

UNIVERSIDAD SANTO TOMÁS

Planificación de Recursos Energéticos Distribuidos de Una Red de Distribución Activa Desde Una Perspectiva Resiliente.

Realizado por

Diego Felipe Melo Romero

Proyecto de grado presentado en cumplimiento del requisito para optar por el título de
Magíster en Ingeniería Electrónica



Grupo de Investigación MEM (Modelado-Electrónica-Monitoreo)
Sistemas de energía eléctrica
Facultad de Ingeniería Electrónica
División de Ingenierías

Agosto de 2025

Planificación de Recursos Energéticos Distribuidos de Una Red de Distribución Activa Desde Una Perspectiva Resiliente.

Realizado por

Diego Felipe Melo Romero

Proyecto de grado presentado en cumplimiento del requisito para optar por el título de
Magíster en Ingeniería Electrónica

Dirigido por

Ph. D(c) Jose Luis Paternina Duran

Co-Dirigido por

Ph. D. Jaime Vitola Oyaga

Grupo de Investigación MEM (Modelado-Electrónica-Monitoreo)
Sistemas de energía eléctrica
Facultad de Ingeniería Electrónica
División de Ingenierías

Agosto de 2025

Autoridades de la Universidad

RECTOR GENERAL

R.P. FRAY ALVARO JOSÉ ARANGO RESTREPO, O.P.

VICERRECTOR ADMINISTRATIVO Y FINANCIERO GENERAL

R.P. FRAY HERNÁN YESID RIVERA ROBERTO, O.P.

VICERRECTOR ACADÉMICO GENERAL

R.P. FRAY MAURICIO ANTONIO CORTES GALLEGU, O.P.

SECRETARIO GENERAL

LINA MARCELA CAMARGO MARTÍNEZ

DECANO DIVISIÓN DE INGENIERÍAS

R.P. FRAY JAVIER ANTONIO HINCAPIÉ ARDILA, O.P

SECRETARIA DE DIVISIÓN

E.C. LUZ PATRICIA ROCHA CAICEDO

DECANO FACULTAD DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA

Ph. D. LEONARDO FABIO YEPES ARBELÁEZ

Nota de aceptación

Firma del autor

Firma del tutor

Firma del jurado

Firma del jurado

BOGOTÁ D.C. _____ DE 2025

Advertencia

La Universidad Santo Tomás no se hace responsable de las opiniones y conceptos expresados en el trabajo de grado, solo velará por que no se publique nada contrario al dogma ni a la moral católica y porque el trabajo no tenga ataques personales y únicamente se vea el anhelo de buscar la verdad científica.

Capítulo III –Art. 46 del Reglamento de la Universidad Santo Tomás.

Dedicatoria

Dedico este proyecto de grado con profunda
gratitud a todos aquellos que han sido
parte fundamental de este:

A mi hermano, mis papás y mi tía Luz,
por apoyarme y acompañarme en cada paso.

A David, Luis, Nathali, Stefanny, Yudy y Santiago,
gracias por compartir sus ideas
y estar allí para escuchar las mías.

Agradecimientos

Agradezco a mi director Jose Luis Paternina Duran, por todo su acompañamiento y apoyo durante el desarrollo de este proyecto, gracias a sus conocimientos y orientación este proyecto se desarrolló adecuadamente permitiendo enriquecer mi desarrollo personal y profesional.

También agradezco a los profesores que me acompañaron durante la maestría, las enseñanzas que me compartieron tuvieron un gran impacto en el desarrollo de este proyecto.

Índice general

Resumen	XI
Abstract	XII
Lista de figuras	XIII
Lista de tablas	XIV
Glosario	XV
1. Introducción	1
1.1. Planteamiento del problema	1
1.2. Objetivos	2
1.2.1. Objetivo general	2
1.2.2. Objetivos específicos	2
1.3. Justificación	2
1.4. Impacto social	3
2. Estado del arte	4
2.1. Evolución del concepto de resiliencia en el sector eléctrico.	4
2.2. Resiliencia dentro de la planificación de sistemas eléctricos.	7
2.3. Métricas para la medición de resiliencia	9
3. Marco teórico.....	12
3.1. Conceptualización de los DER	12
3.1.1. Paneles fotovoltaicos	12
3.1.2. Sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS)	13
3.1.3. Generador diésel	13
3.2. Energía no suministrada (ENS).	14
3.3. Eventos HILP	14
4. Diseño metodológico.....	16
4.1. Fases y metodología.....	16
4.1.1. Revisión bibliográfica	16
4.1.2. Caracterización matemática de diferentes DER y un fenómeno climático extremo. 16	
4.1.3. Formulación del problema de optimización.	17
4.1.4. Desarrollo del problema de optimización.	17
5. Desarrollo conceptual.....	18
5.1. Formulación del problema de optimización	18

5.1.1.	Función objetivo y restricciones	18
5.1.2.	Método de optimización para la solución del problema	21
5.2.	Caso de estudio	22
5.2.1.	Modelo de pruebas	22
5.2.1.1.	Selección de ventanas críticas	23
5.2.2.	Escenarios	25
5.2.3.	Ubicación de las microrredes.	25
5.2.4.	Caso base	26
5.2.5.	Ubicación de las fallas en horizonte temporal	27
5.2.6.	Estructura de comparación	27
5.2.7.	Diseño de la simulación	27
6.	Resultados y discusión.....	29
6.1.	Resultados por escenario	29
6.1.1.	Escenario 1	29
6.1.2.	Escenario 2	29
6.2.	Comparación de escenarios respecto al caso base	31
7.	Conclusiones y trabajos futuros.....	33
7.1.	Conclusiones	33
7.2.	Trabajos futuros.....	34
8.	Anexos.....	35
8.1.	Modelado del sistema IEEE-34 en OpenDSS.	35
8.1.1.	Archivo principal del sistema.....	35
8.1.2.	Definición de parámetros de líneas	38
8.2.	Perfiles de carga	39
8.2.1.	Perfil de temperatura.....	39
8.2.2.	Perfil de irradiancia	40
8.3.	Código en Python	41
8.3.1.	Inicialización del sistema	41
8.3.2.	Perfiles anuales	43
8.3.3.	Selección de ventanas críticas	44
8.3.4.	Optimización del sistema	45
8.3.5.	Instalación física en OpenDSS y simulación de ENS sin microrredes.	46
8.3.6.	Simulación de caso base y escenarios	47
8.3.7.	Creación de gráficos.	49

8.3.8.	Impresión en consola	50
8.3.9.	Ejecución principal	51
9.	Referencias bibliográficas	52

Resumen

Contexto:

El aumento de la frecuencia de fenómenos de alto impacto con baja probabilidad de ocurrencia demanda que los sistemas eléctricos puedan contar con soluciones de resiliencia energética para evitar afectaciones inesperadas e interrupción en el suministro de energía a los usuarios finales.

Método:

En este trabajo se propone un estudio para abordar la planificación óptima de recursos energéticos distribuidos en una red de distribución activa desde una perspectiva resiliente para el sistema IEEE 34, evaluando dos escenarios críticos que combinan fallas múltiples y duraciones cortas/prolongadas para el estudio. La investigación integra modelado eléctrico avanzado, un problema de optimización y análisis de energía no suministrada para mitigar vulnerabilidades en infraestructura crítica. Se implementó un simulador en Python con OpenDSS para modelar el sistema IEEE 34, utilizando optimización multi-objetivo en los recursos energéticos distribuidos seleccionados, el algoritmo de optimización SLSQP y selección de ventanas críticas mediante tres criterios: máxima demanda, mínima generación solar y combinación crítica.

Resultados:

Se simularon dos escenarios de alto impacto con baja probabilidad de ocurrencia: El primero durante 6 horas y el segundo durante 120 horas, calculando costos (USD) y Energía No Suministrada (kWh), en donde los resultados principales demuestran que la metodología implementada logra que el sistema sea capaz de afrontar los diferentes escenarios, también se demostró que la planificación de recursos energéticos distribuidos disminuye los costos de un sistema en largas duraciones.

Conclusiones:

La investigación demuestra que las soluciones de resiliencia requieren almacenamiento masivo de sistemas de baterías y la selección de ventanas críticas reduce más la Energía No Suministrada respecto a enfoques que seleccionan ventanas basadas únicamente en picos de demanda. El código desarrollado proporciona un estándar cuantitativo para priorizar inversiones en microrredes ante contingencias de alto impacto y baja probabilidad, equilibrando costos de resiliencia.

Palabras clave: Resiliencia, Microrredes, Optimización, Alto impacto, Baja probabilidad, Energía No Suministrada

Abstract

Context:

The increase on the frequency of high impact with low probability of occurrence phenomena demands electric systems to implement energetic resilience solutions to avoid unexpected disruptions on the energy supply for final users.

Methodology:

This paper proposes a study to carry out the optimal planning of distributed energy resources in an active distribution network from a resilient perspective on the IEEE 34 system testing two critical scenarios on multiple failures and short and long durations. The investigation integrates electric modeling, an optimization problem and the use of Energy Not Supplied to mitigate vulnerabilities on critical infrastructure. A simulator was developed using Python with OpenDSS to model the IEEE 34 system, using multi-objective optimization on the selected distributed energy resources and the optimization method SLSQP and the selection of critic windows using the following criteria: maximum demand, minimum solar generation and critical combination.

Results:

Two high impact with low probability of occurrence scenarios were simulated: The first one during 6 hours and the second one during 120 hours resulting in the calculation of costs (USD) and Energy Not Supplied (kWh) where the main results show that the designed methodology makes the system able to face every scenario, as well as proving that planning distributed energy resources decreases the costs on the selected system during long durations.

Conclusions:

The study demonstrates that resilient solutions demand extensive battery energy storage, the selection of critical windows reduces more Energy Not Supplied than using windows with demand peaks only. The developed code shows a quantitative standard to prioritize investments on microgrids facing high impact low probability phenomena, balancing resilience costs.

Keywords: Resilience, Optimization, High impact, Low probability, Energy Not Supplied.

Lista de figuras

Figura 1. Pasos de la metodología. Fuente propia.	16
Figura 2. Sistema IEEE de 34 nodos. Tomado de [39].	22
Figura 3. Distribución de subsistemas. Fuente propia.	25
Figura 4. Ubicación de las microrredes. Fuente propia.	26
Figura 5. Comparación de costos totales por escenario. Fuente propia.	30
Figura 6. Capacidades instaladas por tecnología. Fuente propia.	31
Figura 7. Comparación de ENS por escenarios y caso base. Fuente propia.	32
Figura 8. Archivo principal del sistema parte 1. Fuente propia.	35
Figura 9. Archivo principal del sistema parte 2. Fuente propia.	36
Figura 10. Archivo principal del sistema parte 3. Fuente propia.	37
Figura 11. Definición de parámetros de líneas. Fuente propia.	38
Figura 12. Perfil de temperatura. Fuente propia.	39
Figura 13. Perfil de irradiancia. Autoría propia.	40
Figura 14. Inicialización del sistema parte 1. Fuente propia.	41
Figura 15. Inicialización del sistema parte 2. Fuente propia.	42
Figura 16. Definición de perfiles anuales. Fuente propia.	43
Figura 17. Selección de ventanas críticas. Fuente propia.	44
Figura 18. Generar perfiles anuales. Fuente propia.	45
Figura 19. Instalación en OpenDSS y simulación de ENS. Fuente propia.	46
Figura 20. Simulación de caso base y escenarios parte 1. Fuente propia.	47
Figura 21. Simulación de caso base y escenarios parte 2. Fuente propia.	48
Figura 22. Creación de gráficos. Fuente propia.	49
Figura 23. Impresión en consola. Fuente propia.	50
Figura 24. Ejecución principal. Fuente propia.	51

Lista de tablas

Tabla 1. Evolución del concepto de resiliencia.	6
Tabla 2. Resiliencia dentro de la planificación de sistemas eléctricos.	8
Tabla 3. Métricas para medir la resiliencia.....	11
Tabla 4. Descripción del diseño de la simulación.	28
Tabla 5. Optimización para el escenario 1. Fuente propia.	29
Tabla 6. Optimización para el escenario 2. Fuente propia.	29
Tabla 7. ENS para el caso base. Fuente propia.	31

Glosario

Mtoe Millones de toneladas equivalentes de petróleo

RES Fuentes de Energía Renovable, RES por sus siglas en inglés Renewable Energy Sources

DER Recursos Energéticos Distribuidos, DER por sus siglas en inglés Distributed Energy Resources.

ADN Red de Distribución Activa, ADN por Active Distribution Network

HILP Alto Impacto Baja Probabilidad, HILP por sus siglas en inglés High impact low probability

EENS Expected Energy Not Supplied

EIU Energy Index of Unreability

BESS Sistema de almacenamiento de energía en baterías, BESS por sus siglas en inglés Battery Energy Storage System

OCV Voltaje en circuito abierto, OCV por sus siglas en inglés Open Circuit Voltage

SOC Estado de Carga

ENS Energía No Suministrada, ENS por sus siglas en inglés Energy Not Supplied

CRF Factor de recuperación de capital, CRF por sus siglas en inglés Capital Recovery Factor

SLSQP Sequential Least Squares Programming

PV Paneles Fotovoltaicos

DG Generador Diesel

VoLL Valor de Perdida en cargas, VoLL por sus siglas en inglés (Value of Lost Load)

POWER Prediction Of Worldwide Energy Resources

1. Introducción

1.1. Planteamiento del problema

En los últimos años se ha evidenciado un aumento en la producción de la energía a lo largo del mundo, por ejemplo, [1] muestra que el suministro de energía primaria ha pasado de 5519 Mtoe en 1971 a 13972 Mtoe en 2017. De la misma manera, las principales economías globales como China, USA y la Unión Europea también han aumentado significativamente su producción y consumo de energía, dando evidencia de la importancia que tiene este activo para el desarrollo de los países.

Sin embargo, situaciones como la guerra en Ucrania (la cual ha representado cortes al suministro de gas natural proveniente de Rusia hacia la Unión Europea) y el impacto de la pandemia del COVID-19 han afectado al mercado energético y sus costos de implementación, desembocando en lo que los especialistas han denominado crisis energética [2].

Por otro lado, los costos asociados a la energía no son el único inconveniente en la actualidad, por ejemplo, desde una perspectiva ambiental, los principales generadores y consumidores obtienen su energía a través de combustibles fósiles como el carbón y el petróleo (llegando a ser el 80 % del suministro energético mundial), lo cual ha convergido en el escenario de cambio climático actual [2].

En este contexto, en el estudio *World Energy Outlook 2023* se hace un análisis profundo de cada aspecto del sistema global de energía, en él se evalúan temas como acceso a la energía o electrificación y como parte de los resultados se ha encontrado que los niveles de emisiones de CO₂ son lo suficientemente altos para elevar la temperatura promedio del planeta a alrededor de 2,4°C para el año 2100 [2]. Adicionalmente, las Naciones Unidas han relacionado otros efectos al cambio climático como el aumento de tormentas y sequías más devastadoras, la vulnerabilidad de los ecosistemas, y el aumento del nivel del océano [3].

De esta manera, se ha propuesto como una de las estrategias para la mitigación de los efectos asociados al cambio climático la denominada transición energética. Esta se fundamenta en la masificación de energías renovables (en su mayoría, de naturaleza variable como la eólica y la solar fotovoltaica), el aumento en la eficiencia energética y la electrificación [4]. El éxito de la transición energética radica en que los sistemas eléctricos del presente-futuro se conviertan en la columna vertebral de todo el sistema energético y, permitan la masificación de las Fuentes de Energía Renovable (RES por sus siglas en inglés) a un mínimo costo.

Sin embargo, esta tarea no es fácil, pues la dependencia de estas RES a la variabilidad medioambiental y la presencia de diferentes fenómenos climatológicos extremos debido al cambio climático, vuelven imperativo pensar nuevas formas de planificación de los sistemas eléctricos.

Es allí en donde se considera el concepto de resiliencia eléctrica la cual se puede definir como la capacidad de reducir de forma eficiente tanto la magnitud como la duración de los efectos

generados por la ocurrencia de un evento o conjunto de eventos disruptivos en un sistema [5]. Otros autores lo definen como la capacidad de anticiparse a interrupciones a través de soluciones técnicas [6].

A partir de lo anterior, durante el desarrollo de este trabajo se busca responder a la siguiente pregunta de investigación:

¿Cómo planificar los DER de una red de distribución activa desde una perspectiva resiliente en un contexto de un evento climático extremo?

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Estructurar un enfoque para la planificación de DER en una red de distribución activa mediante criterios de resiliencia eléctrica que permita hacerle frente a un fenómeno climático extremo.

1.2.2. Objetivos específicos

Proponer modelos matemáticos de los diferentes DER con base en una revisión bibliográfica para su inclusión en un problema de optimización con enfoque en resiliencia eléctrica.

