



**INSTITUTO LATINOAMERICANO DE
TECNOLOGÍA, INFRAESTRUCTURA Y
TERRITÓRIO (ILATIT)**

INGENIERÍA DE ENERGÍA

ANÁLISIS DE PÉRDIDAS EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN REAL

FERNANDO ARIEL ALVAREZ SAUCEDO

Foz de Iguazú
2025



**INSTITUTO LATINOAMERICANO DE
TECNOLOGÍA, INFRAESTRUCTURA Y
TERRITÓRIO (ILATIT)**

INGENIERÍA DE ENERGÍA

ANÁLISIS DE PÉRDIDAS EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN REAL

FERNANDO ARIEL ALVAREZ SAUCEDO

Trabajo de conclusión de curso presentado al Instituto Latinoamericano de Tecnología, Infraestructura y Territorio de la Universidad Federal de la Integración Latinoamericana, como requisito parcial para la obtención del título de Bachiller en Ingeniería de Energía.

Orientador: Jorge Javier Giménez Ledesma

Foz de Iguazú
2025

FERNANDO ARIEL ALVAREZ SAUCEDO

ANÁLISIS DE PÉRDIDAS EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN REAL

Trabajo de conclusión de curso presentado al Instituto Latinoamericano de Tecnología, Infraestructura y Territorio de la Universidad Federal de la Integración Latinoamericana, como requisito parcial para la obtención del título de Bachiller en Ingeniería de Energía.

BANCA EXAMINADORA

Orientador: Jorge Javier Giménez Ledesma
Universidad Federal de la Integración Latinoamericana

Prof. Dr. Rodrigo Delfim Guarizi
Universidad Federal de la Integración Latinoamericana

Prof. Javier Laureano Narváez Benítez
Universidad Católica Nuestra Señora de la Asunción

Foz de Iguazú, 5 de diciembre de 2025.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por la vida y la fuerza de cada día.

A mi familia por su amor, paciencia y apoyo incondicional.

A todos los docentes que contribuyeron a mi formación y a mi orientador, por su guía y apoyo durante la realización de este trabajo.

RESUMEN

Este trabajo tiene como objetivo estimar y comparar las pérdidas técnicas y no técnicas en un sistema real de distribución de energía eléctrica ante la integración de generación fotovoltaica distribuida (GFV). El estudio se centra en la concesionaria Creluz-D durante el año 2024, utilizando su base de datos georreferenciada (BDGD) publicada por la ANEEL. A partir de estos datos, se construyeron modelos de simulación en OpenDSS y se definieron dos escenarios: uno sin generación distribuida (SGD) y otro con generación distribuida (CGD). Mediante simulaciones diarias escaladas a nivel anual, se calcularon los siguientes indicadores: Porcentaje de Pérdidas Técnicas (PPT), Porcentaje de Pérdidas en Distribución (PPD) y Porcentaje de Pérdidas No Técnicas (PPNT). Los resultados muestran que en el escenario CGD se reduce la energía inyectada a la red en un 19 % y disminuye las pérdidas técnicas en un 20,5 %. Sin embargo, el análisis de las pérdidas no técnicas revela un comportamiento más complejo, aunque se observa una reducción promedio del 5,76 % en el escenario CGD, esta disminución no necesariamente refleja una mejora real en los factores no técnicos (fraudes o errores de medición). Más bien, sugiere que el método de cálculo empleado que estima las pérdidas no técnicas como residuo entre las pérdidas totales y las pérdidas técnicas puede verse afectado por la presencia de flujos bidireccionales, lo que distorsiona la asignación de pérdidas entre ambos componentes. Los resultados validan que la GFV reduce las pérdidas técnicas, pero también indican que su influencia sobre las pérdidas no técnicas es indirecta y depende del marco metodológico empleado para su estimación.

Palabras clave: Generación fotovoltaica, Pérdidas en distribución, Pérdidas técnicas, Pérdidas no técnicas, OpenDSS, Sistema de distribución real.

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo estimar e comparar as perdas técnicas e não técnicas em um sistema real de distribuição de energia elétrica diante da integração de geração fotovoltaica distribuída (GFV). O estudo foca na concessionária Creluz-D durante o ano de 2024, utilizando sua base de dados georreferenciada (BDGD) publicada pela ANEEL. A partir desses dados, foram construídos modelos de simulação no OpenDSS e definidos dois cenários: um sem geração distribuída (SGD) e outro com geração distribuída (CGD). Por meio de simulações diárias escaladas para o nível anual, foram calculados os seguintes indicadores: Percentual de Perdas Técnicas (PPT), Percentual de Perdas na Distribuição (PPD) e Percentual de Perdas Não Técnicas (PPNT). Os resultados mostram que, no cenário CGD, a energia injetada na rede reduz-se em 19% e as perdas técnicas diminuem em 20,5%. Contudo, a análise das perdas não técnicas revela um comportamento mais complexo: embora se observe uma redução média de 5,76% no cenário CGD, essa diminuição não necessariamente reflete uma melhora real nos fatores não técnicos (fraudes ou erros de medição). Mais precisamente, sugere que o método de cálculo empregado que estima as perdas não técnicas como resíduo entre as perdas totais e as perdas técnicas pode ser afetado pela presença de fluxos bidirecionais, distorcendo a alocação das perdas entre os dois componentes. Os resultados validam que a GFV reduz as perdas técnicas, mas também indicam que sua influência sobre as perdas não técnicas é indireta e depende do marco metodológico empregado para sua estimativa.

Palavras-chave: Geração fotovoltaica, Perdas na distribuição, Perdas técnicas, Perdas não técnicas, OpenDSS, Sistema de distribuição real.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Topología típica de un sistema eléctrico de potencia.....	8
Figura 2: Funcionamiento de un SF residencial conectado a la red eléctrica.....	12
Figura 3: Flujo de integración entre OpenDSS y Python	20
Figura 4: Diagrama general de la metodología.	21
Figura 5: Carpetas de archivos obtenida tras la conversión.	26
Figura 6: Ejemplo de archivo master.....	27
Figura 7: Comparación de indicadores de pérdidas, reportado vs. SGD.....	32
Figura 8: Distribución anual de las pérdidas, escenario SGD.	33
Figura 9: Comparación de indicadores de pérdidas, reportado vs. CGD.	39
Figura 10: Distribución anual de las pérdidas, escenario CGD.....	40
Figura 11: Evolución mensual de la energía inyectada SGD vs CGD.	41
Figura 12: Evolución mensual de las pérdidas totales.....	43
Figura 13: Evolución mensual de las pérdidas técnicas.	44
Figura 14: Evolución mensual de las pérdidas no técnicas.	45
Figura 15: Variación Porcentual Mensual de los Indicadores PPNT, PPT y PPD.....	46
Figura 16: Diagrama de flujo del código implementado.....	55
Figura 17: Captura de pantalla de la interfaz empleada para las simulaciones.	57
Figura 18: Captura de pantalla del simulador mostrando resultados de enero 2024.....	58

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Estudios previos relevantes	5
Tabla 2: Comparación de energía inyectada y entregada (SGD).....	28
Tabla 3: Pérdidas totales del sistema SGD.	29
Tabla 4: Comparación mensual de pérdidas técnicas y no técnicas, escenario SGD.	31
Tabla 5: Comparación de energía inyectada y entregada (CGD).	34
Tabla 6: Energía total de la generación inyectada (EIG Total).....	35
Tabla 7: Comparación mensual entre EIGD y EIGP.....	36
Tabla 8: Pérdidas totales del sistema CGD (kWh).	37
Tabla 9: Pérdidas técnicas y no técnicas, escenario CGD.	38

LISTA DE ABREVIATURAS Y SIGLAS

ANEEL	Agencia Nacional de Energía Eléctrica
API	Application Programming Interface
BDG	Base de Datos Geográfica
BDGD	Base de Datos Georreferenciada
BT	Baja Tensión
CA	Corriente Alterna
CC	Corriente Continua
CGD	Con Generación Distribuida
EE	Energía Entregada
EI	Energía Inyectada
EIGD	Energía Inyectada por Generación Distribuida
EIGP	Energía Inyectada por Generación Propia
EP	Energía Pasante
FV	Fotovoltaica
GD	Generación Distribuida
GFV	Generación Fotovoltaica
GIS	Sistema de Información Geográfica
GUI	Interfaz Gráfica de Usuario
ILATIT	Instituto Latinoamericano de Tecnología, Infraestructura y Territorio
IPTS	Porcentual de Pérdidas Técnicas del Segmento
MT	Media Tensión
NEV	Neutral to Earth Voltage
PNT	Pérdidas No Técnicas
PPD	Porcentual de Pérdidas Totales en la Distribución
PPNT	Porcentual de Pérdidas No Técnicas
PPT	Porcentual de Pérdidas Técnicas
PRODIST	Procedimientos de Distribución
SGD	Sin Generación Distribuida
PTS	Pérdidas Técnicas por Segmento
VBA	Visual Basic for Applications

SUMÁRIO

1	INTRODUCCIÓN.....	1
1.1	JUSTIFICATIVA	2
1.2	MOTIVACIONES PARA ESTE TRABAJO	3
1.3	OBJETIVOS	3
1.4	ESTRUCTURA DEL TRABAJO	4
2	REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	5
3	FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA	8
3.1	SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	8
3.2	PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	9
3.3	FACTORES QUE INFLUYEN EN LAS PÉRDIDAS.....	10
3.4	GENERACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ..	12
3.5	IMPACTOS DE LA GFV EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	13
3.6	HERRAMIENTAS DE SIMULACIÓN UTILIZADAS	14
4	METODOLOGÍA	19
4.1	PREPARACIÓN DE DATOS	21
4.2	DESARROLLO Y SIMULACIÓN.....	22
4.3	ANÁLISIS DE RESULTADOS	22
4.4	CONVERSIÓN DE LA BDGD A FORMATO OPENDSS	25
5	RESULTADOS	28
5.1	ESCENARIO SIN GENERACIÓN DISTRIBUIDA (SGD)	28
5.2	ESCENARIO CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA (CGD).....	34
5.3	COMPARACIÓN ENTRE ESCENARIOS SGD Y CGD	41
	CONCLUSIONES.....	48
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	50
	APÉNDICE.....	54

1 INTRODUCCIÓN

Los sistemas de distribución de energía eléctrica enfrentan de forma constante el problema de las pérdidas de energía, un fenómeno que impacta directamente en la eficiencia operativa, la sostenibilidad del suministro y la rentabilidad de las empresas distribuidoras. Estas pérdidas se dividen en dos categorías bien definidas: pérdidas técnicas, originadas por las propiedades físicas de los componentes del sistema (como resistencias en conductores y transformadores), y pérdidas no técnicas, asociadas a factores externos como conexiones ilegales, errores en la medición o fraudes en el consumo (FOX IOT, 2024). En este contexto, comprender y cuantificar ambas tipologías de pérdidas resulta fundamental para la toma de decisiones técnicas y regulatorias.

En el contexto actual de transición energética y creciente expansión de fuentes renovables, el sector eléctrico brasileño enfrenta múltiples desafíos en términos de eficiencia, resiliencia de la red e integración de la generación distribuida. Estudios recientes indican que la generación fotovoltaica distribuida (GFD) posee un enorme potencial de crecimiento en el país; por ejemplo, un análisis de la *Climate Policy Initiative* revela que los factores de demanda son los principales impulsores de la adopción de GFD en más de 5.000 municipios brasileños (ASSUNÇÃO, SCHUTZE, 2017). Esta realidad refuerza la necesidad de investigaciones que analicen cómo la generación cercana al consumo impacta las pérdidas en los sistemas de distribución de energía eléctrica.

Las pérdidas en el sistema eléctrico brasileño representan un desafío estructural persistente. Según la *Agência Nacional de Energia Elétrica* (ANEEL), en 2023 las pérdidas totales alcanzaron aproximadamente el 14,1 % de la energía inyectada, de las cuales un 7,4 % corresponde a pérdidas técnicas (alrededor de 42 TWh) y un 6,7 % a pérdidas no técnicas (cerca de 38 TWh) (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2024). En términos financieros, estas pérdidas equivalen a más de R\$ 27 mil millones anuales, afectando tanto la rentabilidad de las distribuidoras como el costo de la energía para los consumidores (AGÊNCIA ESTADO, 2024). Este panorama muestra la importancia de desarrollar estudios que permitan evaluar cómo la integración de nuevas fuentes renovables, como la generación fotovoltaica distribuida, puede alterar la magnitud y el comportamiento de dichas pérdidas.

Considerando el panorama actual de las pérdidas en el sistema eléctrico brasileño y la creciente incorporación de fuentes renovables, el presente trabajo se enfoca en estimar y analizar las pérdidas técnicas y no técnicas en sistemas de distribución reales, considerando específicamente el impacto de la integración de la generación distribuida (GD), en particular la generación fotovoltaica (GFV). Para ello, se delimita el estudio a la concesionaria Creluz-D, cuyos datos se encuentran disponibles en la Base de Datos Georreferenciada da Distribuição (BDGD) publicada por la Agência

Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL). El análisis se restringe al año 2024 y abarca 13 alimentadores, permitiendo evaluar de forma cuantitativa cómo la presencia de generación distribuida fotovoltaica influye sobre los niveles de pérdidas.

El problema central que se aborda es la incertidumbre sobre el efecto de la generación fotovoltaica distribuida (GFV) en las pérdidas de los sistemas de distribución de energía eléctrica. Si bien de forma intuitiva se espera que la proximidad entre generación y consumo reduzca los flujos de potencia y, en consecuencia, las pérdidas técnicas, diversos estudios han demostrado que esta reducción no siempre ocurre. La naturaleza intermitente y no gestionable de la producción fotovoltaica puede provocar, en determinados escenarios de penetración, un aumento de las pérdidas e incluso la necesidad de reforzar la red para mitigar sobrecargas y sobretensiones (ENERGIA Y SOCIEDAD, 2016). En este sentido, en el contexto brasileño aún no se cuenta con evaluaciones cuantitativas, basadas en datos reales de operación, que permitan medir cómo la integración de la GFV afecta los indicadores de eficiencia de la distribución, tanto en pérdidas técnicas como no técnicas.

La metodología propuesta combina el uso de datos oficiales de ANEEL, la conversión automatizada de la Base de Datos Geográfica (BDG) a OpenDSS, y el empleo de una interfaz en Python que permite simular, procesar y escalar resultados diarios (domingos, sábados y días útiles) a nivel anual. Esta interfaz, construida con *CustomTkinter* y *OpenDSSDirect.py*, facilita la ejecución de simulaciones en modo diario, el cálculo de energía inyectada a la red, pérdidas técnicas y generación fotovoltaica, y la posterior validación de los resultados mediante los informes oficiales de la distribuidora y los datos extraídos del archivo de BDG que esta reportó ante la *Agência Nacional de Energia Elétrica* (ANEEL), utilizando el software QGIS para su procesamiento y análisis. Finalmente, los indicadores de pérdidas se calculan y comparan entre los escenarios con y sin GD, permitiendo evaluar de forma cuantitativa el impacto de la generación distribuida sobre la eficiencia del sistema.

1.1 JUSTIFICATIVA

En el ámbito académico, existe una brecha en la literatura técnica brasileña: son pocos los estudios que evalúan de manera integrada el impacto de la generación fotovoltaica sobre las pérdidas técnicas y no técnicas utilizando modelos construidos a partir de la BDG.

Desde una perspectiva técnica, la creciente penetración de la generación fotovoltaica modifica significativamente los flujos de potencia en los sistemas de distribución de energía eléctrica. Si bien puede contribuir a la reducción de determinadas pérdidas técnicas debido a la generación local y al alivio de carga en los alimentadores, también introduce nuevas condiciones operativas que pueden

afectar el balance energético, la estabilidad de tensión y la confiabilidad del sistema. Factores como la ubicación y dimensionamiento inadecuados de los sistemas fotovoltaicos, las variaciones en la irradiancia, el desequilibrio entre fases y los altos niveles de inyección de potencia pueden incrementar las pérdidas o generar sobrecargas en los alimentadores, haciendo necesario un control más preciso de la operación y una planificación adecuada de la integración de la generación distribuida (UZUM, ONEN, *et al.*, 2020). Evaluar cuantitativamente estos impactos en escenarios reales es fundamental para disponer de herramientas que apoyen la planificación, la operación y la gestión eficiente de los sistemas de distribución de energía eléctrica. Por lo tanto, este trabajo se justifica por su doble contribución: (i) proponer una metodología replicable para analizar la influencia estimada de la generación fotovoltaica en redes reales de distribución, y (ii) generar resultados cuantitativos, que puedan servir para la planificación, la operación y la gestión de pérdidas en sistemas con alta penetración de generación solar distribuida.

1.2 MOTIVACIONES PARA ESTE TRABAJO

La motivación para la realización de este trabajo fue el impacto significativo que el tema tiene en la eficiencia de los sistemas eléctricos y en la planificación y operación de las redes. Asimismo, se identificó la necesidad de aplicar un enfoque de análisis de pérdidas mediante herramientas computacionales que permita evaluar distintos escenarios, especialmente ante la creciente integración de la generación fotovoltaica.

1.3 OBJETIVOS

El objetivo principal es analizar el impacto de la generación fotovoltaica en las pérdidas técnicas y no técnicas en un sistema de distribución real mediante simulaciones en Python y OpenDSS.

Para satisfacer el objetivo principal, algunos objetivos secundarios deben ser cumplidos:

1. Transformar los datos del formato BDGD al formato compatible con OpenDSS, utilizando herramientas como `bdgd2opendss`, con el fin de preparar los archivos para simulación.
2. Implementar un código en Python para automatizar la simulación de escenarios eléctricos.
3. Simular el comportamiento eléctrico del sistema bajo diferentes escenarios horarios (días útiles, sábado y domingo), con y sin la integración de generación fotovoltaica distribuida.
4. Procesar y calcular los indicadores definidos en el Módulo 7 del PRODIST, específicamente el Porcentaje de Pérdidas Técnicas (PPT), Porcentaje de Pérdidas de Distribución (PPD) y Porcentaje de Pérdidas No Técnicas (PPNT).
5. Exportar los resultados de las simulaciones en Excel para facilitar el análisis de resultados.
6. Comparar los resultados simulados con los datos reales reportados, a fin de validar la precisión

del modelo y de las simulaciones.

7. Analizar los resultados comparativos entre escenarios con y sin generación fotovoltaica, identificando su impacto sobre las pérdidas eléctricas.
8. Elaborar conclusiones basadas en el análisis de los resultados, que permitan evaluar el comportamiento energético del sistema y proponer posibles mejoras o ajustes.

1.4 ESTRUCTURA DEL TRABAJO

Este trabajo posee cinco capítulos, seguidos de las referencias bibliográficas y un apéndice.

El Capítulo 1 presenta la introducción, en la que se exponen la justificativa, las motivaciones, los objetivos y la estructura general del documento.

El Capítulo 2 ofrece una revisión bibliográfica centrada en investigaciones previas relacionadas con el tema.

En el Capítulo 3 se desarrolla la fundamentación teórica, abordando aspectos clave como los sistemas de distribución de energía eléctrica, las pérdidas de energía y sus factores determinantes, la generación fotovoltaica conectada a la red, sus impactos en el sistema y las herramientas de simulación empleadas, con énfasis en OpenDSS.

El Capítulo 4 detalla la metodología implementada, incluyendo la preparación de los datos a partir de la BDGD, el desarrollo y ejecución de las simulaciones, y el análisis de los resultados.

El Capítulo 5 presenta y discute los resultados obtenidos.

Posteriormente, se incluyen las conclusiones del estudio, junto con las referencias bibliográficas y un apéndice que contiene el diagrama de flujo del código implementado.

2 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Con el fin de contextualizar el estado del arte y fundamentar la presente investigación, se revisaron estudios previos que han empleado OpenDSS en escenarios reales o casos de prueba estandarizados, centrándose en temas como pérdidas técnicas, generación distribuida (GD) y automatización de procesos. En los últimos años, se ha incrementado significativamente el uso de herramientas de simulación computacional para el análisis de sistemas de distribución de energía eléctrica, siendo OpenDSS una de las plataformas más utilizadas en investigaciones y aplicaciones industriales. La tabla 1 resume los principales trabajos realizados entre 2014 y 2023, destacando autores, objetivos, herramientas utilizadas, circuitos analizados y objetivos principales.

Tabla 1: Estudios previos relevantes

Autor / Año	Objetivo principal	Herramientas principales	Circuito usado
<u>Lima / 2014</u>	Automatizar cálculos de pérdidas técnicas y estudiar nueva metodología regulatoria	OpenDSS, Pertec, VBA, Excel, SICCO, SGD	Sistema de distribución de Energisa PB
<u>Leal / 2016</u>	Evaluar funcionalidades de OpenDSS para pérdidas técnicas	OpenDSS, VBA	Sistema real de una concesionaria
<u>Pereira et al / 2016</u>	Calcular pérdidas técnicas en MT/BT según metodología ANEEL	OpenDSS, C#, GIS G-DIS, SAS	482 alimentadores de Cemig
<u>Báez / 2016</u>	Simular microred con GD (hidrógeno, solar) y control con Matlab	OpenDSS, Matlab	IEEE 37 Node Test Feeder
<u>Cabrera / 2018</u>	Analizar impacto de GD fotovoltaica en redes desequilibradas	OpenDSS, MATLAB, Excel	Neutral to Earth Voltage (NEV) TEST Case
<u>De Sousa / 2018</u>	Analizar impactos de GD y proponer soluciones para pérdidas	OpenDSS, Pertec, Anarede, VBA, CAS Hemera	Alimentador UGL-001 (Energisa PB)
<u>Lanes / 2018</u>	Facilitar modelado de alimentadores reales en OpenDSS	OpenDSS, Excel, Matlab	Alimentador real en Pinhal-RS
<u>De Souza et al / 2020</u>	Validar aplicaciones para pérdidas, localización de fallas y GD en tiempo real	OpenDSS, SmartTools	IEEE 123 barras
<u>Biazzi et al / 2021</u>	Estimar pérdidas técnicas (TL) y no técnicas (NTL) mediante balance energético en tiempo real.	SCADA, EMBS, GIS, Python, OpenDSS	Dos alimentadores reales de CPFL Energia (suroeste de Brasil)
<u>Gehrke et al / 2023</u>	Analizar impacto de GD fotovoltaica en pérdidas técnicas	OpenDSS	IEEE 34 barras

Fuente: Elaboración propia a partir de (LIMA, 2014), (BARBOZA LEAL, 2016), (PEREIRA, ARINO SULITA BARBOSA, *et al.*, 2016), (CLARO BÁEZ, 2016), (SURIEL CABRERA, 2018), (DE SOUSA, 2018), (LANES, ROSSONI, 2018), (ASSUNÇÃO DE SOUZA, KLOCK FERREIRA, *et al.*, 2020), (BIAZZI, BECKER, *et al.*, 2021), (GEHRKE, CRICIÉLE CASTRO MARTINS, 2023).

