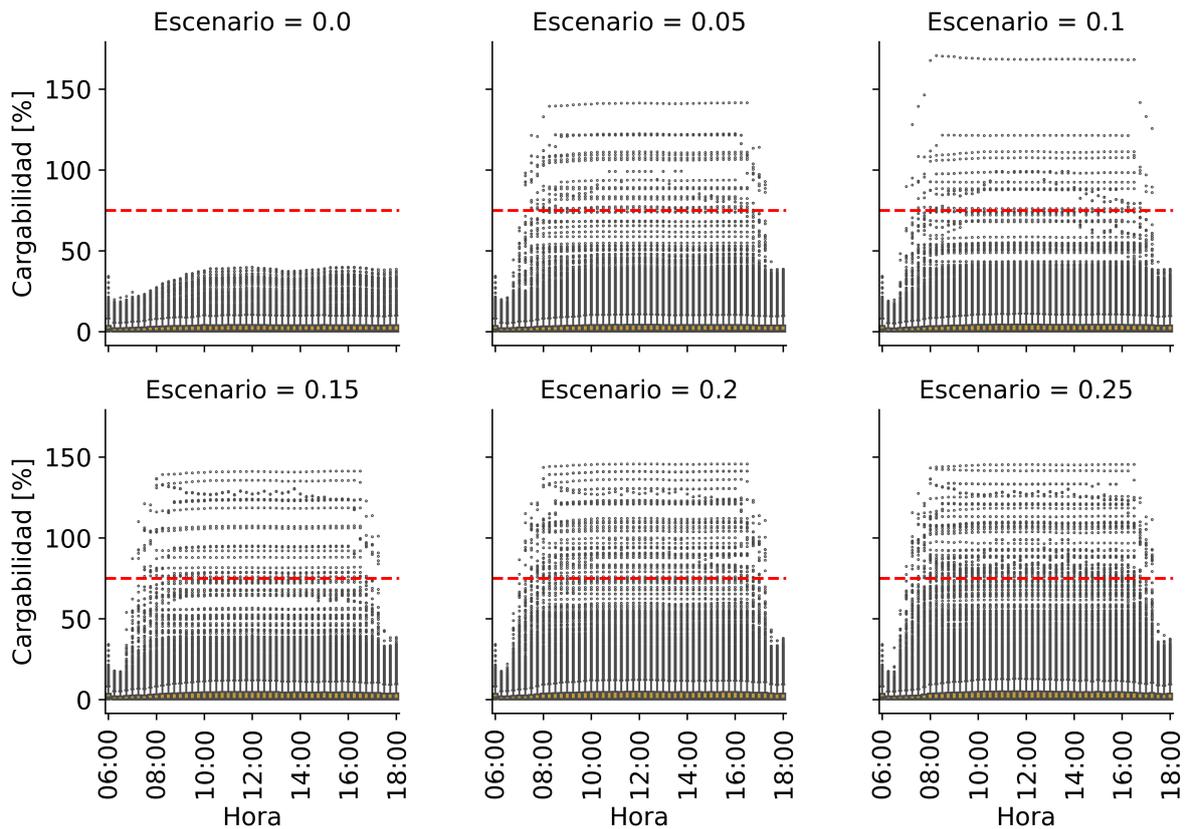


Figura 4.8: Cargabilidad de las líneas del Alimentador 0204 - SFV. Fuente: Elaboración Propia.

La variación de la potencia activa en la red con la integración de SFVs se presenta en la figura 4.9. A medida que aumenta el nivel de penetración de SFVs, la potencia medida en la cabecera del alimentador disminuye, ya que la generación fotovoltaica en cada punto de conexión cubre una parte de la demanda de potencia de los clientes. Analizar este fenómeno es indispensable debido a la fuerte correlación que tiene con las pérdidas de potencia en la red de distribución. Asimismo, una mayor inserción de generación distribuida provocará un flujo inverso en ciertas horas de baja demanda energética, lo cual se convierte en un factor crítico limitante al analizar la HCs, aunque en nuestro rango de análisis no se llega a visualizar dicho fenómeno.

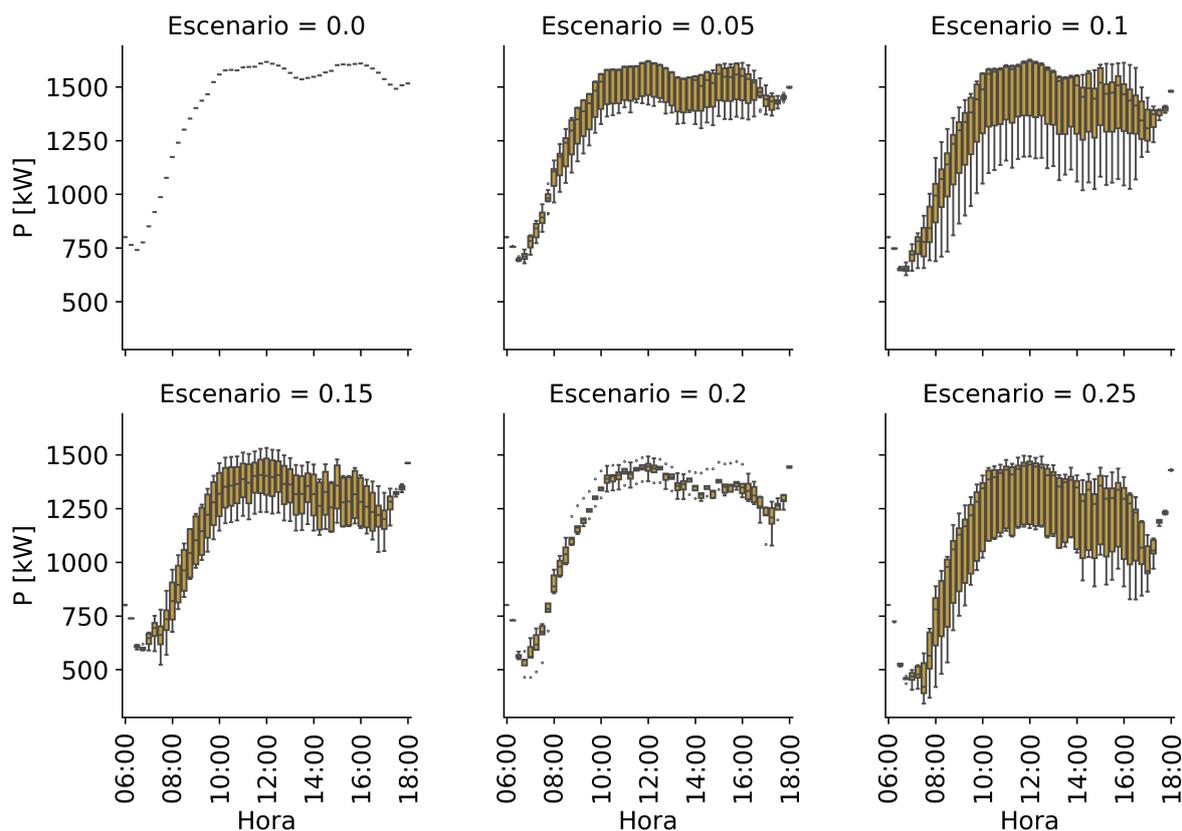


Figura 4.9: Flujo de potencia del Alimentador 0204 - SFV. Fuente: Elaboración Propia.

En la figura 4.10 se ilustra la disminución de las pérdidas en la red con respecto al caso base para ciertos escenarios correspondientes a un nivel de penetración del 5% y a su vez el incremento proporcional de la potencia de pérdidas con respecto al incremento del nivel de penetración, una tendencia que se repite en todos los criterios de impacto analizados. La cantidad de datos representados para cada escenario difiere entre sí por la convergencia que tiene el método de solución de OpenDSS para ciertas distribuciones de generación fotovoltaica a lo largo del alimentador.