Formular un problema de optimización que permita la minimización de costos asociados a la ubicación y tamaño de DER en una red de distribución activa con base en criterios de resiliencia eléctrica.

Evaluar mediante indicadores de resiliencia eléctrica la planificación de DER en redes de distribución activas para la cuantificación de beneficios.

1.3. Justificación

La actualidad de la crisis climática ha demostrado que un sistema eléctrico está expuesto a afectaciones inesperadas, daños en infraestructura física, alteraciones en la generación de energía e interrupción en el suministro a los usuarios finales [6].

Es en este contexto donde ha cobrado especial relevancia el concepto de resiliencia eléctrica aplicada a la planificación de los sistemas eléctricos, entendiendo un sistema de potencia resiliente como aquel con la capacidad de prepararse y adaptarse a condiciones cambiantes e inesperadas (por lo general, asociadas a fenómenos climáticos adversos y extremos), para recuperar el funcionamiento adecuado de forma gradual o inmediata [3], [7].

Aunque esta planificación se puede enfocar en diferentes niveles de la cadena de suministro de energía, las tendencias muestran el potencial que hay en concentrar los esfuerzos en el nivel de distribución [8]. La razón de esto se fundamenta en el desarrollo actual de los denominados recursos energéticos distribuidos (DER por sus siglas en inglés y entre los que se encuentran las RES), los cuales suelen integrarse a los sistemas de potencia en el nivel de

distribución. Es de esta forma que una red de distribución convencional puede ser dotada de un rol activo (convirtiéndose en una red de distribución activa o *ADN* por sus siglas en inglés), para brindarle servicios a niveles superiores del sistema eléctrico (como el nivel de transmisión) con tecnologías basadas en las RES [9].

Por lo tanto, realizar una planificación de las redes de distribución con un enfoque en resiliencia eléctrica, podría:

- Permitir la masificación de RES en el sector eléctrico.
- Hacer frente a los fenómenos climáticos adversos y extremos (como sequías o inundaciones).
- Contribuir a la transición energética mediante la existencia de un sector eléctrico robusto y descarbonizado.

Teniendo en cuenta lo anterior, el proyecto es importante en la participación de Colombia en la transición energética. De acuerdo con la Universidad EAFIT en [10] desde 2020 el país está comprometido con generar en los próximos cuatro años 2250 megavatios de energías renovables o no convencionales, lo que representa un equivalente a lo que producirá la central hidroeléctrica Hidroituango y veinte veces lo que consume al año una ciudad como Villavicencio.

También se busca aportar a la Universidad Santo Tomás, específicamente en el grupo de investigación MEM (Modelado – Electrónica – Monitoreo) para explorar temas novedosos y de alto impacto relacionados a la transición energética y el uso de RES en el sector eléctrico.

1.4. Impacto social

De acuerdo con la Comisión Europea, uno de los principales aceleradores del cambio climático es el CO₂ producido por la actividad humana, siendo uno de los principales factores a los que se le atribuye el calentamiento global [11]. Debido a esto, algunos de los objetivos propuestos para enfrentar el cambio climático son disminuir el uso de combustibles fósiles de 80 % a 73 % para 2030 así como limitar el aumento de temperatura de La Tierra a 1,5°C para 2050, con el fin de garantizar la habitabilidad del planeta [2].

El proyecto también tiene como propósito aportar al avance de los objetivos de desarrollo sostenible, específicamente el número 7 y el número 9 [12]. El objetivo número 7, energía asequible y no contaminante está altamente relacionado, ya que se busca fomentar la reducción del uso de combustibles fósiles a través de la implementación de energías renovables. Mientras que para el objetivo número 9 conocido como Industria, Innovación e Infraestructura el proyecto contribuye a través de proponer una alternativa para la reducción de emisiones de carbono, así como impulsar al desarrollo de infraestructuras fiables, sostenibles, resilientes y de calidad.

2. Estado del arte

2.1. Evolución del concepto de resiliencia en el sector eléctrico.

El concepto de resiliencia se comenzó a utilizar en psicología como la capacidad de recuperarse de un trauma. Con el paso de los años se ha popularizado en otros campos de estudio como la ecología, la física, la seguridad nacional, los sistemas eléctricos, entre otros [13]. En el caso de los sistemas eléctricos se define como la capacidad de anticipar, afrontar y reducir la magnitud y la duración de eventos disruptivos [14].

A su vez, en [15] se afirma que la resiliencia se considera como una característica y la confiabilidad como una medida de desempeño de un sistema. La confiabilidad es la habilidad que tiene un sistema eléctrico para suministrar la demanda eléctrica y los recursos energéticos a los usuarios finales al experimentar cortes de energía esperados o inesperados.

A pesar de que los conceptos suenan similares, la diferencia principal está en que la resiliencia abarca eventos como los fenómenos naturales, los ataques cibernéticos y los ataques físicos, mientras que la confiabilidad generalmente excluye estos eventos en sus métricas. Otra diferencia importante es en términos económicos ya que la confiabilidad de un sistema es financiada por el cliente que lo adquiere, mientras que la resiliencia generalmente se financia ya sea a través de los habitantes de un sector o por el pago de impuestos, debido a su impacto social, por ejemplo, después de la ocurrencia de un desastre natural [5].

En un estudio realizado en [16] también se ha incluido el concepto de la robustez, la cual es la habilidad de un sistema para funcionar y ejecutar sus tareas cuando una parte de sus elementos falla o es sometido a una alteración inesperada. Sin embargo, la robustez se diferencia de la resiliencia porque con la robustez solo se enfoca en resistir a perturbaciones mientras que la resiliencia se encarga de soportar dichas perturbaciones, pero también es la capacidad de restaurarse y recuperarse rápidamente. Otra diferencia importante es el costo, a pesar de que la implementación de robustez en un sistema ayuda a la resiliencia, la robustez es más costosa [5].

También existe el concepto de *R3 (resilience, robustness, reliability)* por su nombre en inglés, el cual es el estudio de los métodos utilizados para encontrar la relación entre la resiliencia, la robustez y la confiabilidad, algunos de estos métodos incluyen algoritmos genéticos con metaheurísticas y programación lineal [16]. Sin embargo, es importante definir en qué se diferencian y esto se puede hacer a través del uso que tiene cada una. Por ejemplo, la resiliencia está más enfocada en analizar eventos de alto impacto y baja probabilidad o por sus siglas en inglés HILP (*High impact low probability*), estos son todos los eventos que no son fáciles de anticipar, se pueden presentar de forma aleatoria y tienen consecuencias significativas en el espacio en el que se presentan, estos fenómenos se pueden presentar por causas naturales como terremotos, incendios, lluvias o por intervención del humano como ciber ataques o ataques físicos a la infraestructura [13]. Por otro lado, la confiabilidad evalúa el desempeño de un sistema al perder uno o dos activos y la robustez es considerada como una característica más agresiva que la confiabilidad ya que evalúa el impacto que tiene un

sistema al perder múltiples activos y se encarga de cuantificar el funcionamiento del sistema al tener fallos en cascada [16].

Es necesario estudiar la confiabilidad y la resiliencia por separado, pero es importante considerar que son actividades coordinadas ya que, en algunos casos, una buena implementación de confiabilidad en un sistema genera mejoras en la resiliencia y viceversa. Por ejemplo, reforzar un sistema en contra de huracanes puede generar efectos positivos en métricas de confiabilidad [5], [15].

En la Tabla 1 se puede evidenciar un resumen de los diferentes autores que han abordado el concepto de resiliencia a través del tiempo.

Tabla 1. Evolución del concepto de resiliencia.

Autor y año	Título	Aspectos relevantes
(IEEE PES Industry Technical Support Task Force, 2018)	The Definition and Quantification of Resilience	El artículo es importante para la investigación ya que permite al autor tener un acercamiento al concepto de resiliencia orientada a sistemas eléctricos y una explicación del concepto.
(N. Bhusal, M. Abdelmalak, M. Kamruzzaman and M. Benidris, 2020)	Power System Resilience: Current Practices, Challenges, and Future Directions	En el artículo se explican las definiciones de resiliencia en diferentes áreas lo cual se utilizó como principal recurso para la construcción del estado del arte, este recurso también es valioso ya que explica las métricas que se pueden utilizar para cuantificar la resiliencia.
(The IEEE Power & Energy Society Industry Technical Support Leadership Committee Task Force, 2020)	Resilience Framework, Methods, and Metrics for the Electricity Sector	En el reporte técnico se hace una revisión más profunda del concepto de resiliencia. Sin embargo, en donde más aporta a la construcción del estado del arte es en la explicación que hace para entender cuál es la diferencia entre resiliencia y confiabilidad. A su vez, es de interés para el desarrollo del trabajo la forma en la que explica qué tipos de métricas se pueden utilizar para medir la resiliencia de un sistema.
(Jesus Beyza, Jose M. Yusta, 2022)	Characterising the security of power system topologies through a combined assessment of reliability, robustness, and resilience	Gracias a este artículo se pudo comprender la diferencia entre resiliencia, robustez y confiabilidad que, aunque se pueden utilizar para analizar características de un sistema eléctrico, no son iguales. A su vez, se proponen métodos prácticos para poder entender el uso de cada concepto.
(Joint Task Force on Methods for Analysis and Quantification of Power System Resilience, 2023)	Methods for Analysis and Quantification of Power System Resilience	Este reporte técnico da una de las explicaciones más recientes del concepto de resiliencia, algo que destaca es el razonamiento por el cual la resiliencia es un concepto fundamental en la actualidad, el cual sirvió como referente para aterrizar el impacto social de este proyecto.

2.2. Resiliencia dentro de la planificación de sistemas eléctricos.

Para mejorar la resiliencia en un sistema eléctrico es importante identificar y actuar ante amenazas, impactos y vulnerabilidades ya sea por causas naturales, tecnológicas o causadas por el hombre, como se explica en [6] esto se puede hacer a través de la planificación la cual incluye aspectos como:

- Participación de los interesados para identificar vulnerabilidades y el desarrollo de estrategias y políticas.
- Reunir datos sobre cargas críticas, amenazas, recursos energéticos, infraestructura del sistema de energía.
- Evaluar vulnerabilidades, con su impacto y probabilidades de que aparezcan en el sistema.
- Definir soluciones para atacar las vulnerabilidades, estas soluciones se pueden implementar como planes de acción y en las políticas existentes.
- Evaluar si las soluciones aplicadas son efectivas para el sistema.

Esta planificación está enfocada para mitigar los desastres naturales también conocidos como eventos HILP. Los eventos HILP son todos aquellos que afectan un sistema eléctrico a través de interrupciones de energía, pueden causar daños en el sistema, son inevitables e impredecibles y pueden generar daños económicos, estos eventos son comunes en desastres naturales como tormentas, terremotos, erupciones volcánicas, entre otros [17].

Por ejemplo, en [18] se hace un análisis en Auckland, Nueva Zelanda del impacto de ráfagas de viento para el sistema de energía en una zona de la ciudad con el fin de implementar una solución resiliente a través del uso de DERs. Para esto, primero se identifica que el sistema es vulnerable ante ráfagas de viento y tormentas, luego se identifican los componentes críticos para el sistema y cuales son más propensos a causar una sobrecarga al alcanzar voltajes altos, esto ayuda a que los operadores puedan tomar las acciones correspondientes en caso de fallos y así prevenir apagones parciales o totales en la zona. Después de esto, se implementó un sistema de almacenamiento de baterías el cual redujo las fallas del sistema.

En la Tabla 2, se puede ver un resumen de los diferentes artículos que abordan la planificación de resiliencia.

Tabla 2. Resiliencia dentro de la planificación de sistemas eléctricos.

Autor y año	Título	Aspectos relevantes
(Lee, Nathan, & Stout, Sherry R, 2018)	Planificación de un Sector Energético Resiliente: Como Asegurar Electricidad Confiable, Segura y Asequible (Spanish Translation)	Este referente fue importante dentro del desarrollo del proyecto debido a que explicó un paso a paso de cómo planear un sistema para que sea resiliente, se ve el valor en el desarrollo del proyecto sobre todo cuando se esté planteando el problema de optimización ya que así se podrá tener en cuenta partes clave como evaluar vulnerabilidades y desarrollar estrategias para el evento extremo que se elija para estudiar.
(L. Lakshita and N. -K. C. Nair, 2021)	High Impact Low Probability Weatherization Impact Analysis for Electricity Infrastructure	Debido a la necesidad de comprender cómo se planifica un sistema desde una perspectiva resiliente en un contexto real, el aporte de este artículo fue significativo para la elaboración del proyecto, ya que explica el impacto de las ráfagas de viento en el sistema eléctrico de una zona en Nueva Zelanda y las estrategias utilizadas para mejorar la resiliencia del sistema durante un período de afectación.
(T. Surinkaew, R. Shah and S. Islam, 2022)	Risk and Resiliency Assessments of Renewable Dominated Edge of Grid Under High-Impact Low Probability Events -A Review	Este artículo es importante para el desarrollo del proyecto, ya que da una propuesta de cómo mitigar los efectos de eventos HILP en fenómenos como ventiscas, terremotos, inundaciones, entre otros, lo cual es una guía para la etapa en la que se seleccione el evento a estudiar.

2.3. Métricas para la medición de resiliencia

Es importante definir unas métricas que permitan cuantificar el nivel de resiliencia de un sistema, así como el desempeño y los beneficios de implementar estas mejoras y la importancia que tiene para la toma de decisiones. A continuación, se describen dos casos estudiados bajo diferentes eventos HILP y las formas que utilizaron para medir la resiliencia:

En [19] se implementaron condiciones de resiliencia en un sistema de subestaciones y postes eléctricos en Sangolquí, Ecuador frente a la ocurrencia de lahares volcánicos. Como datos de salida se identificaron dos indicadores: El primero fue la *EENS* (del inglés *Expected Energy Not Supplied*) para medir los gigavatio-hora (GWh) del sistema, como resultado se obtuvo que antes de implementar DERs en el sistema el valor era de 1,32 GWh el cual se redujo a 1,19 GWh después de implementarlas. Por otro lado, la segunda métrica utilizada fue el *EIU* del inglés *Energy Index of Unreability* que permite medir la relación entre el indicador EENS y la demanda de energía durante un período determinado, en donde se obtuvo que implementar DERs en el sistema redujo de 45 % a 0 % para las cargas críticas del sistema, mientras que para otras cargas cercanas a las cargas críticas redujo del 45 % a 15 % permitiendo así garantizar el suministro de la demanda de energía del sistema para hospitales y refugios de emergencia vitales para atender emergencias en caso de la erupción de un volcán.

En [20] se hace un estudio de resiliencia en el sistema eléctrico ecuatoriano frente a eventos sísmicos, en donde también se utilizan las métricas mencionadas en el caso de los volcanes para cuantificar el impacto de los terremotos en tres estaciones ubicadas en localizaciones diferentes. También se propone otra métrica para cuantificar la degradación de la resiliencia en las redes de transmisión dependiendo de la severidad y la duración del terremoto, a esta se le denomina métrica L que está compuesta por tres indicadores:

- Número de líneas de transmisión en servicio para medir la resiliencia de la infraestructura.
- Capacidad de generación en MW.
- Demanda de la carga en MW.

Por otro lado, en [13] se explica que la resiliencia se puede medir de dos formas: Métricas basadas en atributos y métricas basadas en desempeño. Las métricas basadas en atributos cuantifican qué hace que un sistema sea más o menos resiliente respecto a su estado inicial, algunos ejemplos pueden ser la adaptabilidad, la recursividad y la recuperabilidad. Por otro lado, las métricas basadas en desempeño describen qué tan resiliente es el sistema y generalmente se utilizan para analizar datos cuantitativos.

Por ejemplo, en [21] se estudian los niveles de resiliencia en una planta de gas al experimentar el ataque de un tifón. En este caso se pueden considerar las métricas mencionadas anteriormente en donde:

Las métricas basadas en atributos se relacionan cuando un tifón ataca con mayor intensidad, cerca del 90 % de la carga del sistema se ve afectada provocando dificultades para

recuperarse en menos de 24 horas llevando a pérdidas económicas de \$230 millones. Mientras que después de implementar la estrategia propuesta en el artículo, la carga del sistema se ve afectada en un 52 % y el sistema recupera sus condiciones normales en menos de 24 horas.

A su vez, las métricas basadas en desempeño se pueden evidenciar cuando se habla de las etapas por las que pasa el sistema, es decir, antes del tifón los operadores planean la estrategia para reforzar la red, durante el fenómeno el sistema se adapta al ataque y se despliegan las técnicas de control para lograr un balance de energía y por último después del ataque se despliega la estrategia para reconfigurar la funcionalidad del sistema.