En general, se observa que la mayoría de los trabajos están orientados al estudio de pérdidas técnicas, al impacto de la generación distribuida (GD) y a la validación de metodologías y herramientas computacionales en redes de media y baja tensión. Sin embargo, únicamente un estudio incorpora la estimación de pérdidas no técnicas (NTL) dentro de su análisis. Por tanto, la brecha que este trabajo busca abordar es la consideración integrada de pérdidas técnicas y no técnicas, evaluadas bajo distintos escenarios de generación fotovoltaica en un sistema de distribución real.

En los primeros trabajos como el de (LIMA, 2014), se enfatiza en la automatización de cálculos de pérdidas y la evaluación de nuevas metodologías regulatorias en sistemas reales de distribución. De forma similar (BARBOZA LEAL, 2016) y (PEREIRA, ARINO SULITA BARBOSA, *et al.*, 2016) se concentran en la estimación de pérdidas técnicas, este último a gran escala, considerando 482 alimentadores de la empresa Cemig según los lineamientos de la ANEEL. A diferencia de estos enfoques, el presente estudio analiza simultáneamente pérdidas técnicas y no técnicas, incorporando la influencia de la generación fotovoltaica en condiciones operativas reales.

Mientras que (CLARO BÁEZ, 2016) y (SURIEL CABRERA, 2018) abordaron la evaluación de escenarios con generación distribuida, enfocándose en distintos contextos de aplicación. En (CLARO BÁEZ, 2016) se simuló una microred con fuentes de generación distribuida basadas en hidrógeno y energía solar, empleando OpenDSS y Matlab para implementar un sistema de control integrado sobre el alimentador de prueba IEEE 37 Node Test Feeder. Por su parte, (SURIEL CABRERA, 2018) analizó el impacto de la generación fotovoltaica en redes desequilibradas, utilizando OpenDSS, MATLAB y Excel, con base en el caso de prueba *Neutral to Earth Voltage (NEV) Test Case*. En contraste, el presente trabajo se desarrolla sobre la red de distribución real de la concesionaria Creluz-D, empleando OpenDSS y Python, y considerando escenarios con y sin generación fotovoltaica para un análisis más representativo de la operación real.

El uso de OpenDSS como plataforma de modelado y simulación de sistemas reales también se refleja en los trabajos de (DE SOUSA, 2018) y (LANES, ROSSONI, 2018), quienes desarrollaron aplicaciones orientadas a la representación de alimentadores reales y a la propuesta de soluciones para mitigar impactos de la GD. En (ASSUNÇÃO DE SOUZA, KLOCK FERREIRA, *et al.*, 2020) enfocaron su estudio en la validación de aplicaciones destinadas al análisis de pérdidas, la localización de fallas y la integración de generación distribuida en tiempo real. Para ello, emplearon el software OpenDSS en conjunto con la plataforma SmartTools, desarrollando un entorno de simulación capaz de representar dinámicamente las condiciones operativas de la red. El sistema de pruebas utilizado fue el IEEE de 123 barras. A diferencia de estos trabajos, el presente estudio no propone estrategias de mitigación ni realiza localización de fallas, concentrándose exclusivamente en la cuantificación de

pérdidas técnicas y no técnicas en la red de distribución real bajo diferentes escenarios de generación fotovoltaica.

Finalmente otros autores como (BIAZZI, BECKER, *et al.*, 2021) dirigieron sus investigaciones hacia la estimación de pérdidas técnicas y no técnicas mediante balance energético en tiempo real, en dichos estudios emplearon herramientas como SCADA, EMBS, GIS, Python y OpenDSS, aplicadas a dos alimentadores reales de CPFL Energia ubicados en el suroeste de Brasil. En (GEHRKE, CRICIÉLE CASTRO MARTINS, 2023) evaluaron el impacto de la generación fotovoltaica sobre las pérdidas técnicas utilizando el software OpenDSS y el sistema de prueba IEEE de 34 barras. Estos estudios se centraron en aspectos específicos de la medición o en redes de prueba, sin combinar análisis de pérdidas técnicas y no técnicas bajo simulaciones escaladas a nivel anual. En contraste, el presente trabajo escala los resultados diarios a nivel anual, lo que permite un análisis continuo y detallado de la influencia de la GFV sobre la eficiencia de la red.

Concluyendo el análisis de la literatura revisada, se observa un enfoque predominante en la estimación de pérdidas técnicas y en la evaluación del impacto de la generación distribuida mediante herramientas computacionales en redes reales o de referencia. Sin embargo, persiste una brecha: la falta de estudios que integren de forma sistemática la cuantificación conjunta de pérdidas técnicas y no técnicas, validando los resultados contra datos oficiales de la distribuidora y evaluando cómo la inclusión o exclusión de generación fotovoltaica los afecta. Este trabajo de fin de curso se propone precisamente abordar esa brecha, mediante un análisis comparativo que permita cuantificar el impacto de la generación fotovoltaica en la estimación de ambas componentes de pérdida y contrastar los resultados con la información reportada por la concesionaria Creluz-D. La diferencia fundamental de este trabajo respecto a los estudios previos radica en su enfoque sobre pérdidas técnicas y no técnicas, utilizando datos reales y abiertos de la base georreferenciada de la distribuidora (BDGD) y contrastando los resultados con la información oficial reportada por la concesionaria. Además, los resultados obtenidos diariamente se escalan a nivel anual, lo que permite un análisis continuo y más representativo del efecto de la generación fotovoltaica sobre ambas componentes de pérdida. Esto proporciona una evaluación cuantitativa más completa de la operación de la red, a diferencia de los estudios anteriores que se limitaron a pérdidas técnicas, simulaciones parciales o análisis diarios sin integración anual.

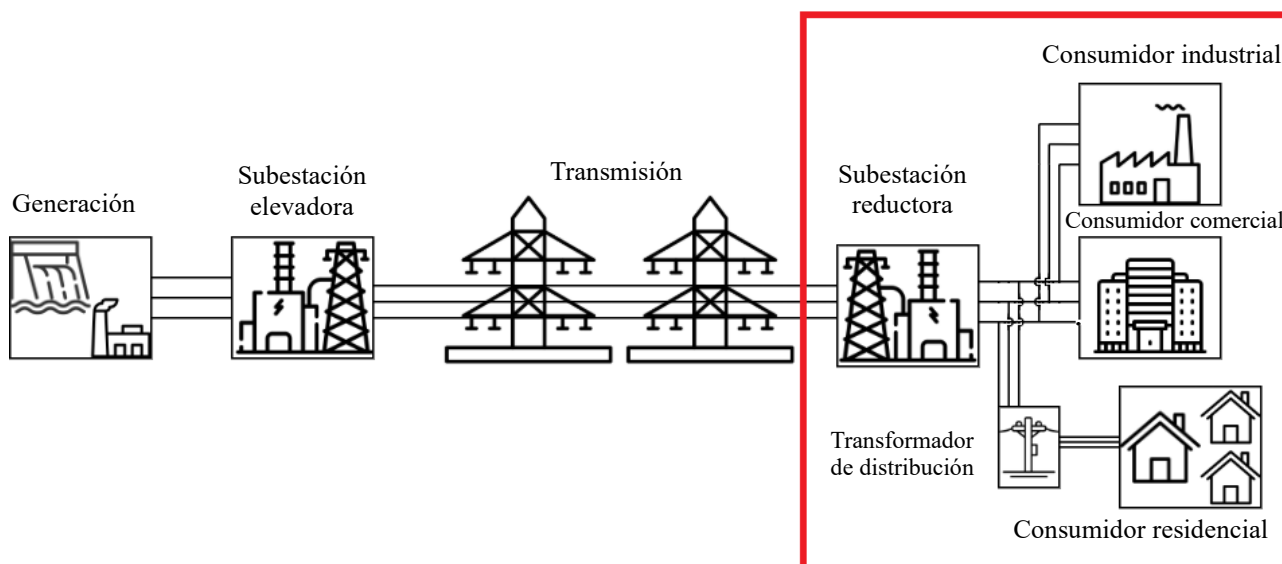
3 FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

En esta sección se presentan los conceptos y fundamentos teóricos necesarios para comprender el estudio realizado. Se aborda la estructura y funcionamiento de los sistemas de distribución de energía eléctrica, la integración de la generación fotovoltaica conectada a la red, los impactos asociados a esta integración, las pérdidas de energía en los sistemas de distribución y el uso de herramientas de simulación como OpenDSS y su integración con Python. Esta base teórica permite contextualizar los análisis realizados y entender los resultados obtenidos en los distintos escenarios evaluados.

3.1 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Los sistemas de distribución de energía eléctrica constituyen la etapa final del sistema eléctrico, encargada de entregar energía a los consumidores finales, ya sean residenciales, comerciales o industriales. Su diseño, operación y mantenimiento son fundamentales para garantizar la calidad, confiabilidad y eficiencia del suministro eléctrico (TURAN GÖNEN, 2014). En la Figura 1 se presenta un esquema típico de la estructura de un sistema eléctrico de potencia, compuesto por tres etapas fundamentales: generación, transmisión y distribución. La sección enmarcada en rojo corresponde a la etapa de distribución.

Figura 1: Topología típica de un sistema eléctrico de potencia.



Fuente: Adaptado de (VASCONCELOS, 2017).

Una red de distribución eléctrica se compone de diversos elementos básicos que permiten transportar y entregar energía de manera confiable a los usuarios finales. Las subestaciones cumplen la función de reducir el voltaje proveniente de la transmisión a niveles adecuados para la distribución, pudiendo ser aéreas o subterráneas, e incluyen componentes como transformadores, interruptores y

sistemas de protección. Los alimentadores, que pueden ser radiales, en anillo o en malla, son los conductores encargados de transportar la energía desde las subestaciones hasta los centros de carga, variando en longitud, sección y material según el diseño de la red. Los transformadores de distribución reducen aún más el voltaje para la alimentación de los clientes y pueden ser monofásicos o trifásicos, con conexiones en estrella o triángulo. La interconexión de los distintos elementos se realiza mediante líneas aéreas o subterráneas, construidas con aluminio o cobre y aisladas mediante recubrimientos y aisladores adecuados. Finalmente, los clientes, que pueden ser residenciales, comerciales o industriales, se conectan a la red mediante sistemas monofásicos o trifásicos, completando así el ciclo de entrega de energía eléctrica (EMATEC, 2024).

3.2 PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Las pérdidas de energía en los sistemas de distribución de energía eléctrica se clasifican en dos grandes categorías: pérdidas no técnicas y pérdidas técnicas.

Las pérdidas no técnicas corresponden a la energía que, aun siendo consumida, no es facturada ni registrada. Estas situaciones suelen derivarse de prácticas como el hurto de energía, errores en los procesos de facturación o la existencia de usuarios no registrados en la base de datos comercial (por ejemplo, el alumbrado público) (NAVARRO, 2006).

Las pérdidas técnicas son inherentes al funcionamiento físico del sistema, como la disipación de energía por efecto Joule en conductores, transformadores y otros equipos eléctricos. Estas pérdidas son inevitables, pero pueden minimizarse mediante un diseño eficiente, mantenimiento adecuado y reconfiguración de redes (RENATO, MEZA, *et al.*, 2021). Las pérdidas técnicas pueden dividirse en varias tipologías, en función de su origen y de los elementos de la red en los que se presentan (SUELO SOLAR, 2016). A continuación, se destacan sus principales categorías:

- **Pérdidas fijas:** Son independientes de la intensidad de la corriente y se producen, principalmente, en los núcleos magnéticos de los transformadores debido a fenómenos en el hierro, como la histéresis y las corrientes parásitas. Asimismo, es importante señalar que el aislamiento de los componentes de la red no es perfecto, lo que genera pequeñas derivaciones en transformadores, líneas y cables (SUELO SOLAR, 2016).
- **Pérdidas variables:** Aparecen en todos los elementos conductores de la red, aunque su incidencia es mayor en las líneas. Estas pérdidas se originan por el efecto Joule, que provoca el calentamiento de los conductores al paso de la corriente eléctrica, disipando energía en forma de calor sin utilidad productiva. Según la ley de Ohm, dichas pérdidas son proporcionales al cuadrado de la intensidad de la corriente, de modo que disminuyen cuando se incrementa el nivel de tensión o cuando se reduce la resistencia del medio conductor (SUELO SOLAR, 2016).

- Pérdidas por autoconsumo de la red: Además de las pérdidas fijas y variables, se incluyen las pérdidas de autoconsumo, correspondientes a la energía utilizada para garantizar el funcionamiento óptimo y seguro de la red. En este grupo se encuentran consumos asociados a calefacción, iluminación, sistemas de enfriamiento de equipos, compresores de aire, baterías de respaldo y otros servicios auxiliares (SUELO SOLAR, 2016).

Según (SUELO SOLAR, 2016), las pérdidas técnicas también pueden organizarse en función de diferentes criterios:

- Nivel de tensión: En redes de baja tensión (< 1 kV), de carácter radial, las modificaciones y maniobras suelen requerir intervención manual en campo. Por este motivo, sus pérdidas deben analizarse de forma separada respecto a las del resto de la red.
- Equipos en los que se manifiestan: en los Equipos principales (líneas y transformadores) y en los Equipos auxiliares (contadores, fusibles en centros de transformación (CTs) y los servicios auxiliares de subestaciones).
- Desequilibrios en la red de BT: Dado que la mayoría de los usuarios en baja tensión son monofásicos, su conexión en sistemas trifásicos provoca desequilibrios que incrementan la corriente en una o más fases, generando así mayores pérdidas técnicas.

3.3 FACTORES QUE INFLUYEN EN LAS PÉRDIDAS

Un aspecto fundamental para el control de las pérdidas técnicas es un adecuado diseño y planificación previa de los sistemas de transmisión y distribución. Durante la fase de expansión de la red, resulta esencial considerar diversos parámetros técnicos y económicos que permiten optimizar tanto la inversión como la eficiencia operativa (NAVARRO, 2006).

- Selección del nivel de tensión: A mayor tensión de operación, menores serán las corrientes para una misma carga, lo que se traduce en una reducción significativa de las pérdidas. Sin embargo, los costos de construcción también aumentan con el nivel de tensión, por lo que la alternativa óptima será aquella que minimice la suma anualizada de costos de inversión, operación y mantenimiento (NAVARRO, 2006).
- Selección del conductor: La elección del conductor depende de la demanda actual y de la capacidad futura a ser atendida. Dado que la resistencia es proporcional a las pérdidas, el uso de conductores de mayor sección reduce las pérdidas energéticas. En este sentido, una evaluación económica permite balancear el costo de inversión con los beneficios obtenidos por el ahorro en pérdidas (NAVARRO, 2006).
- Longitud de la línea: La resistencia del conductor crece con su longitud, por lo que el diseño de las redes debe buscar un equilibrio entre costo, sección del conductor y nivel de pérdidas, de

manera que se garantice eficiencia técnica y viabilidad económica (NAVARRO, 2006).

- Transformadores: La implementación de estándares de pérdidas máximas permisibles en la adquisición de transformadores resulta esencial. Para ello, se recomienda la aplicación de un modelo de análisis beneficio/costo que contemple los ahorros en energía asociados al uso de transformadores de mayor eficiencia (NAVARRO, 2006).
- Factor de potencia: Este indicador, definido como la relación entre la potencia activa (kW) y la potencia aparente (kVA), refleja el grado de eficiencia en el uso de la energía eléctrica. Un bajo factor de potencia implica mayores corrientes en las líneas, caídas de tensión más pronunciadas y, en consecuencia, mayores pérdidas. Para corregirlo, se recomienda la instalación de bancos de capacitores próximos a las cargas inductivas (motores de inducción, luminarias fluorescentes, equipos electrónicos y armónicos). Además, en muchos mercados eléctricos se aplican penalizaciones económicas cuando el factor de potencia se encuentra por debajo del valor permisible (generalmente 0,90), incentivando a los agentes a implementar medidas de compensación (NAVARRO, 2006).

Las pérdidas no técnicas están directamente relacionadas con aspectos comerciales, administrativos y de gestión de la energía, más que con limitaciones físicas del sistema eléctrico. De acuerdo con (SMITH, 2004), las pérdidas no técnicas están fuertemente influenciadas por diversos factores de carácter social, económico e institucional, entre los cuales destacan:

- Fraude por manipulación de medidores: Se produce cuando el consumidor altera deliberadamente el medidor para registrar un consumo menor al real. En algunos casos, estas prácticas son ejecutadas por especialistas contratados para realizar la manipulación, lo que genera importantes pérdidas tanto en usuarios residenciales como en grandes consumidores.
- Conexiones ilegales: Consisten en la instalación de derivaciones directas desde la red eléctrica hacia el punto de consumo, evitando el registro en el medidor. Este fenómeno es común en sectores de bajos recursos, aunque también puede estar presente en empresas que recurren al soborno de funcionarios de la compañía eléctrica.
- Irregularidades en la facturación: Pueden originarse de errores involuntarios, pero con frecuencia están relacionadas con prácticas de corrupción. Entre las modalidades más comunes se incluyen la alteración de lecturas de medidores, la manipulación de facturas y el desvío de pagos hacia cuentas privadas.
- Incumplimiento en el pago de facturas: Hace referencia a los casos en que consumidores residenciales, empresariales o incluso entidades gubernamentales no abonan el valor de la electricidad consumida. En determinados contextos, esta situación deriva en una “cultura de no

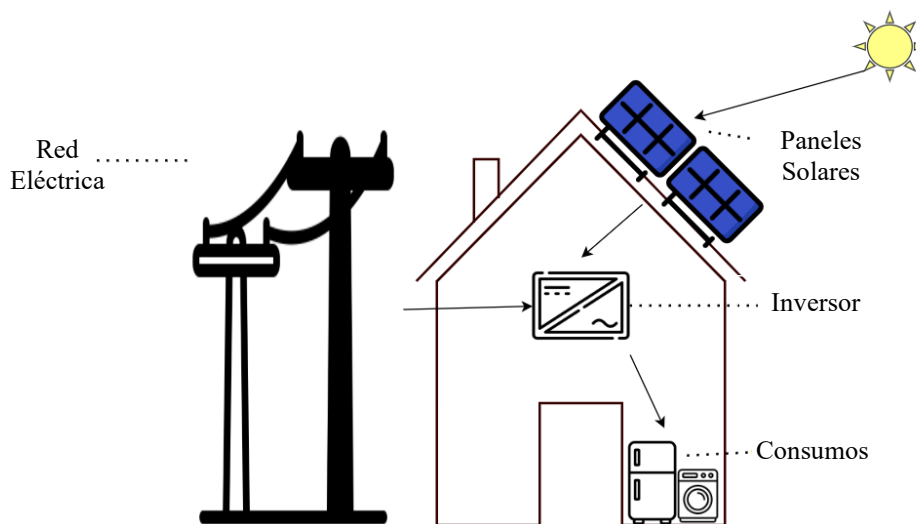
pago”, agravada cuando los deudores poseen influencia política o económica que les permite evitar sanciones.

- Deficiencias de gobernanza y corrupción: (SMITH, 2004) enfatiza que el hurto de electricidad está estrechamente vinculado con la calidad institucional de un país. En naciones con baja efectividad gubernamental, ausencia de mecanismos de rendición de cuentas y altos niveles de corrupción, las pérdidas no técnicas tienden a ser más elevadas. La complicidad de empleados de las compañías eléctricas e incluso de actores políticos constituye un elemento determinante en la magnitud de estas pérdidas.

3.4 GENERACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Una instalación fotovoltaica conectada a la red es un sistema que se integra directamente con la red eléctrica convencional, utilizando la energía solar como fuente complementaria. La electricidad generada por los paneles solares se emplea para abastecer los consumos del usuario, y cuando la producción excede la demanda dicho excedente se inyecta a la red. Este tipo de configuración es habitual en casas, empresas y edificios, donde contribuye a reducir el consumo energético proveniente de las compañías eléctricas. En la figura 2 se puede ver un esquema básico de una instalación solar fotovoltaica en una vivienda conectada a la red eléctrica.

Figura 2: Funcionamiento de un SF residencial conectado a la red eléctrica.



Fuente: Adaptado de (AUTOSOLAR, 2025).

El funcionamiento de estos sistemas se basa en la conversión de la radiación solar en energía eléctrica mediante paneles fotovoltaicos, los cuales producen corriente continua (DC). Posteriormente, un inversor transforma esta corriente en corriente alterna (AC), haciéndola compatible con la infraestructura de la red eléctrica. De este modo, la energía generada puede ser utilizada de forma inmediata en los dispositivos conectados o transferida al sistema de distribución

(AUTOSOLAR, 2025). La principal característica de los sistemas fotovoltaicos de conexión a red es su flexibilidad, ya que permiten tanto el autoconsumo como el aporte de energía al sistema eléctrico general. En situaciones donde la generación solar supera la demanda, la energía sobrante se vierte a la red, mientras que, en momentos de baja producción, la red convencional actúa como respaldo para garantizar la continuidad del suministro (AUTOSOLAR, 2025).

3.5 IMPACTOS DE LA GFV EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

La creciente penetración de la generación fotovoltaica (GFV) en los sistemas eléctricos de distribución ha generado tanto beneficios como desafíos que deben ser considerados en el diseño, operación y regulación de la red. Dado que la producción de electricidad solar depende de variables ambientales como la irradiancia y la temperatura, su comportamiento resulta inherentemente fluctuante e intermitente. Esto provoca efectos positivos relacionados con la sostenibilidad energética, pero también impactos negativos que pueden comprometer la calidad de la energía y la estabilidad operativa de la red (OLIVIA CHU, 2024).

En cuanto a los impactos positivos, la GFV contribuye a la diversificación de la matriz energética y a la reducción de emisiones contaminantes, alineándose con los objetivos globales de mitigación del cambio climático. Asimismo, al ubicarse generalmente cerca de los centros de consumo, la GFV puede disminuir las pérdidas técnicas en el transporte y distribución de energía, así como diferir inversiones en infraestructura de transmisión de gran escala. Además, en contextos de alta demanda, la producción solar puede aliviar la carga de la red, reduciendo la necesidad de generación convencional y mejorando la eficiencia global del sistema eléctrico (OLIVIA CHU, 2024).

