UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, INFORMÁTICA Y MECÁNICA

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

TESIS

EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD DE INTEGRACIÓN DE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL SUBSISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA DE LA CIUDAD UNIVERSITARIA DE PERAYOC

PRESENTADO POR:

Br. YOIS KELY HUAMAN MENDOZA

PARA OPTAR AL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRICISTA

ASESOR:

Dr. JOSE WILFREDO CALLASI QUISPE

FINANCIADO POR:

PROGRAMA “WACHAYNINCHIS WIÑARINANPAQ”

CUSCO – PERÚ
2025

Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco

INFORME DE SIMILITUD

(Aprobado por Resolución Nro.CU-321-2025-UNSAAC)

El que suscribe, el **Asesor** JOSE WILFREDO CALLASI QUISPE quien aplica el software de detección de similitud al trabajo de investigación/tesis titulada: EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD DE INTEGRACIÓN DE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL SUBSISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA DE LA CIUDAD UNIVERSITARIA DE PERAYOC

Presentado por: YOIS KELY HUAMAN MENDOZA DNI N° 74126318;
presentado por: DNI N°:
Para optar el título Profesional/Grado Académico de INGENIERO ELECTRICISTA

Informo que el trabajo de investigación ha sido sometido a revisión por 2 veces, mediante el Software de Similitud, conforme al Art. 6° del ***Reglamento para Uso del Sistema Detección de Similitud en la UNSAAC*** y de la evaluación de originalidad se tiene un porcentaje de 7 **%.**

Evaluación y acciones del reporte de coincidencia para trabajos de investigación conducentes a grado académico o título profesional, tesis

Porcentaje	Evaluación y Acciones	Marque con una (X)
Del 1 al 10%	No sobrepasa el porcentaje aceptado de similitud.	X
Del 11 al 30 %	Devolver al usuario para las subsanaciones.	
Mayor a 31%	El responsable de la revisión del documento emite un informe al inmediato jerárquico, conforme al reglamento, quien a su vez eleva el informe al Vicerrectorado de Investigación para que tome las acciones correspondientes; Sin perjuicio de las sanciones administrativas que correspondan de acuerdo a Ley.	

Por tanto, en mi condición de Asesor, firmo el presente informe en señal de conformidad y **adjunto** las primeras páginas del reporte del Sistema de Detección de Similitud.

Cusco, 14 de enero de 2026

Firma
Post firma JOSE W. CALLASI Q.
Nro. de DNI 23812797
ORCID del Asesor 0000-0003-0714-4499

Se adjunta:

1. Reporte generado por el Sistema Antiplagio.
2. Enlace del Reporte Generado por el Sistema de Detección de Similitud: **oid:** 27259:516269274

TESIS FINAL YOIS KELY HUAMAN MENDOZA.pdf

Universidad Nacional San Antonio Abad del Cusco

Detalles del documento

Identificador de la entrega
trn:oid:::27259:546269274

Fecha de entrega
14 ene 2026, 4:54 p.m. GMT-5

Fecha de descarga
14 ene 2026, 5:01 p.m. GMT-5

Nombre del archivo
TESIS FINAL YOIS KELY HUAMAN MENDOZA.pdf

Tamaño del archivo
5.9 MB

171 páginas

41.495 palabras

220.565 caracteres

7% Similitud general

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para ca...

Filtrado desde el informe

- Bibliografía
- Texto citado
- Texto mencionado
- Coincidencias menores (menos de 20 palabras)

Fuentes principales

4% Fuentes de Internet
1% Publicaciones
6% Trabajos entregados (trabajos del estudiante)

Marcas de integridad

N.º de alerta de integridad para revisión

Texto oculto
21 caracteres sospechosos en N.º de páginas
El texto es alterado para mezclarse con el fondo blanco del documento.

Los algoritmos de nuestro sistema analizan un documento en profundidad para buscar inconsistencias que permitirían distinguirlo de una entrega normal. Si advertimos algo extraño, lo marcamos como una alerta para que pueda revisarlo.

Una marca de alerta no es necesariamente un indicador de problemas. Sin embargo, recomendamos que preste atención y la revise.

Dedicatoria

A mi familia, en especial a mis amados padres, Andrés Huaman y Esmeralda Mendoza, con eterna gratitud por hacer posibles mis sueños.

Agradecimientos

A Dios, en primer lugar, por la vida, la salud y la fortaleza que me han permitido avanzar con firmeza y superar cada desafío encontrado en el camino.

Expreso mi más profundo agradecimiento a mis padres, Andrés y Esmeralda, a mi hermano Piter y a mis hermanas, por su amor y apoyo incondicionales. Sus sacrificios y dedicación han sido fundamentales para alcanzar mis sueños.

Agradezco también a toda mi familia, tanto materna como paterna, por su cuidado, paciencia y comprensión a lo largo de este viaje, así como por el apoyo constante que siempre me han brindado.

Extiendo mi sincero agradecimiento al profesor Ing. Wilfredo Callasi, por su orientación, apoyo, paciencia, dedicación y amistad, que fueron esenciales para la culminación de esta tesis.

Mi reconocimiento se dirige igualmente a la Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco, en especial a la Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica y a todos los docentes que, con dedicación, compromiso y vocación, han compartido sus conocimientos y valores. Gracias a su esfuerzo y entrega, hoy culmino esta etapa con profunda gratitud y satisfacción.

Finalmente, agradezco de manera especial al proyecto “Impactos de la Integración de Generación Distribuida con Energía Solar Fotovoltaica en la Red de Baja Tensión de la UNSAAC”, contrato N.° 07-2018-UNSAAC, financiado por el programa “Wachayninchis Wiñarinanpaq”, en el marco del convenio CONCYTEC–UNSAAC, por haberme permitido formar parte de su equipo de investigación y enriquecer significativamente mi experiencia académica y profesional.

RESUMEN

En respuesta al deterioro climático y al agotamiento de recursos fósiles, los países están acelerando la transición hacia fuentes renovables. En este proceso, la generación distribuida se ha consolidado como una alternativa destacada al ofrecer ventajas de sostenibilidad, flexibilidad y eficiencia. Sin embargo, el incremento de su participación plantea la necesidad de evaluar la capacidad de integración de sistemas fotovoltaicos en los sistemas de distribución. Este estudio tiene como objetivo evaluar la capacidad de integración de generación solar fotovoltaica en el subsistema de distribución primaria de la ciudad universitaria de Perayoc. La metodología adoptada corresponde a un enfoque determinístico–estocástico, basado en la instalación progresiva de sistemas fotovoltaicos en función de la demanda máxima de los consumidores. Los resultados muestran que los límites de Niveles de Penetración Fotovoltaica (NPFV) admisibles en el SDE-UNSAAC, considerando los índices de desempeño de tensión, cargabilidad de conductores y transformadores, permiten calificar con precisión el desempeño operativo de la red frente a la inserción de generación distribuida. Las conclusiones evidencian que el subsistema evaluado puede integrar de manera segura la demanda actual e incluso su duplicación, sin vulnerar los límites permisibles de tensión ni la capacidad térmica de los conductores y transformadores. Sin embargo, en escenarios que equivalen a tres y cuatro veces la demanda actual, aparecen limitaciones operativas asociadas principalmente a la sobrecarga de transformadores y, en menor medida, a la cargabilidad de los conductores, lo que restringe la capacidad de integración de generación solar fotovoltaica.

Palabras clave: Sistemas fotovoltaicos; Sistemas de distribución de energía eléctrica; Generación distribuida fotovoltaica; Capacidad de integración solar fotovoltaica.

LISTA DE ABREVIATURAS

CIG Capacidad de Integración de Generación

CNE Código Nacional de Electricidad

DER Recurso energético distribuido

CIG-PV Capacidad de Integración de Generación Fotovoltaica

ELSE Electro Sur Este S.A.A

EPRI Electric Power Research Solutions

GD Generación distribuida

HC Hosting Capacity

NPFV Nivel de penetración fotovoltaica

OpenDSS Open Distribution System Simulator

Pmp Potencia en el punto de máxima potencia

SDEE Sistema de Distribución de Energía Eléctrica

SDE-UNSAAC Subsistema de distribución eléctrica de la UNSAAC

SED Subestación Eléctrica de Distribución

SFV Sistema fotovoltaico

SFV-IE Sistema fotovoltaico de Ingeniería Eléctrica

TF Transformador de distribución

Índice de Contenido

Aspectos Generales **1**

1.1 Ámbito Geográfico: 1

1.2 Planteamiento del Problema 2

1.3 Formulación del Problema 5

1.4 Objetivos de la Investigación 6

1.5 Justificación de la Investigación 6

1.6 Alcances y Limitaciones 7

1.6.1 Alcances 7

1.6.2 Limitaciones 8

1.7 Hipótesis 9

1.8 Identificación de Variables 9

1.9 Metodología 10

1.9.1 Diseño de Investigación 10

1.9.2 Nivel de Investigación 11

1.9.3 Tipo de Investigación 12

1.9.4 Lugar de estudio 12

1.9.5 Población de Estudio 13

1.9.6 Selección de Muestra 13

1.9.7 Técnicas de Recolección de Datos e Información 13

1.9.8 Instrumentos de Recolección de datos 13

1.9.9 Herramientas computacionales de procesamiento de datos 14

1.10 Matriz de consistencia 15

Marco Teórico **16**

2.1 Revisión Bibliográfica 16

2.1.1 Antecedentes 17
2.1.1.1 Antecedentes internacionales 17
2.1.1.2 Antecedentes nacionales 23
2.2 Marco Normativo 26
2.3 Bases Teóricas 27
2.3.1 Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica 27
2.3.1.1 Subsistema de distribución primaria 29
2.3.1.2 Subsistema de distribución secundaria 30
2.3.1.3 Topología de redes de distribución eléctrica 31
2.3.2 Generación Distribuida: 31
2.3.2.1 Tipos de generación distribuida 32
2.3.2.2 Impactos de la Generación distribuidas (GDs) en los sistemas de distribución: 33
2.3.3 Generación Solar Fotovoltaica: 34
2.3.3.1 Irradiancia solar (G) 35
2.3.3.2 Irradiación solar o Insolación (I_{RS}) 36
2.3.3.3 Fundamentos de una célula fotovoltaica 37
2.3.3.4 Módulos fotovoltaicos 38
2.3.3.5 Tecnología de módulos fotovoltaicos 39
2.3.4 Capacidad de Integración de Generación (Hosting Capacity) 40
2.3.4.1 Evaluación de la Capacidad de Integración (CIG) fotovoltaica 42
2.3.4.2 Criterios técnicos que limitan la capacidad de integración de generación 44
2.3.4.3 Indices de desempeño 49
2.3.4.4 Métodos de Evaluación de la Capacidad de Integración 49
2.4 Marco conceptual 52
2.5 Comentarios Finales 56

Modelamiento del Sistema de Distribución de Energía Eléctrica de la UNSAAC 58

3.1 Software OpenDSS 58

3.2 Estructura del OpenDSS 59
3.3 Modelos básicos 61
3.3.1 Barra 61
3.3.2 Terminal 61
3.3.3 Elemento de Transporte de Energía 62
3.3.4 Elemento de Conversión de Energía 62
3.4 Elementos Básicos 64
3.4.1 Equivalente de Thévenin 64
3.4.2 Transformadores 65
3.4.2.1 Transformador trifásico Yd5 con primario aislado en estrella 66
3.4.2.2 Transformador trifásico Dyn11 con secundario aislado en estrella . 67
3.4.3 Linea 67
3.4.4 Capacitor 70
3.4.5 Carga 70
3.4.5.1 Estimación de las Curvas de Carga Normalizadas por SED 72
3.4.5.2 Estimación de las Demandas Máximas por SED 73
3.4.5.3 Estimación del Factor de Potencia de las Cargas 74
3.4.6 Modos de simulación 76
3.4.6.1 Flujo de Potencia 76
3.4.6.2 Comandos 77
3.5 Modelo do Sistema Fotovoltaico 78
3.5.0.1 Curva de Irradiación y temparatura 80
3.5.0.2 Curva XY 81
3.5.1 Código en OpenDSS 82
3.6 Descripción del Subsistema de Distribución Primaria de la UNSAAC 82
3.7 Validación del modelo del SDE-UNSAAC en OpenDSS 84
3.8 Comentarios Finales 87

Metodología y Resultados **88**

4.1 Definición del concepto de Niveles de Penetración Fotovoltaica (NPFVs) 88

4.2 Método propuesto 89
4.2.1 Definición del NPFV Inicial 89
4.2.2 Definición de los parámetros del SDEE 91
4.2.3 Definición de los parámetros de los Sistemas Fotovoltaicos (SFVs) 91
4.2.4 Selección de un Nuevo Consumidor mediante Aleatoriedad Ponderada . . . 93
4.2.5 Simulación de flujo de potencia en series temporales 95
4.2.6 Registro de las Variables Eléctricas 95
4.2.7 Identificación de violaciones de límites de índices de desempeño 96
4.3 Aplicación de la metodología en el SDE-UNSAAC 98
4.3.1 Escenarios de evaluación 98
4.3.2 Estudio de caso 99
4.3.2.1 Día Soleado 99
4.3.2.2 Día Lluvioso 106
4.3.3 Límites de NPFV Admisible en el SDE-UNSAAC según Índices Operativos . 113
4.4 Comentarios Finales 114

Conclusiones **115**

Recomendaciones **117**

Bibliografía **119**

Apéndice A: Cálculo de parámetros de los conductores subterráneos en MT **127**
A.1 Determinación de la Impedancia en Secuencia Positiva y Negativa 127
A.2 Determinación de la Impedancia en Secuencia Cero 132
A.3 Impedancia en secuencia positiva, negativa y cero para los conductores subterráneos 135

Apéndice B: Modelo del SDE-UNSAAC implementado en OpenDSS **139**

Apéndice C: Perfiles de tensión en barras de MT y BT para el caso soleado **148**
C.1 Perfiles de tensión en barras MT 148
C.2 Perfiles de tensión en barras BT 149

Apéndice D: Perfiles de tensión en barras de MT y BT para el caso lluvioso **151**

D.1 Perfiles de tensión en barras MT 151

D.2 Perfiles de tensión en barras BT 152

Anexo A: Reporte de Consumo Eléctrico y Facturación UNSAAC **154**

Índice de Figuras

1.1 Ubicación geográfica de la ciudad universitaria de Perayoc. 2
1.2 Evolución mensual de la demanda máxima (MDHFP y MDHP) del sistema de distribución de la Ciudad Universitaria de Perayoc. 4

2.1 Enfoques para evaluación de la capacidad de integración de generación 20
2.2 Sistema de distribución primaria y secundaria. 28
2.3 Tipo de tecnología de GD 33
2.4 Nivel de irradiancia solar durante el día. 36
2.5 Representación genérica de una célula fotovoltaica. 37
2.6 Partes de un módulo fotovoltaico convencional. 39
2.7 Concepto de la capacidad de integración de generación 42
2.8 Criterios de capacidad de integración de generación. 45
2.9 Criterios de capacidad de integración 50
2.10 Diagrama de flujo de los procesos del método estocástico 52

3.1 Estructura de OpenDSS 59
3.2 Arquitectura funcional de Open Distribution System Simulator (OpenDSS) 60
3.3 Barra con N nodos 61
3.4 Estructura de OpenDSS 62
3.5 Elemento de transporte de energía con dos terminales: el primero con N conectores y el segundo con M conectores. 63
3.6 Elemento de conversión de energía. 63
3.7 Curvas de demanda normalizada por SED. 73
3.8 Diagrama de bloques del modelo del sistema fotovoltaico. 78
3.9 Diagrama del Sistema de Distribución de la ciudad universitaria Perayoc 83

3.10 Perfil de tensión fase A – barra MT Los Incas 2: Medición vs Simulación en OpenDSS 85
3.11 Curva de demanda eléctrica del SDE-UNSAAC – Simulación en OpenDSS 86
3.12 Potencia activa generada por el SFV IE: Medición vs Simulación en OpenDSS . . . 86

4.1 Flujograma del método propuesto 90
4.2 Curva de generación fotovoltaica. 94
4.3 Co-Simulación entre *Python* y *OpenDSS* 96
4.4 Curva de generación de potencia activa de los SFVs – Día soleado – Escenario 1. . 100
4.5 Ocurrencias de violación de tensión – Día soleado. 101
4.6 Tensiones máximas y mínimas en función del NPFV – Día soleado. 102
4.7 Ocurrencias de sobrecarga en las líneas – Día soleado. 102
4.8 Cargabilidad máxima de las líneas en función del NPFV – Día soleado. 103
4.9 Ocurrencias de sobrecarga en los TFs – Día soleado. 104
4.10 Cargabilidad máxima de los transformadores en función del NPFV – Día soleado. . 105
4.11 Energía diaria perdida en función del NPFV – Día soleado. 106
4.12 Curva de generación de potencia activa de los SFVs – Día lluvioso – Escenario 1. . 107
4.13 Ocurrencias de violación de tensión – Día lluvioso. 108
4.14 Tensiones máximas y mínimas en función del NPFV – Día lluvioso. 109
4.15 Ocurrencias de sobrecarga en las líneas – Día lluvioso. 110
4.16 Cargabilidad máxima de las líneas en función del NPFV – Día lluvioso. 110
4.17 Ocurrencias de sobrecarga en los TFs – Día lluvioso. 111
4.18 Cargabilidad máxima de los transformadores en función del NPFV – Día lluvioso. . . 112
4.19 Energía diaria perdida en función del NPFV – Día lluvioso. 113

A.1 Obtención del *DMG* y la inductancia según su formación. 129

C.1 Perfil de tensión de las barras MT – Día soleado – Escenario 1. 148
C.2 Perfil de tensión de las barras MT – Día soleado – Escenario 2. 148
C.3 Perfil de tensión de las barras MT – Día soleado – Escenario 3. 149
C.4 Perfil de tensión de las barras MT – Día soleado – Escenario 4. 149
C.5 Perfil de tensión de las barras BT – Día soleado – Escenario 1. 149

C.6 Perfil de tensión de las barras BT – Día soleado – Escenario 2. 150
C.7 Perfil de tensión de las barras BT – Día soleado – Escenario 3. 150
C.8 Perfil de tensión de las barras BT – Día soleado – Escenario 4. 150

D.1 Perfil de tensión de las barras MT – Día lluvioso – Escenario 1. 151
D.2 Perfil de tensión de las barras MT – Día lluvioso – Escenario 2. 151
D.3 Perfil de tensión de las barras MT – Día lluvioso – Escenario 3. 152
D.4 Perfil de tensión de las barras MT – Día lluvioso – Escenario 4. 152
D.5 Perfil de tensión de las barras BT – Día lluvioso – Escenario 1. 152
D.6 Perfil de tensión de las barras BT – Día lluvioso – Escenario 2. 153
D.7 Perfil de tensión de las barras BT – Día lluvioso – Escenario 3. 153
D.8 Perfil de tensión de las barras BT – Día lluvioso – Escenario 4. 153

Índice de Tablas

1.1 Matriz de operacionalización de variables 11
1.2 Matriz de consistencia 15

2.1 Resumen de la revisión bibliográfica 25
2.2 Tipos de generación distribuida 33
2.3 Índices de desempeño 50

3.1 Parámetros básicos del elemento *Circuit* 64
3.2 Parámetros del transformador en OpenDSS 66
3.3 Parámetros básicos del elemento *LineCode* 68
3.4 Parámetros básicos del elemento *Capacitor* 70
3.5 Principales modelos de carga 71
3.6 Parámetros básicos del elemento *Load* 71
3.7 Parámetros básicos del elemento *LoadShape* 72
3.8 Factores de reparto por nivel de desbalance. 74
3.9 Demandas máximas estimadas por SED y por fase 75
3.10 Parámetros básicos del elemento *PVSystem* 80
3.11 Conductores subterráneas del subsistema de distribución primario de la UNSAAC . 84
3.12 Transformadores del circuito de distribución primaria 84

4.1 Inversores fotovoltaicos utilizados. 93
4.2 Escenarios simulados. 98
4.3 Máximos NPFV sin violaciones operativas en el SDE-UNSAAC. 114

A.1 Valores de k_s y k_p para cada forma del conductor 128
A.2 Tabla de materiales típicos 129
A.3 RMG del propio conductor de acuerdo con su construcción y número de hilos 130

A.4 Resistividad y coeficiente térmico de resistividad a 20 ℃ de los materiales 132
A.5 Resistencia y profundidad equivalente de la tierra de acuerdo con su resistividad . . 134
A.6 Datos de los conductores 135
A.7 Impedancias de secuencia de los conductores subterráneos 138

Capítulo 1

Aspectos Generales

Este capítulo presenta los elementos generales de la investigación, definiendo el ámbito geográfico de estudio, el planteamiento y formulación del problema, los objetivos generales y específicos, así como la justificación, alcances, limitaciones, hipótesis y variables consideradas. De este modo, se establece el marco de referencia necesario para comprender el contexto y la relevancia del análisis de la capacidad de integración de generación fotovoltaica en la red de distribución de la Ciudad Universitaria de Perayoc.

1.1 Ámbito Geográfico:

El área del presente estudio se centra en la red eléctrica que suministra energía a la ciudad universitaria de Perayoc, la cual está conectada al alimentador Dolorespata “DO-06” a una tensión de 10.5 kV. La ciudad universitaria de Perayoc se ubica geográficamente en el distrito de Cusco, provincia y región de Cusco, tal como se muestra en la Figura 1.1.

Figura 1.1: Ubicación geográfica de la ciudad universitaria de Perayoc (Av. De la Cultura 733).

Fuente: Google Maps

1.2 Planteamiento del Problema

El sistema eléctrico convencional enfrenta desafíos asociados al agotamiento progresivo de los recursos fósiles, la baja eficiencia energética y el aumento de la contaminación ambiental. Esta situación ha impulsado una tendencia hacia la generación local en los sistemas de distribución, mediante el aprovechamiento de fuentes de energía renovables o no convencionales, como la solar fotovoltaica y la eólica. Este enfoque, conocido como generación distribuida (GD), consiste en la instalación de unidades de generación próximas al punto de consumo, lo que permite reducir las pérdidas eléctricas y mejorar la eficiencia del sistema.

La generación solar fotovoltaica se destaca por su avanzado desarrollo tecnológico, su flexibilidad de instalación y la continua reducción de costos, factores que han impulsado su rápi-

da expansión a nivel mundial, según IRENA (2025). Sin embargo, una alta penetración de este tipo de generación puede afectar la operación de los sistemas de distribución, los cuales fueron diseñados originalmente para el suministro unidireccional de energía eléctrica, sin contemplar la incorporación de fuentes generadoras. En este contexto, surge el concepto de capacidad de integración de generación fotovoltaica, que determina el nivel máximo de potencia generada que puede incorporarse al sistema de distribución sin vulnerar sus límites operativos.

En el ámbito internacional, diversos estudios han abordado la evaluación de la capacidad de integración fotovoltaica, evidenciando que se trata de un desafío común en los sistemas de distribución. Por ejemplo, en Suecia, Almenar Molina (2020) evaluaron la capacidad de integración fotovoltaica en el sistema urbano-rural del municipio de Herrljunga, operado a 10.8 kV y compuesto por dos alimentadores. Los resultados mostraron que el alimentador “Herrljunga” puede alojar hasta 6 MW y el alimentador “Ljung–Annelund” hasta 4 MW de generación fotovoltaica, siendo la sobretensión el indicador que limitó la capacidad de integración en ambos casos.

En el contexto latinoamericano, aun cuando persisten restricciones regulatorias, de infraestructura y financiamiento, también se han desarrollado investigaciones relevantes. En Colombia, Quintero Molina (2017) evaluaron la capacidad de integración de generación solar fotovoltaica en el sistema de distribución primaria de 11.4 kV del campus de la Universidad Nacional de Colombia (sede Bogotá), determinando una capacidad máxima de 5.75 MW, limitada principalmente por la cargabilidad de las líneas.

De igual manera, en Brasil, Cordeiro et al. (2023) analizaron el circuito de distribución “USP-105” de 13.8 kV, un alimentador radial ubicado en el campus de la Universidade de São Paulo. El estudio determinó una capacidad de integración de 4.97 MW de generación solar fotovoltaica mediante una inserción dispersa de Sistemas fotovoltaicos (SFVs), siendo la sobretensión el indicador que limitó dicha capacidad.

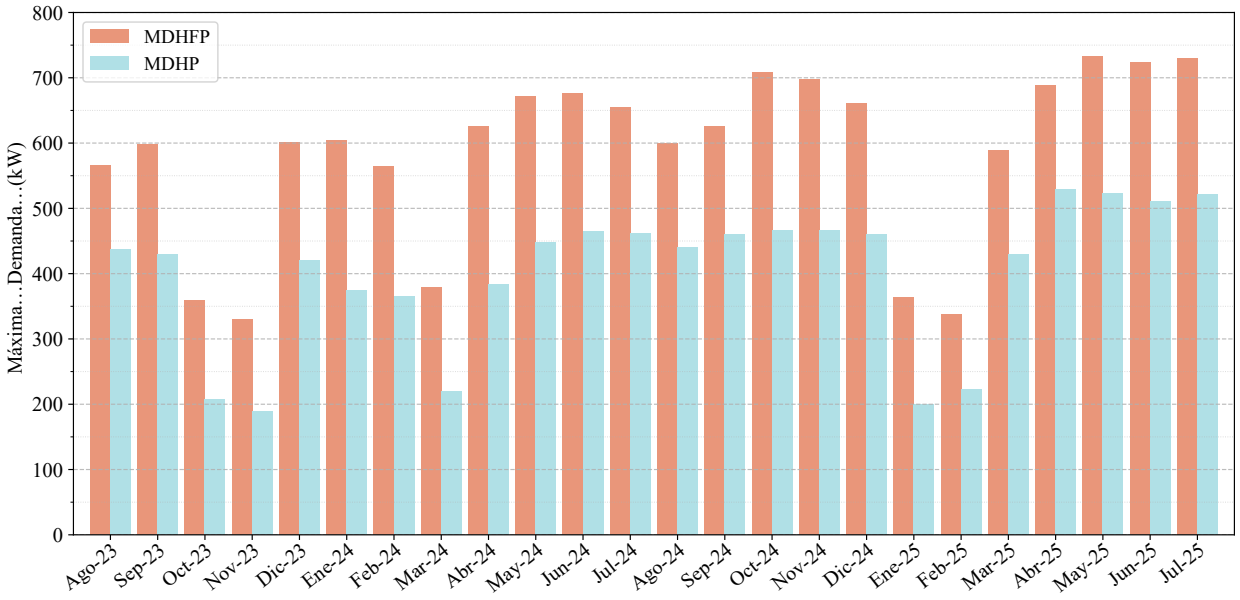
En esa misma línea, el Perú enfrenta desafíos similares a los de otros países latinoamericanos, donde el desarrollo de las energías renovables y la generación distribuida avanza lentamente, a pesar del alto potencial solar y eólico disponible de acuerdo con Osinergmin (2017). El Decreto Legislativo N.º 719 (2021) establece el marco legal para promover la inversión privada y el uso de sistemas fotovoltaicos conectados a la red; sin embargo, la falta de reglamentación técnica específica, los escasos incentivos económicos y una infraestructura de distribución insuficiente

han restringido su implementación efectiva en el país.

En la región del Cusco, caracterizada por elevados niveles de radiación solar favorables para la conversión fotovoltaica según Global Solar Atlas (2025), la generación solar distribuida se presenta como una alternativa viable para reducir la dependencia del sistema eléctrico convencional. Por ello, su incorporación requiere de estudios que evalúen la capacidad de integración de generación solar fotovoltaica, a fin de asegurar un funcionamiento confiable y seguro de los sistemas de distribución eléctrica.

De manera particular, el Subsistema de distribución eléctrica de la UNSAAC (SDE-UNSAAC), conectado al alimentador “Dolorespata 06” de 10.5 kV, registra un crecimiento sostenido de la demanda eléctrica, según los reportes de Electro Sur Este S.A.A. (véase la Figura 1.2). En mayo de 2025 se alcanzó un máximo de 732.57 kW, con picos de consumo fuera del horario punta, característicos de las instituciones educativas. Asimismo, la Universidad cuenta con un sistema fotovoltaico de 14.85 kWp, instalado en el pabellón de Ingeniería Eléctrica, cuyo aporte, aunque reducido frente a la demanda total, constituye un antecedente relevante de autogeneración renovable.

Figura 1.2: Evolución mensual de la demanda máxima (MDHFP y MDHP) del sistema de distribución de la Ciudad Universitaria de Perayoc.



Fuente: ELSE, Oficina de Comercialización (2025). Datos presentados en el Anexo A.

Considerando el crecimiento sostenido de la demanda eléctrica y la existencia de un sis-

tema fotovoltaico ya operativo, es previsible que la Universidad evalúe en el futuro la ampliación de su capacidad instalada de generación solar fotovoltaica, con el propósito de reducir los costos asociados al consumo de energía eléctrica y avanzar hacia un modelo energético más sostenible.

A partir de lo expuesto, se hace necesario evaluar la capacidad de integración de generación solar fotovoltaica del SDE-UNSAAC, con el fin de analizar los efectos técnicos que su incorporación podría causar y garantizar una operación segura y eficiente del sistema de distribución. Los resultados de este estudio permitirán determinar el nivel máximo de generación admisible sin vulnerar los límites operativos y servirán como referencia técnica para la planificación de futuros proyectos de generación distribuida, así como para promover el desarrollo de normas y lineamientos que orienten una integración ordenada de la generación solar fotovoltaica en el Perú.

1.3 Formulación del Problema

Problema General:

¿Cuál será la capacidad de integración de generación solar fotovoltaica en el subsistema de distribución primaria de la ciudad universitaria de Perayoc?

Problemas Específicos:

- ¿Cuáles son los métodos disponibles en la literatura científica que permiten evaluar la capacidad de integración de generación solar fotovoltaica en el subsistema de distribución primaria de estudio?
- ¿Qué índices de desempeño deben seleccionarse para evaluar la capacidad de integración de generación solar fotovoltaica en el subsistema de distribución primaria de estudio?
- ¿Cuáles son los recursos computacionales que deben implementarse para aplicar el método determinístico–estocástico que evaluará la capacidad de integración de generación solar fotovoltaica?
- ¿Cuál es el impacto de la inserción de generación solar fotovoltaica en los índices de

desempeño del subsistema de distribución primaria de estudio bajo diferentes escenarios de penetración y condiciones climáticas?

1.4 Objetivos de la Investigación

Objetivo General:

Evaluar la capacidad de integración de generación solar fotovoltaica en el subsistema de distribución primaria de la ciudad universitaria de Perayoc.

Objetivos Específicos:

- Revisar los métodos disponibles en la literatura científica para evaluar la capacidad de integración de generación solar fotovoltaica en el subsistema de distribución primaria de estudio.
- Seleccionar los índices de desempeño para evaluar la capacidad de integración de generación solar fotovoltaica en el subsistema de distribución primaria de estudio.
- Implementar el modelo del subsistema de distribución primaria de estudio en el software de simulación OpenDSS y el algoritmo en Python para evaluar la capacidad de integración de generación solar fotovoltaica aplicando el método determinístico-estocástico y obtener un informe de resultados.
- Analizar el impacto que se produce en los índices de desempeño del subsistema de distribución primaria de estudio ante la inserción de generación solar fotovoltaica, considerando diferentes escenarios de penetración y condiciones climáticas.

1.5 Justificación de la Investigación

- **Técnico:** El presente trabajo de investigación evalúa el impacto de los principales índices de desempeño, tales como la tensión, la cargabilidad de los conductores y de los transformadores, frente a distintos niveles de penetración de generación solar fotovoltaica. Este análisis permite determinar el nivel máximo de potencia fotovoltaica que puede integrarse

al sistema de distribución con seguridad y eficiencia, sin vulnerar los límites operativos establecidos. Asimismo, posibilita identificar los componentes de la red que restringen una mayor inserción de generación distribuida y establecer valores de referencia técnica para la planificación de futuras expansiones o proyectos fotovoltaicos.

- **Académico:** El presente estudio contribuye al avance del conocimiento sobre la capacidad de integración de generación solar fotovoltaica distribuida en sistemas eléctricos de distribución, consolidando bases teóricas y metodológicas en un campo aún escasamente explorado en el ámbito nacional. Asimismo, presenta una guía para el modelamiento del sistema de estudio en OpenDSS, que puede servir como referencia académica para futuras investigaciones o proyectos afines. Además, introduce la cosimulación Python–OpenDSS como una estrategia que fomenta el uso de entornos computacionales para la obtención y análisis de resultados en estudios eléctricos. En conjunto, el trabajo de investigación fortalece la formación académica de estudiantes e investigadores interesados en generación distribuida sustentada en energía solar fotovoltaica.

- **Social:** El presente estudio favorece el bienestar de la población al proteger a los usuarios frente a posibles impactos en las condiciones operativas del sistema de distribución provocados por una futura expansión de la generación solar fotovoltaica, asegurando una operación adecuada de las instalaciones eléctricas.

1.6 Alcances y Limitaciones

1.6.1 Alcances

El presente trabajo evalúa la capacidad de integración de generación solar fotovoltaica en el subsistema de distribución eléctrica de la Ciudad Universitaria de Perayoc, utilizando un enfoque estocástico-determinístico mediante la implementación de un algoritmo de cosimulación en Python-OpenDSS. El estudio analiza el comportamiento operativo del subsistema de distribución primaria frente a distintos niveles de penetración fotovoltaica, considerando tanto las condiciones actuales como escenarios de demanda incrementada, así como variaciones climáticas represen-

tativas (día soleado y lluvioso).

Para cada escenario se evaluaron los índices operativos de nivel de tensión conforme a las tolerancias establecidas en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), con el propósito de identificar posibles condiciones de sobretensión o subtensión. Asimismo, se evaluó la cargabilidad de los conductores y transformadores en función de sus parámetros de diseño, a fin de detectar eventuales problemas de sobrecarga.

1.6.2 Limitaciones

- El presente estudio se limita a la evaluación de la capacidad de integración de generación fotovoltaica en el subsistema de distribución eléctrica de la Ciudad Universitaria de Perayoc, sin extender su alcance a otros subsistemas de distribución primaria de la ciudad del Cusco.
- Si bien la inserción de generación distribuida fotovoltaica influye en diversos índices operativos del sistema, la evaluación se centra exclusivamente en el nivel de tensión y en la cargabilidad de los conductores y transformadores. Asimismo, se incorpora la evaluación del comportamiento de la energía diaria perdida como información complementaria, aclarando que este resultado no constituye un índice operativo dentro del estudio.
- No se aborda el estudio de perturbaciones eléctricas transitorias, los efectos armónicos, la coordinación de protecciones ni el análisis económico de la implementación de sistemas solares fotovoltaicos.
- La simulación desarrollada se fundamenta en un modelo estático de flujo de carga con variaciones horarias y estacionales, sin incluir análisis dinámico del sistema.
- La ubicación y dimensionamiento de los sistemas solares fotovoltaicos se definieron bajo condiciones técnicas ideales, sin contemplar restricciones físico-territoriales, sociales o regulatorias.
- Este trabajo constituye una propuesta técnica elaborada en un entorno académico, por lo que sus resultados deben interpretarse como una referencia preliminar orientada a la integración confiable de sistemas solares fotovoltaicos en redes de distribución.

1.7 Hipótesis

Hipótesis General:

El subsistema de distribución primaria puede integrar generación solar fotovoltaica suficiente para cubrir su demanda actual, sin vulnerar los límites operativos.

Hipótesis Específicos:

- La combinación de métodos determinísticos y estocásticos permite evaluar de manera adecuada y práctica la capacidad de integración de generación solar fotovoltaica en el subsistema de distribución primaria de estudio.
- Los índices de desempeño seleccionados permitirán una evaluación confiable de la capacidad de integración de generación solar fotovoltaica en el subsistema de distribución primaria de estudio.
- La implementación del modelo del subsistema de distribución primaria de estudio en OpenDSS y del algoritmo en Python permitirá aplicar el método determinístico-estocástico para lograr una evaluación automatizada de la capacidad de integración de generación solar fotovoltaica, facilitando así la obtención de un informe de resultados.
- La inserción de generación solar fotovoltaica genera un impacto positivo en los índices de desempeño del subsistema de distribución primaria de estudio hasta niveles moderados de penetración, a partir de los cuales se evidencian efectos negativos debido a las limitaciones térmicas y de tensión.

1.8 Identificación de Variables

Variable Independiente:

- Generación solar fotovoltaica

  Dimensiones:

  - Nivel de penetración de generación solar fotovoltaica

Indicadores:

- Nivel de penetración fotovoltaica (%)

Variable Dependiente:

- Capacidad de integración en el subsistema de distribución

  Dimensiones:

  - Tensión
  - Cargabilidad de conductores
  - Cargabilidad de transformadores

  Indicadores:

  - Subtensión y Sobretensión
  - Sobrecarga de conductores
  - Sobrecarga de transformadores

Matriz de Operacionalización de Variables:

1.9 Metodología

1.9.1 Diseño de Investigación

El diseño de la investigación es de carácter **No Experimental - Transversal**, ya que se centra en la observación y descripción de situaciones en su contexto natural, sin manipular variables ni realizar intervenciones experimentales.

El diseño no experimental – transversal evalúa situaciones tal como ocurren en un único momento. Además, se orienta a objetivos, por lo que el investigador debe recopilar datos mediante la observación y la investigación (Arias Gonzáles y Covinos Gallardo, 2021).

Tabla 1.1: Matriz de operacionalización de variables

VARIABLE	DEFINICIÓN CONCEPTUAL	DIMENSIONES	INDICADORES
Generación solar fotovoltaica (V. Independiente)	Cantidad de potencia fotovoltaica instalada en el sistema de distribución, que aumenta progresivamente con la incorporación de nuevas unidades solares (Alam et al., 2012).	Nivel de penetración fotovoltaica (NPFV)	NPFV (%) $= \frac{P_{\text{FV,instalada}}}{P_{\text{FV,max}}} \times 100$ NPFV(%): Nivel de penetración fotovoltaica. $P_{\text{FV,instalada}}$: Potencia FV instalada (kW). $P_{\text{FV,max}}$: Demanda máxima del sistema (kW).
Capacidad de integración en el subsistema de distribución (V. Dependiente)	Es la capacidad máxima que un sistema de distribución tiene para aceptar e integrar la energía generada por sistemas fotovoltaicos, sin infringir los límites de los índices de desempeño (Ismael et al., 2019).	Tensión	$V_k < 0{,}95$ p.u. $\rightarrow$ Subtensión $V_k > 1{,}05$ p.u. $\rightarrow$ Sobretensión V_k: Tensión en la barra k. Rango operativo: 0.95–1.05 p.u.
		Cargabilidad de conductores	$\frac{\text{máx}(I_{a,b,c})}{I_{\text{nom}}} \times 100\,\% > 100\,\% \rightarrow$ Sobrecarga $I_{a,b,c}$: Corriente por fase (A). I_{nom}: Corriente nominal del conductor (A). Límite térmico admisible: 100 %.
		Cargabilidad de transformadores	$\frac{S_{\text{TF}}}{S_{\text{nom}}} \times 100\,\% > 100\,\% \rightarrow$ Sobrecarga S_{TF}: Potencia trifásica del transformador (kVA). S_{nom}: Potencia nominal del transformador (kVA). Límite térmico admisible: 100 %.

Fuente: Elaboración propia.

1.9.2 Nivel de Investigación

El nivel de la investigación es **Descriptivo** y **Explicativo**. Es descriptivo porque este estudio detalla los elementos involucrados en el proceso de estimación del nivel de integración de generación fotovoltaica en una red de distribución. Esto incluye el sistema eléctrico de la Ciudad Universitaria de Perayoc, los métodos para definir simulaciones de escenarios de integración fotovoltaica y los índices de desempeño. Este nivel de investigación permite describir un objeto de estudio o una situación específica, indicando sus características y propiedades.

El estudio también es explicativo, dado que busca explicar la relación entre el aumento de la generación fotovoltaica y su impacto en el sistema eléctrico. Este nivel de investigación permite comprender esta relación y conceptualizar la capacidad máxima de integración de generación fotovoltaica en la red de distribución sin exceder los límites permisibles de los índices de desempeño.

1.9.3 Tipo de Investigación

- Según su propósito:

  La investigación es **Aplicada**, ya que no busca la implementación directa en el sistema eléctrico real de la Ciudad Universitaria de Perayoc, sino proporcionar una base sólida de información y conceptos para orientar futuras decisiones y aplicaciones relacionadas con la integración de generación fotovoltaica en dicha red de distribución.

  La investigación aplicada pretende resolver problemas o desarrollar ideas a corto o medio plazo para lograr innovaciones, mejorar procesos o productos, aumentar la calidad y la productividad (Sánchez Cegarra, 2004).

- Según los datos empleados:

  La investigación es de naturaleza **Cuantitativa** porque se enfoca en la recopilación y análisis de datos numéricos y medidas cuantificables. Este enfoque permite realizar cálculos y estimaciones de las magnitudes del fenómeno bajo estudio. Este tipo de investigación se caracteriza por ser objetiva y orientada al resultado.

1.9.4 Lugar de estudio

Esta investigación se desarrollará en la red eléctrica de la ciudad universitaria de Perayoc, distrito y provincia de Cusco, red conectada al alimentador ”Dolorespata 06”, propiedad de Electro Sur Este S.A.A.

1.9.5 Población de Estudio

La población está compuesta por el subsistema de distribución primaria de la ciudad del Cusco.

1.9.6 Selección de Muestra

La muestra está conformada por el subsistema de distribución primaria de la ciudad universitaria de Perayoc.

1.9.7 Técnicas de Recolección de Datos e Información

Técnicas de recolección de datos e información durante en el proceso de la investigación se basan en:

- Observación
- Análisis documental
- Análisis de registros históricos de medición
- Análisis del sitio web

1.9.8 Instrumentos de Recolección de datos

Con el propósito de cumplir con los objetivos establecidos en la investigación, se emplearán instrumentos tales como:

- Informe Técnico de la Renovación del sistema Eléctrico UNSAAC.
- Facturación de energía Eléctrica del Suministro en media tensión de la UNSAAC.

1.9.9 Herramientas computacionales de procesamiento de datos

Con el objetivo de alcanzar los propósitos establecidos en la investigación, se utilizaron herramientas computacionales, como por ejemplo:

- **OpenDSS:** empleado para el modelamiento y la simulación del subsistema de distribución primaria en estudio.
- **ArcGIS:** utilizado para la visualización geográfica de la base de datos de ELSE, específicamente del subsistema de distribución primaria estudiado.
- **Microsoft Excel:** empleado en el procesamiento y organización de cálculos matemáticos y tablas de resultados.
- **Microsoft PowerPoint:** utilizado para la elaboración de gráficos, diagramas unifilares y flujogramas.
- **PyCharm:** entorno de desarrollo en lenguaje Python utilizado para implementar el algoritmo de cálculo de la capacidad de integración solar fotovoltaica de forma automatizada mediante la cosimulación con OpenDSS.
- **Overleaf (LaTeX):** empleado para la redacción del documento de tesis.

1.10 Matriz de consistencia

Tabla 1.2: Matriz de consistencia

Título: Evaluación de la capacidad de integración de generación solar fotovoltaica en el subsistema de distribución primaria de la ciudad universitaria de Perayoc.

PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES E INDICADORES	METODOLOGÍA
PROBLEMA GENERAL	OBJETIVO GENERAL	HIPÓTESIS GENERAL	VARIABLE INDEPENDIENTE	DISEÑO DE INVESTIGACIÓN
¿Cuál será la capacidad de integración de generación solar fotovoltaica en el subsistema de distribución primaria de la ciudad universitaria de Perayoc?	Evaluar la capacidad de integración de generación solar fotovoltaica en el subsistema de distribución primaria de la ciudad universitaria de Perayoc.	El subsistema de distribución primaria puede integrar generación solar fotovoltaica suficiente para cubrir su demanda actual, sin vulnerar los límites operativos.	- Generación solar fotovoltaica	No experimental - transversal
PROBLEMAS ESPECIFICOS	OBJETIVOS ESPECIFICOS	HIPÓTESIS ESPECIFICOS	VARIABLE DEPENDIENTE	NIVEL DE INVESTIGACIÓN
¿Cuáles son los métodos disponibles en la literatura científica que permiten evaluar la capacidad de integración de generación solar fotovoltaica en el subsistema de distribución primaria de estudio?	Revisar los métodos disponibles en la literatura científica para evaluar la capacidad de integración de generación solar fotovoltaica en el subsistema de distribución primaria de estudio.	La combinación de métodos determinístico y estocástico permite evaluar de manera adecuada y práctica la capacidad de integración de generación solar fotovoltaica en el subsistema de distribución primaria de estudio.	- Capacidad de integración en el subsistema de distribución	Descriptivo y explicativo
¿Qué índices de desempeño deben seleccionarse para evaluar la capacidad de integración de generación solar fotovoltaica en el subsistema de distribución primaria de estudio?	Seleccionar los índices de desempeño para evaluar la capacidad de integración de generación solar fotovoltaica en el subsistema de distribución primaria de estudio.	Los índices de desempeño seleccionados permitirán una evaluación confiable de la capacidad de integración de generación solar fotovoltaica en el subsistema de distribución primaria de estudio.		TIPO DE INVESTIGACIÓN Según su propósito: Aplicada
¿Cuáles son los recursos computacionales que deben implementarse para aplicar el método determinístico-estocástico que evaluará la capacidad de integración de generación solar fotovoltaica?	Implementar el modelo del subsistema de distribución primaria de estudio en el software de simulación OpenDSS y el algoritmo en Python para evaluar la capacidad de integración de generación solar fotovoltaica aplicando el método determinístico-estocástico y obtener un informe de resultados.	La implementación del modelo del subsistema de distribución primaria de estudio en OpenDSS y del algoritmo en Python permitirá aplicar el método determinístico-estocástico para lograr una evaluación automatizada de la capacidad de integración de generación solar fotovoltaica, facilitando así la obtención de un informe de resultados.		Según los datos empleados: Cuantitativa
¿Cuál es el impacto de la inserción de generación solar fotovoltaica en los índices de desempeño del subsistema de distribución primaria de estudio bajo diferentes escenarios de penetración y condiciones climáticas?	Analizar el impacto que se produce en los índices de desempeño del subsistema de distribución primaria de estudio ante la inserción de generación solar fotovoltaica, considerando diferentes escenarios de penetración y condiciones climáticas.	La inserción de generación solar fotovoltaica genera un impacto positivo en los índices de desempeño del subsistema de distribución primaria de estudio hasta niveles moderados de penetración, a partir de los cuales se evidencian efectos negativos debido a las limitaciones térmicas y de tensión.		

Capítulo 2

Marco Teórico

En este capítulo se presentan los conceptos que sustentan la metodología aplicada en esta investigación. En primer lugar, se aborda la GD, destacando los criterios técnicos definidos en normas internacionales como la IEEE Std 1547-2018, fundamentales para la integración segura y eficiente de sistemas fotovoltaicos. Posteriormente, se revisan las metodologías de evaluación de la Capacidad de Integración de Generación (CIG), junto con los índices de desempeño operativo comúnmente empleados en la literatura, tales como el nivel de tensión y la capacidad térmica de líneas y transformadores. Finalmente, se consideran los antecedentes y referencias normativas aplicables al contexto peruano, que permiten enmarcar de manera adecuada el análisis desarrollado en la red de estudio.