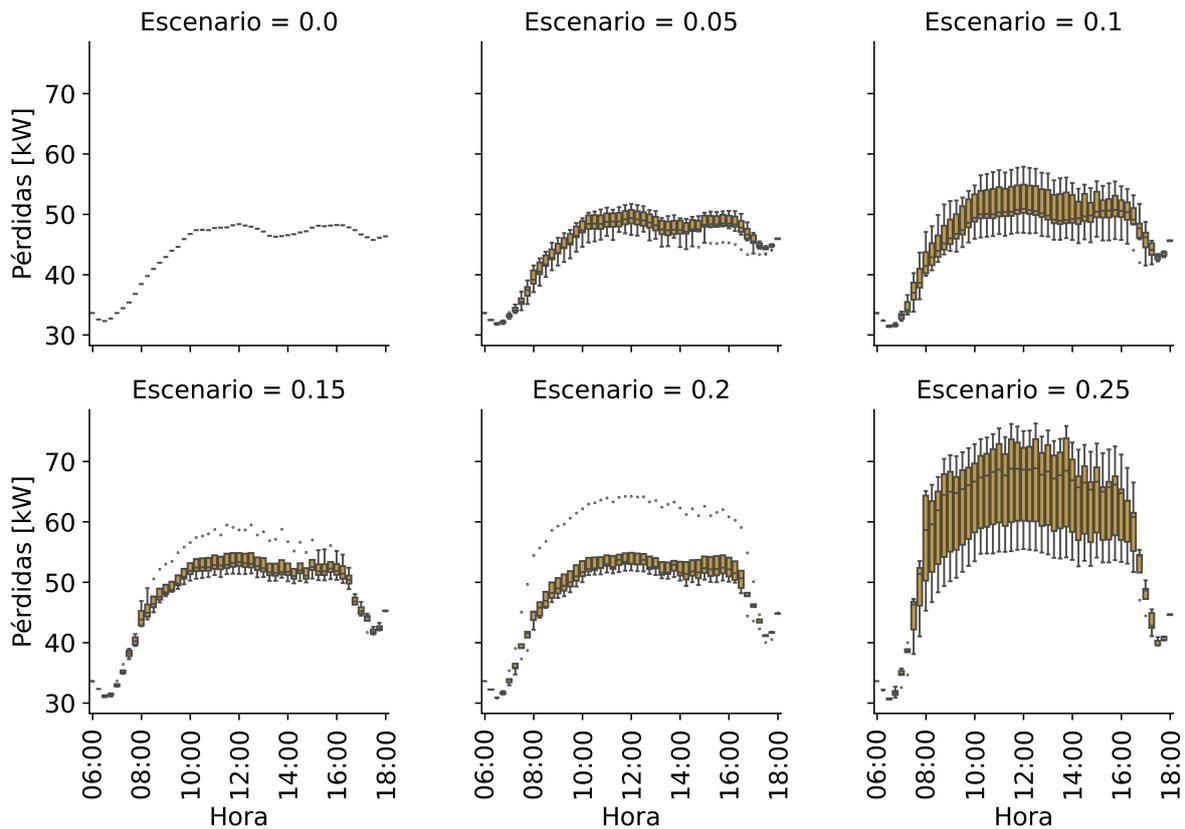


Figura 4.10: Pérdidas en el Alimantador 0204 - SFV. Fuente: Elaboración Propia.

4.3.1.2. Vehículos Eléctricos

La figura 4.11 muestra que a medida que aumenta el nivel de penetración de vehículos eléctricos (VE), se produce una disminución en el nivel de voltaje en el alimentador. Este voltaje tiende a reducirse durante las horas de mayor carga. En los escenarios de mayor penetración (a partir del 40 %), el voltaje cae por debajo del límite aceptable durante las horas pico, lo que indica posibles problemas de regulación de voltaje.

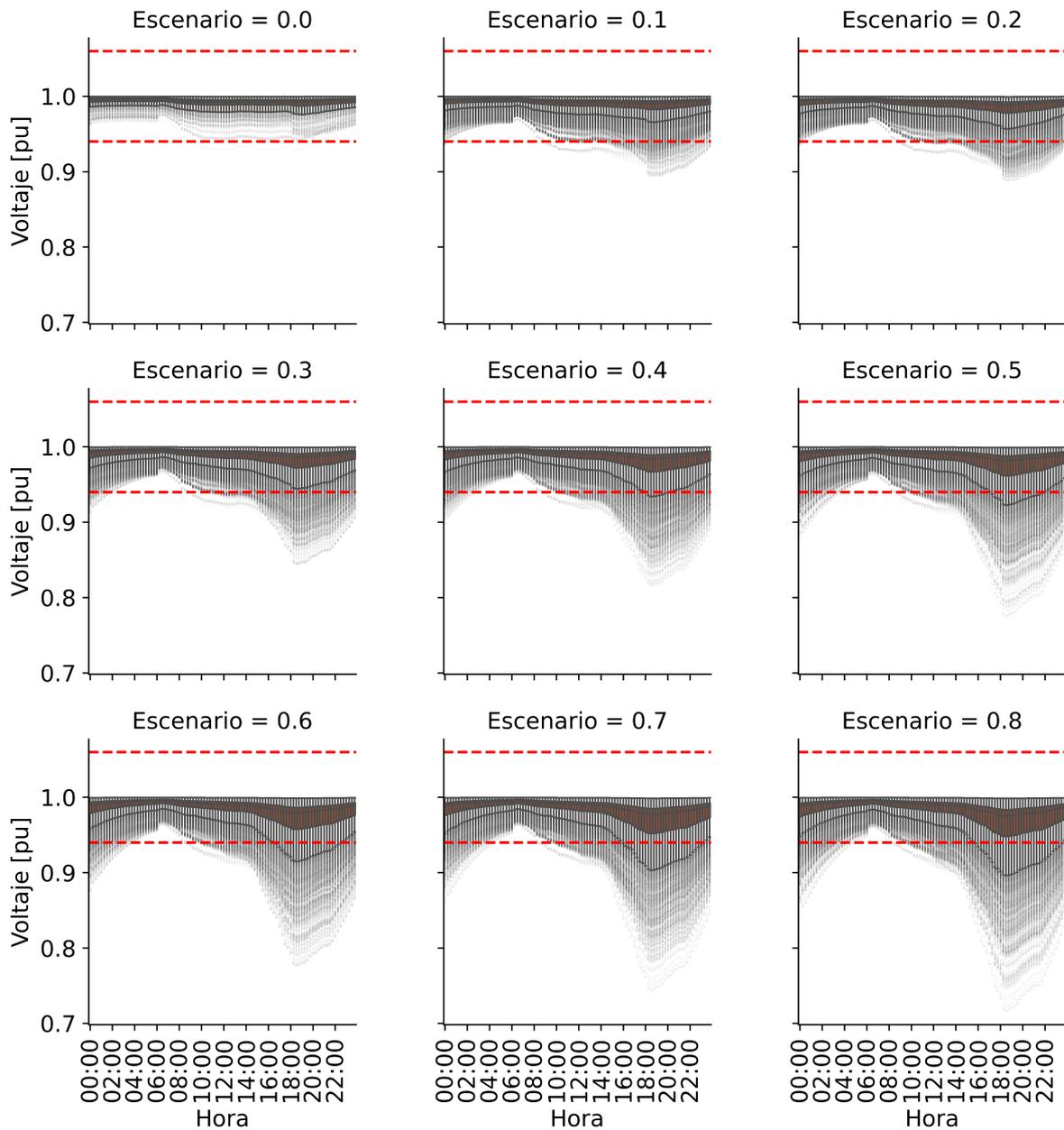


Figura 4.11: Nivel de Voltaje diario del Alimentador 0204 - VE. Fuente: Elaboración Propia.

El desbalance de voltaje es más pronunciado durante las horas pico (ver figura 4.12). A medida que aumenta la penetración de VE, estos desbalances se vuelven más críticos, indicando un mayor desafío para el equilibrio de fases en la red.