Sin embargo, la GFV también presenta impactos negativos que requieren atención técnica. Entre los principales problemas (OLIVIA CHU, 2024) destaca:

- **Armónicos:** el uso de inversores electrónicos introduce distorsiones en la forma de onda, lo que puede afectar equipos sensibles y provocar resonancias en la red.
- **Fluctuaciones y parpadeos de tensión:** la variabilidad de la radiación solar produce cambios rápidos en la potencia entregada, generando inestabilidad de voltaje en los puntos de conexión.
- **Inyección de corriente continua (CC):** derivada de las imperfecciones de los inversores, puede deteriorar transformadores y otros equipos eléctricos si no se mantiene bajo límites normativos.
- **Efecto isla:** ocurre cuando, ante una desconexión de la red, el sistema fotovoltaico continúa energizando una porción del sistema, lo que implica riesgos de seguridad y calidad del

servicio.

Para mitigar estos efectos adversos, se han desarrollado estrategias como la optimización del control de inversores, la incorporación de filtros activos o pasivos, el fortalecimiento de las protecciones anti-isla y el monitoreo en tiempo real de la calidad de la energía. De esta manera, se busca aprovechar los beneficios ambientales y económicos de la generación solar sin comprometer la seguridad ni la confiabilidad del sistema eléctrico (OLIVIA CHU, 2024).

3.6 HERRAMIENTAS DE SIMULACIÓN UTILIZADAS

Una de las herramientas ampliamente utilizadas en la academia y la industria es OpenDSS (*Open Distribution System Simulator*), desarrollada por el Electric Power Research Institute (EPRI). OpenDSS permite realizar estudios detallados de flujo de carga, cortocircuito, coordinación de protecciones, calidad de energía y penetración de generación distribuida. Su arquitectura abierta y su capacidad de ser controlada mediante scripts la hacen altamente flexible para investigaciones avanzadas (DUGAN, MONTENEGRO, 2021).

Otra herramienta relevante es DIgSILENT PowerFactory, ampliamente empleada en estudios de ingeniería eléctrica debido a su robustez en análisis dinámico, estabilidad y modelado de dispositivos de electrónica de potencia. PowerFactory ofrece una interfaz gráfica intuitiva y soporte para redes de transmisión y distribución (FIGENER, 2024).

El programa CYMDIST, desarrollado por CYME International T&D, está específicamente diseñado para el análisis y planeamiento de los sistemas de distribución de energía eléctrica. Permite simular el comportamiento de sistemas monofásicos, bifásicos y trifásicos (equilibrados o desequilibrados) bajo diversas configuraciones y condiciones operativas. CYMDIST incluye funcionalidades avanzadas para flujo de carga, análisis de cortocircuito, crecimiento de carga, reconfiguración óptima y distribución de carga, además de ofrecer una interfaz gráfica amigable, bibliotecas de equipos normalizados y capacidades robustas de generación y exportación de reportes (CYME, 2014).

Finalmente, herramientas como GridLAB-D, desarrollada por el *Pacific Northwest National Laboratory* (PNNL), se enfocan en simulaciones de alto detalle que incluyen aspectos de comportamiento del consumidor y dinámicas de mercado, siendo especialmente útil en estudios de redes inteligentes (*smart grids*) (GRIDLAB-D, 2023).

En este trabajo se dará mayor énfasis a OpenDSS, ya que será la herramienta principal utilizada en los análisis posteriores. La elección de este software se debe a que se trata de una plataforma de código abierto y gratuita, lo que permite acceder a todas sus funcionalidades sin restricciones de licencia. Además, su arquitectura flexible y orientada a scripts facilita la

automatización de estudios mediante lenguajes como Python, posibilitando la ejecución de simulaciones masivas, el tratamiento de grandes volúmenes de datos y la integración con herramientas de análisis estadístico. Estas características, junto con su amplio uso en la investigación académica, hacen de OpenDSS una opción idónea para el desarrollo de estudios técnicos y la evaluación de pérdidas en sistemas de distribución.

3.6.1 Opendss como motor de cálculo

OpenDSS se emplea en este trabajo como motor principal para la estimación de energía y pérdidas en el sistema de distribución bajo estudio. Su capacidad para realizar simulaciones detalladas en régimen permanente y cuasiestático permite evaluar con alta precisión temporal los flujos de potencia activa y reactiva en cada elemento de la red. A partir de estos resultados, es posible obtener directamente la energía inyectada por el alimentador, las pérdidas técnicas en los conductores y transformadores, así como la energía generada por las unidades de generación fotovoltaica (GFV) (DUGAN, MONTENEGRO, 2021).

OpenDSS utiliza una formulación de admitancia nodal (*Nodal Admittance*) para resolver el sistema eléctrico. Para cada paso de tiempo en la simulación, el software construye una matriz de admitancia sistémica (Y_{system}) a partir de las matrices primitivas (Y_{prim}) de todos los elementos del circuito (líneas, transformadores, cargas, generadores, etc.). Los dispositivos no lineales como las cargas y los generadores se modelan como fuentes de corriente compensadoras (*compensation currents*) que se agregan al vector de inyección de corriente (I_{inj}), permitiendo un método iterativo eficiente. El proceso comienza con una solución directa inicial (sin considerar las fuentes no lineales) para obtener un buen punto de partida, luego itera resolviendo la ecuación $I_{inj}(V) = Y_{system}V$ hasta que los voltajes converjan. Durante esta solución, el software calcula instantáneamente la potencia activa y reactiva en cada elemento. Estos valores instantáneos son integrados temporalmente por los medidores de energía (*EnergyMeter*) para obtener las energías totales (DUGAN, MONTENEGRO, 2021).

En el caso de la energía inyectada, OpenDSS la determina integrando la potencia activa suministrada por el punto de conexión principal del sistema, normalmente la subestación o barra de alimentación, a lo largo del periodo de simulación. Para cada instante, el software calcula el flujo de potencia a través del elemento de cabecera y acumula los valores en los medidores de energía asociados. De esta manera, la energía inyectada se obtiene como la integral de la potencia activa inyectada en el tiempo:

$$E_{INY} = \int P_{INY}(t) dt$$

Los medidores de energía (*EnergyMeter*) registran automáticamente esta energía activa y reactiva, tanto total como por fase, en intervalos horarios, diarios o anuales según la configuración de simulación (DUGAN, MONTENEGRO, 2021).

El cálculo de las pérdidas técnicas en OpenDSS se lleva a cabo mediante una combinación de simulación de flujo de potencia y acumulación temporal de resultados. En cada instante del período simulado, el software resuelve el circuito eléctrico para determinar los flujos de potencia y las pérdidas instantáneas en kW en cada componente del sistema, principalmente las pérdidas óhmicas asociadas a las resistencias e implícitas en los elementos de suministro de energía (PDE). Para cuantificar las pérdidas energéticas acumuladas (en kWh), se utiliza el objeto *EnergyMeter*, diseñado específicamente para integrar la potencia perdida a lo largo del tiempo. Este medidor define una zona del circuito y registra las pérdidas activas y reactivas correspondientes dentro de esa área, almacenándolas en registros específicos, como por ejemplo el *ZoneLosseskWh*. En simulaciones con series temporales secuenciales (modos diario o anual), OpenDSS emplea la potencia perdida instantánea junto con el intervalo temporal entre pasos de simulación, aplicando por defecto o bajo solicitud del usuario el método de integración trapezoidal, lo que permite reducir el error en la estimación de la energía total perdida (DUGAN, MONTENEGRO, 2021).

Para el cálculo de la energía generada por la generación fotovoltaica (GFV), cada planta o conjunto de módulos solares se representa en OpenDSS mediante elementos del tipo *PVSystem*. Estos elementos se configuran con curvas de potencia activa (*Loadshapes*) que dependen de variables temporales y ambientales, como la irradiancia solar y la temperatura. Durante las simulaciones particularmente en modos de tiempo secuencial el software calcula en cada paso de tiempo la potencia instantánea $P_{PV}(t)$ entregada por la fuente fotovoltaica, de acuerdo con su perfil horario de generación. La energía total generada por la GFV E_{PV} se obtiene mediante la integración temporal de la potencia entregada, proceso que es gestionado automáticamente por los elementos de medición (*EnergyMeter*) del modelo (DUGAN, MONTENEGRO, 2021).

$$E_{PV} = \int P_{PV}(t) dt$$

El programa permite registrar automáticamente esta energía mediante un medidor asignado al punto de conexión del *PVSystem*. Esto permite registrar automáticamente la energía generada mediante un medidor asignado al punto de conexión del *PVSystem*. Esto permite cuantificar la producción total de energía solar y evaluar su aporte al sistema, ya que los medidores están diseñados para reportar con precisión la energía que fluye a través de su zona (DUGAN, MONTENEGRO, 2021).

En conjunto, OpenDSS realiza el siguiente proceso: calcula el flujo de potencia para cada intervalo temporal definido, determina la potencia inyectada en el nodo de alimentación, la potencia generada por las fuentes fotovoltaicas y las pérdidas instantáneas en las ramas del sistema. Luego integra estos resultados en el tiempo, obteniendo la energía total inyectada, las pérdidas técnicas y la energía generada por la GFV. Finalmente, los resultados acumulados se almacenan en los medidores de energía y pueden exportarse directamente en formato de archivo (.csv o .txt) para su análisis posterior (DUGAN, MONTENEGRO, 2021).

De esta manera, OpenDSS permite realizar una evaluación energética completa del sistema de distribución, cuantificando de forma coherente la relación entre energía inyectada, pérdidas técnicas y aporte fotovoltaico, manteniendo la consistencia con los principios físicos del flujo de potencia (DUGAN, MONTENEGRO, 2021). Para mayores detalles el lector interesado puede consultar el manual oficial del software, disponible en este [link](#).

3.6.2 Integración con python

Python es un lenguaje de programación de alto nivel, ampliamente utilizado en ingeniería y ciencia de datos por su sintaxis sencilla, su amplia comunidad y la disponibilidad de librerías especializadas. Su versatilidad permite automatizar tareas, procesar grandes volúmenes de datos y realizar análisis avanzados, lo que lo convierte en una herramienta ideal para el estudio de sistemas eléctricos de distribución (DACODES.ACADEMY, 2025).

La integración de OpenDSS con Python ha evolucionado en los últimos años, pasando de depender exclusivamente de la interfaz COM oficial a nuevas implementaciones de código abierto que amplían la portabilidad y compatibilidad en diferentes plataformas (DUGAN, MONTENEGRO, 2021).

Actualmente, el proyecto DSS-Extensions constituye la principal vía de integración, al proveer motores alternativos del simulador junto con APIs modernas en distintos lenguajes de programación. Estos paquetes permiten ejecutar el motor en Windows, Linux y macOS, y se distribuyen como software libre y de código abierto. El núcleo del proyecto DSS-Extensions es el motor AltDSS/DSS C-API, un port personalizado del código original de OpenDSS, adaptado a una interfaz C más tradicional, sobre la cual se construyen bindings para lenguajes como Python, Julia, MATLAB, Rust, Go y C#.NET (DSS-EXTENSIONS CONTRIBUTORS, 2024a).

Dentro del ecosistema de Python, existen tres paquetes principales: DSS-Python, OpenDSSDirect.py y AltDSS-Python. El primero es un reemplazo directo de la interfaz COM, lo que facilita la migración de código existente. El segundo emplea llamadas de funciones en lugar de

propiedades, ofreciendo una sintaxis más simplificada. El tercero es un desarrollo más reciente, que proporciona una API detallada y moderna con acceso completo a todos los objetos y lotes de procesamiento del motor (DSS-EXTENSIONS CONTRIBUTORS, 2024a).

El paquete `OpenDSSDirect.py` merece especial atención, ya que será el empleado en el código fuente para la realización de las simulaciones. La elección se justifica porque ofrece una integración más eficiente y directa con Python, evitando la dependencia del modelo COM y reduciendo la sobrecarga en la ejecución de los estudios. Además, al incorporar su propio motor, permite utilizar el simulador sin requerir la instalación del OpenDSS oficial, lo que mejora la portabilidad y asegura un funcionamiento consistente en distintos sistemas operativos. Su API simple y bien estructurada facilita la automatización, el mantenimiento del código y la integración con herramientas de análisis científico, convirtiéndolo en la opción más adecuada para los objetivos de este trabajo.

Otro aspecto destacado de la integración es la posibilidad de utilizar iteradores nativos de Python para recorrer objetos como líneas o transformadores. Esto permite acceder de manera intuitiva a sus propiedades, lo que facilita tanto la depuración como la organización de datos. De esta manera, la librería ofrece funciones que convierten directamente los resultados de simulación en DataFrames de pandas, como `loads_to_dataframe()` o `transformers_to_dataframe()`. Estas herramientas permiten un análisis más avanzado dentro del ecosistema científico de Python, integrando OpenDSS con librerías como NumPy, pandas y matplotlib (DSS-EXTENSIONS CONTRIBUTORS, 2024b).

4 METODOLOGÍA

En esta sección se describe la metodología seguida para la realización del trabajo, organizada en tres fases principales: preparación de datos, desarrollo y simulación, y análisis de resultados.

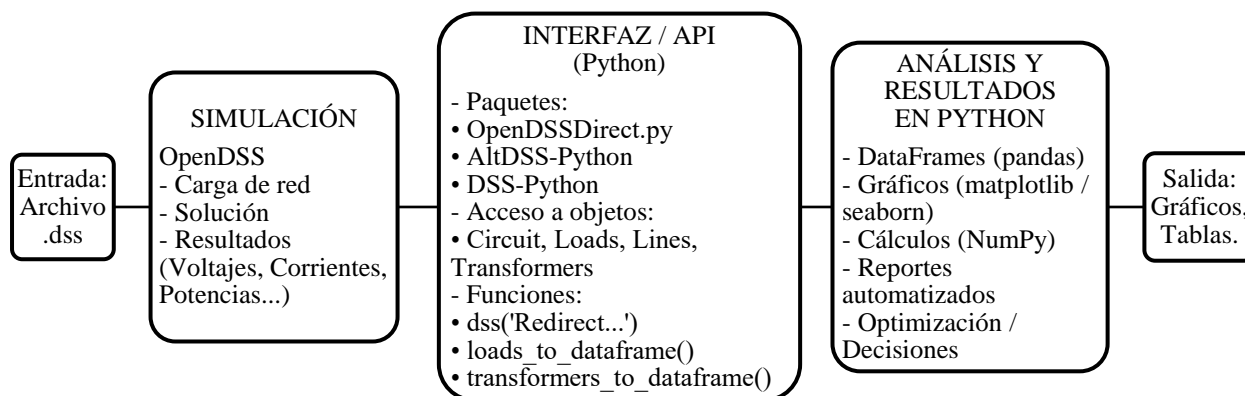
En este trabajo se utilizará OpenDSS integrado con Python principalmente debido a su naturaleza de código abierto y gratuito, que elimina barreras de licenciamiento y permite acceso irrestricto a sus capacidades de simulación. Esta combinación aprovecha la flexibilidad de la arquitectura basada en scripts de OpenDSS y la potencia del ecosistema científico de Python para automatizar flujos de simulación masiva, procesar grandes volúmenes de datos y generar análisis reproducibles y escalables. Frente a alternativas propietarias, esta integración ofrece una solución técnica más transparente, modular y adaptada a los objetivos del estudio, especialmente en la evaluación detallada de pérdidas técnicas en los sistemas de distribución de energía eléctrica con generación fotovoltaica distribuida.

Desde el punto de vista funcional, la integración puede representarse como un flujo bidireccional de datos:

1. Salida de OpenDSS → Entrada de Python: el motor de simulación genera resultados como tensiones nodales, corrientes, potencias, pérdidas y estados de carga de transformadores y líneas.
2. Procesamiento en Python: estos resultados se leen mediante las APIs de DSS-Extensions, que los convierten en estructuras manipulables (listas, diccionarios o DataFrames). Python permite aplicar análisis estadístico, visualización, filtrado y comparación de escenarios usando librerías como NumPy, pandas y matplotlib.
3. Salida de Python: los datos procesados pueden exportarse en formatos como CSV, Excel o gráficos, o bien alimentar nuevos scripts de simulación y optimización energética.

De este modo, Python actúa como un entorno de post-procesamiento y automatización para OpenDSS, potenciando el análisis de resultados y la integración con otras herramientas de modelado o inteligencia artificial. La Figura 3 ilustra el flujo de integración entre OpenDSS y Python, mostrando cómo los datos generados por las simulaciones eléctricas en OpenDSS (tensiones, corrientes y potencias) son transferidos hacia Python mediante interfaces como `OpenDSSDirect.py`. En este entorno, los resultados se procesan y analizan a través de estructuras de datos, cálculos automatizados y generación de gráficos o reportes, conformando un proceso continuo de simulación, análisis y visualización de resultados.

Figura 3: Flujo de integración entre OpenDSS y Python

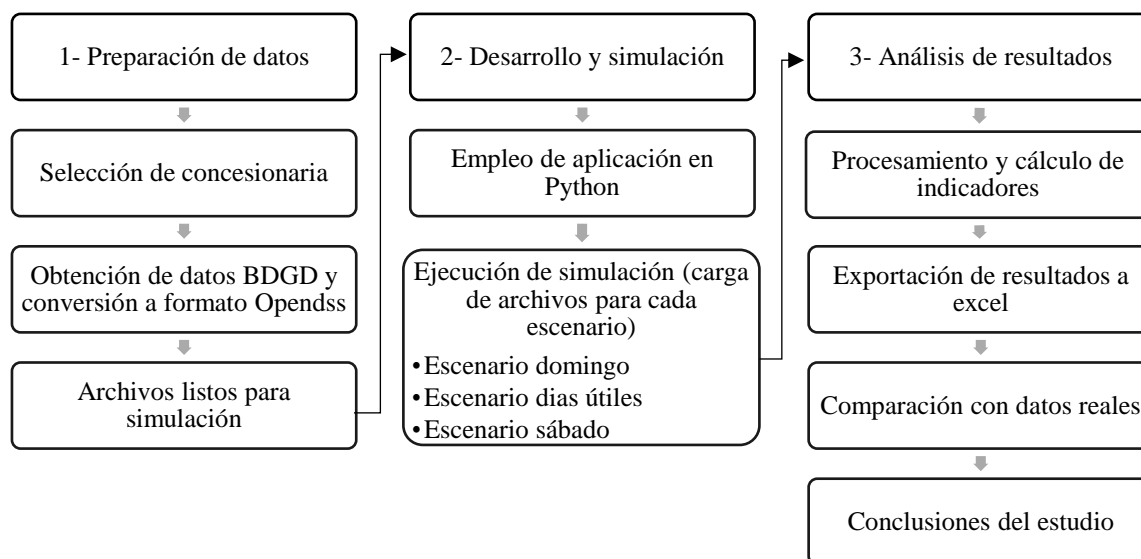


Fuente: Elaboración propia a partir de [27] y [28].

En este trabajo, la integración de Python con OpenDSS se emplea como base para el desarrollo del código de simulación y análisis, lo que permite ejecutar y comparar distintos escenarios de forma automatizada, eficiente y reproducible. En este contexto, su adopción permite construir soluciones robustas sin las barreras impuestas por licencias comerciales. Frente a alternativas tradicionales como MATLAB o Excel VBA que implican licencias costosas, menor escalabilidad y limitaciones en la automatización de flujos masivos, Python permite construir una arquitectura modular, reproducible y eficiente. Como se mencionó anteriormente, se utilizará el paquete `OpenDSSDirect.py`, el cual no requiere que el OpenDSS oficial esté instalado, ya que incorpora su propio motor basado en `DSS-Python`. En particular, se empleará la versión 0.9, que expone una instancia principal denominada `dss`, organizada en interfaces de alto nivel como `Circuit`, `Loads`, `Lines`, `Transformers` y `Solution`, las cuales reproducen la estructura interna del simulador. A partir de estas interfaces, es posible ejecutar comandos de manera directa mediante `dss.Command()`, o de forma más compacta utilizando la sintaxis `dss("Redirect archivo.dss")`, que facilita la automatización de los estudios eléctricos. Asimismo, se harán uso de funciones específicas `dss.Solution.Solve()` para resolver el flujo de potencia, como `dss.Meters.First()` para inicializar y acceder a medidores, `dss.Circuit.Losses()` para consultar pérdidas, `dss.PVsystems.First()` para recorrer los sistemas fotovoltaicos.

La Figura 4 presenta el flujo general del proceso, estructurado en tres columnas que representan las etapas clave del trabajo. Este diagrama tiene como objetivo ofrecer una visión amplia, integrada y secuencial del método utilizado, facilitando la comprensión de la relación entre cada paso y cómo contribuyen conjuntamente a la obtención de las conclusiones del estudio.

Figura 4: Diagrama general de la metodología.



Fuente: Elaboración propia.

4.1 PREPARACIÓN DE DATOS

- I. Selección de concesionaria: Para este estudio se seleccionó la concesionaria Creluz-D, perteneciente al sur de Brasil, principalmente debido a su reducido número de alimentadores: 13. Esta característica permitió que el proceso de conversión de la BDGD a formato OpenDSS se realizara de forma considerablemente más ágil; en pruebas preliminares con otras distribuidoras, el conversor requería tiempos significativamente mayores. Adicionalmente, los datos de Creluz-D presentaban una estructura mejor organizada, lo que contribuyó a facilitar la preparación del modelo para simulación. El área de actuación de la CRELUZ comprende los municipios de Alpestre, Ametista do Sul, Boa Vista das Missões, Braga, Caiçara, Campo Novo, Cerro Grande, Coronel Bicaco, Cristal do Sul, Dois Irmãos das Missões, Erval Seco, Frederico Westphalen, Iraí, Jaboticaba, Lajeado do Bugre, Liberato Salzano, Miraguaí, Novo Barreiro, Novo Tiradentes, Palmeira das Missões, Palmitinho, Pinhal, Pinheirinho do Vale, Planalto, Redentora, Rodeio Bonito, Sagrada Família, Sarandi, São Pedro das Missões, Seberi, Taquaruçu do Sul, Tenente Portela, Três Passos, Vicente Dutra y Vista Alegre, todos ubicados en el estado de Rio Grande do Sul.
- II. Obtención de datos BDGD y conversión a formato Opends: Los datos en formato .bdg se obtuvieron desde la plataforma *Dados Abertos* de la Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Posteriormente, se utilizó la herramienta *bdgd2opends*, disponible en un repositorio público de GitHub, para transformar dichos archivos al formato compatible con OpenDSS. La conversión se realizó siguiendo las recomendaciones de los desarrolladores,

empleando Python 3.11 en el entorno PyCharm, tras clonar el repositorio e instalar las dependencias necesarias mediante *pip*.