2.1 Revisión Bibliográfica

El aumento en la incorporación de Generación Distribuida (GD) en los Sistema de Distribución de Energía Eléctricas (SDEEs) ha impulsado la necesidad de revisar y actualizar las estrategias de planificación y operación adoptadas por las empresas concesionarias de energía eléctrica. Una de las cuestiones clave en este contexto es la evaluación de la Capacidad de integración , especialmente en lo que respecta a la generación fotovoltaica. Así, la CIG se define como la cantidad máxima de capacidad fotovoltaica que un SDEE puede integrar sin comprometer la estabilidad operativa ni la calidad del suministro de energía eléctrica (Cordeiro et al., 2023).

La revisión de la literatura revela metodologías fundamentales para la evaluación de la Capacidad de Integración de Generación Fotovoltaica (CIG-PV), incluyendo enfoques deterministas, estocásticos y basados en algoritmos de optimización. En este capítulo se presentan estudios que aplican cada uno de estos enfoques dedicada a las metodologías de evaluación de la CIG observando los problemas asociados a los límites operacionales y a la Calidad de la Energía

Eléctrica, con el objetivo de maximizar el nivel de penetración fotovoltaica.

2.1.1 Antecedentes

2.1.1.1 Antecedentes internacionales

A. **Aplicación del concepto de HC a la Valoración del Efecto de inclusión de Fuentes Renovables en la Confiabilidad de Sistemas de Distribución**

Quintero Molina (2017) en su tesis de maestría evalúa la capacidad de integración en un sistema de distribución de Media Tensión (11.4 kV) de la Universidad Nacional de Colombia, considerando factores sobretensión, sobrecarga de lineas, sobrecargas de transformadores y el impacto de nuevas fuentes de energía, como la eólica y solar. Los objetivos son determinar la capacidad de integración con generación distribuida, investigar los efectos en la confiabilidad del sistema y diseñar un método para optimizar la cantidad y ubicación de la generación distribuida.

Las conclusiones según el autor:

- La capacidad de integración calculada varía entre el 72 % y el 114 % de la capacidad nominal instalada según el punto de conexión, determina la máxima generación distribuida (GD) que se puede instalar sin afectar el rendimiento del sistema.
- Las simulaciones sistemáticas permiten calcular con mayor precisión la capacidad máxima de GD en comparación con modelos analíticos, destacando la importancia de considerar la ubicación de la GD, ya que las instalaciones más alejadas requieren niveles de penetración más bajos para evaluar la fiabilidad y la capacidad del sistema.

B. **Determining maximum hosting capacity for PV systems in distribution grids**

El artículo de Yuan et al. (2022) tiene como objetivo principal determinar la capacidad de integración de generación fotovoltaica viable en el sistema de distribución, observando los efectos de la penetración de fuentes fotovoltaicas en puntos específicos del sistema sin superar los límites operacionales normales de tensión.

La metodología del estudio se basa en el análisis del sistema IEEE 8500 nodos mediante simulaciones en OpenDSS y Matlab. Se utilizan escenarios aleatorios generados por el método de Monte Carlo para evaluar la ubicación y capacidad de los paneles fotovoltaicos. Una simulación estocástica determina el consumo mínimo y máximo por hora durante un año y la producción de los paneles fotovoltaicos ejecutando un flujo de carga para cada escenario.

- El rango permitido de penetración generalmente se encuentra entre 480 y 540 kW entre las 8 am y 5 pm. En las primeras y últimas horas del día, no es posible aumentar la penetración debido a los límites de operación de voltaje.
- Además, se observó que una potencia activa del 95 % permite mayor penetración de SFV que el 100 %. Sin embargo, la dependencia de la CIG en la producción de la demanda no es concluyente debido a la falta de mediciones precisas de las cargas, ya que estas varían aleatoriamente por múltiples factores.

C. **Planning the future expansion of solar installations in a distribution power grid**

Según la investigación de Almenar Molina (2020), se desarrolló una herramienta para determinar el número máximo de los SFVs que se pueden conectar a una red de media tensión específica sin violar la capacidad de integración de la red, identificar las ubicaciones óptimas para conectar los SFVs para minimizar la posibilidad de violar la capacidad de integración, y explorar estrategias de asignación de costos de red entre las partes interesadas para promover de manera eficiente la producción de electricidad renovable distribuida.

El estudio emplea un modelo computacional basado en el método de Monte Carlo, donde los parques fotovoltaicos se colocan aleatoriamente en diferentes nodos de la red eléctrica. Este modelo, desarrollado en Matlab, calcula el flujo de potencia y evalúa si se y evalúa si se supera la capacidad de integración. La metodología incluye la simulación de varios escenarios con ubicaciones aleatorias de parques fotovoltaicos, el cálculo del flujo de potencia para cada escenario y la determinación de la CIG basada en los límites de sobretensión y sobrecorriente. El estudio utiliza datos de la red eléctrica de Herrljunga en Suecia, con escenarios simulados para períodos de máxima irradiación solar para analizar el impacto en la red.

Las conclusiones del autor son :

- El estudio encuentra que las subestaciones más cercanas a la estación de alimentación tienen una mayor posibilidad de albergar unidades fotovoltaicos. La variabilidad en los resultados de la capacidad de integración, especialmente para parques fotovoltaicos más pequeños, puede estar influenciada por la selección inicial de nodos en las simulaciones.
- Ambas redes propiedad del municipio de Herrljunga son capaces de albergar suficiente generación fotovoltaico para cumplir con los objetivos nacionales de suministrar del 5 % al 10 % de la demanda de electricidad con SFVs, siempre que se promuevan las subestaciones identificadas como más fuertes en el estudio para la instalación de paneles fotovoltaicos.

D. **A review of hosting capacity quantification methods for photovoltaics in low-voltage distribution grids**

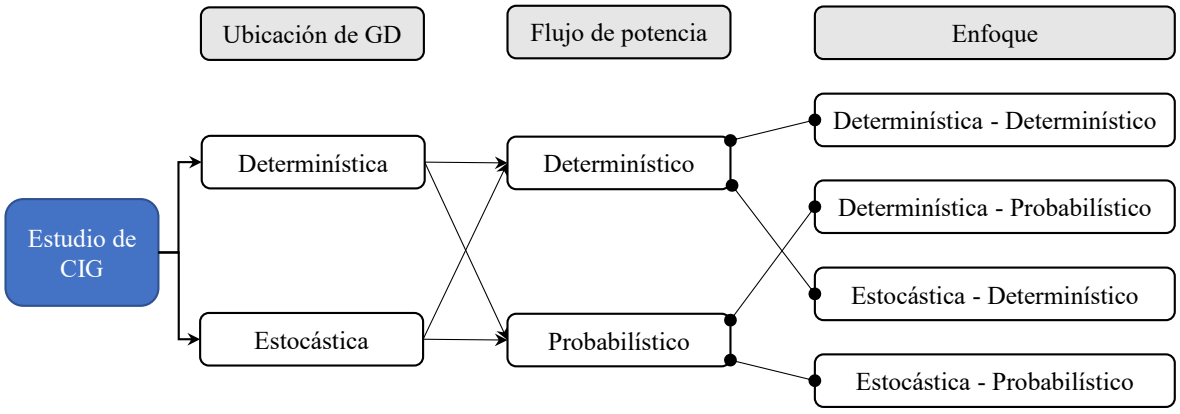
Por otro lado, Mulenga et al. (2020) clasifican las metodologías de la siguiente manera: (i) determinísticas; (ii) estocásticas; y (iii) basadas en series temporales. Señalan las diferencias entre ellas en términos de datos de entrada, precisión, esfuerzo computacional, consideración de incertidumbres y modelos utilizados. Los principales fenómenos considerados en estos estudios son el aumento del nivel de la tensión y la sobrecarga de los conductores, de forma que no se violen los límites térmicos ni de tensión. Al considerar la capacidad de integración con estas restricciones, en algunos estudios es posible determinar la localización ideal para la instalación de SFVs, permitiendo a los planificadores del SDEE identificar los nodos más adecuados para maximizar la CIG (Aguirre et al., 2018).

E. **A stochastic analytic-probabilistic approach to distributed generation hosting capacity evaluation of active feeders**

De igual forma, Chihota et al. (2022) dividen las metodologías con base en el tratamiento de la incertidumbre en la ubicación de la GD y en el enfoque de flujo de potencia, tal como se indica en el esquema de la Figura 2.1. La evaluación de la CIG incrementa su complejidad cuando se consideran incertidumbres, como las variaciones en la demanda de los consumi-

dores, las fluctuaciones en la generación distribuida y la ubicación de futuras instalaciones de GD. Esto requiere enfoques que consideren diferentes escenarios de ubicación de GD y un análisis probabilístico del desempeño del sistema eléctrico, lo que puede aportar ventajas en la comparación con metodologías basadas únicamente en estimaciones y factores empíricos (Kolenc et al., 2015).

Figura 2.1: Enfoques para evaluación de la capacidad de integración de generación



Fuente: Adaptado de Chihota et al.(2022)

F. **Determination of photovoltaic hosting capacity on radial electric distribution feeders**

En comparación con los dos estudios citados anteriormente, el trabajo de Baldenko y Behzadirafi (2016) tiene como objetivo determinar la capacidad de integración mediante simulaciones en modo *snapshot*. El análisis fue realizado en un alimentador de distribución radial (IEEE de 8500 nodos), considerando valores de demanda mínima y máxima. Durante el estudio, se conectaron dos generadores fotovoltaicos al SDEE, con potencia activa proporcional a la carga del circuito. Adicionalmente, se evaluaron distintos niveles de generación, incrementados en pasos de 10 kW hasta el límite asociado a la carga. Los resultados revelaron que los problemas de tensión fueron la principal restricción identificada para el aumento de la CIG. Para mitigar este impacto, los inversores de los SFV fueron configurados con factores de potencia fijos, ligeramente inductivos.

G. **Utility-scale DG planning using location-specific hosting capacity analysis**

De igual forma, un enfoque basado en flujo de potencia determinista fue propuesto por Es-

torque y Pedrasa (2016) para determinar la capacidad máxima de integración en distintos puntos de la red. La metodología considera parámetros como la tensión, carga de conductores y transformadores, y protección contra cortocircuitos, adoptando un proceso iterativo para incrementar la GD hasta alcanzar los límites operacionales permitidos. La validación fue realizada en la red de prueba IEEE de 123 nodos, analizando dos escenarios: (i) conexión exclusiva de SFV en nodos residenciales; y (ii) integración únicamente en nodos comerciales, ambos con factor de potencia unitario. Los resultados demostraron que la sobretensión constituye el principal desafío para las instalaciones fotovoltaicas, visualizándose la capacidad máxima de conexión mediante mapas de calor para cada localización en la red de distribución.

H. **Hosting capacity assessment and improvement for photovoltaic-based distributed generation in distorted distribution networks**

Sakar et al. (2016) abordaron el análisis de la CIG a través del flujo de potencia en modo *snapshot*, considerando restricciones de tensión, carga de línea y distorsiones armónicas. Sin embargo, es importante destacar que la validación de este enfoque fue realizada utilizando un modelo simplificado para representar el sistema de distribución y sus cargas, además de involucrar solamente la conexión de tres SFV.

I. **Optimal sitting of distributed generation based on hosting capacity approach**

En otro estudio, Raja et al. (2018) se centraron en el análisis nodal de la Capacidad de integración, con el objetivo de determinar la ubicación más adecuada para la GD. La metodología desarrollada empleó datos realistas de series temporales, junto con índices de desempeño térmico y de tensión. Los resultados proporcionaron valores de la CIG en una base horaria para cada nodo. Cada sistema fotovoltaico fue conectado en un nodo a la vez, incrementando gradualmente su capacidad de generación hasta que ocurriera alguna violación de los límites establecidos. Así, la CIG fue determinada como el mayor valor entre las menores capacidades horarias de alojamiento obtenidas.

J. **A comprehensive assessment of PV hosting capacity on low-voltage distribution systems**

Desde otra perspectiva, Torquato et al. (2018) realizaron análisis basados en riesgo, empleando una función de densidad de probabilidad log-normal para una evaluación simplificada de las características de la Capacidad de Integración en todos los sistemas de baja tensión de una concesionaria. El estudio incorporó un análisis detallado de 50.000 sistemas reales de baja tensión, representando aproximadamente el 75 % de los circuitos de una concesionaria ubicada en el sureste de Brasil. Se observaron simultáneamente los siguientes límites operacionales: la calidad de la tensión (niveles y desequilibrio de tensión), la capacidad térmica de los conductores y la sobrecarga del transformador. El análisis de sensibilidad indicó que, a medida que aumentaba el número de consumidores con GD, la violación del límite máximo de tensión se volvía más restrictiva que la sobrecarga del conductor, ya que la adición de generadores tiende a disminuir la corriente inyectada por estas unidades al sistema mientras abastecen localmente a los consumidores. Por otro lado, establecer un factor de potencia inductivo de 0,9 no influyó de forma significativa en la CIG, mientras que definir un factor de potencia capacitivo de 0,9 causó una reducción del 11,6 % en la CIG. En última instancia, la CIG probabilística para toda la concesionaria puede ser evaluada mediante simulaciones en tan solo el 1 % de los circuitos seleccionados aleatoriamente, utilizando la media y la desviación estándar de la CIG, proporcionando así datos suficientes para derivar una curva de la CIG basada en riesgo.

K. **Hosting Capacity Estimate Based on Photovoltaic Distributed Generation Deployment: A Case Study in a Campus of the University of São Paulo**

Por otro lado, Cordeiro et al. (2023) emplearon simulaciones deterministas de flujo de potencia en un escenario estacionario de carga mínima y máxima, al mediodía, para evaluar la capacidad de integración de un circuito radial. Los resultados indican que el circuito puede soportar el 103 % de su carga pico, resultando en una reducción del 9 % en la carga de pico anual. Notablemente, la CIG aumentó al distribuir la implantación de los SFVs a lo largo del circuito, en lugar de concentrarlos en un único punto. Aunque la estimación de la CIG mediante metodologías deterministas puede presentar incertidumbres debido a escenarios improbables, estas metodologías ofrecen una visión general de la capacidad del circuito para acomodar energía fotovoltaica, considerando la ubicación y la capacidad de los SFVs

instalados.

L. **A hosting capacity based approach toward distribution system planning for high PV penetration**

De Oliveira et al. (2025) propusieron un enfoque para estimar la CIG en redes de distribución con alta penetración de energía fotovoltaica. El método emplea simulaciones basadas en series temporales para evaluar los impactos de la generación distribuida en diferentes niveles de tensión, considerando la variación de la tensión de fondo causada por la penetración fotovoltaica en redes vecinas. La CIG se define como la generación fotovoltaica máxima por cliente para un determinado Nivel de Penetración Fotovoltaica Nivel de penetración fotovoltaica (NPFV), utilizando como índices de desempeño la probabilidad de violación del límite de tensión y la sobrecarga.

2.1.1.2 Antecedentes nacionales

A. **Propuesta de integración de un Sistema de Generación Distribuida en la empresa Aldur Nutripellet para determinar los efectos técnicos en la red de Media Tensión.**

En la investigación de Montalban (2021), el objetivo general de la tesis es determinar la factibilidad de la integración de un sistema de generación distribuida en la empresa “Aldur Nutripellet” para evaluar los efectos técnicos en la red de media tensión. Los objetivos específicos incluyen evaluar el tipo de generación distribuida adecuada para su integración al sistema eléctrico, analizar el estado del sistema eléctrico de distribución actual que suministra energía a la empresa, describir la conexión del sistema eléctrico.

La metodología utilizada en la investigación incluye la selección del sistema de generación más adecuado, el cálculo del dimensionamiento y diseño del sistema de generación, el análisis de flujo de potencia en diferentes escenarios y la realización de un análisis económico. Se recopilaron datos del alimentador y se utilizó el software DigSilent Power Factory para simular el sistema eléctrico con los generadores distribuidos, analizando así la calidad de tensión eléctrica y los efectos técnicos en la red de media tensión.

Las conclusiones de esta tesis son:

- La generación fotovoltaica es una opción importante para la provisión de energía a baja escala, especialmente en puntos más alejados de los sistemas rurales.
- Se identificaron seis puntos preliminares con potencial para la implementación de generación fotovoltaica en el alimentador A4604.
- Las dos subestaciones estudiadas mostraron mejoras en los niveles de tensión, mejorando la calidad de energía suministrada a los usuarios.
- Los sistemas monofásicos fueron los más afectados por el problema de caída de tensión.

La Tabla 2.1 presenta los trabajos más relevantes revisados en esta sección, con el objetivo de resumir sus metodologías, los SDEEs utilizados, los índices de desempeño considerados, los métodos de flujo de potencia, los perfiles de generación y el factor de potencia.

Tabla 2.1: Resumen de la revisión bibliográfica

Referencia	**Red eléctrica analizada**	**Índices de desempeño**	**Flujo de potencia**	**Perfil de generación**	**Ubicación de la GD**	**Factor de potencia**
Quintero Molina (2017)	Red MT 11.4 kV – Univ. Nac. de Colombia	T, CL, CT	D	D	D	–
Yuan et al. (2022)	IEEE-8 barras y IEEE-123 barras	T	E	D	E	0.95, 1.0
Almenar Molina (2020)	Red MT – Herrljunga (Suecia)	T, CL	E	D	E	–
Chihota et al. (2022)	Redes A 11/0.4kV y Red B a 66/12.66kV	T, CL, DT	P	P	E	–
Baldenko y Behzadirafi (2016)	IEEE-8500 barras	T, DT	D	D	D	0.95, 0.98, 1.0
Estorque y Pedrasa (2016)	IEEE-123 barras	T, CL, CT, Protección	D	D	D	1.0
Sakar et al. (2016)	Red MT 13.8 kV – 2 barra	T, CL, H	D	D	D	0.9, 1.0
Raja et al. (2018)	Red 20/0.4 kV – 18 barras	T, CL, CT	D	–	D	–
Torquato et al. (2018)	Red real, Sudeste Brasil	T, CL, CT	P	–	D	0.9 (ind/cap)
Cordeiro et al. (2023)	Red real “CUASO”, 13.8 kV	T, CL	D	D	D	1.0
De Oliveira et al., 2025	Red MT 11/0.4kV	T, CL	D	D	–	–

Nota: – : no especificado por el autor. T: Tensión; CL: Carga de la línea; CT: Carga del transformador; H: Armónicos; DT: Desequilibrio de tensión. D: Determinístico; P: Probabilístico; E: Estocástico; Simplificado: enfoque directo sin simulación completa.

2.2 Marco Normativo

En el Perú, el marco normativo que regula y promueve la generación eléctrica a partir de fuentes de energías renovables no convencionales está integrado por las siguientes disposiciones legales:

- Decreto Legislativo N° 1002 (Publicado en el Diario Oficial El Peruano en mayo del año 2008). Promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de fuentes de energía renovable.
- Decreto Legislativo N° 1058 (Publicado en el Diario Oficial El Peruano en junio del año 2008). Que promueve la inversión en la actividad de generación con recursos hídricos y con otros recursos renovables.
- Base Legal. La Ley 28832 incorporó en el marco legal peruano el concepto de Generación Distribuida (MINEM, 2006).
- Reglamento de la generación de electricidad con energías renovables, aprobado por Decreto Supremo N° 012 - 2011 - EM.
- Reglamento para la promoción de la inversión eléctrica en áreas no conectadas a red, aprobado por Decreto Supremo N° 020 - 2013 - EM.
- El Decreto Legislativo que establece el Régimen Especial de Recuperación Anticipada del Impuesto General a las Ventas, aprobado por Decreto Legislativo N° 973.

  Este marco normativo reconoce como de interés nacional y de necesidad pública el desarrollo de nueva generación eléctrica a partir de recursos energéticos renovables, disponiendo incentivos específicos para fomentar dichos proyectos. Entre ellos se incluyen la prioridad en el despacho de carga, el acceso garantizado a las redes de transmisión y distribución, y la posibilidad de tarifas estables a largo plazo (de 20 a 30 años) mediante contratos de compra de toda la energía generada. Asimismo, establece los siguientes lineamientos principales:

  - Fijar una participación objetivo de las energías renovables en el consumo nacional de

electricidad de hasta 5 % durante los primeros cinco años, excluyendo a las pequeñas centrales hidroeléctricas.

- Otorgar prioridad de conexión a las redes de transmisión y distribución, así como definir el pago de los costos incrementales derivados del uso de dichas redes.
- Permitir la depreciación acelerada de los activos asociados a proyectos renovables en un plazo máximo de cinco años, con una tasa anual no mayor al 20 % para efectos tributarios del impuesto a la renta.

- Norma IEEE Std 1547-2018: Esta norma es una de las principales referencias internacionales en lo que respecta a la conexión de sistemas de generación distribuida (GD) a los sistemas eléctricos de potencia. De acuerdo con esta norma, la GD se define como cualquier fuente de energía eléctrica que no esté conectada directamente a grandes centrales generadoras, pudiendo incluir generadores síncronos, máquinas de inducción, sistemas de almacenamiento e inversores de potencia, siempre que sean capaces de suministrar potencia activa a la red eléctrica (IEEE, 2018).

  La norma establece requisitos amplios relacionados con el desempeño, operación, ensayo, seguridad y mantenimiento de las unidades de GD. Entre estos requisitos, se destacan las especificaciones técnicas para la interconexión e interoperabilidad entre la GD y el sistema eléctrico de potencia, asegurando que la inserción de estos dispositivos no comprometa la estabilidad, la confiabilidad ni la calidad de la energía suministrada.

2.3 Bases Teóricas

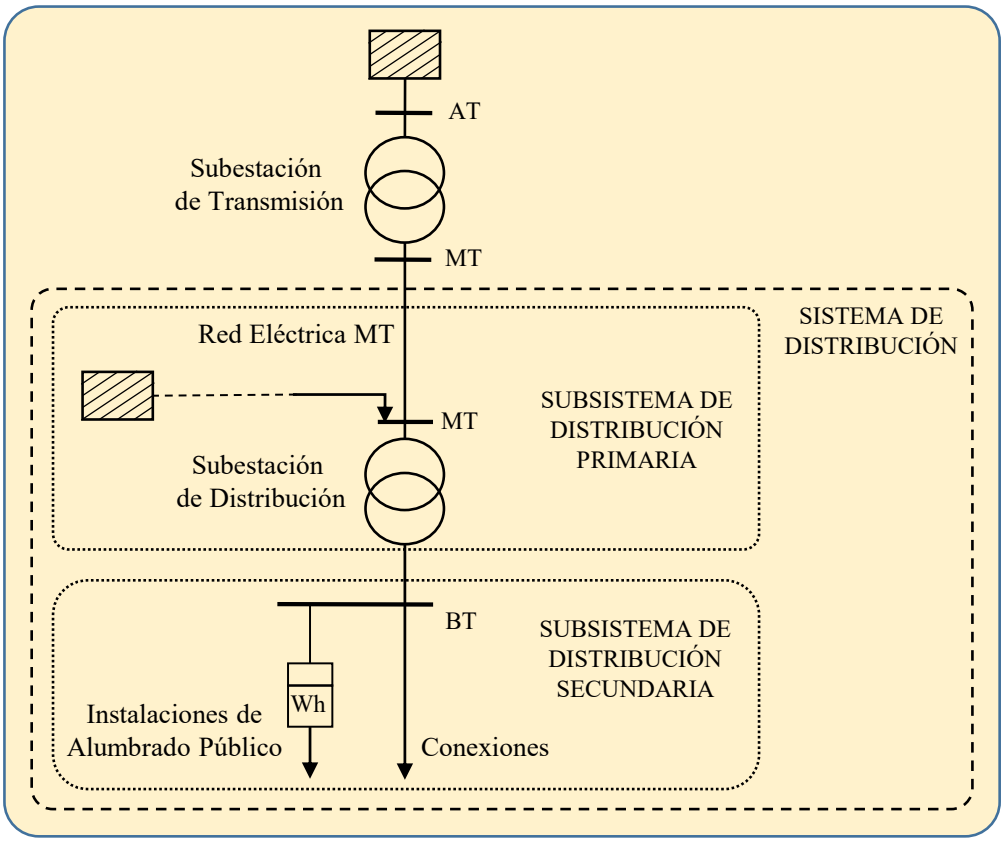
2.3.1 Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

De acuerdo con la Norma Técnica Peruana EC.010 (2011), el sistema de distribución se define como “el conjunto de instalaciones destinadas a la entrega de energía eléctrica a los diferentes usuarios”. Conforme a la normativa nacional vigente, las instalaciones que forman parte del sistema de distribución comprenden redes de media tensión y baja tensión, alcanzando un

nivel máximo de 30 kV[1].

Este sistema de distribución se divide en dos subsistemas principales: el subsistema de distribución primaria, que opera generalmente en niveles de media tensión, y el subsistema de distribución secundaria, correspondiente a la baja tensión que incluye las instalaciones de alumbrado público, las conexiones y los puntos de entrega a los usuarios finales, tal como se muestra en la Figura 2.2.

Figura 2.2: Sistema de distribución primaria y secundaria.



Fuente: Adaptado de la Norma Técnica E.C.010, Redes de Distribución de Energía Eléctrica 2016

.

[1] Si las instalaciones cumplen funciones propias de la distribución eléctrica, pero operan a tensiones superiores a las establecidas para la media tensión, se clasifican como instalaciones de subtransmisión o de transmisión secundaria, de acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.

2.3.1.1 Subsistema de distribución primaria

El subsistema de distribución primaria tiene como función transportar la energía eléctrica en niveles de media tensión, desde el sistema de transmisión hasta el subsistema de distribución secundaria y/o hacia las conexiones de usuarios de gran demanda. Este nivel del sistema cumple un papel intermedio dentro de la red eléctrica, facilitando la transferencia de energía a niveles de tensión adecuados para su posterior distribución y consumo.

Cabe resaltar que, según la normativa vigente, cuando las instalaciones operen con tensiones superiores a las establecidas para la media tensión, se considerarán parte del sistema de subtransmisión o de transmisión secundaria, conforme a lo dispuesto por la Ley de Concesiones Eléctricas y el Reglamento Nacional de Edificaciones.

- **Red de distribución primaria:** Una red de distribución primaria se define como el conjunto de conductores, cables, accesorios y elementos de instalación diseñados para operar con tensiones normalizadas de distribución primaria. Su función es alimentar o interconectar una o más subestaciones de distribución, partiendo de un sistema de generación o de transmisión, y comprende el tramo que va desde los terminales de salida del sistema alimentador hasta los terminales de entrada de la subestación correspondiente.

- **Subestación de distribución:** Según la norma EC.010 (2011) de Redes de Distribución Eléctrica, una subestación de distribución se define como el conjunto de instalaciones destinadas a la transformación y/o seccionamiento de la energía eléctrica, que recibe suministro desde una red de distribución primaria y lo entrega a un subsistema de distribución secundaria, a sistemas de alumbrado público, a otra red primaria o directamente a usuarios finales. Estas instalaciones incluyen, por lo general, el transformador de potencia y los equipos de maniobra, protección y control ubicados tanto en el lado primario como en el secundario, además de las edificaciones necesarias para su resguardo.

2.3.1.2 Subsistema de distribución secundaria

El subsistema de distribución secundaria se encarga de transportar la energía eléctrica en niveles de baja tensión, destinada al suministro directo para los usuarios finales. Este sistema está conformado por líneas aéreas y cables subterráneos de baja tensión, garantizando la entrega segura y continua de energía eléctrica para el uso residencial, comercial e industrial de pequeña escala.

- **Instalaciones de alumbrado público:** Conjunto de dispositivos necesarios para dotar de iluminación a vías y lugares públicos (avenidas, jirones, calles, pasajes, plazas, parques, paseos, puentes, caminos, carreteras, autopistas, pasos a nivel o desnivel, etc.), abarcando las redes y las unidades de alumbrado público.

- **Conexiones:** Las conexiones comprenden el conjunto de elementos que permiten la alimentación de los suministros de energía eléctrica desde el sistema de distribución hacia los usuarios. Incluyen las acometidas, cajas de conexión, derivación o toma, así como los equipos de control, limitación de potencia y medición de la energía entregada.

  La **acometida** constituye la derivación que parte de la red de distribución para suministrar energía a las instalaciones del usuario. Según el Código Nacional de Electricidad (CNE) forma parte de la instalación eléctrica comprendida entre el empalme en la red de distribución y la caja de conexión, medición o toma. Las acometidas pueden ser de tipo subterráneo, aéreo o aéreo-subterráneo. A partir del punto de entrega, se desarrollan las instalaciones internas de cada usuario, cuya ejecución, operación y mantenimiento son de responsabilidad del propio consumidor.

  El **punto de entrega** o punto de suministro se define como el enlace entre la red eléctrica del concesionario y la instalación del usuario. De acuerdo con el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (D.S. N.º 009-93-EM), para los suministros en baja tensión, este punto corresponde a la conexión eléctrica entre la acometida y las instalaciones del concesionario.

2.3.1.3 Topología de redes de distribución eléctrica

La topología de una red describe la forma en que se organiza o estructura el sistema de distribución. Las configuraciones más comunes son: radial, en anillo y mallada, cada una con características particulares en términos de confiabilidad, flexibilidad y costo de operación.

a) **Sistemas radiales.** En este tipo de sistema, la energía se suministra desde un único punto de alimentación hacia los diferentes usuarios, formando trayectorias independientes. Su principal ventaja es el bajo costo y la simplicidad de operación; sin embargo, una falla en un tramo de la red puede interrumpir el servicio a los usuarios conectados aguas abajo, reduciendo la confiabilidad del sistema.

b) **Sistemas en anillo.** Este tipo de configuración mejora la confiabilidad del sistema al cerrar el circuito entre el primer y el último punto de la red, permitiendo la alimentación por más de un camino. De esta manera, si ocurre una falla en una línea, el suministro puede mantenerse mediante la ruta alternativa. No obstante, esta estructura implica mayores costos de inversión y operación respecto al sistema radial.

c) **Sistemas mallados.** Las redes malladas presentan un mayor grado de interconexión, ya que todos los nodos se encuentran unidos por múltiples caminos. Este diseño proporciona un elevado nivel de confiabilidad y flexibilidad operativa, aunque con un costo significativamente superior. En estas redes, la energía puede fluir por diversas trayectorias, permitiendo mantener el servicio incluso ante múltiples fallas en la red (Dammert et al., 2011).

2.3.2 Generación Distribuida:

La *generación distribuida* (GD) se entiende como la producción de energía eléctrica conectada directamente a la red de distribución, ubicada en proximidad a los centros de consumo (World Energy Council, 2017). Este concepto incluye la incorporación de fuentes de energía renovable dentro de los sistemas de distribución, tales como la solar, eólica, hidráulica, biomasa y cogeneración (Shayani, 2010).

En el Perú, el Ministerio de Energía y Minas (2018) aprobó mediante la Resolución Ministerial N.º 292-2018-MEM/DM, aprobó el Proyecto de Reglamento de Generación Distribuida, el cual define a la GD como toda instalación de generación eléctrica que se conecta directamente a las redes de distribución. La normativa establece las condiciones técnicas, comerciales y administrativas para su conexión y operación, promoviendo la participación tanto de personas naturales como jurídicas en la generación de energía a pequeña y mediana escala.

La presencia de generadores cercanos a los puntos de consumo aporta diversas ventajas al sistema eléctrico y a los usuarios, tales como la reducción de pérdidas técnicas, el alivio de la carga en las redes de transmisión y la mejora de la calidad del servicio eléctrico. Asimismo, la GD puede utilizar una amplia gama de tecnologías, agrupadas en dos grandes categorías:

- Generación distribuida proveniente de tecnologías de energía convencionales.
- Generación distribuida basada en tecnologías de energía renovable.

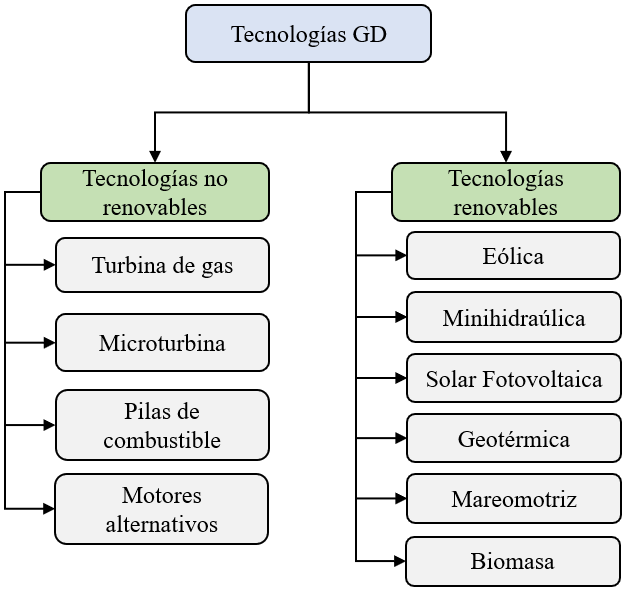
La Figura 2.3 muestra la clasificación general de las tecnologías empleadas en la generación distribuida. Estas se agrupan en dos categorías principales: tecnologías no renovables y tecnologías renovables.

Las primeras utilizan combustibles fósiles o recursos energéticos limitados, como las turbinas de gas, microturbinas, pilas de combustible y motores alternativos. En cambio, las tecnologías renovables emplean fuentes primarias de energía naturales e inagotables, entre las que destacan la eólica, minihidráulica, solar fotovoltaica, geotérmica, mareomotriz y de biomasa.

2.3.2.1 Tipos de generación distribuida

Según el marco regulatorio nacional, el proyecto de Reglamento de Generación Distribuida propone segmentar la GD en función de su capacidad instalada, de acuerdo con la Ley N.º 28832 (2006) y el Decreto Legislativo N.º 719 (2021). Los tipos establecidos se muestran en el Cuadro 2.2.

Figura 2.3: Tipo de tecnología de GD



Fuente: Adaptado de López Vásquez(2021)

Tabla 2.2: Tipos de generación distribuida

Tipos de generación distribuida		
Mediana Generación (MGD)	Distribuida	Se refiere a la generación distribuida que se encuentra regulada por la Ley 28832 en el contexto peruano. Esta categoría abarca las instalaciones de generación con una capacidad superior a 200 kW pero no mayor a 10 MW. Estas instalaciones estarían conectadas exclusivamente a redes de media tensión.
Microgeneración (MCD):	Distribuida	Esta categoría corresponde a la generación distribuida que se rige según el Decreto Legislativo 1221 en Perú. Está dirigida a los usuarios de servicios públicos de electricidad, y sus instalaciones se conectarían a las redes de distribución de baja o media tensión, con un límite máximo de capacidad de 200 kW.

2.3.2.2 Impactos de la GDs en los sistemas de distribución:

La incorporación de fuentes renovables en redes de distribución convencionales genera diversos impactos técnicos, principalmente por la modificación de su topología. Estos sistemas, diseñados originalmente como redes pasivas con flujo de potencia unidireccional desde la subes-

tación hacia las cargas, adquieren un comportamiento activo al integrar unidades de GD, presentando flujos bidireccionales de energía y desempeñando simultáneamente funciones de consumo y generación (Latheef et al., 2008).

Esta integración altera la operación y planificación de la red, pudiendo introducir restricciones técnicas que condicionan la capacidad de integración. Entre los principales efectos se encuentran las variaciones de tensión, los flujos de potencia inversos, el incremento de los niveles de cortocircuito, la distorsión armónica y los desafíos relacionados con la calidad, protección y estabilidad del sistema.

Estos impactos son manejables con bajos niveles de penetración, pero se intensifican a medida que aumenta la capacidad instalada de GD. Además, la ubicación óptima de las fuentes renovables, determinada por la disponibilidad de recursos naturales, suele requerir su conexión a nivel de distribución, lo que demanda adaptar las redes tradicionales para integrar generación en zonas originalmente destinadas solo a la carga. En consecuencia, es importante evaluar la capacidad de integración para garantizar una incorporación segura y eficiente de la GD en las redes de distribución eléctrica (Sun, 2015).

2.3.3 Generación Solar Fotovoltaica:

En la actualidad, los sistemas fotovoltaicos representan la principal fuente de energía empleada en la implementación de unidades de generación distribuida. Este tipo de fuente energética renovable no emite dióxido de carbono (CO2) y se caracteriza por ser modular, lo que posibilita su ampliación mediante módulos de menor capacidad. Dado que carece de economías de escala, su implementación en aplicaciones de menor envergadura resulta más accesible. Los costos unitarios de estos sistemas varían en función de la disponibilidad de recursos en diferentes ubicaciones.

La generación fotovoltaica se fundamenta en la utilización de células fotovoltaicas para convertir la energía solar en electricidad. Estas células, compuestas por semiconductores como el silicio, tienen la capacidad de convertir directamente la luz solar en electricidad a través del efecto fotovoltaico. Cuando los fotones de la luz solar impactan en estas células, se excitan los electrones en el material, generando una corriente eléctrica. Esta electricidad producida puede

ser usada al instante o almacenada en baterías para su uso posterior (De Souza, 2019).

Este tipo de sistema complementa la energía suministrada por la red de distribución. La energía fotovoltaica está en constante aumento en todo el mundo, con presencia destacada en naciones como Japón, Estados Unidos, China y la Unión Europea, tanto en instalaciones residenciales como a gran escala. En Brasil, se adopta el sistema de compensación de energía eléctrica, mediante el cual la energía generada por unidades de micro o minigeneración distribuida se vierte en la red eléctrica (De Souza, 2019).

La disposición elemental de un sistema fotovoltaico en su conexión a la red eléctrica involucra la combinación de dispositivos o módulos fotovoltaicos acompañados de un inversor electrónico, el cual transforma la corriente continua en una corriente alterna adecuada. Estos sistemas fotovoltaicos pueden ser categorizados como:

- Aislado: Por ejemplo, un panel fotovoltaico que provee energía directamente a una carga. Estos sistemas pueden estar compuestos por una unidad de almacenamiento de energía (como una batería), un dispositivo de control de carga para regular la energía almacenada y un inversor de corriente continua a corriente alterna para suministrar energía de manera apropiada a las cargas.

- Conexión a la red: En este caso, los usuarios están conectados a la red eléctrica y la generación fotovoltaica opera como un complemento energético. La energía producida es utilizada por los dispositivos conectados y cualquier exceso es transmitido a través de la red eléctrica.

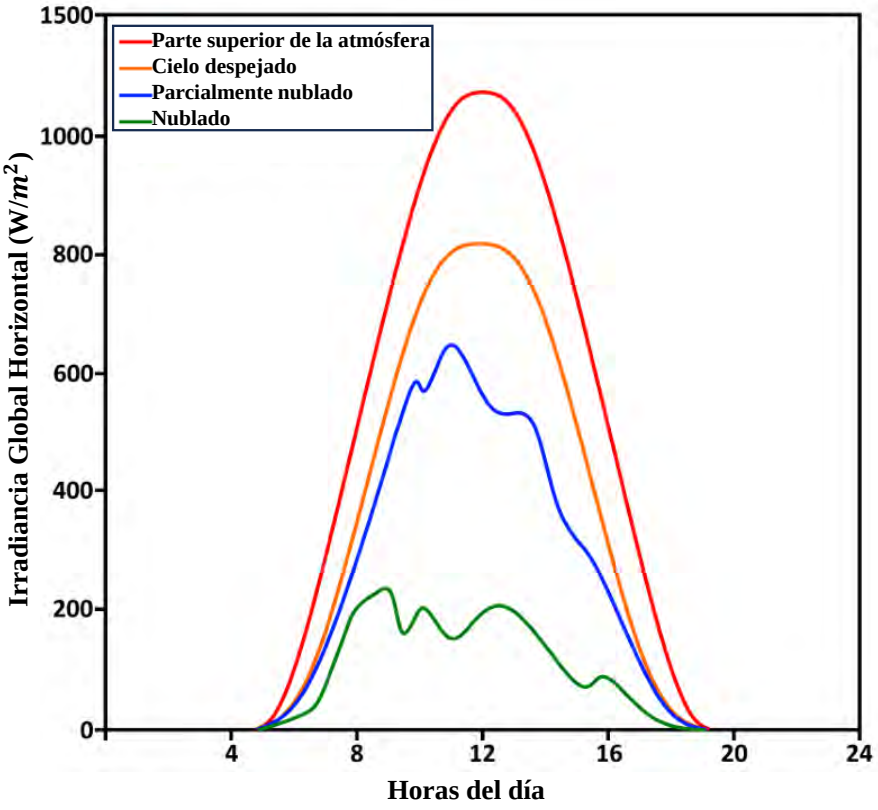
2.3.3.1 Irradiancia solar (G)

Es la magnitud que cuantifica la radiación solar instantánea, expresada en $[W/m^2]$, es decir, potencia por unidad de área, lo que corresponde a una medida de densidad de potencia.

En el espacio, la irradiancia solar es $G = 1360\ W/m^2$ y en la superficie terrestre es del orden de $G = 1000\ W/m^2$ al mediodía. La irradiancia solar es un valor instantáneo que varía a lo largo del día debido a la posición del sol y a la presencia de nubes, como se muestra en la Figura 2.4. Además, la irradiancia solar cambia al atravesar las masas de aire entre el sol y la superficie terrestre.

En el mes de enero, cuando la masa de aire es mínima, la irradiancia es máxima; en el mes de junio, cuando la masa de aire es máxima, la irradiancia solar es mínima. Durante la noche no existe irradiancia solar.

Figura 2.4: Nivel de irradiancia solar durante el día.



Fuente: Adaptado de Cari(2021)

2.3.3.2 Irradiación solar o Insolación (I_{RS})

Magnitud que indica la cantidad de irradiancia solar en un determinado intervalo de tiempo. Su unidad es $\mathrm{Wh/m^2}$, es decir, energía por unidad de área; sin embargo, es más común encontrarla expresada en $\mathrm{kWh/m^2}$.

$$I_{RS} = G \cdot t \tag{2.1}$$

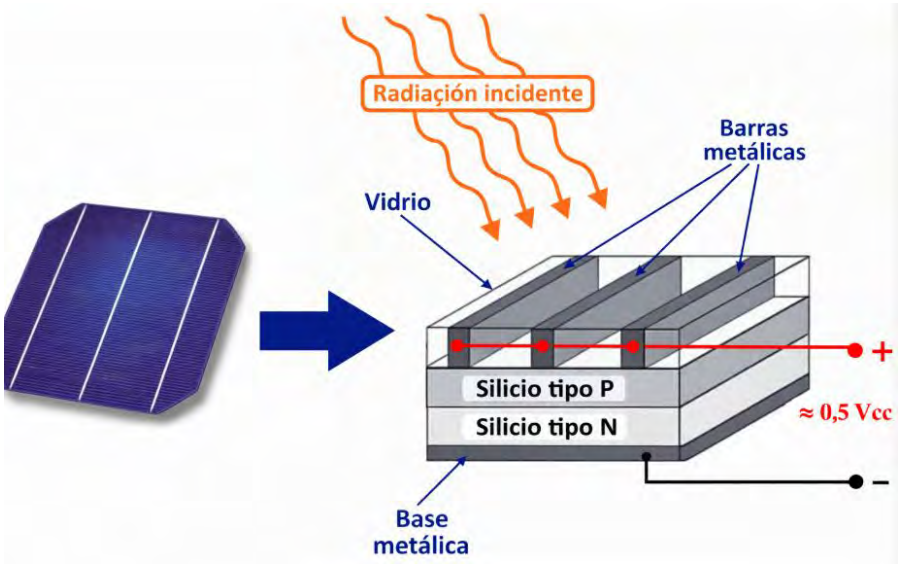
Donde:

- I_{RS}: Irradiación solar en $\mathrm{kWh/m^2}$;
- G: Irradiancia solar o insolación en $\mathrm{kW/m^2}$;
- t: Tiempo de exposición con irradiancia solar G, en horas.

2.3.3.3 Fundamentos de una célula fotovoltaica

Los paneles o módulos fotovoltaicos se construyen a partir de varias células conectadas en serie. En cada una de ellas ocurre el fenómeno fotovoltaico, en el cual la incidencia de la radiación solar produce una diferencia de potencial en corriente continua (Figura 2.5).

Figura 2.5: Representación genérica de una célula fotovoltaica.



Fuente: Adaptado de Cari(2021)

Cada célula está compuesta por dos capas de silicio dopado: una con impurezas de tipo p (positivo) y otra de tipo n (negativo). Cuando la radiación solar incide sobre la unión p–n y existe una carga conectada a los terminales de la célula, los electrones se desplazan hacia la carga, dando lugar a la circulación de una corriente eléctrica. En condiciones normales de operación, cada célula presenta aproximadamente una potencia entre 5,0 y 5,5 W y una tensión entre 0,55 y 0,6 V en el punto de máxima potencia. Estos valores pueden variar en función de la tecnología empleada y de la eficiencia del dispositivo, la cual se incrementa progresivamente con el avance

tecnológico.

2.3.3.4 Módulos fotovoltaicos

Los módulos o paneles fotovoltaicos, denominados comúnmente como *"placas solares"* por personas ajenas al área técnica, están formados por la conexión en serie de varias células fotovoltaicas.

A partir del número de células que conforman un módulo, es posible estimar de manera aproximada los valores de tensión y potencia en el punto de máxima potencia, mediante las siguientes relaciones:

$$P_{\text{mod}} = P_{\text{cel}} \times N_{\text{cel}} \tag{2.2}$$

$$V_{\text{mod}} = V_{\text{cel}} \times N_{\text{cel}} \tag{2.3}$$

donde:

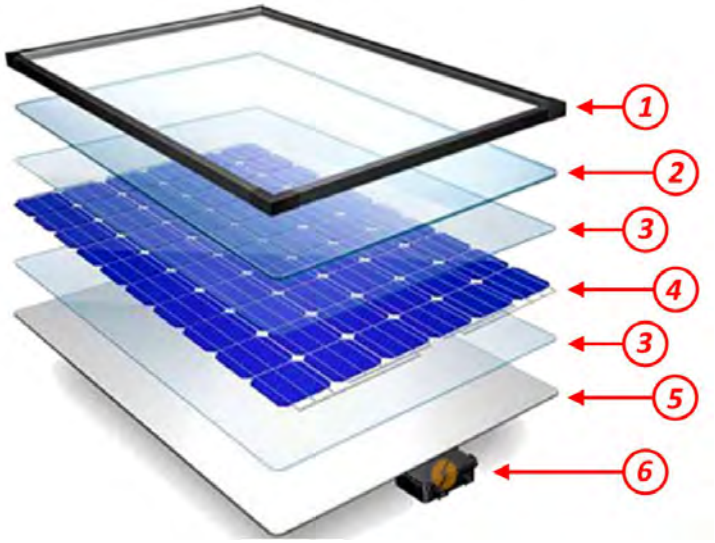
- V_{cel}: Tensión de una célula fotovoltaica en el punto de máxima potencia ($0{,}55$ – $0{,}6$ V);
- P_{cel}: Potencia de una célula fotovoltaica en el punto de máxima potencia ($5{,}0$ – $5{,}5$ W);
- V_{mod}: Tensión del módulo fotovoltaico en el punto de máxima potencia (V);
- P_{mod}: Potencia máxima del módulo fotovoltaico (W).