Por otro lado, en [5] se hace un estudio de las posibles métricas que se pueden implementar en la planificación de un sistema para garantizar su resiliencia. Esto se hace teniendo en cuenta factores como las diferentes etapas de resiliencia, en cada etapa se define si estas métricas son internas (impacto en la red) o externas (impacto en los usuarios). Algunas de estas medidas incluyen:

- Pre-evento: En esta etapa se consideran todas las precauciones para planear y prevenir antes de que suceda el evento, por ejemplo, predecir la ruta que puede tener un tornado, si se tiene personal para mantener el sistema, procedimientos para defensa del sistema.
- En el evento: Para esta etapa se tienen en cuenta dos fases, la primera es cuando se detecta el evento y la segunda cuando se responde a la emergencia. En el caso del evento se pueden usar métricas como la velocidad del fenómeno, el área a la que afecta, identificación de dispositivos y la cantidad de energía que requieren durante el corte. Mientras que cuando se da respuesta a la emergencia se considera la cantidad de energía a generar o la demanda de energía a restaurar.
- Después del evento (a corto plazo): También se consideran dos fases, la restauración y la recuperación. Para la restauración, el tiempo requerido para restablecer el sistema y en la recuperación el tiempo para restaurar el sistema a las condiciones normales de funcionamiento, la cantidad de activos afectados y el estimado de tiempo para repararlos.
- Después del evento (a largo plazo): Para esta etapa se consideran factores como el promedio de usuarios que se quedan sin servicio en un período, costos de recuperación, pérdida de ganancias, costos de daños en el sistema o los servicios críticos que se quedaron sin energía como pueden ser hospitales o estaciones de bomberos.

La Tabla 3 resume las diferentes alternativas que se han encontrado para medir la resiliencia en un sistema.

Tabla 3. Métricas para medir la resiliencia.

Autor y año	Título	Aspectos relevantes
(Villamarín , A., Haro, R., Aguirre, M., & Ortíz, D., 2021)	Evaluación de Resiliencia en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano Frente a Eventos Sísmicos	Gracias a este artículo se logra entender cómo se puede hacer un estudio de resiliencia, esto es un gran aporte para la fase de la caracterización matemática de un fenómeno climático extremo, en este caso se hizo para el impacto de eventos sísmicos en el sistema nacional interconectado de Ecuador, en él se describen métricas con potencial para ser utilizadas en el desarrollo de este proyecto.
(Saltos, M., Velásquez, A., Aguirre, M., Villamarín, A., Ortíz, D., & Haro, R., 2022).	Planificación Óptima de Recursos Energéticos Distribuidos Para Mejorar la Resiliencia de Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica frente a Desastres Naturales: Caso en Lahares Volcánicos	El aporte de este artículo es similar al anterior, ya que al describir una aplicación en un sistema afectado por lahares en Ecuador se logra encontrar métricas útiles para el desarrollo del proyecto, también se resalta que el autor afirma que el uso de DER mejoró las cargas críticas del sistema
(Zekai Wang, Tao Ding, Wenhao Jia, Can Huang, Chenggang Mu, Ming Qu, Mohammad Shahidehpour, Yongheng Yang, Frede Blaabjerg, Li Li, Kang Wang, Fangde Chi, 2022)	Multi-Stage Stochastic Programming for Resilient Integrated Electricity and Natural Gas Distribution Systems Against Typhoon Natural Disaster Attacks, Renewable and Sustainable Energy Reviews	En este referente se explica la metodología utilizada para planificar un sistema de distribución de gas para enfrentar tifones. La importancia para el desarrollo del trabajo es la forma en la que explican el comportamiento del evento extremo seleccionado, así como el daño en el sistema en diferentes escenarios.

3. Marco teórico

3.1. Conceptualización de los DER

Los recursos energéticos distribuidos o por sus siglas en inglés DER son todos los dispositivos que permiten proporcionar energía en un área específica. Los DER se pueden conectar a una red eléctrica local o en aplicaciones aisladas de una red eléctrica. Algunos de estos dispositivos pueden ser turbinas de aire, paneles fotovoltaicos, celdas de combustible, microturbinas, sistemas de almacenamiento de energía, entre otros [22]. Para el desarrollo del trabajo se estudiarán tres recursos energéticos distribuidos: Paneles fotovoltaicos, sistema de baterías BESS y un generador diésel.

3.1.1. Paneles fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos son dispositivos que convierten la luz solar en energía eléctrica. Están compuestos por celdas solares, también conocidas como celdas fotovoltaicas que al unirse forman un módulo y al conectar los módulos se obtiene un sistema solar o instalación. La radiación solar al interactuar con el panel solar puede ser reflejada o absorbida permitiendo el efecto fotoeléctrico que genera electrones en bandas de energía de conducción para obtener una corriente eléctrica, la corriente se extrae a través de contactos metálicos conductores para al final ser utilizados para alimentar la red eléctrica [23].

La implementación de paneles fotovoltaicos es clave en la transición energética, por lo que es imperativo explicar su funcionamiento a través de modelos matemáticos que describen su comportamiento eléctrico.

El modelo más usado para representar una celda fotovoltaica es el circuito equivalente de un diodo, el cual está compuesto por una fuente de corriente dependiente de la irradiación, un diodo en paralelo y resistencias que capturan pérdidas internas y se evidencia en (3.1) [24].

$$I = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{V+IR_s}{nV_t}} - 1 \right) - \frac{V+IR_s}{R_{sh}} \quad (3.1)$$

En donde:

I_{ph} es la corriente producida por el efecto fotoeléctrico.

I_0 es la corriente de saturación inversa del diodo.

V es el voltaje generado por el panel.

I es la corriente generada por el panel.

R_s es la resistencia en serie la cual representa pérdidas por contacto y material.

n es el factor de idealidad del diodo ($1 \leq n \leq 2$)

V_t es el Voltaje térmico el cual también se puede representar como KT/q en donde K es la constante de Boltzmann, T es la temperatura y q es la carga del electrón.

R_{sh} es la Resistencia en paralelo la cual representa pérdidas por fugas.

El modelado de un panel fotovoltaico está dado por un circuito equivalente conectado a una carga genérica conformado por una fuente de corriente IPV la cual es proporcional a la

radiación solar, una resistencia equivalente R_s y un circuito paralelo formado por un diodo y una resistencia [24], [25].

3.1.2. Sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS)

Son dispositivos que utilizan un arreglo de baterías para almacenar energía, estos sistemas se pueden identificar por las siglas en Inglés BESS. Los sistemas BESS son altamente utilizados en sectores residenciales, comerciales, industriales y como soporte en aplicaciones que utilicen microrredes. Generalmente estos sistemas utilizan baterías de ion de litio debido a que ofrecen tiempos de respuesta rápidos para estabilizar la energía de la red, modular la frecuencia de la red, brindar energía de emergencia o a nivel industrial, como servicios de reducción de picos reduciendo el costo de la electricidad para el usuario final [26].

Las baterías cuentan con un indicador llamado estado de carga o por sus siglas SOC en inglés, el cual se encarga de medir el nivel de carga de la batería en un específico. Un valor de 1 representa que la batería está cargada, mientras que un valor de 0 representa que está descargada [27], para calcular el estado de carga se puede utilizar la formula representada en (3.2).

$$SOC(t_1) = SOC(t_0) + \frac{1}{C_{total}} \int_{t_0}^{t_1} \frac{\eta i(t)}{3600} dt \quad (3.2)$$

En donde:

- $SOC(t_1)$ es el estado de carga de la batería en el instante t_1 y se mide en segundos.
- $SOC(t_0)$ es el estado de carga de la batería en el instante t_0 y se mide en segundos.
- $i(t)$ es la corriente de la batería en A, con signo negativo cuando la batería se está descargando.
- η es el factor de eficiencia coulombica adimensional.
- C_{total} es la capacidad total de la batería en Ah. Se define como la carga extraída de la batería desde el estado de carga completa ($SOC = 1$) hasta el estado de descarga completa ($SOC = 0$).

La capacidad total de la batería disminuye a medida que se degrada con el paso del tiempo.

3.1.3. Generador diésel

Los generadores diésel son máquinas que producen electricidad quemando combustibles diésel. Estos generadores funcionan con un motor que utiliza el combustible para convertir la energía química del combustible en energía mecánica la cual es utilizada para accionar un generador. Este generador, también conocido como alternador es el que convierte la energía mecánica en la energía eléctrica que va a ser utilizada para la alimentación de equipos. Los generadores diésel son más confiables debido a que su combustible es menos propenso a degradarse en el tiempo a comparación con el propano o la gasolina [28].

El modelado matemático de los generadores integra termodinámica, control de velocidad y optimización económica [29]. Sin embargo, en este trabajo se hará énfasis en el análisis del

modelado termodinámico para el consumo horario de combustible el cual se relaciona con la potencia de salida del generador mediante la ecuación cuadrática representada en (3.3) [30].

$$F(P) = aP^2 + bP + c \quad (3.3)$$

En donde:

a, b y c representan los coeficientes de la curva de costo de combustible del generador.

F representa el consumo horario de combustible en L/h

P representa la potencia de salida en kW

3.2. Energía no suministrada (ENS).

La energía no suministrada o por sus siglas en inglés ENS, se encarga de cuantificar la energía que un sistema no puede proveer a los usuarios finales debido a limitantes técnicas o fallas. Se expresa en unidades de megavatios-hora (MWh) y se calcula como la sumatoria de la demanda no satisfecha durante eventos disruptivos, que se obtiene a partir de la diferencia entre la demanda total de energía y la energía que realmente se entrega a los usuarios finales en un período de tiempo determinado [31], [32]. La energía no suministrada se puede expresar en (3.4).

$$ENS = \sum_{t=1}^T D_t - G_t \quad (3.4)$$

En donde D_t representa la demanda de energía y G_t la generación disponible evaluada en un período de tiempo determinado.

3.3. Eventos HILP

Los fenómenos HILP o por sus siglas en inglés *High Impact Low Probability* son todos los eventos que tienen probabilidad muy baja de ocurrir, pero representan consecuencias extremadamente graves en caso de presentarse. Estos fenómenos son complicados de predecir debido a que superan la experiencia histórica y pueden tener impactos sociales, económicos y ambientales de gran magnitud. Ejemplos de fenómenos HILP incluyen pandemias globales, terremotos devastadores, tsunamis, o huracanes de intensidad excepcional [33].

Por ejemplo, un huracán, también conocido como ciclón tropical, es un fenómeno meteorológico que se forma sobre aguas cálidas y se caracteriza por vientos extremadamente fuertes, lluvias intensas y tormentas eléctricas. Desde la perspectiva de los fenómenos HILP, los huracanes de gran intensidad representan eventos de baja probabilidad, pero de alto impacto, capaces de causar daños catastróficos en infraestructuras, comunidades y economías locales. La escala Saffir-Simpson se utiliza para clasificar estos eventos según la velocidad de sus vientos, desde tormentas tropicales (62 km/h a 117 km/h) hasta huracanes de categoría 5, con vientos superiores a 251 km/h. Los huracanes de categorías más altas, aunque poco frecuentes, son ejemplos claros de fenómenos HILP por su potencial destructivo y la dificultad de anticipar sus consecuencias más extremas [34], [35].

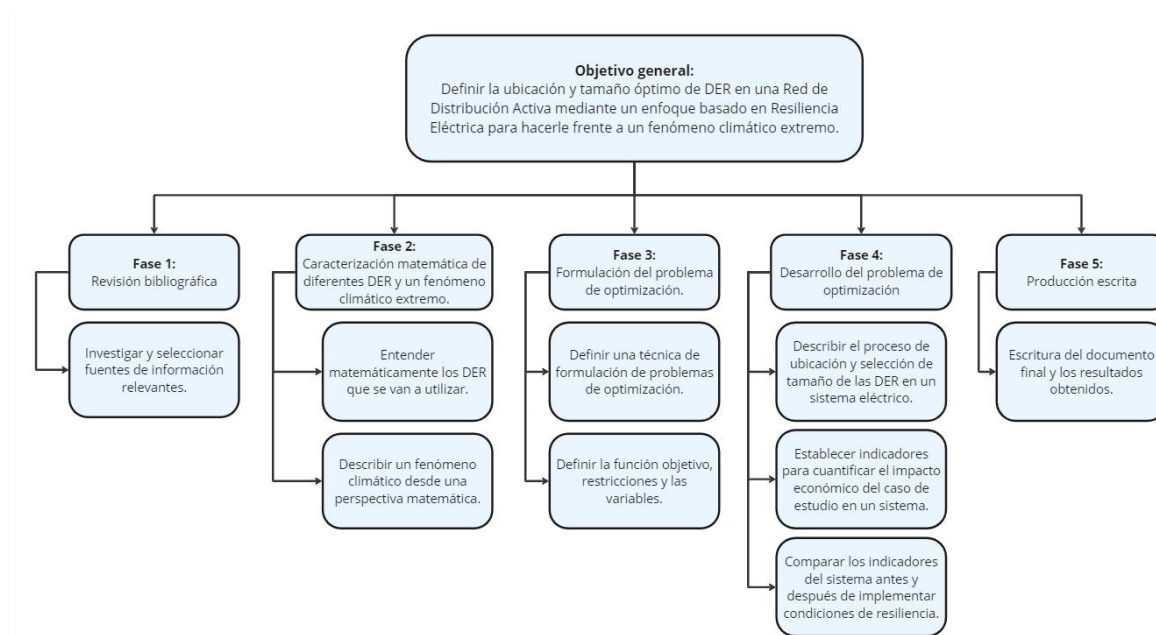
Por otra parte, un enfoque de planificación por resiliencia debe considerar eventos de tipo HILP, los cuales se suelen considerar eventos catastróficos que afectan simultáneamente diferentes elementos de la infraestructura del sistema (ya sea por tiempos prolongados o cortos). Sin embargo, para desastres naturales, los escenarios resilientes por excelencia suelen considerar contingencias con duraciones prolongadas [33].

4. Diseño metodológico

4.1. Fases y metodología

Para el desarrollo del proyecto es importante seguir unos pasos los cuales se pueden ver a detalle en la Figura 1, allí se incluyen el objetivo general, los objetivos específicos y cada una de las actividades a realizar para darles cumplimiento. Se implementó un modelo metodológico cuantitativo debido a que se realizó una investigación basada en la formulación matemática, desarrollo de modelos de optimización, programación computacional y análisis cuantitativo de costos y resultados.

Figura 1. Pasos de la metodología. Fuente propia.



4.1.1. Revisión bibliográfica

Se realizó una investigación enfocada a la evolución del concepto de la resiliencia en el sector eléctrico. Posteriormente, se identificó el rol de la resiliencia dentro de la planificación de sistemas eléctricos y luego se investigaron las diferentes métricas utilizadas para medir la resiliencia basado en diferentes aplicaciones en sistemas afectados por eventos HILP.

Para lograr esta investigación se estableció una ecuación de búsqueda para filtrar artículos en una ventana de tiempo de los últimos cinco años y con base en búsqueda en gestores bibliográficos especializados tales como *Science Direct*, *IEEE Xplore* y *Taylor and Francis*.

4.1.2. Caracterización matemática de diferentes DER y un fenómeno climático extremo.

La primera fase consistió en caracterizar los elementos utilizados para el planteamiento de un problema de optimización, en la segunda fase esto se llevó a cabo de la siguiente forma:

- Comprensión matemática los DER utilizados: Se buscó literatura científica para entender qué modelos matemáticos se han usado para planificar los recursos energéticos distribuidos. Después se seleccionaron los modelos que se adaptan para el desarrollo del proyecto y que también se podían incluir desde un enfoque de resiliencia.
- Descripción de un fenómeno climático desde una perspectiva matemática: Se investigó literatura científica que permitió entender el comportamiento de un fenómeno climático matemáticamente.

4.1.3. Formulación del problema de optimización.

Para la segunda fase se formuló un problema de optimización que permitió minimizar los costos asociados a la ubicación y tamaño de la DER teniendo en cuenta los modelos matemáticos definidos en la fase 1, esto se realizó de la siguiente forma:

- Definición de una técnica de formulación de problemas de optimización: Se buscó literatura científica que permitió determinar las técnicas que se han utilizado para formular problemas de optimización relacionadas con la resiliencia eléctrica.
- Definición de la función objetivo, restricciones y las variables de decisión: Se definió una función objetivo. A su vez, se investigaron qué variables de decisión se pueden asociar al concepto de resiliencia, también se determinaron qué restricciones existen para la planificación de recursos energéticos distribuidos convencionalmente y qué restricciones podrían generar la implementación de resiliencia.

4.1.4. Desarrollo del problema de optimización.

La fase final del proyecto se enfocó en resolver el problema de optimización planteado en la fase 2, para esto se utilizó el software Spyder para desarrollo en el lenguaje de programación Python en donde se obtuvieron los siguientes entregables:

- Descripción del proceso de ubicación y selección de tamaño de las DER en un sistema eléctrico.
- Establecer indicadores para cuantificar el impacto económico del caso de estudio en un sistema.
- Comparar los indicadores del sistema antes y después de implementar condiciones de resiliencia.