- III. Archivos listos para simulación: Como resultado del proceso de conversión, se generaron archivos compatibles con OpenDSS correspondientes a los 13 alimentadores de la concesionaria CreLuz-D. Estos archivos constituyen la base para la etapa posterior de automatización y análisis descrito más adelante.

4.2 DESARROLLO Y SIMULACIÓN

- I. Elaboración del código en Python: Se elaboró un código con interfaz gráfica en Python utilizando CustomTkinter (biblioteca para interfaces modernas y personalizables basada en Tkinter) y Tkinter (módulo estándar de Python para crear interfaces gráficas), integrado con OpenDSSDirect.py (interfaz de Python para controlar OpenDSS mediante comandos directos) y pandas (librería para manipulación y análisis de datos). El código permite cargar, ejecutar y escalar archivos .dss según el tipo de día (domingo, día útil, sábado), mostrando resultados de forma interactiva. El diagrama de flujo completo del código y una breve explicación del mismo se presenta en el [apéndice A](#).
- II. Ejecución de simulación (carga de archivos para cada escenario): OpenDSS permite ejecutar simulaciones en distintos modos temporales, entre los que se utilizan comúnmente: (i) Snapshot: resuelve el sistema en un instante fijo, sin considerar evolución temporal; (ii) Daily: simula un ciclo de 24 horas con resolución horaria o subhoraria, ideal para perfiles de carga diarios; (iii) Yearly: realiza simulaciones a lo largo de todo el año, generalmente con pasos diarios o mensuales. En este trabajo, una vez convertidos los archivos .bdg a formato OpenDSS (.dss), se obtuvieron curvas de carga representativas de un día promedio por mes para cada alimentador. Dado que cada archivo .dss contiene un perfil de 24 horas, todas las simulaciones se ejecutaron en modo *Daily*. Considerando el año 2024, se procesaron 468 archivos en total, cada archivo correspondiente a un día promedio de cada mes. Siendo 156 archivos de domingos, 156 de sábados y 156 de días útiles, totalizando 468 archivos.

4.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

- I. Procesamiento y cálculo de indicadores: A partir de las simulaciones realizadas en OpenDSS se obtuvieron cuatro variables clave: (i) la energía inyectada (EI), extraída del registro 0 del objeto *EnergyMeter*; (ii) la energía total de la generación inyectada, calculada como la suma de la generación propia inyectada y la generación inyectada por la GD, obtenida a partir del registro 0 de los objetos *PVSystem* activados mediante los

comandos !Redirect "GD_BT.dss" y !Redirect "GD_MT.dss" en el archivo *master*, suma que fue verificada contrastándola con los valores reportados en la BDGD; (iii) la generación inyectada por la GD, obtenida al realizar la simulación activando únicamente los objetos PVSystem que poseen la nomenclatura PVsystem.GD.RS.002.835.702, correspondientes a generación distribuida conforme al estándar CodGD de la base SISGD de la ANEEL, excluyendo otros objetos PVSystem con nomenclaturas asociadas a distintos tipos de generación (como PVsystem.CGH.PH.RS.028688-5 o PVsystem.UFV.RS.RS.046252-7) (ANEEL — AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021a) y (iv) las pérdidas técnicas, calculadas mediante la integración horaria de las pérdidas del circuito en modo *Daily*. En este proceso se observó que, en media tensión, aparecían resultados asociados a generación de origen hidroeléctrico que había sido convertida y representada como *PVSystem*, inicialmente se identificó esto como un posible error en la conversión *bdgd2opends*; sin embargo, al ejecutar las simulaciones, los valores obtenidos coincidieron con los reportados, por lo que se decidió mantener el modelado tal como fue generado. Paralelamente, a partir del archivo de la Base de Datos Geográfica (BDG) reportado por la distribuidora y disponible en la Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), se extrajeron mediante QGIS los siguientes valores reportados: (i) energía inyectada, (ii) energía total de la generación inyectada, (iii) energía total de la generación distribuida (GD), (iv) energía total de la generación propia, (v) pérdidas totales, (vi) pérdidas técnicas y (vii) pérdidas no técnicas. Estos valores oficiales servirán como referencia para comparar y validar los resultados obtenidos en esta metodología. Con base en estos datos reportados, se calculó la energía entregada según la expresión extraída de (ANEEL — AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021b).

$$EE = EI - PT \quad (1)$$

Donde EE es la Energía Entregada, EI es la Energía Inyectada y PT son las Pérdidas Totales, todas en kWh.

Para los casos simulados sin generación distribuida (SGD) y con generación distribuida (CGD) se calculó la energía entregada aplicando un factor de escala mensual, obtenido como la razón entre la energía entregada, calculada anteriormente con los datos reportados, y la energía inyectada reportada del mismo mes. Este factor se multiplicó por la energía inyectada resultante de cada simulación (SGD y CGD), buscando asegurar que la energía entregada calculada refleje proporcionalmente las condiciones reales reportadas por la distribuidora. Esta metodología preserva la coherencia energética entre los

escenarios y permite aislar exclusivamente el efecto de la generación distribuida sobre las pérdidas técnicas y no técnicas.

Con los datos simulados y reportados organizados, se calcularon las pérdidas totales usando la ecuación (1), despejando las pérdidas totales. Después de determinar las pérdidas totales para cada mes, se calcularon las pérdidas no técnicas mediante la fórmula (2):

$$PNT = PT - PTéc \quad (2)$$

Donde PNT son las pérdidas no técnicas, PT las pérdidas totales y PTéc las pérdidas técnicas.

Teniendo todos los datos organizados, se procede al cálculo de los indicadores correspondientes, utilizando las siguientes fórmulas extraídas de (ANEEL — AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021b). Sin embargo, no fue posible calcular los indicadores por segmento (IPTS) debido a limitaciones del modelo implementado en OpenDSS respecto a la representación de la energía pasante (EP) y de las pérdidas por tramo o segmento (PTS).

Porcentaje de Pérdidas Técnicas (PPT):

$$PPT = \left(\frac{PT}{EI} \right) \times 100 \quad (3)$$

Porcentaje de Pérdidas en la Distribución (PPD):

$$PPD = \left(1 - \frac{EE}{EI} \right) \times 100 \quad (4)$$

Porcentaje de Pérdidas No Técnicas (PPNT):

$$PPNT = PPD - PPT \quad (5)$$

Es importante destacar que, para los escenarios SGD y CGD, los valores directamente obtenidos de las simulaciones son: (i) la energía inyectada, (ii) las pérdidas técnicas y, adicionalmente en el caso CGD (iii) la energía total de la generación inyectada que es la suma de la generación propia inyectada y la generación inyectada por la GD y (iv) la energía generada por la generación distribuida. A partir de estos datos, todos los demás valores e indicadores fueron calculados utilizando las fórmulas especificadas previamente.

- II. Exportación de resultados a Excel: Los resultados de energía inyectada, pérdidas técnicas y generación GD se exportaron a una hoja de cálculo en formato Excel para facilitar su validación, análisis comparativo y cálculo de indicadores. Esta etapa permitió organizar los datos por alimentador, mes y tipo de día, y aplicar el escalado mensual según la

composición real de días en 2024.

- III. Comparación con datos reales: A fin de validar los resultados se compararon los valores obtenidos en la simulación con los datos reportados oficialmente por Creluz-D, principalmente con los valores extraídos del archivo de Base de Datos Geográfica (BDG) que la distribuidora presentó ante la Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Este archivo contiene los valores oficiales de energía inyectada, generación distribuida, pérdidas totales, pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas, utilizados directamente en el cálculo de la energía entregada reportada.
- IV. Conclusiones del estudio: Tras obtener, procesar y comparar los resultados simulados con los datos reportados por Creluz-D para 2024, se dispone de una base cuantitativa para analizar el impacto de la generación distribuida en las pérdidas del sistema y, en consecuencia, formular las conclusiones del estudio.

4.4 CONVERSIÓN DE LA BDGD A FORMATO OPENDSS

La conversión de los archivos BDGD a formato OpenDSS se realizó utilizando la herramienta *BDGD2OpenDSS*. En el conversor se activaron dos configuraciones específicas: (i) `settings.intUsaTrafoABNT = True`, que utiliza las pérdidas de transformadores definidas en la norma ABNT NBR 5440, y (ii) `settings.intAdequarModeloCarga = 2`, que asigna el modelo 1 de carga (potencia constante) tanto para media como para baja tensión. La opción (i) se activó porque, en pruebas previas con esta configuración desactivada, las pérdidas técnicas obtenidas en la simulación resultaban excesivamente elevadas en todos los casos analizados. Al habilitar esta opción, las pérdidas de los transformadores se ajustan a valores técnicos realistas según la norma brasileña, lo que permite obtener resultados de pérdidas técnicas más coherentes con los reportados por la distribuidora. Todas las demás opciones del conversor se mantuvieron en sus valores predeterminados. Al finalizar el proceso, se obtuvieron 13 carpetas, cada una correspondiente a un alimentador específico del sistema de distribución. Cada carpeta contiene aproximadamente 122 archivos. La Figura 5 muestra las carpetas de archivos obtenidas tras la conversión.

Figura 5: Carpetas de archivos obtenida tras la conversión.

Nombre	Fecha de modificación	Tipo
1_3PAS_1	9/9/2025 12:03	Carpeta de archivos
1_ALPE_1	6/9/2025 19:05	Carpeta de archivos
1_BOES_1	6/9/2025 19:06	Carpeta de archivos
1_MIRA_1	6/9/2025 19:06	Carpeta de archivos
1_REDE2_1	6/9/2025 19:04	Carpeta de archivos
1_SE001_1	6/9/2025 19:04	Carpeta de archivos
2_PAL2_1	6/9/2025 19:05	Carpeta de archivos
17_SE001_1	6/9/2025 19:05	Carpeta de archivos
18_SE001_1	6/9/2025 19:06	Carpeta de archivos
22_SE001_1	6/9/2025 19:07	Carpeta de archivos
25_SE001_1	6/9/2025 19:08	Carpeta de archivos
30_SE001_1	6/9/2025 19:09	Carpeta de archivos
9718_9718_1	6/9/2025 19:10	Carpeta de archivos

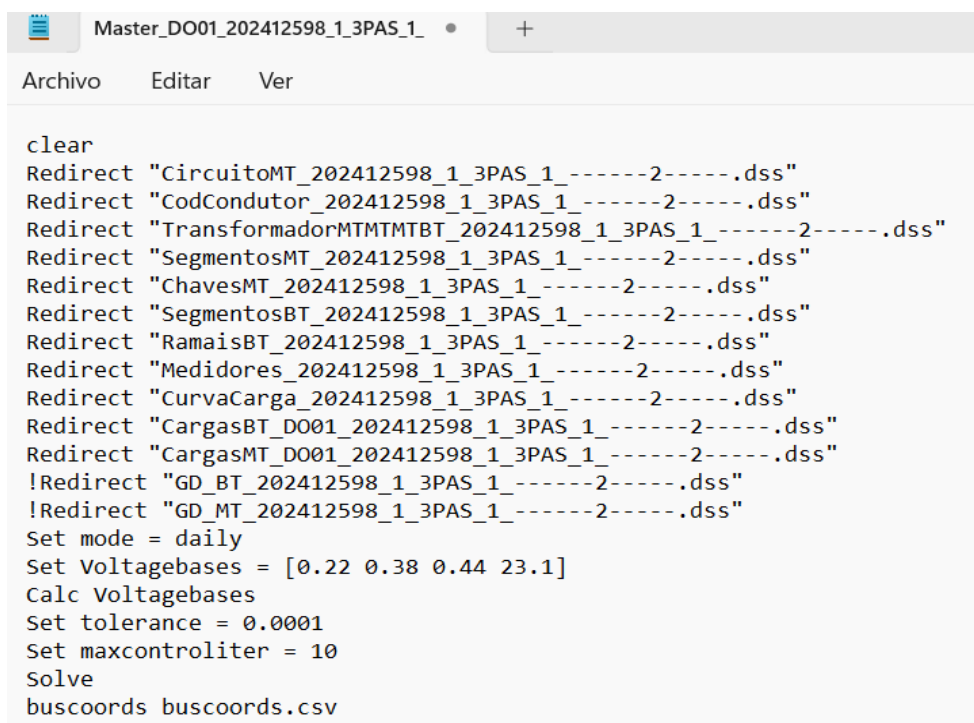
Fuente: Elaboración propia.

Dentro de las carpetas se encuentran los siguientes archivos que poseen las siguientes funciones específicas dentro del modelo OpenDSS:

- **CircuitoMT:** Crea un nuevo objeto de tipo *Circuit* para cada alimentador.
- **CodConductor:** Define los modelos de códigos de líneas.
- **ChavesMT:** Representa líneas cortas conmutadas (*switches*) que conectan dos buses (nodos).
- **CurvaCarga:** Define la variación de la carga a lo largo del tiempo mediante perfiles horarios de 24 puntos (uno por hora).
- **GD_BT y GD_MT:** Definen la generación distribuida tanto en baja tensión (BT) como en media tensión (MT).
- **CargasBT y CargasMT:** Contienen un total de 72 archivos que representan la definición de cargas en OpenDSS, distribuidos según tipo de día (domingos, días hábiles y sábados) y nivel de tensión (BT y MT). Cada archivo corresponde a un día representativo de cada mes.
- **Medidores:** Contiene los *energy meters* de referencia.
- **RamaisBT:** Define los ramales de baja tensión.
- **SegmentosBT y SegmentosMT:** Definen segmentos de líneas de distribución en baja y media tensión, respectivamente.
- **TransformadorMTMTMTBT:** Define los transformadores y sus conexiones en el circuito.
- **Master_:** Archivos maestros de simulación (468 en total para los 13 alimentadores). Cada alimentador cuenta con 36 archivos master, correspondientes a 12 domingos, 12 sábados y 12 días útiles (uno por cada mes). Inicialmente, los archivos de generación distribuida (GD_BT y GD_MT) se encuentran comentados para simular el escenario sin GD; posteriormente, se

descomentarán para evaluar el escenario CGD. En la Figura 6 se presenta un ejemplo de un archivo Master correspondiente al alimentador 1_3PAS_1. En este caso, el nombre 1_3PAS_1 deriva del campo CT_COD_OP, definido en el manual de la BDGD de la ANEEL como el “Código operacional del circuito en el segmento”, utilizado en las entidades geográficas de BT, MT y AT para identificar operacionalmente cada tramo de red. Este código sirve para distinguir circuitos cuando la designación usada en campo no coincide con el código único del sistema. Aunque el manual no desglosa el acrónimo, su uso permite inferir: CT (circuito), COD (código) y OP (operacional). En conjunto, funciona como el identificador operacional del alimentador (ANEEL — AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021a).

Figura 6: Ejemplo de archivo master.



```
clear
Redirect "CircuitoMT_202412598_1_3PAS_1_-----2-----,dss"
Redirect "CodConductor_202412598_1_3PAS_1_-----2-----,dss"
Redirect "TransformadorMTMTMTBT_202412598_1_3PAS_1_-----2-----,dss"
Redirect "SegmentosMT_202412598_1_3PAS_1_-----2-----,dss"
Redirect "ChavesMT_202412598_1_3PAS_1_-----2-----,dss"
Redirect "SegmentosBT_202412598_1_3PAS_1_-----2-----,dss"
Redirect "RamaisBT_202412598_1_3PAS_1_-----2-----,dss"
Redirect "Medidores_202412598_1_3PAS_1_-----2-----,dss"
Redirect "CurvaCarga_202412598_1_3PAS_1_-----2-----,dss"
Redirect "CargasBT_DO01_202412598_1_3PAS_1_-----2-----,dss"
Redirect "CargasMT_DO01_202412598_1_3PAS_1_-----2-----,dss"
!Redirect "GD_BT_202412598_1_3PAS_1_-----2-----,dss"
!Redirect "GD_MT_202412598_1_3PAS_1_-----2-----,dss"
Set mode = daily
Set Voltagebases = [0.22 0.38 0.44 23.1]
Calc Voltagebases
Set tolerance = 0.0001
Set maxcontroliter = 10
Solve
buscoords buscoords.csv
```

Fuente: Elaboración propia.

Este archivo no solo redirige a todos los archivos específicos del alimentador y del día representativo, sino que también incluye las configuraciones y comandos necesarios para la ejecución de la simulación en OpenDSS. Entre los elementos adicionales se destacan, Set mode = daily: Define el modo de simulación, indicando que se realizará un análisis diario. Set Voltagebases = [0.22 0.38 0.44 23.1] y Calc Voltagebases: Especifica las bases de voltaje del sistema y calcula los valores correspondientes para el circuito. Set tolerance = 0.0001: Establece la tolerancia de cálculo para la simulación. Set maxcontroliter = 10: Define el número máximo de iteraciones para los controles automáticos en la simulación. Buscoords: buscoords.csv: Importa las coordenadas de los nodos (buses) del sistema.

5 RESULTADOS

En esta sección se presentan los resultados del análisis sobre el impacto de la generación distribuida (GD). La sección se estructura en tres etapas principales: (i) se valida un modelo del escenario sin generación distribuida (SGD), comparando el resultado de las variables obtenidas con los datos reportados por la distribuidora para verificar y validar su precisión. (ii) Se simula un escenario con generación distribuida (CGD), evaluando su efecto sobre los flujos energéticos. (iii) Finalmente, se realiza una comparación directa entre ambos escenarios, analizando las diferencias porcentuales mensuales y anuales en cuatro variables clave: energía inyectada, pérdidas totales, pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas. Esta comparación permite cuantificar el impacto neto de la GD sobre la eficiencia y operación del sistema, apoyándose en gráficos que muestran la evolución mensual de estas variables en los escenarios SGD y CGD, junto con los valores reportados como referencia.

5.1 ESCENARIO SIN GENERACIÓN DISTRIBUIDA (SGD)

5.1.1 Energía inyectada y entregada

La tabla 2 resume en la comparación mensual entre la energía inyectada y entregada para los valores reportados y los obtenidos mediante el modelo SGD. Esta consolidación permite evaluar de forma rápida la precisión del modelo y la coherencia interna entre ambas magnitudes.

Tabla 2: Comparación de energía inyectada y entregada (SGD).

Mes	Energía inyectada (kWh)		Diferencia (%)	Energía Entregada (kWh)		Diferencia (%)
	Reportada	Simulada SGD		Reportada	Calculada SGD	
1 Enero	13.491.560	13.488.615,63	-0,02%	12.295.740	12.293.056,60	-0,02%
2 Febrero	14.159.870	14.052.248,33	-0,76%	12.922.000	12.823.786,72	-0,76%
3 Marzo	12.570.600	12.797.762,59	1,81%	11.372.550	11.578.062,70	1,81%
4 Abril	12.845.520	12.544.931,15	-2,34%	11.662.920	11.390.004,33	-2,34%
5 Mayo	12.261.950	12.504.556,29	1,98%	11.068.190	11.287.177,40	1,98%
6 Junio	11.860.310	11.630.624,77	-1,94%	10.699.710	10.492.500,80	-1,94%
7 Julio	11.990.220	11.680.010,27	-2,59%	10.791.360	10.512.167,05	-2,59%
8 Agosto	11.475.600	11.309.344,32	-1,45%	10.377.370	10.227.025,21	-1,45%
9 Septiembre	11.769.390	11.685.550,21	-0,71%	10.691.340	10.615.179,75	-0,71%
10 Octubre	12.588.170	12.069.049,92	-4,12%	11.451.810	10.979.551,96	-4,12%
11 Noviembre	14.633.190	13.923.955,27	-4,85%	13.425.930	12.775.208,19	-4,85%
12 Diciembre	13.612.770	14.276.512,98	4,88%	12.460.410	13.067.965,23	4,88%
Total anual	153.259.150	151.963.161,73	-0,85%	139.219.330	138.041.685,94	-0,85%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos reportados por la distribuidora y simulados.

El modelo SGD reproduce la energía inyectada con buena fidelidad, con un error relativo anual de -0,85%, una subestimación leve y aceptable para este tipo de sistemas. Los errores mensuales presentan una variación entre -4,85% (noviembre) y +4,88% (diciembre); aunque exceden el rango

típico de $\pm 3\%$, son episodios puntuales posiblemente ligados a condiciones operativas atípicas no capturadas por el modelo. En meses más estables, como enero ($-0,02\%$) y septiembre ($-0,71\%$), la concordancia entre valores observados y simulados es más cercana. La energía entregada calculada mediante el factor de escala mensual mantiene la coherencia con la inyección simulada y conserva el patrón estacional del caso reportado. A nivel anual, la diferencia entre ambos escenarios es también de $-0,85\%$, reflejando la misma tendencia de subestimación general. En conjunto, los resultados indican que el modelo se comporta de forma estable y consistente, con discrepancias puntuales pero sin comprometer la validez global del escenario SGD para el análisis posterior de pérdidas.

5.1.2 Pérdidas totales

Para evaluar la coherencia del modelo SGD en el cálculo de pérdidas totales, se compararon las pérdidas totales reportadas con las pérdidas totales obtenidas a partir de la energía inyectada simulada y la energía entregada previamente calculada. La Tabla 3 resume esta comparación mensual.

Tabla 3: Pérdidas totales del sistema SGD.

Mes	Pérdidas totales (kWh)		Diferencia (%)
	Reportada	Calculada SGD	
1	1.195.820	1.195.559,03	-0,02%
2	1.237.870	1.228.461,61	-0,76%
3	1.198.050	1.219.699,89	1,81%
4	1.182.600	1.154.926,82	-2,34%
5	1.193.760	1.217.378,89	1,98%
6	1.160.600	1.138.123,97	-1,94%
7	1.198.860	1.167.843,22	-2,59%
8	1.098.230	1.082.319,11	-1,45%
9	1.078.050	1.070.370,46	-0,71%
10	1.136.360	1.089.497,96	-4,12%
11	1.207.260	1.148.747,08	-4,85%
12	1.152.360	1.208.547,75	4,88%
Total anual	14.039.820	13.921.475,79	-0,84%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos reportados por la distribuidora y calculados.

El modelo presenta una fuerte consistencia global: el error anual es de $-0,84\%$, prácticamente igual al observado en la energía inyectada, lo que indica que el SGD replica adecuadamente el comportamiento agregado del sistema. Las variaciones mensuales siguen el mismo patrón que en las secciones anteriores, con diferencias moderadas y picos de desvío en octubre y noviembre, mientras que meses como enero y septiembre muestran una alta coincidencia con los valores reales.