Las partes de un módulo fotovoltaico comercial pueden observarse en la Figura 2.6.

Las dimensiones de los módulos tradicionales de 72 células monocristalinas y policristalinas son aproximadamente $2\,\text{m} \times 1\,\text{m} \times 40\,\text{mm}$, y su peso es del orden de $23\,\text{kg}$. De acuerdo con la Figura 2.6, los principales componentes del módulo son:

A. **Marco de aluminio anodizado:** proporciona rigidez estructural y resistencia mecánica al módulo.

Figura 2.6: Partes de un módulo fotovoltaico convencional.



Fuente: Adaptado de Cari(2021)

B. **Vidrio templado antirreflectante:** vidrio especial recubierto con un material antirreflectante que reduce las pérdidas por reflexión.

C. **Encapsulante – EVA:** película fabricada a base de acetato de vinilo-etileno que protege las células frente a la degradación y a los agentes ambientales.

D. **Células fotovoltaicas:** conjunto de células responsables de la conversión de la radiación solar en energía eléctrica.

E. **Backsheet:** película de color blanco ubicada en la parte posterior del módulo, cuya función es proteger las células y proporcionar aislamiento eléctrico.

F. **Caja de conexiones:** también conocida como caja de unión; es el punto de salida de los cables fotovoltaicos y el lugar donde se alojan los diodos de *bypass*.

2.3.3.5 Tecnología de módulos fotovoltaicos

Las células y tecnologías fotovoltaicas se diferencian principalmente por el tipo de material semiconductor y por los procesos de fabricación utilizados, los cuales influyen directamente en la eficiencia, el costo y la vida útil de los módulos.

- **Células monocristalinas:** se fabrican a partir de un único cristal de silicio ultrapuro obtenido mediante el proceso Czochralski. Presentan una estructura cristalina uniforme y alcanzan eficiencias del orden del 15–18 %. Se caracterizan por su color homogéneo y forma cuadrada con esquinas recortadas.
- **Células policristalinas:** se obtienen a partir de lingotes formados por múltiples cristales de silicio fundido. Su eficiencia es menor, típicamente entre 13–15 %, y se distinguen por su forma cuadrada completa y tonalidades variables.
- **Tecnología *half-cell*:** consiste en dividir las células fotovoltaicas en dos partes, lo que reduce la resistencia óhmica y mejora la tolerancia al sombreado. Esta tecnología permite eficiencias de 18–22 % en módulos monocristalinos y de 17–19 % en policristalinos.
- **Módulos bifaciales (vidrio–vidrio):** permiten la captación de radiación solar por ambas caras del módulo, reemplazando el *backsheet* por un segundo vidrio. Su eficiencia puede variar entre 19–25 %, dependiendo de las condiciones de instalación.
- **Tecnología PERC:** incorpora una capa de pasivación en la parte posterior de la célula, reduciendo la recombinación de portadores de carga y aumentando la reflexión interna de la luz, lo que incrementa la eficiencia del módulo.
- **Tecnología *busbar* y barras múltiples:** se basa en el aumento del número de barras colectoras para reducir las pérdidas por efecto Joule y mejorar la recolección de corriente. Configuraciones con múltiples barras ofrecen un mejor compromiso entre eficiencia y costo.
- **Tecnologías de película delgada (*thin film*):** emplean capas delgadas de material semiconductor sobre sustratos flexibles o rígidos. Aunque presentan bajo peso y flexibilidad, su eficiencia es reducida (5–8,5 %) y su vida útil es menor en comparación con las tecnologías de silicio cristalino (Cari, 2021).

2.3.4 Capacidad de Integración de Generación (Hosting Capacity)

La Capacidad de Integración de Generación, en inglés *Hosting Capacity (HC)*, se define como la cantidad máxima de generación distribuida que puede incorporarse a un sistema de

distribución eléctrica manteniendo su desempeño dentro de límites operativos aceptables, sin comprometer la calidad del suministro ni infringir restricciones técnicas Ismael et al., 2019.

La incorporación de unidades de GD puede provocar diversos problemas técnicos, tales como sobretensiones, subtensiones, pérdidas excesivas en las líneas, sobrecarga de transformadores y alimentadores, fallos en los esquemas de protección o niveles elevados de distorsión armónica que superan los estándares internacionales. Estos efectos se manifiestan cuando la generación instalada excede el nivel máximo de penetración permitido, es decir, cuando se sobrepasa la CIG del sistema (Zobaa et al.,2020).

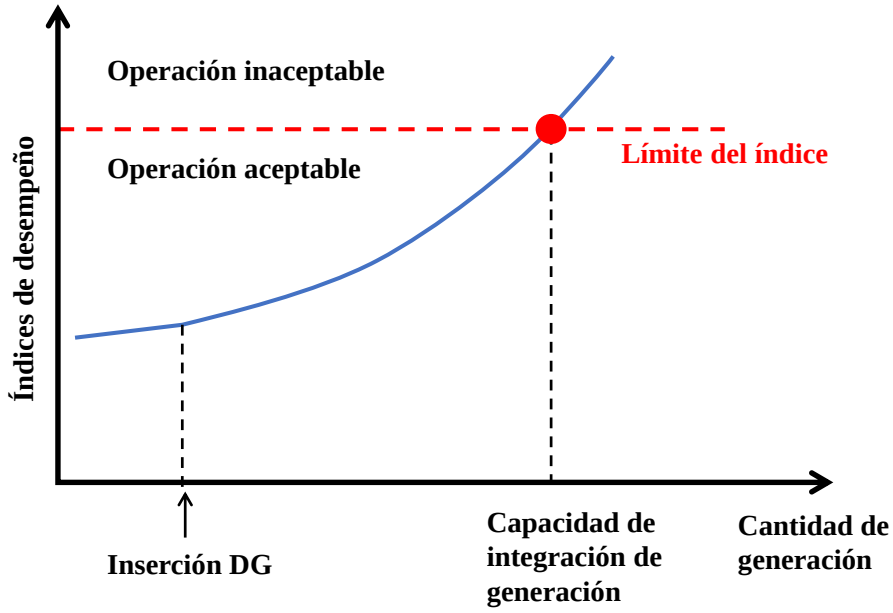
La capacidad de integración de un alimentador depende tanto de la cantidad de los Recurso energético distribuidos (DERs) como de la ubicación de sus puntos de conexión. Según Lopez (2019), este proceso es complejo y requiere considerar diversos factores, entre los que destacan:

- Tamaño y tecnología de los sistemas fotovoltaicos.
- Ubicación (aleatoria o fija) de los paneles solares.
- Características eléctricas y topológicas de la red de distribución.
- Proximidad eléctrica entre sistemas fotovoltaicos.
- Condiciones locales del recurso solar.
- Estrategias de control y operación de los inversores.
- Coordinación y ajuste de los equipos de protección.
- Configuración de los dispositivos de regulación de tensión, como reguladores e inversores.

Es importante examinar detenidamente todos estos elementos para calcular la CIG del alimentador y garantizar que la incorporación de DERs no comprometa la calidad y la confiabilidad de la red de distribución.El criterio para determinar la CIG se expresa mediante los índices de desempeño operativo (p. ej., niveles de tensión y cargabilidad térmica de líneas y transformadores), estimados a partir de modelos de flujo de potencia y series temporales del sistema eléctrico.

La representación del concepto de la CIG se muestra en la Figura 2.7, donde se evidencia que el aumento de la CIG del sistema posibilita la incorporación de una mayor cantidad de GD manteniendo los límites operativos del sistema.

Figura 2.7: Concepto de la capacidad de integración de generación



Fuente: Adaptado de Ismael et al.(2019)

2.3.4.1 Evaluación de la Capacidad de Integración (CIG) fotovoltaica

La evaluación de la CIG fotovoltaica tiene como propósito determinar el límite de generación solar que puede integrarse en un sistema de distribución sin infringir los criterios técnicos de operación.Para cuantificar esta capacidad, la literatura adopta el concepto de Nivel de Penetración Fotovoltaica (NPFV), que expresa, de forma relativa, el grado de penetración de la generación fotovoltaica en un determinado sistema de distribución. Diversas métricas han sido utilizadas en la literatura para esta cuantificación, conforme a los objetivos del estudio y a las características de la red analizada (Fatima et al., 2020).

- Relación entre la capacidad máxima instalada de sistemas fotovoltaicos y la carga pico del

alimentador (Rylander et al., 2013):

$$NPFV_{pico} = \frac{P_{PV,inst}^{max}}{P_{carga}^{pico}} \tag{2.4}$$

donde $P_{PV,inst}^{max}$ representa la potencia fotovoltaica total instalada y P_{carga}^{pico} la demanda máxima del alimentador.

- Relación entre la generación total de energía fotovoltaica y la capacidad nominal del transformador (Torquato et al., 2018):

$$NPFV_{TF} = \frac{P_{PV,total}}{S_{TF}} \tag{2.5}$$

donde S_{TF} representa la potencia aparente nominal del transformador.

- Proporción de residencias equipadas con sistemas fotovoltaicos respecto al total de unidades habitacionales en el área de estudio (Long y Ochoa, 2015):

$$NPFV_{clientes} = \frac{N_{clientes\ PV}}{N_{clientes\ totales}} \tag{2.6}$$

donde $N_{clientes\ PV}$ es la cantidad de clientes con generación fotovoltaica instalada y $N_{clientes\ totales}$ es el total de consumidores conectados al sistema.

- Relación entre la potencia activa generada por los sistemas fotovoltaicos y la potencia activa de la carga atendida (Yan y Saha, 2012):

$$NPFV_{activa} = \frac{P_{PV,gerada}}{P_{carga}} \tag{2.7}$$

donde $P_{PV,gerada}$ es la potencia activa generada por los sistemas fotovoltaicos y P_{carga} la potencia activa de la carga.

- Área de cobertura disponible en los techos de las residencias conectadas al alimentador, apta para la instalación de paneles solares (Weisshaupt et al., 2016):

$$NPFV_{techo} = \frac{A_{PV\ util}}{A_{total}} \tag{2.8}$$

donde $A_{PV\ util}$ es el área disponible para la instalación de módulos fotovoltaicos.

- Relación entre la energía total anual generada por los sistemas fotovoltaicos ($E_{PV\ anual}$) y el consumo anual de energía ($E_{consumo\ anual}$) (Astero y Söder, 2018):

$$NPFV_{energia} = \frac{E_{PV\ anual}}{E_{consumo\ anual}} \tag{2.9}$$

Por otro lado, la integración de Sistemas Fotovoltaicos (SFVs) en redes de distribución depende de diversos factores, tales como las características de generación, la topología de la red, los perfiles de carga y los requisitos de QEE. Considerando la variabilidad inherente tanto a la generación solar como al consumo, es fundamental evaluar sus impactos mediante análisis de flujo de potencia en diferentes escenarios temporales. En este contexto, los métodos estocásticos ofrecen un enfoque robusto para garantizar una integración eficaz y segura (Bendík et al., 2022).

2.3.4.2 Criterios técnicos que limitan la capacidad de integración de generación

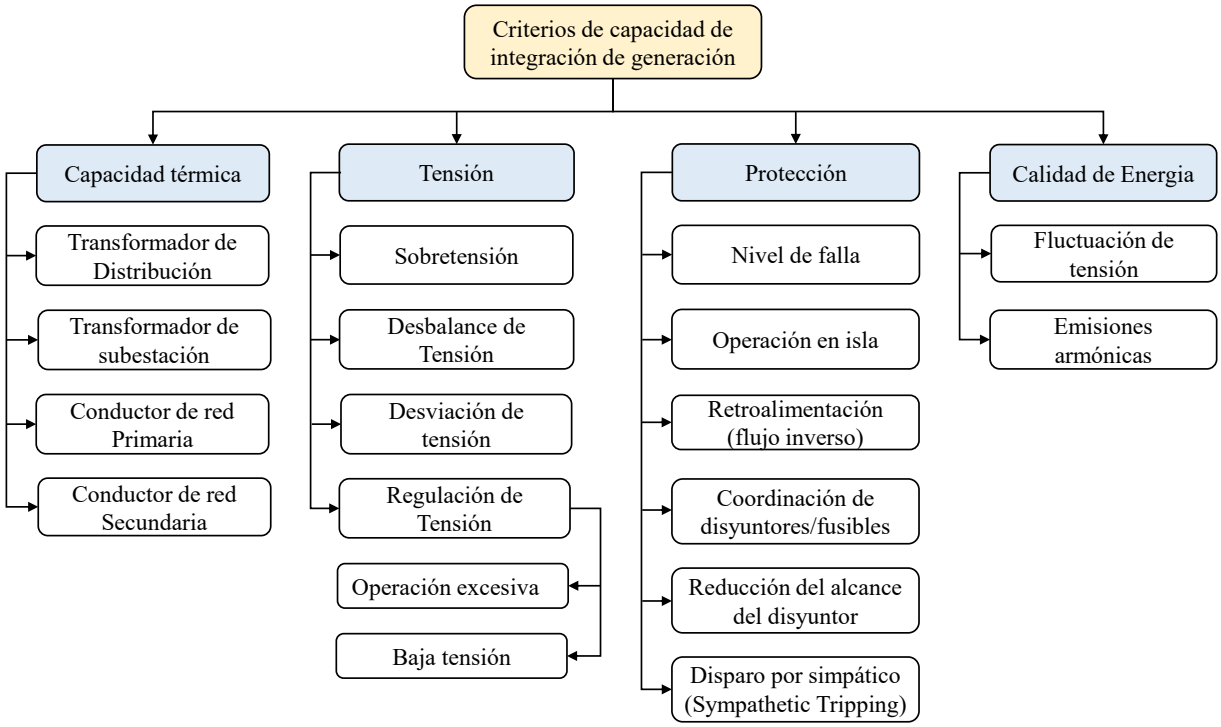
El nivel máximo de integración de los DER está determinado por los desafíos técnicos que estos plantean. Para identificar la CIG, resulta necesario comprender y modelar de manera precisa estos desafíos en la estimación de la CIG.

La Figura 2.8 presenta una lista completa de los criterios técnicos que constituyen las bases de la Generación Distribuida (GD), para los cuales se han desarrollado enfoques de evaluación en la integración de DER. A continuación, se proporciona una breve descripción de estos criterios técnicos:

- **Criterios de capacidad térmica:** Es la máxima corriente que un elemento del sistema de distribución (como líneas, cables o transformadores) puede transportar sin que se dañen sus propiedades físicas o eléctricas. Si se supera este límite por un tiempo prolongado, pueden presentarse daños permanentes. La integración de generación distribuida puede modificar los flujos de corriente, y una alta penetración podría provocar sobrecargas térmicas en algunos componentes (Seidaliseifabad, 2020).

- **Criterios de tensión**

Figura 2.8: Criterios de capacidad de integración de generación.



Fuente: Adaptado de Seidaliseifabad (2020)

- **Sobretensión:** Este criterio es la principal preocupación de los operadores de sistemas de distribución. Tradicionalmente, los sistemas de distribución radiales se han operado bajo el supuesto de que existe una caída de tensión a través del transformador de distribución y de los conductores del alimentador. Sin embargo, las fuentes de energía distribuida pueden contrarrestar esta caída de tensión y, si la penetración de DER es alta, bajo condiciones de alta generación y baja demanda, los usuarios pueden experimentar tensiones superiores al nivel normal de servicio.
- **Desbalance de tensión:** Se debe al consumo y generación desbalanceados en los sistemas de distribución. En general, la distribución desigual de las DER monofásicas entre las fases de la red conduce a un flujo de potencia desequilibrado y, por tanto, a tensiones desbalanceadas.
- **Desviación de tensión:** Puede ocurrir debido a variaciones rápidas en la generación o a la des conexión/conmutación de las DER. La potencia de salida de los sistemas fotovoltaicos suele variar más rápidamente que los mecanismos típicos de control de

tensión empleados en el sistema. Por ello, los controladores de tensión no logran regular adecuadamente la tensión. Además, los cambios rápidos en la potencia generada por sistemas fotovoltaicos en techos pueden incrementar la operación de equipos como los cambiadores de tomas bajo carga y los bancos de capacitores conmutados.

- **Regulación de tensión:** la regulación de tensión en redes de distribución normalmente se logra mediante cambiadores de tomas en carga controlados por esquemas automáticos de regulación de tensión. Las DER pueden interferir en este proceso de regulación y causar problemas técnicos como los siguientes:
    - Operaciones excesivas: la incertidumbre en la producción de las fuentes de energía renovable (RES) puede alterar el funcionamiento normal de los dispositivos de regulación de tensión y generar un número excesivo de cambios de tomas o conmutaciones de capacitores.
    - Baja tensión: los reguladores de tensión suelen estar equipados con compensación de caída de línea para controlar la tensión en un punto aguas abajo, elevando la tensión de salida del regulador para compensar la caída de tensión entre el regulador y el centro de carga. Una DER puede interferir con el funcionamiento adecuado del regulador si se encuentra inmediatamente aguas abajo de este y su generación representa una fracción significativa de la carga que percibe el regulador. En otras palabras, la tensión del alimentador aún disminuye desde la DER hasta el centro de carga, pero la salida del regulador no aumenta debido a la baja carga aparente. En consecuencia, puede producirse baja tensión en el centro de carga.

- **Criterios de protección:**

    - **Nivel de falla:** El nivel de falla en un punto de un sistema de distribución es una medida de la corriente máxima de falla esperada en ese punto. Las corrientes de falla deben detectarse e interrumpirse rápidamente, ya que pueden causar daños significativos a los conductores, líneas aéreas, transformadores y otros equipos. La capacidad nominal de los interruptores automáticos limita el nivel de falla en el alimentador, conocido como

nivel de falla de diseño. En las redes de distribución, este nivel de diseño puede ser un factor limitante para la conexión de los DER. Una nueva conexión de DER puede incrementar el nivel de falla, cuya contribución depende de varios factores: el tipo de DER, la distancia entre el DERy el punto de falla, la configuración de la red entre ambos y el método de acoplamiento del DER a la red. Cabe mencionar que las DER con generadores eléctricos conectados directamente aportan corrientes de falla mucho mayores que las DER conectadas mediante interfaces electrónicas de potencia, como los sistemas fotovoltaicos . Por ello, el nivel de falla es un aspecto más crítico para las DER de conexión directa que para las conectadas por electrónica de potencia.

- **Isla (islanding):** este problema ocurre cuando algunas DER continúan suministrando energía a una parte de la red que ha quedado desconectada del sistema aguas arriba. Para prevenir este fenómeno se emplean medidas de seguridad denominadas anti-islanding, como las establecidas en la norma IEEE 1547-2008, o asegurando que la generación del DER no exceda la demanda local.

- **Retroalimentación o flujo de potencia inverso (back-feed)):** las redes de distribución tradicionales se diseñaron bajo el supuesto de que la potencia fluye desde una red de mayor tensión hacia otra de menor tensión. Sin embargo, con el aumento de la penetración de DER, la dirección del flujo puede invertirse cuando la generación total de las DER supera la carga de la red. Dos factores principales limitan este fenómeno: (1) la capacidad de operación en potencia inversa de ciertos equipos, como los transformadores, y (2) la capacidad de los sistemas de control automático de la red para responder correctamente ante un flujo de potencia inverso. Por ejemplo, este tipo de flujo puede afectar el funcionamiento del cambiador automático de tomas de un transformador. Ajustar los parámetros de control de los reguladores de tensión o reemplazar los relevadores de protección de los interruptores automáticos puede mitigar el límite impuesto por la retroalimentación sobre la capacidad de alojamiento (hosting capacity).

- **Coordinación entre interruptores y fusibles:** Los fusibles, reconectadores y relés de sobrecorriente son los dispositivos de protección más comunes en los sistemas de distribución. La interconexión de DER puede alterar la magnitud de la corriente de

falla que detectan estos dispositivos. Los problemas de descoordinación suelen ocurrir cuando la corriente de falla percibida por el fusible aumenta en relación con la del interruptor o reconectador. En los casos en que la corriente de falla sea similar para ambos dispositivos, la descoordinación ocurre si la corriente excede el valor máximo de coordinación establecido.

- **Reducción del alcance del interruptor:** El soporte de tensión proporcionado por las DER y su influencia sobre el equivalente de Thévenin del sistema pueden disminuir la corriente de falla al inicio del alimentador. Cuanto mayor sea la capacidad de generación distribuida, menor será la corriente en ese punto. Si la corriente de falla que atraviesa el interruptor al inicio del alimentador cae por debajo del umbral de ajuste del relé de sobrecorriente, el interruptor puede no operar correctamente.
- **Reducción del alcance del interruptor:** Este fenómeno puede ocurrir debido a la circulación de corriente de secuencia cero proveniente de las DER hacia una falla ubicada aguas arriba del interruptor del alimentador. El aumento de dicha corriente puede provocar el disparo del interruptor cuando se supera el valor de ajuste del relé de corriente de tierra.

- **Criterios de calidad de la energía:** Una alta penetración de los DER puede generar problemas de calidad de la energía, tales como fluctuaciones de tensión y armónicos. En el caso de los sistemas fotovoltaicos en techos, estos problemas pueden originarse por variaciones de tensión y potencia debidas a la incertidumbre en la irradiancia solar. Las fluctuaciones de tensión pueden provocar un funcionamiento excesivo de los reguladores de tensión del alimentador.

  Las emisiones armónicas son otro posible problema en las DER conectadas a la red mediante convertidores electrónicos de potencia. Aunque los convertidores modernos emplean técnicas avanzadas de modulación por ancho de pulso y filtros armónicos, los límites de distorsión de tensión pueden superarse cuando la penetración de DER es elevada. Cabe señalar que la evaluación de los problemas armónicos es compleja y no forma parte de las investigaciones rutinarias que realizan los operadores de redes de distribución.

La importancia y la frecuencia de ocurrencia de los problemas mencionados no son igua-

les. Algunos son muy específicos y dependen fuertemente de la estructura de la red o de la tecnología del DER. Sin embargo, ciertos problemas técnicos, como las sobretensiones y las sobrecargas, son más generales y ocurren con mayor frecuencia, razón por la cual la mayoría de los estudios sobre capacidad de alojamiento (Hosting Capacity, HC) se han centrado en estas restricciones (Seidaliseifabad, 2020).

2.3.4.3 Indices de desempeño

Los índices de desempeño permiten cuantificar los criterios técnicos que limitan la capacidad de integración de generación solar fotovoltaica. Estos índices representan las variables operativas empleadas para evaluar el comportamiento del sistema de distribución ante distintos niveles de penetración de generación distribuida. En la Tabla 2.3 se presentan los principales índices de desempeño utilizados en la literatura para este propósito, según Rylander (2014) y el estándar *IEEE 1159-2009*.

Entre los índices de desempeño considerados, la sobretensión, la subtensión y la carga térmica en conductores y transformadores son los principales parámetros que limitan la capacidad de integración de generación solar fotovoltaica en sistemas de distribución.

2.3.4.4 Métodos de Evaluación de la Capacidad de Integración

Los métodos empleados en diversos estudios e investigaciones se clasifican principalmente en determinísticos y estocásticos. Independientemente de los índices de desempeño seleccionados y de sus respectivos límites, el método de cálculo utilizado para determinar la capacidad de integración es fundamental e influye directamente en el resultado.

- **Métodos determinísticos:**

  El método determinista es una herramienta fundamental para evaluar la capacidad de integración de generación fotovoltaica en la red eléctrica, ya que permite analizar los impactos de diferentes niveles de generación solar a partir de datos fijos y conocidos, como el modelo de red, el consumo de los usuarios y la generación fotovoltaica (Mulenga et al., 2020). La

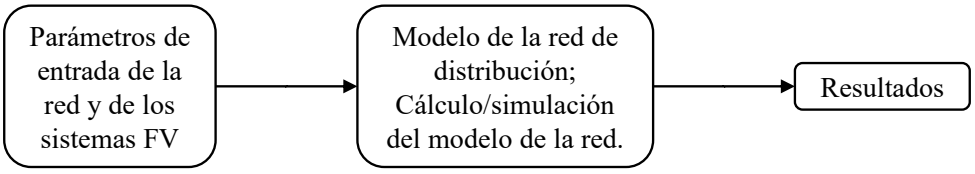
Tabla 2.3: Índices de desempeño

Categoría	Criterio	Límite
Tensión	Sobretensión	> 1.05 p.u.
	Subtensión	< 0.95 p.u.
	Desviación de tensión	$\geq 3\,\%$ en cualquier nodo primario o mayor que la mitad del ancho de banda de los reguladores
	Desbalance	$\geq 3\,\%$
Carga térmica	Térmico	$\geq 100\,\%$ de la capacidad nominal
Calidad de energía	Armónicos individuales	$\geq 3\,\%$
	Distorsión armónica total de tensión (THDv)	$\geq 5\,\%$
Protección	Contribución de falla directa	$\geq 10\,\%$ de incremento
	Disparo simpático del interruptor	≥ 150 A
	Reducción del alcance del interruptor	$\geq 10\,\%$ de disminución
	Coordinación interruptor/fusible	≥ 100 A de incremento
	Anti-isla (Anti-islanding)	$\geq 50\,\%$ de la carga mínima
Control	Ciclo del regulador	$>$ caso base + 1
	Ciclo del capacitor	$>$ caso base + 1

Fuente: Adaptado de Rylander, 2014.

Figura 2.9 muestra el proceso general del método determinista.

Figura 2.9: Criterios de capacidad de integración



Fuente: Adaptado de Mulenga et al.(2020)

La aplicación del método inicia con la recopilación y modelado de la red de baja tensión (BT), empleando parámetros eléctricos como la potencia activa (P), la potencia reactiva (Q), las impedancias de línea en serie (Z) y modelos de carga tipo ZIP (impedancia, corriente o potencia constante). Estos datos, proporcionados por los operadores del sistema, incluyen la estructura de la red, las líneas y los perfiles de consumo (Mulenga et al., 2020).

Generalmente, los métodos deterministas se basan en el flujo de potencia, aunque algunos estudios aplican reglas adicionales. Por ejemplo, Ebe et al.(2017)Ebe et al., 2017 consideran el nivel de penetración fotovoltaica existente y la capacidad adicional que una zona podría admitir, utilizando criterios asociados al incremento del factor de utilización.

En síntesis, el método determinista ofrece una visión clara del comportamiento de una red específica, pero su precisión se ve limitada en sistemas con alta penetración de SFVs, donde la variabilidad de la generación, el tamaño, la ubicación y los perfiles de carga introducen incertidumbres que reducen su capacidad para estimar con exactitud la capacidad de integración.

- **Métodos estocásticos:**

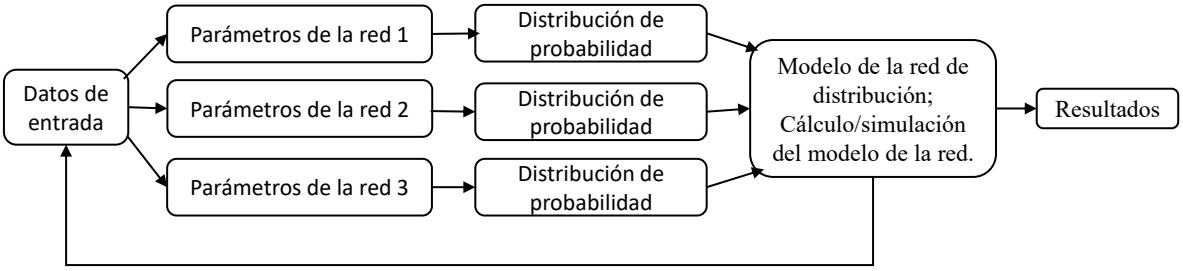
  La generación de los sistemas fotovoltaicos es incierta, ya que depende de factores como la irradiación solar, la cual está influenciada por las condiciones climáticas. Esto hace que la producción de los SFVs sea de naturaleza estocástica (Behravesh et al., 2018). Como se ha mencionado, la integración de la energía solar en la red de distribución genera diversas incertidumbres, como el consumo de las cargas, el tamaño y la ubicación del SFV, entre otras, que en muchos casos son desconocidas. En este contexto, los métodos estocásticos consideran la probabilidad de ocurrencia y las variaciones presentes en el sistema de distribución, garantizando la inclusión de las incertidumbres, ya que todas las variables desconocidas influyen en la CIG (Mulenga et al., 2020; Ismael et al., 2019; Xu et al., 2019).

  Para obtener resultados más precisos, se tiene en cuenta la aleatoriedad de algunas variables en el cálculo de la CIG de las redes de distribución mediante el flujo de potencia probabilístico (Abideen et al., 2019; Mulenga et al., 2020; Zubo et al., 2017). En general, las etapas para la ejecución del flujo de potencia probabilístico consisten en: la creación de escenarios (número, ubicación y/o tamaño del SFV, la simulación de las redes, la inspección de variables eléctricas (tensión, corriente, pérdidas, etc.) frente a los límites de desempeño, y la determinación de la CIG con base en dichos límites previamente establecidos (Abideen et al., 2019).

  El método estocástico es similar al determinista, pero se aplica a múltiples escenarios diferentes e incorpora funciones de probabilidad para los parámetros de entrada, generando

resultados caracterizados por una función de distribución de probabilidad derivada de las entradas (Lima, 2020; Abideen et al., 2019; Mulenga et al., 2020). La Figura 2.10 muestra el flujo de los procesos que conforman la metodología estocástica.

Figura 2.10: Diagrama de flujo de los procesos del método estocástico



Fuente: Adaptado de Mulenga et al.(2020)

De manera general, los métodos de evaluación de la CIG pueden clasificarse según el tratamiento de la incertidumbre en las variables del sistema. Los métodos determinísticos consideran valores fijos y conocidos para todos los parámetros, proporcionando una visión precisa pero limitada del comportamiento de la red ante condiciones específicas. Por su parte, los métodos estocásticos incorporan la variabilidad inherente a factores como la irradiancia, la demanda o la ubicación de los generadores, permitiendo un análisis más realista de la operación del sistema bajo escenarios inciertos.

2.4 Marco conceptual

- **Subestación eléctrica:** Conjunto de instalaciones, incluyendo las eventuales edificaciones requeridas para albergarlas, destinado a la transformación de la tensión eléctrica y al seccionamiento y protección de circuitos o sólo al seccionamiento y protección de circuitos y está bajo el control de personas calificadas.
- **La generación distribuida:** El concepto de generación distribuida (GD) incluye todas aquellas fuentes conectadas muy cerca de los centros de consumo y que, por lo tanto, están conectadas a la misma red de baja o media tensión en la que están los consumidores.

- **Capacidad de Integración:** La Capacidad de Integración es el valor máximo de generación distribuida que puede se puede inyectar a la red sin afectar la operación del sistema. Este es un aspecto crucial, especialmente en lo relacionado con la calidad de la energía, ya que este concepto involucra variables como desequilibrios en la tensión o la corriente, presencia de armónicos, caídas o aumentos de voltaje, entre otros.
- **Calidad de Energía:** Se refiere a la condición en la que se entrega la energía eléctrica a los consumidores. Implica que la tensión y la corriente se mantienen dentro de rangos específicos de tolerancia, sin fluctuaciones significativas ni perturbaciones que puedan afectar el funcionamiento de los equipos eléctricos y electrónicos.
- **Energía solar fotovoltaica:** Este tipo de generación utiliza como principio el efecto fotovoltaico: la aparición de una diferencia de potencial eléctrico en los extremos de un semiconductor cuando este es expuesto a la incidencia de la luz.
- **Radiación solar:** La energía del sol que llega a la Tierra se transmite en forma de radiación electromagnética. Una parte se emite como luz visible y el resto como espectro infrarrojo y ultravioleta (UV), según las longitudes de onda.
- **Hora Solar pico:** Es una unidad que mide la irradiación solar y se define como la energía por unidad de superficie que se recibiría con una hipotética irradiancia solar constante de 1000 W/m^2.
- **Punto de máxima potencia:** Se define como el punto específico en la curva potencia-tensión de un sistema fotovoltaico (FV) donde se maximiza la potencia de salida, lo que corresponde a la mayor potencia disponible para unos niveles de insolación determinados.
- **Efecto de sombreado:** Cuando una parte del módulo queda sombreada (por ejemplo, por acumulación de hojas), la corriente que circula por él puede verse seriamente afectada e incluso llegar a bloquear el paso de la corriente de toda una serie fotovoltaica.
- **Inversor:** Es un dispositivo que convierte la corriente continua (CC) generada por los paneles solares en corriente alterna (CA), que es la forma de energía eléctrica utilizada en la mayoría de los sistemas eléctricos. Los inversores son esenciales para asegurar que la energía generada por los paneles solares sea compatible y utilizable en la red

eléctrica.

- **Controlador de carga:** El controlador de carga es el equipo responsable de la gestión de la energía proveniente de los módulos solares y del consumo, con el fin de evitar que el banco de baterías sea sobrecargado o descargado en exceso. De esta manera, se garantiza un funcionamiento seguro y eficiente, prolongando la vida útil de las baterías. Para dimensionar correctamente un controlador de carga es necesario especificar la corriente máxima suministrada por el arreglo de módulos fotovoltaicos
- **Límites de Operación:** Los límites de operación se refieren a los valores específicos dentro de los cuales un sistema o dispositivo puede funcionar de manera segura y eficiente.
- **Sobretensión:** Es un aumento temporal en el nivel de voltaje en un sistema eléctrico que excede los valores nominales. Puede ser causada por eventos como conmutaciones de carga, descargas atmosféricas o fallas en la red, y puede dañar equipos eléctricos y afectar la calidad del suministro eléctrico.
- **Flujo de Potencia Inverso:** Durante períodos de alta generación fotovoltaica y baja demanda, puede haber flujo de energía en dirección opuesta en la red, lo que puede causar problemas de estabilidad y control en el sistema de distribución.
- **Perdidas técnicas en la Red:** La generación distribuida fotovoltaica modifica el flujo de potencia en los sistemas de distribución, lo que influye directamente en los niveles de pérdidas técnicas. Al producir energía cerca de los puntos de consumo, se reduce la circulación de potencia por los alimentadores, contribuyendo a una mayor eficiencia en la entrega de energía. Dichas pérdidas corresponden a la energía disipada en conductores, transformadores y demás componentes debido a fenómenos físicos como el efecto Joule, pérdidas en vacío, calentamiento y efecto corona Navani et al., 2012. Por ello, en el presente análisis se incluye una evaluación específica de las pérdidas técnicas en los sistemas de distribución eléctrica, considerando su dependencia directa del nivel de inserción de generación distribuida.
- **Carga Eléctrica:** Según el CNE, la carga eléctrica viene a ser el régimen a la cual se realiza el trabajo eléctrico, conceptualmente viene a ser la potencia activa o nomi-

nal absorbida o consumida por una máquina, un dispositivo eléctrico, un usuario, un sistema eléctrico. Usualmente está expresado en: W, kW, MW y/o VA, kVA, MVA ó A

- **Diagrama de carga:** También denominado curva de carga o perfil de carga, es la representación cartesiana de la variación temporal de la potencia demandada por un sistema, equipo o conjunto de cargas eléctricas durante un periodo determinado.
- **Potencia instalada:** También denominada carga instalada o carga conectada, corresponde a la suma de las potencias nominales de los equipos o receptores eléctricos conectados a una red, ya sea de un usuario individual o de un conjunto de consumidores. Generalmente se expresa en unidades de potencia activa o aparente: W, kW, MW y/o VA, kVA, MVA.
- **Demanda Eléctrica :** Constituye la potencia o carga promedio, que se obtiene durante un intervalo de tiempo determinado (intervalo de demanda) y se expresa en: W, kW, MW y/o VA, kVA, MVA.
- **Demanda máxima:** Se conoce como demanda máxima de una carga, a la demanda instantánea mayor que se presenta en una carga en un período de trabajo establecido (día, semana, mes, etc). Está expresada en: W, kW, MW y/o VA, kVA, MVA.
- **Factor de Demanda :** El factor de demanda de una carga eléctrica, viene a ser la relación existente entre la demanda máxima y la potencia instalada (en un punto del sistema, en un consumidor, etc), generalmente es menor a 1, siendo unitario cuando el aparato o los aparatos conectados estuvieran absorbiendo su potencia nominal.
- **Factor de Desbalance :** Viene a ser la diferencia de carga existente entre las tres fases de un circuito (R-S-T). Usualmente se acepta que estas diferencias entre si no sean superiores al 10 %, pero en redes eléctricas sobre todo para el sector urbano rural y rural podrían llegar al 20 %. Para lo cual las empresas electricas tienen que balancear las cargas para reducir las perdidas de potencia, caidas de tension y estabilizar el sistema.
- **Factor de Simultaneidad :** También denominado ”factor de coincidencia”, se define como la relación entre la demanda máxima registrada en un punto o centro de distribución y la suma de las demandas máximas individuales de los consumidores que

lo conforman. Este factor expresa la probabilidad de que varios usuarios alcancen su demanda máxima de manera simultánea.

- **Factor de Carga :** Se define el factor de carga como la relación existente entre la demanda promedio en un intervalo de tiempo dado y la demanda máxima observada en el mismo intervalo.
- **Factor de Utilización :** Viene a ser la relación existente entre la demanda máxima o la corriente máxima y la capacidad nominal (de un equipo, de un conductor o de un sistema).
- **Capacidad de Corriente :** Es la máxima corriente, medida en amperios, que un conductor es capaz de conducir a su tensión nominal, manteniendo las condiciones térmicas y eléctricas de operación dentro de los límites permitidos.
- **Sobrecarga Térmica:** Es la condición en la que un componente del sistema eléctrico, como un conductor o un transformador, opera por encima de su capacidad nominal de corriente o potencia, provocando un incremento excesivo de temperatura que puede afectar su vida útil.

2.5 Comentarios Finales

En este capítulo se ha desarrollado el Marco Teórico que sustenta la investigación, abordando de manera integral los conceptos y antecedentes que enmarcan el análisis de la CIG-PV en sistemas de distribución. La revisión bibliográfica permitió identificar las principales metodologías de evaluación de la CIG, evidenciando tanto enfoques determinísticos como estocásticos y señalando sus ventajas y limitaciones en la práctica. Asimismo, los antecedentes internacionales y nacionales destacaron la creciente relevancia de la generación distribuida fotovoltaica en distintos contextos, subrayando la necesidad de adecuar las redes a esta nueva realidad energética.

En cuanto a las bases teóricas, se presentó la caracterización de los sistemas de distribución, los distintos tipos de generación distribuida y los impactos técnicos asociados a su incorporación. Particular énfasis se otorgó a la generación fotovoltaica y al concepto de capacidad de integración. Finalmente, se detallaron los indicadores de operación empleados en la evaluación,

los cuales resultan fundamentales para garantizar un análisis consistente.

Con base en este marco teórico, se avanza a la siguiente etapa de la investigación, orientada al modelamiento del SDE-UNSAAC en OpenDSS. Tras haber definido las bases conceptuales y metodológicas, corresponde llevarlas a un escenario práctico de simulación que represente la red en estudio. Este modelamiento servirá para aplicar la metodología seleccionada y, posteriormente, evaluar la capacidad de integración de generación fotovoltaica en el sistema eléctrico universitario.

Capítulo 3

Modelamiento del Sistema de Distribución de Energía Eléctrica de la UNSAAC

En este capítulo se desarrolla el modelamiento del SDE-UNSAAC, utilizando el software OpenDSS como plataforma principal de simulación y análisis. Se describe la estructura del simulador, los modelos básicos y la representación de los componentes que conforman el sistema de distribución (barras, líneas, transformadores, cargas y SFVs), considerando únicamente los elementos presentes en la red bajo estudio. Asimismo, se detallan los parámetros eléctricos y las curvas de operación adoptadas en la simulación. Finalmente, se presenta el proceso de validación del modelo mediante la comparación de los resultados obtenidos con mediciones reales del sistema.

3.1 Software OpenDSS

El OpenDSS es una herramienta computacional de código abierto desarrollada por el Electric Power Research Solutions (EPRI) en 1997 y liberada al público en 2008. Diseñada específicamente para el análisis detallado de sistemas eléctricos de distribución, esta plataforma permite simular redes bajo diversas condiciones operativas y temporales, incluyendo fenómenos dinámicos y topologías no convencionales.

Su arquitectura flexible facilita la evaluación de escenarios con alta penetración de generación distribuida (GD), fuentes renovables, eficiencia energética y perfiles de carga no tradicionales. Una de sus principales ventajas es la capacidad de realizar flujos de potencia continuos en el tiempo, con pasos de simulación configurables por el usuario, lo que permite ejecutar estudios diarios, mensuales y anuales con alta resolución temporal.

Además, OpenDSS está diseñado para representar redes de distribución modernas, incluyendo aquellas asociadas a sistemas inteligentes (smart grids), donde los flujos de potencia pueden presentar variaciones direccionales frecuentes debido a la integración de recursos

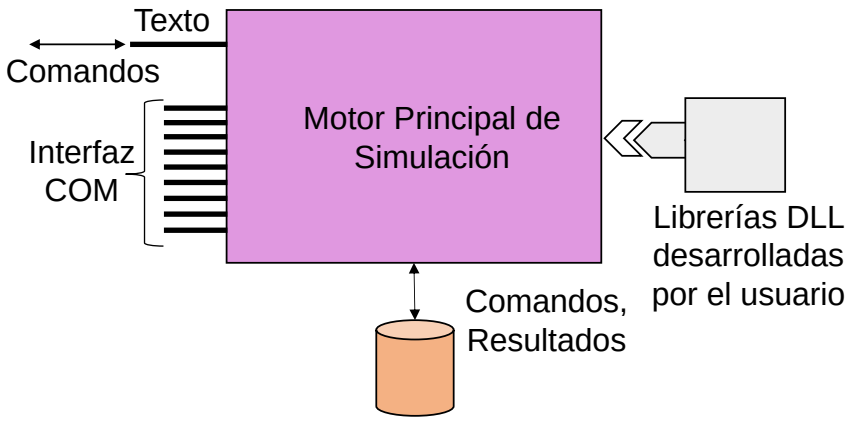
energéticos distribuidos. el primer factor que justifica la escogida del sofware open dss es su capapcidad de lidiar con redes que presentan unidades de geracion distribuida o segundo factor es la posibilidad de controlar el opendss por medio de programas.

3.2 Estructura del OpenDSS

OpenDSS es un software orientado a línea de comandos que suele configurarse como se ilustra en la Figura 3.1. Los comandos que definen el circuito pueden ser introducidos manualmente por el usuario, leídos desde archivos de texto o generados por aplicaciones externas. La definición del sistema puede realizarse de forma directa en el ejecutable o a través de archivos importados.

El programa cuenta con soporte para la interfaz COM (Component Object Model) de Microsoft, lo que facilita su integración con herramientas externas y permite desarrollar soluciones personalizadas sin depender de archivos preestablecidos. Además, puede ser controlado desde plataformas como Python, MATLAB o incluso aplicaciones de MS Office mediante VBA. Otra funcionalidad relevante es la posibilidad de crear bibliotecas dinámicas (DLL), lo que ofrece mayor flexibilidad a desarrolladores que requieran adaptar el software a problemas específicos Sexauer, 2016.

Figura 3.1: Estructura de OpenDSS



Fuente: Adaptado de EPRI (2018)

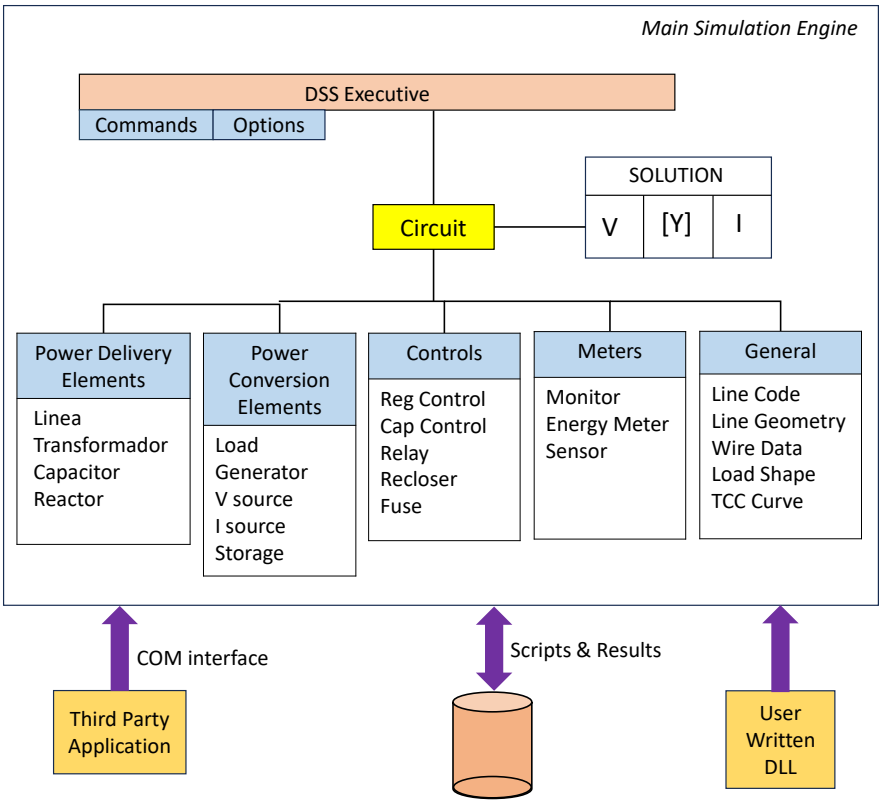
La Figura 3.2 presenta la arquitectura funcional de OpenDSS, donde se ilustran los prin-

cipales componentes involucrados en la construcción y ejecución de modelos de simulación. En este entorno, el usuario define la topología y los parámetros eléctricos del sistema mediante *scripts*, compuestos por comandos secuenciales en lenguaje propio del software.

Gracias a la interfaz *COM*, OpenDSS permite la comunicación bidireccional con plataformas externas como *Python* o *MATLAB*, posibilitando la modificación dinámica de variables del modelo y la automatización de simulaciones. Los elementos del sistema eléctrico están predefinidos en el entorno y se agrupan en cinco categorías: *Power Delivery Elements*, *Power Conversion Elements*, *Controls*, *Meters* y *General*.

Para resolver el sistema eléctrico bajo análisis, OpenDSS construye un modelo matricial basado en la matriz de admitancias nodal ($\mathbf{Y}$), el vector de tensiones ($\mathbf{V}$) y el vector de corrientes ($\mathbf{I}$). La solución se obtiene de manera iterativa, permitiendo calcular el flujo de potencia de la red eléctrica bajo análisis.

Figura 3.2: Arquitectura funcional de OpenDSS



Fuente: Adaptado de EPRI (2018)

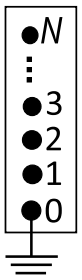
3.3 Modelos básicos

Esta sección presenta los modelos fundamentales utilizados para la representación de redes eléctricas.