5. Desarrollo conceptual

5.1. Formulación del problema de optimización

La optimización que se realizará para la planificación de redes de distribución se basa en determinar, para ubicaciones predeterminadas del sistema, la capacidad y configuración de microrredes conformadas por generación fotovoltaica, generadores diésel y sistemas de almacenamiento basados en baterías. Por lo tanto, para cada ubicación k del sistema (siendo k un nodo de la red eléctrica), es necesario optimizar la capacidad instalada de los DER que integran la microrred destinada a ubicarse en dicho punto.

Teniendo en cuenta [36] se determinan tres variables de decisión para el problema de optimización:

1. La capacidad de los paneles fotovoltaicos (P_{PV}^{cap}).
2. La capacidad de energía del sistema de baterías (E_{cap}).
3. La capacidad del generador diésel (P_{DG}^{cap}).

5.1.1. Función objetivo y restricciones

Basado en [36] se selecciona una microrred compuesta por paneles fotovoltaicos, un sistema de almacenamiento de baterías (BESS) y un generador diésel. La fuente principal de funcionamiento son los paneles fotovoltaicos, pero en caso de falta de energía solar, el sistema BESS y el generador distribuido se encargarán de cubrir la demanda. El uso de esta microrred trae muchas ventajas como que la energía solar es prácticamente ilimitada, así como las bajas emisiones de polución emitidos en la producción de energía. Sin embargo, existe la posibilidad de que la generación de energía solar puede llegar a ser intermitente dependiendo de las condiciones climáticas, por lo que para garantizar alta calidad de suministro de energía se implementan el sistema BESS y el generador diésel.

Teniendo en cuenta lo anterior, se plantea el siguiente problema de optimización que permita minimizar los costos de la microrred; estos costos comprenden su inversión, operación y mantenimiento y se pueden ver en (5.1) [36]:

$$\min_x f(x) \tag{5.1}$$

s.a.

$$\begin{aligned} g(x) &= k \\ h(x) &\leq 0 \end{aligned}$$

Es así como en (5.2) se plantea la función $f(x)$, la cual representa el costo total asociado a la planificación de cada microrred a implementar en su respectiva ubicación k del sistema. De esta manera, en (5.3) se tiene el vector que contiene las variables de decisión del problema de optimización.

$$f(x) = \sum_k TLEVC_{MG_k}(x) \quad (5.2)$$

$$x = \{P_{PV}^{cap}, E_{cap}, P_{DG}^{cap}, P_{PV}(t), P_{DG}(t), P_{disch}(t), P_{ch}(t), SOC(t)\} \quad (5.3)$$

En donde:

- P_{PV}^{cap} , E_{cap} y P_{DG}^{cap} representan las capacidades instaladas.
- $P_{PV}(t)$, $P_{DG}(t)$, $P_{disch}(t)$, $P_{ch}(t)$ y $SOC(t)$ representan las variables operativas en un tiempo t .

El costo de $TLEVC_{MG_k}$ depende de la sumatoria de los costos de cada uno de los dispositivos seleccionados los cuales se pueden ver modelados en (5.4):

$$TLEVC_{MG_k} = TLEVC_{PV_k} + TLEVC_{DG_k} + TLEVC_{BESS_k} \quad (5.4)$$

En donde:

- $TLEVC_{PV_k}$ representa los costos del sistema fotovoltaico de la microrred ubicada en el nodo k .
- $TLEVC_{DG_k}$ representa los costos del sistema de generadores diésel de la microrred ubicada en el nodo k .
- $TLEVC_{BESS_k}$ representa los costos del sistema de baterías de la microrred ubicada en el nodo k .

Los costos de los paneles fotovoltaicos se obtienen en (5.5):

$$TLEVC_{PV_k} = C_{PV} P_{PV}^{cap} (CRF(i, y) + X_{OM}) \quad (5.5)$$

En donde:

- C_{PV} representa el costo capital de la inversión de los paneles fotovoltaicos en \$/kW.
- P_{PV}^{cap} representa la capacidad de los paneles en kW.
- CRF representa el factor de recuperación de capital y se calcula así:

$$CRF = \frac{i(1+i)^y}{(1+i)^y - 1}$$
en donde y es el tiempo de vida e i representa la tasa de descuento.
- X_{OM} representa el porcentaje fijo tomado de los costos iniciales.

Los costos del sistema de almacenamiento de baterías se obtienen en (5.6):

$$TLEVC_{BESS_k} = E_{cap}(C_{BEES} + C_{INV}K_{max})CRF(i, y) + OC_{BEES} \sum_{t=1}^T (P_{disch}(t) + P_{ch}(t)) + MC_{BEES} F_{max} E_{cap} \quad (5.6)$$

En donde:

- C_{BEES} es el costo capital del sistema de almacenamiento de energía en \$/kW
- C_{INV} es el costo capital del sistema inversor en \$/kW
- E_{cap} representa la capacidad de energía que pueden almacenar las baterías en kWh.
- F_{max} representa la tasa de carga y descarga máxima de las baterías.
- OC_{BEES} es el costo de operación del sistema de baterías en \$/kWh
- MC_{BEES} es el costo de mantenimiento anual del sistema en \$/kWh.
- $P_{ch}(t)$ y $P_{disch}(t)$ es la cantidad de energía cargada y descargada en un tiempo t .

Los costos del generador distribuido se obtienen en (5.7):

$$TLEVC_{DGk} = C_{DG}P_{DG}^{cap}CRF(i, y) + \sum_{t=1}^T(a + bP_{DG}(t) + c(P_{DG}(t))^2) + M_{DG} \sum_{t=1}^T P_{DG}(t) \quad (5.7)$$

En donde:

- C_{DG} representa el costo capital de los generadores en \$/kW.
- P_{DG}^{cap} representa la capacidad del sistema en kW.
- a , b y c son coeficientes de costos en \$, \$/kW y \$/(kW)² respectivamente.
- M_{DG} es el costo de mantenimiento de los generadores distribuidos en \$/kWh
- $P_{DG}(t)$ es la energía que pueden producir los generadores en kWh.

A su vez, para garantizar el funcionamiento del sistema se plantean las siguientes restricciones técnicas:

El conjunto de restricciones de igualdad está compuesto por 5.8, 5.9, 5.10, 5.11 y 5.12.

$$P_{PV}(t) + P_{DG}(t) + P_{disch}(t) = P_{load}(t) + P_{ch}(t) \quad (5.8)$$

$$P_{PV}(t) = P_{PV}^{cap} \frac{IRR(t)}{1000\left(\frac{w}{m^2}\right)} [1 + G_{PV}(T_{cell}(t) - 25^\circ C)] \eta_{INV} \quad (5.9)$$

$$T_{cell}(t) = T_{amb}(t) + \frac{T_{nominal} - 20^\circ C}{800\left(\frac{w}{m^2}\right)} IRR(t) \quad (5.10)$$

$$SOC(t) = SOC(t-1) + P_{ch}(t) \eta_{REC} \eta_{ch} - \frac{P_{disch}(t)}{\eta_{INV} \eta_{disch}} \quad (5.11)$$

$$P_{ch}(t) * P_{disch}(t) = 0 \quad (5.12)$$

El conjunto de restricciones de desigualdad está compuesto por 5.13, 5.14 y 5.15.

$$P_{DG}^{min} * P_{DG}^{cap} \leq P_{DG}(t) \leq P_{load(t)} * P_{DG}^{cap} \quad (5.13)$$

$$SOC(t) \geq SOC_{min} E_{cap} \quad (5.14)$$

$$P_{ch}(t) * \eta_{REC} * \eta_{ch} + \frac{P_{disch}(t)}{\eta_{INV} \eta_{disch}} \leq F_{max} * E_{cap} \quad (5.15)$$

Se define una restricción para toda la microrred en donde se debe mantener el equilibrio de potencia en todo el sistema y el único termino desconocido debe ser la demanda de carga en un tiempo t por lo cual se debe asegurar que siempre haya suficiente energía para satisfacer la demanda, esta restricción se puede ver en (5.8) [36].

El generador que se utiliza es de tipo diésel y se define una restricción para garantizar que su producción de energía en un momento específico t debe estar dentro de los límites mínimo y máximo establecidos y se puede ver (5.13) [36].

Para los paneles fotovoltaicos se plantean dos restricciones, la primera se puede ver en (5.9) y ésta se encarga de calcular la potencia generada por los paneles solares en un tiempo t usando la irradiación solar neta o por sus siglas en inglés IRR, mientras que la segunda restricción se puede ver en (5.10) y se utiliza para medir la temperatura de las celdas en un tiempo t [36].

Por último, para el sistema BESS se plantean cuatro restricciones así:

Se define una restricción en (5.11) para actualizar el estado de carga o por sus siglas en ingles *SOC* de la batería en cada paso de un tiempo t teniendo en cuenta el estado en el paso anterior y cualquier potencia de carga o descarga. El estado de carga es una medida que determina el nivel de carga de una batería en comparación con su capacidad máxima y se puede expresar como un porcentaje, en donde 0% significa que la batería está completamente descargada y 100% indica que está completamente cargada [36].

Se establece una restricción en (5.12) para garantizar que la carga y descarga de baterías nunca ocurra al mismo tiempo. La restricción definida en (5.14) se utiliza para determinar el límite mínimo que puede tener el SOC en un tiempo t . Por último, se define una restricción en (5.15) para limitar que la carga o descarga de las baterías no exceda la tasa máxima durante cada paso de tiempo.

5.1.2. Método de optimización para la solución del problema

Para resolver el problema de optimización se selecciona el método *Sequential Least Squares Programming* o por sus siglas SLSQP, el cual es un algoritmo de programación cuadrática secuencial que se caracteriza por resolver problemas de programación no lineal de la forma $\min_x f(x)$ [37].

El método SLSQP es apropiado para resolver el problema de optimización porque tiene restricciones complejas que surgen de las interacciones físicas y operativas que tiene el sistema como se puede ver en (5.8) en donde el sistema debe mantener un balance energético el cual depende de la irradiancia y temperatura para el caso de los paneles fotovoltaicos o del estado de carga en el caso de las baterías. Por otro lado, también está el caso de (5.9) donde la generación fotovoltaica tiene pérdidas por temperatura, el método se encarga de linealizar estas restricciones en cada iteración, permitiendo su incorporación al subproblema QP. Y también en (5.13) en donde el costo de operación no es lineal ya que depende de cada uno de los coeficientes a, b y c , lo que crea curvas de costos convexas que el algoritmo debe manejar.

Adicionalmente, el método garantiza que las soluciones se mantengan dentro de los límites físicos. Por ejemplo, se deben considerar los máximos físicos de cada dispositivo como el límite por espacio disponible para los paneles, la capacidad máxima de almacenamiento del sistema de almacenamiento de energía basado en baterías (BESS) o el límite de emisiones y combustible permitido para el caso del generador.

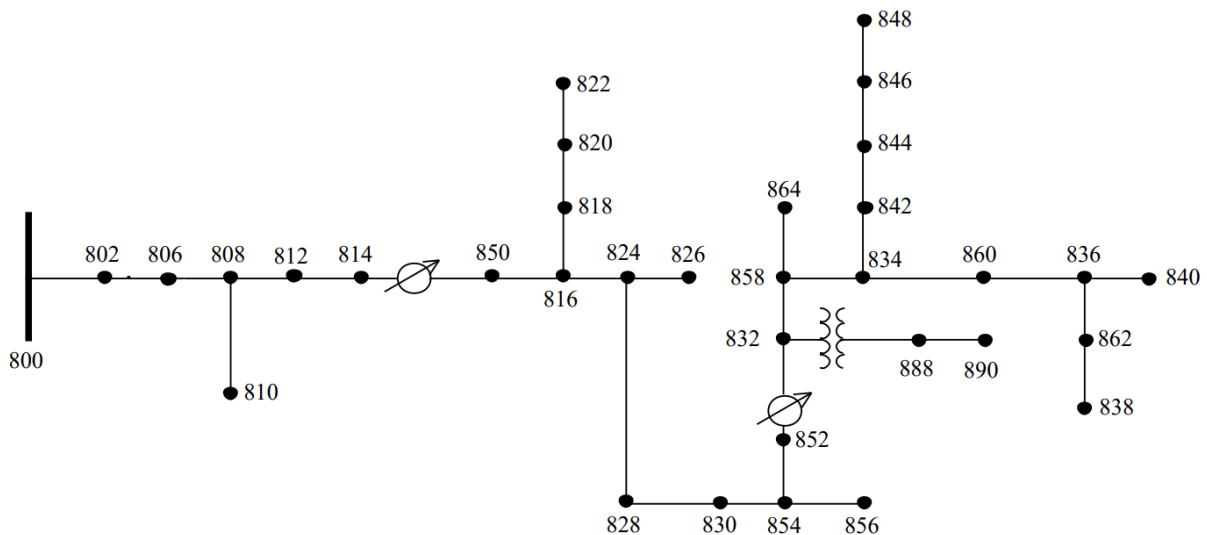
Se dice que un espacio de búsqueda es no convexo si existen múltiples mínimos locales separados por regiones de mayor costo [38]. En el caso del problema, la no convexidad se puede presentar porque la demanda y generación varían cada hora, haciendo que los costos tengan un comportamiento discontinuo. Por ejemplo, si se invirtiera en un BESS más robusto, este podría reducir costos nocturnos, pero aumentaría la inversión inicial o si aumentara la capacidad de los paneles fotovoltaicos podría contribuir más durante el día, por lo que se necesitaría que los sistemas de baterías y el generador funcionaran como complemento uno del otro.

5.2. Caso de estudio

5.2.1. Modelo de pruebas

Como modelo de pruebas se utiliza una red de distribución IEEE 34 nodos como se puede ver en la Figura 2 [39]. A esta red se le ajustan perfiles de carga y de variables meteorológicas (como irradiancia y temperatura), para el contexto de Bogotá, Colombia y para cada uno de los 8760 pasos de tiempo del horizonte de planificación (1 año). En este punto es importante aclarar que, para evitar complejidad computacional excesiva, los 8760 pasos de tiempo se describen mediante 12 días representativos que posteriormente se escalan al horizonte de planeamiento completo.

Figura 2. Sistema IEEE de 34 nodos. Tomado de [39].



5.2.1.1. Selección de ventanas críticas

Para determinar cuándo el sistema eléctrico será más susceptible a interrupciones o deficiencias en el suministro, se define una función que permita identificar los períodos más vulnerables durante las contingencias definido por tres criterios:

1. Máxima demanda: Se identifica el momento de mayor consumo energético y así se ubica la ventana temporal alrededor del pico de demanda.
2. Identificar la mínima generación solar: Se filtran desde las 06:00 am hasta las 06:00 pm y se encuentran los períodos con menor irradiancia disponible.
3. Combinación de los dos primeros criterios: Esto se hace para calcular un índice combinado de alta demanda y baja irradiancia para seleccionar la ventana con mayor potencial de energía no suministrada.

5.2.1.2. Obtención de datos

Teniendo en cuenta que para cumplir las restricciones de los paneles fotovoltaicos en (5.10) y (5.11) se necesita tener información de la temperatura del ambiente e irradiancia en un paso de tiempo, utilizando la página de la NASA *Prediction Of Worldwide Energy Resources (POWER)* en [40] se obtuvieron los perfiles de temperatura e irradiancia por hora para la ciudad de Bogotá en el período de un año utilizando las coordenadas 4.62 de latitud y -74.07 de longitud.

5.2.1.3. Perfil de carga

El perfil de carga en sistemas eléctricos es una representación de cómo varía la demanda eléctrica a lo largo del tiempo [41]. Para este estudio se realizó una representación matemática de la demanda de energía en función del tiempo, en donde se integran múltiples componentes para capturar la complejidad del consumo real. El desarrollo del perfil de carga se puede explicar en cuatro partes: Un componente diario, estacional, semanal y una integración multivariable.

5.2.1.4. Componente diario

Para simular el componente diario se utiliza una función senoidal para modelar fenómenos periódicos con transiciones suaves, en este caso se hace un desplazamiento de fase de 6 horas para simular que a medio día se alcanza el pico máximo reflejando el incremento de actividad humana y comercial en ese día. La amplitud del 40% ($A = 0.4$) sobre una base del 60% ($C=0.6$) asegura que la demanda nunca caiga por debajo del 20% de la capacidad máxima, replicando el consumo mínimo nocturno observado en estudios de redes urbanas [42].

5.2.1.5. Componente estacional

Con el fin de considerar la dinámica climática y energética se plantea un componente estacional que permita modelar picos del sistema en ciertos meses del año. Esto se hace considerando que la frecuencia angular es de 4π radianes/año ($f=2$ ciclos/año), lo que permite modelar sistemas con máxima demanda en equinoccios (marzo y septiembre), típico

de regiones ecuatoriales donde los patrones de lluvia y temperatura generan dos temporadas de alta carga. La amplitud del 30% ($A=0.3$) corresponde a variaciones documentadas en redes con alta penetración de climatización, donde la demanda en meses críticos supera en 25% a 35% el promedio anual [43].