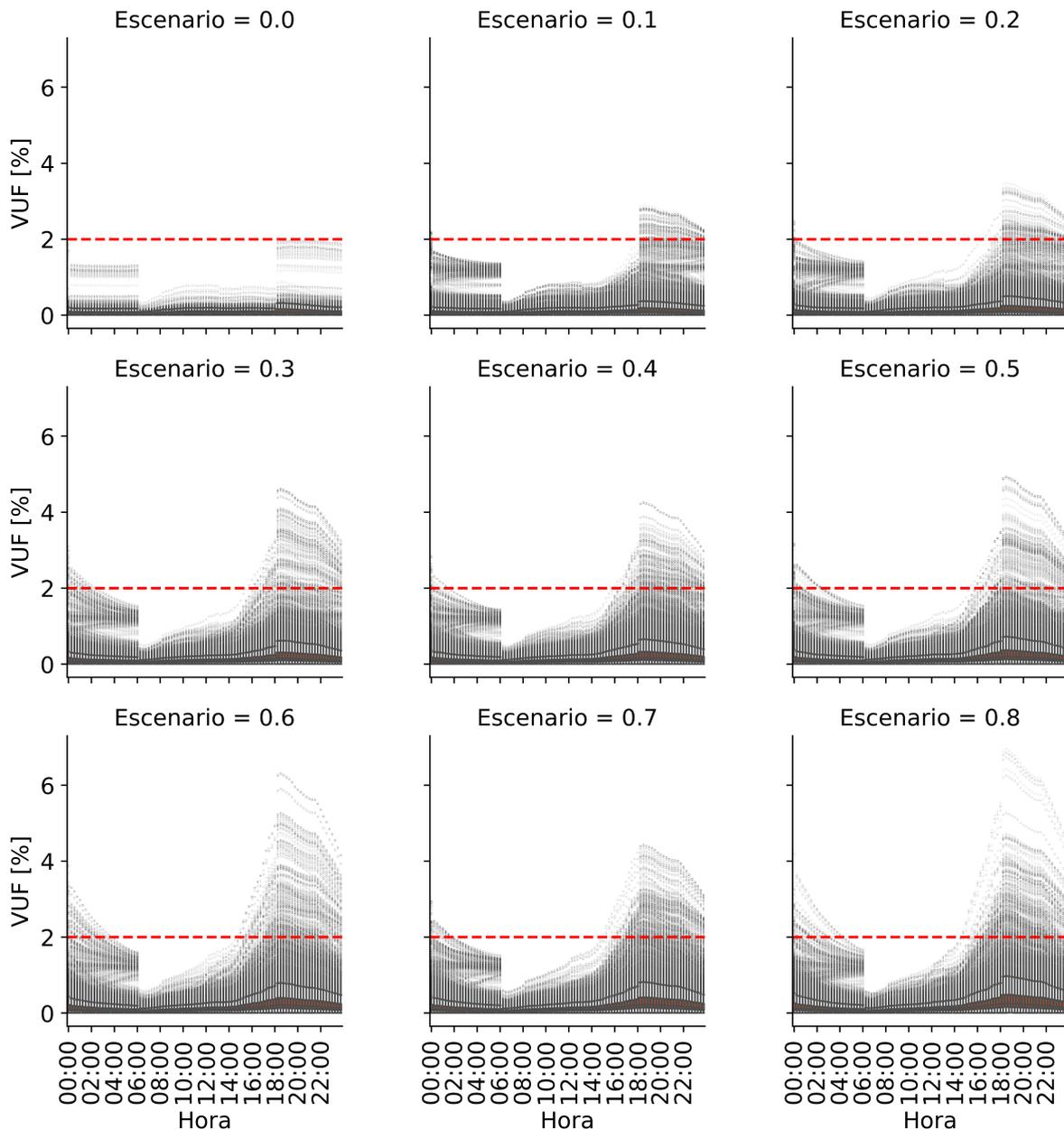


Figura 4.12: Desequilibrio de Voltaje del Alimentador 0204 - VE. Fuente: Elaboración Propia.

En la figura 4.13 se muestra como la cargabilidad de las líneas crece a medida que crece el nivel de penetración. Se tienen valores atípicos desde el primer escenario planteado que se obtienen mediante la simulación en OpenDSS, que también se incrementan a medida que aumenta el nivel de penetración. En escenarios de baja penetración (hasta el 20%), la cargabilidad se mantiene por debajo del límite del 100%. Sin embargo, a partir del escenario de 30% de penetración, se observa una sobrecarga significativa.

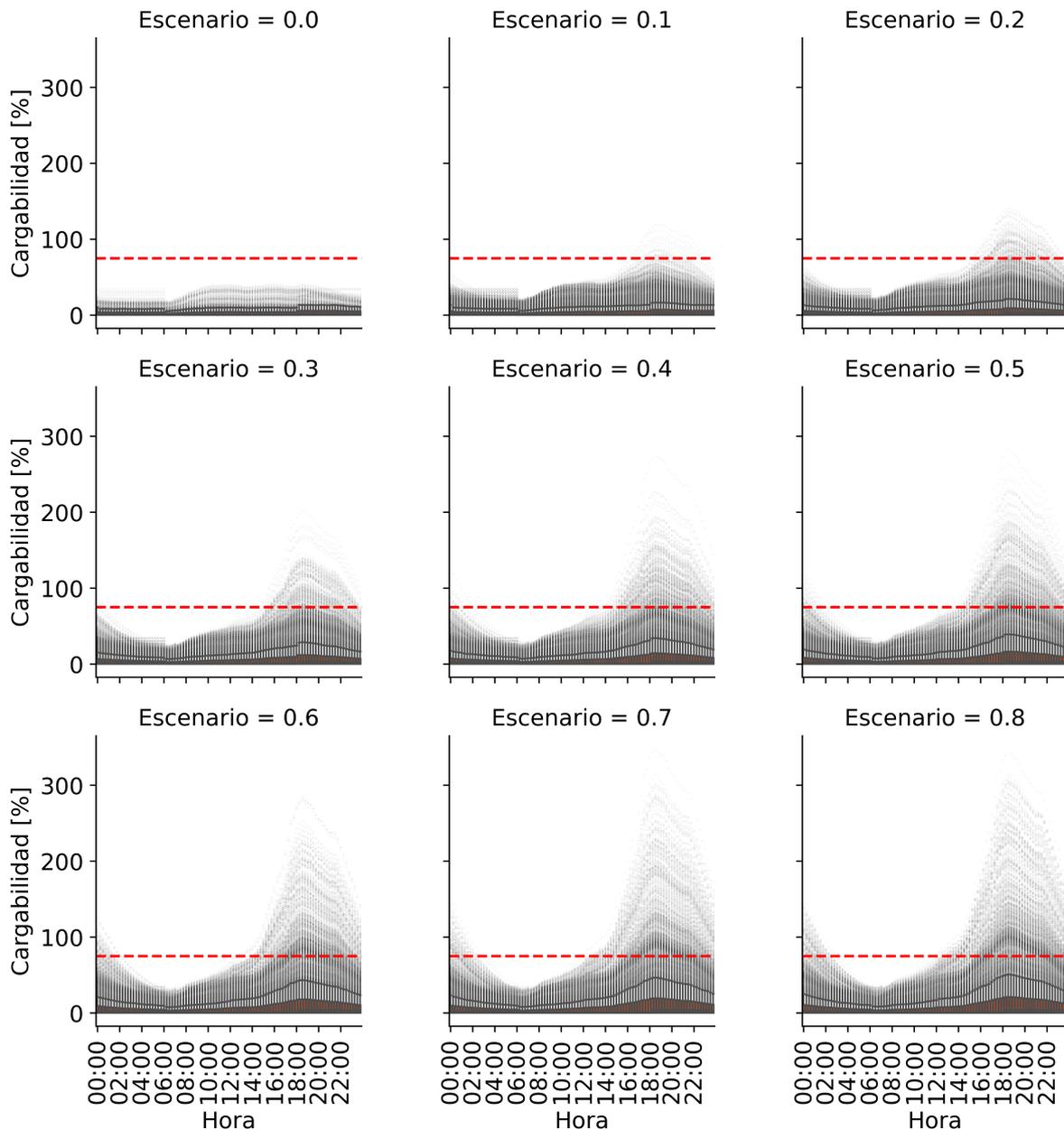


Figura 4.13: Cargabilidad de las líneas del Alimentador 0204 - VE. Fuente: Elaboración Propia.

La presencia de VEs incrementa el perfil de demanda siguiendo su perfil de carga (ver figura 3.10), un proceso que contribuye para formar picos de potencia muy grandes en las horas de la noche donde por convención se activan los cargadores eléctricos. El flujo de potencia a nivel de cabecera de alimentador se ilustra en la 4.14, donde se observa como el pico de potencia demandada aumenta hasta duplicar su valor cuando el 80 % de clientes del alimentador adopta esta tecnología.