Esta coincidencia en los porcentajes no es incidental. Dado que las pérdidas se calculan como la diferencia entre energía inyectada y entregada, cualquier desvío en estas magnitudes se refleja directamente en el resultado. Como la energía entregada fue ajustada mediante un factor de escala

mensual utilizando la energía entregada reportada y la energía inyectada reportada, la diferencia porcentual entre pérdidas reportadas y calculadas reproduce exactamente la misma tendencia. En conjunto el modelo puede utilizarse con seguridad como referencia para los análisis posteriores de las pérdidas del sistema.

Para profundizar en el comportamiento del sistema eléctrico bajo el escenario sin generación distribuida (SGD), se procede a desagregar las pérdidas totales en sus componentes técnico y no técnico. Las pérdidas técnicas se obtienen mediante simulación detallada en OpenDSS, utilizando la interfaz desarrollada para modelar el flujo de potencia y calcular las pérdidas asociadas a la resistencia de los elementos de la red, bajo las condiciones de carga y generación simuladas. Por su parte, las pérdidas no técnicas se determinan por diferencia entre las pérdidas totales calculadas (según la Ecuación 1) y las pérdidas técnicas simuladas, permitiendo identificar la porción de pérdidas atribuibles a factores como errores de medición, fraudes o ineficiencias administrativas. Este desglose es fundamental para establecer una base de referencia precisa antes de evaluar el impacto de la generación distribuida (CGD).

5.1.3 Pérdidas técnicas y no técnicas

La Tabla 4 muestra las pérdidas técnicas y no técnicas del escenario sin generación distribuida (SGD), comparando los valores reportados con los obtenidos mediante simulación. En este modelo, las pérdidas técnicas se obtienen directamente del simulador, mientras que las pérdidas no técnicas se calculan mediante la Ecuación (2), es decir, como la diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas técnicas simuladas. Esta integración permite evaluar simultáneamente la coherencia del modelo y la separación física entre ambos componentes de pérdida, garantizando que el balance energético se mantenga consistente en todo el período analizado.

El modelo estima 12.037.447,31 kWh de pérdidas anuales, lo que implica una sobreestimación del 2,28% respecto a los valores reportados. Este desvío es moderado y se mantiene dentro de lo esperable para un flujo de potencia que depende de parámetros eléctricos y perfiles de carga aproximados. Los mayores excesos se observan en diciembre (+14,67%) y julio (-5,03%), meses típicamente asociados a variaciones más pronunciadas de demanda. En contraste, abril y mayo presentan errores inferiores al 1%, lo que indica buena fidelidad del modelo bajo condiciones operativas estables, reflejando que los perfiles diarios de generación se mantuvieron similares en esos meses y que el escalado produjo resultados muy próximos a los valores reales.

Tabla 4: Comparación mensual de pérdidas técnicas y no técnicas, escenario SGD.

Mes	Pérdidas técnicas (kWh)		Diferencia (%)	Pérdidas no técnicas (kWh)		Diferencia (%)
	Reportada	Simulada SGD		Reportada	Calculadas SGD	
1	999.300	1.044.793,18	4,55%	196.520	150.765,85	-23,28%
2	1.033.480	1.049.119,22	1,51%	204.390	179.342,39	-12,25%
3	998.080	1.018.332,96	2,03%	199.970	201.366,93	0,70%
4	992.960	983.879,70	-0,91%	189.640	171.047,12	-9,80%
5	1.003.850	1.000.198,61	-0,36%	189.910	217.180,28	14,36%
6	980.560	958.636,03	-2,24%	180.040	179.487,94	-0,31%
7	1.018.210	967.031,34	-5,03%	180.650	200.811,88	11,16%
8	924.380	954.098,23	3,21%	173.850	128.220,88	-26,25%
9	898.380	953.486,30	6,13%	179.670	116.884,16	-34,95%
10	957.250	977.001,52	2,06%	179.110	112.496,44	-37,19%
11	1.019.000	1.048.275,79	2,87%	188.260	100.471,29	-46,63%
12	944.060	1.082.594,43	14,67%	208.300	125.953,32	-39,53%
Total anual	11.769.510	12.037.447,31	2,28%	2.270.310	1.884.028,48	-17,01%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos reportados por la distribuidora y simulados.

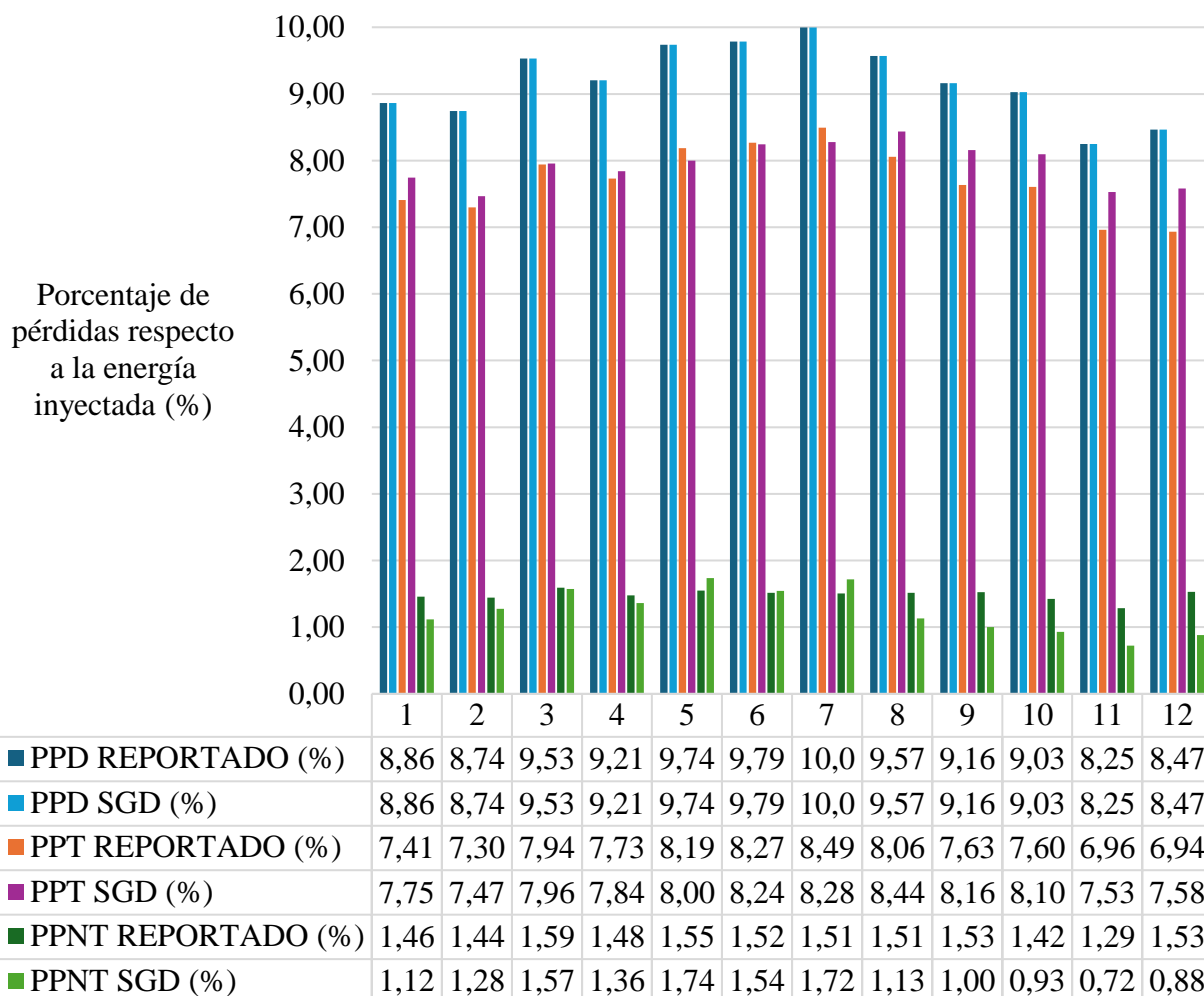
A partir de las pérdidas técnicas simuladas y de las pérdidas totales ya vistas en la sección previa, se obtienen las pérdidas no técnicas calculadas. A nivel anual, el modelo estima 1.884.028,48 kWh, lo que representa una subestimación del 17,01% respecto a los valores reportados. Esta diferencia surge directamente del ligero exceso en pérdidas técnicas: al aumentar la porción técnica del balance, la parte no técnica se reduce proporcionalmente. No se trata de un error metodológico, sino del comportamiento inherente a la Ecuación (2).

Los desvíos más significativos se concentran en la segunda mitad del año (-35% a -47%), lo que sugiere que el modelo podría estar asignando cargas algo superiores en períodos de alta demanda, incrementando las pérdidas técnicas simuladas. Por el contrario, meses como marzo (+0,70%) y junio (-0,31%) muestran alta adherencia a los valores reales. En conjunto, el modelo se comporta de forma coherente: las pérdidas técnicas responden a la física de la red y las no técnicas surgen del balance con las pérdidas totales.

5.1.4 Indicadores Prodist M7

Para analizar la evolución mensual de los indicadores del escenario SGD, la Figura 7 compara los porcentajes de pérdidas totales (PPD), técnicas (PPT) y no técnicas (PPNT) entre los valores reportados y los simulados. Esta visualización permite verificar la coherencia del modelo antes de contrastarlo con el escenario CGD.

Figura 7: Comparación de indicadores de pérdidas, reportado vs. SGD.

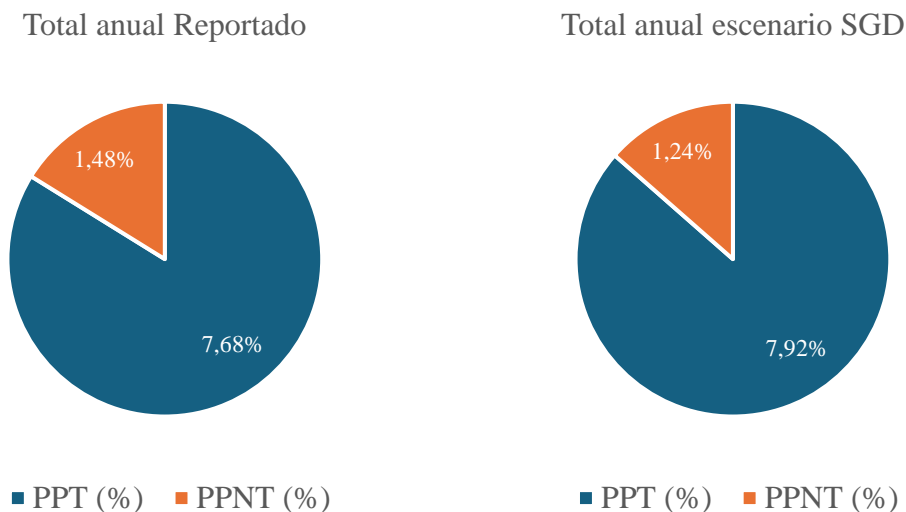


Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados obtenidos y datos reportados.

El PPD reportado y el PPD SGD coinciden exactamente, resultado esperado porque las pérdidas totales simuladas provienen del mismo balance energético aplicado en las Tablas 2 y 3. En el PPT se observa un leve incremento en el modelo SGD, sobre todo en el segundo semestre, lo que confirma la sobreestimación de pérdidas técnicas ya identificada en la Tabla 4. En consecuencia, el PPNT SGD calculado como diferencia entre PPD y PPT queda sistemáticamente por debajo del reportado, especialmente hacia fin de año, cuando cae a valores notablemente menores. Esto refleja que el modelo asigna una porción mayor de las pérdidas al componente técnico.

En la Figura 8 ilustra las pérdidas técnicas y no técnicas en ambos escenarios.

Figura 8: Distribución anual de las pérdidas, escenario SGD.



Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados obtenidos y datos reportados.

A nivel anual, el porcentaje de pérdidas en distribución (PPD) se mantiene idéntico entre el escenario reportado y el simulado SGD (9,16%). Sin embargo, se observa una redistribución significativa en la composición de las pérdidas: el componente técnico (PPT) aumenta ligeramente en el escenario SGD (7,92% vs 7,68%), mientras que el componente no técnico (PPNT) disminuye (1,24% vs 1,48%). El escenario SGD reproduce las pérdidas técnicas con base en parámetros físicos y flujos de potencia simulados, lo cual introduce diferencias frente a los valores operativos reportados, que incluyen correcciones, ajustes comerciales o compensaciones no representadas en el modelo. Por tanto, aunque el desglose obtenido es cercano al valor reportado, sigue estando sujeto a limitaciones inherentes a la representación simplificada de una red compleja, así como a posibles discrepancias en la carga asignada o en la topología modelada.

5.2 ESCENARIO CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA (CGD)

5.2.1 Energía inyectada y entregada

A continuación, en la tabla 5, se presenta la comparación mensual entre la energía inyectada y la energía entregada bajo los escenarios reportado y simulado con incorporación de generación distribuida (CGD). Esta tabla permite visualizar cómo cambia el comportamiento del sistema cuando parte de la demanda es cubierta localmente y no depende completamente de la red centralizada.

Tabla 5: Comparación de energía inyectada y entregada (CGD).

Mes	Energía inyectada (kWh)		Diferencia (%)	Energía Entregada (kWh)		Diferencia (%)
	Reportada	Simulada CGD		Reportada	Calculada CGD	
1 Enero	13.491.560	11.368.790,69	-15,73%	12.295.740	10.361.121,65	-15,73%
2 Febrero	14.159.870	11.946.387,65	-15,63%	12.922.000	10.902.022,49	-15,63%
3 Marzo	12.570.600	10.445.065,94	-16,91%	11.372.550	9.449.591,48	-16,91%
4 Abril	12.845.520	10.133.796,59	-21,11%	11.662.920	9.200.846,60	-21,11%
5 Mayo	12.261.950	9.911.970,33	-19,16%	11.068.190	8.946.992,19	-19,16%
6 Junio	11.860.310	9.072.695,78	-23,50%	10.699.710	8.184.879,97	-23,50%
7 Julio	11.990.220	9.089.817,38	-24,19%	10.791.360	8.180.958,45	-24,19%
8 Agosto	11.475.600	8.795.561,94	-23,35%	10.377.370	7.953.815,10	-23,35%
9 Septiembre	11.769.390	9.392.410,97	-20,20%	10.691.340	8.532.086,97	-20,20%
10 Octubre	12.588.170	9.843.045,20	-21,81%	11.451.810	8.954.493,26	-21,81%
11 Noviembre	14.633.190	11.878.420,38	-18,83%	13.425.930	10.898.432,98	-18,83%
12 Diciembre	13.612.770	12.257.600,67	-9,96%	12.460.410	11.219.959,64	-9,96%
Total anual	153.259.150	124.135.563,51	-19,00%	139.219.330	112.785.200,78	-19,00%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos reportados por la distribuidora y simulados.

La energía inyectada muestra una caída sistemática cuando se comparan los valores reportados con el escenario simulado bajo CGD. Ningún mes escapa a esta tendencia: todas las reducciones son negativas y oscilan entre el -9,96% de diciembre y el -24,19% de julio, con un promedio anual del -19,00%. Esto confirma que la generación distribuida desplaza de manera consistente la necesidad de inyección desde la red principal, reduciendo la demanda que debe ser atendida por el sistema centralizado. Los meses de mayor impacto junio, julio y agosto superan el -23%, lo que indica un peso particularmente alto de la autogeneración en ese periodo.

En cuanto a la energía entregada, la disminución mensual respecto al escenario CGD es igual de clara y totalmente consistente con la menor energía inyectada observada. Los valores calculados para el escenario CGD se mantienen por debajo de los reportados en todos los meses del año. La diferencia absoluta anual entre la energía entregada reportada (139.219.330,00 kWh) y la calculada para CGD (112.785.200,78 kWh) alcanza los 26.434.129,22 kWh, equivalente a una reducción de casi el 19%. Este comportamiento refleja de forma directa cómo la generación local disminuye la demanda neta sobre la red centralizada, reduciendo los volúmenes que deben ser efectivamente

suministrados en el nivel de distribución. Además, la aplicación del factor EE/EI mensual garantiza que esta reducción sea proporcional y físicamente coherente con los valores simulados de energía inyectada. Ambos resultados confirman que la incorporación de la GD altera de manera sustancial la dinámica de operación del sistema. La menor energía que se inyecta y la menor energía que finalmente debe entregarse se traducen en un alivio para la infraestructura de distribución, afectando la planificación, la gestión de carga y la evaluación de pérdidas. En síntesis: la generación distribuida no solo modifica los números, modifica la lógica con la que opera toda la red.

5.2.1.1 Energía inyectada por la generación distribuida

En la Tabla 6 se presenta la comparación mensual entre la energía total de la generación inyectada reportada (EIG Total Reportada) y la energía total de la generación inyectada obtenida mediante simulación (EIG Total Simulada), junto con sus diferencias porcentuales.

Tabla 6: Energía total de la generación inyectada (EIG Total).

Mes	EIG Reportada TOTAL (kWh)	EIG Simulada TOTAL (kWh)	Diferencia (%)
1	4.706.940	4.586.625,24	-2,56%
2	4.224.230	4.151.602,62	-1,72%
3	3.929.150	3.982.282,41	1,35%
4	3.982.350	3.993.640,34	0,28%
5	2.494.370	2.867.458,35	14,96%
6	3.514.390	3.630.035,41	3,29%
7	3.269.210	3.469.509,03	6,13%
8	3.998.410	4.036.097,43	0,94%
9	4.411.950	4.327.439,53	-1,92%
10	4.804.620	4.662.522,60	-2,96%
11	5.191.730	4.933.328,59	-4,98%
12	5.732.650	5.383.601,91	-6,09%
Total anual	50.260.000	50.024.143,48	-0,47%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos reportados y resultados del modelo.

La tabla 6 muestra que existen algunas discrepancias mensuales entre los valores de EIG. Los desvíos se mantienen en general dentro de un rango estrecho, con algunas excepciones puntuales como el incremento notable en mayo ($\approx 15\%$), pero sin afectar de forma crítica la coherencia global del modelo. La diferencia consolidada es de apenas $-0,47\%$, un error muy bajo para este tipo de comparación. En otras palabras, más allá de los altibajos mensuales, el modelo replica con buena fidelidad el comportamiento agregado de la energía inyectada total.

Con este panorama, el siguiente paso es desagregar el total en sus dos componentes principales

la energía inyectada por GD (EIGD) y la energía inyectada por generación propia (EIGP).

En la Tabla 7 se puede observar, mes a mes, cómo se comportan los valores reportados y los obtenidos por la simulación para la EIGD y la EIGP calculada como la diferencia entre la energía inyectada por la generación total simulada y la energía inyectada por la generación GD., junto con sus diferencias relativas.

Tabla 7: Comparación mensual entre EIGD y EIGP

Mes	EIGD Reportada (kWh)	EIGD Simulada (kWh)	Diferencia (%)	EIGP Reportada (kWh)	EIGP Calculada (kWh)	Diferencia (%)
1	1.923.900	2.362.922,58	22,82%	2.783.040	2.223.702,67	-20,10%
2	2.192.780	2.109.113,74	-3,82%	2.031.450	2.042.488,87	0,54%
3	1.636.060	2.112.877,84	29,14%	2.293.090	1.869.404,56	-18,48%
4	1.675.640	1.907.599,21	13,84%	2.306.710	2.086.041,12	-9,57%
5	1.158.170	1.854.498,32	60,12%	1.336.200	1.012.960,04	-24,19%
6	1.953.240	1.738.214,08	-11,01%	1.561.150	1.891.821,34	21,18%
7	1.379.480	1.829.493,85	32,62%	1.889.730	1.640.015,19	-13,21%
8	2.005.790	1.929.511,73	-3,80%	1.992.620	2.106.585,70	5,72%
9	2.466.660	2.000.357,73	-18,90%	1.945.290	2.327.081,80	19,63%
10	2.451.270	2.212.895,75	-9,72%	2.353.350	2.449.626,86	4,09%
11	3.107.880	2.258.468,40	-27,33%	2.083.850	2.674.860,19	28,36%
12	3.088.170	2.400.429,28	-22,27%	2.644.480	2.983.172,64	12,81%
Total anual	25.039.040	24.716.382,50	-1,29%	25.220.960	25.307.760,98	0,34%

Fuente: Elaboración propia con base en datos reportados y cálculos del modelo.

La desagregación entre EIGD y EIGP muestra con claridad que los desvíos mensuales dentro de cada componente son más pronunciados que en el total agregado. La EIGD presenta variaciones significativas, con meses en los que el modelo subestima y otros en los que sobreestima de forma considerable, como ocurre en mayo, donde se observa un incremento cercano al 60%. Este comportamiento podría estar relacionado con el elevado volumen de lluvias registrado ese mes en la región de Rio Grande do Sul durante el año 2024, lo que eventualmente podría haber influido en la generación real de energía fotovoltaica. Sin embargo, en el modelo esto no necesariamente se refleja, ya que los loadshapes generados en el proceso de conversión de los archivos BDG a OpenDSS probablemente no incorporan efectos asociados a condiciones climáticas puntuales ni están configurados para capturar ese tipo de variaciones. En términos consolidados, la EIGD finaliza el año con una diferencia de $-1,29\%$, mientras que la EIGP presenta un desvío de apenas $+0,34\%$. Estos resultados indican que, si bien los errores mensuales no son despreciables dentro de cada categoría, el modelo logra reproducir con buena precisión la distribución anual de la energía inyectada entre generación distribuida y generación propia.

5.2.2 Pérdidas totales

Para el caso CGD, las pérdidas totales se calcularon utilizando la ecuación (1), despejando el término PT a partir del valor simulado de energía inyectada y de la energía entregada obtenida mediante el factor de escala EE/EI previamente en la tabla 5.

Tabla 8: Pérdidas totales del sistema CGD (kWh).

Mes	Pérdidas totales (kWh)		Diferencia (%)
	Reportada	Calculada CGD	
1	1.195.820	1.007.669,04	-15,73%
2	1.237.870	1.044.365,16	-15,63%
3	1.198.050	995.474,46	-16,91%
4	1.182.600	932.950,00	-21,11%
5	1.193.760	964.978,14	-19,16%
6	1.160.600	887.815,81	-23,50%
7	1.198.860	908.858,92	-24,19%
8	1.098.230	841.746,84	-23,35%
9	1.078.050	860.324,00	-20,20%
10	1.136.360	888.551,94	-21,81%
11	1.207.260	979.987,40	-18,83%
12	1.152.360	1.037.641,03	-9,96%
Total anual	14.039.820	11.350.362,73	-19,16%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos reportados por la distribuidora y calculados.