3.3.1 Barra

En OpenDSS, una barra es un elemento del circuito que agrupa nodos, como se muestra en la Figura 3.3. Su función principal es servir como punto de conexión para los terminales de los distintos componentes eléctricos. Una característica es que las tensiones nodales se expresan con respecto al nodo 0, el cual actúa como nodo de referencia con tensión nula, aunque no necesariamente corresponde al neutro o tierra física del sistema.

Figura 3.3: Barra con N nodos

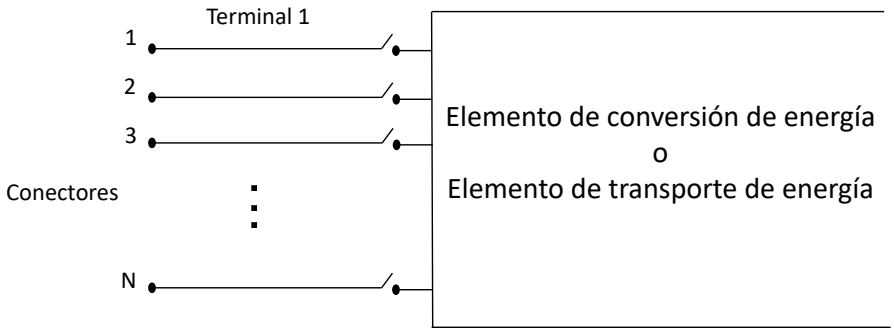


Fuente: Adaptado de EPRI (2018)

3.3.2 Terminal

Los componentes eléctricos están formados por uno o más terminales, y cada uno de ellos puede incluir múltiples conectores. Cada terminal debe estar asociado exclusivamente a una barra. La Figura 3.4 ilustra un terminal típico con N conectores.

Figura 3.4: Estructura de OpenDSS



Fuente: Adaptado de EPRI (2018)

3.3.3 Elemento de Transporte de Energía

Los elementos responsables del transporte de energía, ilustrados en la Figura 3.5, están conformados por uno o más terminales, dependiendo del tipo de componente. Por ejemplo:

- Una línea de cuatro conductores posee dos terminales, cada uno con cuatro conectores.
- Un transformador monofásico con tres devanados dispone de tres terminales, cada uno con dos conectores.
- Un banco de capacitores trifásico cuenta con un solo terminal compuesto por tres conectores.

La función principal de los elementos de transporte de potencia es permitir el flujo de energía entre dos puntos del sistema. Aunque esta función no aplica directamente a los bancos de capacitores, dichos dispositivos también se consideran elementos de transporte debido a que su comportamiento se modela a través de una matriz de admitancia nodal, al igual que otros componentes de la red.

3.3.4 Elemento de Conversión de Energía

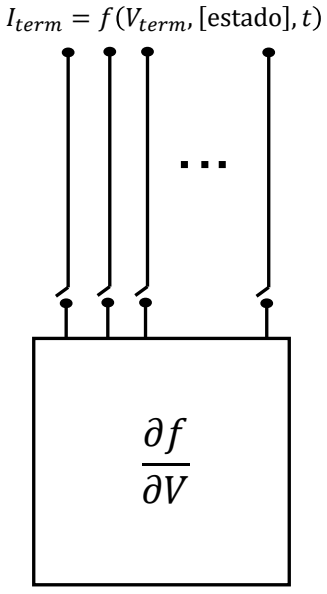
Los elementos de conversión de energía son dispositivos que transforman la energía eléctrica en otras formas de energía, o bien realizan el proceso inverso. Este grupo incluye gene-

Figura 3.5: Elemento de transporte de energía con dos terminales: el primero con N conectores y el segundo con M conectores.

Fuente: Adaptado de EPRI (2018)

radores, cargas, sistemas de almacenamiento energético, equivalentes de Thévenin, entre otros. En general, se representan con un único terminal compuesto por N conectores. Este concepto se ilustra en la Figura 3.8.

Figura 3.6: Elemento de conversión de energía.



Fuente: Adaptado de EPRI (2018)

3.4 Elementos Básicos

Esta sección presenta los comandos, escritos en el lenguaje de programación empleado por OpenDSS, correspondientes a los elementos del circuito comúnmente utilizados en la construcción de sistemas de distribución.

3.4.1 Equivalente de Thévenin

El equivalente de Thévenin puede utilizarse para representar diversas configuraciones, como el sistema de transmisión visto desde la subestación, la subestación observada desde un alimentador, o cualquier otro tipo de modelado que se desee establecer. Por ello,es importante tener claridad el propósito específico del equivalente que se desea representar.

En OpenDSS, todo circuito debe comenzar con la inclusión de un elemento de circuito, el cual actúa como un convertidor de energía con un único terminal. Este elemento de circuito representa un equivalente de Thévenin y, por lo tanto, para los cálculos, se considera el componente con los datos de contorno, es decir, la barra oscilante.

En la Tabla 3.1 se muestran los principales parámetros utilizados para definir el elemento del circuito.

Tabla 3.1: Parámetros básicos del elemento *Circuit*

Parámetro	**Descripción**
`basekV`	Tensión de línea nominal en kilovoltios (kV)
`bus1`	Nombre de la barra a la cual está conectado el terminal del elemento
`R1`	Resistencia de secuencia positiva de la fuente en ohmios (Ω)
`X1`	Reactancia de secuencia positiva de la fuente en ohmios (Ω)
`mvasc3`	Potencia de cortocircuito trifásico en megavoltamperios (MVA)
`mvasc1`	Potencia de cortocircuito monofásico en megavoltamperios (MVA)
`pu`	Valor por unidad de la tensión en la barra

Fuente: Documentación OpenDSS (2024)

Para representar adecuadamente las características de la fuente equivalente en el modelo del sistema de distribución de la UNSAAC, se deben definir los parámetros de impedancia de secuencia positiva (`R1, X1`) y de secuencia cero (`R0, X0`), o alternativamente, los niveles de

cortocircuito trifásico y monofásico (`mvasc3, mvasc1`). En el presente estudio, la barra frontera del sistema se ubica en la Subestación Eléctrica de Distribución (SED) Los Incas 2, correspondiente al alimentador DO-06, donde se establece el modelo de equivalente de Thévenin.

Este modelo se configura en la barra de 10,5kV con una tensión inicial de operación de 1 p.u., con una potencia de cortocircuito trifásico de 94.8423 MVA y una potencia de cortocircuito monofásico de 22.04258 MVA. Esta configuración define las condiciones eléctricas de frontera vistas desde la SED Los Incas 2 hacia el sistema de distribución interno del campus universitario, y permite representar el comportamiento del alimentador principal. Cabe señalar que la tensión en esta barra se modifica dinámicamente a lo largo del día con base en mediciones de tensión reales proporcionados por Electro Sur Este S.A.A (ELSE), recopiladas en intervalos de 30 minutos y organizadas en la lista de valores de operación $V_{\text{op_SED10020}}$.

Código 3.1: Configuración del equivalente de Thévenin en OpenDSS

```
// Equivalente Thevenin
new circuit.Equiv_LosIncas2 bus1=barraMT_SED10020 basekv=10.5 phases=3 pu
   =1 Angle=30 daily=Vop_SED10020
!mvasc3=94.8423 mvasc1=22.04258
~ Z1=[0.5049, 1.1748] Z2=[0.5049, 1.1748] Z0=[0.7887, 14.0409]
```

3.4.2 Transformadores

Los transformadores son componentes eléctricos diseñados para suministrar energía mediante dos o más devanados. Estos pueden ser tanto monofásicos como multifásicos, y habitualmente cuentan con dos terminales, cada uno equipado con un número de conectores superior al número de fases correspondientes.

La adecuada caracterización de un transformador requiere especificar el número de devanados, la cantidad de fases, los parámetros eléctricos que definen su circuito equivalente, así como las barras del sistema a las que se conectan sus terminales.

En la Tabla 3.2 están los principales parámetros utilizados para definir el elemento transformador.

Tabla 3.2: Parámetros del transformador en OpenDSS

Parámetro	Descripción
`Phases`	Número de fases (*default* es 3)
`Windings`	Número de enrolamientos (*default* es 2)
`XLH`	Reactancia serie en valores por unidad (*pu*)
`%loadloss`	Porcentaje de pérdida total con respecto a la carga nominal
`%noloadloss`	Porcentaje de pérdida en vacío con respecto a la carga nominal
`Wdg`	Enrolamiento al cual se asignan los parámetros a continuación
`bus`	Nombre de la barra a la que se conecta el terminal del elemento
`conn`	Tipo de conexión del enrolamiento (estrella o triángulo)
`kV`	Tensión nominal de línea del enrolamiento en kilovoltios (kV)
`kVA`	Potencia nominal del terminal en kilovoltamperios (kVA)
`tap`	Tensión en unidades por unidad (*pu*) del tap utilizado

Fuente: Documentación OpenDSS(2024)

A continuación, se describen los dos tipos de conexión de transformadores instalados en el SDE-UNSAAC.

3.4.2.1 Transformador trifásico Yd5 con primario aislado en estrella

Transformador trifásico de 500 kVA con conexión estrella–delta (Yd5). El devanado primario, compuesto por tres terminales, se conecta a la barra de media tensión (10.5 kV) en configuración estrella con neutro aislado. El devanado secundario, también con tres terminales, se conecta a la barra de baja tensión (0.23 kV) en configuración delta.

Código 3.2: Transformador Comedor Universitario II

```
!Comedor Universitario II
new transformer.trafo11345 windings=2 xhl=4.29 %loadloss=0.72 %noloadloss
   =0.11 %imag=0.4 LeadLag=lead
~ wdg=1 bus=barraMT_SED11345 kv=10.5 kva=500 conn=delta
~ wdg=2 bus=barraBT_SED11345 kv=0.23 kva=500 conn=wye
~ Mintap=0.95 Maxtap=1.05 Numtaps=4 Tap=1.0
```

3.4.2.2 Transformador trifásico Dyn11 con secundario aislado en estrella

Transformador trifásico de 250 kVA con conexión delta–estrella (Dyn11). El devanado primario, de tres terminales, se encuentra conectado a la barra de media tensión (10.5 kV) en configuración delta. El devanado secundario, de cuatro terminales físicos, se conecta a la barra de baja tensión (0.23 kV) en configuración estrella; sin embargo, el neutro no se encuentra conectado a tierra, por lo que el secundario opera eléctricamente aislado.

Código 3.3: Transformador SED Puerta

```
!Puerta
new transformer.trafo11349 windings=2 xhl=3.95 %loadloss=0.66 %noloadloss
   =0.15 %imag=0.4 LeadLag=lead
~ wdg=1 bus=barraMT_SED11349 kv=10.5 kva=250 conn=delta
~ wdg=2 bus=barraBT_SED11349 kv=0.23 kva=250 conn=wye
~ Mintap=0.95 Maxtap=1.05 Numtaps=4 Tap=1.0
```

3.4.3 Linea

Las líneas son elementos responsables del transporte de energía dentro del sistema eléctrico. En OpenDSS, se modelan como componentes con dos terminales y se representan mediante el modelo π, que incluye capacitancias en derivación (shunt). Para su correcta caracterización, es necesario definir la matriz de admitancias nodales, la cual puede obtenerse a partir de las impedancias secuenciales, o bien utilizando matrices de resistencia y reactancia. Alternativamente, también es posible definir las propiedades eléctricas de la línea mediante el uso del elemento general *LineCode* disponible en OpenDSS.

- **LineCode** Las características eléctricas de los distintos arreglos de línea pueden definirse de forma centralizada utilizando el elemento general *LineCode* en OpenDSS. Esta herramienta permite almacenar los parámetros eléctricos comunes a múltiples líneas del sistema, como impedancias, configuración de fases, y tipo de conductor.

  El uso de *LineCode* facilita el modelado, ya que al definir una nueva línea en la red de

distribución, solo es necesario referenciar el código del arreglo previamente creado, sin tener que especificar todos los parámetros nuevamente. Esta práctica contribuye a una estructura de código más organizada y eficiente, especialmente en redes donde se emplean numerosas líneas con configuraciones repetidas, lo cual es habitual en sistemas reales de distribución.

En la Tabla 3.3 se presentan los principales parámetros utilizados para la definición del elemento LineCode en OpenDSS.

Tabla 3.3: Parámetros básicos del elemento *LineCode*

Parámetro	**Descripción**
Nphases	Número de fases
baseFreq	Frecuencia base utilizada para las reactancias
R1	Resistencia de secuencia positiva (/unidad de distancia)
R0	Resistencia de secuencia cero (/unidad de distancia)
X1	Reactancia de secuencia positiva (/unidad de distancia)
X0	Reactancia de secuencia cero (/unidad de distancia)
C1	Capacitancia total de secuencia positiva (nF/unidad de distancia)
C0	Capacitancia total de secuencia cero (nF/unidad de distancia)
Rmatrix	Matriz de resistencias de la línea (/unidad de distancia)
Xmatrix	Matriz de reactancias de la línea (/unidad de distancia)
units	Unidad de distancia utilizada (e.g., km, mi)
Normamps	Corriente nominal de la línea (A)

Fuente: Documentación OpenDSS(2024)

A continuación, se presentan ejemplos de código en OpenDSS utilizados para definir las características eléctricas de distintas configuraciones de líneas dentro del sistema de distribución. Para ello, se modelaron dos tipos de conductores reales utilizados en la red de la UNSAAC: N2XSY35 y N2XSY70. Estos fueron definidos mediante el elemento **LineCode**.

La descripción de estos conductores incluyó parámetros como la resistencia y reactancia de secuencia positiva y de secuencia cero, así como las capacitancias de secuencia positiva y cero, tal como se muestra en el código de la Figura 3.4. Estos cálculos son presentados en el Apéndice A.

Código 3.4: Definición de LineCodes

```
! Conductor 3 x N2XSY35 con formación plana
New linecode.N2XSY35_plana nphases=3 basefreq=60 R1=0.6989 X1=0.2380
~ R0=1.3020  X0=1.5944  C1=192.9  C0=148.4  Units=km  normamps=172

! Conductor 3 x N2XSY70 con formación plana
New linecode.N2XSY70_plana nphases=3 basefreq=60 R1=0.3730  X1=0.2075
~ R0=0.9182  X0=1.4687  C1=243.6  C0=187.4  Units=km  normamps=246
```

La Figura 3.5 presenta la definición de dos líneas trifásicas del sistema de distribución modelado en OpenDSS. La linea_1 conecta las barras barraMT_SED10020 y barraMT_SED11349, tiene una longitud de 0.30487 km y utiliza el conductor N2XSY70_plana. Por su parte, la línea_2 conecta las barras barraMT_SED11349 y barraMT_SED11350, con una longitud de 0.15610 km, y emplea el conductor N2XSY35_plana. Ambas líneas hacen referencia a configuraciones eléctricas definidas previamente mediante el elemento *LineCode*, las cuales son importadas al archivo principal mediante la instrucción *redirect LineCodes.dss*.

Código 3.5: Definición de líneas del sistema de distribución

```
// Modelos de lineas
redirect LineCodes.dss

// Lineas
New line.linea_1 phases=3 bus1=barraMT_SED10020 bus2=barraMT_SED11349
   length=0.30487 units=km linecode=N2XSY70_plana !SED Los Incas 2 - SED
   Puerta
New line.linea_2 phases=3 bus1=barraMT_SED11349 bus2=barraMT_SED11350
   length=0.15610 units=km linecode=N2XSY35_plana !SED Puerta - SED
   Ciencias Sociales
```

3.4.4 Capacitor

Los capacitores son dispositivos utilizados para suministrar energía reactiva al sistema eléctrico. Generalmente, se conectan en paralelo, configurándose con un solo terminal. No obstante, también pueden instalarse en serie, en cuyo caso se requiere una conexión con dos terminales.

La Tabla 3.4 presenta los principales parámetros utilizados para la definición del elemento *Capacitor* en OpenDSS.

Tabla 3.4: Parámetros básicos del elemento *Capacitor*

Parámetro	**Descripción**
Phases	Número de fases
Bus1	Barra a la que se conecta el primer terminal del capacitor
Bus2	Barra a la que se conecta el segundo terminal, cuando sea necesario
kV	Tensión nominal
kvar	Potencia reactiva

Fuente: Documentación OpenDSS(2024)

A continuación, se presenta el código mostrado en la Figura 3.6, el cual ejemplifica la configuración de un banco de capacitores dentro del sistema de distribución modelado en OpenDSS.

Código 3.6: Definición de banco de capacitores en barraMT_SED11348

```
// Banco de capacitores
New capacitor.BC11348 phases=3 bus1=barraMT_SED11348 bus2=
    barraMT_SED11348.4.4.4
~ conn=wye kvar=200 kv=10.5
```

3.4.5 Carga

Las cargas son elementos de conversión de energía que, en el entorno de simulación, se representan con un único terminal. Para su caracterización en OpenDSS, es necesario definir uno de los siguientes pares de parámetros eléctricos:

- Potencia activa nominal (kW) y factor de potencia (FP),
- Potencia activa (kW) y potencia reactiva (kVAr), o
- Potencia aparente (kVA) y factor de potencia (FP).

La representación de las cargas sigue los distintos modelos descritos en la Tabla 3.5, los cuales definen su comportamiento en función de la tensión. Para asegurar la estabilidad numérica y la convergencia del cálculo del flujo de potencia, todas las cargas adoptan automáticamente un modelo de impedancia constante si la tensión cae fuera de un intervalo operativo predefinido.

Tabla 3.5: Principales modelos de carga

Modelo	**Descripción**
1	Potencia activa y reactiva constantes
2	Impedancia constante
3	Potencia activa constante y potencia reactiva cuadrática (motor)
4	Potencia activa no lineal y potencia reactiva cuadrática
5	Corriente constante
8	Modelo especial ZIP

Fuente: Documentación OpenDSS(2024)

En la Tabla 3.6 se presentan los principales parámetros utilizados para la definición del elemento Load en OpenDSS.

Tabla 3.6: Parámetros básicos del elemento *Load*

Parámetro	**Descripción**
Phases	Número de fases
Bus1	Nombre de la barra a la cual la carga está conectada
kV	Tensión nominal
KVA	Potencia aparente nominal
KW	Potencia activa nominal
Kvar	Potencia reactiva nominal
FP	Factor de potencia
Daily	Nombre de la curva diaria asociada, para análisis temporal diario

Fuente: Documentación OpenDSS(2024)

- Curva de carga

  Las curvas de carga se definen mediante el elemento general *LoadShape*, el cual es fundamental para la ejecución de estudios de flujo de potencia en modo diario o anual. La Tabla

3.7 presenta los principales parámetros utilizados para la configuración de este objeto en OpenDSS.

Tabla 3.7: Parámetros básicos del elemento *LoadShape*

Parámetro	**Descripción**
Npts	Número de puntos de la curva de carga
Interval	Intervalo entre los puntos de la curva de carga, en horas
Mult	Vector con los multiplicadores de los valores de carga en *pu*

Fuente: Documentación OpenDSS(2024)

A continuación, se muestra un ejemplo de código en OpenDSS utilizado para definir un perfil típico de carga mediante el elemento `LoadShape`.

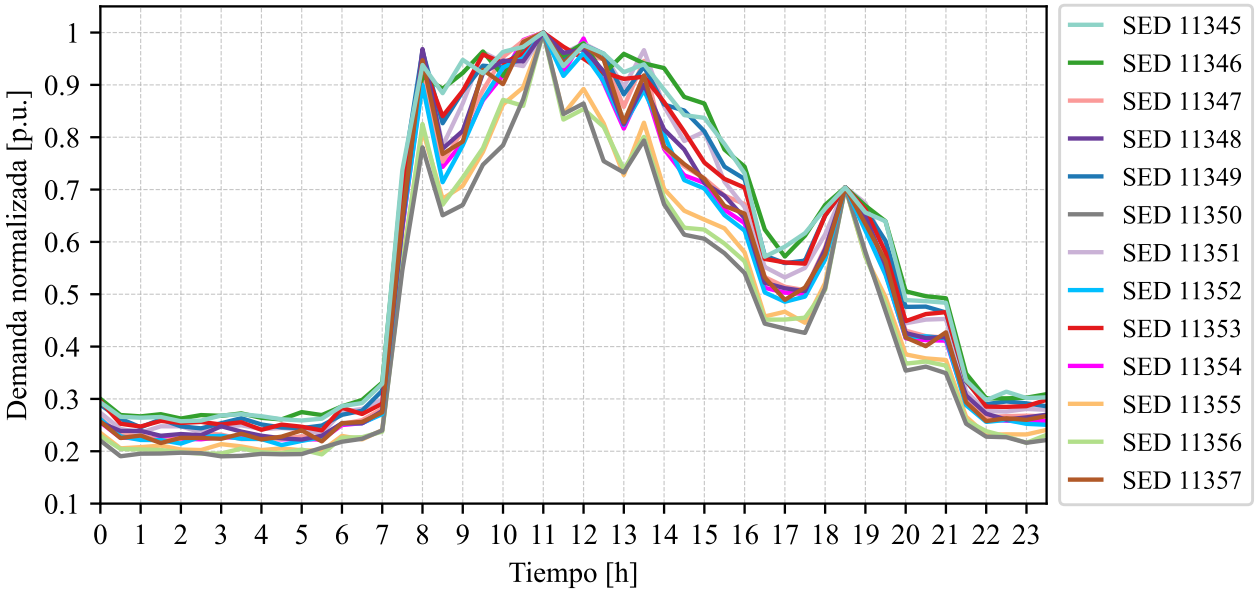
Código 3.7: Perfil típico de carga con 48 puntos

```
New LoadShape.loadshape_tipico npts=48 interval=0.5 mult=(
  0.9962 0.9924 0.9899 0.9874 0.9836 1.0013
  0.9962 0.9874 0.9836 0.9848 0.9810 1.1037
  1.1201 1.2035 1.5322 2.2326 1.8217 1.9355
  2.1340 2.2516 2.4159 2.4197 2.2655 2.4652
  2.2541 2.0367 2.2465 1.9393 1.7927 1.7573
  1.6308 1.5676 1.2630 1.2402 1.2339 1.4033
  1.6694 1.5449 1.3312 1.0253 1.0164 1.0139
  1.1087 1.0240 1.0177 1.0114 1.0063
)
```

3.4.5.1 Estimación de las Curvas de Carga Normalizadas por SED

La curva normalizada correspondiente a la SED 11354, del pabellón de Ingeniería Eléctrica, se obtuvo a partir de la medición realizada el 20 de enero de 2020 (sin considerar la generación del SFV IE). En dicha fecha, la demanda máxima registrada fue de 22.52 kW. Al dividir este valor entre los registros horarios de demanda se obtuvo la curva normalizada denominada `loadshape_tipico`, mostrada en la Figura 3.7 (curva en color magenta).

Figura 3.7: Curvas de demanda normalizada por SED.



Fuente: Elaboración propia

Considerando que el periodo de hora punta (HP) abarca de 18 a 23 h y el de hora fuera de punta (HFP) de 0 a 17 h, se observa que la MDHFP se alcanza a las 11 h, mientras que la MDHP ocurre a las 18.5 h, siendo la MDHFP superior a la MDHP. Esta condición coincide con los registros de facturación del SDE-UNSAAC (Anexo A), donde para julio de 2025 se reportó una MDHFP de 729.7 kW y una MDHP de 521.5 kW, correspondiendo la demanda máxima del SDE-UNSAAC a 729.7 kW.

3.4.5.2 Estimación de las Demandas Máximas por SED

Dado que no se dispone de registros de medición real de la demanda máxima para cada SED, se procedió a estimar este valor a partir de la demanda máxima del SDE-UNSAAC y la potencia activa generada por el SFV IE (Figura 3.12). Para este fin, se definió la demanda máxima asociada a las cargas (DM_{cargas}) según la Ecuación 3.1:

$$DM_{cargas} = DM + P_G - \%Perdidas(DM + P_G) \tag{3.1}$$

De acuerdo con la sección anterior, la demanda máxima (DM) fue de 729.7 kW a las 11

h, instante en el cual el SFV IE aportó una potencia P_G de 13.74 kW. Considerando un porcentaje de pérdidas técnicas de 0.8 %, que representa las pérdidas en las líneas, se obtiene un valor de DM_{cargas} de 737.61 kW.

La estimación de la demanda máxima de cada SED se realizó distribuyendo proporcionalmente la DM_{cargas} en función de la potencia nominal de su transformador (S_{TF-i}), con respecto a la capacidad instalada de transformación del sistema, es decir, la suma de las potencias nominales de todos los transformadores, conforme a la Ecuación 3.2:

$$DM_{SED-i} = \frac{S_{TF-i}}{\sum_{i=1}^{n} S_{TF-i}} DM_{cargas} \tag{3.2}$$

Con el fin de reflejar un desbalance típico de cargas en sistemas de distribución, las demandas máximas de cada SED fueron desagregadas por fase aplicando tres niveles de desbalance (leve, moderado y elevado), cuyos factores se muestran en la Tabla 3.8.

Tabla 3.8: Factores de reparto por nivel de desbalance.

Nivel de desbalance	Fase AB	Fase BC	Fase CA
Leve	0.33	0.35	0.32
Moderado	0.3	0.33	0.37
Elevado	0.38	0.28	0.33

La asignación del nivel de desbalance a cada SED se realizó de manera alternada, sin un criterio específico. Por ejemplo, la SED 11355 fue clasificada con un desbalance leve, lo que implica una distribución de su demanda máxima en 33 %, 35 % y 32 % para las fases AB, BC y CA, respectivamente. El resumen de los cálculos de demanda máxima por SED y por fase se presenta en la Tabla 3.9.

3.4.5.3 Estimación del Factor de Potencia de las Cargas

El factor de potencia de las cargas del SDE-UNSAAC puede estimarse a partir de la energía reactiva mensual ($ER_{mensual}$). Al dividir este valor entre el número de días del mes facturado y el total de horas por día, se obtiene la potencia reactiva promedio (Q_{prom}), según la

Tabla 3.9: Demandas máximas estimadas por SED y por fase

Código SED	S_{TF}	Factor de proporción	DM (kW)	Nivel de desbalance	DM fase AB (kW)	DM fase BC (kW)	DM fase CA (kW)
11355	160	0.044	32.30	Leve	10.66	11.31	10.34
11356	160	0.044	32.30	Moderado	9.69	10.66	11.95
11347	200	0.055	40.37	Elevado	15.34	11.30	13.32
11351	200	0.055	40.37	Leve	13.32	14.13	12.92
11350	250	0.068	50.47	Moderado	15.14	16.66	18.67
11349	250	0.068	50.47	Elevado	19.18	14.13	16.66
11346	300	0.082	60.56	Leve	19.98	21.20	19.38
11353	300	0.082	60.56	Moderado	18.17	19.98	22.41
11352	300	0.082	60.56	Elevado	23.01	16.96	19.98
11348	315	0.086	63.59	Leve	20.98	22.26	20.35
11354	320	0.088	64.60	Moderado	19.38	21.32	23.90
11357	400	0.109	80.75	Elevado	30.69	22.61	26.65
11345	500	0.137	100.94	Leve	33.31	35.33	32.30

Ecuación 3.3:

$$Q_{prom} = \frac{ER_{mensual}}{N_{dias} \cdot 24} \tag{3.3}$$

De acuerdo con el reporte de facturación del SDE-UNSAAC (Anexo A), en julio de 2025 se registró una energía reactiva de 31,360.18 kVArh. Considerando que julio tiene 31 días, la aplicación de la Ecuación 3.3 arroja una potencia reactiva promedio de 42.15 kVAr. Cabe señalar que este valor incluye tanto el efecto del banco de capacitores de 200 kVAr conectado en la barra MT de la SED 11348 (Comedor Universitario) como las pérdidas reactivas asociadas a los transformadores. Sin embargo, estas últimas son despreciadas por ser mínimas en relación con la potencia reactiva total del sistema conforme Andrade et al.(2021). Por tanto, para obtener la potencia reactiva atribuible únicamente a las cargas (Q_{cargas}), es necesario añadir la capacidad de dicho banco, resultando en un valor de 242.15 kVAr.

Conocido Q_{cargas} y considerando la demanda máxima asociada a las cargas ($DM_{cargas} = 737{,}61kW$), el factor de potencia de las cargas se determina mediante la Ecuación 3.4:

$$fp_{cargas} = \frac{DM_{cargas}}{\sqrt{DM_{cargas}^2 + Q_{cargas}^2}} \tag{3.4}$$

De esta manera, se obtiene un factor de potencia de 0.949, el cual se adoptó como valor representativo para todas las cargas del sistema, al haber sido calculado a partir de información

consolidada de energía reactiva mensual.

3.4.6 Modos de simulación

El software OpenDSS presenta diferentes recursos para simular los circuitos. A continuación se enumeran los principales recursos presentes en la versión 7.6.4.73.

- Flujo de Potencia
- Cortocircuito
- Flujo de Armónicos
- Estabilidad
- Crecimiento de la Demanda

El presente trabajo da prioridad al análisis del flujo de potencia .

3.4.6.1 Flujo de Potencia

El cálculo del flujo de potencia en OpenDSS puede ejecutarse en distintos modos, entre los cuales se incluyen el modo estándar, diario, anual, Monte Carlo y duty cycle. El modo estándar permite evaluar el sistema bajo una única condición operativa, siendo comúnmente utilizado para analizar situaciones límite, como la demanda máxima o mínima del circuito. Por otro lado, el modo diario realiza el cálculo del flujo de potencia para cada hora del día (24 simulaciones), aunque también puede discretizar el tiempo en intervalos menores, como minutos (1440 simulaciones) o segundos (86400 simulaciones), incrementando así la resolución temporal del análisis. El modo anual extiende este principio a un horizonte de 8760 horas, correspondiente a un año completo. Finalmente, el modo duty cycle permite al usuario definir un período específico y su particionamiento en intervalos personalizados para realizar el estudio con la granularidad deseada.

3.4.6.2 Comandos

En esta sección se describen los comandos fundamentales para ejecutar el flujo de potencia en los modos estándar y diario. Como primer paso, es necesario definir las tensiones base que utilizará el software, lo cual se realiza mediante los siguientes comandos.

Código 3.8: Configuración de tensiones base en OpenDSS

```
Set voltagebases=[10.5, 0.23]
CalcVoltageBases
```

En este ejemplo se tiene un circuito con dos tensiones de base 10.5 kV y 0.23 kV. Estos comandos son importantes para que el OpenDSS proporcione los resultados también en pu. Después de eso, se configura el modo de estudio, como se puede ver en los ejemplos que siguen.

- **Modo Padrón**

Código 3.9: Ejecución del flujo de potencia en modo estándar

```
set mode = snapshot
solve
```

- **Modo Diario**

Código 3.10: Ejecución del flujo de potencia en modo diario

```
set controlmode=snapshot
set mode = daily
set stepsize = 0.5h
set number = 48
solve
```

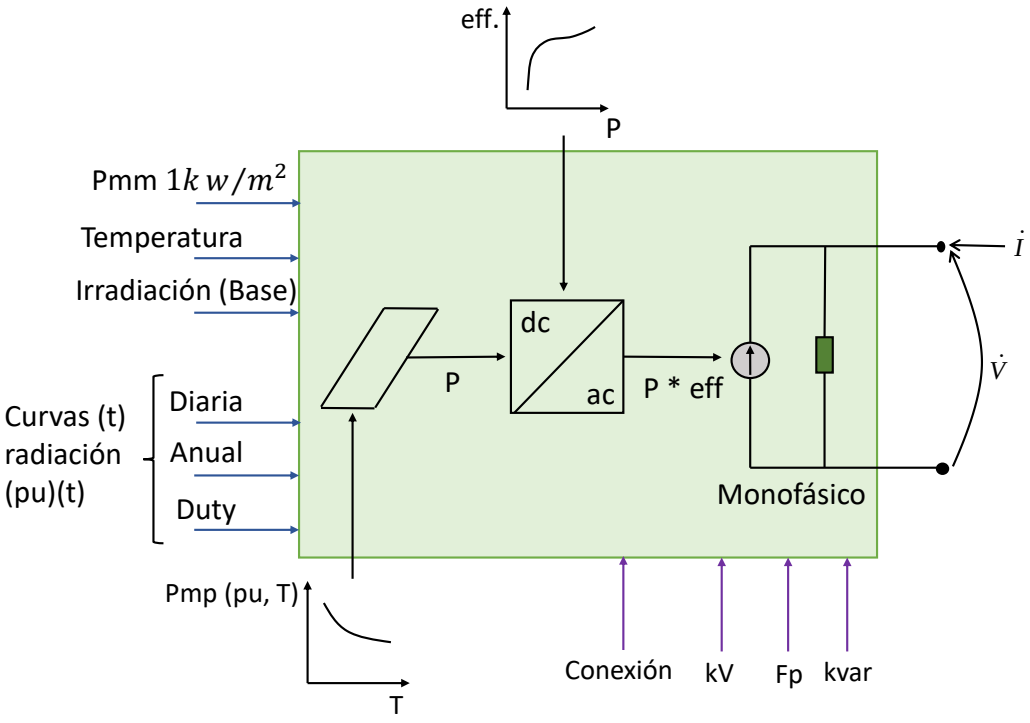
Como se ha explicado, el modo diario en OpenDSS permite ajustar los parámetros `stepsize` y `number` para adaptarse a distintas resoluciones temporales, ya sea en segundos, minutos u horas. Es importante destacar que el objetivo de este trabajo no es detallar exhaustivamente todas las funcionalidades del software, sino enfocarse en aquellas herramientas para el

modelamiento del sistema de distribución de la UNSAAC. El código completo empleado en la simulación se incluye en los Anexos.

3.5 Modelo do Sistema Fotovoltaico

La Figura 3.8 presenta un diagrama esquemático del modelo de sistema fotovoltaico implementado en OpenDSS. En este modelo, el generador fotovoltaico y el inversor se integran en un solo bloque funcional, permitiendo realizar simulaciones con pasos de tiempo iguales o superiores a 1 segundo. Bajo esta condición, se asume que el inversor puede rastrear de forma rápida el punto de máxima potencia (PMP) del panel, lo que permite simplificar la representación detallada de ambos componentes. Esta aproximación resulta adecuada para la mayoría de los estudios de interconexión con redes de distribución.

Figura 3.8: Diagrama de bloques del modelo del sistema fotovoltaico.



Fuente: Adaptado de (EPRI)(2018)

El sistema fotovoltaico es un dispositivo de conversión de energía, cuya potencia activa

inyectada en el punto de conexión, representada por P_{salida}, depende de diversos factores como la irradiancia solar, la temperatura , la eficiencia del inversor, la tensión en el punto de acoplamiento y la potencia nominal del panel en el punto de máxima potencia (P_{mp}). Este último valor se define bajo condiciones estándar de prueba: una temperatura de 25 ℃ y una irradiancia de 1 kW/m^2. La potencia generada en un instante t_0, representada por $P(t_0)$, se calcula de acuerdo con la Ecuación 3.5, que integra los parámetros mencionados para estimar con precisión la potencia entregada por el sistema fotovoltaico.

$$P(t_0) = P_{\text{mp}}(1\,\text{kW/m}^2) \cdot \text{irradiância}_{\text{pu}}(t_0) \cdot \text{irradiância}_{\text{Base}} \cdot P_{\text{mp}}(\text{pu}, T(t_0)) \tag{3.5}$$

Donde

- P: Potencia de salida del panel fotovoltaico.
- $P_{\text{mp}}(1\,\text{kW/m}^2)$: Potencia nominal en el punto de máxima potencia, bajo condiciones estándar (25 ℃, 1 kW/m^2).
- Irradiância$_{\text{pu}}(t_0)$: Valor de irradiancia en pu (por unidad) en el instante t_0.
- Irradiancia$_{\text{Base}}$: Valor máximo de irradiancia diaria (condición de referencia).
- $P_{\text{mp}}(\text{pu}, T(t_0))$: Factor de corrección de la potencia máxima en función de la temperatura en el instante t_0.

La potencia activa forneciada por el sistema fotovioltaico se representa en la Equación 3.6

$$P_{\text{salida}}(t) = P(t) \cdot eff(P_{\text{salida}}(t)) \tag{3.6}$$

Donde:

$eff(P_{\text{salida}}(t))$: Eficiencia del inversor para una determinada potencia de salida.

La potencia reactiva, a diferencia de la potencia activa, puede ser definida de forma independiente, ya sea como un valor constante o mediante la especificación de un factor de potencia fijo. En el primer caso, el inversor intenta mantener una potencia reactiva constante, sin considerar las variaciones en la potencia activa generada por el sistema fotovoltaico. En el segundo caso, el

inversor ajusta dinámicamente la potencia reactiva para preservar un factor de potencia constante en el punto de conexión.

No obstante, en ambas configuraciones, cuando la suma de las potencias activa y reactiva supera la capacidad nominal de potencia aparente del inversor, se limita automáticamente la inyección de potencia reactiva, priorizando la entrega de potencia activa.

La función de control Volt-Var, que permite gestionar este intercambio de potencia reactiva en función de la tensión de red.

En la Tabla 3.10 se presentan los parametros utilizados para definir el elemento *PVSystem*.

Tabla 3.10: Parámetros básicos del elemento *PVSystem*

Parámetro	**Descripción**
kV	Tensión de línea nominal en kV
bus1	Nombre de la barra que será conectada al terminal
kVA	Potencia nominal del inversor en kVA
PF	Factor de potencia
irrad	Irradiancia nominal, irradiancia(Base)
Pmp	Potencia nominal en el punto de máxima potencia, $Pmp(1\,kW/m^2)$
Temperature	Temperatura nominal
effcurve	Curva de eficiencia por potencia
P-tcurve	Potencia por temperatura, $Pmp(pu, T(t))$
Daily	Irradiancia diaria, $irradiancia(pu)(t)$
Tdaily	Temperatura diaria

Fuente: Documentación OpenDSS(2024)

3.5.0.1 Curva de Irradiación y temparatura

Para llevar a cabo el análisis en régimen temporal es necesario definir las curvas horarias de irradiancia y temperatura, ya que estas variables influyen directamente en la potencia generada por el sistema fotovoltaico. En el entorno de simulación *OpenDSS*, dichas curvas pueden implementarse mediante los objetos `Loadshape` y `TShape`, que permiten representar la variación de la irradiancia y la temperatura a lo largo del día, respectivamente.

- Curva de irradiación con 48 valores, uno para cada media hora del día.

Código 3.11: Curva de irradiancia diaria en pu definida en el objeto `Loadshape`

```
New Loadshape.MyIrrad npts=48 interval=0.5 mult
   =[0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0.099,0.2075,0.316,0.4185,0.521,0.625,
0.729,0.8015,0.874,0.9085,0.943,0.946,0.949,0.919,0.889,0.807,0.725,
0.4795,0.234,0.216,0.198,0.17,0.142,0.071,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0]
```

- Curva de temperatura con 48 valores, un para media hora del día.

Código 3.12: Curva de temperatura diaria definida en el objeto `TShape`

```
New Tshape.MyTemp npts=48 interval=0.5 temp=[7 7 7 7 7 7 7 7 7 6 6 6
    7 8 8 9 10 12.5 16 20 24 32 38.4 40 39.2 39.2 37.6 36 33.6 30.4 28
    24 22 20 18.5 16.7 15 14 13 12 11 10.5 10 9.5 9 8.5 8]
```

3.5.0.2 Curva XY

El modelo emplea el objeto `XYcurve` de OpenDSS para representar dos características de los sistemas fotovoltaicos. La primera curva `xarray` define la variación de la potencia en el punto de máxima potencia (Pmp) en función de la temperatura, reflejando el comportamiento térmico del módulo fotovoltaico. La segunda curva `yarray` describe la eficiencia del inversor en función de la potencia activa entregada.

A continuación, se presentan ejemplos de código en OpenDSS que ilustran la implementación de ambas curvas.

- Curva que representa la variación de la Potencia en el punto de máxima potencia (Pmp) en función de la temperatura del módulo fotovoltaico.

Código 3.13: Curva de variación de Pmp en función de la temperatura mediante el objeto `XYcurve`

```
// P-T curve is per unit of rated Pmpp vs temperature
New XYCurve.MyPvsT npts=4  xarray=[0  25  75  100]  yarray=[1 1 1 1]
```

- Curva que describe la eficiencia del inversor en función de la potencia activa suministrada.

Código 3.14: Curva de eficiencia del inversor en función de la potencia activa suministrada

```
// efficiency curve is per unit eff vs per unit power
New XYCurve.MyEff_Fronius npts=7  xarray=[.1  .2  .25 .3 .5 .75  1.0]
   yarray=[.96  .974 .976 .978 .981  .981  .981] !FRONIUS SYMO 15.0-3M
```

3.5.1 Código en OpenDSS

A continuación, se presenta la configuración del sistema fotovoltaico modelado en *OpenDSS*, correspondiente a la instalación existente en la Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica. Se trata de un sistema fotovoltaico trifásico conectado a la barra denominada *PVbus*, operando a una tensión nominal de 0,230 kV. El inversor asociado posee una capacidad nominal de 15 kVA y opera con un factor de potencia unitario. La potencia nominal del generador fotovoltaico es de 15 kW, definida bajo condiciones estándar de operación, es decir, una irradiancia de 1,0 kW/m^2 y una temperatura de 25 °C.

Código 3.15: Definición del sistema fotovoltaico trifásico conectado a barraBT_SED11354

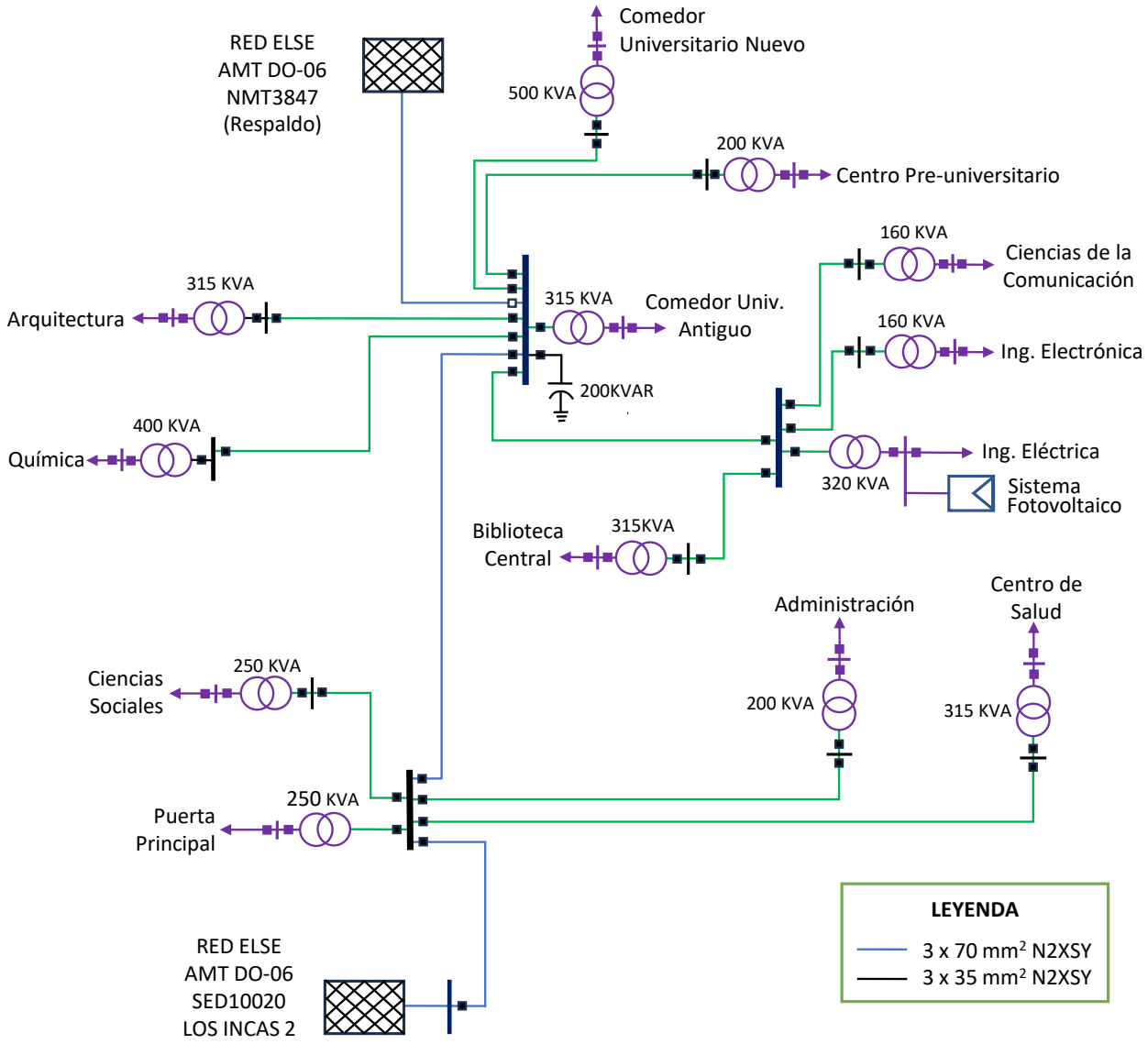
```
New PVSystem.SFV_IE phases=3 bus1=barraBT_SED11354 kV=0.23 conn=delta kVA
   =15 Pmpp=14.85 PF=1 %cutin=0.001 %cutout=0.001 effcurve=MyEff_Fronius
~ P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp  !default for inverter is
   unity PF
```

3.6 Descripción del Subsistema de Distribución Primaria de la UNSAAC

El subsistema de distribución primaria de la Ciudad Universitaria de Perayoc se encuentra conectado a la barra de media tensión de 10.5 kV de la SED “Los Incas 2” (SED N.° 10020), tal como se muestra en la Figura 3.9. Asimismo, dispone de una conexión de respaldo a la red de ELSE, la cual opera normalmente en condición abierta, a través del nodo “NMT3847”. El modelo completo del SDE-UNSAAC implementado en OpenDSS se presenta en el Apéndice B.

El subsistema está conformado principalmente por conductores eléctricos subterráneos, transformadores de distribución y un banco de capacitores. A continuación, se detallan sus com-

Figura 3.9: Diagrama del Sistema de Distribución de la ciudad universitaria Perayoc



ponentes.

- **Conductores eléctricos:** El sistema cuenta con conductores subterráneos trifásicos tipo N2XSY de $70\,\text{mm}^2$ y $35\,\text{mm}^2$ de calibre. La Tabla 3.11 resume sus características principales.

- **Transformadores** El circuito cuenta con 13 transformadores de distribución, en la Tabla 3.12 se puede observar en detalle la potencia nominal de cada uno de los transformadores. La potencia de transformación total del circuito es de 3.66 MVA.