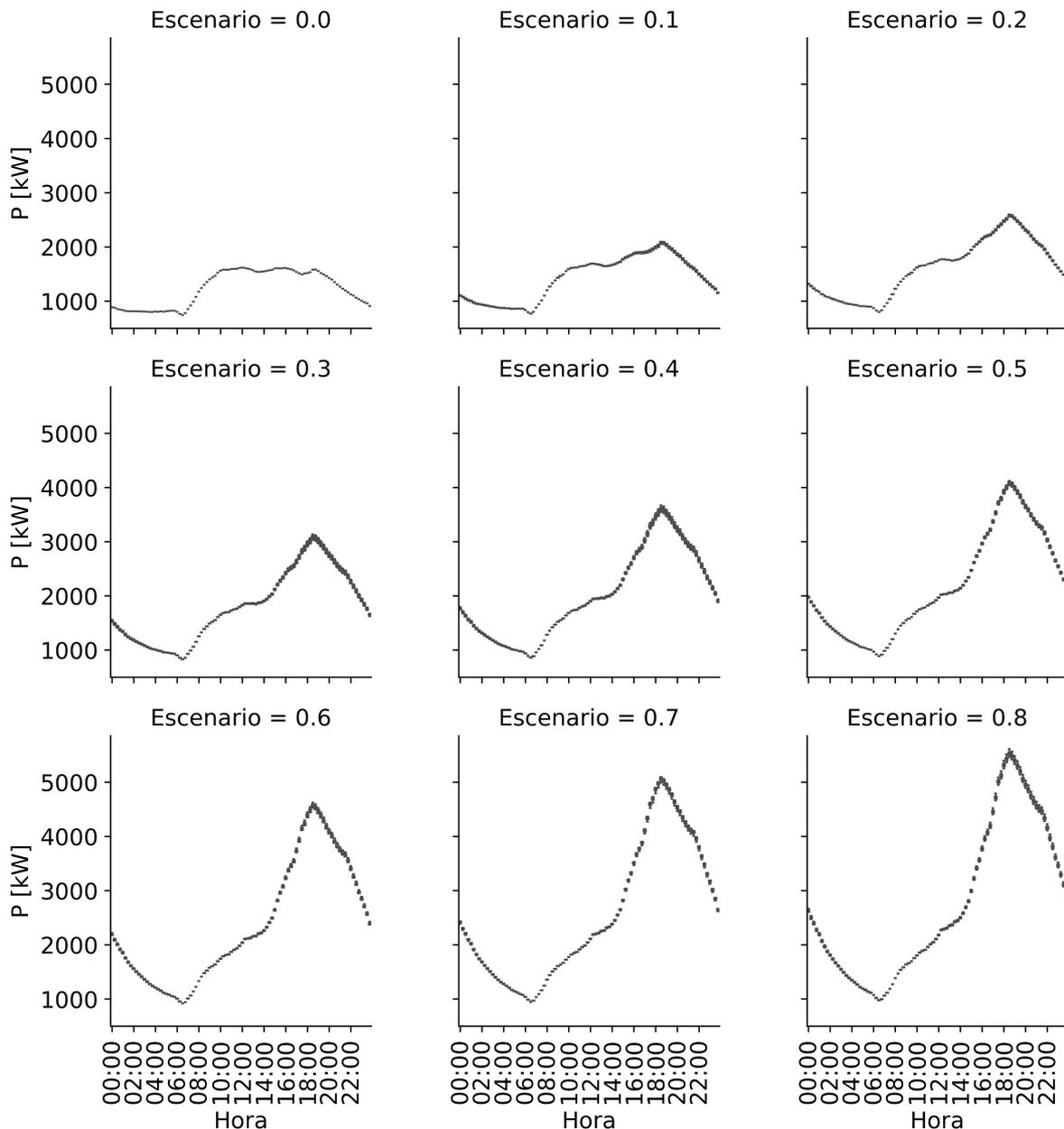


Figura 4.14: Flujo de potencia del del Alimentador 0204 - VE. Fuente: Elaboración Propia.

En cuanto a las pérdidas que se presentan en el alimentador, su valor crece paralelamente con el aumento del nivel de penetración, adoptando el perfil de carga típico de un VE siendo más significativas en el último tercio del día. Este comportamiento se muestra en la figura 4.15.

En el último escenario, las pérdidas iniciales se superan considerablemente con un pico de potencia mucho más pronunciado, un comportamiento indeseable para una red de distribución.

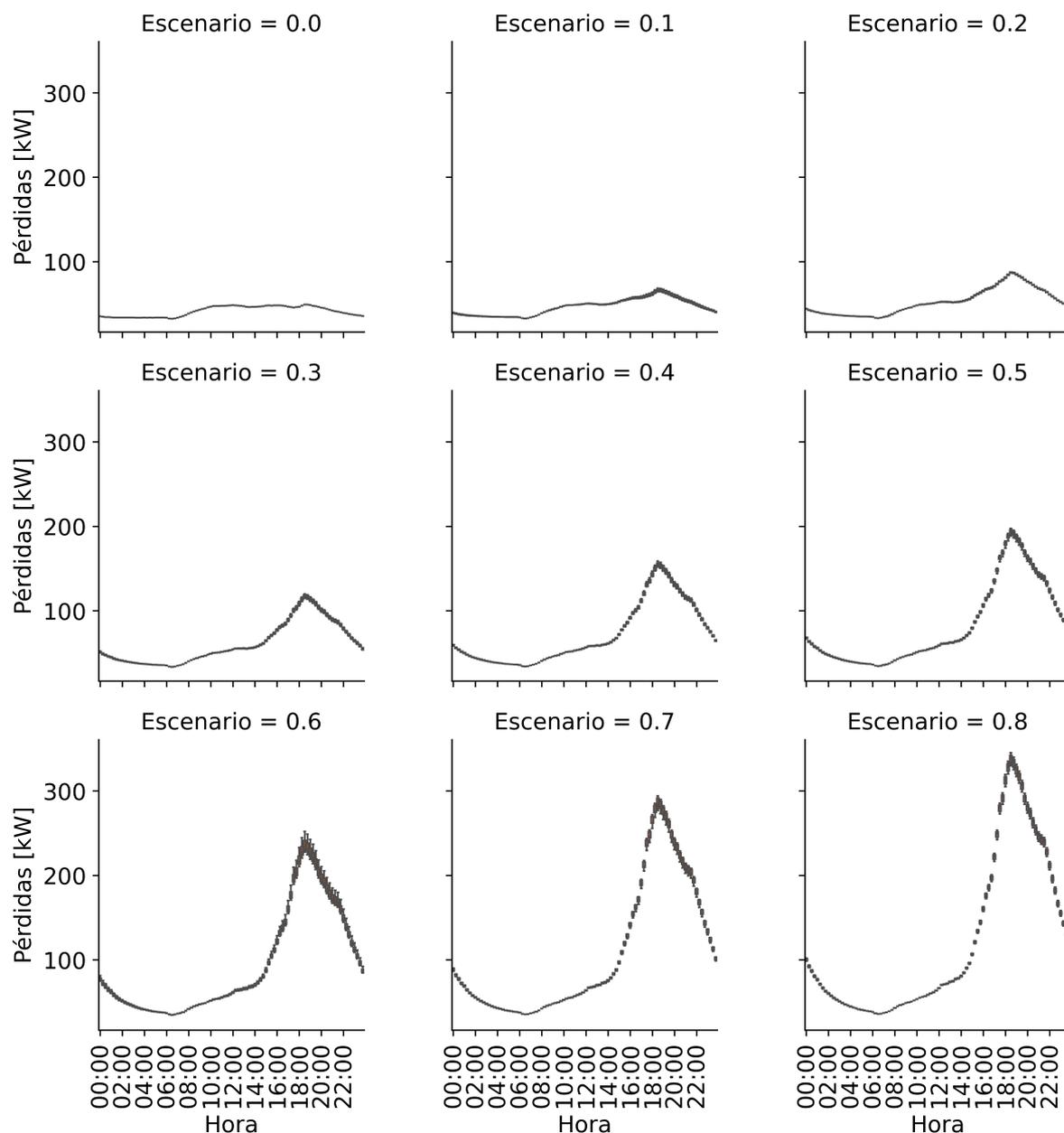


Figura 4.15: Pérdidas en el Alimentador 0204 - VE. Fuente: Elaboración Propia.

En la tabla 4.1 se presentan los resultados de la HC definida para los SFVs y en la tabla 4.2 los resultados de la HC para los VEs.

Escenario	Voltaje [pu]	VUF [%]	Cargabilidad [%]	Potencia [kW]	Pérdidas [kW]
0 %	0.9997	1.3134	39.95	1616.57	46.64
5 %	1.0444	2.0941	141.61	1620.33	44.57

Escenario	Voltaje [pu]	VUF [%]	Cargabilidad [%]	Potencia [kW]	Pérdidas [kW]
10 %	1.0458	2.99	170.67	1626.73	48.12
15 %	1.0642	2.9853	141.39	1532.33	51.8
20 %	1.0627	3.1749	145.79	1492.17	53.17
25 %	1.165	3.6899	145.47	1495.24	65.34

Tabla 4.1: HC - Criterios de Impacto a diferentes niveles de penetración de SFVs. Fuente: Elaboración Propia.