El análisis de la Tabla 8 muestra una reducción consistente de las pérdidas totales. En todos los meses, las pérdidas calculadas son menores, con variaciones porcentuales que van de -9,96% (diciembre) a -24,19% (julio), y una reducción promedio anual del -19,16%. Esto refleja el efecto directo de la GD: al generar energía localmente, disminuye la energía que debe circular por la red y, en consecuencia, las pérdidas asociadas. En términos anuales, las pérdidas totales bajan de 14.039.820,00 kWh a 11.350.362,73 kWh, una reducción absoluta de 2.689.457,27 kWh. Esta disminución implica mejoras reales en eficiencia, menores costos operativos y reducción de emisiones vinculadas a la generación equivalente. En síntesis, la incorporación de GD no solo modifica los perfiles de inyección y demanda, sino que mejora de forma clara la eficiencia del sistema al reducir de manera sustancial las pérdidas totales. A continuación, se presenta el desglose de pérdidas para el caso CGD.

5.2.3 Pérdidas técnicas y no técnicas

En La Tabla 9 se presentan las pérdidas técnicas obtenidas mediante simulación en OpenDSS para el escenario con generación distribuida (CGD), contrastadas con los valores reportados por la distribuidora.

Tabla 9: Pérdidas técnicas y no técnicas, escenario CGD.

Mes	Pérdidas técnicas (kWh)		Diferencia (%)	Pérdidas no técnicas (kWh)		Diferencia (%)
	Reportada	Simulada CGD		Reportada	Calculadas CGD	
1	999.300	861.931,64	-13,75%	196.520	145.737,40	-25,84%
2	1.033.480	867.983,72	-16,01%	204.390	176.381,44	-13,70%
3	998.080	804.382,83	-19,41%	199.970	191.091,63	-4,44%
4	992.960	772.467,41	-22,21%	189.640	160.482,58	-15,38%
5	1.003.850	762.820,39	-24,01%	189.910	202.157,75	6,45%
6	980.560	720.591,85	-26,51%	180.040	167.223,96	-7,12%
7	1.018.210	723.429,82	-28,95%	180.650	185.429,10	2,65%
8	924.380	726.089,90	-21,45%	173.850	115.656,93	-33,47%
9	898.380	754.134,83	-16,06%	179.670	106.189,17	-40,90%
10	957.250	785.648,52	-17,93%	179.110	102.903,42	-42,55%
11	1.019.000	881.588,58	-13,48%	188.260	98.398,81	-47,73%
12	944.060	913.788,54	-3,21%	208.300	123.852,49	-40,54%
Total anual	11.769.510	9.574.858,04	-18,65%	2.270.310	1.775.504,69	-21,79%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos reportados por la distribuidora y simulados.

Las pérdidas técnicas muestran una disminución consistente en el escenario con generación distribuida (CGD) durante todos los meses del año. Las reducciones mensuales oscilan entre aproximadamente $-3,21\%$ y $-28,95\%$, alcanzando un descenso anual del $-18,65\%$. Este comportamiento confirma que la GD modifica favorablemente los flujos de potencia, reduciendo las corrientes en los tramos más cargados y, por lo tanto, minimizando las pérdidas por efecto Joule en conductores y transformadores. En términos globales, las pérdidas técnicas pasan de 11.769.510,00 kWh (reportadas) a 9.574.858,04 kWh (CGD), lo que implica una reducción absoluta de más de 2 GWh en el año. Esta diferencia refleja mejoras directas en la eficiencia operativa: menor demanda sobre la red, alivio en líneas y transformadores, y mejoras gracias a la cercanía energética resultante de la inyección local.

Por su parte, las pérdidas no técnicas presentan un comportamiento más variable. Aunque la mayoría de los meses muestran reducciones importantes bajo CGD incluyendo valores superiores al 40% desde agosto hasta diciembre, también se registran aumentos puntuales como el $+6,45\%$ de mayo. Esto ocurre porque este componente se obtiene por diferencia, por lo que cualquier subestimación en las pérdidas técnicas simuladas se traslada automáticamente como incremento residual en las pérdidas no técnicas. A nivel anual, las pérdidas no técnicas bajan de 2.270.310,00 kWh a 1.775.504,69 kWh, con una disminución del $-21,79\%$. Sin embargo, parte de esta reducción puede estar influenciada por el propio método de cálculo y por limitaciones en la representación de flujos bidireccionales y perfiles reales de carga, lo que exige cautela al interpretar el descenso como una mejora directa en fraudes o errores de medición.

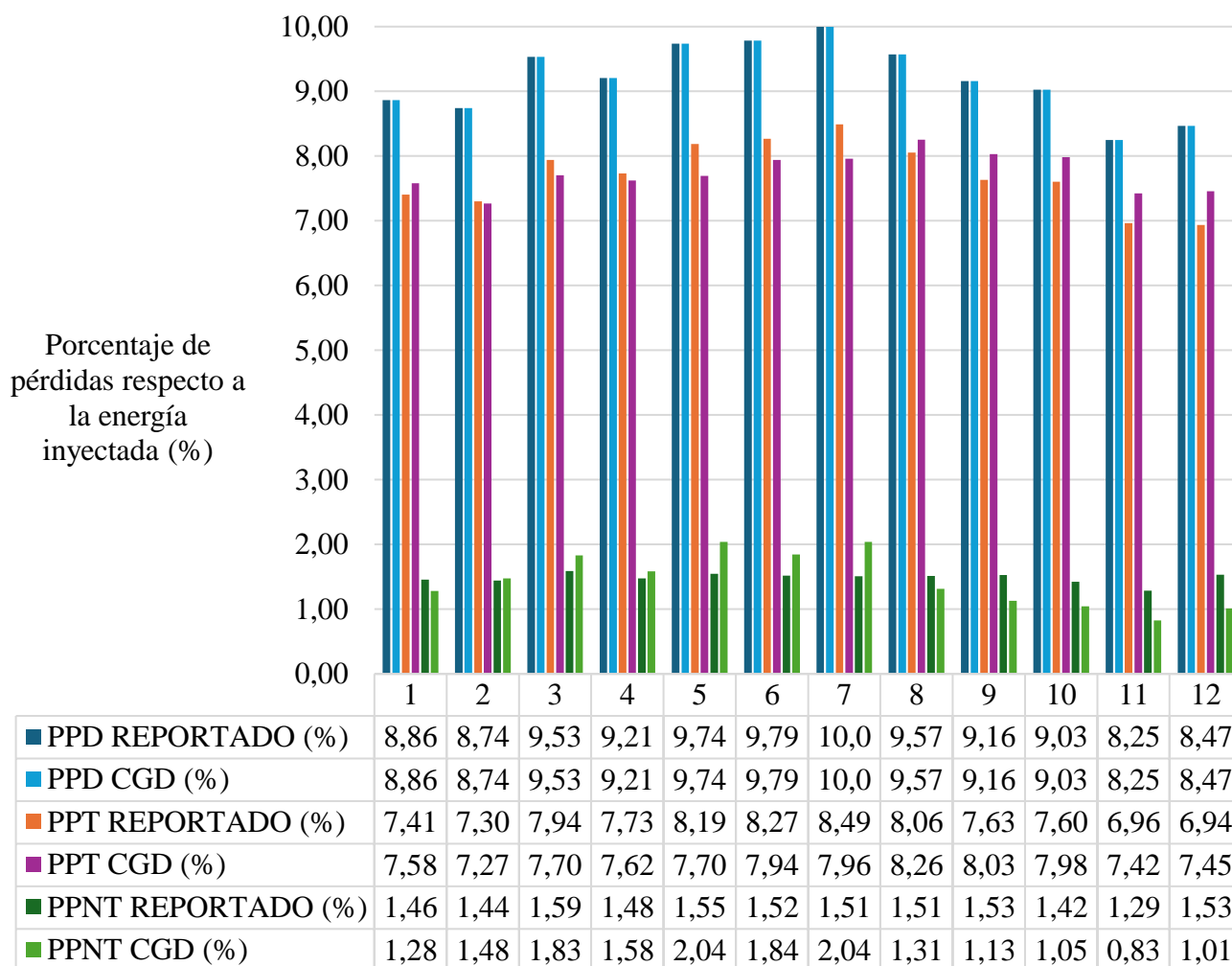
En conjunto, los resultados muestran que la generación distribuida reduce de forma clara las

pérdidas técnicas y altera la distribución del componente no técnico, haciendo más sensible el balance energético a la calidad de datos y a la fidelidad del modelo. Esto evidencia tanto los beneficios operativos de la GD como la necesidad de mediciones más precisas y modelos mejor ajustados para representar adecuadamente su impacto en la red.

5.2.4 Indicadores Prodist M7

De manera similar al escenario SGD a continuación, se presentan los indicadores Prodist M7 para el caso CGD, con el fin de evaluar el impacto de la generación distribuida sobre la eficiencia del sistema desde una perspectiva porcentual. La Figura 9 muestra la evolución mensual de los indicadores de pérdidas en distribución (PPD), pérdidas técnicas (PPT) y pérdidas no técnicas (PPNT), calculados a partir de los valores simulados bajo la presencia de GD.

Figura 9: Comparación de indicadores de pérdidas, reportado vs. CGD.



Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados obtenidos y datos reportados.

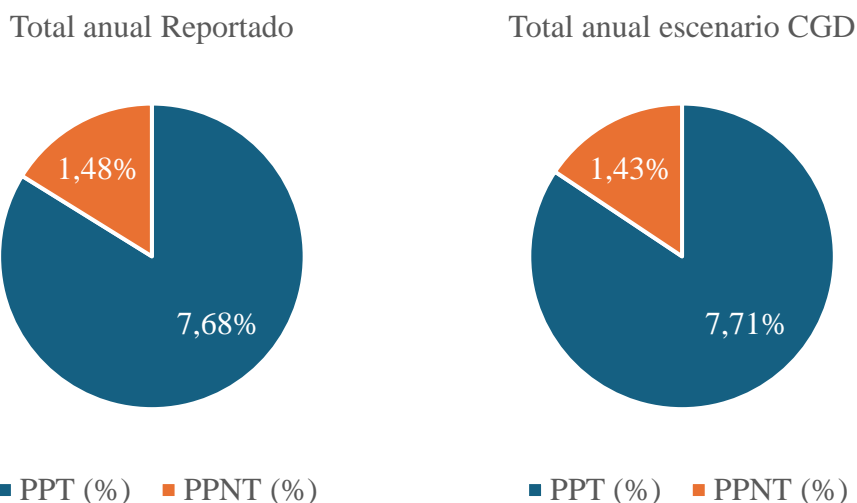
En el escenario con generación distribuida, el PPD se mantiene idéntico al reportado, pero el

PPT presenta incrementos moderados en varios meses. Esto ocurre porque, aunque las pérdidas técnicas disminuyen en términos absolutos, la energía inyectada bajo CGD es menor, lo que hace que la proporción de pérdidas técnicas respecto al total gestionado sea relativamente mayor en ciertos periodos. En otras palabras, la reducción de pérdidas no acompaña en igual medida la caída de la energía inyectada, elevando el porcentaje final.

El PPNT, por su parte, exhibe mayor variabilidad bajo CGD. Aunque las pérdidas no técnicas no varían directamente por efecto de la GD, su estimación por diferencia introduce variabilidad debido a cambios en las pérdidas técnicas simuladas, su proporción aumenta cuando la energía inyectada es baja como entre mayo y julio y disminuye cuando la generación distribuida se intensifica hacia fin de año. Este comportamiento no refleja un cambio real en la magnitud de las pérdidas no técnicas, sino un efecto proporcional: al reducirse el volumen de energía gestionada, el PPNT se amplifica, y cuando ese volumen aumenta, se diluye. Esto ocurre porque el PPNT es un porcentaje, no una cantidad de energía. Si la energía inyectada disminuye, el “total” contra el que se compara también se hace más pequeño. Entonces, aunque las pérdidas no técnicas se mantengan casi iguales en kWh, al dividirlos entre un volumen menor de energía, el porcentaje sube.

En la Figura 10 se puede ver un gráfico las pérdidas técnicas y no técnicas en el escenario reportado y el escenario CGD.

Figura 10: Distribución anual de las pérdidas, escenario CGD.



Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados obtenidos y datos reportados.

A nivel anual, el porcentaje de pérdidas en distribución (PPD) en el escenario con generación distribuida (CGD) se mantiene igual al valor reportado (9,16%). Se observa un ajuste en la composición interna de dichas pérdidas: el componente técnico (PPT) experimenta un ligero aumento (7,71% frente a 7,68%), mientras que el componente no técnico (PPNT) disminuye marginalmente

(1,43% vs 1,48%). Esta redistribución sugiere que la incorporación de generación distribuida influye localmente en los flujos de potencia, lo cual puede incidir en las pérdidas técnicas. El modelo CGD refleja estas variaciones, aunque no captura completamente ciertos factores operativos o comerciales implícitos en los valores reportados, como ajustes post-medición o errores de facturación. En consecuencia, si bien los resultados simulados son consistentes con la realidad medida a nivel agregado, presentan pequeñas desviaciones en el desglose que subrayan las limitaciones del modelo respecto a la complejidad del sistema real.

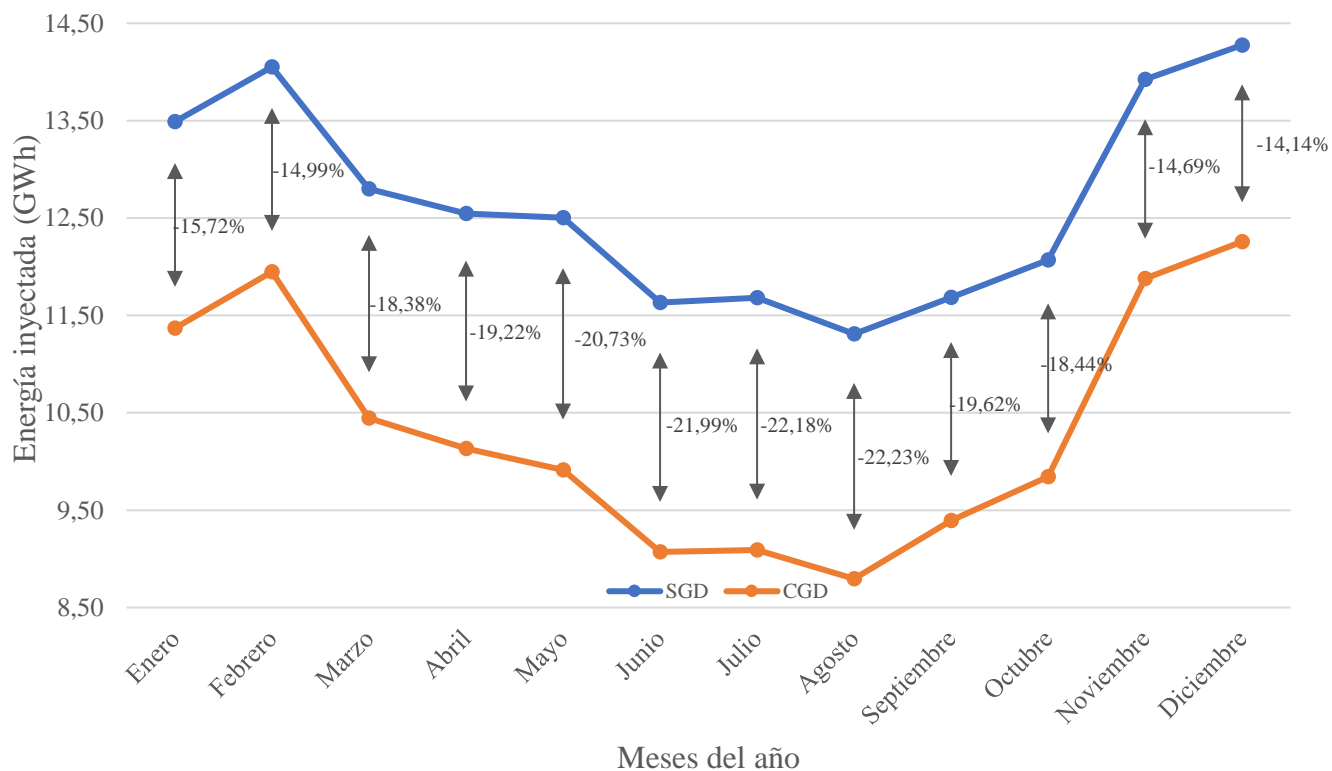
5.3 COMPARACIÓN ENTRE ESCENARIOS SGD Y CGD

A continuación, se presenta la comparación entre los escenarios SGD y CGD, mediante gráficos que muestran la evolución mensual de la energía inyectada, las pérdidas totales, técnicas y no técnicas, y los indicadores PRODIST M7, evidenciando el impacto de la generación distribuida en el comportamiento del sistema de distribución.

5.3.1 Energía inyectada

En la figura 11 se presenta la comparación de la energía inyectada a la red bajo los escenarios reportado, SGD y CGD.

Figura 11: Evolución mensual de la energía inyectada SGD vs CGD.



Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados obtenidos y datos reportados.

Como se observa en la figura 11, la energía inyectada en el escenario CGD es sistemáticamente inferior a la del escenario SGD en todos los meses del año, lo que refleja una reducción significativa en la demanda neta inyectada desde el sistema central. Esta diferencia se debe a que, en el escenario CGD, parte de la energía consumida localmente es generada in situ, disminuyendo así la necesidad de inyección desde la red principal.

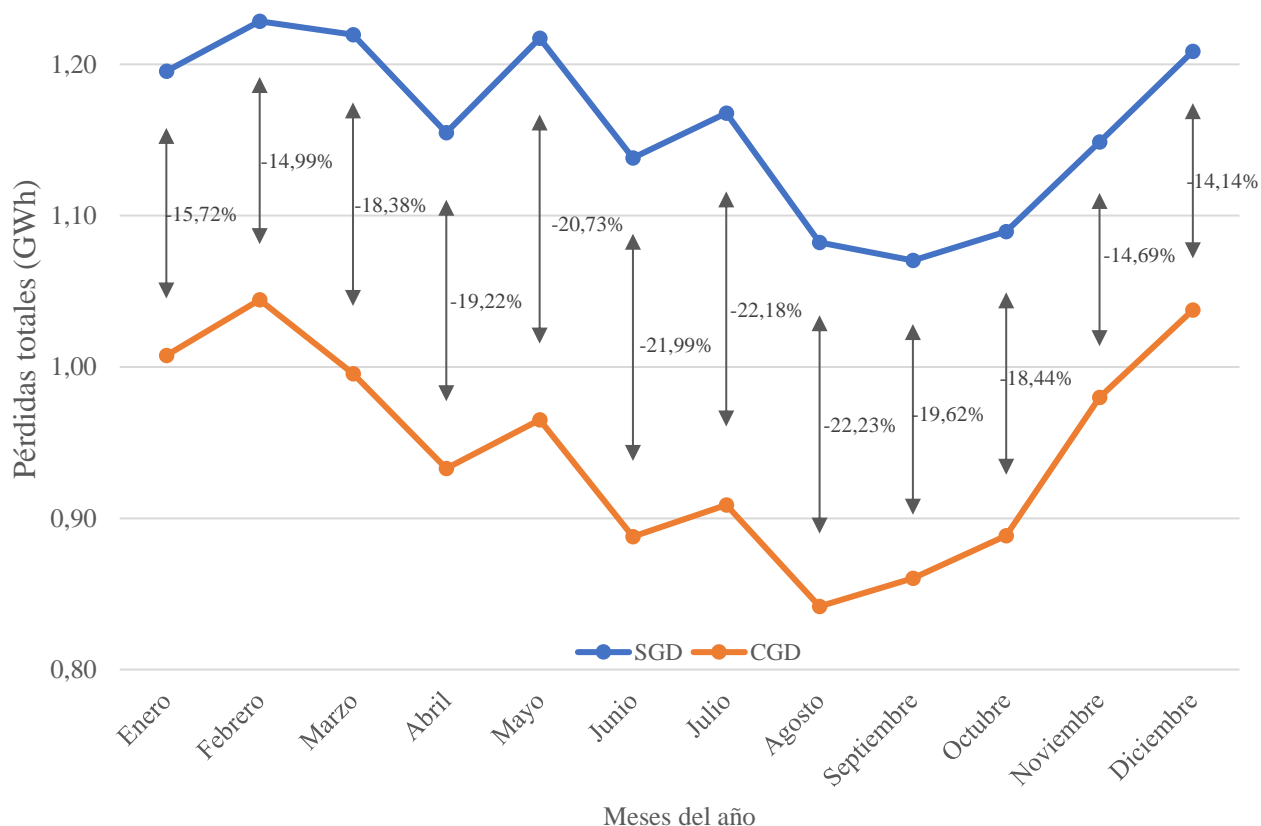
En todos los meses, la incorporación de GD reduce la energía inyectada, con diferencias porcentuales que van del 14 % al 22 %. Las mayores caídas se presentan en los meses de invierno (junio a agosto), alcanzando un 22,23 % en agosto, mientras que en los meses de verano la reducción es menor, cercana al 14 %. Esto indica que la presencia de generación distribuida disminuye de manera constante la cantidad de energía que llega a la red.

Esta reducción se explica principalmente por el aumento del autoconsumo: durante los meses con mayor demanda residencial, la energía generada localmente se consume directamente, limitando la energía inyectada a la red. En contraste, en meses de menor demanda, aunque la generación distribuida sigue presente, su efecto relativo sobre la energía inyectada es menor. En resumen, el escenario CGD evidencia un impacto claro de la generación distribuida sobre la operación de la red, especialmente en periodos de alta demanda estacional. Por tanto, este resultado resalta la importancia de considerar la correlación entre perfiles de carga y generación distribuida al evaluar su impacto en los sistemas de distribución. Más allá de la cantidad total de energía generada, la efectividad de la GD para reducir flujos en la red depende críticamente de su alineación con los patrones de consumo.

5.3.2 Pérdidas totales

La Figura 12 presenta la comparación mensual de las pérdidas totales en el sistema de distribución bajo dos escenarios, los calculados en el escenario sin generación distribuida (SGD) y los calculados con generación distribuida (CGD).

Figura 12: Evolución mensual de las pérdidas totales.



Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados obtenidos.