Tabla 3.11: Conductores subterráneas del subsistema de distribución primario de la UNSAAC

ID	Desde - Hacia (SED)	Longitud (km)	Tipo de conductor
1	Los Incas 2 – Puerta	0.30487	N2XSY70
2	Puerta – Ciencias Sociales	0.15610	N2XSY35
3	Puerta – Administración	0.22082	N2XSY35
4	Puerta – Centro de Salud	0.40014	N2XSY35
5	Puerta – Comedor Universitario	0.32729	N2XSY70
6	Comedor – Química	0.09952	N2XSY35
7	Comedor – Arquitectura	0.13912	N2XSY35
8	Comedor – CEPRU	0.24599	N2XSY35
9	Comedor – Comedor 2	0.25643	N2XSY35
10	Comedor – Ingeniería Eléctrica	0.27877	N2XSY35
11	Ingeniería Eléctrica – Biblioteca Central	0.17984	N2XSY35
12	Ingeniería Eléctrica – Ingeniería Electrónica	0.07353	N2XSY35
13	Ingeniería Eléctrica – Ciencias de la Comunicación	0.13093	N2XSY35

Fuente: Base de datos de la oficina de Sistema Integrado de Distribución ELSE

Tabla 3.12: Transformadores del circuito de distribución primaria

Nombre SED	Código Técnico SED	Potencia Instalada (kVA)	Grupo de conexión	Relación de transformación (kV)
Comedor Universitario II	11345	500	Dd	10.5 / 0.23
Escuela Arquitectura	11346	315	Yd5	10.5 / 0.23
Centro Pre Universitario	11347	200	Yd5	10.5 / 0.23
Comedor Universitario	11348	315	Yd5	10 / 0.23
Puerta Principal UNSAAC	11349	250	Dyn11	10.5 / 0.23
Escuela Ciencias Sociales	11350	250	Yd5	10.5 / 0.23
Escuela de Administración	11351	200	Yd5	10.5 / 0.23
Centro de Salud UNSAAC	11352	315	Yd5	10.5 / 0.23
Biblioteca Central	11353	315	Yd5	10.5 / 0.23
Escuela Ing. Eléctrica	11354	320	Yd5	10 / 0.23
Escuela Ing. Electrónica	11355	160	Yd5	10.5 / 0.23
Escuela Ciencias de la Comunicación	11356	160	Yd5	10 / 0.23
Escuela Química	11357	400	Yd5	10.5 / 0.23

Fuente: Base de datos de la Oficina de Sistema Integrado de Distribución ELSE.

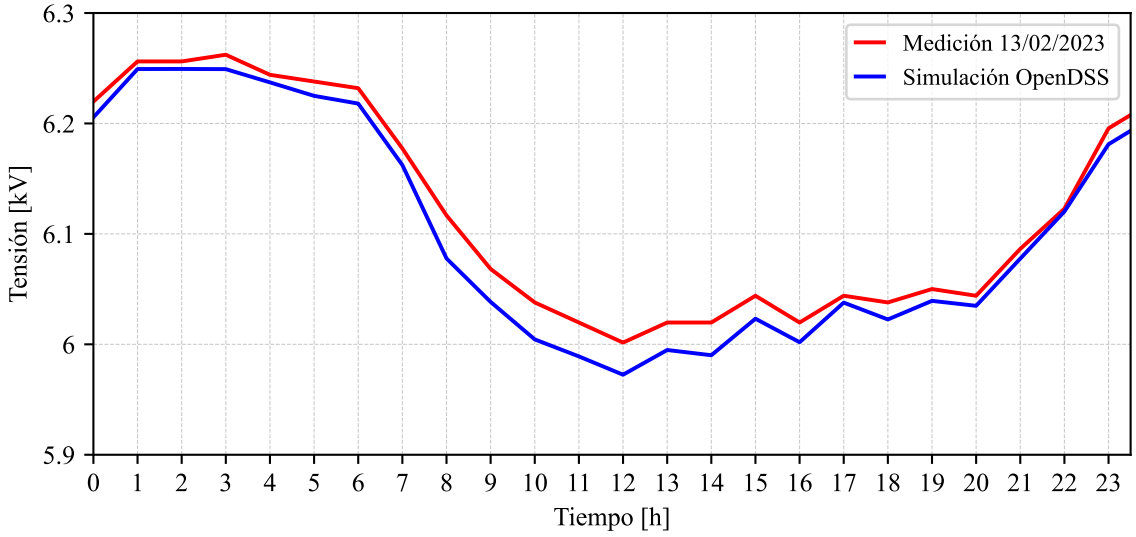
3.7 Validación del modelo del SDE-UNSAAC en OpenDSS

Con el fin de validar los resultados del flujo de potencia obtenido en OpenDSS, se contrastaron los valores simulados con registros de medición reales. Para ello se analizaron tres as-

pectos: el perfil de tensión en una barra representativa, la curva de demanda eléctrica del sistema y la potencia activa generada por un sistema fotovoltaico conectado a la red.

La Figura 3.10 muestra el perfil de tensión de la fase A en la barra MT Los Incas 2 con base en las mediciones del 13 de febrero de 2023 (facilitadas por ELSE) y los resultados de simulación. Ambos perfiles presentan una alta concordancia, con diferencias mínimas a lo largo del día. La mayor discrepancia ocurre a las 8 h, donde el valor medido es 6.12 kV y el simulado 6.08 kV, lo que representa un error máximo de apenas 0.65 %. Estos resultados confirman la validez del modelo implementado para representar el comportamiento real del sistema.

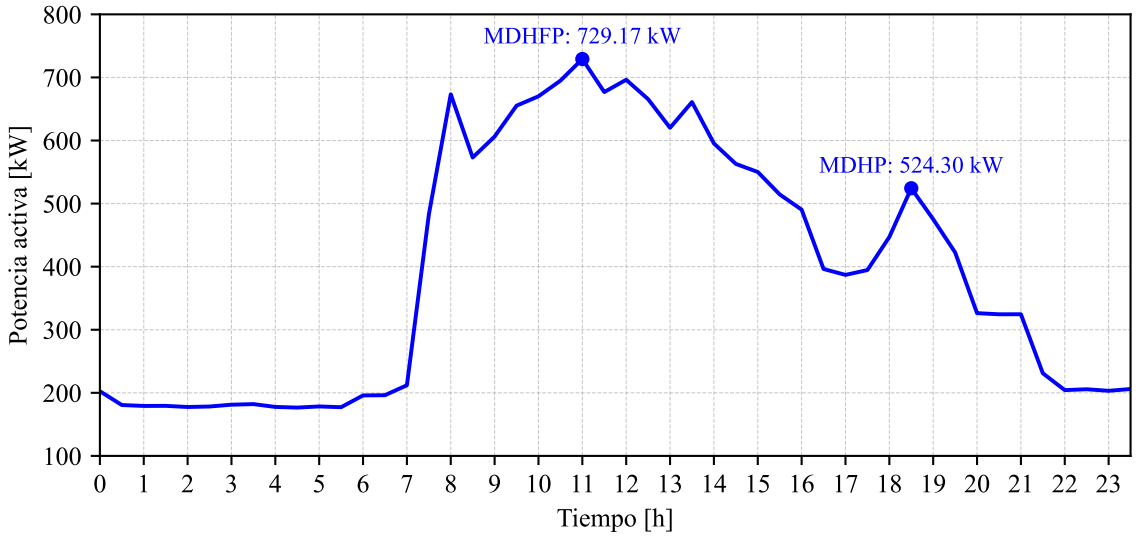
Figura 3.10: Perfil de tensión de la fase A en la barra MT Los Incas 2: Medición vs Simulación en OpenDSS



De manera complementaria, la Figura 3.11 presenta la curva de demanda eléctrica del SDE-UNSAAC simulada en OpenDSS, monitoreada en la barra MT Los Incas 2. Se observa una MDHFP de 729.17 kW y una MDHP de 524.30 kW, valores muy próximos a los medidos en julio de 2025 (729.70 kW y 521.50 kW, respectivamente), de acuerdo con el reporte de facturación incluido en el Anexo A. La diferencia máxima entre los datos simulados y medidos es de 0.54 %, lo que confirma la validez del modelo en la representación de la demanda del sistema.

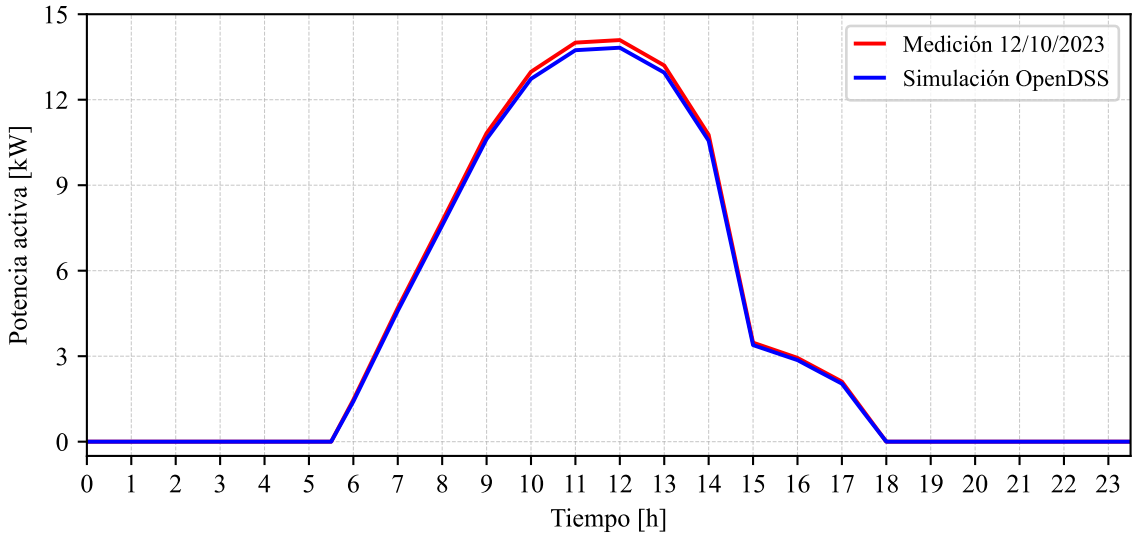
Finalmente, en relación con la generación distribuida, la Figura 3.12 muestra la comparación entre la potencia activa generada por el SFV IE el 12 de octubre de 2023 y los resultados simulados en OpenDSS. Ambas curvas presentan una alta concordancia a lo largo del día. El punto de máxima generación se registró a las 12 h, con un valor medido de 14.09 kW frente a 13.82 kW simulado, lo que representa un error máximo de 1.92 %. Estos resultados confirman que el

Figura 3.11: Curva de demanda eléctrica del SDE-UNSAAC – Simulación en OpenDSS



modelo fotovoltaico implementado en OpenDSS representa adecuadamente el comportamiento real del SFV del pabellón de Ingeniería Eléctrica.

Figura 3.12: Potencia activa generada por el SFV IE: Medición vs Simulación en OpenDSS



De este modo, el modelo del SDE-UNSAAC implementado en OpenDSS fue validado en tres dimensiones complementarias: el perfil de tensión en la barra MT Los Incas 2, la curva de demanda eléctrica del sistema y la potencia activa generada por el SFV del pabellón de Ingeniería Eléctrica. En todos los casos, los resultados simulados mostraron una alta concordancia con los valores medidos, con errores máximos inferiores al 2 %.

3.8 Comentarios Finales

En este capítulo se presentó el modelamiento del sistema de distribución eléctrica de la UNSAAC empleando el software OpenDSS. Se describieron las principales características del programa y su estructura, así como los modelos básicos que permiten representar los elementos de la red, tales como barras, terminales, líneas, transformadores, capacitores y cargas. A partir de estos componentes se desarrolló un modelo coherente con la configuración real de la red universitaria, incluyendo la incorporación de curvas de carga normalizadas, demandas máximas y factores de potencia estimados para cada SED.

Asimismo, se integró el modelo del sistema fotovoltaico, considerando curvas de irradiancia y temperatura, y se establecieron las condiciones de simulación mediante flujos de potencia en series temporales. Posteriormente, se validó el modelo a partir de los datos disponibles, verificando su consistencia y capacidad para reproducir la operación del SDE-UNSAAC.

Con el modelamiento ya disponible, este se constituye en el objeto de estudio para la aplicación de la metodología de evaluación de integración fotovoltaica. En el siguiente capítulo se presentará dicho procedimiento junto con los resultados obtenidos.

Capítulo 4

Metodología y Resultados

En este capítulo se presenta la metodología diseñada para analizar la capacidad de integración fotovoltaica en el SDE-UNSAAC. El desarrollo se estructura en tres partes. Primero, se define el concepto de Niveles de Penetración Fotovoltaica NPFVs, que permite establecer un criterio cuantitativo de referencia para evaluar distintos escenarios de incorporación de generación solar distribuida.

En segundo lugar, se describe el método propuesto, detallando las fases que conforman la rutina de simulación, desde la configuración inicial de los parámetros del sistema y de los sistemas fotovoltaicos hasta el registro de variables eléctricas e identificación de posibles violaciones operativas.

Finalmente, se aplica la metodología al caso real del SDE-UNSAAC. Para ello, se plantean diferentes escenarios de demanda y condiciones climáticas, se desarrollan simulaciones en serie temporal y se determinan los límites de NPFV admisibles en función de los índices operativos seleccionados.

4.1 Definición del concepto de Niveles de Penetración Fotovoltaica (NPFVs)

En este trabajo, el Nivel de Penetración Fotovoltaica NPFV se define como la relación entre la suma de la potencia de los SFVs instalados ($P_{SFV_{instalada}}$) y la potencia máxima que puede ser instalada en el SDEE ($P_{SFV_{max}}$), considerando todos los consumidores:

$$\text{NPFV}\,\% = \frac{P_{SFV_{instalada}}}{P_{SFV_{max}}} \cdot 100\,\% \tag{4.1}$$

Este enfoque permite establecer una base común de comparación entre diferentes escenarios de penetración fotovoltaica, independientemente de las particularidades de cada consu-

midor o de la forma en que los sistemas están distribuidos en la red. Esto posibilita el análisis del impacto de la GD fotovoltaica de manera estandarizada y reproducible. Además, esta métrica expresa directamente el grado de utilización del potencial técnico para la instalación de sistemas fotovoltaicos en el sistema de distribución, siendo especialmente útil en estudios de capacidad de integración y evaluación de efectos operacionales (Yan y Saha, 2012).

Así, el NPFV representa la potencia nominal de generación fotovoltaica como proporción de la carga total conectada, es decir, la relación entre la salida fotovoltaica y la potencia activa de la carga. Esta definición también ha sido utilizada en los trabajos de (Alam et al., 2012, Demirok et al., 2009).

4.2 Método propuesto

Conforme a la descripción de los métodos determinísticos y estocásticos presentada en la Sección 2.3.4.4, en este estudio se adopta un enfoque híbrido determinístico–estocástico para la evaluación de la CIG. En este enfoque, el modelo eléctrico de la red y los perfiles horarios de irradiancia y demanda se definen de manera determinística, mientras que la selección de las unidades consumidoras que incorporan sistemas fotovoltaicos (SFVs) se realiza mediante un proceso aleatorio ponderado, introduciendo así un componente estocástico que representa la variabilidad espacial en la inserción de generación distribuida.

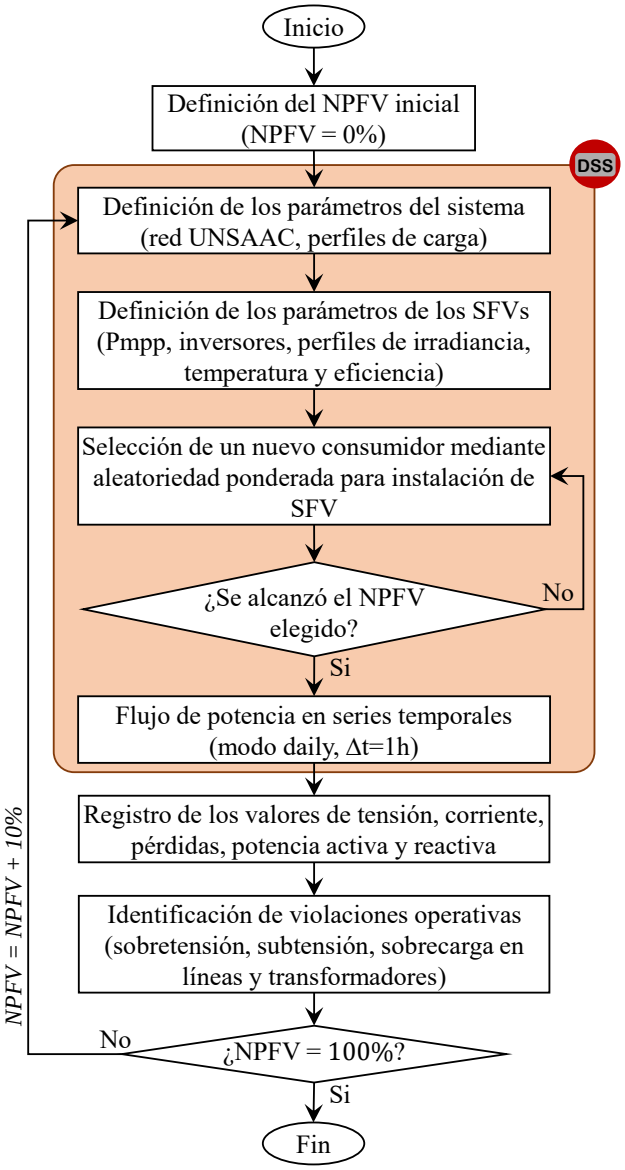
Esta combinación metodológica permite mantener la precisión analítica del método determinístico, a la vez que incorpora la variabilidad asociada a la adopción de sistemas fotovoltaicos, proporcionando una representación equilibrada y robusta de la CIG en el SDEE evaluado.

El flujograma del método propuesto se muestra en la Figura 4.1. El procedimiento considera la operación durante un día completo, con resolución horaria, y se ejecuta para niveles de penetración de 0 % a 100 % en incrementos del 10 %. Las etapas se detallan a continuación.

4.2.1 Definición del NPFV Inicial

El procedimiento se inicia estableciendo el Nivel de Penetración Fotovoltaica (NPFV) en 0 %. Esta condición representa la operación del sistema sin incorporación adicional de SFVs, lo

Figura 4.1: Flujograma del método propuesto



Fuente: Elaboración propia

que permite contar con una referencia base para comparar los efectos de los distintos escenarios de penetración considerados en el análisis.

4.2.2 Definición de los parámetros del SDEE

En esta etapa se consideran los parámetros que definen el SDEE en estudio. Para ello, se invoca el *script* de OpenDSS que contiene el modelo base del sistema en sus condiciones actuales, a partir del cual se realizan las simulaciones de flujo de potencia para distintos niveles de penetración fotovoltaica.

En el caso del SDE-UNSAAC, el modelo incluye el equivalente de Thévenin en el punto de conexión con la red, así como los principales componentes de la infraestructura: transformadores, líneas de distribución, cargas, bancos de capacitores y perfiles de demanda. Estos elementos, descritos en el Capítulo 3, conforman la base de datos del modelo en *OpenDSS* y permiten reproducir con fidelidad las condiciones operativas reales de la red.

4.2.3 Definición de los parámetros de los Sistemas Fotovoltaicos (SFVs)

El dimensionamiento de los SFVs se fundamenta en el suministro de la demanda diaria de energía activa de cada consumidor, a partir de un perfil típico de carga con resolución horaria. La energía consumida por cada carga en un día representativo se obtiene mediante la integración de su curva de demanda, según la Ecuación (4.2):

$$E_{\text{carga}} = \int_0^{24} P_{\text{carga}}(t)\, dt \tag{4.2}$$

donde $P_{\text{carga}}(t)$ representa la potencia activa demandada por la carga en el instante t, en *kW*. Dado que los datos se encuentran en formato discreto con 48 muestras diarias (intervalos de 30 minutos), la integral se aproxima mediante una suma de Riemann, resultando en la suma de potencias en cada intervalo de 30 minutos a lo largo de las 24 horas del día:

$$E_{\text{carga}} \approx \sum_{i=1}^{48} P_{\text{carga}}(i) \cdot \Delta t = \sum_{i=1}^{48} P_{\text{carga}}(i) \cdot 0.5 \tag{4.3}$$

asumiendo $\Delta t = 0.5$ horas (30 minutos). El valor de E_{carga}, expresado en *kWh*, se emplea como base para estimar la potencia nominal del sistema fotovoltaico requerido.

La potencia en el punto de máxima potencia (*Maximum Power Point* - P_{mpp}) del sistema fotovoltaico se determina conforme a la Ecuación 4.4 (Pinto et al., 2021).

$$P_{mpp} = \text{int}\left(\frac{E_{\text{carga}}}{\underbrace{TD \cdot HSP}_{\text{Nº de paneles}}}\right) \cdot 0.665 \text{ [kW]} \tag{4.4}$$

donde: P_{mpp} es la potencia activa máxima del SFV;

- E_{carga}: energía consumida por la carga en 24 horas;
- TD: tasa de desempeño del sistema, considerada del 80 % en este estudio;
- HSP: número medio diario de horas de sol pleno incidente sobre los módulos fotovoltaicos.

En este trabajo, para la ciudad del Cusco se adopta un valor de $HSP = 5.8$ horas, lo cual corresponde a una irradiación media diaria de aproximadamente $5.8\,\text{kWh/m}^2 \cdot$ día, según OPS Perú (2024).

Por otro lado, el valor de P_{mpp} será ajustado a un múltiplo entero de la potencia de un panel fotovoltaico, considerando el modelo CS7N-665MS de *Canadian Solar*, que posee una potencia máxima de 665 W (Canadian, 2022).

Además, para asegurar la compatibilidad con los equipos comerciales disponibles en el mercado, especialmente los inversores fotovoltaicos, el dimensionamiento final del sistema se ajusta para coincidir con las potencias estandarizadas de dichos dispositivos. La Tabla 4.1 presenta los modelos de inversores trifásicos utilizados en este trabajo, con base en los fabricantes Ingeteam (2024), Inverters (2024), SMA (2025), Electric (2024), Power (2025) y Energy (2025), con sus respectivas potencias nominales.

Tabla 4.1: Inversores fotovoltaicos utilizados.

Marca	**Potencia del inversor [kVA]**
Ingeteam	350, 300
Solis Inverters	255, 200, 150, 80, 50, 30, 25, 20, 15, 12, 10, 9, 8
SMA Sunny Highpower	180
SAJ Electric	125, 100
Chint Power	75
Fronius Primo	7, 6, 5, 3

De esta manera, el criterio de dimensionamiento asegura que la energía generada por cada SFV cubra la demanda diaria de su respectiva carga, respetando las restricciones técnicas de diseño y las limitaciones prácticas de instalación. El procedimiento se aplica individualmente a cada carga del sistema modelado, manteniendo la barra, la tensión de suministro y el tipo de conexión propios del consumidor propietario del SFV.

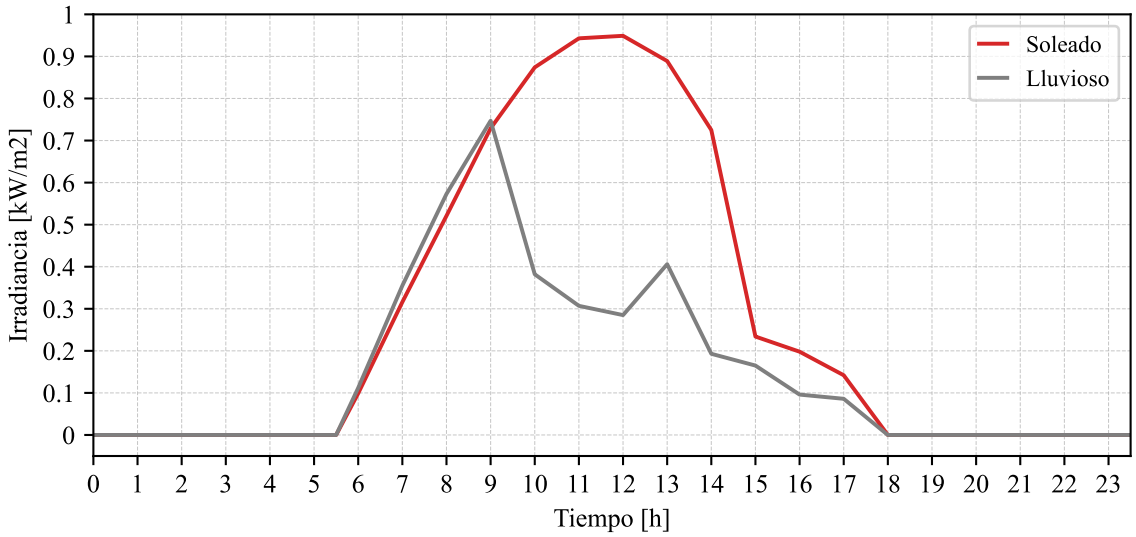
Con el fin de representar la variabilidad horaria de la generación fotovoltaica, se definieron dos perfiles de irradiancia: uno bajo condiciones de cielo despejado (día soleado) y otro bajo condiciones de nubosidad (día lluvioso). Ambos perfiles se obtuvieron a partir de mediciones horarias realizadas el 12 de octubre de 2023 (día soleado) y el 17 de octubre de 2023 (día lluvioso), tal como se muestra en la Figura 4.2.

Las curvas de irradiancia se expresan en kWh/m^2. En el día soleado, la máxima irradiancia registrada fue de $0{,}949\,kWh/m^2$ a las 12:00 h, mientras que en el día lluvioso se alcanzó un valor máximo de $0{,}747\,kWh/m^2$ a las 9:00 h.

4.2.4 Selección de un Nuevo Consumidor mediante Aleatoriedad Ponderada

Los sistemas fotovoltaicos fueron asignados a las barras con consumidores, considerando la potencia asociada a cada uno. La selección de los consumidores que tendrían un SFV se realizó con base en la probabilidad de que el cliente realizara dicha inversión. Se partió del supuesto de que los consumidores con mayores cargas tienen más probabilidad de adoptar generación fotovoltaica, ya que el retorno financiero es más atractivo y, además, estos clientes probablemente

Figura 4.2: Curva de generación fotovoltaica.



Fuente: Elaboración propia

disponen de mayor poder adquisitivo para efectuar la inversión (Angowski et al., 2021).

De esta forma, y con el objetivo de representar condiciones realistas de adopción, se asumió que los grandes consumidores constituyen candidatos prioritarios para la instalación de SFVs (Sigrin et al., 2015). La probabilidad de asignación se calculó en función de la potencia activa de cada consumidor, conforme la Ecuación 4.5:

$$p_c = \frac{P_c}{P_T} \tag{4.5}$$

donde p_c es la probabilidad de selección del consumidor c, P_c la potencia activa demandada por dicho consumidor, y P_T la potencia activa total del SDEE. En consecuencia, los consumidores con mayor demanda poseen mayor probabilidad de ser asignados para la instalación de un SFV.

En cada escenario definido, las cargas seleccionadas reciben un SFV dimensionado y conectado a su respectiva barra de BT. Este procedimiento se repite hasta alcanzar el Nivel de Penetración Fotovoltaica NPFV establecido para el escenario en estudio, reproduciendo un proceso de adopción progresiva donde la prioridad recae en los consumidores con mayor demanda y, por ende, con mayores incentivos económicos para invertir en generación distribuida.

4.2.5 Simulación de flujo de potencia en series temporales

A partir de la configuración de la red y de la definición de los SFVs asignados, se realiza la simulación del flujo de potencia en régimen permanente a lo largo de 24 horas, con pasos de tiempo de una hora. Esta simulación se lleva a cabo en el *software* OpenDSS, considerando las curvas horarias de irradiancia solar y demanda eléctrica previamente definidas. Para cada hora del día, los valores de potencia activa inyectados por cada sistema fotovoltaico son actualizados según la irradiancia incidente, mientras que los perfiles de carga reflejan la variación del consumo a lo largo del día. El uso de series temporales permite capturar con mayor fidelidad los efectos dinámicos de la generación distribuida sobre el sistema, como variaciones de tensión, carga de líneas y transformadores.

Además, el OpenDSS es utilizado para modelar las unidades fotovoltaicas mediante el objeto `PVSystem`, que incluye el panel fotovoltaico y el inversor.

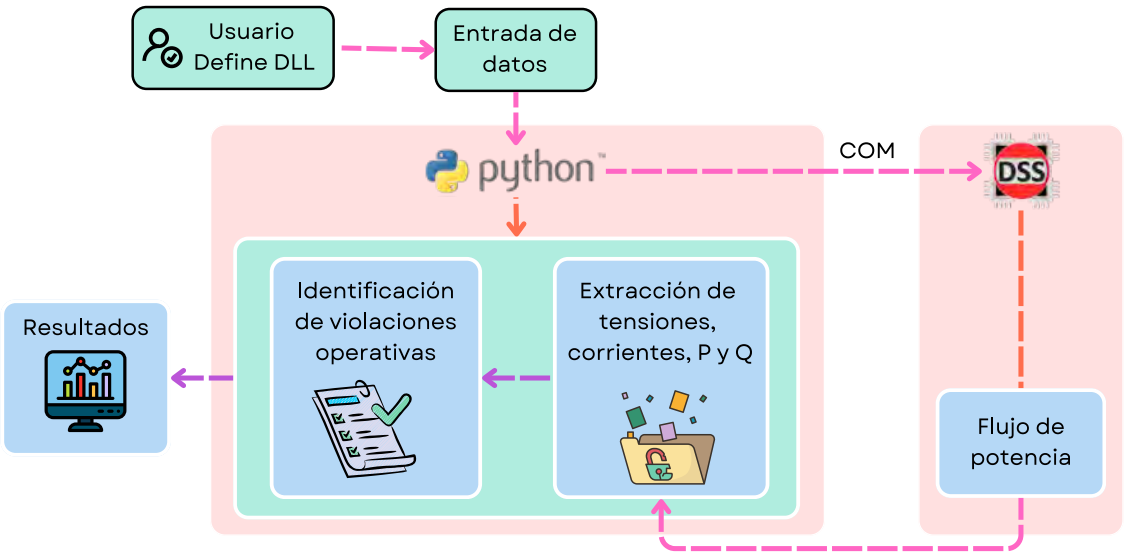
El OpenDSS puede ser controlado mediante la interfaz *Component Object Model* (COM) desde el lenguaje de programación Python, utilizando la librería `OpenDSSDirect.DLL`. En este esquema, OpenDSS permanece a la espera de instrucciones, las cuales son enviadas por Python como comandos específicos. Una vez recibidos, OpenDSS ejecuta el cálculo correspondiente y, de ser necesario, devuelve los resultados a Python. Este ciclo se repite de manera continua para cada instrucción que se requiera procesar (Dugan y Montenegro, 2020). La Figura 4.3 muestra el flujo de interacción en la co-simulación entre Python y OpenDSS.

Esta interfaz de comunicación permite ampliar las capacidades de OpenDSS mediante el desarrollo de algoritmos personalizados que no están incorporados en su código fuente. En el presente estudio, esta integración se emplea para implementar rutinas específicas orientadas a la evaluación de impactos operativos y al procesamiento de resultados intermedios de la simulación.

4.2.6 Registro de las Variables Eléctricas

Una vez ejecutada la simulación del flujo de potencia horario, se registran las principales variables eléctricas del sistema, que constituyen la base para evaluar los impactos de la gene-

Figura 4.3: Co-Simulación entre *Python* y *OpenDSS*



Fuente: Elaboración propia

ración distribuida. En particular, se almacenan las tensiones nodales en MT y BT, con el fin de identificar condiciones de sobretensión y subtensión.

En paralelo, se registran las corrientes de fase en las líneas de MT, a fin de determinar el nivel de cargabilidad de los conductores y, con ello, identificar la presencia de sobrecargas. De igual manera, se registran las potencias activa y reactiva por fase en los transformadores de distribución, lo que permite evaluar su nivel de carga frente a distintos niveles de integración fotovoltaica.

Adicionalmente, aunque no constituye un índice operativo, se cuantifican las pérdidas técnicas totales del SDEE, considerando tanto las pérdidas en líneas como en transformadores, con el propósito de caracterizar su evolución bajo la inserción de generación distribuida.

4.2.7 Identificación de violaciones de límites de índices de desempeño

En esta etapa se identifican las violaciones de los índices de desempeño definidos para la evaluación de la CIG. Dichos índices corresponden a la tensión, la cargabilidad de los conductores y la cargabilidad de los transformadores. Cada uno de ellos se verifica conforme a los límites operativos establecidos por normas técnicas y criterios de diseño, determinándose las

condiciones operativas del sistema eléctrico en las que se presentan violaciones.

- **Violación de tensión:** A partir de las tensiones nodales registradas en cada fase y barra del sistema, los valores obtenidos se comparan con los límites operativos admisibles (0,95 p.u.–1,05 p.u.), establecidos en la NTCSE(1997). Toda desviación fuera de este rango se considera una violación de tensión, clasificándose según corresponda como un caso de *sobretensión* o *subtensión*:

$$V_k > 1.05 \text{ p.u.} \rightarrow \text{Sobretensión} \tag{4.6}$$

$$V_k < 0.95 \text{ p.u.} \rightarrow \text{Subtensión} \tag{4.7}$$

  donde V_k representa la *tensión en la barra* k.

- **Violación por sobrecarga de conductores:** Se evalúa la cargabilidad de las líneas de media tensión, comparando la corriente de cada fase con la corriente nominal del conductor. Según Rylander(2014), se considera una violación por sobrecarga cuando la corriente excede el 100 % de la capacidad nominal.

$$\frac{\text{máx}(I_{a,b,c})}{I_{nom}} \cdot 100\,\% > 100\,\% \rightarrow \text{Sobrecarga} \tag{4.8}$$

  donde $I_{a,b,c}$ representa la corriente por fase e I_{nom} la corriente nominal del conductor.

- **Violación por sobrecarga de transformadores:** Se evalúa la cargabilidad de los Transformadores de distribución (TFs) mediante la potencia aparente trifásica, calculada a partir de las potencias activa y reactiva por fase. Según Rylander(2014), cuando este valor excede la capacidad nominal del transformador, se considera una violación por sobrecarga:

$$\frac{S_{TF}}{S_{nom}} \cdot 100\,\% > 100\,\% \rightarrow \text{Sobrecarga} \tag{4.9}$$

  donde S_{TF} es la potencia trifásica del transformador y S_{nom} su potencia nominal.

4.3 Aplicación de la metodología en el SDE-UNSAAC

Este capítulo implementa la metodología descrita en la Sección 4.2 en el SDE-UNSAAC, con el fin de evaluar la capacidad de integración de generación fotovoltaica distribuida en un sistema real de media tensión. El análisis se organiza en tres etapas: (i) definición de escenarios de evaluación basados en la demanda del campus y en condiciones climáticas ; (ii) simulación del estudio de caso con distintos niveles de penetración fotovoltaica (NPFV), analizando su impacto en tensiones, cargabilidad de líneas y transformadores, y pérdidas técnicas; y (iii) determinación de los límites de NPFV admisible según índices operativos, con el fin de establecer umbrales seguros de integración y criterios técnicos para la planificación de la red universitaria.

4.3.1 Escenarios de evaluación

Para analizar los efectos de la integración de generación fotovoltaica distribuida en el SDE-UNSAAC, se definieron cuatro escenarios basados en la evolución de la demanda de carga. El primero corresponde a la condición actual del sistema (demanda base), mientras que los otros tres representan proyecciones de crecimiento, considerando múltiplos de la demanda actual.

Dado que la demanda eléctrica se multiplica en cada escenario, la energía resultante también lo hace y, en consecuencia, la potencia máxima que puede ser instalada en el SDEE ($P_{SFV_{max}}$) se ve igualmente afectada por este factor multiplicador. La Tabla 4.2 resume los escenarios simulados.

Tabla 4.2: Escenarios simulados.

Escenario	**Descripción**	$\boldsymbol{DM_{cargas}}$ (kW)	$\boldsymbol{P_{SFV_{max}}}$ (kW)
1	Demanda base (actual)	737.61	2152
2	Demanda duplicada	1475.22	4308
3	Demanda triplicada	2212.83	6467
4	Demanda cuadruplicada	2950.44	8627

4.3.2 Estudio de caso

Para ilustrar la aplicación del enfoque propuesto en este trabajo, todos los escenarios descritos anteriormente fueron evaluados considerando la asignación ponderada probabilística de los SFVs y perfiles diarios de demanda eléctrica previamente definidos para cada carga.

La presentación de resultados se organiza en dos bloques: el primero corresponde a un día típico soleado y el segundo a un día típico lluvioso. En cada bloque se analizan los impactos sobre las tensiones, la cargabilidad de líneas y transformadores, así como las pérdidas eléctricas del sistema.

4.3.2.1 Día Soleado

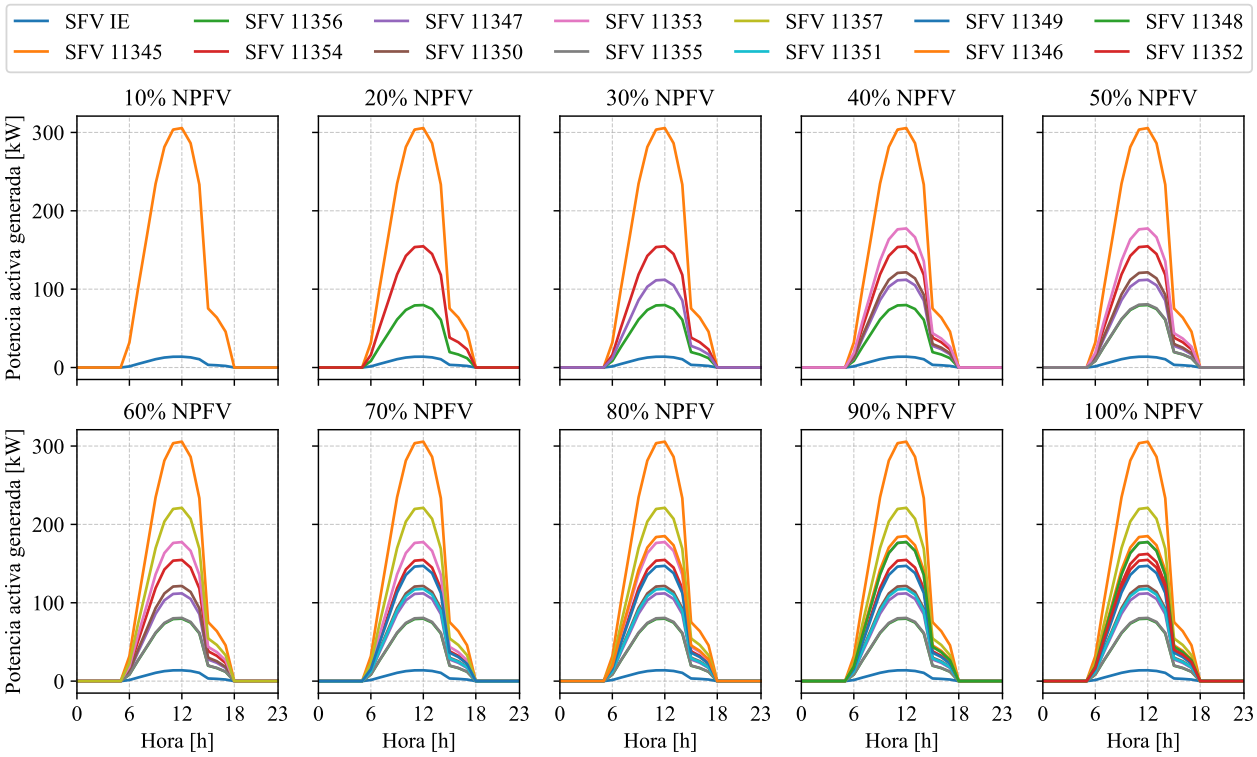
La Figura 4.4 muestra la asignación de los sistemas fotovoltaicos para los diferentes NPFV, variando del 10 % al 100 %, en incremental de 10 % para el escenario 1.Para un 10 % de NPFV, el primer sistema integrado es el SFV 11345, dado que la carga asociada a su SED posee la mayor capacidad nominal del transformador del sistema eléctrico (500 kVA), lo que incrementa su probabilidad de selección. Siguiendo esta lógica, los demás SFVs se fueron incorporando progresivamente hasta alcanzar el 100 % de NPFV, donde todos los sistemas se encuentran integrados.

Es importante señalar que, aunque el Sistema fotovoltaico de Ingeniería Eléctrica (SFV-IE) aparece en todos los porcentajes de NPFV, no forma parte de la integración de nuevos SFVs, pues corresponde a un sistema ya existente.

En los escenarios 2, 3 y 4 las curvas de generación presentan un comportamiento similar al del escenario 1, manteniendo la misma lógica de incorporación progresiva de los SFVs. La única diferencia radica en la magnitud de la potencia generada, que resulta ser el doble, triple y cuádruple de la observada en el escenario 1, respectivamente.

La Figura 4.5 muestra la cantidad de violaciones de tensión MT y BT, a lo largo de un dia soleado para los cuatro escenarios. En los escenarios 1 y 2 no se registran violaciones. En el escenario 3 se observan hasta 2 ocurrencias de violación de tensión para 0 % NPFV a las 12h

Figura 4.4: Curva de generación de potencia activa de los SFVs – Día soleado – Escenario 1.



Fuente: Elaboración propia

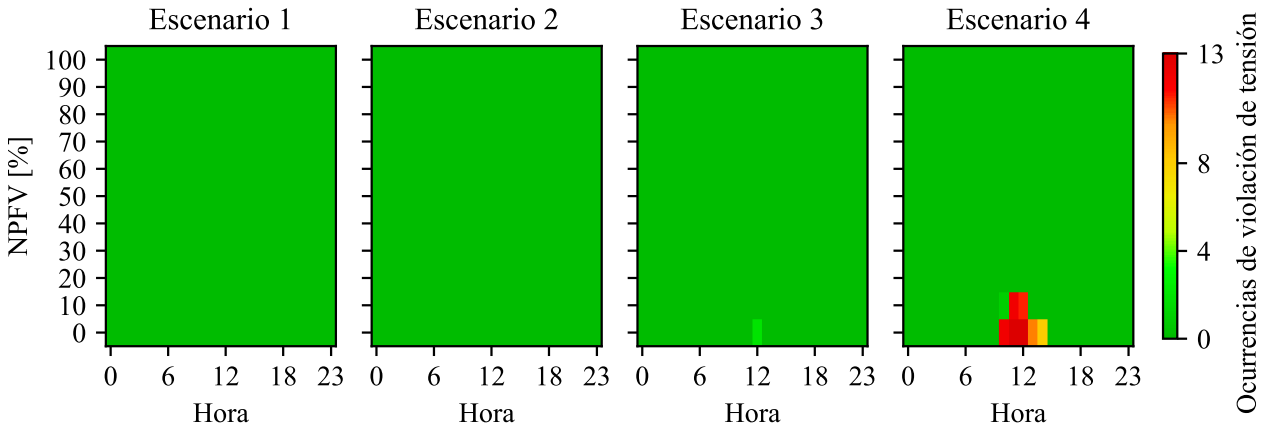
, que corresponde a una condición sin integración de nuevos SFVs, es decir, únicamente con el SFV-IE existente.

En el escenario 4 aparecen violaciones tanto en 0 % como en 10 % de NPFV, concentradas en el horario de 10-14h. La mayor incidencia alcanza 13 ocurrencias de violación de tensión para 0 % NPFV a las 12h.

Los perfiles de tensión (fases A, B y C) para los cuatro escenarios en barras de MT y BT bajo condiciones de día soleado se presentan en el Apéndice C. En las barras de MT (sección C.1) se constata que, en ninguno de los escenarios, los valores de tensión exceden los límites operativos de 0.95 p.u. y 1.05 p.u.

En las barras de BT (sección C.2), en los escenarios 1 y 2 las tensiones se mantienen dentro del rango permitido. No obstante, en el escenario 3 con 0 % de NPFV se registran leves subtensiones a las 12h en la fase A de las subestaciones SED-11353 y SED-11354. De forma similar, en el escenario 4 con 0 % y 10 % de NPFV se presentan subtensiones entre las 9-14h; en particular, para el 0 % de NPFV se observan subtensiones en todas las barras BT de las SEDs

Figura 4.5: Ocurrencias de violación de tensión – Día soleado.



Fuente: Elaboración propia

entre las 11-12 h.

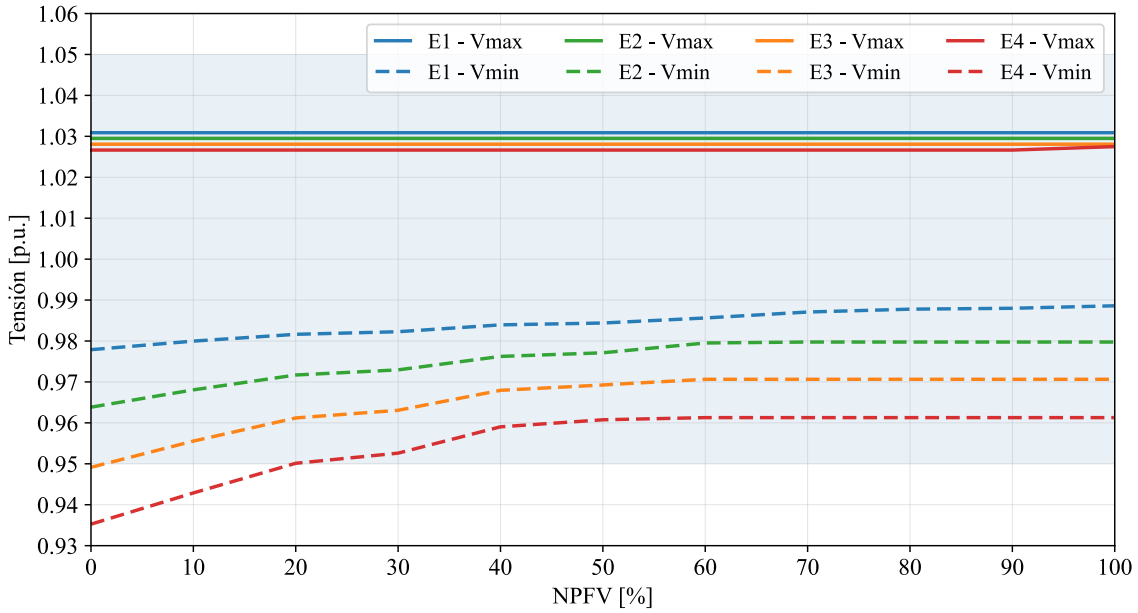
En síntesis, las subtensiones se manifiestan únicamente en barras de BT, mientras que las barras de MT no presentan violaciones. Estos resultados permiten inferir que las subtensiones están asociadas al incremento de la demanda en los escenarios de mayor carga.

De manera complementaria, la Figura 4.6 presenta las tensiones máximas y mínimas registradas en cada escenario en función del %NPFV. Las tensiones máximas de los cuatro escenarios (E1–E4) se mantienen prácticamente constantes alrededor de 1.03 p.u., ya que ocurren en la madrugada (alrededor de las 2 h), periodo en el que la generación fotovoltaica es nula. Esto explica por qué, aun con el incremento del %NPFV, los valores máximos de tensión permanecen invariables.