Escenario	Voltaje [pu]	VUF [%]	Cargabilidad [%]	Potencia [kW]	Pérdidas [kW]
0 %	0.9287	1.9555	39.95	1616.58	49.17
10 %	0.9217	2.8879	119.1	2095.5	68.44
20 %	0.914	3.4782	140.75	2599.2	89.65
30 %	0.888	4.613	201.84	3133.96	122.54
40 %	0.8587	4.2546	274.57	3672.1	158.78
50 %	0.8568	4.9342	284	4121.59	197.48
60 %	0.8436	6.3227	283.23	4625.58	252.12
70 %	0.8279	4.4247	347.65	5096.29	294.03
80 %	0.8088	6.9484	344.43	5611.13	345.11

Tabla 4.2: HC - Criterios de Impacto a diferentes niveles de penetración de DER. Fuente: Elaboración Propia.

5. Discusión

En el contexto del caso de estudio, la gran dispersión de los resultados más críticos de ciertos factores de impacto adoptados para estimar la HC evidencian la necesidad de adaptar la metodología propuesta por [7] (ver figura 3.5) que calcula la HC a partir del resultado más crítico por nivel de penetración. Por lo tanto, se expande dicho análisis a tipos de resultados más representativos según el factor de impacto analizado, con la finalidad de estimar adecuadamente la HC de la red de distribución.

Los resultados de la cargabilidad en las líneas de la red eléctrica de distribución del alimentador 0204 se ven comprometidos por la gran incertidumbre en su corriente nominal. Esta incertidumbre surge durante la etapa de corrección de errores en la información del SIG, donde se plantean y ejecutan criterios para solucionarlos. Al corregir la secuencia de fase de las conexiones de bajo voltaje, se realizan cambios en la codificación de los conductores de fase y neutro. Esto implica asumir la cargabilidad de las líneas en las que se manifiestan dichos errores. En este contexto, se propone ignorar los valores atípicos (datos alejados del diagrama de caja en las figuras 4.13 y 4.8).

5.0.1. Sistemas Fotovoltaicos

Para estimar la HC del alimentador 0204, se ha simulado la integración de sistemas de generación fotovoltaicos, según lo estipulado en la Regulación Nro. ARCONEL – 003/18, resumida en la ecuación 3.1. Con lo cual se analiza el cumplimiento de los criterios de impacto (ver figura 5.1).

La metodología que se implementa para estimar la HC con respecto a los criterios de variación de voltaje y desequilibrio de voltaje utiliza los valores máximos (valores críticos) que ocurren por cada escenario de penetración. Sin embargo, en el caso de las pérdidas se define la HC a partir de los valores medios, debido a la gran dispersión de sus datos asociados.

El análisis del criterio de impacto de las pérdidas se realiza a través de la figura 5.1(e), que muestra las regiones A, B y C y permite constatar que la inserción del recurso fotovoltaico disminuye las pérdidas a niveles bajos de penetración del recurso (5%). Sin embargo, a partir del 10% de penetración, se observa un crecimiento notable en las pérdidas.

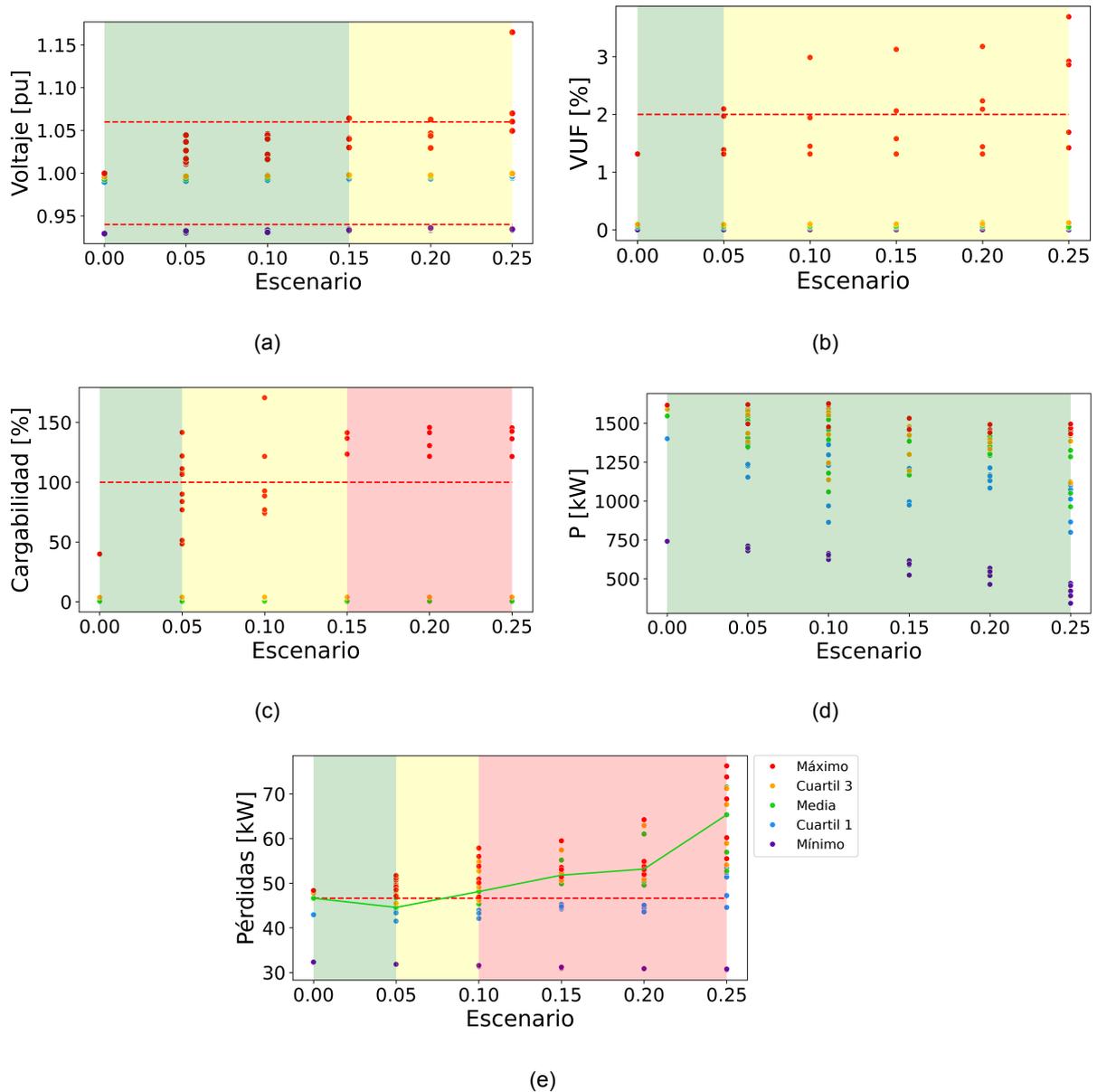


Figura 5.1: Criterios de impacto para la estimación de HC de SFV del alimentador 0204. a) sobrevoltaje, b) desbalance de voltaje, c) cargabilidad en líneas, d) potencia, e) pérdidas de energía. Fuente: Elaboración Propia.

5.0.2. Vehículos Eléctricos

La estimación de la HC de vehículos eléctricos se realiza evaluando los criterios de impacto para cada nivel de penetración 5.2. En este análisis, se aplica la metodología de Monte Carlo, para asignar uno o dos VEs a cada cliente, bajo el supuesto de que aproximadamente el 60 % de los hogares pueden disponer de dos VEs [30]. Este enfoque resultaría en un límite superior de penetración del 160 %; sin embargo, para el caso de estudio no se necesita analizar

dicha penetración, ya que los límites operacionales se exceden significativamente en niveles inferiores.