5.2.1.6. Componente semanal

Se implementa una reducción de 20% como valor representativo de las caídas de redes en los fines de semana. Se encontró que en redes europeas y latinoamericanas hay caídas del 15% al 25% los sábados y del 30% al 40% en domingo, las cuales se pueden asociar a cierres en plantas industriales o disminución del consumo comercial [42].

5.2.1.7. Combinación crítica

Teniendo en cuenta los componentes explicados anteriormente se plantea un índice de criticidad combinado, el cual normaliza los perfiles de carga e irradiancia para identificar los momentos en los que hay alta demanda y baja generación solar. La normalización de carga e irradiancia se puede ver en (5.16) y (5.17) respectivamente:

$$d_n = \frac{\text{valor actual} - d_{min}}{d_{max} - d_{min}} \quad (5.16)$$

En donde:

d_n es la demanda normalizada

d_{min} es la demanda mínima

d_{max} es la demanda máxima

$$irr_n = \frac{\text{valor actual} - irr_{min}}{irr_{max} - irr_{min}} \quad (5.17)$$

En donde:

irr_n es la irradiancia normalizada

irr_{min} es la irradiancia mínima

irr_{max} es la irradiancia máxima

Con los valores normalizados se puede implementar (5.18) para representar las condiciones más desafiantes para las microrredes.

$$\text{Indice criticidad combinado} = d_n - irr_n \quad (5.18)$$

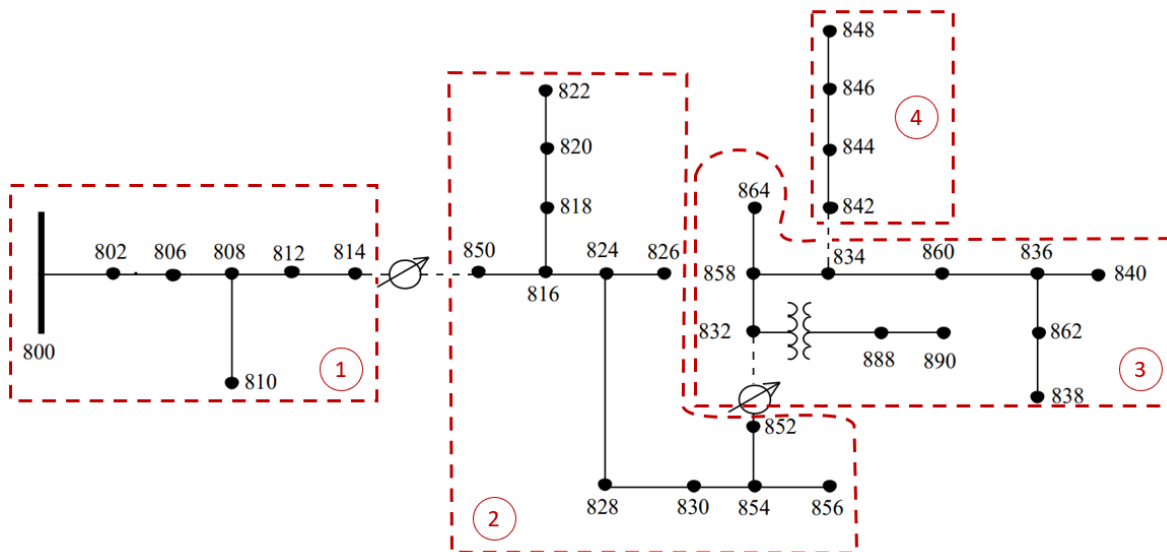
Posteriormente, se realizará el ejercicio de planificación para dos escenarios distintos y se compararán sus resultados con un caso base sin presencia de DER. Es de resaltar que, la definición de los escenarios se realiza para utilizar enfoques de planificación basados en resiliencia

5.2.2. Escenarios

Para realizar el comparativo del enfoque de planificación por resiliencia se definen dos escenarios en donde se considera una falla múltiple $N - 3$, que particiona la red de 34 nodos en 4 subsistemas. La diferencia entre los dos escenarios del enfoque es la duración. En la Figura 3, se muestra la red para los escenarios por resiliencia. A continuación, se explican las características de cada escenario.

- **Escenario 1:** Se presentan 3 fallas simultáneas en las líneas que comprenden los nodos del 814 al 850, del 852 al 832 y del 834 al 842 con una duración de 6 horas. La red de pruebas queda particionada en 4 subsistemas, como se ve en la Figura 3.
- **Escenario 2:** Mismas fallas del escenario 1 como se ve en la Figura 3, pero con una duración de 120 horas.

Figura 3. Distribución de subsistemas. Fuente propia.



5.2.3. Ubicación de las microrredes.

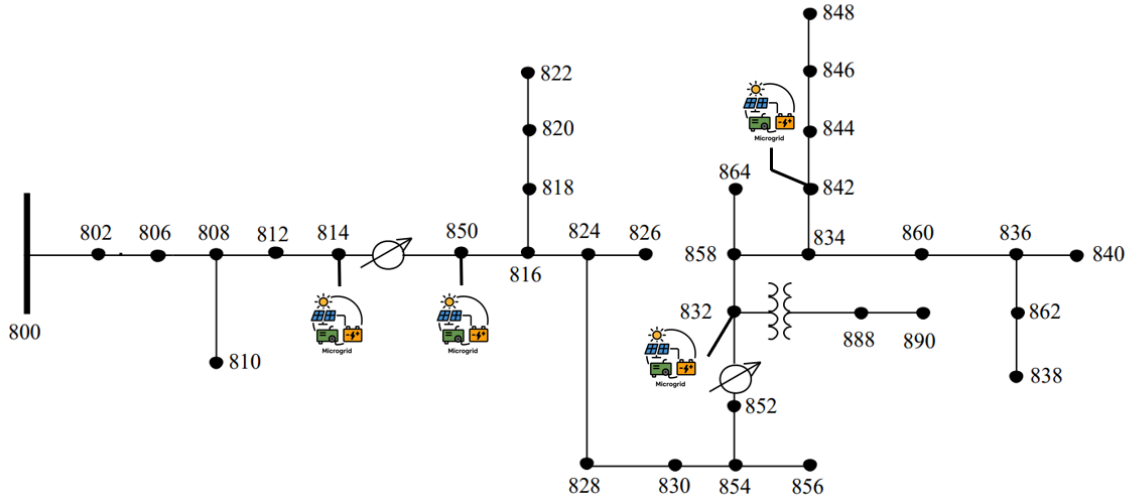
Parte de la planificación de la red de distribución activa consiste en instalar una microrred con los componentes descritos anteriormente para proporcionar potencia al sistema. En este caso al tener cuatro subsistemas, se implementa una microrred para cada subsistema, esto se hace teniendo en cuenta criterios fundamentales de ubicación como optimizar la reducción de pérdidas técnicas del sistema o seleccionar nodos con mayor sensibilidad de voltaje a cambios de potencia, obteniendo así:

- **Microrred 1:** Ubicada en el subsistema 1 en el nodo 814. El nodo 814 se ubica al final de una secuencia radial extensa comenzando en el nodo 800, lo que lo convierte en el punto más alejado eléctricamente de la subestación principal.

- Microrred 2: Ubicada en el subsistema 2 en el nodo 850, esta es una posición central que permite que la microrred proporcione soporte a múltiples ramas simultáneamente como en el nodo 816.
- Microrred 3: Ubicada en el subsistema 3 en el nodo 832, ya que contiene la mayor concentración de carga del sistema IEEE 34, en el nodo 890 con 450 kW. La ubicación en el nodo 832 brinda soporte directo a las cargas más significativas del sistema, incluyendo cargas industriales y comerciales de alta potencia según lo que se aprecia en la hoja de datos en [39].
- Microrred 4: Ubicada en el subsistema 4 en el nodo 842 debido a que funciona como punto de entrada a una secuencia terminal en los nodos 844, 846 y 848, la ubicación en este nodo permite un control del flujo de potencia en los demás nodos.

La ubicación de las microrredes en el sistema IEEE 34 se puede ver en la Figura 4.

Figura 4. Ubicación de las microrredes. Fuente propia.



5.2.4. Caso base

Se define un caso base el cual consiste en analizar cómo se comporta la red cuando se presentan las contingencias explicadas en la sección 5.2.2. pero sin ubicación de los DER, para este caso se calcula la ENS y el costo de funcionamiento del sistema durante 6 horas y 120 horas. Para poder representar en términos de costo la ENS en los casos base se utiliza el valor de carga perdida o por sus siglas en inglés *VoLL*, el cual es un indicador económico que representa la disposición a pagar de los consumidores por evitar una interrupción del servicio eléctrico, expresado en USD/kWh y que para este estudio se utiliza un valor de 35 USD/kWh [44], para el cálculo del costo se utiliza (5.19).

$$\text{Costo_Base} = \text{VoLL} * \text{ENS} \quad (5.19)$$

5.2.5. Ubicación de las fallas en horizonte temporal

Durante todo el horizonte de planificación, es necesario identificar aquellos pasos de tiempo en los que se presentarán las fallas descritas previamente. De esta forma, con los perfiles de carga utilizados, se obtuvo que, en el escenario 1 la ventana crítica seleccionada está entre las horas 231 y la 237 y para el escenario 2 la ventana crítica seleccionada está entre las horas 168 y la 288.

5.2.6. Estructura de comparación

Finalmente, para determinar la efectividad de la optimización, es necesario realizar un comparativo entre cada escenario con el caso base (red de distribución sin ubicación de DER).

Para ello, se toma el caso base y se le realizan las mismas $N - 3$ contingencias que conforman los 4 subsistemas en los dos escenarios bajo análisis. Es de aclarar que, el caso base que se compara con cada escenario, tiene una duración diferente de las múltiples contingencias, acorde con la duración de estas en cada escenario (6 horas para el primero y 120 horas para el segundo).

5.2.7. Diseño de la simulación

En la Tabla 4 se muestra una descripción del software utilizado como interfaces y librerías. En general, se desarrolló el código del sistema eléctrico en OpenDSS y a través de una librería se importó el código en Python, posteriormente se definió la función objetivo y sus restricciones para poder evaluar cada uno de los escenarios en el sistema con las condiciones iniciales descritas en esta sección.

Tabla 4. Descripción del diseño de la simulación.

Nombre	Descripción
Simulación del sistema IEEE 34	
OpenDSS	Para el modelado del sistema IEEE-34 se utilizó OpenDSS versión 10.2.0.1 para este estudio se utilizaron dos archivos. Uno para definir los códigos de línea, es decir, las propiedades eléctricas de los diferentes tipos de líneas del sistema IEEE-34 y otro para definir la topología del sistema, los cuales llaman los códigos de línea definidos en el primer archivo.
Implementación del problema de optimización en el sistema IEEE-34	
Spyder	Como editor del código se utilizó Spyder y para el desarrollo del código se utilizó Python versión 3.11 para garantizar que todas las librerías necesarias se pudieran utilizar.
Librerías de Python	
Opendssdirect	Controla y ejecuta la simulación del sistema IEEE-34 en OpenDSS directamente desde Python.
numpy	Se utiliza para la computación numérica en Python, específicamente para generar los perfiles anuales de carga, irradiancia y temperatura.
pandas	Se utiliza para la manipulación y análisis de datos mostrados en la sección de resultados.
scipy.optimize	De esta librería se importa la función <i>minimize</i> , la cual permite configurar y resolver el problema de optimización utilizando el método <i>SLSQP</i> .
matplotlib.pyplot	Permite generar gráficos y visualización de datos que se muestran en la sección de resultados.
Otras librerías: datetime, warnings, os, sys, traceback	Son librerías que se utilizaron en el desarrollo, pero a un nivel menor. Por ejemplo, datetime se utilizó para el cálculo de fechas del año seleccionado, warnings para emitir avisos sobre condiciones no fatales, os para validar si al iniciar el programa no se encuentran los archivos de Open DSS, sys para controlar el fin del programa si se presenta alguna falla y traceback para depurar y registrar información detallada de fallos en el programa si se presentan.

6. Resultados y discusión

Teniendo en cuenta lo descrito en la sección de desarrollo conceptual, en este capítulo se presentan los resultados del problema de optimización evaluado en los dos escenarios. Se analizan los escenarios por separado y también en conjunto con el caso base para mostrar el impacto que tiene la duración de las contingencias.

6.1. Resultados por escenario

6.1.1. Escenario 1

En la Tabla 5 se muestran los resultados obtenidos de la optimización de costos al presentarse las tres contingencias durante 6 horas en los cuatro subsistemas.

Tabla 5. Optimización para el escenario 1. Fuente propia.

Ubicación Microrred	Capacidad instalada PV [kW]	Capacidad instalada BESS [kWh]	Capacidad instalada DG [kW]	Costo [USD]	ENS [kWh]
$k = 814$	37.12	556.8	106.83	\$42,530.97	0
$k = 850$	55.36	830.4	106.83	\$58,024.86	0
$k = 832$	64.96	974.4	102.17	\$65,699.04	0
$k = 842$	42.08	631.2	106.83	\$46,265.24	0

En este escenario se puede ver que en todos los subsistemas se logra ENS igual a 0 kWh, indicando un dimensionamiento óptimo de condiciones de resiliencia (es decir, ante eventos extremos – como contingencias $N - 3$ – con corta duración) que elimina completamente la energía no suministrada. Implementar las microrredes en este escenario cuesta un total de \$212,518 USD con una ENS de 0 kWh demostrando la viabilidad técnica y económica de implementar microrredes en todos los subsistemas durante tres contingencias de corta duración.

6.1.2. Escenario 2

En la Tabla 6 se muestran los resultados obtenidos de la optimización de costos al presentarse las tres contingencias durante 120 horas en los cuatro subsistemas.

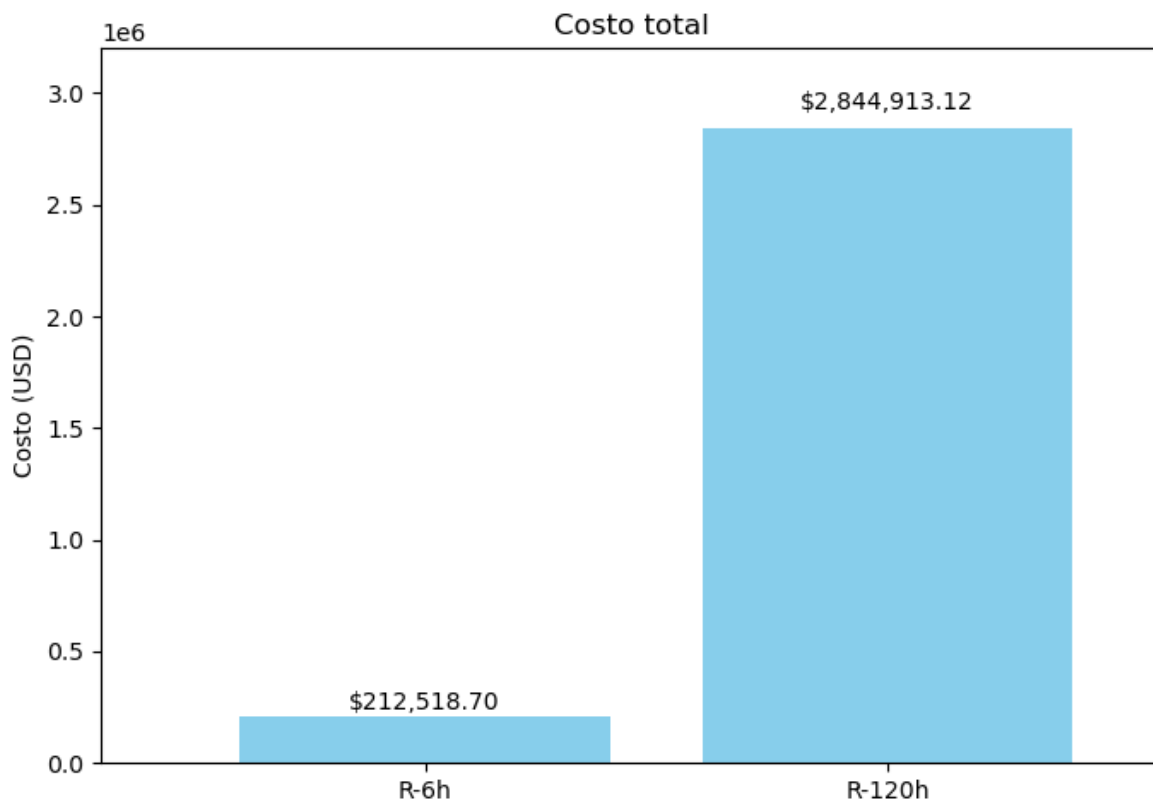
Tabla 6. Optimización para el escenario 2. Fuente propia.