Por otro lado, las tensiones mínimas muestran una tendencia creciente a medida que aumenta el %NPFV, evidenciando el efecto positivo de la generación fotovoltaica en la mejora del perfil de tensión. En el escenario 3, la tensión mínima registrada es de 0.949 p.u. en la barra BT de la SED-11354 para el 0 % de NPFV; a partir del 10 % de NPFV, los valores ingresan al rango permitido y luego se mantienen estables. De manera similar, en el escenario 4 la tensión mínima es de 0.935 p.u. en la barra BT de la SED-11345 para el 0 % de NPFV; a partir del 20 % de NPFV, la tensión cumple con los límites operativos y permanece constante en adelante.

La Figura 4.7 muestra las ocurrencias de sobrecarga en las líneas para los escenarios E1–E4 en un día soleado. En los escenarios E1, E2 y E3 no se registran sobrecargas. Sin embargo,

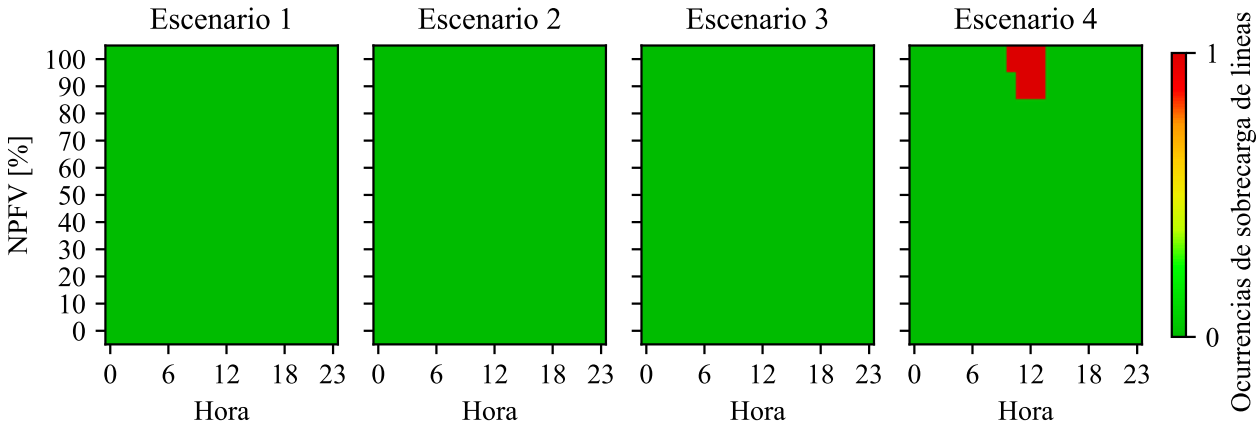
Figura 4.6: Tensiones máximas y mínimas en función del NPFV – Día soleado.



Fuente: Elaboración propia

en el escenario 4 se observa una ocurrencia de sobrecarga en los niveles de 90 % y 100 % de NPFV, entre las 11- 13h.

Figura 4.7: Ocurrencias de sobrecarga en las líneas – Día soleado.

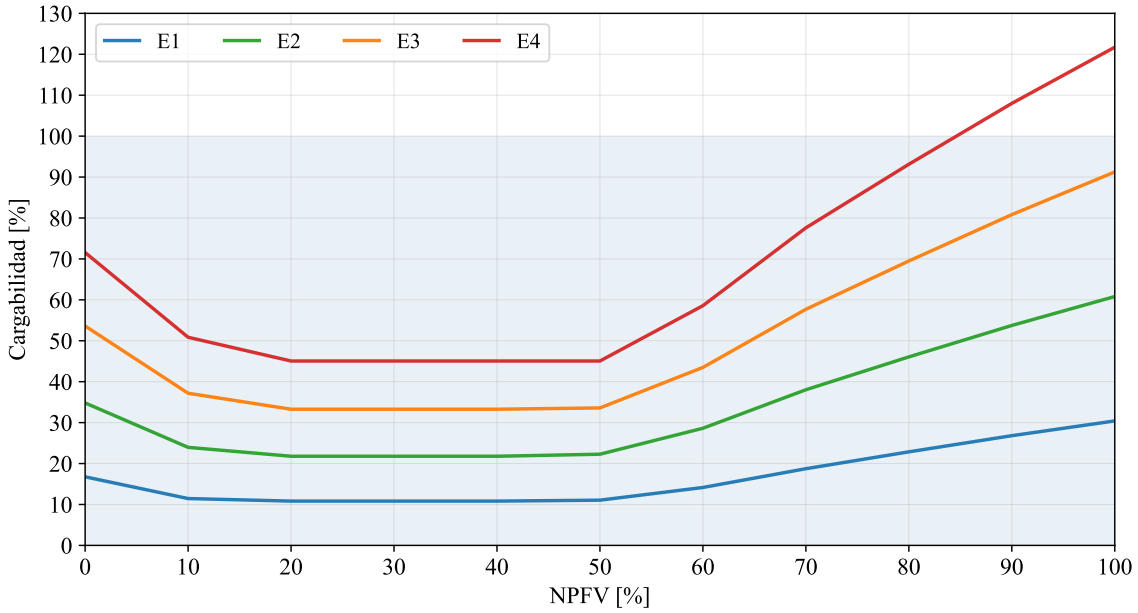


Fuente: Elaboración propia

De manera complementaria, la Figura 4.8 muestra la cargabilidad máxima de las líneas en función del NPFV para los cuatro escenarios analizados. En todos los casos, la cargabilidad presenta una tendencia decreciente entre 0 % y 20 % de NPFV, para luego mantenerse relativamente constante hasta el 50 %. A partir de este punto, las curvas muestran un incremento

progresivo conforme aumenta el NPFV.

Figura 4.8: Cargabilidad máxima de las líneas en función del NPFV – Día soleado.



Fuente: Elaboración propia

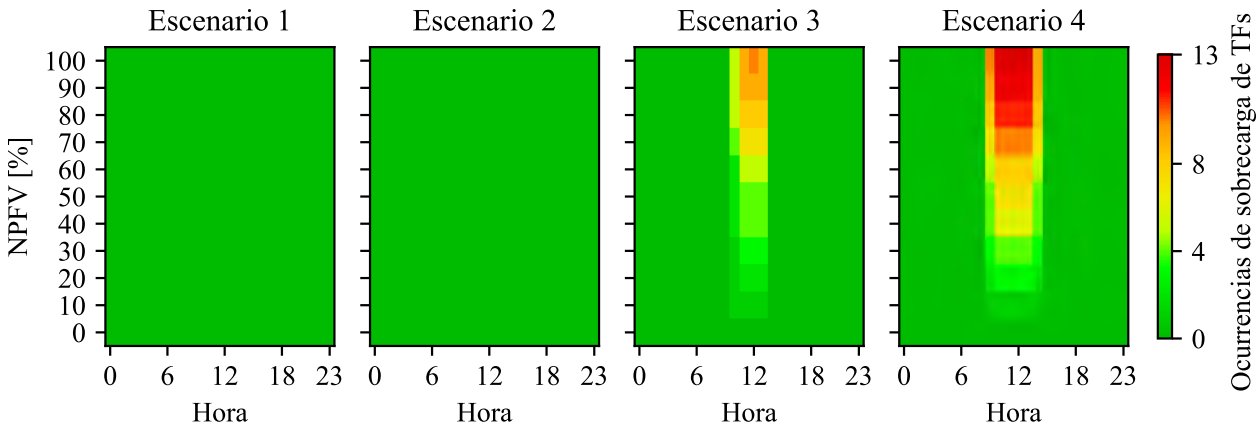
La forma de las curvas se debe a que, en condiciones iniciales, la corriente en las líneas se destina únicamente al suministro de carga en forma radial. Con la incorporación de los SFVs, dicha corriente disminuye hasta un punto en el que la generación fotovoltaica supera la carga local asociada, provocando flujos reversos que incrementan nuevamente la corriente en las líneas.

Es importante señalar que únicamente en el escenario 4 se registran sobrecargas, las cuales se presentan a partir de 90 % de NPFV, alcanzando un máximo de 121.7 % de cargabilidad en la línea troncal SED Los Incas 2 – SED Puerta Principal. Este fenómeno se debe a la presencia de un elevado flujo reverso que, en dichas condiciones, supera la capacidad nominal de la línea.

La Figura 4.9 muestra las ocurrencias de sobrecarga en los transformadores para los escenarios E1–E4 en un día soleado. En los escenarios E1 y E2 no se registran sobrecargas. En el escenario 3, estas ocurrencias aparecen entre 10 % y 100 % de NPFV, concentradas entre las 10 y 13h, alcanzando un máximo de 10 ocurrencias a las 12h en el nivel de 100 % de NPFV, afectando a todos los transformadores excepto los asociados a los SFV 11355, SFV 11356 y SFV 11350. Esto indica que, en este escenario, la mayoría de los transformadores logra transportar la máxima potencia generada por los SFVjunto con su carga asociada sin presentar problemas significativos.

En el escenario 4, las sobrecargas se presentan en el rango de 10 % a 100 % de NPFV, extendiéndose entre las 9 y 14h. El mayor número de ocurrencias se registra entre las 10 y 13h para el 100 % de NPFV, alcanzando un máximo de 13 ocurrencias y afectando a todos los transformadores del sistema eléctrico.

Figura 4.9: Ocurrencias de sobrecarga en los TFs – Día soleado.

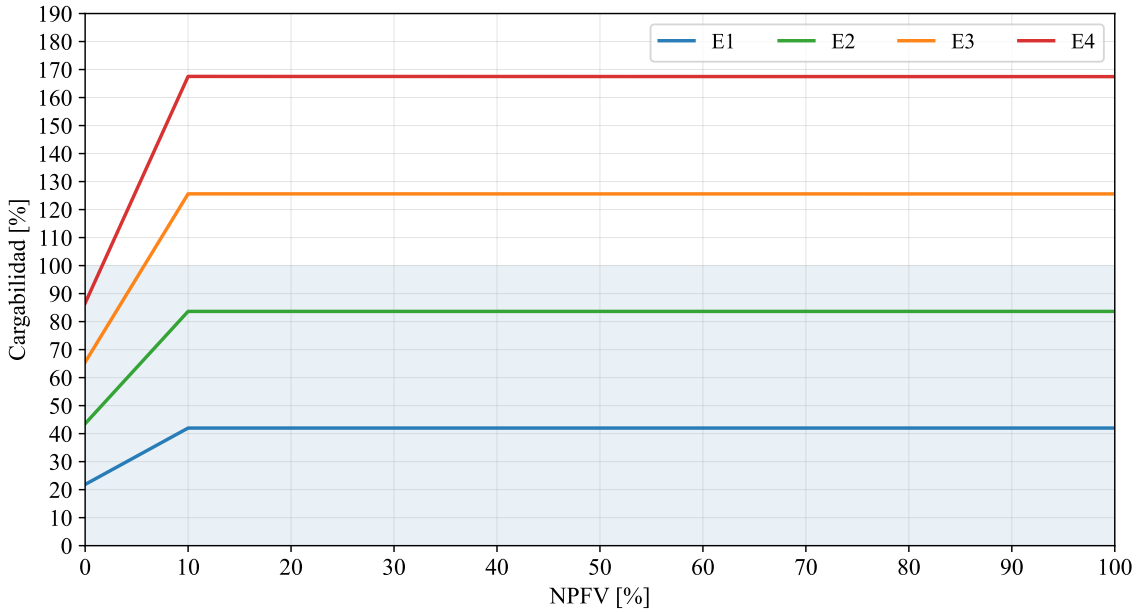


Fuente: Elaboración propia

La Figura 4.10 presenta la cargabilidad máxima de los transformadores en función del %NPFV para los cuatro escenarios analizados. En todos los casos, la cargabilidad aumenta entre 0 % y 10 % de NPFV, manteniéndose posteriormente prácticamente constante hasta el 100 %. Este comportamiento se explica porque el transformador de la SED-11345, cuyo sistema fotovoltaico se incorpora al 10 % de NPFV, registra la mayor cargabilidad entre todas las SEDs. Incluso con la integración progresiva de los demás SFVs, dicho transformador continúa siendo el más exigido en todos los niveles de penetración, lo que determina la forma plana de las curvas.

Asimismo, se observa que únicamente en los escenarios 3 y 4 se presentan sobrecargas de transformadores, alcanzando valores máximos de 125.6 % y 167.5 %, respectivamente, ambos registrados a las 12h.

Figura 4.10: Cargabilidad máxima de los transformadores en función del NPFV – Día soleado.

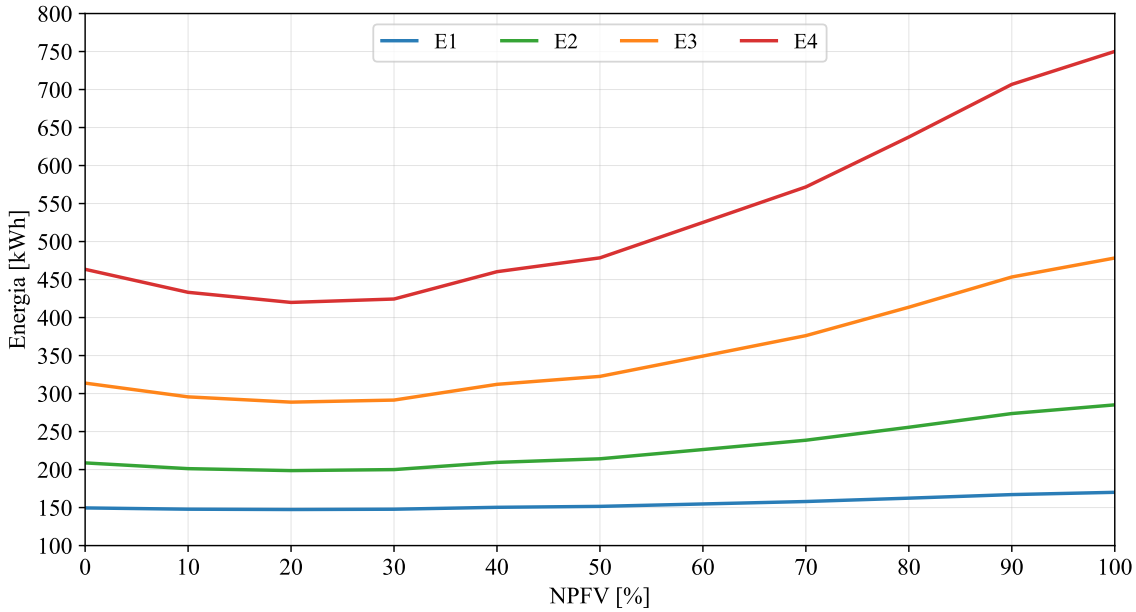


Fuente: Elaboración propia

Se constata que los transformadores son más sensibles al incremento de NPFV que las líneas, registrando sobrecargas a partir del escenario 3 y agravándose en el escenario 4. En particular, el transformador de la SED-11345 se identifica como el elemento más exigido del sistema, al concentrar las mayores cargabilidades en todos %NPFV.

La Figura 4.11 muestra la energía diaria perdida en función del %NPFV para los escenarios E1–E4 en un día soleado. En todos los casos, las pérdidas disminuyen inicialmente hasta alcanzar un valor mínimo entre 20 % y 30 % de NPFV, para luego incrementarse conforme aumenta la penetración fotovoltaica. Este comportamiento es más pronunciado en los escenarios con mayor demanda (E3 y E4), donde las pérdidas alcanzan aproximadamente 480 kWh y 750 kWh, respectivamente, al 100 % de NPFV. Este mismo comportamiento también se observa en las máximas cargabilidades de las líneas mostradas en la Figura 4.8. Dado que las pérdidas son proporcionales al cuadrado de la corriente transportada, la incorporación de generación fotovoltaica reduce inicialmente las pérdidas en la red, pero a partir de un cierto nivel de NPFV estas vuelven a incrementarse, lo que explica la forma parabólica de las curvas.

Figura 4.11: Energía diaria perdida en función del NPFV – Día soleado.



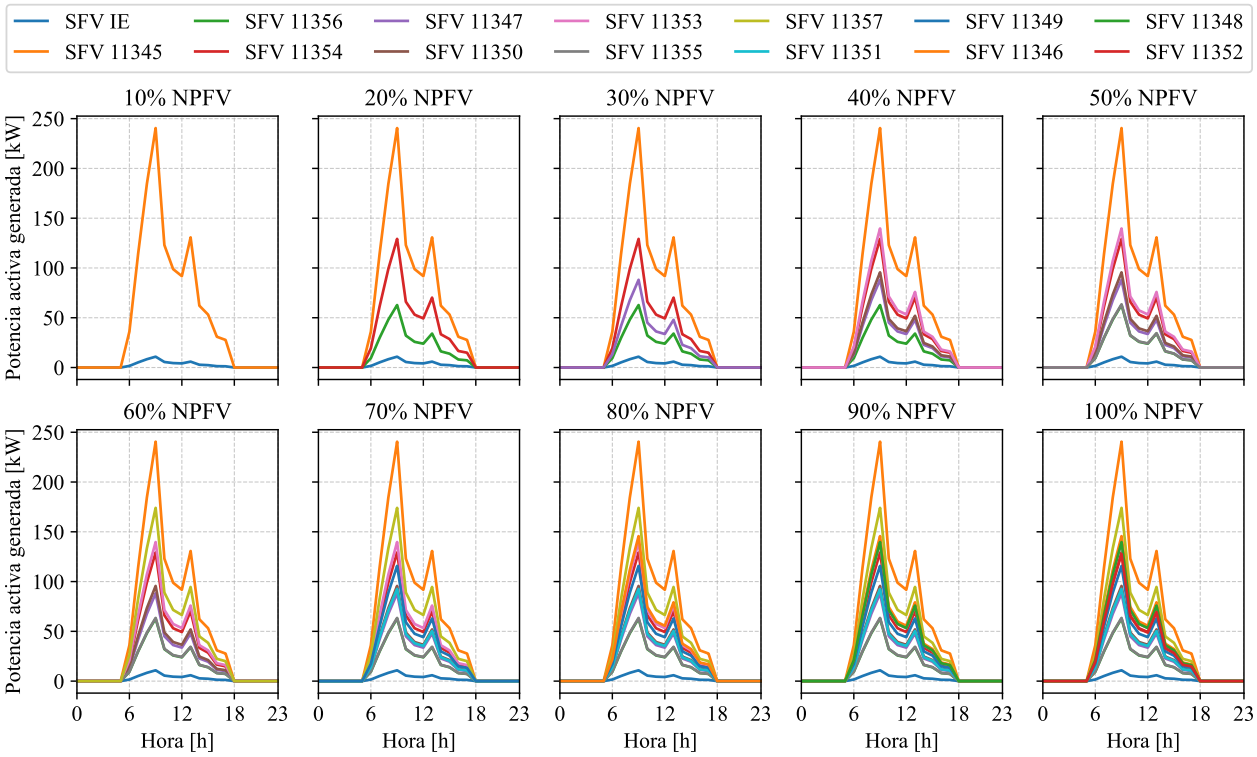
Fuente: Elaboración propia

4.3.2.2 Día Lluvioso

El mismo análisis se realizó considerando un día lluvioso, con el objetivo de evaluar el impacto en la calidad de la energía bajo esta condición climática.

La Figura 4.12 muestra la curva de generación de potencia activa de los SFVs para el escenario 1. Al igual que en el caso soleado, la integración de los SFVs sigue un orden progresivo hasta alcanzar el 100 % de NPFV. No obstante, bajo condiciones lluviosas el perfil de generación se ve afectado por la reducción de irradiancia debido a la nubosidad. En consecuencia, el pico máximo de generación se alcanza a las 9:00 h, seguido de una caída pronunciada en todos los niveles de NPFV, reflejando la variabilidad típica de este tipo de condición climática.

Figura 4.12: Curva de generación de potencia activa de los SFVs – Día lluvioso – Escenario 1.

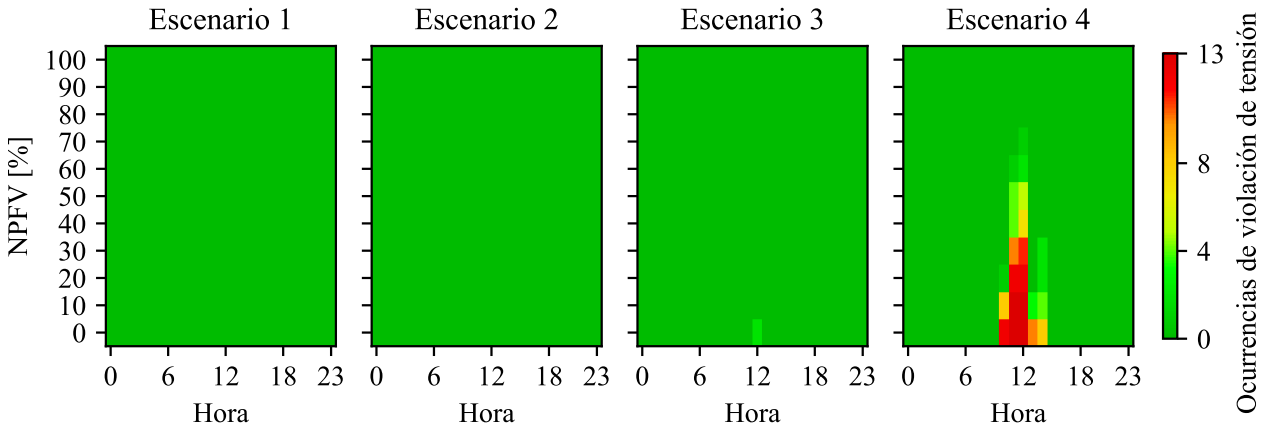


Fuente: Elaboración propia

La Figura 4.13 muestra las ocurrencias de violación de tensión para los cuatro escenarios en un día lluvioso.

En los escenarios 1 y 2 no se registran violaciones de tensión. En el escenario 3 se detectan únicamente 2 ocurrencias en el nivel de 0 % de NPFV. En el escenario 4, las violaciones aparecen de manera recurrente entre los niveles de 0 % y 70 % de NPFV, concentrándose principalmente entre las 11 y 14h. Los mayores picos se observan a las 11h y 12h, , alcanzando hasta 13 ocurrencias para los niveles de 0 % y 10 % de NPFV. En total, este escenario acumula 171 violaciones de tensión.

Figura 4.13: Ocurrencias de violación de tensión – Día lluvioso.



Fuente: Elaboración propia

De manera similar, para el día lluvioso se obtuvieron los perfiles de tensión en los cuatro escenarios y para diferentes niveles de NPFV, tanto en barras de MT como de BT, los cuales se presentan en el Apéndice D.

En las barras de MT (sección D.1), los perfiles correspondientes a 0 %, 50 % y 100 % de NPFV permanecen dentro del rango operativo (0.95–1.05 p.u.), por lo que no se registran violaciones de tensión.En las barras de BT (sección D.2), los escenarios 1 y 2 no presentan violaciones de tensión. En el escenario 3, con 0 % de NPFV, se registran dos subtensiones en las subestaciones SED-11354 y SED-11355, con valores mínimos de 0,9491 y 0,9493 p.u., respectivamente.

En el escenario 4, las violaciones se extienden entre los niveles de 0 % y 70 % de NPFV, concentrándose en el intervalo de 10:00 a 14:00 h. Para el 0 % de NPFV, prácticamente todas las barras de BT presentan subtensiones; al 30 % estas disminuyen de forma notable y, a partir del 80 %, desaparecen por completo.

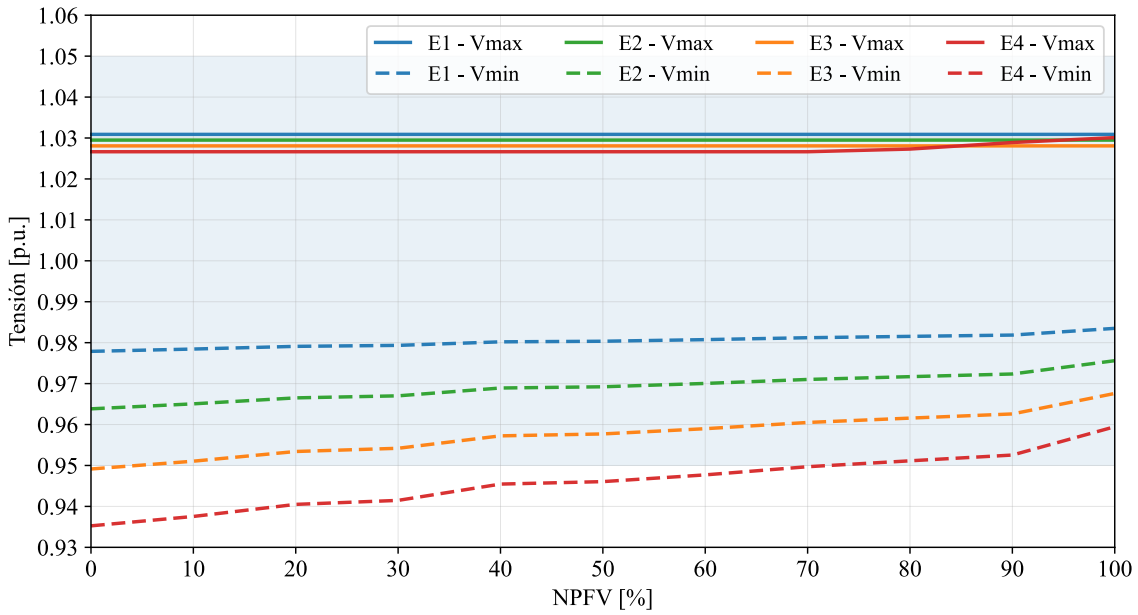
En general, a medida que aumenta el NPFV, la ocurrencia de subtensiones disminuye progresivamente hasta desaparecer en los niveles altos de penetración. Al igual que en el caso soleado, estas violaciones se presentan únicamente en las barras de BT, sin registrarse afectaciones en las barras de MT.

La Figura 4.14 presenta las tensiones máximas y mínimas obtenidas en cada escenario en función del %NPFV. Al igual que en el caso soleado, las tensiones máximas se mantienen prácticamente constantes alrededor de 1.03 p.u., sin mostrar variaciones significativas con el

incremento de NPFV, ya que corresponden a horas de madrugada (cerca de las 2:00 h), cuando la generación fotovoltaica es nula.

En contraste, las tensiones mínimas exhiben una tendencia creciente conforme aumenta el NPFV, reflejando el efecto positivo de la generación fotovoltaica en la mejora del perfil de tensión. En el escenario 3, la tensión mínima alcanza 0.949 p.u. en la barra BT de la SED-11353 para el 0 % de NPFV, ingresando al rango permitido a partir del 10 %. En el escenario 4, el valor más bajo corresponde a 0.935 p.u. en la misma barra para el % de NPFV, estabilizándose dentro de los límites operativos desde el 70 %.

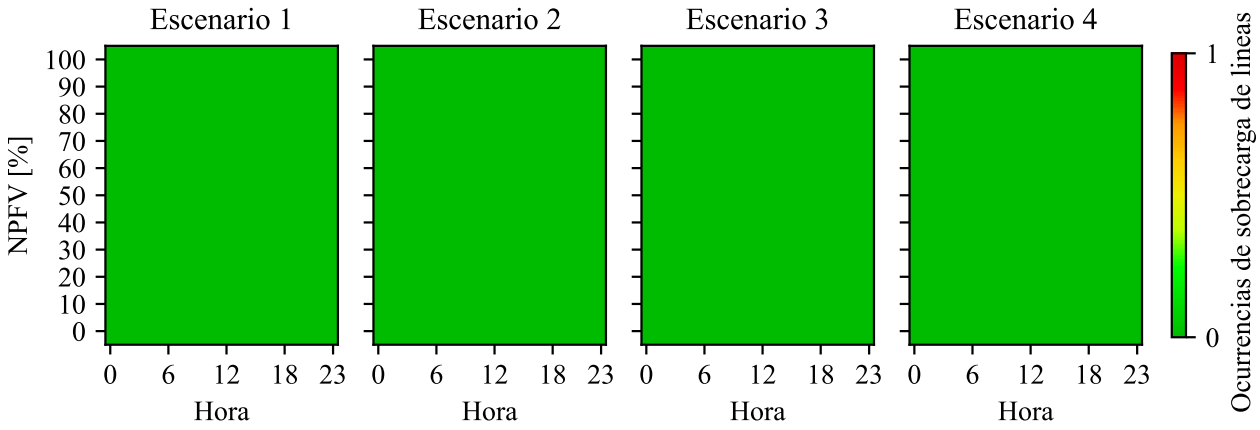
Figura 4.14: Tensiones máximas y mínimas en función del NPFV – Día lluvioso.



Fuente: Elaboración propia

La Figura 4.15 presenta las ocurrencias de sobrecarga en las líneas para los escenarios E1–E4 bajo condiciones de día lluvioso. En este caso, no se registran sobrecargas en ninguno de los escenarios ni niveles de NPFV, lo que evidencia que la reducción de la generación fotovoltaica por efecto de la nubosidad disminuye los flujos de potencia en las líneas, manteniéndolos por debajo de su capacidad nominal.

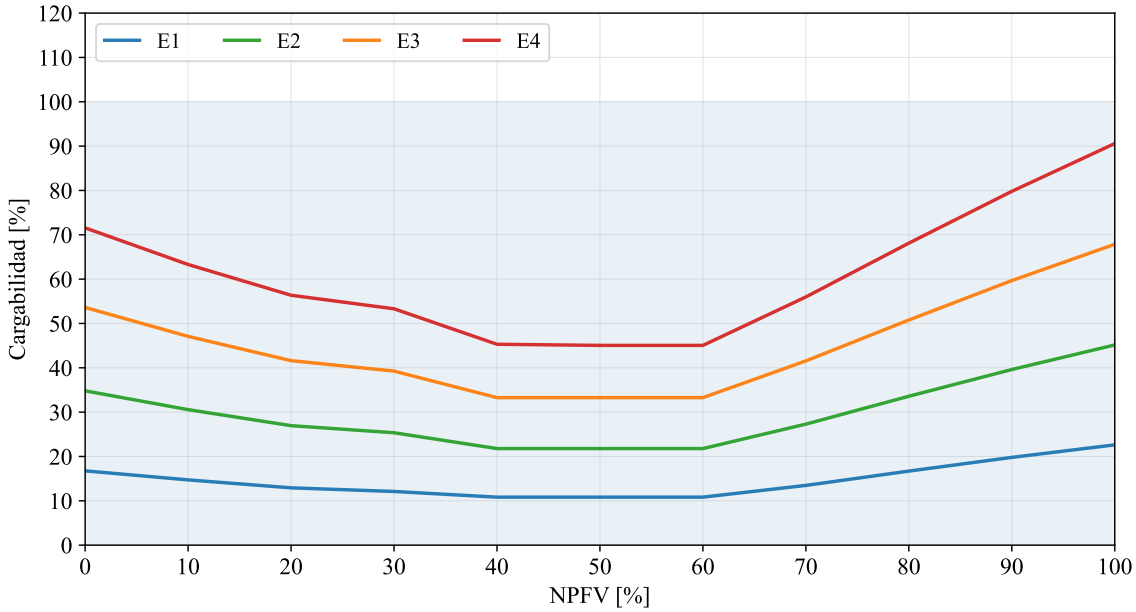
Figura 4.15: Ocurrencias de sobrecarga en las líneas – Día lluvioso.



Fuente: Elaboración propia

La Figura 4.16 presenta la cargabilidad máxima de las líneas en función del %NPFV para los cuatro escenarios bajo condiciones de día lluvioso. Se observa que, en todos los casos, la cargabilidad disminuye de manera continua hasta aproximadamente el 40 % de NPFV, estabilizándose alrededor del 40–60 % de NPFV. A partir de este nivel, las curvas muestran un incremento sostenido conforme aumenta la penetración fotovoltaica, aunque sin llegar a producir sobrecargas en ninguno de los escenarios.

Figura 4.16: Cargabilidad máxima de las líneas en función del NPFV – Día lluvioso.

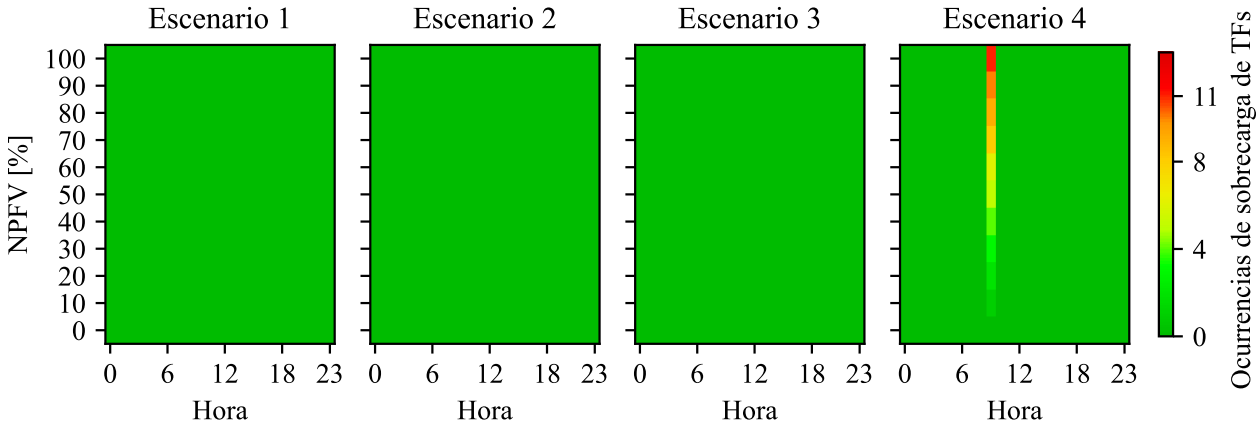


Fuente: Elaboración propia

La Figura 4.17 presenta las ocurrencias de sobrecarga en los transformadores para los escenarios E1–E4 bajo condiciones de día lluvioso. En los escenarios 1, 2 y 3 no se registran sobrecargas. En contraste, en el escenario 4 las sobrecargas se manifiestan entre los niveles de 10 % y 100 % de NPFV, principalmente alrededor de las 9h. En total, se contabilizan 59 ocurrencias, con un máximo de 11 sobrecargas simultáneas en el 100 % de NPFV. Estas afectan a la mayoría de transformadores, excepto

Este comportamiento confirma que, bajo condiciones lluviosas, el sistema eléctrico resulta más vulnerable a sobrecargas en el escenario 4, mientras que en el escenario 3 opera sin restricciones de este tipo, configurándose como un punto de operación más seguro.

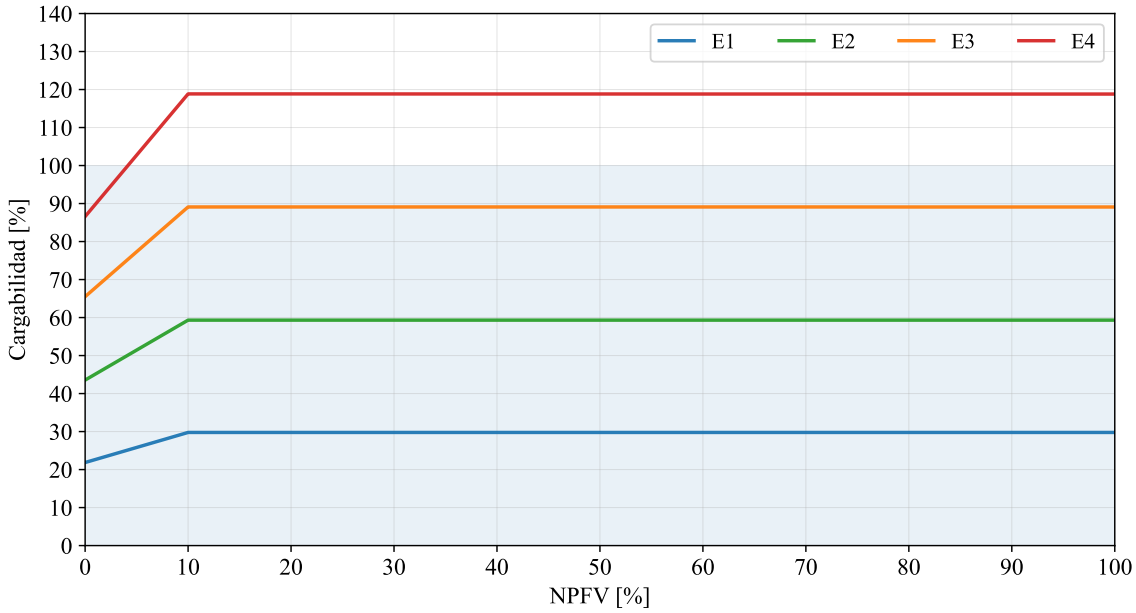
Figura 4.17: Ocurrencias de sobrecarga en los TFs – Día lluvioso.



Fuente: Elaboración propia

En condiciones de día lluvioso, la cargabilidad máxima de los transformadores se incrementa entre 0 % y 10 % de NPFV, manteniéndose prácticamente constante hasta el 100 %, como se aprecia en la Figura 4.18.Es importante destacar que únicamente en el escenario 4 se producen sobrecargas, alcanzando un máximo de 118.85 %,

Figura 4.18: Cargabilidad máxima de los transformadores en función del NPFV – Día lluvioso.



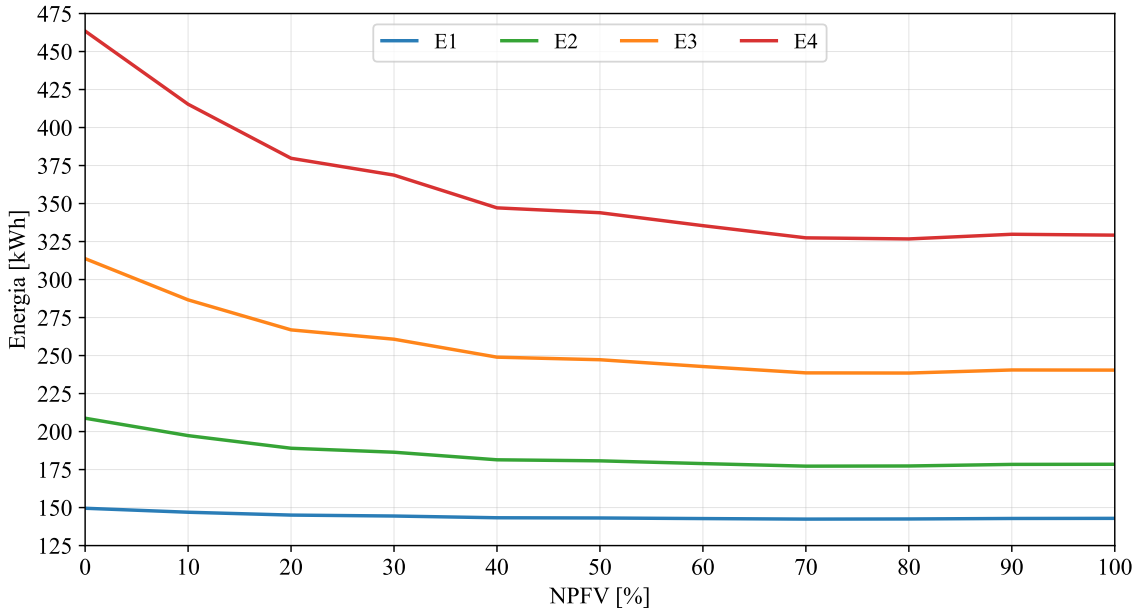
Fuente: Elaboración propia

La Figura 4.19 presenta la energía diaria perdida en función del %NPFV para los escenarios E1–E4 en un día lluvioso. A diferencia del caso soleado, en este escenario las pérdidas disminuyen de forma continua con el incremento de la penetración fotovoltaica, sin evidenciar el comportamiento parabólico observado previamente.

El efecto es más notorio en los escenarios de mayor demanda. En el escenario 4, las pérdidas se reducen de aproximadamente 465 kWh a 350 kWh al pasar de 0 % a 100 % de NPFV; en el escenario 3, de 320 kWh a 230 kWh; y en el escenario 2, de 210 kWh a 175 kWh. En el escenario 1 la reducción es marginal, pasando de 150 kWh a 145 kWh.

Este comportamiento se explica porque, bajo condiciones lluviosas, la menor generación fotovoltaica limita la magnitud de los flujos reversos en las líneas, reduciendo el incremento de corriente que, en condiciones soleadas, ocasionaba un aumento de pérdidas en los niveles altos de penetración.

Figura 4.19: Energía diaria perdida en función del NPFV – Día lluvioso.



Fuente: Elaboración propia

4.3.3 Límites de NPFV Admisible en el SDE-UNSAAC según Índices Operativos

Con base en los resultados obtenidos, la Tabla 4.3 resume los límites de NPFV admisibles en el SDE-UNSAAC, considerando los índices operativos seleccionados para este estudio: tensión, cargabilidad de líneas y cargabilidad de transformadores. La tabla detalla los valores máximos de NPFV por caso y escenario, permitiendo evaluar la capacidad de integración del sistema.

En los escenarios E1 (demanda actual) y E2 (demanda duplicada), tanto en condiciones soleadas como lluviosas, el sistema admite hasta el 100 % de NPFV sin registrar violaciones operativas. En el escenario E3 (demanda triplicada), el caso lluvioso mantiene la admisibilidad del 100 %, mientras que en el caso soleado el límite se reduce al 0 %, evidenciando que una penetración mínima del 10 % ya provoca sobrecarga en los transformadores.

En el escenario E4 (demanda cuadruplicada), la restricción más crítica corresponde a la cargabilidad de transformadores, que se alcanza con un 0 % de NPFV tanto en condiciones soleadas como lluviosas. Además, en el caso soleado, la cargabilidad de las líneas se ve comprometida a partir de un 80 % de NPFV.

Tabla 4.3: Máximos NPFV sin violaciones operativas en el SDE-UNSAAC.

Caso	Índice de desempeño	Escenario ($P_{SFV_{max}}$)			
		E1 (2.15 MW)	E2 (4.31 MW)	E3 (6.47 MW)	E4 (8.63 MW)
Soleado	Tensión (sobretensión)	100 %	100 %	100 %	100 %
	Tensión (subtensión)	100 %	100 %	100 %	100 %
	Cargabilidad en líneas	100 %	100 %	100 %	80 %
	Cargabilidad en TFs	100 %	100 %	0 %	0 %
Lluvioso	Tensión (sobretensión)	100 %	100 %	100 %	100 %
	Tensión (subtensión)	100 %	100 %	100 %	100 %
	Cargabilidad en líneas	100 %	100 %	100 %	100 %
	Cargabilidad en TFs	100 %	100 %	100 %	0 %

En síntesis, la integración fotovoltaica puede cubrir con seguridad la demanda actual y hasta un incremento equivalente al doble de esta, sin comprometer los índices operativos. Sin embargo, en escenarios de mayor crecimiento (tres y cuatro veces la demanda actual), la operación del sistema se ve limitada principalmente por la sobrecarga de transformadores y, en menor medida, por la cargabilidad de las líneas.

4.4 Comentarios Finales

En este capítulo se aplicó la metodología de evaluación de la capacidad de integración fotovoltaica en el SDE-UNSAAC, considerando distintos escenarios de penetración bajo condiciones climáticas contrastantes (días soleados y lluviosos).

Los resultados evidenciaron variaciones de tensión, sobrecargas en líneas y transformadores, así como su efecto en las pérdidas técnicas. Finalmente, se determinó el límite de NPFV admisible en el SDE-UNSAAC según los índices operativos seleccionados, ofreciendo una visión precisa de la capacidad de la red para integrar generación solar sin comprometer su desempeño.

Conclusiones

Se evaluó la capacidad de integración de generación solar fotovoltaica en el subsistema de distribución primaria de la Ciudad Universitaria de Perayoc mediante distintos niveles de penetración fotovoltaica en escenarios de demanda actual, duplicada, triplicada y cuadruplicada, tanto para días soleados como lluviosos. Los resultados muestran que el subsistema puede integrar la demanda actual y su duplicación sin vulnerar los índices de desempeño de tensión ni la cargabilidad de conductores y transformadores. Sin embargo, al alcanzar niveles equivalentes a tres y cuatro veces la demanda actual, se presentan violaciones de los límites de desempeño asociadas principalmente a la sobrecarga de los transformadores de distribución y, en menor medida, a la cargabilidad de las líneas, lo que restringe la capacidad de integración.

La revisión de la literatura permitió identificar diversas metodologías para estimar la capacidad de integración fotovoltaica. . Entre ellas, se seleciono el método determinístico–estocástico, basado en la inserción progresiva de sistemas fotovoltaicos en función de la demanda máxima de los consumidores. Su implementación en el subsistema UNSAAC demostró que este método es simple y práctico para identificar violaciones de los límites de desempeño, así como para cuantificar de manera confiable la capacidad de integración. Los resultados obtenidos validan la pertinencia de la metodología seleccionada.

Los índices de desempeño seleccionados para evaluar la capacidad de integración de generación solar fotovoltaica en el subsistema de estudio fueron la tensión y la cargabilidad de los conductores y de los transformadores. Estos tres índices se eligieron por ser los criterios técnicos que más comúnmente limitan la integración de generación distribuida, conforme a la revisión bibliográfica y a los lineamientos de evaluación de la capacidad de integración. De este modo, la selección de dichos índices fue apropiada y suficiente para calificar con precisión el desempeño operativo del sistema UNSAAC frente a la inserción de generación distribuida fotovoltaica.

Se modeló el subsistema de distribución primaria de la UNSAAC en OpenDSS, obteniendo un modelo que se aproxima a las mediciones reales y le otorga validez. Además, se implementó un algoritmo en Python con la librería OpenDSSDirect.dll, que permitió ejecutar los comandos del simulador, calcular flujos de potencia e identificar violaciones de los límites de desempeño de forma automatizada. El desempeño del modelo y del algoritmo fue satisfactorio para evaluar la

capacidad de integración de generación fotovoltaica.

El análisis del grado de influencia de los índices de desempeño permitió identificar las limitaciones del sistema UNSAAC frente a distintos niveles de penetración fotovoltaica. En primer lugar, en la tensión tuvo una influencia mínima, ya que si bien las tensiones aumentaron con la inserción de generación fotovoltaica, estas se mantuvieron dentro de los rangos normativos de operación, sin registrarse condiciones de sobretensión ni de subtensión significativas en la mayoría de escenarios. La única excepción se presentó al inicio del escenario 4, donde se evidenció una leve subtensión atribuida a la alta demanda eléctrica observada alrededor del mediodía; sin embargo, la progresiva inyección fotovoltaica ayudó a estabilizar el perfil de tensión dentro de los límites aceptables.

En cuanto a la cargabilidad de las líneas, se verificó que la inserción de los SFV generó inicialmente una disminución de la carga, seguida de un incremento conforme aumentaba el NPFV. Solo se detectó una sobrecarga puntual en la línea SED Los Incas 2 – SED Puerta Principal en el escenario 4, caso soleado, lo que indica que este conductor no es capaz de transportar la energía inyectada para niveles de 90 % y 100 % de NPFV.