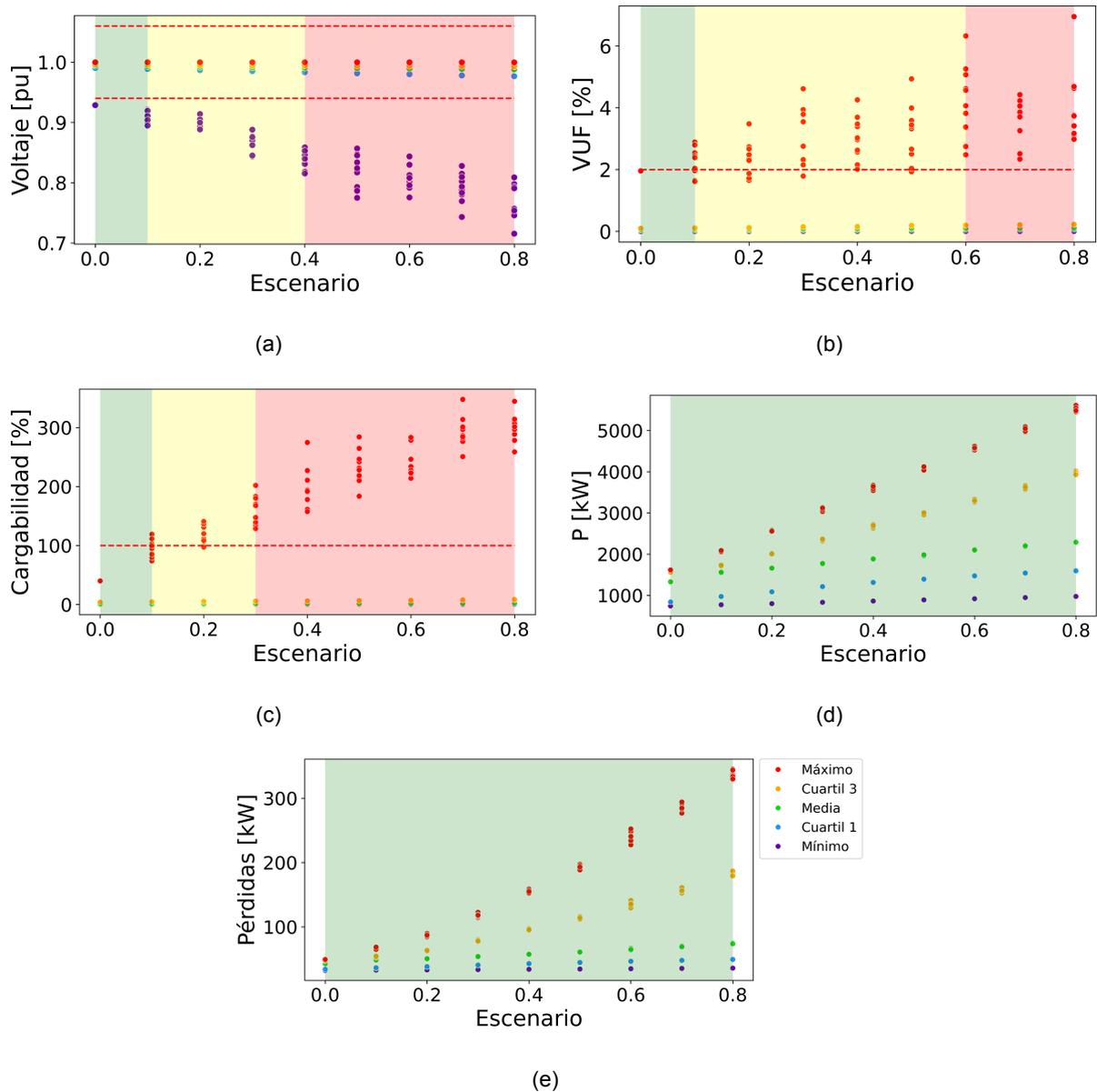


Figura 5.2: Criterios de impacto para la estimación de HC de VE del alimentador 0204. a) caída de voltaje, b) desbalance de voltaje, c) cargabilidad en líneas, d) potencia, e) pérdidas de energía. Fuente: Elaboración Propia.

El criterio de caída de voltaje, representado en la figura 5.2(a), que delimita las zonas A, B y C, se justifica principalmente en la figura 4.11, que muestra que, a lo largo del día, existen violaciones considerables del límite inferior de tensión a partir de un 40 % de penetración de vehículos eléctricos, estableciendo este valor como el límite máximo de HC según este criterio. Es importante señalar que se descartan los valores atípicos de este factor de impacto, ya que

inicialmente presentan valores de caída de voltaje considerables que pueden ser producto de una codificación inadecuada de conductores en la base de datos original del SIG o de fallas en la corrección de errores de la misma.

La potencia demandada y las pérdidas de energía son consecuencias lineales de la inserción de la tecnología de vehículos eléctricos, como se muestra en las figuras [5.2\(d\)](#) y [5.2\(e\)](#).

6. Conclusiones y recomendaciones

6.1. Conclusiones

La metodología presentada en este estudio permite extraer atributos de una red eléctrica a partir de un SIG y convertirlos en un modelo para OpenDSS, con el fin de evaluar la HC de SFVs para autoabastecimiento y VEs. Este método evalúa diversos factores de impacto mediante la simulación de flujos de carga con series de tiempo, abarcando distintos escenarios de penetración.

El perfil de demanda de un alimentador refleja las costumbres de consumo eléctrico de sus usuarios. Esto se confirma con el cambio que se observa en el perfil base del alimentador 0204, reconstruido a partir de mediciones de potencia en la cabecera del alimentador y los perfiles de consumo de sus clientes. A medida que el nivel de penetración de recursos energéticos distribuidos DER aumenta, el perfil de demanda del alimentador tiende a adoptar la forma del perfil de generación o de carga del recurso conectado.

La metodología fue validada en el alimentador 0204 de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. Los resultados indican que la inserción de generación fotovoltaica puede alcanzar un porcentaje de penetración del 5 % sin restricciones. Sin embargo, se deben aplicar restricciones de ubicación para niveles de penetración de hasta el 15 %, valor a partir del cual el sistema alcanza su límite máximo, determinado por la cargabilidad de las líneas. Es notable que una penetración del 5 % de SFVs permite una operación óptima del sistema al reducir las pérdidas de energía.

Además, esta metodología facilita la evaluación de la inserción de VEs, permitiendo una integración sin necesidad de control hasta un 10 %, con un límite superior del 30 %, nuevamente determinado por la cargabilidad de las líneas.

Aunque se utilizan criterios de impacto similares para calcular la HC de las dos tecnologías de DER analizadas, la respuesta de la red frente a su penetración varía significativamente. La variación de voltaje y el perfil de demanda presentan diferencias sustanciales que deben ser consideradas para mantener una red de suministro eléctrico confiable y segura. Por ejemplo, en el caso de la inserción de vehículos eléctricos, también es crucial analizar los límites de generación de potencia que podrían presentarse en la fuente del servicio eléctrico.

Para la aplicación de esta metodología a otros alimentadores, es esencial considerar las particularidades de cada caso de estudio específico. En particular, se debe prestar especial aten-

ción a la corrección de errores de conexión y a la secuencia de fases, ya que estos aspectos pueden variar significativamente entre diferentes redes y afectar la precisión y fiabilidad de los resultados obtenidos.

6.2. Recomendaciones

El modelo de una red eléctrica que representa adecuadamente sus características reales, se construye a partir de un correcto modelado de cada uno de sus elementos, errores mínimos en la creación de los transformadores, líneas de distribución y cargas representan una incertidumbre enorme cuando se busca realizar estudios eléctricos sobre el modelo integral de la red. Por ello se recomienda modelar a detalle cada equipo, dispositivo o elemento que forme parte de la red eléctrica incluyendo las líneas de transmisión.

Para construir un modelo eléctrico de una red de medio y bajo voltaje en OpenDSS se debe partir modelando la red de medio voltaje, cuando dicha red funciona adecuadamente se agrega grupos pequeños de redes de bajo voltaje, se afina el modelo y por último se prueba todo el modelo completo, esto permite identificar errores de programación y errores del modelo implementado de manera rápida.

La metodología para el cálculo de la HC se implementa en un programa de acceso libre que no requiere de un gran recurso computacional, sin embargo, por la naturaleza determinista del tipo de estudio aplicado basado en series de tiempo con un grado de aleatoriedad por el método de Monte Carlo, se requiere un tiempo de simulación considerable para obtener los resultados. Es por ello que se recomienda una construcción ordenada de los algoritmos para cada subproceso en el que se divide la estimación de la Capacidad de Alojamiento.