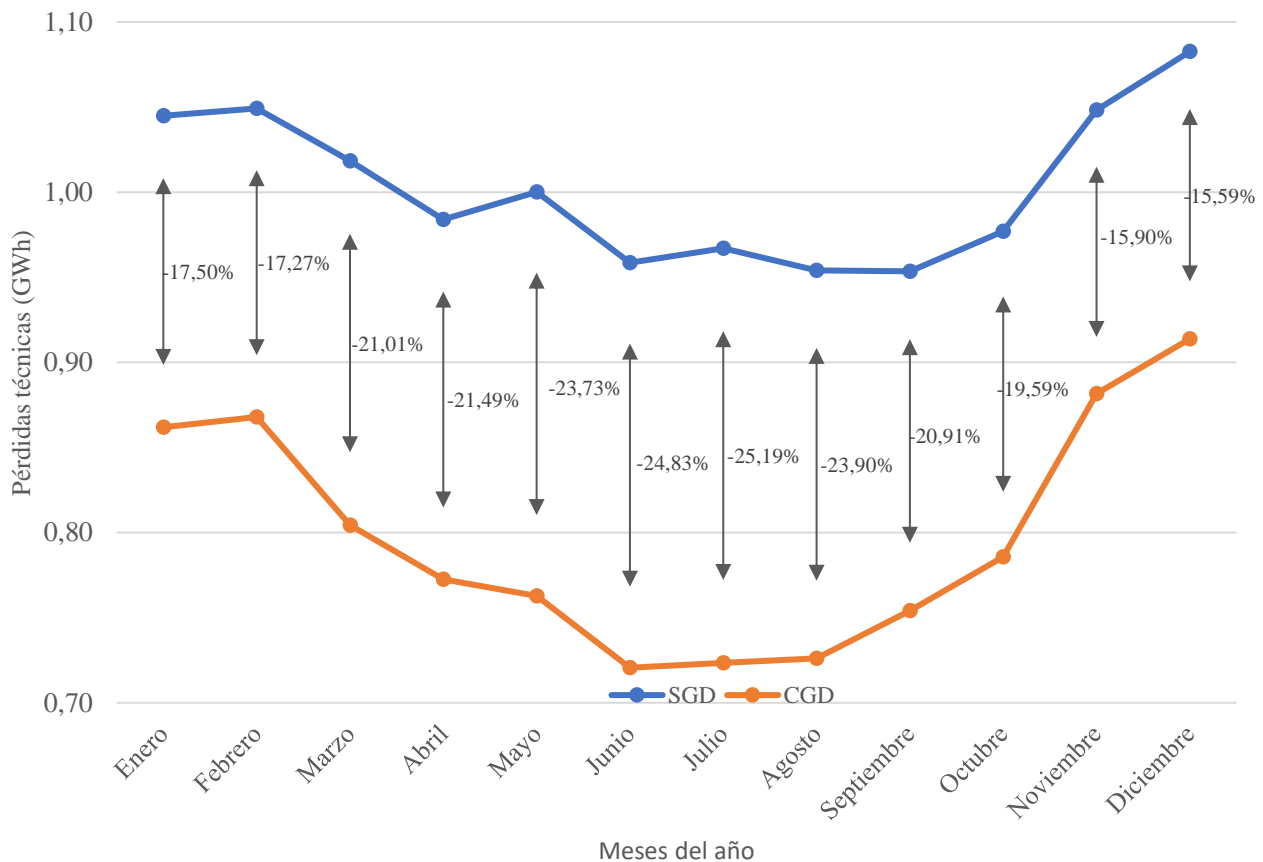
El análisis de las pérdidas totales en los escenarios SGD Y CGD evidencia un efecto claro y consistente de la generación distribuida sobre la eficiencia del sistema. En el escenario con generación distribuida (CGD), las pérdidas anuales se reducen en un 18,47 % respecto al caso sin generación (SGD), manteniendo una tendencia descendente mes a mes. La reducción relativa más alta se observa en agosto (–22,23 %). Esto confirma que la generación distribuida no solo alivia la carga sobre el sistema principal, sino que además disminuye los flujos de potencia a través de las líneas, reduciendo consecuentemente las pérdidas eléctricas. El comportamiento mensual sugiere que la magnitud de la reducción depende de la interacción entre la generación local y la demanda en cada periodo, reforzando la idea de que la GD es más efectiva cuando su producción coincide con los picos de consumo en el nivel de baja tensión. En conjunto, estos resultados evidencian una mejora sustancial en la eficiencia operativa del sistema al incorporar generación distribuida.

5.3.3 Pérdidas técnicas y no técnicas

La Figura 13 presenta la comparación mensual de las pérdidas técnicas en el sistema de distribución bajo tres condiciones: los valores reportados por la distribuidora, los calculados en el escenario sin

generación distribuida (SGD) y los calculados con generación distribuida (CGD).

Figura 13: Evolución mensual de las pérdidas técnicas.



Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados obtenidos.

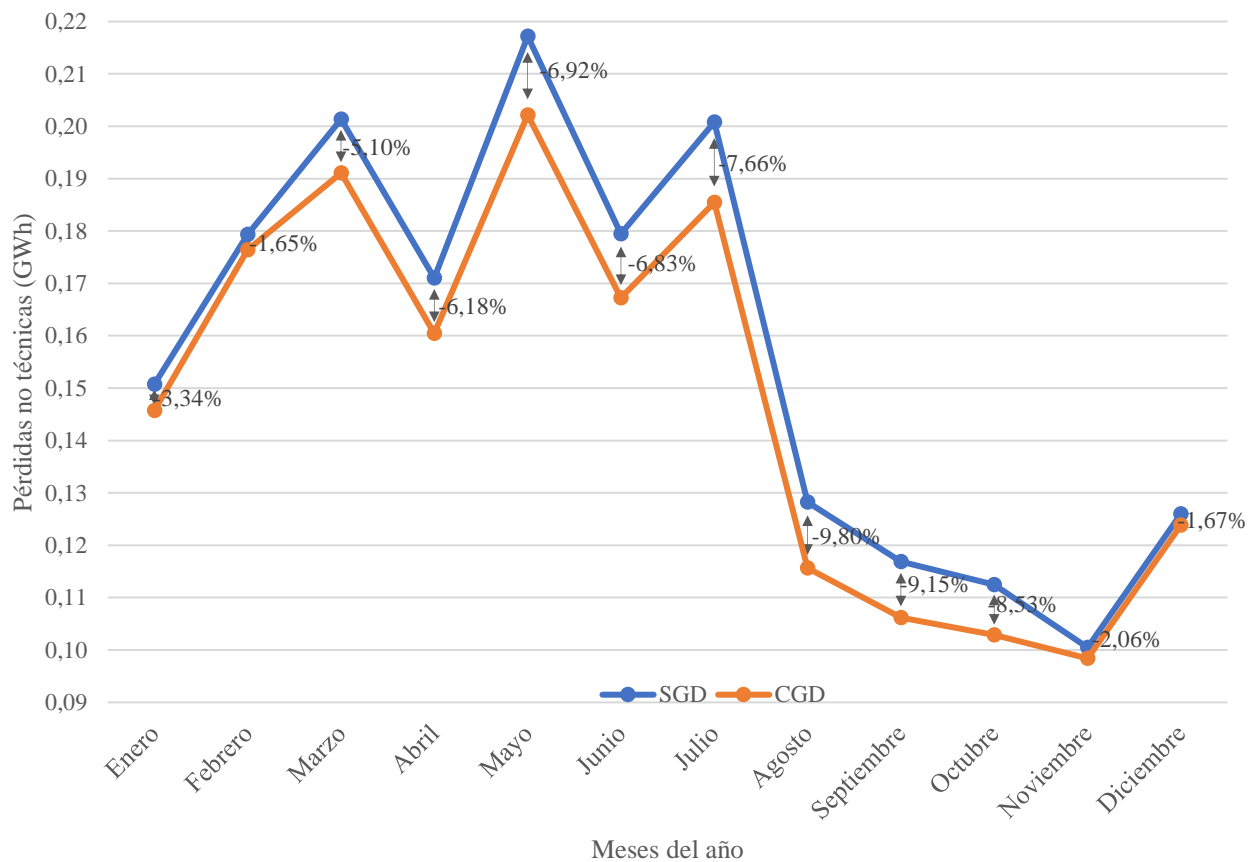
El comportamiento de las pérdidas técnicas simuladas en los escenarios SGD y CGD muestra una tendencia coherente con lo esperado desde el punto de vista eléctrico. Esta disminución es consecuencia directa de la inyección local de energía, que reduce los flujos de potencia desde la subestación y, por tanto, las pérdidas asociadas al efecto Joule en las líneas de distribución. Además, las diferencias más marcadas se observan en los meses de mayor carga. En conjunto, los resultados confirman que la inclusión de generación distribuida mejora la eficiencia técnica de la red, alineándose con el comportamiento esperado y validando la consistencia del modelo de simulación.

Los resultados evidencian una reducción promedio anual del 20,46 % en las pérdidas técnicas al incorporar generación distribuida, lo que confirma su efecto positivo en la eficiencia del sistema. Las mayores reducciones se concentran entre mayo y agosto, alcanzando valores superiores al 24 %. Hacia fin de año, la disminución relativa se modera, aunque las pérdidas en el escenario CGD permanecen consistentemente por debajo de las del SGD.

La Figura 14 muestra la comparación mensual de las pérdidas no técnicas en el sistema de

distribución considerando los tres escenarios de estudio.

Figura 14: Evolución mensual de las pérdidas no técnicas.



Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados obtenidos.

La figura 14 de pérdidas no técnicas evidencia una tendencia general de reducción en el escenario con generación distribuida (CGD) respecto al escenario sin generación (SGD). Aunque las variaciones mensuales no son tan marcadas como en el caso de las pérdidas técnicas, se observa una disminución sostenida durante la mayor parte del año, especialmente entre agosto y octubre, donde las diferencias son más notorias. Este comportamiento sugiere que la incorporación de generación fotovoltaica contribuye a estabilizar los flujos energéticos y a reducir el volumen de energía expuesto a posibles desbalances o irregularidades, generando una mejora global en la consistencia del sistema de distribución.

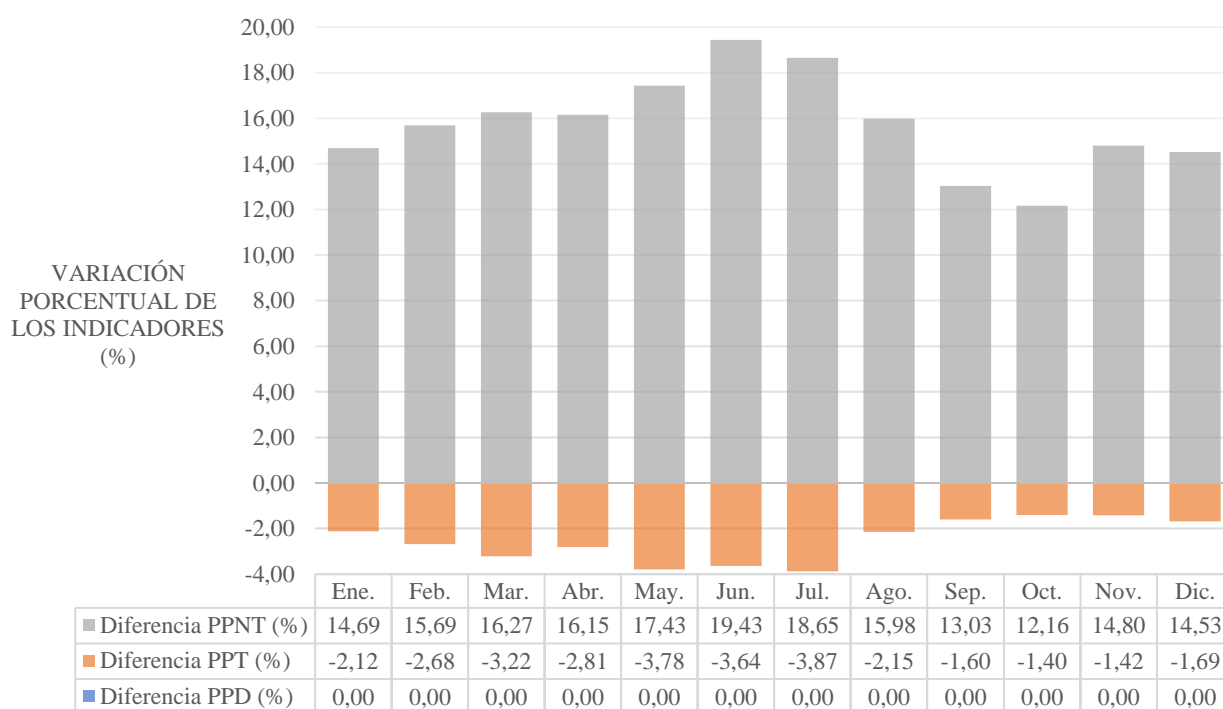
Los resultados muestran una reducción promedio anual del 5,76 %, con máximos cercanos al -10 % durante los meses de mayor reducción en la energía inyectada desde la subestación. Si bien el impacto porcentual es menor que en las pérdidas técnicas, la tendencia constante a la baja confirma que la presencia de GD favorece un funcionamiento más equilibrado y controlado del sistema, al reducir los flujos de energía que transitan por los puntos más susceptibles a pérdidas no técnicas.

No obstante, lo ideal sería que las pérdidas no técnicas no se vean afectadas significativamente por la incorporación de generación distribuida, ya que este tipo de pérdidas está asociado principalmente a factores externos al comportamiento eléctrico del sistema, como errores de medición, conexiones irregulares o diferencias administrativas. En consecuencia, una variación apreciable, como la observada, podría deberse a limitaciones inherentes a la metodología de estimación o a la redistribución de los flujos eléctricos simulados en el escenario CGD, que modifica los balances energéticos globales. Este comportamiento resalta la necesidad de refinar los modelos de simulación para separar con mayor claridad los efectos puramente técnicos de aquellos vinculados a irregularidades no técnicas, asegurando así una interpretación más precisa del impacto real de la generación distribuida sobre las pérdidas del sistema.

5.3.4 Indicadores Prodist M7

En la Figura 15 se comparan las variaciones porcentuales mensuales de los tres indicadores clave calculados en el presente trabajo: la Diferencia PPNT (%), la Diferencia PPT (%) y la Diferencia PPD (%). Este gráfico permite visualizar de manera clara y comparativa cómo han evolucionado estos indicadores a lo largo del año. Cada barra del gráfico representa un mes y está compuesta por tres segmentos coloreados que corresponden a cada uno de los indicadores: (i) Gris claro (Diferencia PPNT %), (ii) Naranja (Diferencia PPT %) y (iii) Azul (Diferencia PPD %).

Figura 15: Variación Porcentual Mensual de los Indicadores PPNT, PPT y PPD



Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados obtenidos.

La Figura 15 revela que el PPD (azul) permanece invariable en todos los meses, ya que se calcula como la relación entre las pérdidas totales y la energía inyectada, y ambos escenarios (SGD y CGD) están vinculados mediante el mismo factor de escala derivado de los datos reportados. El componente dominante de la variación es el PPNT (gris claro), que exhibe incrementos positivos consistentes y significativos a lo largo del año, oscilando entre 12,16% en octubre y 19,43% en junio. Este comportamiento no indica un aumento real de las pérdidas no técnicas, sino un efecto proporcional: al reducirse drásticamente la energía inyectada total en el escenario CGD (promedio - 19%), la misma cantidad de pérdidas no técnicas representa una fracción mayor del total gestionado. En contraste, el PPT (naranja) muestra variaciones negativas moderadas, evidenciando una ligera mejora relativa en la eficiencia técnica, aunque insuficiente para compensar el efecto del PPNT. Esta dinámica confirma que la incorporación de GD altera fundamentalmente la composición porcentual de las pérdidas, más que sus valores absolutos. Por tanto, para evaluar el verdadero impacto operativo y de eficiencia de la generación distribuida, es crucial interpretar estos indicadores con cautela, priorizando siempre el análisis de las magnitudes absolutas (kWh) sobre las porcentuales, ya que estas últimas pueden generar una percepción distorsionada del desempeño real de la red.

CONCLUSIONES

Este trabajo analizó el impacto de la generación fotovoltaica en las pérdidas técnicas y no técnicas de un sistema de distribución real, usando a la Creluz-D en 2024 como caso de estudio. Mediante una metodología que integra datos BDGD, su conversión a OpenDSS y una interfaz en Python para simulación diaria, escalado anual, se compararon dos escenarios clave: sin generación distribuida (SGD) y con generación distribuida (CGD), donde esta última incluye los sistemas de generación fotovoltaica conectados en media y baja tensión. Los resultados cuantifican el efecto de la GFV, aunque revelan limitaciones en la estimación de pérdidas no técnicas.

Los hallazgos confirman que la GFV reduce significativamente las pérdidas técnicas. Al comparar SGD y CGD, se observó una disminución anual promedio del 20,46 %, con picos superiores al 28 % en julio. Este comportamiento es físicamente esperado, coherente con la teoría de flujos de potencia y observado en todos los meses: la inyección local de energía en baja y media tensión reduce los flujos netos desde las subestaciones, disminuyendo así las pérdidas eléctricas por efecto Joule en conductores y transformadores. Adicionalmente, la energía inyectada se redujo un 19,00 % anual, evidenciando un alivio operativo en la red.

No obstante, los resultados para pérdidas no técnicas requieren interpretación cuidadosa. Aunque se observa una reducción promedio del 5,76 % entre SGD y CGD, esta variación no refleja necesariamente una mejora real en fraudes, conexiones ilegales o errores de medición. Más bien estas pérdidas no técnicas se calculan indirectamente como la diferencia entre las pérdidas totales fijadas mediante escalamiento a partir de datos oficiales y las pérdidas técnicas obtenidas mediante simulación. Cualquier sesgo en estas últimas se traslada directamente al componente no técnico. Esto explica fluctuaciones extremas, como la subestimación del 46,63 % en noviembre bajo SGD, y variaciones en CGD, incluyendo el incremento del 6,45 % en el mes de mayo, posiblemente por sobrestimación de generación simulada.

El modelo SGD mostró una buena coherencia global, con un error anual de apenas $-0,85$ % en la energía inyectada, lo que valida su uso como referencia. Sin embargo, presentó desviaciones mensuales fuera del rango típico de ± 3 %, especialmente en noviembre y diciembre, lo que limita su precisión en condiciones operativas extremas, como alta demanda o baja irradiación. Además, la sobreestimación del 2,28 % en pérdidas técnicas anuales sugiere una tendencia conservadora, influida por cargas constantes y la norma ABNT en transformadores. Estas simplificaciones, junto con perfiles típicos por tipo de día, limitan la representación de flujos bidireccionales y eventos climáticos.

A pesar de ello, se cumplieron todos los objetivos: procesamiento de BDGD, automatización de simulaciones, cálculo de indicadores PRODIST M7 (PPD, PPT, PPNT) y validación del modelo.

La metodología es replicable y efectiva para análisis agregados, ofreciendo evidencia del beneficio técnico de la GFV.

En síntesis, la GFV mejora claramente la eficiencia técnica al reducir pérdidas y aliviar flujos. Sin embargo, su impacto en pérdidas no técnicas no es directo, y las reducciones aparentes pueden estar sesgadas por la metodología. Futuros estudios deben estimar pérdidas no técnicas de forma independiente y mejorar la granularidad de los perfiles.

A partir de estos hallazgos, se proponen los siguientes trabajos futuros:

- (i) Cálculo del IPTS (Porcentaje de Pérdidas Técnicas por Segmento), lo que requiere estimar la energía pasante (EP) y pérdidas por segmento (PTS) para identificar zonas críticas de la red.
- (ii) Mejora del proceso BDGD–OpenDSS mediante rutinas de validación automática que depuren inconsistencias topológicas o de parámetros, asegurando una representación más fiel del sistema.
- (iii) Ampliación de escenarios con distintos niveles de penetración de GD, almacenamiento distribuido y control activo de voltaje, para evaluar impactos integrales en eficiencia, estabilidad y confiabilidad.
- (iv) Estudio comparativo entre múltiples concesionarias con diferentes perfiles de carga, urbanización y penetración de GD, para generalizar conclusiones y orientar políticas regulatorias adaptadas a contextos regionales específicos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA ESTADO. **Perdas totais de energia em 2023 equivalem a R\$ 28,8 bilhões, diz Aneel.** 2024. Disponível em: <https://www.opovo.com.br/noticias/economia/2024/07/18/perdas-totais-de-energia-em-2023-equivalem-a-rs-288-bilhoes-diz-aneel.html>. Acesso em: 6 nov. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **ANEEL divulga relatório sobre perdas de energia elétrica na distribuição.** 2024. Disponível em: https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/aneel-divulga-relatorio-sobre-perdas-de-energia-eletrica-na-distribuicao?utm_source Acesso em: 6 nov. 2025.

ANEEL — AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Manual de Instruções da Base de Dados Geográfica da Distribuidora.** . [S.l: s.n.], 2021a. Disponível em: <https://dadosabertos-aneel.opendata.arcgis.com/documents/f0d5c43ac67d4f5eb2ddffa4589501b2/explore>. Acesso em: 14 nov. 2025.

ANEEL — AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL-PRODIST MÓDULO 7-CÁLCULO DE PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO.** . [S.l: s.n.], 2021b. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_6.pdf. Acesso em: 19 set. 2025.

ASSUNÇÃO DE SOUZA, J. P., KLOCK FERREIRA, J., ESTEVES MENDES CAMPOS, G. "Uso do OpenDSS em Aplicações Reais para Concessionárias de Energia". 10 dez. 2020. **Anais [...]** [S.l.], Sociedade Brasileira de Automatica, 10 dez. 2020. Disponível em: https://www.sba.org.br/open_journal_systems/index.php/cba/article/view/1582. Acesso em: 3 out. 2025.

ASSUNÇÃO, J., SCHUTZE, A. **Developing Brazil's Market for Distributed Solar Generation.** . [S.l: s.n.], 2017. Disponível em: https://www.climatepolicyinitiative.org/wp-content/uploads/2017/10/Working_Paper_-_Distributed_Solar_Photovoltaic_Generation_in_Brazil.pdf?utm_source. Acesso em: 6 nov. 2025.

AUTOSOLAR. **¿Qué significa una instalación fotovoltaica con conexión a red?** 2025. Disponível em: <https://autosolar.es/aspectos-tecnicos/que-significa-una-instalacion-fotovoltaica-con-conexion-a-red>. Acesso em: 28 set. 2025.

BARBOZA LEAL, G. "Análise de Sistemas de Distribuição no OpenDSS", 2016. Disponível em: <https://dspace.sti.ufcg.edu.br/handle/riufcg/18642>. Acesso em: 3 out. 2025.

BIAZZI, R. R., BECKER, E., BERNARDON, D. P., *et al.* **TECHNICAL AND NONTECHNICAL LOSS ESTIMATION USING REAL-TIME ACCESS TO DISTRIBUTION SYSTEM.** . [S.l: s.n.], 2021. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9692292>. Acesso em: 3 out. 2025.