Finalmente, la cargabilidad de los transformadores resultó ser el factor más crítico. Al instalar los SFV en cada subestación, se observó que en periodos de alta irradiancia el punto de máxima potencia (PMPP) de los sistemas fotovoltaicos superó ampliamente la demanda local, generando un exceso de potencia activa hacia la red. Esto provocó sobrecargas en varios transformadores, registrándose violaciones operativas tanto en el escenario 3 como en el 4, siendo este último el más crítico en condiciones soleadas, donde los 13 transformadores de la SDE-UNSAAC presentaron sobrecarga simultánea. Este resultado evidencia que la capacidad nominal de los transformadores constituye la principal limitación para la integración de generación fotovoltaica en la red de estudio, en concordancia con lo señalado en la literatura sobre Hosting Capacity en sistemas de distribución.

Recomendaciones

A partir de los resultados obtenidos, es posible proponer los siguientes trabajos futuros:

- Aplicar y comparar otros métodos de estimación de capacidad de integración en el SDE-UNSAAC, con el propósito de contrastar los resultados obtenidos en este estudio y verificar la consistencia de las metodologías empleadas.
- Ampliar la evaluación de índices operativos considerando, además de las violaciones de tensión y la cargabilidad de líneas y transformadores, otros factores como el desequilibrio de tensión, la coordinación de protecciones eléctricas y la distorsión armónica, a fin de identificar posibles restricciones adicionales que puedan afectar la operación segura del sistema.
- Analizar estrategias operativas que incrementen la capacidad de integración fotovoltaica en redes de distribución, tales como el ajuste de taps en transformadores, la implementación de diferentes modos de operación de los inversores según su tecnología y la aplicación de métodos de optimización que permitan maximizar la inserción de generación distribuida sin comprometer la calidad de energía eléctrica.

Bibliografía

Abideen, M. Z., Ellabban, O., Refaat, S. S., Abu-Rub, H., & Al-Fagih, L. (2019). A novel methodology to determine the maximum PV penetration in distribution networks. *2019 2nd International Conference on Smart Grid and Renewable Energy (SGRE)*, 1-6.

Aguirre, R. A., Caampued, C. P. C. C., & Dayapera, R.-A. M. (2018). Determination of hosting capacity of solar and wind distributed generation (DG) using stochastic approach. *TENCON 2018-2018 IEEE Region 10 Conference*, 1960-1965.

Alam, M., Muttaqi, K., & Sutanto, D. (2012). Distributed energy storage for mitigation of voltage-rise impact caused by rooftop solar PV. *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 1-8.

Almenar Molina, I. (2020). Planning the future expansion of solar installations in a distribution power grid.

Andrade, V. B., Jr., U. C. P., Moreira, C. E., Soares, T. M., Tabora, J. M., Tostes, M. E. L., Bezerra, U. H., Albuquerque, B. S., & Gouveia, L. D. S. (2021). Modelagem de um sistema de distribuição real desbalanceado e análise do impacto de GD utilizando o software OpenDSS. *Anais do Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)*. https://doi.org/10.48011/sbse.v1i1.2208

Angowski, M., Kijek, T., Lipowski, M., & Bondos, I. (2021). Factors affecting the adoption of photovoltaic systems in rural areas of Poland. *Energies*, *14*(17), 5272.

Arias Gonzáles, J. L., & Covinos Gallardo, M. (2021). Diseño y metodología de la investigación. *Enfoques Consulting EIRL*, *1*(1), 66-78.

Astero, P., & Söder, L. (2018). Improving PV hosting capacity of distribution grids considering dynamic voltage characteristic. *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, 1-7.

Baldenko, N., & Behzadirafi, S. (2016). Determination of photovoltaic hosting capacity on radial electric distribution feeders. *2016 IEEE international conference on power system technology (POWERCON)*, 1-4.

Behravesh, V., Keypour, R., & Foroud, A. A. (2018). Stochastic analysis of solar and wind hybrid rooftop generation systems and their impact on voltage behavior in low voltage distribution systems. *Solar Energy*, *166*, 317-333.

Bendík, J., Cenkỳ, M., Cintula, B., Beláň, A., Eleschová, Ž., & Janiga, P. (2022). Stochastic approach for increasing the PV hosting capacity of a low-voltage distribution network. *Processes*, *11*(1), 9.

Canadian, S. (2022). CS7N-665 HiKu7 Mono PERC Photovoltaic Module Datasheet. Consultado el 5 de julio de 2025, desde https://static.csisolar.com/wp-content/uploads/sites/2/2020/10/07063301/CS-Datasheet-HiKu7_CS7N-MS_v2.4_AU.pdf

Cari, E. P. T. (2021). Introdução à sistemas fotovoltaicos, dimensionamento e instalação [Material didático]. https://www.sel.eesc.usp.br/cursosolar/

Chihota, M. J., Bekker, B., & Gaunt, T. (2022). A stochastic analytic-probabilistic approach to distributed generation hosting capacity evaluation of active feeders. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, *136*, 107598.

Congreso de la República. (2021). Proyecto de Ley que modifica El Decreto Legislativo N° 1221, que mejora La Regulacion de la Distribución De Electricidad para promover el Acceso a la Energia Electrica en el Peru y el Decreto Legislativo N° 1002. Respecto a la a Retribucion de la Microgeneracion Distribuida. Consultado el 16 de agosto de 2023, desde https://wb2server.congreso.gob.pe/spley-portal-service/archivo/NTQ4Mw==/pdf/PL-00719

Cordeiro, I., Bassi, W., & Sauer, I. L. (2023). Hosting Capacity Estimate Based on Photovoltaic Distributed Generation Deployment: A Case Study in a Campus of the University of São Paulo. *Energies*, *16*(9), 3934.

Dammert, A., Molinelli, F., & Carbajal, M. (2011). Fundamentos técnicos y económicos del sector eléctrico peruano. *Osinergmin.(Organismo Supervisor de la Inversion en Energia y Mineria)*, 5-205.

De Oliveira, T. T., Bollen, M. H., & Etherden, N. (2025). A hosting capacity based approach toward distribution system planning for high PV penetration. *Electric Power Systems Research*, *238*, 111138.

De Souza, D. M. (2019). *Análise dos impactos da implementação de sistemas de armazenamento de energia em instalações com geração distribuída fotovoltaica: estudo de caso no IFG-Itumbiara* [Tesis de maestría, Insitituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás].

Demirok, E., Sera, D., Teodorescu, R., Rodriguez, P., & Borup, U. (2009). Clustered PV inverters in LV networks: An overview of impacts and comparison of voltage control strategies. *2009 IEEE Electrical Power & Energy Conference (EPEC)*, 1-6.

Dugan, R. C., & Montenegro, D. (2020). Reference guide: The open distribution system simulator (opendss). Consultado el 10 de julio de 2025, desde https://sourceforge.net/p/electricdss/code/%20HEAD/tree/trunk/Distrib/Doc/OpenDSSManual.pdf

Ebe, F., Idlbi, B., Morris, J., Heilscher, G., & Meier, F. (2017). Evaluation of PV hosting capacity of distribuion grids considering a solar roof potential analysis—Comparison of different algorithms. *2017 IEEE Manchester PowerTech*, 1-6.

Electric, S. (2024). Inversores solares SAJ. Consultado el 5 de julio de 2025, desde https://www.serranasolar.com.br/geradores-fotovoltaicos/on-grid/%20inversor-solar-on-grid-monofasico

Energy, F. S. (2025). Fronius Solar Energy. Consultado el 15 de septiembre de 2025, desde https://www.fronius.com/pt-br/brasil/energia-solar/comercial/produtos-e-solucoes/sistemas-fotovoltaicos-comerciais

(EPRI), E. P. R. I. (2018). *OpenDSS Manual: Open Distribution System Simulator*. Electric Power Research Institute. Palo Alto, CA.

Estorque, L. K. L., & Pedrasa, M. A. A. (2016). Utility-scale DG planning using location-specific hosting capacity analysis. *2016 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT-Asia)*, 984-989.

Fatima, S., Püvi, V., & Lehtonen, M. (2020). Review on the PV hosting capacity in distribution networks. *Energies*, *13*(18), 4756.

Global Solar Atlas. (2025). Atlas solar mundial: Mapa interactivo de potencial fotovoltaico [Accedido: 2025-07-21]. https://globalsolaratlas.info/map?c=-13.475106,-71.938477,11&s=-13.483648,-71.911011&m=site

González Moncayo, N. G. (2022). *Modelado de la red de distribución subterránea de CU para estudios de planeación y calidad de la energía* [Tesis de licenciatura]. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería.

IEEE. (2018). IEEE standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces. *IEEE std*, *1547*(1547), 2018.

Ingeteam. (2024). Inversores INGECON SUN 3Power - Ingeteam. Consultado el 5 de julio de 2025, desde https://www.ingeteam.com/br/pt-br/eletronica-de-potencia/%20energia-fotovoltaica/c28_4_p/produtos.aspx

Inverters, S. (2024). Inversores solares Solis. Consultado el 5 de julio de 2025, desde https://www.serranasolar.com.br/geradores-fotovoltaicos/on-grid/%20inversor-solar-on-grid-monofasico

IRENA. (2025). *Renewable Capacity Highlights 2025* (inf. téc.) (Accedido: 2025-07-21). International Renewable Energy Agency. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Mar/IRENA_DAT_RE_Capacity_Highlights_2025.pdf

Ismael, S. M., Aleem, S. H. A., Abdelaziz, A. Y., & Zobaa, A. F. (2019). State of the art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation. *Renewable energy*, *130*, 1002-1020.

Kolenc, M., Papič, I., & Blažič, B. (2015). Assessment of maximum distributed generation penetration levels in low voltage networks using a probabilistic approach. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, *64*, 505-515.

Latheef, A., Negnevitsky, M., Muttaqi, K., & Perera, S. (2008). Present understanding of the impact of distributed generation on power quality. *2008 Australasian Universities Power Engineering Conference*, 1-6.

Lima, R. H. d. (2020). *Metodologia para análise de impactos associados a elevada inserção de microgeração fotovoltaica em redes secundárias de distribuição* [Tesis de maestría, Universidade Federal de Santa Maria].

Long, C., & Ochoa, L. F. (2015). Voltage control of PV-rich LV networks: OLTC-fitted transformer and capacitor banks. *IEEE Transactions on Power Systems*, *31*(5), 4016-4025.

Lopez, G. C. (2019). *Metodología general para la planeación y optimización de las redes de distribución considerando la generación distribuida* [Tesis de maestría, Universidad Autónoma del Estado de Morelos].

López Vásquez, A. S. (2021). *Propuesta de una metodología para determinar la capacidad de instalación de generación distribuida en redes eléctricas de distribución.* [B.S. thesis]. Quito, 2021.

MINEM. (2006). Ley Nº 28832 "Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica" [Ministerio de Energía y Minas]. Consultado el 16 de agosto de 2023, desde https://www.minem.gob.pe/archivos/legislacion-v3qz6zo6vgznhzz-Ley_N%C2%BA_28832,_Ley_para_asegurar_el_desarrollo_eficiente_de_la_generaci%C3%B3n_el%C3%A9ctrica.pdf

Ministerio de Energía y Minas. (2018). Resolución Ministerial N.º 292-2018-MEM/DM: Proyecto de Reglamento de Generación Distribuida [Recuperado de https://cdn.autosolar.pe/pdf/norma-legal-cambio-normativa-peru.pdf].

Ministerio de Vivienda, C. y. S. (2016). Reglamento Nacional de Edificaciones – Norma Técnica E.C.010: Redes de Distribución de Energía Eléctrica.

Montalban, B. (2021). Propuesta de integración de un sistema de generación distribuida en la empresa Aldur Nutripellet para determinar los efectos técnicos en la red de media tensión [, Universidad Católica Santo Toribio de Mogrovejo].

Mulenga, E., Bollen, M. H., & Etherden, N. (2020). A review of hosting capacity quantification methods for photovoltaics in low-voltage distribution grids. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, *115*, 105445.

Navani, J., Sharma, N., & Sapra, S. (2012). Technical and non-technical losses in power system and its economic consequence in Indian economy. *International journal of electronics and computer science engineering*, *1*(2), 757-761.

Norma Técnica Peruana EC.010. (2011). Redes de distribución de energía eléctrica. Subtítulo II.4: Obras de suministro de energía y comunicaciones [Recuperado de https://www.gob.pe/].

https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/2366436/27%20EC.%20010%20REDES%20DE%20DISTRIBUCION%20DE%20ENERGIA%20ELECTRICA.pdf

NTCSE. (1997). Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (D.S. N.º 020-97-EM) [Disponible en: https://www.osinergmin.gob.pe/cartas/documentos/electricidad/normativa/NTCSE_DS020-97-EM.pdf].

OpenDSS. (2024). *Documentación OpenDSS* [Consultado el 11 de septiembre de 2025]. Consultado el 11 de septiembre de 2025, desde https://www.opsperu.com/blog/mapeo-solar-del-peru-descubre-el-potencial-de-tu-ciudad

OPS Perú. (2024). *Mapeo solar del Perú: descubre el potencial de tu ciudad* [Consultado el 11 de septiembre de 2025]. Consultado el 11 de septiembre de 2025, desde https://www.opsperu.com/blog/mapeo-solar-del-peru-descubre-el-potencial-de-tu-ciudad

Osinergmin. (2017). *La industria de la energía renovable en el Perú: 10 años de contribuciones a la mitigación del cambio climático* (inf. téc.) (Accedido: 2025-07-21). Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/informes-publicaciones/1201251-la-industria-de-la-energia-renovable-en-el-peru-10-anos-de-contribuciones-a-la-mitigacion-del-cambio-climatico

Pinto, A. C., da Silva Filho, T. G., & Machado, E. P. (2021). Evaluation of Photovoltaic Microgeneration Systems Connected to Utility: Cases Studies in Petrolina. *IEEE Latin America Transactions*, *18*(09), 1538-1546.

Power, C. (2025). Inversores solares Chint Power. Consultado el 15 de septiembre de 2025, desde https://www.chintpowersystems.com/string-inverters/

Quintero Molina, V. M. (2017). *Aplicación del concepto de Capacidad de Atención (Hosting Capacity) a la valoración del efecto de inclusión de fuentes renovables en la confiabilidad de sistemas de distribución* [Tesis de maestría, Universidad Nacional de Colombia].

Raja, A. A., Mansoor, M., & Zahid, F. (2018). Optimal sitting of distributed generation based on hosting capacity approach. *2018 International Conference on Engineering and Emerging Technologies (ICEET)*, 1-5.

Rylander, M. (2014). Computing solar PV hosting capacity of distribution feeders. *Proc. IEEE Power Energy Soc. Gen. Meeting*, 1-4.

Rylander, M., Smith, J., Lewis, D., & Steffel, S. (2013). Voltage impacts from distributed photovoltaics on two distribution feeders. *2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 1-5.

Sakar, S., Balci, M. E., Aleem, S. H. A., & Zobaa, A. F. (2016). Hosting capacity assessment and improvement for photovoltaic-based distributed generation in distorted distribution networks. *2016 IEEE 16th International conference on environment and electrical engineering (EEEIC)*, 1-6.

Sánchez Cegarra, J. (2004). Metodología de la investigación científica y tecnológica.

Seidaliseifabad, M. (2020). *Hosting Capacity Assessment of Distribution Systems* [Tesis doctoral, The University of Sydney].

Sexauer, J. (2016). Introdução ao OpenDSS [Referencias utilizadas: pp. 7 y 23]. *Tradução de: Paulo Radaz e Celso Rocha. USA: Electric Power Research Institute–EPRI*.

Shayani, R. A. (2010). *Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição* [Doctoral Thesis]. Universidade Estadual de Campinas [(In Portuguese)].

Sigrin, B., Pless, J., & Drury, E. (2015). Diffusion into new markets: evolving customer segments in the solar photovoltaics market. *Environmental Research Letters*, *10*(8), 084001.

SMA. (2025). Inversores solares Sunny Highpower - SMA. Consultado el 15 de septiembre de 2025, desde https://www.sma.de/es/productos/inversor-fotovoltaico/sunny-highpower-peak3

Sun, W. (2015). *Maximising Renewable Hosting Capacity in Electricity Networks* [Tesis doctoral, The University of Edinburgh].

Torquato, R., Salles, D., Pereira, C. O., Meira, P. C. M., & Freitas, W. (2018). A comprehensive assessment of PV hosting capacity on low-voltage distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, *33*(2), 1002-1012.

Weisshaupt, M. J., Schlatter, B., Korba, P., Kaffe, E., & Kienzle, F. (2016). Evaluation of measures to operate urban low voltage grids considering future PV expansion. *IFAC-PapersOnLine*, *49*(27), 336-341.

World Energy Council. (2017). World Energy Trilemma 2017: Changing Dynamics – Using Distributed Energy Resources to Meet the Trilemma Challenge [Prepared in partnership with Oliver Wyman and the Global Risk Centre of Marsh & McLennan Companies].

Xu, X., Li, J., Xu, Z., Zhao, J., & Lai, C. S. (2019). Enhancing photovoltaic hosting capacity—A stochastic approach to optimal planning of static var compensator devices in distribution networks. *Applied energy*, *238*, 952-962.

Yan, R., & Saha, T. K. (2012). Investigation of voltage stability for residential customers due to high photovoltaic penetrations. *IEEE transactions on power systems*, *27*(2), 651-662.

Yuan, J., Weng, Y., & Tan, C.-W. (2022). Determining maximum hosting capacity for PV systems in distribution grids. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, *135*, 107342.

Zobaa, A. F., Aleem, S. H. A., Ismael, S. M., & Ribeiro, P. F. (2020). *Hosting capacity for smart power grids*. Springer.

Zubo, R. H., Mokryani, G., Rajamani, H.-S., Aghaei, J., Niknam, T., & Pillai, P. (2017). Operation and planning of distribution networks with integration of renewable distributed generators considering uncertainties: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *72*, 1177-1198.

Apéndice A: Cálculo de parámetros de los conductores subterráneos en MT

En este apéndice se describe el procedimiento utilizado para calcular los componentes de secuencia de la impedancia por kilómetro de los conductores subterráneos de media tensión empleados en el sistema eléctrico de la UNSAAC, específicamente de los tipos N2XSY70 y N2XSY35. El cálculo se basa en el método propuesto por González Moncayo (2022).

A.1 Determinación de la Impedancia en Secuencia Positiva y Negativa

Para calcular la impedancia de una línea de distribución, es necesario considerar su resistencia en corriente alterna, la reactancia inductiva y la reactancia capacitiva. La resistencia en corriente alterna se determina mediante la expresión mostrada en la ecuación (A.1):

$$R_{AC} = R_{DC}\,(1 + Y_s + Y_p)\left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right] \tag{A.1}$$

Donde:

- R_{DC}: resistencia en corriente continua del conductor $[\Omega/\text{km}]$,
- Y_s: es el efecto piel,
- Y_p: es el efecto proximidad.

Las fórmulas para el cálculo del efecto piel son:

$$Y_s = \frac{X_s^4}{192 + 0{,}8(X_s^4)} \tag{A.2}$$

$$X_s^2 = \frac{8\pi f}{R_{DC}} \times 10^{-4}\, k_s \tag{A.3}$$

Donde

f es la frecuencia en Hz (para este caso, $f = 60\,\text{Hz}$)

Las fórmulas para el cálculo del efecto de proximidad son:

$$Y_p = \frac{X_p^4}{192 + 0{,}8X_p^4}\left(\frac{Dc}{DMG}\right)^2\left[0{,}312\left(\frac{Dc}{DMG}\right)^2 + \frac{1{,}18}{\frac{X_p^4}{192+0{,}8X_p^4} + 0{,}27}\right] \tag{A.4}$$

$$X_p^2 = \frac{8\pi f}{R_{DC}} \times 10^{-4}\, k_p \tag{A.5}$$

Donde:

- Dc es el diámetro del conductor,
- DMG es la distancia media geométrica.

En la ecuación (A.5), el valor del coeficiente k_s depende de la forma del conductor, de acuerdo con la Tabla A.1.

Tabla A.1: Valores de k_s y k_p para cada forma del conductor

Forma del conductor	k_s	k_p
Redondo normal	1	1
Redondo compacto	1	1
Segmental	0.435	0.37

El ajuste de la resistencia en corriente continua en función de la temperatura se calcula mediante:

$$R_{DC} = R_{DC20^\circ}\left(\frac{T + t_2}{T + t_1}\right) \tag{A.6}$$

Donde:

T es la constante de temperatura.

t_1 es la temperatura a la que se conoce el valor de R_{DC} ($t_1 = 20^\circ$C).

t_2 es la temperatura de operación.

Para determinar el valor de T, véase la Tabla A.2

Una vez determinada la resistencia de la línea, se procede al cálculo de su reactancia inductiva utilizando la siguiente relación:

Tabla A.2: Tabla de materiales típicos

Material	**Conductividad [%]**	$\rho_{20°}$ $[\Omega \cdot \mathbf{mm^2/km}]$	$\mathbf{T}\,[°\mathbf{C}]$	$\alpha_{20°}$ $[1/(°C \times 10^{-3})]$
Cobre suave	100	17.241	234.5	3.929
Cobre estirado en frío	97.3	17.7	241.5	3.824
Aluminio estirado en frío	61	28.4	228.1	4.031

$$X_L = 2\pi f L \quad \left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right] \text{(A.7)}$$

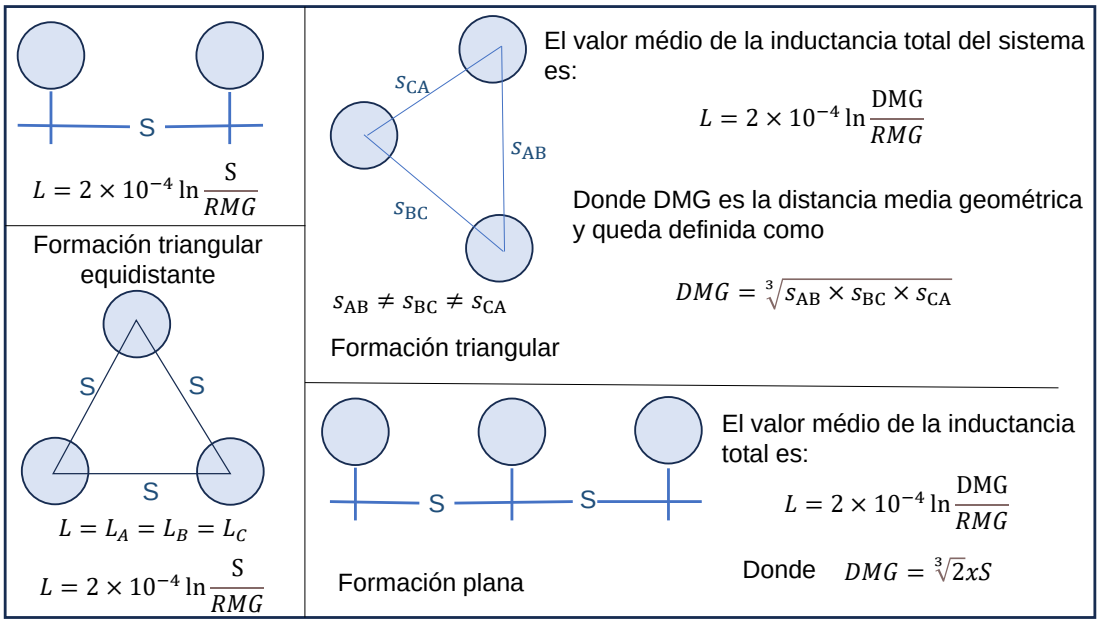
$$L = 2 \times 10^{-4} \ln\left(\frac{DMG}{RMG}\right) \quad \left[\frac{H}{\text{km}}\right] \text{(A.8)}$$

Donde:

- *L* es la inductancia ,
- *DMG* es la distancia media geométrica entre conductores,
- *RMG* es el radio medio geométrico de los conductores.

La distancia media geométrica (*DMG*) está determinada por la disposición física de los conductores en el espacio. Su cálculo varía según la configuración geométrica de la línea y se ejemplifica en los distintos casos mostrados en la Figura a A.1.

Figura A.1: Obtención del *DMG* y la inductancia según su formación.



Fuente: Adaptado de (EPRI)(2018)

Para la configuración que se muestra en nuestro arreglo de conductores, el DMG se calcula como:

$$DMG = \sqrt[3]{2} \cdot S \tag{A.9}$$

Donde:

S representa la distancia entre los centros de los conductores adyacentes.

La inductancia mutua depende del tipo de conductor utilizado. Cuando se dispone de información sobre el número de hilos que conforman el conductor, es posible calcular el radio medio geométrico (RMG) utilizando los valores presentados en la Tabla A.3. .

Tabla A.3: RMG del propio conductor de acuerdo con su construcción y número de hilos

Construcción	**Número de hilos**	**RMG**
Alambre sólido	Indistinto	$0{,}779\,r$
Cable de un solo material	7	$0{,}726\,r$
	19	$0{,}758\,r$
	37	$0{,}768\,r$
	61	$0{,}772\,r$
	91	$0{,}774\,r$
	127	$0{,}776\,r$

En la tabla anterior, la r es la radio del conductor.

Dado que las pantallas metálicas de los conductores están conectadas a tierra en ambos extremos, es necesario considerar el flujo magnético generado por las corrientes que circulan a través de ellas. Como consecuencia, se deben calcular la resistencia y la reactancia aparentes, determinadas según las siguientes expresiones:

$$R_A = R_{AC} + \frac{X_m^2 R_p}{X_m^2 + R_p^2} \left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right] \tag{A.10}$$

$$X_m = 2\pi f \left[2 \times 10^{-4} \ln\left(\frac{DMG}{r_0}\right)\right] \left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right] \tag{A.11}$$

$$X_{LA} = X_L - \frac{X_m^2}{X_m^2 + R_p^2} \left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right] \tag{A.12}$$

Donde:

- R_p es la resistencia de la pantalla a la temperatura de operación.
- X_m es la reactancia mutua entre el conductor y la pantalla metálica.
- r_0 corresponde al radio medio de la pantalla.

El radio medio de la pantalla se determina como el promedio entre el diámetro externo de la pantalla metálica (R_2) y el diámetro medido después de la segunda capa semiconductora (R_1), según la siguiente expresión:

$$r_0 = \frac{R_2 + R_1}{2} \text{ [mm]} \tag{A.13}$$

La resistencia de la pantalla de cintas de alambres a la temperatura de operación se calcula según:

$$R_p = \rho \cdot \frac{1{,}02 \cdot K}{\pi \cdot d_m \cdot t} \tag{A.14}$$

Donde:

- ρ: resistividad eléctrica del material a su temperatura de operación (véase Tabla A.4)
- K: Factor de sobreposición de la cinta. Tiene en cuenta si la cinta cubre completamente la superficie o deja espacios.
  - Si la cobertura es del 100 %, entonces $K = 1$.
  - Si existe solape parcial, entonces $K > 1$.
- d_m: diámetro medio de la pantalla metálica
- t: espesor de la cinta

Para ajustar la resistividad eléctrica del material en función de la temperatura de operación, se utiliza la siguiente expresión:

$$\rho = \rho^{20^\circ} \left(1 + \alpha^{20^\circ}(t - 20)\right) \tag{3.18}$$

Donde:

α^{20° es el coeficiente térmico de resistividad eléctrica 20 ℃(véase Tabla A.2)

Tabla A.4: Resistividad y coeficiente térmico de resistividad a 20 ℃ de los materiales

Material	**Resistividad eléctrica a 20 ℃ [$\Omega \cdot$ mm^2/km]**	**Coeficiente térmico de resistividad a 20 ℃ [$1/^\circ$C]**
Aluminio	28.264	0.00403
Cobre suave	17.241	0.00393
Plomo	221	0.00410

En consecuencia, la impedancia de secuencia positiva y negativa de la línea se determina mediante:

$$Z = R_A + jX_{LA} \left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right] \tag{3.19}$$

A.2 Determinación de la Impedancia en Secuencia Cero

La trayectoria de las corrientes de secuencia cero está determinada por la configuración de puesta a tierra del sistema. En este contexto, se distinguen tres posibles casos:

- Retorno únicamente por tierra, cuando las pantallas o cubiertas metálicas están aisladas o ausentes.
- Retorno combinado a través de la pantalla metálica y la tierra.
- Retorno exclusivamente por la pantalla o cubierta metálica.

En cada caso, la corriente se ve afectada por distintas impedancias: resistencia del conductor en corriente alterna, resistencia de la tierra y de la pantalla o cubierta metálica. Asimismo, se inducen inductancias asociadas a las corrientes que circulan por dichos elementos.

Estos efectos no siempre pueden separarse en las expresiones de cálculo de reactancia, ya que el modelo de retorno por tierra, junto con el uso del radio medio geométrico para representar conductores en paralelo, integra fenómenos combinados que influyen en la reactancia total de

secuencia cero. Además, la estrecha relación entre resistencia y reactancia obliga a tratarlas de manera conjunta.

En este análisis se considera el caso en que la corriente retorna tanto por la tierra como por la pantalla metálica, expresándose matemáticamente de la siguiente manera:

$$Z_0 = Z_c - \frac{Z_m^2}{Z_p} \left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right] \tag{A.15}$$

Donde:

- Z_c es la impedancia del conductor considerando retorno por tierra.
- Z_p es la impedancia de la pantalla para un regreso de corriente por tierra .
- Z_m es la impedancia mutua entre los conductores y la pantalla.

La impedancia de secuencia cero puede estimarse suponiendo que todo el retorno de la corriente ocurre únicamente a través de la pantalla metálica, ya que este enfoque produce resultados muy próximos a los obtenidos al considerar un retorno en paralelo por tierra y pantalla.

Para calcular la impedancia del con regreso de corriente por tierra (Z_c) se determina mediante la siguiente expresión:

$$Z_c = R_{AC} + R_e + j\left(0{,}5209 \cdot \log\left(\frac{100 D_e}{\text{RMG}}\right)\right)\left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right] \tag{A.16}$$

Donde:

- RMG es el radio medio geométrico.
- R_e es la resistencia equivalente de la tierra.
- D_e es la profundidad equivalente del retorno de corriente, dependiente de la resistividad del terreno.

Los valores de R_e y D_e se obtienen a partir de los datos presentados en la Tabla A.5.

La impedancia de la pantalla metálica considerando el retorno de corriente por tierra se calcula como:

Tabla A.5: Resistencia y profundidad equivalente de la tierra de acuerdo con su resistividad

Resistividad de la tierra [Ω·m]	**Profundidad equivalente [m]**	**Resistencia equivalente [Ω/km]**
1	85.3	0.178
10	268	0.178
100	853	0.178
1000	2680	0.178
10000	8530	0.178

$$Z_p = R_p + R_e + j\left(0{,}5209 \cdot \log\left(\frac{100 D_e}{RMG}\right)\right)\left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right] \tag{A.17}$$

La impedancia mutua entre los conductores y la pantalla se expresa mediante:

$$Z_m = R_e + j(X_e + X_p - 2X_d)\left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right] \tag{3.25}$$

Donde:

- X_e: Reactancia del retorno por tierra.
- X_p: Reactancia del forro.

$$X_d = 0{,}1736 \cdot \log\left(\frac{DMG}{30{,}48}\right)\left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right] \tag{3.26}$$

$$X_e = 0{,}5209 \cdot \log\left(\frac{D_e}{0{,}3048}\right)\left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right] \tag{A.18}$$

$$X_p = 0{,}1736 \cdot \log\left(\frac{60{,}96}{r_2 + r_1}\right)\left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right] \tag{A.19}$$

Donde:

- r_2: Radio externo de la pantalla metálica.
- r_1: Radio interno de la pantalla metálica.

A.3 Impedancia en secuencia positiva, negativa y cero para los conductores subterráneos

A continuación, se presenta un análisis aplicado a los dos tipos de conductores subterráneos empleados en el sistema eléctrico (N2XSY70 y N2XSY35). Este análisis ilustra la aplicación del procedimiento general, que para otras configuraciones sigue la misma metodología, ajustando los valores de *RMG* y *DMG* según las características geométricas de cada disposición En primer lugar, se calculan las variables requeridas a partir de las propiedades de los conductores, proporcionadas por el fabricante y mostradas en la Tabla A.6.

Tabla A.6: Datos de los conductores

Datos geométricos de los conductores				
Conductor	**Diámetro del conductor [mm]**	**Área transversal [mm^2]**	**Diámetro sobre aislamiento [mm]**	**Diámetro sobre semiconductora externa [mm]**
N2XSY70	9.5	70.0	18.8	19.214
N2XSY35	6.8	35.0	16.1	16.514

Datos de la pantalla metálica de alambres de cobre suave				
Conductor	**Nº de alambres**	**Calibre [AWG]**	**Diámetro sobre la pantalla metálica [mm]**	**Diámetro total [mm]**
N2XSY70	19	22	20.5	23
N2XSY35	7	22	17.8	20.1

A continuación, se desarrolla paso a paso el cálculo de las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero del conductor N2XSY70, utilizando las fórmulas previamente presentadas.

El radio medio geométrico del conductor formado por 7 hilos se calcula como:

$$RMG_{1C} = 0{,}726 \cdot 4{,}75 = 3{,}4485 \text{ mm}$$

La resistividad del material a 90℃:

$$\rho = 17{,}241 \cdot (1 + 0{,}00393 \cdot (90 - 20)) = 21{,}984 \ \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$$

La resistencia de la pantalla metálica es:

$$R_p = 21{,}9840 \cdot \frac{1{,}02 \cdot 1}{\pi \cdot 20{,}075 \cdot 0{,}425} = 0{,}8366 \ \left[\frac{\Omega}{\text{m}}\right]$$

Radio medio de la pantalla:

$$r_0 = \frac{10{,}25 + 9{,}825}{2} = 10{,}0375 \text{ mm}$$

Diámetro medio geométrico (DMG):

$$DMG = \sqrt[3]{2} \cdot 70 = 88{,}1944 \text{ mm}$$

Resistencia en corriente continua a temperatura de operación:

$$R_{DC} = 0{,}524 \left(\frac{234{,}5 + 90}{234{,}5 + 20}\right) = 0{,}6681 \ \Omega$$

Parámetro de efecto piel:

$$X_s = \sqrt{\frac{8 \cdot \pi \cdot 60}{0{,}6681} \cdot 10^{-4}} = 0{,}4751$$

Dado que $k_s = k_p = 1$, se asume:

$$X_p = X_s = 0{,}4751$$

Cálculo del efecto piel:

$$Y_s = \frac{(0{,}4751)^4}{192 + 0{,}8 \cdot (0{,}4751)^4} = 1{,}013 \cdot 10^{-3}$$

Efecto proximidad:

$$Y_p = 0{,}0002655 \cdot (0{,}0163 + 4{,}365) = 5{,}1141 \cdot 10^{-5}$$

Resistencia en corriente alterna:

$$R_{AC} = 0{,}6681 \cdot (1 + 0{,}001013 + 0{,}000051) = 0{,}6681 \cdot 1{,}002026 = 0{,}3421 \ \left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right]$$

Reactancia total de la línea:

$$X_L = 2\pi \cdot 60 \cdot 0{,}00065 = 0{,}2444 \ \left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right]$$

Para la obtención de la resistencia y reactancia aparente

$$X_m = 2\pi \cdot 60 \cdot \left[2 \cdot 10^{-4} \cdot \ln\left(\frac{88{,}1944}{10{,}0375}\right)\right] = 0{,}1637 \ \left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right]$$

$$R_A = 0{,}3421 + \frac{(0{,}178)^2 \cdot 0{,}8366}{(0{,}1637)^2 + (0{,}8366)^2} = 0{,}3786 \ \left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right]$$

$$X_{LA} = 0{,}2444 - \frac{(0{,}2444)^2}{(0{,}2444)^2 + (0{,}8366)^2} = 0{,}2075 \ \left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right]$$

Por lo tanto, la impedancia tanto de secuencia positiva como negativa es:

$$Z_{1,2} = 0{,}3786 + j\,0{,}2075 \ \left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right]$$

Por otro lado, la impedancia en secuencia cero se obtiene como:

$$Z_c = 0{,}3421 + 0{,}178 + j(0{,}5209) \cdot \log\left(\frac{100(853)}{3{,}4485}\right) = 0{,}52008 + j\,2{,}8094 \ \left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right]$$

$$Z_p = 0{,}8366 + 0{,}178 + j(1{,}7955 + 0{,}0837) = 1{,}0146 + j\,1{,}8792 \ \left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right]$$

$$X_d = 0{,}1736 \cdot \log\left(\frac{88{,}1944}{30{,}48}\right) = 0{,}0801 \ \left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right]$$

$$X_e = 0{,}5209 \cdot \log\left(\frac{853}{0{,}3048}\right) = 1{,}7955 \ \left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right]$$

$$X_p = 0{,}1736 \cdot \log\left(\frac{60{,}96}{10{,}25 + 9{,}825}\right) = 0{,}0837 \ \left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right]$$

$$Z_m = 0{,}178 + j(1{,}7955 + 0{,}0837 - 2 \cdot 0{,}0801) = 0{,}178 + j\,1{,}719 \ \left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right]$$

Por lo tanto, la impedancia de secuencia cero es:

$$Z_0 = 0{,}52008 + j\,2{,}8094 - \frac{(0{,}178 + j\,1{,}719)^2}{1{,}0146 + j\,1{,}8792} = 0{,}91788 + j\,1{,}4679 \ \left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right]$$

Aplicando la misma metodología al conductor N2XSY35, se obtuvieron los valores de impedancia de secuencia positiva, negativa y cero por kilómetro. Los resultados finales para ambos conductores subterráneos se muestran en la Tabla A.7.

Tabla A.7: Impedancias de secuencia de los conductores subterráneos

Conductor	$\boldsymbol{Z_{1,2}}$ $\left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right]$	$\boldsymbol{Z_0}$ $\left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right]$
N2XSY70	$0{,}1733 + j\,0{,}2912$	$0{,}91824 + j\,1{,}4687$
N2XSY35	$0{,}1761 + j\,1{,}3020$	$1{,}302 + j\,1{,}5944$

Apéndice B: Modelo del SDE-UNSAAC implementado en OpenDSS

En este apéndice se presenta el código fuente completo del modelo del SDE-UNSAAC, correspondiente al escenario E1, implementado en el software OpenDSS. Dicho código incluye la definición de los elementos del sistema, junto con los parámetros eléctricos y las curvas de demanda empleadas en las simulaciones realizadas en el presente estudio.

Código B.1: Modelo del SDE-UNSAAC para el escenario E1 implementado en OpenDSS

```
Clear
New Loadshape.Vop_SED10020 npts=48 interval=0.5 mult=(file=Vop_SED10020.
    csv)
// Equivalente Thevenin
new circuit.Equiv_LosIncas2 bus1=barraMT_SED10020 basekv=10.5 phases=3 pu
    =1 Angle=30 daily=Vop_SED10020
!isc3=5215 isc1=1212
!mvasc3=94.8423 mvasc1=22.04258
~ Z1=[0.5049, 1.1748] Z2=[0.5049, 1.1748] Z0=[0.7887, 14.0409]

// Modelos de lineas
redirect LineCodes.dss

// Lineas
New line.linea_1 phases=3 bus1=barraMT_SED10020 bus2=barraMT_SED11349
    length=0.30487 units=km linecode=N2XSY70_plana !SED Los Incas 2 - SED
    Puerta
New line.linea_2 phases=3 bus1=barraMT_SED11349 bus2=barraMT_SED11350
    length=0.15610 units=km linecode=N2XSY35_plana !SED Puerta - SED
    Ciencias Sociales
New line.linea_3 phases=3 bus1=barraMT_SED11349 bus2=barraMT_SED11351
    length=0.22082 units=km linecode=N2XSY35_plana !SED Puerta - SED
    Administraci n
New line.linea_4 phases=3 bus1=barraMT_SED11349 bus2=barraMT_SED11352
    length=0.40014 units=km linecode=N2XSY35_plana !SED Puerta - SED Centro
     de Salud
```

```
New line.linea_5 phases=3 bus1=barraMT_SED11349 bus2=barraMT_SED11348
   length=0.32729 units=km linecode=N2XSY70_plana !SED Puerta - SED
   Comedor Universitario
New line.linea_6 phases=3 bus1=barraMT_SED11348 bus2=barraMT_SED11357
   length=0.09952 units=km linecode=N2XSY35_plana !SED Comedor
   Universitario - SED Quimica
New line.linea_7 phases=3 bus1=barraMT_SED11348 bus2=barraMT_SED11346
   length=0.13912 units=km linecode=N2XSY35_plana !SED Comedor
   Universitario - SED Arquitectura
New line.linea_8 phases=3 bus1=barraMT_SED11348 bus2=barraMT_SED11347
   length=0.24599 units=km linecode=N2XSY35_plana !SED Comedor
   Universitario - SED CEPRU
New line.linea_9 phases=3 bus1=barraMT_SED11348 bus2=barraMT_SED11345
   length=0.25643 units=km linecode=N2XSY35_plana !SED Comedor
   Universitario - SED Comedor Universitario 2
New line.linea_10 phases=3 bus1=barraMT_SED11348 bus2=barraMT_SED11354
   length=0.27877 units=km linecode=N2XSY35_plana !SED Comedor
   Universitario - SED Ingenieria El ctrica
New line.linea_11 phases=3 bus1=barraMT_SED11354 bus2=barraMT_SED11353
   length=0.17984 units=km linecode=N2XSY35_plana !SED Ingenieria El
   ctrica - SED Bliblioteca Central
New line.linea_12 phases=3 bus1=barraMT_SED11354 bus2=barraMT_SED11355
   length=0.07353 units=km linecode=N2XSY35_plana !SED Ingenieria El
   ctrica - SED Ingenieria Electr nica
New line.linea_13 phases=3 bus1=barraMT_SED11354 bus2=barraMT_SED11356
   length=0.13093 units=km linecode=N2XSY35_plana !SED Ingenieria El
   ctrica - SED Ciencias de la comunicaci n

// Transformadores
!lead: Dy11, lag:Dy1 ou Yd1

!Comedor Universitario II
New transformer.trafo11345 windings=2 xhl=4.29 %loadloss=0.72 %noloadloss
```

```
   =0.11 %imag=0.4 LeadLag=lead
~ wdg=1 bus=barraMT_SED11345 kv=10.5 kva=500 conn=wye
~ wdg=2 bus=barraBT_SED11345 kv=0.23 kva=500 conn=delta
~ Mintap=0.95 Maxtap=1.05 Numtaps=4 Tap=1.0

!Arquitetura
New transformer.trafo11346 windings=2 xhl=4.77 %loadloss=0.80 %noloadloss
   =0.14 %imag=0.4 LeadLag=lead
~ wdg=1 bus=barraMT_SED11346 kv=10.5 kva=315 conn=wye
~ wdg=2 bus=barraBT_SED11346 kv=0.23 kva=315 conn=delta
~ Mintap=0.95 Maxtap=1.05 Numtaps=4 Tap=1.0

!CEPRU
New transformer.trafo11347 windings=2 xhl=4.16 %loadloss=0.69 %noloadloss
   =0.18 %imag=0.45 LeadLag=lead
~ wdg=1 bus=barraMT_SED11347 kv=10.5 kva=200 conn=wye
~ wdg=2 bus=barraBT_SED11347 kv=0.23 kva=200 conn=delta
~ Mintap=0.95 Maxtap=1.05 Numtaps=4 Tap=1.0

!Comedor Universitario Yd5
New transformer.trafo11348 windings=2 xhl=4.48 %loadloss=0.75 %noloadloss
   =0.14 %imag=0.4 LeadLag=lead
~ wdg=1 bus=barraMT_SED11348 kv=10.5 kva=315 conn=wye
~ wdg=2 bus=barraBT_SED11348 kv=0.23 kva=315 conn=delta
~ Mintap=0.95 Maxtap=1.05 Numtaps=4 Tap=1.0

!Puerta Dyn11
New transformer.trafo11349 windings=2 xhl=3.95 %loadloss=0.66 %noloadloss
   =0.15 %imag=0.4 LeadLag=lead
~ wdg=1 bus=barraMT_SED11349 kv=10.5 kva=250 conn=delta
~ wdg=2 bus=barraBT_SED11349 kv=0.23 kva=250 conn=wye
~ Mintap=0.95 Maxtap=1.05 Numtaps=4 Tap=1.0
```

```
!Ciencias sociales
New transformer.trafo11350 windings=2 xhl=3.99 %loadloss=0.66 %noloadloss
   =0.15 %imag=0.4 LeadLag=lead
~ wdg=1 bus=barraMT_SED11350 kv=10.5 kva=250 conn=wye
~ wdg=2 bus=barraBT_SED11350 kv=0.23 kva=250 conn=delta
~ Mintap=0.95 Maxtap=1.05 Numtaps=4 Tap=1.0

!Administracion
New transformer.trafo11351 windings=2 xhl=4.24 %loadloss=0.71 %noloadloss
   =0.18 %imag=0.45 LeadLag=lead
~ wdg=1 bus=barraMT_SED11351 kv=10.5 kva=200 conn=wye
~ wdg=2 bus=barraBT_SED11351 kv=0.23 kva=200 conn=delta
~ Mintap=0.95 Maxtap=1.05 Numtaps=4 Tap=1.0

!Centros de Salud
New transformer.trafo11352 windings=2 xhl=4.82 %loadloss=0.80 %noloadloss
   =0.14 %imag=0.4 LeadLag=lead
~ wdg=1 bus=barraMT_SED11352 kv=10.5 kva=315 conn=wye
~ wdg=2 bus=barraBT_SED11352 kv=0.23 kva=315 conn=delta
~ Mintap=0.95 Maxtap=1.05 Numtaps=4 Tap=1.0

!Blibioteca Central
New transformer.trafo11353 windings=2 xhl=4.82 %loadloss=0.80 %noloadloss
   =0.14 %imag=0.4 LeadLag=lead
~ wdg=1 bus=barraMT_SED11353 kv=10.5 kva=315 conn=wye
~ wdg=2 bus=barraBT_SED11353 kv=0.23 kva=315 conn=delta
~ Mintap=0.95 Maxtap=1.05 Numtaps=4 Tap=1.0

!Ingenieria Electrica
New transformer.trafo11354 windings=2 xhl=4.54 %loadloss=0.76 %noloadloss
   =0.14 %imag=0.4 LeadLag=lead
~ wdg=1 bus=barraMT_SED11354 kv=10.5 kva=320 conn=wye
~ wdg=2 bus=barraBT_SED11354 kv=0.23 kva=320 conn=delta
```

```
~ Mintap=0.95 Maxtap=1.05 Numtaps=4 Tap=1.0

!Ingenieria Electronica
New transformer.trafo11355 windings=2 xhl=3.97 %loadloss=0.66 %noloadloss
   =0.2 %imag=0.5 LeadLag=lead
~ wdg=1 bus=barraMT_SED11355 kv=10.5 kva=160 conn=wye
~ wdg=2 bus=barraBT_SED11355 kv=0.23 kva=160 conn=delta
~ Mintap=0.95 Maxtap=1.05 Numtaps=4 Tap=1.0

!Ciencias de la comunicacion
New transformer.trafo11356 windings=2 xhl=4.02 %loadloss=0.67 %noloadloss
   =0.2 %imag=0.5 LeadLag=lead
~ wdg=1 bus=barraMT_SED11356 kv=10.5 kva=160 conn=wye
~ wdg=2 bus=barraBT_SED11356 kv=0.23 kva=160 conn=delta
~ Mintap=0.95 Maxtap=1.05 Numtaps=4 Tap=1.0

!Ingenieria Quimica
New transformer.trafo11357 windings=2 xhl=3.98 %loadloss=0.66 %noloadloss
   =0.12 %imag=0.4 LeadLag=lead
~ wdg=1 bus=barraMT_SED11357 kv=10.5 kva=400 conn=wye
~ wdg=2 bus=barraBT_SED11357 kv=0.23 kva=400 conn=delta
~ Mintap=0.95 Maxtap=1.05 Numtaps=4 Tap=1.0

// Cargas
!Comedor Universitario II
New Load.11345a phases=1 model=1 bus1=barraBT_SED11345.1.2 conn=delta kV
   =0.23 kw=33.31 pf=0.943
New Load.11345b phases=1 model=1 bus1=barraBT_SED11345.2.3 conn=delta kV
   =0.23 kw=35.33 pf=0.943
New Load.11345c phases=1 model=1 bus1=barraBT_SED11345.3.1 conn=delta kV
   =0.23 kw=32.3 pf=0.943

!Arquitetura
```

```
New Load.11346a phases=1 model=1 bus1=barraBT_SED11346.1.2 conn=delta kV
   =0.23 kw=19.98 pf=0.943
New Load.11346b phases=1 model=1 bus1=barraBT_SED11346.2.3 conn=delta kV
   =0.23 kw=21.2 pf=0.943
New Load.11346c phases=1 model=1 bus1=barraBT_SED11346.3.1 conn=delta kV
   =0.23 kw=19.38 pf=0.943

!CEPRU
New Load.11347a phases=1 model=1 bus1=barraBT_SED11347.1.2 conn=delta kV
   =0.23 kw=15.34 pf=0.943
New Load.11347b phases=1 model=1 bus1=barraBT_SED11347.2.3 conn=delta kV
   =0.23 kw=11.3 pf=0.943
New Load.11347c phases=1 model=1 bus1=barraBT_SED11347.3.1 conn=delta kV
   =0.23 kw=13.32 pf=0.943

!Comedor Universitario
New Load.11348a phases=1 model=1 bus1=barraBT_SED11348.1.2 conn=delta kV
   =0.23 kw=20.98 pf=0.943
New Load.11348b phases=1 model=1 bus1=barraBT_SED11348.2.3 conn=delta kV
   =0.23 kw=22.26 pf=0.943
New Load.11348c phases=1 model=1 bus1=barraBT_SED11348.3.1 conn=delta kV
   =0.23 kw=20.35 pf=0.943

!Puerta
New Load.11349a phases=1 model=1 bus1=barraBT_SED11349.1.2 conn=delta kV
   =0.23 kw=19.18 pf=0.943
New Load.11349b phases=1 model=1 bus1=barraBT_SED11349.2.3 conn=delta kV
   =0.23 kw=14.13 pf=0.943
New Load.11349c phases=1 model=1 bus1=barraBT_SED11349.3.1 conn=delta kV
   =0.23 kw=16.66 pf=0.943

!Ciencias sociales
New Load.11350a phases=1 model=1 bus1=barraBT_SED11350.1.2 conn=delta kV
```

```
   =0.23 kw=15.14 pf=0.943
New Load.11350b phases=1 model=1 bus1=barraBT_SED11350.2.3 conn=delta kV
   =0.23 kw=16.66 pf=0.943
New Load.11350c phases=1 model=1 bus1=barraBT_SED11350.3.1 conn=delta kV
   =0.23 kw=18.67 pf=0.943

!Administracion
New Load.11351a phases=1 model=1 bus1=barraBT_SED11351.1.2 conn=delta kV
   =0.23 kw=13.32 pf=0.943
New Load.11351b phases=1 model=1 bus1=barraBT_SED11351.2.3 conn=delta kV
   =0.23 kw=14.13 pf=0.943
New Load.11351c phases=1 model=1 bus1=barraBT_SED11351.3.1 conn=delta kV
   =0.23 kw=12.92 pf=0.943

!Centros de Salud
New Load.11352a phases=1 model=1 bus1=barraBT_SED11352.1.2 conn=delta kV
   =0.23 kw=23.01 pf=0.943
New Load.11352b phases=1 model=1 bus1=barraBT_SED11352.2.3 conn=delta kV
   =0.23 kw=16.96 pf=0.943
New Load.11352c phases=1 model=1 bus1=barraBT_SED11352.3.1 conn=delta kV
   =0.23 kw=19.98 pf=0.943

!Blibioteca Central
New Load.11353a phases=1 model=1 bus1=barraBT_SED11353.1.2 conn=delta kV
   =0.23 kw=18.17 pf=0.943
New Load.11353b phases=1 model=1 bus1=barraBT_SED11353.2.3 conn=delta kV
   =0.23 kw=19.98 pf=0.943
New Load.11353c phases=1 model=1 bus1=barraBT_SED11353.3.1 conn=delta kV
   =0.23 kw=22.41 pf=0.943

!Ingenieria Electrica
New Load.11354a phases=1 model=1 bus1=barraBT_SED11354.1.2 conn=delta kV
   =0.23 kw=19.38 pf=0.943
```

```
New Load.11354b phases=1 model=1 bus1=barraBT_SED11354.2.3 conn=delta kV
   =0.23 kw=21.32 pf=0.943
New Load.11354c phases=1 model=1 bus1=barraBT_SED11354.3.1 conn=delta kV
   =0.23 kw=23.9 pf=0.943

!Ingenieria Electronica
New Load.11355a phases=1 model=1 bus1=barraBT_SED11355.1.2 conn=delta kV
   =0.23 kw=10.66 pf=0.943
New Load.11355b phases=1 model=1 bus1=barraBT_SED11355.2.3 conn=delta kV
   =0.23 kw=11.31 pf=0.943
New Load.11355c phases=1 model=1 bus1=barraBT_SED11355.3.1 conn=delta kV
   =0.23 kw=10.34 pf=0.943

!Ciencias de la comunicacion
New Load.11356a phases=1 model=1 bus1=barraBT_SED11356.1.2 conn=delta kV
   =0.23 kw=9.69 pf=0.943
New Load.11356b phases=1 model=1 bus1=barraBT_SED11356.2.3 conn=delta kV
   =0.23 kw=10.66 pf=0.943
New Load.11356c phases=1 model=1 bus1=barraBT_SED11356.3.1 conn=delta kV
   =0.23 kw=11.95 pf=0.943

!Ingenieria Quimica
New Load.11357a phases=1 model=1 bus1=barraBT_SED11357.1.2 conn=delta kV
   =0.23 kw=30.69 pf=0.943
New Load.11357b phases=1 model=1 bus1=barraBT_SED11357.2.3 conn=delta kV
   =0.23 kw=22.61 pf=0.943
New Load.11357c phases=1 model=1 bus1=barraBT_SED11357.3.1 conn=delta kV
   =0.23 kw=26.65 pf=0.943

//Banco de capacitores
New capacitor.BC11348 phases=3 bus1=barraMT_SED11348 bus2=barraMT_SED11348
   .4.4.4 conn=wye kvar=200 kv=10.5
```