Una buena práctica que posibilita una efectiva depuración, es la de extraer la información por etapas, por ejemplo, si bien se pueden generar los archivos DSS a partir de la información SIG, es recomendable almacenarla en archivos de texto (o archivos .graphml en el presente estudio), para poder visualizar, revisar y depurar esta información rápidamente. Con esta metodología, una vez generado el grafo en archivo de texto o graphml, se permite crear los archivos DSS en segundos ya sea para las redes de medio como de bajo voltaje. De la misma manera, debido a la cantidad de nodos y de información que se maneja, es recomendable guardar dicha información en archivos de texto en cada iteración, minimizando la carga computacional requerida.

Para trabajos futuros, se propone investigar los efectos de los cortocircuitos como un factor de

impacto adicional. Además, se sugiere explorar la mejora de la HC mediante la implementación de funciones de control y regulación de voltaje. Esta metodología también puede aplicarse al modelado de otras tecnologías emergentes, resultado de la aparición de nuevos recursos energéticos distribuidos y tecnologías bajas en carbono.

Referencias

- [1] R. C. Dugan, D. Montenegro, y A. Ballanti, "The open distribution system simulator (OpenDSS)."
- [2] Z. M. Zenhom, S. H. E. A. Aleem, A. F. Zobaa, y T. A. Boghdady, "A comprehensive review of renewables and electric vehicles hosting capacity in active distribution networks," *IEEE Access*, vol. 12, pp. 3672–3699, 2024.
- [3] ARCERNNR, "Atlas del sector eléctrico ecuatoriano 2023." [En línea]. Disponible: www.controlrecursosyenergia.gob.ec
- [4] C. A. P. Chitacapa, "Estimación de la capacidad de alojamiento de generación solar fotovoltaica a través de una penetración masiva a nivel de consumidores en redes de distribución mediante simulación de flujos de carga con series de tiempo," Master's thesis, Universidad de Cuenca, julio 27 2023, m.S.Thesis. [En línea]. Disponible: <http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/42513>
- [5] S. Zambrano-Asanza, S. Tenesaca, P. Agudo, B. Jaramillo León, J. Leite, y J. Franco, "Construção de modelos de redes de distribuição a partir de sistemas de informação geográfica utilizando grafos," 07 2022.
- [6] J. C. C. Brian Jaramillo León, "Modelación y simulación de las redes de baja tensión de la empresa eléctrica regional centro sur c.a," Master's thesis, Cuenca, Ecuador, 04 2017.
- [7] J. Smith, M. Rylander, M. Reno, R. Broderick, y B. Mather, "Alternatives to the 15 % rule: Modeling and hosting capacity analysis of 16 feeders," 04 2015.
- [8] EERCS, "Plan estratégico 2022-2025." [En línea]. Disponible: www.centrosur.gob.ec
- [9] M. B. V. A. Gabriela Marisol Trelles Lituma, "Capacidad de alojamiento con generación distribuida en alimentadores de MT de la empresa eléctrica CENTROSUR." [En línea]. Disponible: <http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/41962>
- [10] A. Karmaker, K. Prakash, M. N. I. Siddique, M. Hossain, y H. Pota, "Electric vehicle hosting capacity analysis: Challenges and solutions," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 189, p. 113916, 01 2024.
- [11] R. Fachrizal, U. Ramadhani, J. Munkhammar, y J. Widén, "Combined pv-ev hosting capacity assessment for a residential lv distribution grid with smart ev charging and pv curtailment," *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 26, p. 100445, 02 2021.

- [12] IEA, “Latin america energy outlook 2023.” [En línea]. Disponible: www.iea.org
- [13] V. K. A. Galarza y P. G. M. Pilco, “Elaboración de una guía para el diseño de redes de distribución secundaria con sistemas de generación distribuida en la empresa eléctrica regional centro sur c.a.” September 26 2023. [En línea]. Disponible: <http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/42952>
- [14] J. M. Navarro Jover y J. C. Collado Latorre, *ArcGIS 10. PRÁCTICAS PASO A PASO*. UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA, OCLC: 1222931107.
- [15] EERCS, “MANUAL PARA EL INGRESO DE INFORMACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS EN ARCGIS.” [En línea]. Disponible: www.centrosur.gob.ec
- [16] S. Heymann, “Gephi.” [En línea]. Disponible: www.gephi.org
- [17] G. van Rossum, “The python language reference.” [En línea]. Disponible: www.python.org
- [18] V. Umoh, I. Davidson, S. Adebisi, y U. Ekpe, “Methods and tools for pv and ev hosting capacity determination in low voltage distribution networks-a review,” *Energies*, vol. 16, 04 2023.
- [19] EPRI, “Impact factors, methods, and considerations for calculating and applying hosting capacity.” [En línea]. Disponible: www.epri.com
- [20] S. Ismael, S. Abdel Aleem, A. Abdelaziz, y A. Zobaa, “State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation,” *Renewable Energy*, vol. 130, pp. 1002–1020, 01 2019.
- [21] N. Nakhodchi y M. H. Bollen, “Impact of modelling of mv network and remote loads on estimated harmonic hosting capacity for an ev fast charging station,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 147, p. 108847, 2023. [En línea]. Disponible: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061522008432>
- [22] A. Rajabi, S. Elphick, J. David, A. Pors, y D. Robinson, “Innovative approaches for assessing and enhancing the hosting capacity of pv-rich distribution networks: An australian perspective,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 161, p. 112365, 06 2022.
- [23] J. R. R. Calle, “Eficiencia eléctrica en alimentadores primarios de distribución de la empresa eléctrica regional centro sur c.a.-ecuador,” Master’s thesis, University of Cuenca, Cuenca, Ecuador, 2013, [Online]. Available: <http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/3699>.

- [24] ARCONEL, "Regulacion no. ARCONEL-003-18 "generación fotovoltaica para auto-abastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica"." [En línea]. Disponible: www.controlrecursosyenergia.gob.ec
- [25] ARCERNNR, "Pliego tarifario para los proveedores del servicio de carga de energía a vehículos eléctricos límites máximos del costo 2024." [En línea]. Disponible: www.controlrecursosyenergia.gob.ec
- [26] Alternative Fuels Data Center, "EV Charging Station Locations - EVI-Pro Lite," <https://afdc.energy.gov/evi-pro-lite>.
- [27] M. M. Edwin Domínguez, "Normas técnicas para diseño y expansión de las redes secundarias del sistema de distribución de la empresa eléctrica regional centro sur c.a." Master's thesis, Cuenca, Ecuador, 09 2011.
- [28] ARCERNNR, "Regulacion no. ARCERNNR-002-20 calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica"." [En línea]. Disponible: www.controlrecursosyenergia.gob.ec
- [29] J. Cárdenas y P. Machuca, "Tesis," <https://github.com/jorgecard/Tesis>, [En línea]. Disponible: <https://github.com/jorgecard/Tesis>.
- [30] J. Zhu, W. J. Nacmanson, L. Ochoa, y B. Hellyer, "Assessing the ev hosting capacity of australian urban and rural mv-lv networks," *Electric Power Systems Research*, vol. 22, July 2022.

A. Anexos

Anexo A. Perfiles de carga unitarios por tipo de cliente y estrato de consumo.

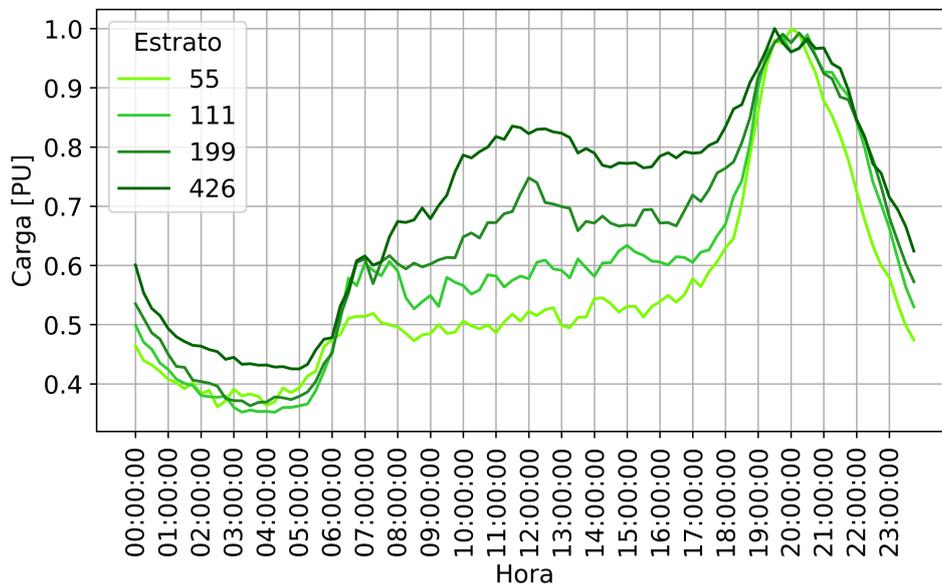


Figura A.1: Perfil de carga unitario 2024 - Residencial. Fuente: Elaboración Propia.