Ubicación Microrred	Capacidad instalada PV [kW]	Capacidad instalada BESS [kWh]	Capacidad instalada DG [kW]	Costo [USD]	ENS [kWh]
$k = 814$	37.12	11,136	106.83	\$532,699.6	0
$k = 850$	55.36	16,608	91.18	\$787,440.9	0
$k = 832$	64.96	19,488	91.18	\$922,363.2	0
$k = 842$	42.08	12,624	106.83	\$602,409.5	0

En este escenario también se logró ENS igual a 0 kWh en todos los subsistemas, indicando un dimensionamiento óptimo de condiciones de resiliencia que elimina completamente la energía no suministrada ante eventos extremos (y de larga duración). Implementar las microrredes en este escenario cuesta un total de \$ 2,844,913 USD con una ENS de 0 kWh demostrando la viabilidad técnica y económica de implementar microrredes en todos los subsistemas durante tres contingencias de larga duración.

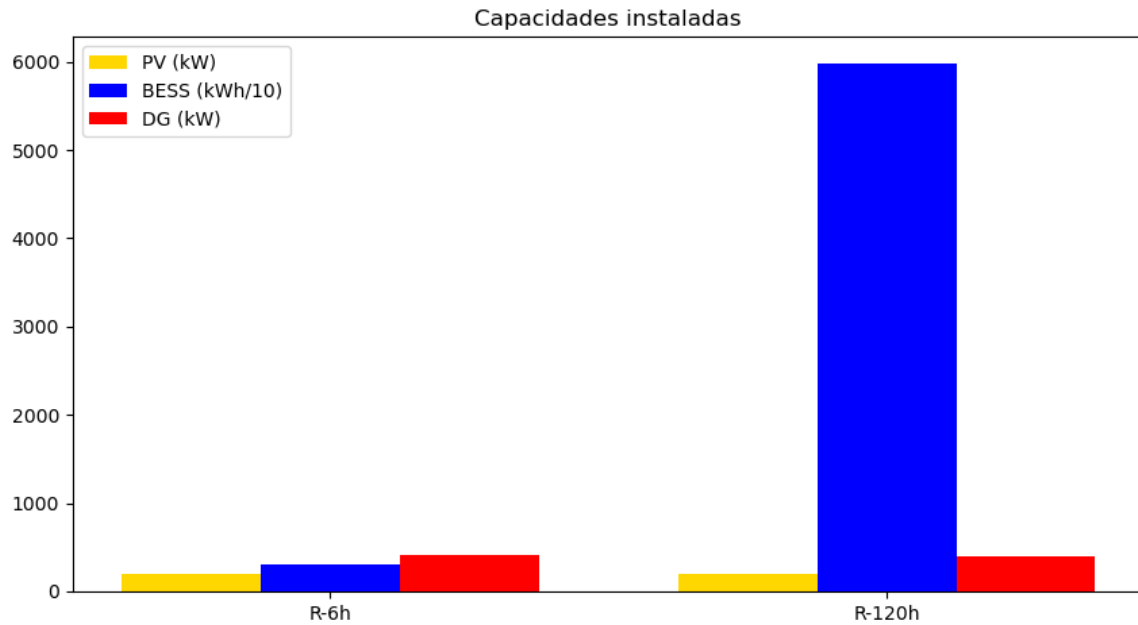
Adicionalmente, en la Figura 5 se puede ver la comparación de costos entre el escenario 1 y el escenario 2.

Figura 5. Comparación de costos totales por escenario. Fuente propia.



En la Figura 6 se muestran las capacidades requeridas por tecnología, es importante aclarar que la capacidad del sistema de baterías está dividida en 10 para poder escalar su tamaño y mostrar las tres tecnologías en la misma gráfica. Como resultado se obtuvo que en ambos escenarios predomina el uso de BESS, seguido del uso del generador diésel y, por último, la tecnología con menor capacidad instalada es de los paneles fotovoltaicos. En el caso del escenario 1, las capacidades requeridas por tecnología para responder a las contingencias son de 199.5 kW para los paneles fotovoltaicos, de 2992.8 kWh para el sistema de baterías y de 422.7 kW para el generador diésel, mientras que en el escenario 2 las capacidades requeridas por tecnología para responder a las contingencias son de 199.5 kW para los paneles fotovoltaicos, de 59,856 kWh para el sistema de baterías y de 396 kW para el generador diésel.

Figura 6. Capacidades instaladas por tecnología. Fuente propia.



6.2. Comparación de escenarios respecto al caso base

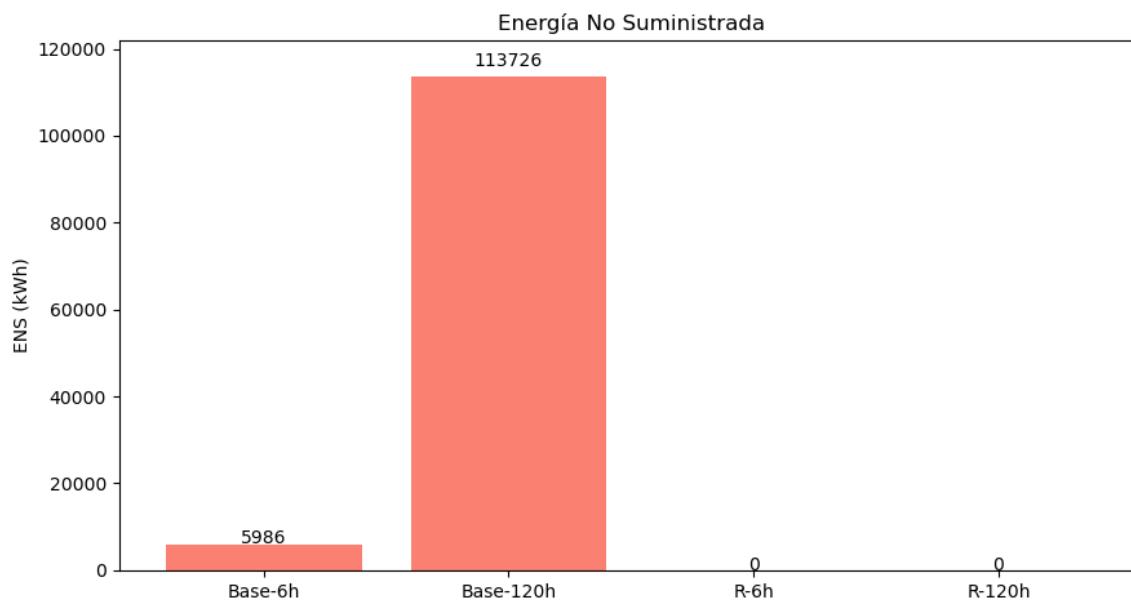
En la Tabla 7 se muestra la energía no suministrada y el costo estimado de las interrupciones al sistema evaluadas en el caso base en diferentes duraciones al presentarse las tres contingencias en los cuatro subsistemas.

Tabla 7. ENS para el caso base. Fuente propia.

Duración [h]	ENS [kWh]	Costo [USD]
6	5,985.6	209,496
120	113,726.4	3,980,424

Tal como se evidencia en la Tabla 7 (caso base con contingencias de diferente duración), el costo total que debe asumir el operador de la red de distribución por la ENS es de \$209,496 USD para una contingencia $N - 3$ de 6 horas y de \$3,980,424 USD para la misma contingencia $N - 3$, pero de 120 horas de duración (ambas categorizadas como contingencias para evaluar resiliencia). Al comparar estos resultados con los obtenidos en la optimización de cada escenario, se evidencia que, para eventos de resiliencia de corta duración, el utilizar DER aumenta el costo total del sistema en un 1,44%. Por otro lado, para eventos de resiliencia de prolongada duración (tales como fenómenos climáticos extremos), la planificación de la red de distribución con dimensionamiento óptimo de DER representa una disminución de los costos totales en un 28,53%, evidenciando la utilidad del enfoque de planificación para este tipo de eventos.

Figura 7. Comparación de ENS por escenarios y caso base. Fuente propia.



Finalmente, en la Figura 7 se puede ver una comparación de la *ENS* en el caso base respecto a los dos escenarios.

7. Conclusiones y trabajos futuros

7.1. Conclusiones

Durante el desarrollo de este trabajo se exploraron diferentes escenarios que permitieron estructurar un enfoque para planificar recursos energéticos en una red de distribución activa. A su vez, todos los escenarios lograron hacer frente a tres contingencias de diferentes duraciones lo que representa una contribución metodológica significativa al análisis de microrredes para fenómenos HILP.

El modelado matemático de recursos energéticos distribuidos permitió facilitar su implementación dentro del problema de optimización a través de las restricciones definidas para cada uno de los dispositivos; para así obtener simulaciones eléctricas realistas que consideran tanto aspectos de flujo de potencia como comportamiento dinámico de microrredes.

La formulación del problema de optimización fue exitosa ya que en cada uno de los escenarios se mejoró el funcionamiento del sistema respecto al caso base. Para el escenario 1 se incrementaron los costos totales del sistema en 1,44% respecto al caso base, pero se garantizó una ENS de 0 kWh, mientras que para el escenario 2 se disminuyeron un 28,53% los costos con una ENS de 0 kWh. Este aporte es importante para mejorar la toma de decisiones estratégicas, la planificación de recursos y la mitigación de riesgos e incluso se podría escalar la metodología planteada en otros sistemas. A su vez, el uso de la metodología de selección de ventanas críticas fue muy importante para asegurar que la optimización se centrara en las condiciones operativas más desafiantes.

Seleccionar el indicador de energía no suministrada para analizar condiciones de resiliencia permitió comparar el impacto operativo de los fenómenos HILP en los dos escenarios y el caso base, también por su capacidad para ser expresado en unidades energéticas como kWh facilitó su integración matemática para la minimización de costos, así como en la penalización de las configuraciones que no lograban satisfacer la demanda, guiando al optimizador hacia soluciones más resilientes. Por último, gracias a su versatilidad, se pudieron realizar evaluaciones de resiliencia utilizando el mismo calculo base en diferentes contingencias operativas.

En general, a pesar de que los resultados mostraron variaciones de costos para cada escenario, este trabajo permitió establecer una base sólida para planificar DER en una red de distribución activa para la toma de decisiones informadas en el diseño e implementación de sistemas de microrredes resilientes.

Como aporte importante de este trabajo de grado al estado del arte, se evidencia que, al realizar la planificación de redes de distribución desde un enfoque resiliente, es fundamental que los eventos HILP sean de larga duración dentro del horizonte de planificación, con el fin que se vean beneficios económicos considerables (mayores al 10% en reducción de costos) respecto a redes pasivas (sin ubicación de DER).

7.2. Trabajos futuros

Como trabajos futuros se propone realizar un estudio de resiliencia utilizando el desarrollo conceptual definido, pero adaptando microrredes compuestas de otro tipo de recursos energéticos distribuidos. Por ejemplo, se podría implementar una microrred *CHP+BOILER* la cual integra el uso de calor para generar electricidad o también se podría implementar a la microrred existente tecnologías eólicas para reducir la dependencia de una sola tecnología y así comparar qué opción sería mejor para implementar dentro de un sistema dependiendo de sus especificaciones.

Por otro lado, como trabajos futuros al código desarrollado en Python se podrían implementar algoritmos de *Machine Learning* para reducir el tiempo de optimización para escenarios más extensos.

8. Anexos

8.1. Modelado del sistema IEEE-34 en OpenDSS.

8.1.1. Archivo principal del sistema

Figura 8. Archivo principal del sistema parte 1. Fuente propia.

```

Clear

New object=circuit.ieee34-2
~ basekv=69 pu=1.05 angle=30 mvasc3=200000 !stiffen up a bit over default

! Substation Transformer -- Modification: Make source very stiff by using artificially low short circuit reactance
New Transformer.SubXF Phases=3 Windings=2 Xh=0.001 ppm=0 ! Very low %Z and no shunt reactance added
~ wdg=1 bus=sourcebus conn=Delta kv=69 kva=25000 %r=0.0005 ! Set the %r very low
~ wdg=2 bus=800 conn=wye kv=24.9 kva=25000 %r=0.0005

! import line codes with phase impedance matrices
Redirect IEEELineCodes.dss ! assumes original order is ABC rather than BAC

! Define Lines and mid-point buses
New Line.L1 Phases=3 Bus1=800.1.2.3 Bus2=802.1.2.3 LineCode=300 Length=2.58 units=kft
New Line.L2a Phases=3 Bus1=802.1.2.3 Bus2=mid806.1.2.3 LineCode=300 Length=[1.73 2 /] units=kft ! use in-line math to divide length by 2
New Line.L2b Phases=3 Bus1=mid806.1.2.3 Bus2=806.1.2.3 LineCode=300 Length=[1.73 2 /] units=kft
New Line.L3 Phases=3 Bus1=806.1.2.3 Bus2=808.1.2.3 LineCode=300 Length=32.23 units=kft
New Line.L4a Phases=1 Bus1=808.2 Bus2=Mid810.2 LineCode=303 Length=[5.804 2 /] units=kft
New Line.L4b Phases=1 Bus1=Mid810.2 Bus2=810.2 LineCode=303 Length=[5.804 2 /] units=kft
New Line.L5 Phases=3 Bus1=808.1.2.3 Bus2=812.1.2.3 LineCode=300 Length=37.5 units=kft
New Line.L6 Phases=3 Bus1=812.1.2.3 Bus2=814.1.2.3 LineCode=300 Length=29.73 units=kft
New Line.L7 Phases=3 Bus1=814r.1.2.3 Bus2=850.1.2.3 LineCode=301 Length=0.01 units=kft
New Line.L24 Phases=3 Bus1=850.1.2.3 Bus2=816.1.2.3 LineCode=301 Length=0.31 units=kft
New Line.L8 Phases=1 Bus1=816.1 Bus2=818.1 LineCode=302 Length=1.71 units=kft
New Line.L9a Phases=3 Bus1=816.1.2.3 Bus2=mid824.1.2.3 LineCode=301 Length=[10.21 2 /] units=kft
New Line.L9b Phases=3 Bus1=mid824.1.2.3 Bus2=824.1.2.3 LineCode=301 Length=[10.21 2 /] units=kft
New Line.L10a Phases=1 Bus1=818.1 Bus2=mid820.1 LineCode=302 Length=[48.15 2 /] units=kft
New Line.L10b Phases=1 Bus1=mid820.1 Bus2=820.1 LineCode=302 Length=[48.15 2 /] units=kft
New Line.L11a Phases=1 Bus1=820.1 Bus2=mid822.1 LineCode=302 Length=[13.74 2 /] units=kft
New Line.L11b Phases=1 Bus1=mid822.1 Bus2=822.1 LineCode=302 Length=[13.74 2 /] units=kft
New Line.L12a Phases=1 Bus1=824.2 Bus2=mid826.2 LineCode=303 Length=[3.03 2 /] units=kft
New Line.L12b Phases=1 Bus1=mid826.2 Bus2=826.2 LineCode=303 Length=[3.03 2 /] units=kft
New Line.L13a Phases=3 Bus1=824.1.2.3 Bus2=mid828.1.2.3 LineCode=301 Length=[0.84 2 /] units=kft
New Line.L13b Phases=3 Bus1=mid828.1.2.3 Bus2=828.1.2.3 LineCode=301 Length=[0.84 2 /] units=kft
New Line.L14a Phases=3 Bus1=828.1.2.3 Bus2=mid830.1.2.3 LineCode=301 Length=[20.44 2 /] units=kft
New Line.L14b Phases=3 Bus1=mid830.1.2.3 Bus2=830.1.2.3 LineCode=301 Length=[20.44 2 /] units=kft
New Line.L15 Phases=3 Bus1=830.1.2.3 Bus2=854.1.2.3 LineCode=301 Length=0.52 units=kft
New Line.L16a Phases=3 Bus1=832.1.2.3 Bus2=mid858.1.2.3 LineCode=301 Length=[4.9 2 /] units=kft
New Line.L16b Phases=3 Bus1=mid858.1.2.3 Bus2=858.1.2.3 LineCode=301 Length=[4.9 2 /] units=kft
New Line.L29a Phases=3 Bus1=858.1.2.3 Bus2=mid834.1.2.3 LineCode=301 Length=[5.83 2 /] units=kft
New Line.L29b Phases=3 Bus1=mid834.1.2.3 Bus2=834.1.2.3 LineCode=301 Length=[5.83 2 /] units=kft
New Line.L18 Phases=3 Bus1=834.1.2.3 Bus2=842.1.2.3 LineCode=301 Length=0.28 units=kft
New Line.L19a Phases=3 Bus1=836.1.2.3 Bus2=mid840.1.2.3 LineCode=301 Length=[0.86 2 /] units=kft
New Line.L19b Phases=3 Bus1=mid840.1.2.3 Bus2=840.1.2.3 LineCode=301 Length=[0.86 2 /] units=kft
New Line.L21a Phases=3 Bus1=842.1.2.3 Bus2=mid844.1.2.3 LineCode=301 Length=[1.35 2 /] units=kft
New Line.L21b Phases=3 Bus1=mid844.1.2.3 Bus2=844.1.2.3 LineCode=301 Length=[1.35 2 /] units=kft
New Line.L22a Phases=3 Bus1=844.1.2.3 Bus2=mid846.1.2.3 LineCode=301 Length=[3.64 2 /] units=kft
New Line.L22b Phases=3 Bus1=mid846.1.2.3 Bus2=846.1.2.3 LineCode=301 Length=[3.64 2 /] units=kft
New Line.L23a Phases=3 Bus1=846.1.2.3 Bus2=mid848.1.2.3 LineCode=301 Length=[0.53 2 /] units=kft
New Line.L23b Phases=3 Bus1=mid848.1.2.3 Bus2=848.1.2.3 LineCode=301 Length=[0.53 2 /] units=kft
New Line.L26a Phases=1 Bus1=854.2 Bus2=mid856.2 LineCode=303 Length=[23.33 2 /] units=kft
New Line.L26b Phases=1 Bus1=mid856.2 Bus2=856.2 LineCode=303 Length=[23.33 2 /] units=kft
New Line.L27 Phases=3 Bus1=854.1.2.3 Bus2=852.1.2.3 LineCode=301 Length=36.83 units=kft
! regulator in here
New Line.L25 Phases=3 Bus1=852r.1.2.3 Bus2=832.1.2.3 LineCode=301 Length=0.01 units=kft