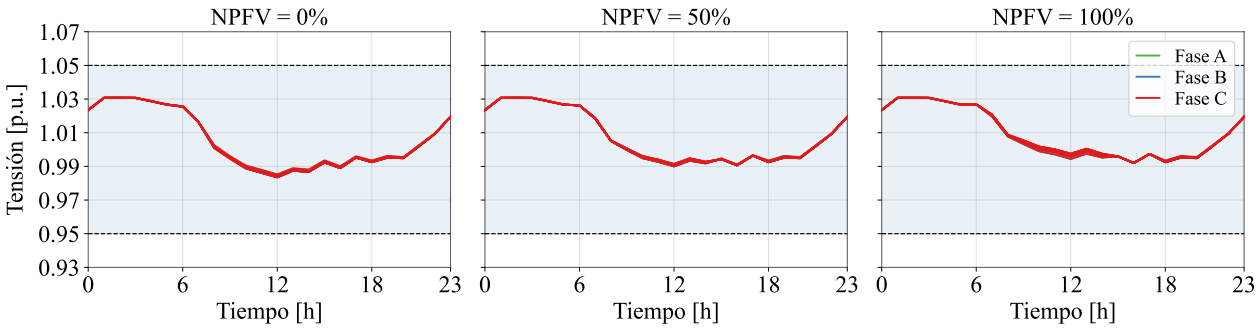
```
//Sistema fotovoltaico IE
Redirect sistemaFV_IE.dss

Set voltagebases=[10.5, 0.23]
Calcvoltagebases
```

Apéndice C: Perfiles de tensión en barras de MT y BT para el caso soleado

En este apéndice se presentan los perfiles de tensión en barras de MT y BT para los cuatro escenarios definidos bajo condiciones de día soleado.

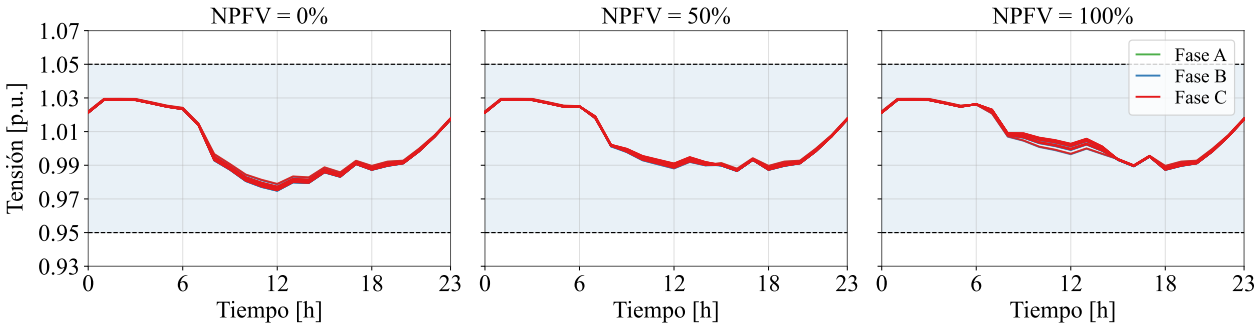
C.1 Perfiles de tensión en barras MT

Figura C.1: Perfil de tensión de las barras MT – Día soleado – Escenario 1.



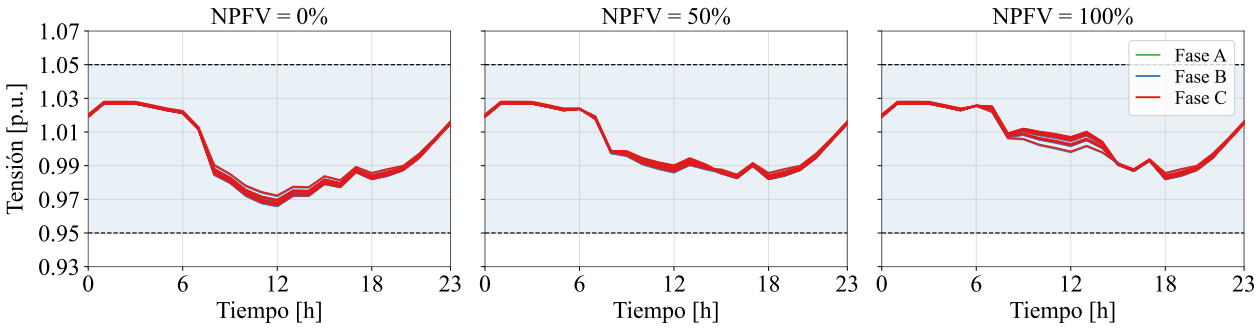
Fuente: Elaboración propia

Figura C.2: Perfil de tensión de las barras MT – Día soleado – Escenario 2.



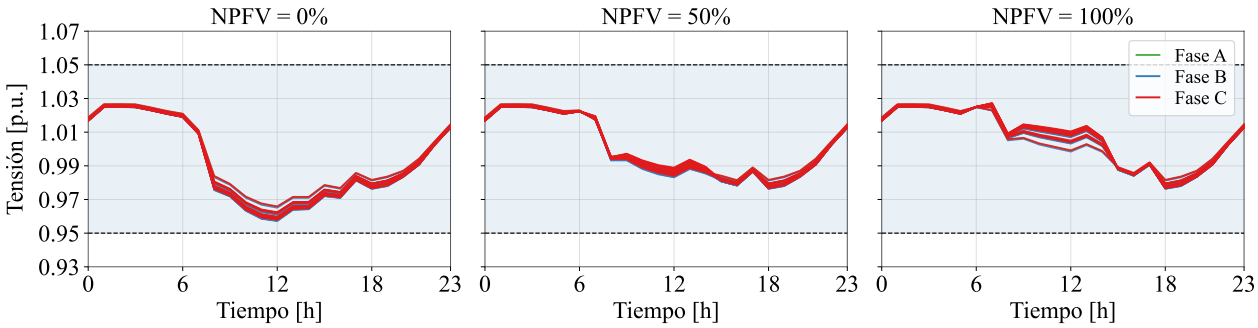
Fuente: Elaboración propia

Figura C.3: Perfil de tensión de las barras MT – Día soleado – Escenario 3.



Fuente: Elaboración propia

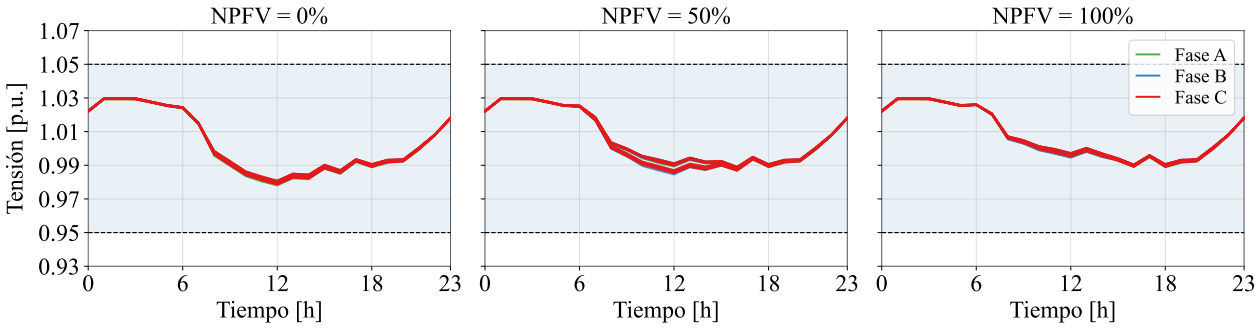
Figura C.4: Perfil de tensión de las barras MT – Día soleado – Escenario 4.



Fuente: Elaboración propia

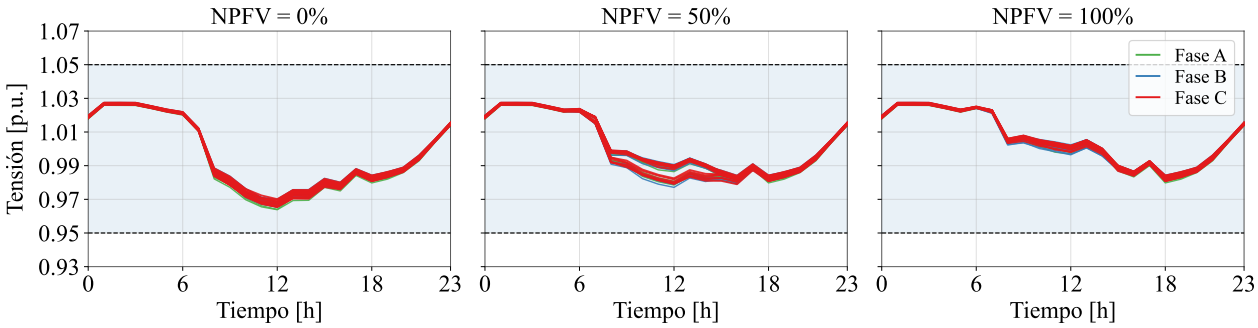
C.2 Perfiles de tensión en barras BT

Figura C.5: Perfil de tensión de las barras BT – Día soleado – Escenario 1.



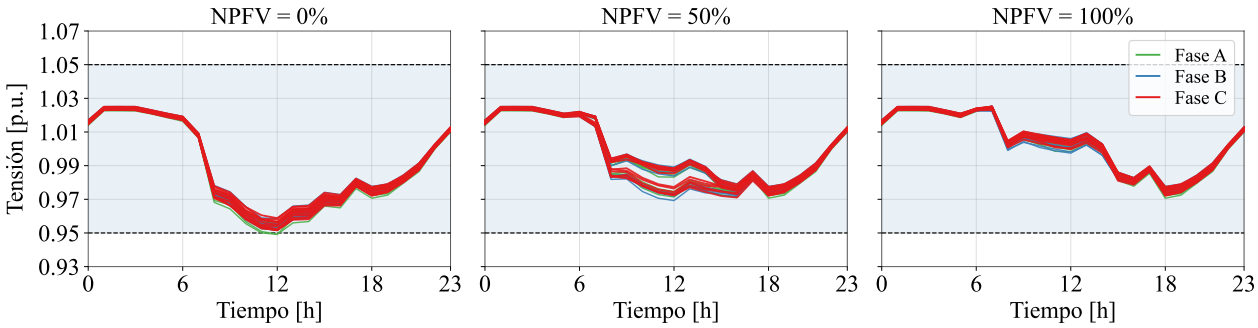
Fuente: Elaboración propia

Figura C.6: Perfil de tensión de las barras BT – Día soleado – Escenario 2.



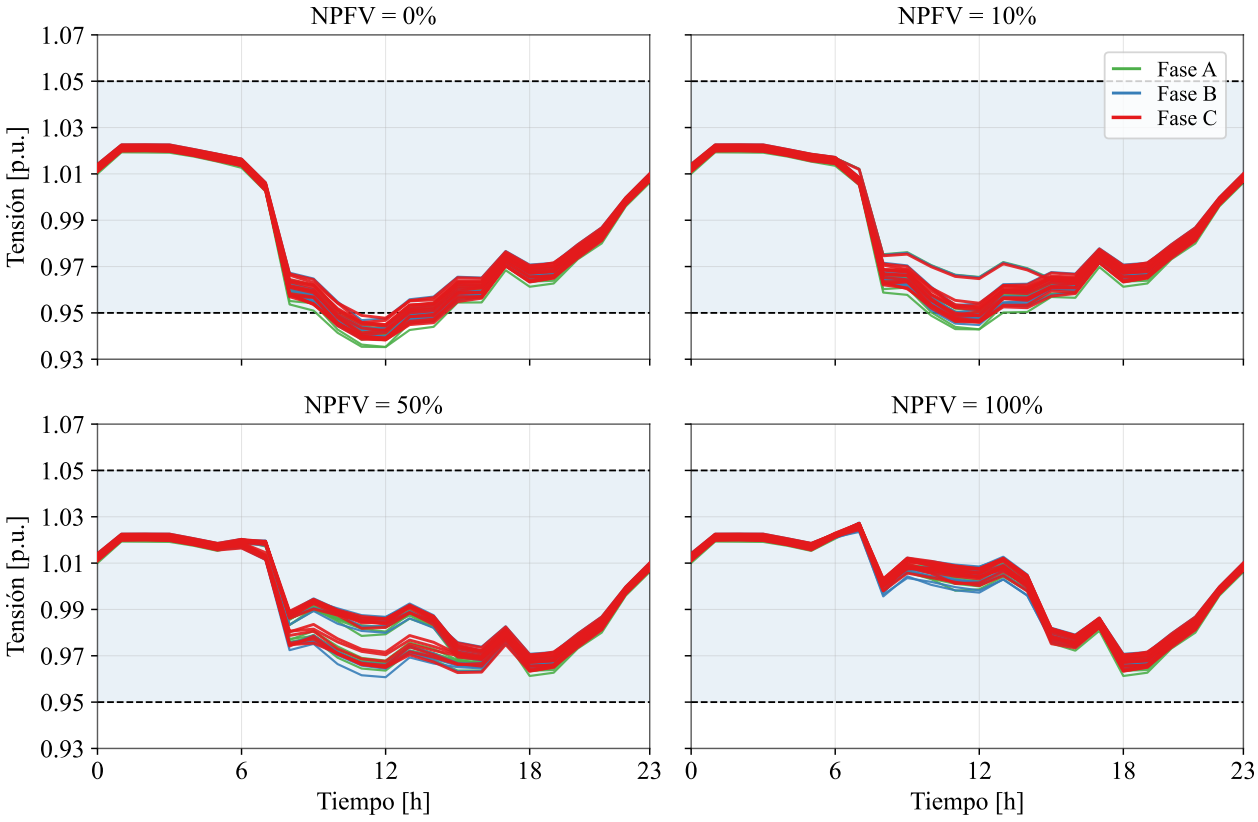
Fuente: Elaboración propia

Figura C.7: Perfil de tensión de las barras BT – Día soleado – Escenario 3.



Fuente: Elaboración propia

Figura C.8: Perfil de tensión de las barras BT – Día soleado – Escenario 4.



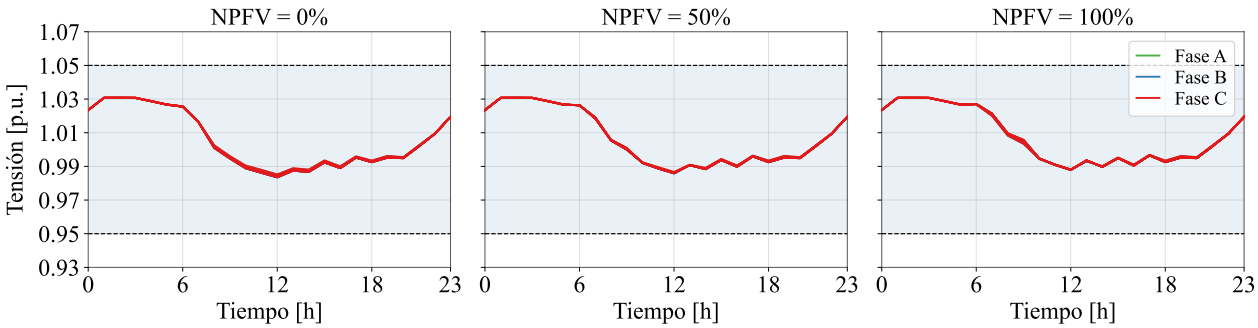
Fuente: Elaboración propia

Apéndice D: Perfiles de tensión en barras de MT y BT para el caso lluvioso

En este apéndice se presentan los perfiles de tensión en barras de MT y BT para los cuatro escenarios definidos bajo condiciones de día lluvioso.

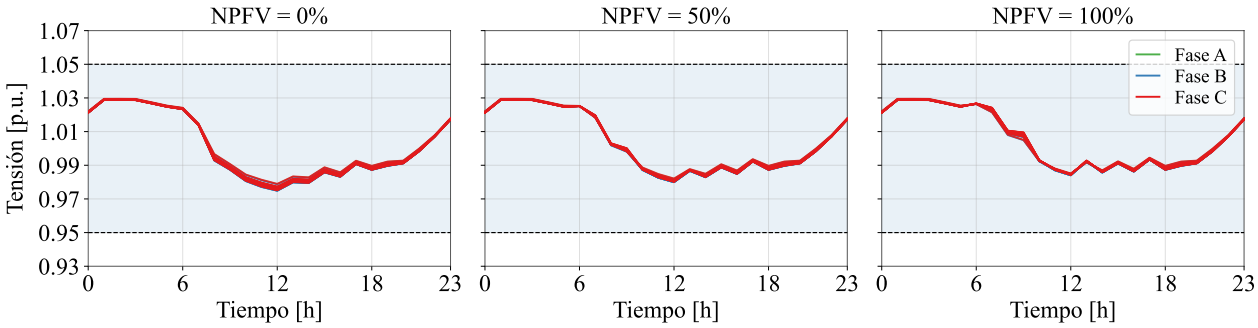
D.1 Perfiles de tensión en barras MT

Figura D.1: Perfil de tensión de las barras MT – Día lluvioso – Escenario 1.



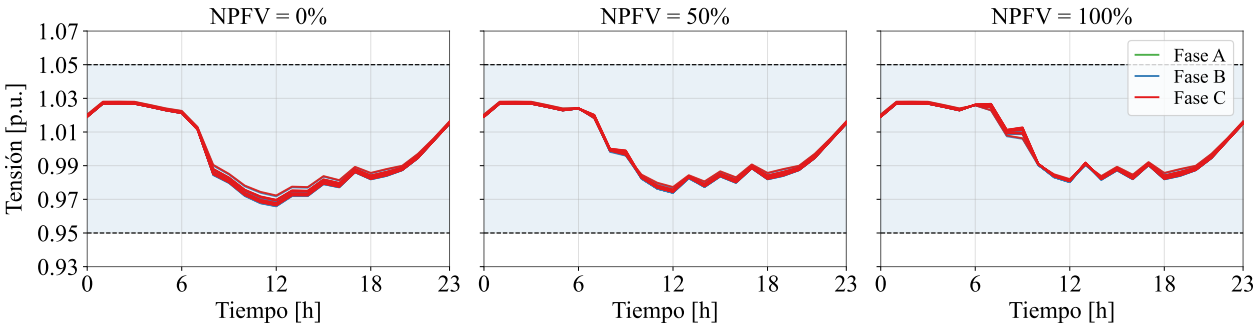
Fuente: Elaboración propia

Figura D.2: Perfil de tensión de las barras MT – Día lluvioso – Escenario 2.



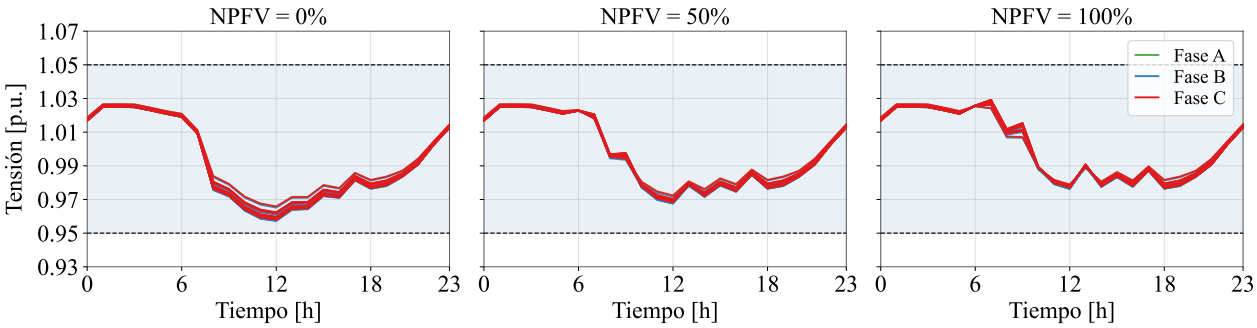
Fuente: Elaboración propia

Figura D.3: Perfil de tensión de las barras MT – Día lluvioso – Escenario 3.



Fuente: Elaboración propia

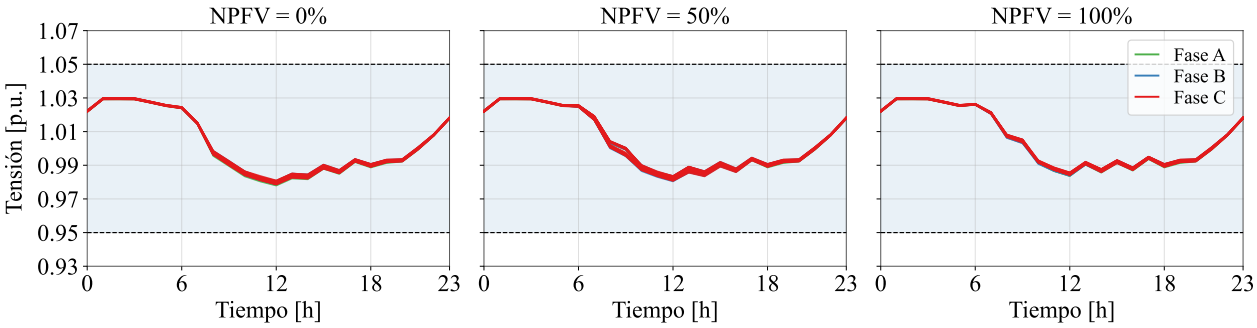
Figura D.4: Perfil de tensión de las barras MT – Día lluvioso – Escenario 4.



Fuente: Elaboración propia

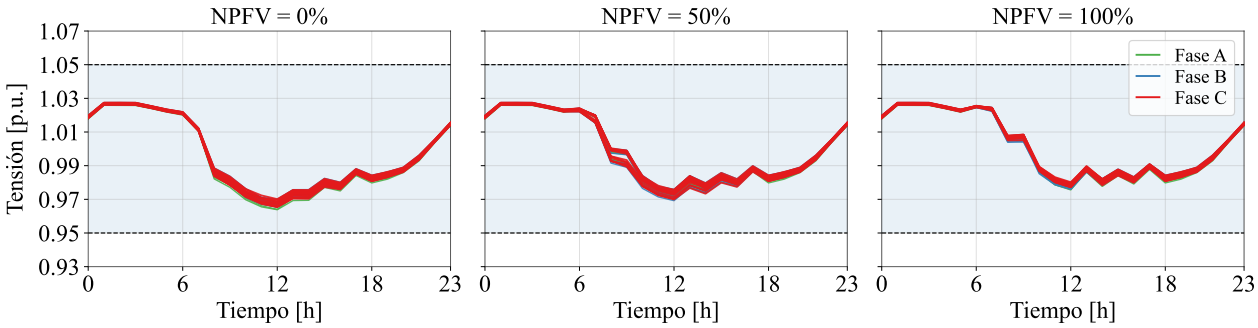
D.2 Perfiles de tensión en barras BT

Figura D.5: Perfil de tensión de las barras BT – Día lluvioso – Escenario 1.



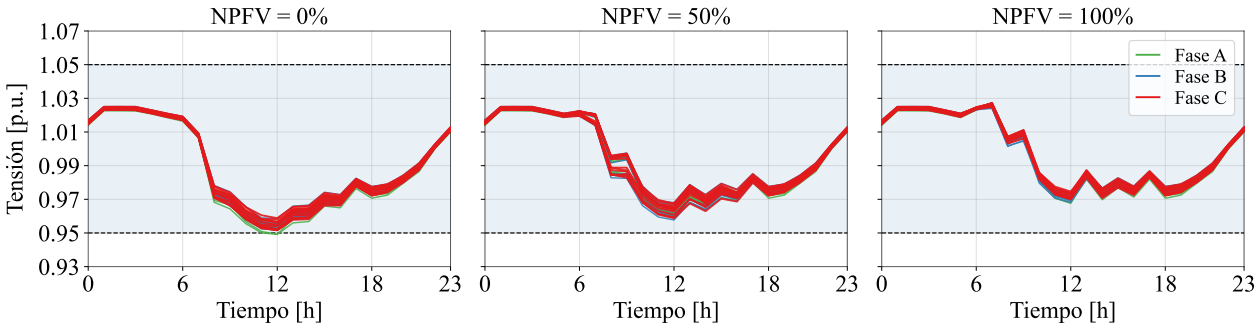
Fuente: Elaboración propia

Figura D.6: Perfil de tensión de las barras BT – Día lluvioso – Escenario 2.



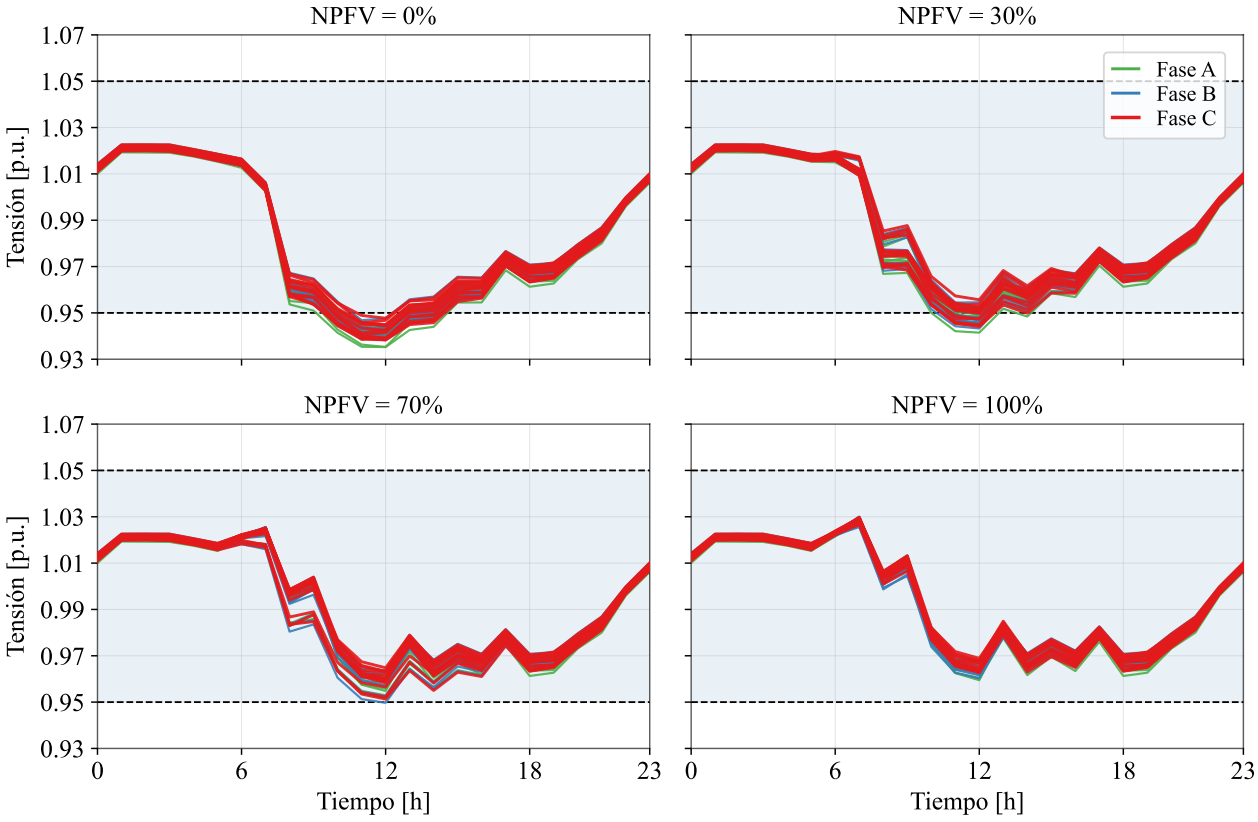
Fuente: Elaboración propia

Figura D.7: Perfil de tensión de las barras BT – Día lluvioso – Escenario 3.



Fuente: Elaboración propia

Figura D.8: Perfil de tensión de las barras BT – Día lluvioso – Escenario 4.



Fuente: Elaboración propia

Anexo A: Reporte de Consumo Eléctrico y Facturación UNSAAC

Este anexo presenta el estado de cuenta corriente emitido por Electro Sur Este S.A.A. para el suministro eléctrico de la UNSAAC durante el período agosto 2023 – julio 2025. El documento registra mensualmente el consumo de energía, la máxima demanda en hora punta y fuera de punta, así como los montos facturados por energía, alumbrado público, mantenimiento y otros cargos asociados.

Electro Sur Este S.A.A.
SIELSE COMERCIAL

Fecha: 05/Ago./2025
Hora: 07:30:58 p. m.
Operador: jcobos

ESTADO DE CUENTA CORRIENTE

RUTA: 0011344003060

CODIGO: 10010001171
NOMBRE: UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO
D.N.I.:

DIRECCION: S.E. ENTRADA - AV. DE LA CULTURA NRO. 733
ALIMENTACION: Aerea
MAXIMETRO: Registrador

MARCA: ELSTER
FASES: 3
SERIE: 02851285
ESTADO: NORMAL

PRESC. MEDIDOR: 0
PRESC. CAJATOMA: 0
PRESC. BORNERA: 0

POT. CONTRATADA: 100.00
POT. CONTRATADA HP: 100.00
POT. CONTRATADA HFP: 100.00
SED: DO061349

FACTOR EA: 100.00
FACTOR MD: 1.00
FACTOR ER: 100.00
TARIFA: MT3

					LECTURAS							CONSUMO									MONTOS													
Mes	Tar.	Sit.	Lect.	F.T.	EA	EAHP	EAHFP	ER	MD	MDHP	MDHFP	EA	EAHP	EAHFP	ER	MD	MDHFP	MDHP	CMD G	Excs.	CF	Energia	Potencia	AP	Mant.	Int.	Otros Afecto	IGV	Mora	ERural	Otros No Af.	Deuda	Total	Nro Recibo	Fecha Pago
202507	MT3	NORMAL	OK_	1,793.750	3983.6662	665.0868	3318.5794	882.6751	0.4068	0.2980	0.4068	178610.430	32059.130	146551.300	31,360.180	711.900	711.900	521.500	729.700	0.000	13.82	52,892.96	47,080.24	2,489.70	30.98	0.00	0.00	18,451.39	0.00	1,958.91	0.00	0.00	**122,918.00**	110-25097	
202506	MT3	NORMAL	OK_	1,793.750	3881.6031	646.7673	3234.8358	864.7550	0.4031	0.2915	0.4031	202407.980	35613.030	166794.950	40,349.930	705.430	705.430	510.130	723.070	0.000	13.91	59,901.29	46,977.73	3,210.00	31.50	0.00	0.00	19,824.20	0.00	2,219.91	0.06	0.00	**132,178.60**	110-24718	17-Jul.-25
202505	MT3	NORMAL	OK_	1,793.750	3765.9414	626.4170	3139.5244	841.6979	0.4084	0.2986	0.4084	189718.900	32751.600	156967.300	42,225.230	714.700	714.700	522.550	732.570	0.000	13.92	56,225.20	46,980.09	2,764.50	31.55	0.00	0.00	19,082.75	0.00	2,080.74	-0.05	0.00	**127,178.70**	110-24339	17-Jun.-25
202504	MT3	NORMAL	OK_	1,793.750	3657.5306	607.7018	3049.8288	817.5692	0.3841	0.3026	0.3841	190881.600	31659.950	159221.650	46,379.200	672.180	672.180	529.550	688.980	0.000	13.96	57,458.40	45,414.77	2,474.70	31.76	0.00	0.00	18,970.85	0.00	2,093.49	0.07	0.00	**126,458.00**	110-23960	15-May.-25
202503	MT3	NORMAL	OK_	1,793.750	3548.4554	589.6104	2958.8450	791.0668	0.3284	0.2456	0.3284	136953.080	22753.850	114199.230	31,733.630	574.700	574.700	429.800	589.070	0.000	13.96	41,227.15	41,675.10	2,497.20	31.76	0.00	0.00	15,380.13	0.00	1,502.03	-0.03	0.00	**102,327.30**	110-23582	14-Abr.-25
202502	MT3	NORMAL	OK_	1,793.750	3470.1965	576.6082	2893.5883	772.9333	0.1880	0.1272	0.1880	122126.730	20097.000	102029.730	22,346.980	329.000	329.000	222.600	337.230	0.000	13.97	37,030.76	31,684.42	2,667.90	31.80	0.00	0.00	12,857.19	0.00	1,339.42	0.04	0.00	**85,625.50**	110-23204	18-Mar.-25
202501	MT3	NORMAL	OK_	1,793.750	3400.4098	565.1242	2835.2856	760.1636	0.2027	0.1142	0.2027	113809.330	17552.850	96256.480	18,696.650	354.730	354.730	199.850	363.600	0.000	13.99	35,313.84	32,800.06	2,418.00	31.94	0.00	0.00	12,704.01	0.00	1,248.20	1,925.06	0.00	**86,455.10**	110-22837	17-Feb.-25
202412	MT3	NORMAL	OK_	1,793.750	3335.3759	555.0940	2780.2819	749.4798	0.3681	0.2628	0.3681	162413.310	25120.380	137292.930	43,769.600	644.180	644.180	459.900	660.280	0.000	13.99	50,399.24	44,607.92	2,589.90	31.94	0.00	-7.04	17,574.47	0.00	1,714.68	0.00	0.00	**116,925.10**	110-22450	20-Ene.-25
202411	MT3	NORMAL	OK_	1,793.750	3242.5683	540.7395	2701.8288	724.4686	0.3893	0.2665	0.3893	182458.680	30502.150	151956.530	51,293.730	681.280	681.280	466.380	698.310	0.000	14.02	56,469.79	46,023.81	2,405.70	31.92	356.16	0.00	18,954.25	16.48	1,926.31	-0.04	119,529.60	**245,728.00**	110-22074	18-Dic.-24
202410	MT3	NORMAL	OK_	1,793.750	3138.3062	523.3097	2614.9965	695.1579	0.3952	0.2662	0.3952	167736.280	27748.350	139987.930	46,513.250	691.600	691.600	465.850	708.890	0.000	14.13	50,999.65	45,803.71	2,614.20	31.85	321.73	0.00	17,961.35	12.08	1,770.88	0.02	0.00	**119,529.60**	110-21700	30-Nov.-24
202409	MT3	NORMAL	OK_	1,793.750	3042.4569	507.4535	2535.0034	668.5789	0.3488	0.2630	0.3488	172962.660	29527.230	143435.430	47,889.280	610.400	610.400	460.250	625.660	0.000	14.13	52,641.02	42,037.91	2,613.30	31.85	48.40	0.00	17,529.59	0.00	1,826.05	0.05	0.00	**116,742.30**	110-21326	29-Oct.-24
202408	MT3	NORMAL	OK_	1,793.750	2943.6211	490.5808	2453.0403	641.2136	0.3339	0.2517	0.3339	146445.610	23118.730	123326.880	38,666.250	584.330	584.330	440.480	598.940	0.000	14.12	44,460.59	40,835.41	2,885.70	31.86	79.82	0.00	15,895.35	0.00	1,546.10	-0.05	0.00	**105,748.90**	110-20951	20-Set.-24
202407	MT3	NORMAL	OK_	1,793.750	2859.9379	477.3701	2382.5678	619.1186	0.3651	0.2641	0.3651	164007.900	26793.550	137214.350	46,201.930	638.930	638.930	462.180	654.900	0.000	14.07	49,818.92	42,558.11	2,845.50	31.92	221.09	0.00	17,188.13	0.00	1,731.51	0.05	0.00	**114,409.30**	110-20577	23-Ago.-24
202406	MT3	NORMAL	OK_	1,793.750	2766.2191	462.0595	2304.1596	592.7175	0.3774	0.2655	0.3774	171354.930	28767.380	142587.550	48,276.380	660.450	660.450	464.630	676.960	0.000	14.07	52,094.59	43,401.90	2,546.10	31.92	85.74	26.84	17,676.21	0.00	1,809.08	-0.05	0.00	**117,686.40**	110-20203	26-Jul.-24
202405	MT3	NORMAL	OK_	1,793.750	2668.3020	445.6210	2222.6810	565.1310	0.3740	0.2560	0.3740	170534.000	27956.250	142577.750	48,875.750	654.500	654.500	448.000	670.860	0.000	14.07	51,923.40	42,351.89	2,340.30	31.97	0.00	0.00	17,399.09	0.00	1,800.41	-0.03	0.00	**115,861.10**	110-19829	21-Jun.-24
202404	MT3	NORMAL	OK_	1,793.750	2570.8540	429.6460	2141.2080	537.2020	0.3490	0.2190	0.3490	133976.500	21038.500	112938.000	30,084.250	610.750	610.750	383.250	626.020	0.000	14.07	41,594.03	38,632.46	2,646.60	32.18	241.42	0.00	14,968.94	9.07	1,414.46	0.07	0.00	**99,553.30**	110-19457	20-May.-24
202403	MT3	NORMAL	OK_	1,793.750	2494.2960	417.6240	2076.6720	520.0110	0.2110	0.1260	0.2110	113891.750	18219.250	95672.500	22,487.500	369.250	369.250	220.500	378.480	0.000	14.07	35,376.88	29,380.70	2,187.00	32.18	48.41	0.00	12,067.06	0.00	1,202.41	-0.01	0.00	**80,308.70**	110-19085	29-Abr.-24
202402	MT3	NORMAL	OK_	1,793.750	2429.2150	407.2130	2022.0020	507.1610	0.3150	0.2090	0.3150	132616.750	20889.750	111727.000	29,928.500	551.250	551.250	365.750	565.030	0.000	14.10	41,359.96	36,123.15	2,608.80	32.17	0.00	238.45	14,467.79	0.00	1,400.10	-0.02	0.00	**96,244.50**	110-18714	20-Mar.-24
202401	MT3	NORMAL	OK_	1,793.750	2353.4340	395.2760	1958.1580	490.0590	0.3370	0.2140	0.3370	165905.250	26227.250	139678.000	42,476.000	589.750	589.750	374.500	604.490	0.000	14.22	52,567.01	37,618.97	2,506.80	32.14	221.53	0.00	16,732.92	17.45	1,751.54	0.02	0.00	**111,462.60**	110-18342	13-Feb.-24
202312	MT3	NORMAL	OK_	1,793.750	2258.6310	380.2890	1878.3420	465.7870	0.3350	0.2400	0.3350	147416.500	22459.500	124957.000	35,169.750	586.250	586.250	420.000	600.910	0.000	14.05	46,658.89	37,317.47	2,407.80	32.26	291.23	0.00	15,609.91	17.54	1,495.91	-0.06	75,996.70	**179,841.70**	110-17969	22-Ene.-24
202311	MT3	NORMAL	OK_	1,793.750	2174.3930	367.4550	1806.9380	445.6900	0.1840	0.1080	0.1840	108084.560	17008.430	91076.130	19,630.630	322.000	322.000	189.000	330.050	0.000	13.95	33,524.17	27,297.34	2,549.70	32.66	56.67	0.00	11,425.41	0.00	1,096.79	0.01	0.00	**75,996.70**	110-17596	08-Ene.-24
202310	MT3	NORMAL	OK_	1,793.750	2112.6304	357.7359	1754.8945	434.4725	0.2006	0.1186	0.2006	109769.980	18753.530	91016.450	20,832.530	351.050	351.050	207.550	359.830	0.000	12.68	31,867.75	26,698.01	2,410.20	32.37	0.00	0.00	10,983.78	0.00	1,113.89	0.02	0.00	**73,118.70**	110-17222	23-Nov.-23
202309	MT3	NORMAL	OK_	1,793.750	2049.9047	347.0196	1702.8851	422.5682	0.3335	0.2457	0.3335	158289.950	26770.100	131519.850	41,087.550	583.630	583.630	429.980	598.220	0.000	12.62	45,973.37	35,254.08	2,719.20	31.38	102.80	0.00	15,136.82	0.00	1,606.25	-0.02	0.00	**100,836.50**	110-16846	18-Oct.-23
202308	MT3	NORMAL	OK_	1,793.750	1959.4533	331.7224	1627.7309	399.0896	0.3151	0.2499	0.3151	151493.300	25154.150	126339.150	37,417.630	551.430	551.430	437.330	565.220	0.000	12.55	44,578.17	34,204.76	2,527.50	26.77	0.00	0.00	14,642.96	0.00	1,537.28	0.01	0.00	**97,530.00**	110-16470	22-Set.-23