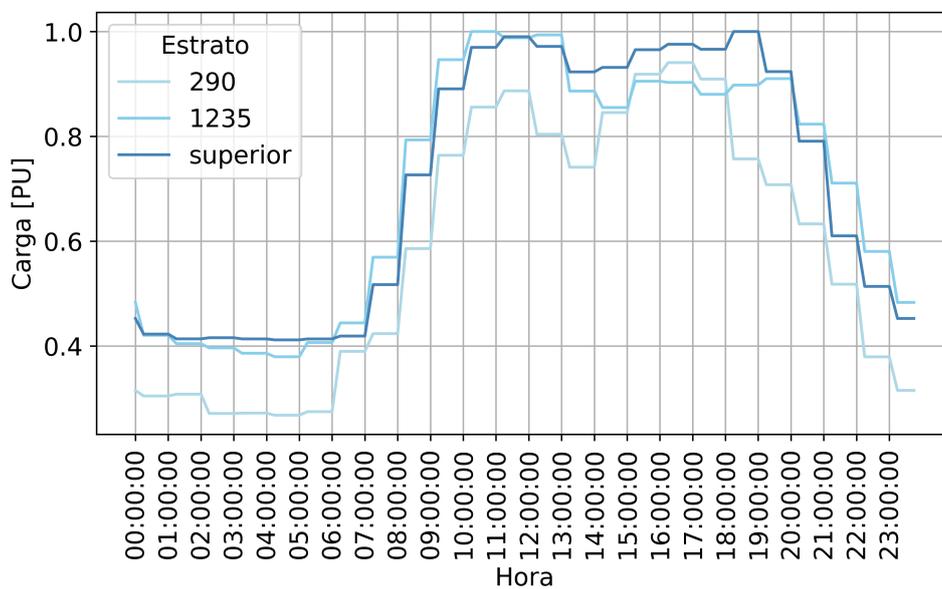


Figura A.2: Perfil de carga unitario 2024 - Comercial. Fuente: Elaboración Propia.

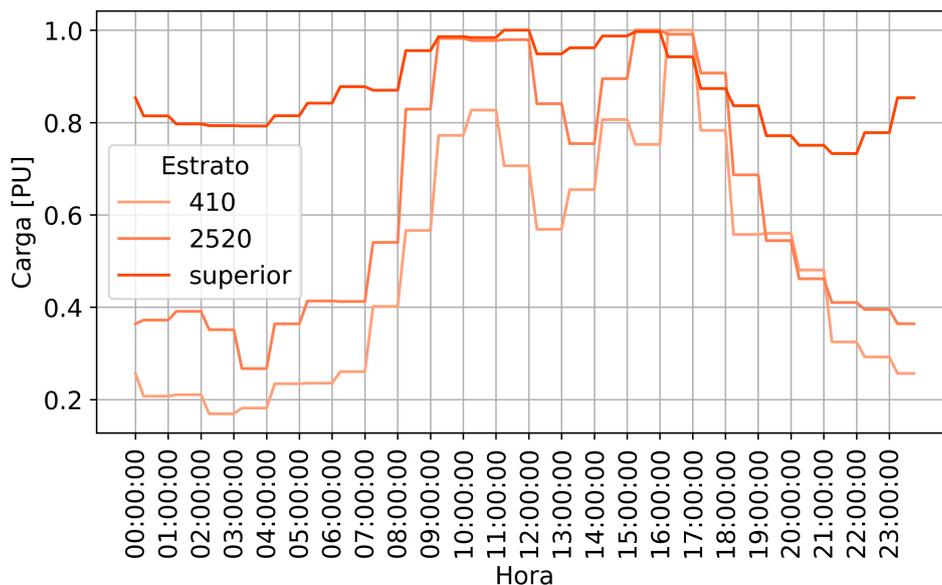


Figura A.3: Perfil de carga unitario 2024 - Industrial. Fuente: Elaboración Propia.

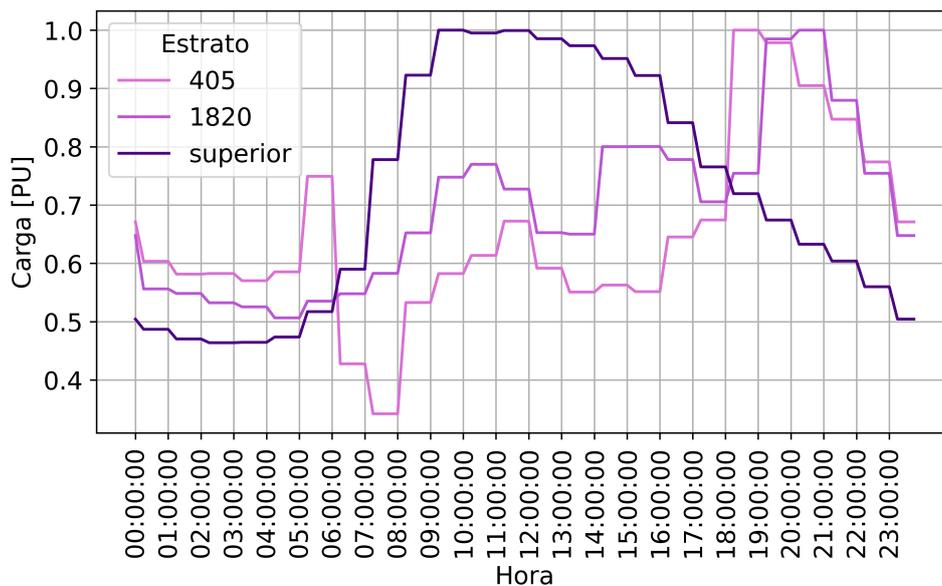


Figura A.4: Perfil de carga unitario 2024 - Otros. Fuente: Elaboración Propia.

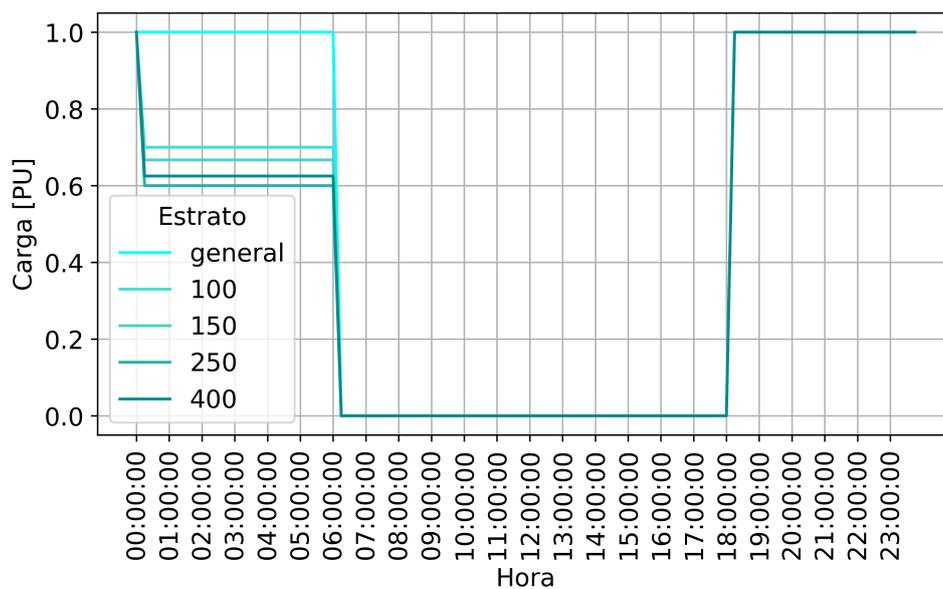


Figura A.5: Perfil de carga unitario 2024 - Luminarias. Fuente: Elaboración Propia.

Anexo B. Topología del Alimentador 0204 reconstruido en Gephi.

Figura A.6: Topología en Gephi del Alimentador 0204. Fuente: Elaboración Propia.