CLARO BÁEZ, J. P. **Modelado y simulación de Smart Grid con OpenDSS y Matlab.** . [S.l: s.n.], 2016. Disponível em: <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/91009/fichero/TFG+Modelado+y+simulaci%C3%B3n+de+SmartGrid+con+OpenDSS+y+Matlab.+JUAN+PABLO+CLARO+B%C3%81EZ.pdf>. Acesso em: 3 out. 2025.

CYME. **Herramientas de análisis y planificación confiables para mejorar el desempeño de la**

red. . [S.l: s.n.], 2014. Disponível em: <https://hbse.cl/assets/uploads/2016/03/BR917045ES-Distribucion.pdf>. Acesso em: 4 out. 2025.

DACODES.ACADEMY. **El Lenguaje de Programación que Impulsa el Futuro de la Tecnología**. 2025. Disponível em: https://academy.dacodes.com/blog/el-lenguaje-de-programaci%C3%B3n-que-impulsa-el-futuro-de-la-tecnolog%C3%ADa?utm_source. Acesso em: 28 set. 2025.

DE SOUSA, J. **ESTÁGIO INTEGRADO-ENERGISA PARAÍBA**. . [S.l: s.n.], 2018. Disponível em: <https://dspace.sti.ufcg.edu.br/handle/riufcg/20462?mode=full>. Acesso em: 3 out. 2025.

DSS-EXTENSIONS CONTRIBUTORS. **DSS-Extensions**. 2024a. Disponível em: <https://dss-extensions.org/index.html>. Acesso em: 19 set. 2025.

DSS-EXTENSIONS CONTRIBUTORS. **OpenDSSDirect.py - Getting Started**. 2024b. Disponível em: <https://dss-extensions.org/OpenDSSDirect.py/notebooks/GettingStarted.html>. Acesso em: 19 set. 2025.

DUGAN, R. C., MONTENEGRO, D. **Reference Guide The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)**. . [S.l: s.n.], 2021. Disponível em: <https://sourceforge.net/projects/electricdss/files/OpenDSS/OpenDSSManual.pdf/download>. Acesso em: 19 set. 2025.

EMATEC. **Topología de una red de distribución eléctrica: Todo lo que debes saber**. 25 jun. 2024. Disponível em: <https://ematec.cl/topologia-de-una-red-de-distribucion-electrica/>? Acesso em: 6 set. 2025.

ENERGIA Y SOCIEDAD. **El autoconsumo no siempre reduce las pérdidas en la red de distribución**. 2016. Disponível em: <https://www.energiaysociedad.es/boletin/el-autoconsumo-no-siempre-reduce-las-perdidas-en-la-red-de-distribucion/#:~:text=Entre%20las%20distintas%20ventajas%20que,la%20red%20comienzan%20a%20incrementarse>. Acesso em: 27 set. 2025.

FIGENER. **Software: DIGSILENT PowerFactory**. 2024. Disponível em: <https://www.figener.com.br/es/software-digsilent-powerfactory/>. Acesso em: 4 out. 2025.

FOX IOT. **Análise do Relatório de Perdas na Distribuição ANEEL 2024**. 11 out. 2024. Disponível em: https://foxiot.com.br/pt_br/relatorio-de-perdas-aneel-2024/. Acesso em: 17 ago. 2025.

GEHRKE, P., CRICIÉLE CASTRO MARTINS. "Análise das perdas técnicas através da criação de um novo modelo considerando a inserção de geradores distribuídos fotovoltaicos", **Revista Brasileira de Energia**, v. 28, n. 4, 16 fev. 2023. Disponível em: <https://sbpe.org.br/index.php/rbe/article/view/760/546>. Acesso em: 3 out. 2025.

GRIDLAB-D. **The Next-Generation Simulation Software**. 2023. Disponível em: <https://www.gridlabd.org/>. Acesso em: 4 out. 2025.

LANES, A., ROSSONI, A. **FERRAMENTA COMPUTACIONAL PARA MODELAGEM DE ALIMENTADORES REAIS DE DISTRIBUIÇÃO NO OPENDSS**. . [S.l: s.n.], 2018. Disponível em: https://repositorio.ufsm.br/bitstream/handle/1/30662/submission-92792-702526-field_submission_abstract_file2.pdf?sequence=1&isAllowed=y. Acesso em: 3 out. 2025.

LIMA, R. **Estágio Supervisionado-Energisa PB**. . [S.l: s.n.], 2014. Disponível em: <https://dspace.sti.ufcg.edu.br/handle/riufcg/19730>. Acesso em: 3 out. 2025.

NAVARRO, G. **LA EFICIENCIA EN LAS REDES: NIVELES DE PÉRDIDAS Y REDUCCIÓN DE FRAUDE ENERGÉTICO**. . [S.l: s.n.], 2006. Disponível em: <https://www.ariae.org/sites/default/files/2017-05/La%20eficiencia%20en%20las%20redes%20niveles%20de%20p%C3%A9rdidas%20y%20reducci%C3%B3n%20de%20fraude%20energ%C3%A9tico.pdf>. Acesso em: 17 set. 2025.

OLIVIA CHU. **El impacto de la generación de energía fotovoltaica conectada a la red en la calidad y las soluciones de la energía**. 2024. Disponível em: <https://es.acrel-electric.com.ar/news/the-impact-of-grid-connected-photovoltaic-power-generation-on-power-quality-and-solutions>. Acesso em: 28 set. 2025.

PEREIRA, E., ARINO SULITA BARBOSA, EULER HENRIQUES TEIXEIRA, *et al.* **Cálculo de Perdas Técnicas por meio do Software OpenDSS - Experiência Cemig D**. . [S.l: s.n.], 2016. Disponível em: https://www.academia.edu/29834598/C%C3%A1culo_de_Perdas_T%C3%A9nicas_por_meio_do_Software_OpenDSS_Experi%C3%Aancia_Cemig_D. Acesso em: 3 out. 2025.

RENATO, O., MEZA, J., CANTÚ GUTIÉRREZ, P. V., *et al.* **PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA EN UNA RED ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN**. . [S.l: s.n.], 2021. Disponível em: <https://mdi.uanl.mx/index.php/revista/article/download/259/216/428>. Acesso em: 16 set. 2025.

SMITH, T. B. "Electricity theft: A comparative analysis", **Energy Policy**, v. 32, n. 18, p. 2067–2076, dez. 2004. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421503001824>. Acesso em: 30 out. 2025.

SUELO SOLAR. **¿Cómo se clasifican las pérdidas de la energía eléctrica?** 14 out. 2016. Disponível em: <https://suelosolar.com/noticias/energia/espana/14-10-2016/como-se-clasifican-perdidas-energia-electrica>. Acesso em: 17 set. 2025.

SURIEL CABRERA, S. I. "Impacto de la Generación Distribuida en Redes de Media Tensión Desequilibradas", 2018. Disponível em: <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/71209/fichero/TFM-1209-SURIEL.pdf>. Acesso em: 3 out. 2025.

TURAN GÖNEN. **Electric Power Distribution Engineering**. . [S.l: s.n.], 2014. Disponível em: https://api.pageplace.de/preview/DT0400.9781482207057_A35203368/preview-9781482207057_A35203368.pdf. Acesso em: 6 set. 2025.

UZUM, B., ONEN, A., HASANIEN, H. M., *et al.* "Rooftop Solar PV Penetration Impacts on Distribution Network and Further Growth Factors—A Comprehensive Review", 2020. Disponível em: <https://www.mdpi.com/2079-9292/10/1/55/pdf>. Acesso em: 30 out. 2025.

VASCONCELOS, F. **Geração, transmissão e distribuição de energia elétrica**. . [S.l: s.n.], 2017. Disponível em: https://cm-cls-content.s3.amazonaws.com/201702/INTERATIVAS_2_0/GERACAO_TRANSMISSAO_E_DISTR

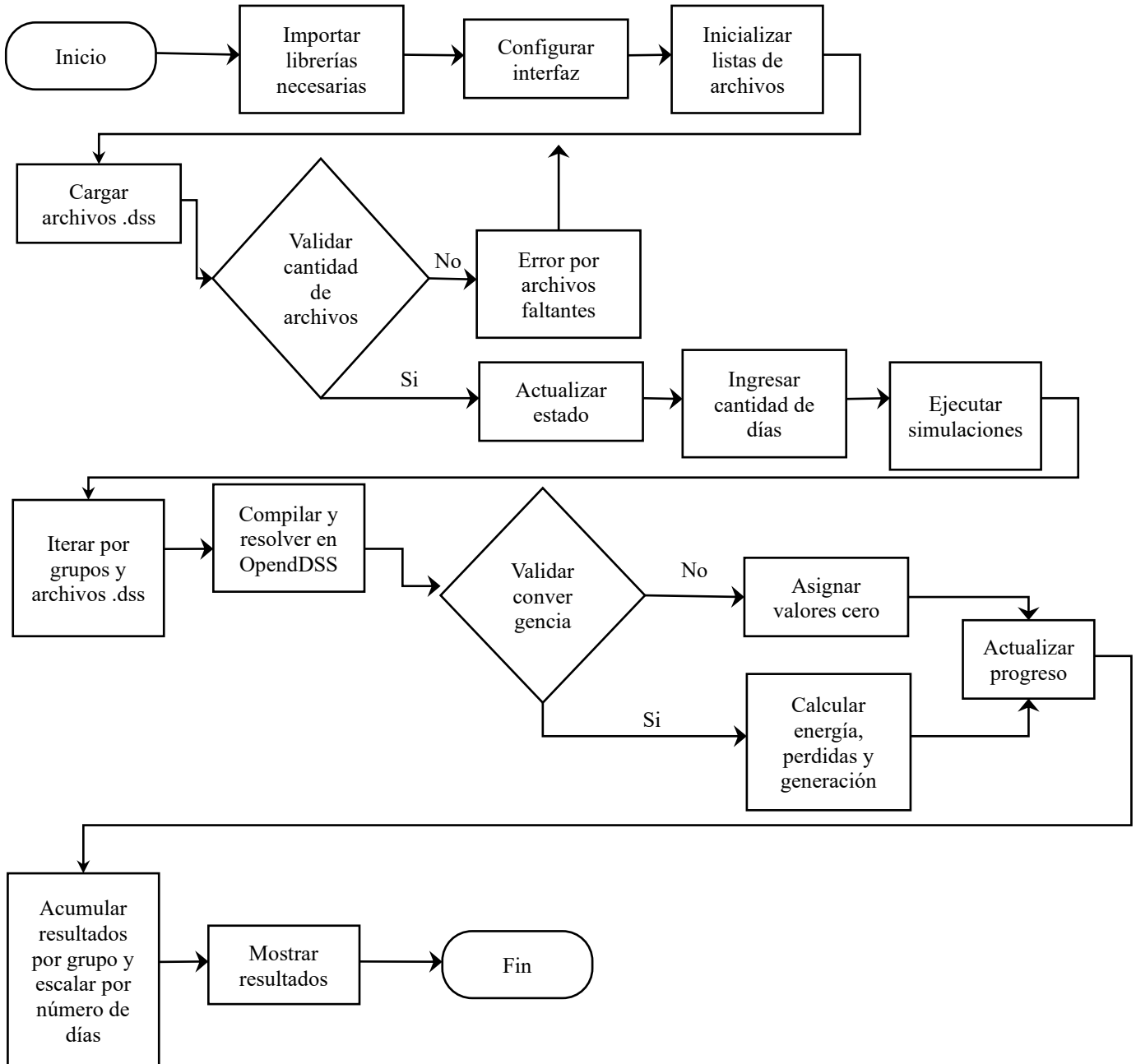
IBUICAO_DE_ENERGIA_ELETRICA/U1/LIVRO_UNICO.pdf. Acesso em: 29 set. 2025.

APÉNDICE

APÉNDICE A – DIAGRAMA DE FLUJO DEL CÓDIGO IMPLEMENTADO

En la Figura 16 se presenta el diagrama de flujo correspondiente al código implementado.

Figura 16: Diagrama de flujo del código implementado.



Fuente: Elaboración propia.

El proceso comienza con la inicialización del sistema, etapa en la cual se importan las bibliotecas y dependencias necesarias para el funcionamiento del entorno, incluyendo las herramientas de procesamiento, control de interfaz y comunicación con el motor de simulación OpenDSS. De manera simultánea, se realiza la configuración de la interfaz gráfica de usuario (GUI), que servirá como medio interactivo para la selección de archivos, monitoreo del progreso y visualización de resultados. En esta fase también se inicializan las estructuras de datos que

almacenarán la información correspondiente a los distintos tipos de días (domingo, día útil y sábado), estableciendo las listas y contenedores donde se registrarán los archivos asociados a cada categoría.

Posteriormente, el sistema procede a la carga de los archivos .dss, que representan los modelos eléctricos a ser simulados. La carga se organiza por grupos, de acuerdo con la clasificación del tipo de día, lo cual permite mantener la coherencia entre las condiciones operativas y los perfiles de demanda o generación representados en cada caso. Una vez seleccionados los archivos, se ejecuta una validación rigurosa de la cantidad y consistencia de los archivos cargados. Si se detecta alguna discrepancia (por ejemplo, un número insuficiente de archivos o una nomenclatura incorrecta) el sistema genera un mensaje de error e interrumpe la ejecución hasta que el usuario corrija la situación. Cuando los archivos han sido validados exitosamente, el sistema actualiza su estado interno y solicita al usuario que ingrese la cantidad de días representativos para cada tipo de jornada. Este valor es esencial, ya que se utilizará más adelante para escalar los resultados energéticos, garantizando que las magnitudes calculadas reflejen de manera proporcional el comportamiento mensual o anual del sistema de distribución.

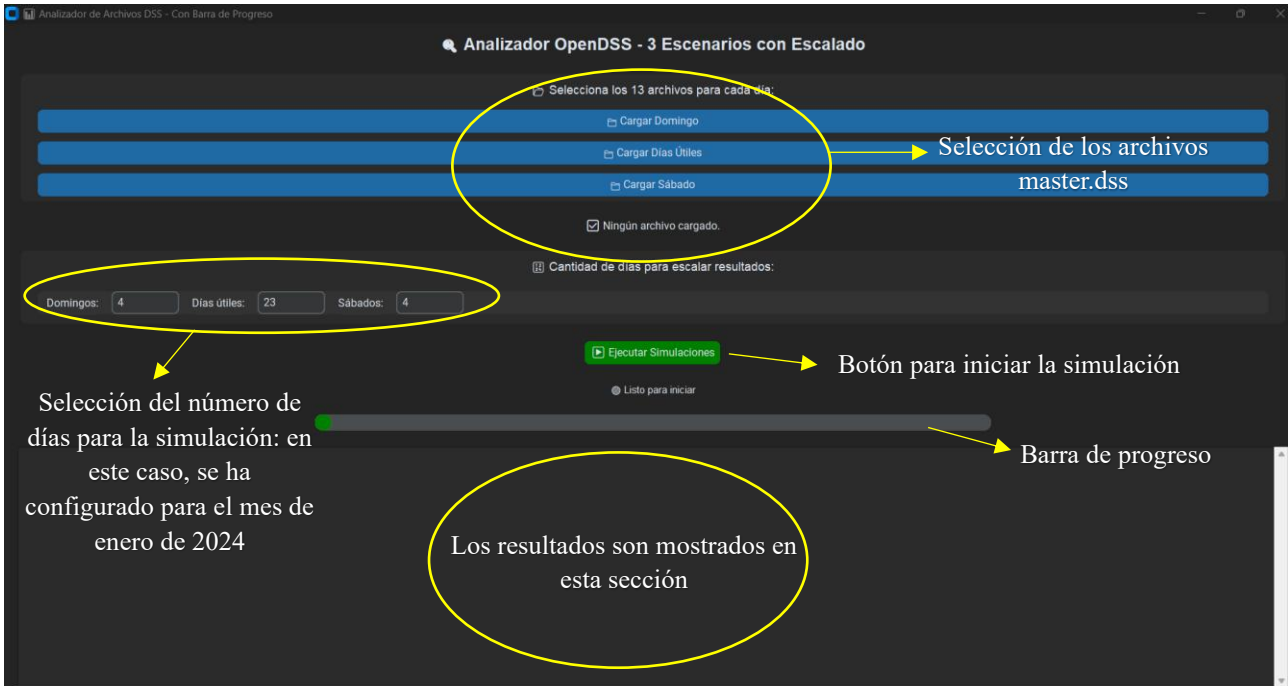
Con los parámetros definidos, se inicia la fase de ejecución de simulaciones, en la cual el sistema itera por cada grupo de días y por cada archivo dentro del grupo, compilando y resolviendo los modelos eléctricos en el entorno de OpenDSS. Durante esta etapa, se verifica en cada iteración la convergencia numérica del modelo. Si el proceso de resolución no alcanza la convergencia, el sistema asigna valores nulos o de referencia cero a los indicadores correspondientes, evitando distorsiones en los resultados globales. En los casos en que se logra la convergencia, se procede a calcular los indicadores eléctricos principales, tales como la energía inyectada a la red, las pérdidas técnicas y la energía generada por fuentes distribuidas. Paralelamente, se actualiza el progreso del proceso de forma continua, permitiendo al usuario monitorear visualmente el avance de las simulaciones.

Finalmente, los resultados individuales de cada simulación se acumulan por grupo de días, y posteriormente se escalan por el número total de días representativos definidos al inicio del proceso, obteniendo así un panorama completo del comportamiento del sistema en el periodo de análisis. En la etapa final, los resultados procesados se presentan en la interfaz gráfica en un formato estructurado que facilitan la interpretación de los valores calculados. Una vez mostrados los resultados consolidados, el sistema concluye su ejecución, dejando disponible la información para su análisis técnico o exportación a otros formatos.

A continuación, en la figura 17 se puede ver una captura de pantalla del inicio de la interfaz del Analizador OpenDSS. Esta vista muestra los controles iniciales para configurar una simulación: la selección de archivos .dss para cada tipo de día (domingo, días útiles y sábado), la definición del

número de días por categoría (configurada aquí para enero de 2024: 4 domingos, 23 días útiles y 4 sábados), y el botón “Ejecutar Simulaciones” para iniciar el proceso. También se observa una barra de progreso que indica el estado de la ejecución. Posteriormente, se mostrará la interfaz funcionando con este caso específico, aplicando el escenario SGD a los datos de enero de 2024.

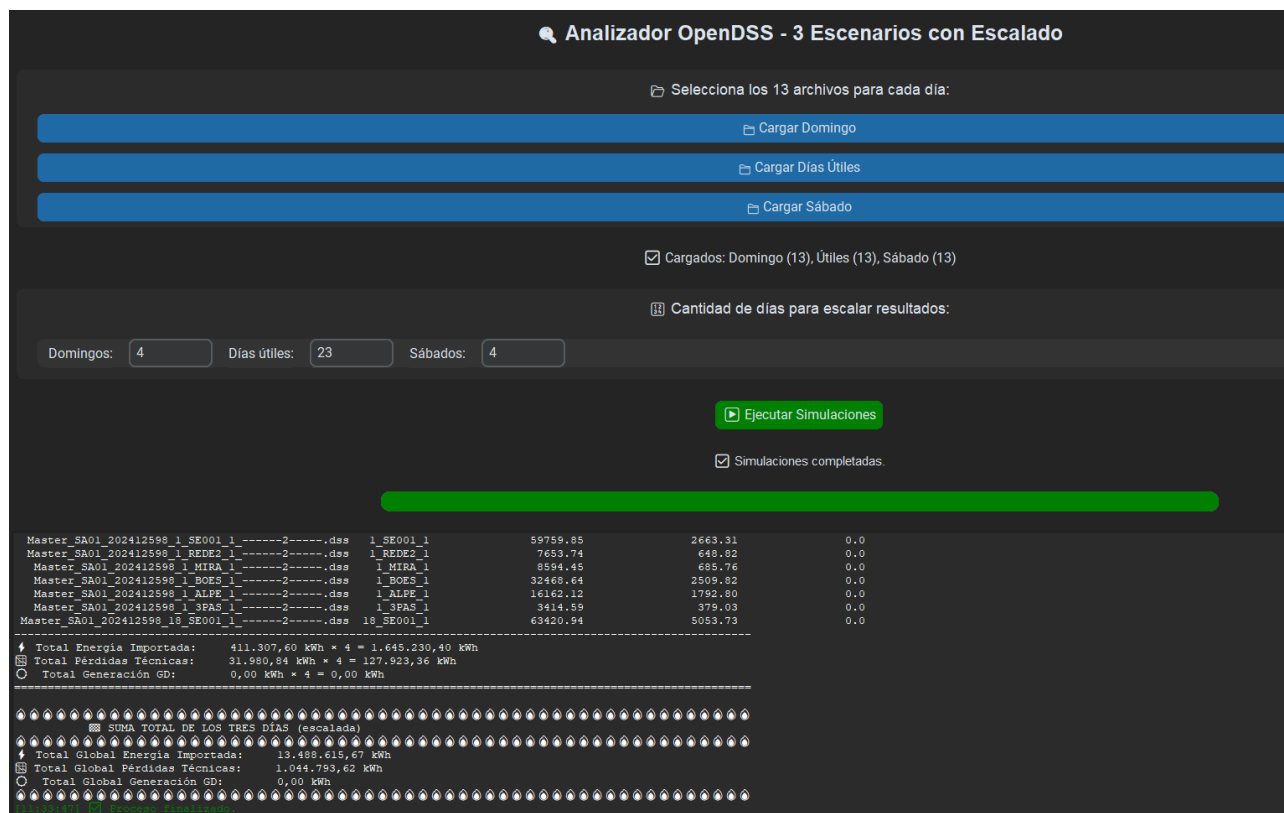
Figura 17: Captura de pantalla de la interfaz empleada para las simulaciones.



Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se muestra la captura de pantalla del simulador OpenDSS en funcionamiento, tras completar la simulación SGD para el mes de enero de 2024. La interfaz confirma que las simulaciones han finalizado y presenta los resultados escalados por tipo de día (domingo, días útiles y sábado), incluyendo valores totales de energía importada, pérdidas técnicas y generación distribuida.

Figura 18: Captura de pantalla del simulador mostrando resultados de enero 2024.



Fuente: Elaboración propia.

Para acceder al código fuente de la simulación (desarrollado íntegramente como parte de este Trabajo de Fin de Carrera), se puede solicitar mediante correo electrónico a: faa.saucedo.2017@aluno.unila.edu.br.

El código está disponible para fines académicos y puede adaptarse según necesidades específicas de escenario o red.