```

Figura 9. Archivo principal del sistema parte 2. Fuente propia.

```

! Y-Y Stepdown transformer Transformer
New Transformer.XFM1 Phases=3 Windings=2 Xhl=4.08
~ wdg=1 bus=832 conn=wye kv=24.9 kva=500 %r=0.95
~ wdg=2 bus=888 conn=Wye kv=4.16 kva=500 %r=0.95

! 9-17-10 858-864 changed to phase A per error report
New Line.L28a Phases=1 Bus1=858.1 Bus2=mid864.1 LineCode=303 Length=(1.62 2 /) units=kft
New Line.L28b Phases=1 Bus1=mid864.1 Bus2=864.1 LineCode=303 Length=(1.62 2 /) units=kft
New Line.L17a Phases=3 Bus1=834.1.2.3 Bus2=mid860.1.2.3 LineCode=301 Length=(2.02 2 /) units=kft
New Line.L17b Phases=3 Bus1=mid860.1.2.3 Bus2=860.1.2.3 LineCode=301 Length=(2.02 2 /) units=kft
New Line.L30a Phases=3 Bus1=860.1.2.3 Bus2=mid836.1.2.3 LineCode=301 Length=(2.68 2 /) units=kft
New Line.L30b Phases=3 Bus1=mid836.1.2.3 Bus2=836.1.2.3 LineCode=301 Length=(2.68 2 /) units=kft
New Line.L20 Phases=3 Bus1=836.1.2.3 Bus2=862.1.2.3 LineCode=301 Length=0.28 units=kft
New Line.L31a Phases=1 Bus1=862.2 Bus2=mid838.2 LineCode=304 Length=(4.86 2 /) units=kft
New Line.L31b Phases=1 Bus1=mid838.2 Bus2=838.2 LineCode=304 Length=(4.86 2 /) units=kft
New Line.L32 Phases=3 Bus1=888.1.2.3 Bus2=890.1.2.3 LineCode=300 Length=10.56 units=kft

! Capacitors
New Capacitor.C844 Bus1=844 Phases=3 kVAR=300 kV=24.9
New Capacitor.C848 Bus1=848 Phases=3 kVAR=450 kV=24.9

! Regulators - three independent phases
! Regulator 1
new transformer.reg1a phases=1 windings=2 bank=reg1 buses=(814.1 814r.1) conns='wye wye' kvs="14.376 14.376" kvas="2000 2000" XHL=.01
~ wdg=1 %r=.0001 wdg=2 %r=.0001 ppm=0
new regcontrol.creg1a transformer=reg1a winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=120 ctpri=100 R=2.7 X=1.6
new transformer.reg1b phases=1 windings=2 bank=reg1 buses=(814.2 814r.2) conns='wye wye' kvs="14.376 14.376" kvas="2000 2000" XHL=.01
~ wdg=1 %r=.0001 wdg=2 %r=.0001 ppm=0
new regcontrol.creg1b transformer=reg1b winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=120 ctpri=100 R=2.7 X=1.6
new transformer.reg1c phases=1 windings=2 bank=reg1 buses=(814.3 814r.3) conns='wye wye' kvs="14.376 14.376" kvas="2000 2000" XHL=.01
~ wdg=1 %r=.0001 wdg=2 %r=.0001 ppm=0
new regcontrol.creg1c transformer=reg1c winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=120 ctpri=100 R=2.7 X=1.6

! Regulator 2
new transformer.reg2a phases=1 windings=2 bank=reg2 buses=(852.1 852r.1) conns='wye wye' kvs="14.376 14.376" kvas="2000 2000" XHL=.01
~ wdg=1 %r=.0001 wdg=2 %r=.0001 ppm=0
new transformer.reg2a transformer=reg2a winding=2 vreg=124 band=2 ptratio=120 ctpri=100 R=2.5 X=1.5 delay=30
new transformer.reg2b phases=1 windings=2 bank=reg2 buses=(852.2 852r.2) conns='wye wye' kvs="14.376 14.376" kvas="2000 2000" XHL=.01
~ wdg=1 %r=.0001 wdg=2 %r=.0001 ppm=0
new regcontrol.creg2b transformer=reg2b winding=2 vreg=124 band=2 ptratio=120 ctpri=100 R=2.5 X=1.5 delay=30
new transformer.reg2c phases=1 windings=2 bank=reg2 buses=(852.3 852r.3) conns='wye wye' kvs="14.376 14.376" kvas="2000 2000" XHL=.01
~ wdg=1 %r=.0001 wdg=2 %r=.0001 ppm=0
new regcontrol.creg2c transformer=reg2c winding=2 vreg=124 band=2 ptratio=120 ctpri=100 R=2.5 X=1.5 delay=30

! spot loads
New Load.S860 Bus1=860 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV= 24.900 kW= 60.0 kVAR= 48.0
New Load.S840 Bus1=840 Phases=3 Conn=Wye Model=5 kV= 24.900 kW= 27.0 kVAR= 21.0
New Load.S844 Bus1=844 Phases=3 Conn=Wye Model=2 kV= 24.900 kW= 405.0 kVAR= 315.0
New Load.S848 Bus1=848 Phases=3 Conn=Delta Model=1 kV= 24.900 kW= 60.0 kVAR= 48.0
New Load.S830a Bus1=830.1.2 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV= 24.900 kW= 10.0 kVAR= 5.0
New Load.S830b Bus1=830.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV= 24.900 kW= 10.0 kVAR= 5.0
New Load.S830c Bus1=830.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV= 24.900 kW= 25.0 kVAR= 10.0
New Load.S890 Bus1=890 Phases=3 Conn=Delta Model=5 kV= 4.160 kW= 450.0 kVAR= 225.0

! distributed loads connected to line mid points
New Load.D802_806b Bus1=Mid806.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 14.376 kW= 30 kVAR= 15
New Load.D802_806c Bus1=Mid806.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 14.376 kW= 25 kVAR= 14
New Load.D809_810b Bus1=Mid810.2 Phases=1 Conn=Wye Model=5 kV= 14.376 kW= 16 kVAR= 8
New Load.D818_820a Bus1=mid820.1 Phases=1 Conn=Wye Model=2 kV= 14.376 kW= 34 kVAR= 17
New Load.D820_822a Bus1=mid822.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 14.376 kW= 135 kVAR= 70
New Load.D816_824b Bus1=mid824.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=5 kV= 24.900 kW= 5 kVAR= 2
New Load.D824_826b Bus1=mid826.2 Phases=1 Conn=Wye Model=5 kV= 14.376 kW= 40.0 kVAR= 20.0
New Load.D824_828c Bus1=mid828.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 14.376 kW= 4.0 kVAR= 2.0
New Load.D828_830a Bus1=mid830.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 14.376 kW= 7 kVAR= 3
New Load.D854_856b Bus1=mid856.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 14.376 kW= 4 kVAR= 2
New Load.D832_858a Bus1=mid858.1.2 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV= 24.900 kW= 7 kVAR= 3
New Load.D832_858b Bus1=mid858.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV= 24.900 kW= 2 kVAR= 1
New Load.D832_858c Bus1=mid858.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV= 24.900 kW= 6 kVAR= 3
New Load.D858_864a Bus1=mid864.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 14.376 kW= 2 kVAR= 1
New Load.D858_834a Bus1=mid834.1.2 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 24.900 kW= 4.0 kVAR= 2.0
New Load.D858_834b Bus1=mid834.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 24.900 kW= 15 kVAR= 8
New Load.D858_834c Bus1=mid834.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 24.900 kW= 13 kVAR= 7
New Load.D834_860a Bus1=mid860.1.2 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV= 24.900 kW= 16 kVAR= 8
New Load.D834_860b Bus1=mid860.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV= 24.900 kW= 20.0 kVAR= 10
New Load.D834_860c Bus1=mid860.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV= 24.900 kW= 110 kVAR= 55
New Load.D860_836a Bus1=mid836.1.2 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 24.900 kW= 30 kVAR= 15
New Load.D860_836b Bus1=mid836.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 24.900 kW= 10 kVAR= 6
New Load.D860_836c Bus1=mid836.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 24.900 kW= 42 kVAR= 22
New Load.D836_840a Bus1=mid840.1.2 Phases=1 Conn=Delta Model=5 kV= 24.900 kW= 18 kVAR= 9
New Load.D836_840b Bus1=mid840.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=5 kV= 24.900 kW= 22 kVAR= 11
New Load.D862_838b Bus1=mid838.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 14.376 kW= 28.0 kVAR= 14
New Load.D842_844a Bus1=mid844.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 14.376 kW= 9 kVAR= 5
New Load.D844_846b Bus1=mid846.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 14.376 kW= 25 kVAR= 12
New Load.D844_846c Bus1=mid846.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 14.376 kW= 20 kVAR= 11
New Load.D846_848b Bus1=mid848.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 14.376 kW= 23 kVAR= 11

```

Figura 10. Archivo principal del sistema parte 3. Fuente propia.

```

! Override Vminpu property to allow convergence at a lower per unit voltage.
! Define the daily load shape to the DSS default
Load.s860.vminpu=0.85 daily=default
Load.s840.vminpu=0.85 daily=default
Load.s844.vminpu=0.85 daily=default
Load.s848.vminpu=0.85 daily=default
Load.s830a.vminpu=0.85 daily=default
Load.s830b.vminpu=0.85 daily=default
Load.s830c.vminpu=0.85 daily=default
Load.s890.vminpu=0.85 daily=default
Load.d802_806b.vminpu=0.85 daily=default
Load.d802_806c.vminpu=0.85 daily=default
Load.d808_810b.vminpu=0.85 daily=default
Load.d818_820a.vminpu=0.85 daily=default
Load.d820_822a.vminpu=0.85 daily=default
Load.d816_824b.vminpu=0.85 daily=default
Load.d824_826b.vminpu=0.85 daily=default
Load.d824_828c.vminpu=0.85 daily=default
Load.d828_830a.vminpu=0.85 daily=default
Load.d854_856b.vminpu=0.85 daily=default
Load.d832_858a.vminpu=0.85 daily=default
Load.d832_858b.vminpu=0.85 daily=default
Load.d832_858c.vminpu=0.85 daily=default
Load.d858_864a.vminpu=0.85 daily=default
Load.d858_834a.vminpu=0.85 daily=default
Load.d858_834b.vminpu=0.85 daily=default
Load.d858_834c.vminpu=0.85 daily=default
Load.d834_860a.vminpu=0.85 daily=default
Load.d834_860b.vminpu=0.85 daily=default
Load.d834_860c.vminpu=0.85 daily=default
Load.d860_836a.vminpu=0.85 daily=default
Load.d860_836b.vminpu=0.85 daily=default
Load.d860_836c.vminpu=0.85 daily=default
Load.d836_840a.vminpu=0.85 daily=default
Load.d836_840b.vminpu=0.85 daily=default
Load.d862_838b.vminpu=0.85 daily=default
Load.d842_844a.vminpu=0.85 daily=default
Load.d844_846b.vminpu=0.85 daily=default
Load.d844_846c.vminpu=0.85 daily=default
Load.d846_848b.vminpu=0.85 daily=default

```

```

! Allow the DSS to estimate the voltage bases from this list
Set VoltageBases = [69, 24.9, 4.16, 0.48]
CalcVoltageBases

```

```

Show Voltages LN Nodes
Show Losses
Export Voltages

```

8.1.2. Definición de parámetros de líneas

Figura 11. Definición de parámetros de líneas. Fuente propia.

```

New Linecode.300 nphases=3 basefreq=60 units=kft
~ Rmatrix=[0.253181818 0.039791667 0.250719697 0.040340909 0.039128788 0.251780303]
~ Xmatrix=[0.252708333 0.109450758 0.256988636 0.094981061 0.086950758 0.255132576]
~ Cmatrix=[2.680150309 -0.769281006 2.5610381 -0.499507676 -0.312072984 2.455590387]

New Linecode.301 nphases=3 basefreq=60 units=kft
~ Rmatrix=[0.365530303 0.04407197 0.36282197 0.04467803 0.043333333 0.363996212]
~ Xmatrix=[0.267329545 0.122007576 0.270473485 0.107784091 0.099204545 0.269109848]
~ Cmatrix=[2.572492163 -0.72160598 2.464381882 -0.472329395 -0.298961096 2.368881119]

New Linecode.302 nphases=1 basefreq=60 units=kft
~ Rmatrix=[0.530208]
~ Xmatrix=[0.281345]
~ Cmatrix=[2.12257]

New Linecode.303 nphases=1 basefreq=60 units=kft
~ Rmatrix=[0.530208]
~ Xmatrix=[0.281345]
~ Cmatrix=[2.12257]

New Linecode.304 nphases=1 basefreq=60 units=kft
~ Rmatrix=[0.363958]
~ Xmatrix=[0.269167]
~ Cmatrix=[2.1922]

```

8.2. Perfiles de carga

8.2.1. Perfil de temperatura

Figura 12. Perfil de temperatura. Fuente propia.

-BEGIN HEADER-							
NASA/POWER Source Native Resolution Hourly Data							
Dates (month/day/year): 01/01/2024 through 12/31/2024 in LST							
Location: Latitude 4.6205 Longitude -74.0716							
Elevation from MERRA-2: Average for 0.5 x 0.625 degree lat/lon region = 1790.38 meters							
The value for missing source data that cannot be computed or is outside of the sources availability range: -999							
Parameter(s):							
T2M MERRA-2 Temperature at 2 Meters (C)							
-END HEADER-							
YEAR,MO,DY,HR,T2M							
2024,1,1,0,16.42							
2024,1,1,1,16.07							
2024,1,1,2,15.79							
2024,1,1,3,15.45							
2024,1,1,4,15.18							
2024,1,1,5,15.02							
2024,1,1,6,15.78							
2024,1,1,7,18.12							
2024,1,1,8,20.38							
2024,1,1,9,22.27							
2024,1,1,10,23.49							
2024,1,1,11,24.31							
2024,1,1,12,24.64							
2024,1,1,13,24.59							
2024,1,1,14,24.15							
2024,1,1,15,23.35							
2024,1,1,16,22.2							
2024,1,1,17,20.46							
2024,1,1,18,19.16							
2024,1,1,19,18.66							
2024,1,1,20,18.19							
2024,1,1,21,17.79							
2024,1,1,22,17.37							
2024,1,1,23,16.98							
2024,1,2,0,16.63							
2024,1,2,1,16.43							

8.2.2. Perfil de irradiancia

Figura 13. Perfil de irradiancia. Autoría propia.

-BEGIN HEADER-							
NASA/POWER Source Native Resolution Hourly Data							
Dates (month/day/year): 01/01/2024 through 12/31/2024 in LST							
Location: Latitude 4.62 Longitude -74.07							
Elevation from MERRA-2: Average for 0.5 x 0.625 degree lat/lon region = 1790.38 meters							
The value for missing source data that cannot be computed or is outside of the sources availability range: -999							
Parameter(s):							
ALLSKY_SFC_SW_DWN CERES SYN1deg All Sky Surface Shortwave Downward Irradiance (Wh/m^2)							
-END HEADER-							
YEAR,MO,DY,HR,ALLSKY_SFC_SW_DWN							
2024,1,1,0,0.0							
2024,1,1,1,0.0							
2024,1,1,2,0.0							
2024,1,1,3,0.0							
2024,1,1,4,0.0							
2024,1,1,5,0.0							
2024,1,1,6,31.67							
2024,1,1,7,155.57							
2024,1,1,8,304.75							
2024,1,1,9,504.75							
2024,1,1,10,621.05							
2024,1,1,11,670.42							
2024,1,1,12,654.08							
2024,1,1,13,655.5							
2024,1,1,14,526.3							
2024,1,1,15,366.12							
2024,1,1,16,191.0							
2024,1,1,17,39.35							
2024,1,1,18,0.0							
2024,1,1,19,0.0							
2024,1,1,20,0.0							
2024,1,1,21,0.0							
2024,1,1,22,0.0							
2024,1,1,23,0.0							
2024,1,2,0,0.0							
2024,1,2,1,0.0							

8.3. Código en Python

8.3.1. Inicialización del sistema

Figura 14. Inicialización del sistema parte 1. Fuente propia.

```
# ----- #
# 0. IMPORTS Y CONFIGURACIÓN GLOBAL                                     #
# ----- #
import opendssdirect as dss
import numpy as np
import pandas as pd
from scipy.optimize import minimize
import matplotlib.pyplot as plt
import datetime, warnings, os, sys, traceback
warnings.filterwarnings('ignore')

pd.set_option('display.max_columns', None)
pd.set_option('display.width', 125)

# ----- #
# 1. GENERACIÓN DE IEEELineCodes.dss                                   #
# ----- #
def generar_linecodes_dss():
    """Crea/actualiza el archivo IEEELineCodes.dss con los códigos de línea."""
    contenido = """! Archivo generado automáticamente - 12-jul-2025
New linecode.300 nphases=3 basefreq=60 units=kft
~ rmatrix=[0.253181818|0.039791667 0.250719697|0.040340909 0.039128788 0.251780303]
~ xmatrix=[0.252708333|0.109450758 0.256988636|0.094981061 0.086950758 0.255132576]
~ cmatrix=[2.680150309|-0.769281006 2.5610381|-0.499507676 -0.312072984 2.455590387]

New linecode.301 nphases=3 basefreq=60 units=kft
~ rmatrix=[0.365530303|0.04407197 0.36282197|0.04467803 0.043333333 0.363996212]
~ xmatrix=[0.267329545|0.122007576 0.270473485|0.107784091 0.099204545 0.269109848]
~ cmatrix=[2.572492163|-0.72160598 2.464381882|-0.472329395 -0.298961096 2.368881119]

New linecode.302 nphases=1 basefreq=60 units=kft
~ rmatrix=(0.530208)
~ xmatrix=(0.281345)
~ cmatrix=(2.12257)

New linecode.303 nphases=1 basefreq=60 units=kft
~ rmatrix=(0.530208)
~ xmatrix=(0.281345)
~ cmatrix=(2.12257)

New linecode.304 nphases=1 basefreq=60 units=kft
~ rmatrix=(0.363958)
~ xmatrix=(0.269167)
~ cmatrix=(2.1922)
"""
    with open("IEEELineCodes.dss", "w") as f:
        f.write(contenido)
```

Figura 15. Inicialización del sistema parte 2. Fuente propia.

```

# ----- #
# 2. SUBSISTEMAS                                     #
# ----- #
SUBSISTEMAS = {
    'Subsistema1': {
        'nombre': 'Subsistema1',
        'nodo_principal': '814',
        'nodos': [800, 802, 806, 808, 810, 812, 814],
        'carga_total': 185.6
    },
    'Subsistema2': {
        'nombre': 'Subsistema2',
        'nodo_principal': '850',
        'nodos': [850, 816, 818, 820, 822, 824, 826, 828, 830, 854, 852, 856],
        'carga_total': 276.8
    },
    'Subsistema3': {
        'nombre': 'Subsistema3',
        'nodo_principal': '832',
        'nodos': [832, 858, 864, 888, 890, 834, 860, 836, 862, 838, 840],
        'carga_total': 324.8
    },
    'Subsistema4': {
        'nombre': 'Subsistema4',
        'nodo_principal': '842',
        'nodos': [842, 844, 846, 848],
        'carga_total': 210.4
    }
}

# ----- #
# 3. CONTINGENCIAS: 3 LÍNEAS CRÍTICAS                #
# ----- #
CONTINGENCIAS = [
    ('814', '850'), # Subsistema1 ↔ Subsistema2
    ('852', '832'), # Subsistema2 ↔ Subsistema3
    ('834', '842') # Subsistema3 ↔ Subsistema4
]

# ----- #
# 4. INICIALIZACIÓN DEL SISTEMA IEEE-34              #
# ----- #
def inicializar_sistema_ieee34(archivo_dss: str, modo_operacion: str = 'normal'):
    """
    Carga el circuito IEEE-34 en OpenDSS y aplica parámetros básicos.
    modo_operacion: 'normal' o 'isla'
    """
    generar_linecodes_dss()
    dss.Command('Clear')
    dss.Command('New Circuit.IEEE34 BasekV=69 pu=1.05 phases=3')

    # Cargar archivo .dss línea a línea
    with open(archivo_dss, encoding='utf-8') as fh:
        for linea in fh:
            linea = linea.strip()
            if linea and not linea.startswith('///'):
                try:
                    dss.Command(linea)
                except Exception as e:
                    print(f"⚠ Error en línea '{linea}': {e}")

    # Config global
    if modo_operacion == 'isla':
        dss.Command('Set ControlMode=Static')
        dss.Command('Set MaxControlIter=100')
        dss.Command('Set Tolerance=0.001')
    else:
        dss.Command('Set ControlMode=Time')
        dss.Command('Set MaxControlIter=30')
        dss.Command('Set Tolerance=0.0001')

    dss.Command('Set Voltagebases=[69, 24.9, 4.16]')
    dss.Command('CalcVoltagebases')
    dss.Command('Solve Mode=Snapshot')

    if not dss.Solution.Converged():
        raise RuntimeError("❌ El sistema no converge tras la carga inicial.")

```

8.3.2. Perfiles anuales

Figura 16. Definición de perfiles anuales. Fuente propia.

```
# -----
# 5. PERFILES ANUALES (carga, irradiancia, temperatura)
# -----
def generar_perfiles_anuales():
    """Genera perfiles sintéticos de 8760 h y devuelve las primeras 288 h."""
    horas = 8760
    fechas = [datetime.datetime(2025, 1, 1) + datetime.timedelta(hours=i)
               for i in range(horas)]
    dia_año = np.array([(f.timetuple().tm_yday - 1) / 365 for f in fechas])

    # ----- perfil de carga -----
    perfil_carga = np.zeros(horas)
    for i, fecha in enumerate(fechas):
        h = fecha.hour
        if 7 <= h <= 9 or 18 <= h <= 20:
            base = 0.85 + 0.15 * np.sin(np.pi * (h - 7) / 12)
        elif 22 <= h or h <= 6:
            base = 0.4 + 0.1 * np.random.random()
        else:
            base = 0.65 + 0.2 * np.sin(np.pi * (h - 8) / 10)
        estacional = 1.0 + 0.25 * np.sin(2 * np.pi * dia_año[i] + np.pi / 4)
        fin_semana = 1.0 - 0.15 * (fecha.weekday() >= 5)
        perfil_carga[i] = 100 * base * estacional * fin_semana

    # ----- irradiancia -----
    perfil_irrad = np.zeros(horas)
    for i, fecha in enumerate(fechas):
        h = fecha.hour
        if 6 <= h <= 18:
            irrad_base = 800 * np.sin(np.pi * (h - 6) / 12) ** 2
            nubes = 0.6 + 0.4 * np.random.random()
            estacional = 1.0 + 0.3 * np.sin(2 * np.pi * dia_año[i] + np.pi)
            perfil_irrad[i] = irrad_base * nubes * estacional
        else:
            perfil_irrad[i] = 0

    # ----- temperatura -----
    perfil_temp = np.zeros(horas)
    for i, fecha in enumerate(fechas):
        tmp_base = 22 + 8 * np.sin(2 * np.pi * dia_año[i] - np.pi / 2)
        tmp_diaria = 6 * np.sin(2 * np.pi * fecha.hour / 24 - np.pi / 2)
        perfil_temp[i] = tmp_base + tmp_diaria + np.random.normal(0, 2)

    # Recortes y límites
    perfil_carga = np.clip(perfil_carga, 5, 2000)
    perfil_irrad = np.clip(perfil_irrad, 0, 1500)
    perfil_temp = np.clip(perfil_temp, -10, 50)

    # Ventana representativa de 12 días (288 h)
    idx = np.arange(288)
    return perfil_carga[idx], perfil_irrad[idx], perfil_temp[idx]
```

8.3.3. Selección de ventanas críticas

Figura 17. Selección de ventanas críticas. Fuente propia.

```
def seleccionar_ventana(perfil_carga, perfil_irrad, duracion_h):
    """
    Devuelve dict con inicio, fin, centro e índice de criticidad para la ventana.
    """
    n = len(perfil_carga)
    dur = min(duracion_h, n)
    demanda_norm = (perfil_carga - perfil_carga.min()) / (perfil_carga.ptp() + 1e-6)
    irrad_norm = (perfil_irrad - perfil_irrad.min()) / (perfil_irrad.ptp() + 1e-6)
    indice = demanda_norm - irrad_norm
    centro = np.argmax(indice)
    inicio = max(0, centro - dur // 2)
    fin = min(n, inicio + dur)
    return {'inicio': inicio, 'fin': fin, 'centro': centro, 'indice': indice[centro]}
```

8.3.4. Optimización del sistema

Figura 18. Generar perfiles anuales. Fuente propia.

```
# ----- #
# 7. OPTIMIZACIÓN DE MICRORRED #
# ----- #
def optimizar_microrred(carga_total, pc, pi, pt, dur_h, ventana):
    """
    Devuelve dict con P_PV, E_BESS, P_DG, ENS, costo, métricas de cobertura.
    """
    params = dict(C_PV=1500, C_BESS=450, C_INV=300, C_DG=1000,
                  eta_ch=0.95, eta_INV=0.98, F_max=0.3, i=0.06, y=15)

    def CRF(i, y):
        # factor de recuperación de capital
        return (i * (1 + i) ** y) / ((1 + i) ** y - 1)

    i0, i1 = ventana['inicio'], ventana['fin']
    pc_w, pi_w, pt_w = pc[i0:i1], pi[i0:i1], pt[i0:i1]

    # Límites
    min_pv = max(0.2 * carga_total, 20)
    max_pv = 3 * carga_total
    min_bess = max(0.5 * dur_h * carga_total, 50)
    max_bess = (dur_h + 5) * carga_total
    min_dg = max(0.2 * carga_total, 20)
    max_dg = 2 * carga_total

    # Función objetivo
    def obj(x):
        Ppv, Ebess, Pdg = x
        cPV = Ppv * params['C_PV'] * CRF(params['i'], params['y'])
        cDG = Pdg * params['C_DG'] * CRF(params['i'], params['y'])
        cBES = Ebess * params['C_BESS'] * CRF(params['i'], params['y'])
        ens = simular_operacion(Ppv, Ebess, Pdg)
        return cPV + cDG + cBES + 500 * ens # penalización ENS alta

    # Simulación simplificada
    def simular_operacion(Ppv, Ebess, Pdg):
        soc, ens = 0.5 * Ebess, 0
        for t in range(len(pc_w)):
            t_cell = pt_w[t] + (45 - 20) / 800 * pi_w[t]
            Ppv_t = (Ppv * pi_w[t] / 1000) * (1 - 0.004 * (t_cell - 25)) * params['eta_INV']
            demanda = pc_w[t] - Ppv_t
            if demanda > 0:
                p_dis = min(params['F_max'] * Ebess, soc - 0.2 * Ebess, demanda)
                soc -= p_dis
                p_dg = min(Pdg, max(0, demanda - p_dis))
                ens += max(0, demanda - p_dis - p_dg)
            else:
                carga = min(params['F_max'] * Ebess, Ebess - soc, -demanda)
                soc += carga * params['eta_ch']
        return ens

    cons = (
        {'type': 'ineq', 'fun': lambda x: x[0] - min_pv},
        {'type': 'ineq', 'fun': lambda x: x[1] - min_bess},
        {'type': 'ineq', 'fun': lambda x: x[2] - min_dg},
        {'type': 'ineq', 'fun': lambda x: max_pv - x[0]},
        {'type': 'ineq', 'fun': lambda x: max_bess - x[1]},
        {'type': 'ineq', 'fun': lambda x: max_dg - x[2]}
    )
    x0 = [min_pv * 2, min_bess * 1.2, min_dg * 2]
    bounds = [(min_pv, max_pv), (min_bess, max_bess), (min_dg, max_dg)]

    res = minimize(obj, x0, method='SLSQP', constraints=cons, bounds=bounds,
                  options={'maxiter': 1000, 'ftol': 1e-3})

    if not res.success:
        print(f"⚠ Optimización no convergió: {res.message}. Se usan valores mínimos.")
        Ppv, Ebess, Pdg = min_pv, min_bess, min_dg
        ens = simular_operacion(Ppv, Ebess, Pdg)
        costo = obj([Ppv, Ebess, Pdg])
    else:
        Ppv, Ebess, Pdg = res.x
        ens = simular_operacion(Ppv, Ebess, Pdg)
        costo = res.fun

    return dict(P_PV=Ppv, E_BESS=Ebess, P_DG=Pdg,
                ENS=ens, Costo=costo,
                Cobertura_PV=100 * Ppv / carga_total,
                Cobertura_DG=100 * Pdg / carga_total,
                Autonomia_BESS=Ebess / carga_total)
```

8.3.5. Instalación física en OpenDSS y simulación de ENS sin microrredes.

Figura 19. Instalación en OpenDSS y simulación de ENS. Fuente propia.

```
# ----- #
# 8. INSTALACIÓN FÍSICA EN OpenDSS #
# ----- #
def instalar_microrred(nodo: str, params: dict):
    """Instala PV, BESS y DG en el nodo especificado."""
    try:
        dss.Command(f"New PVSystem.PV_{nodo} bus1={nodo} phases=3 kV=4.16 "
                    f"Pmpp={params['P_PV']:.2f} pf=0.95")
        dss.Command(f"New Generator.DG_{nodo} bus1={nodo} phases=3 kV=4.16 "
                    f"kW={params['P_DG']:.2f} kva={1.5 * params['P_DG']:.2f}")
        dss.Command(f"\nNew Storage.BESS_{nodo} bus1={nodo} phases=3 kV=4.16 "
                    f"kWhrated={params['E_BESS']:.2f} kWhrated={0.5 * params['E_BESS']:.2f} "
                    f"%stored=50 %charge=100 %discharge=100")
    except Exception as e:
        print(f"✗ Error instalando microrred en {nodo}: {e}")

# ----- #
# 9. ENS SIN MICRORREDES #
# ----- #
def ens_sin_microrredes(subsistemas_afectados: list, dur_h: int,
                        pc, pi, pt, ventana) -> float:
    """ENS total cuando no hay DER (toda la carga queda fuera de servicio)."""
    i0, i1 = ventana['inicio'], ventana['fin']
    horas = i1 - i0
    return sum(SUBSISTEMAS[n]['carga_total'] * horas for n in subsistemas_afectados)
```

8.3.6. Simulación de caso base y escenarios

Figura 20. Simulación de caso base y escenarios parte 1. Fuente propia.

```
def simular(archivo_dss: str):
    """
    Corre cuatro casos:
    • Base-6h • Base-120h • R-6h • R-120h
    Devuelve DataFrame resumen y dict de detalles.
    """
    inicializar_sistema_ieee34(archivo_dss, 'normal')
    pc, pi, pt = generar_perfiles_anuales()

    ESCENARIOS = [
        dict(nombre='Base-6h', dur=6, instalar=False),
        dict(nombre='Base-120h', dur=120, instalar=False),
        dict(nombre='R-6h', dur=6, instalar=True),
        dict(nombre='R-120h', dur=120, instalar=True),
    ]

    resultados, detalles = [], {}

    for esc in ESCENARIOS:
        print(f"\n{'=' * 110}\nProcesando {esc['nombre']} ({esc['dur']} h)\n{'=' * 110}")
        modo = 'isla' if esc['instalar'] else 'normal'
        inicializar_sistema_ieee34(archivo_dss, modo)

        ventana = seleccionar_ventana(pc, pi, esc['dur'])
        resultados_subs, costo_total = {}, 0.0

        if esc['instalar']:
            # Optimizar e instalar
            for nombre, subs in SUBSISTEMAS.items():
                print(f" → Optimizando {nombre} ...")
                res = optimizar_microrred(subs['carga_total'], pc, pi, pt,
                                         esc['dur'], ventana)
                instalar_microrred(subs['nodo_principal'], res)
                resultados_subs[nombre] = res
                costo_total += res['Costo']
            ens_total = sum(r['ENS'] for r in resultados_subs.values())
        else:
            # Caso base
            ens_total = ens_sin_microrredes(list(SUBSISTEMAS.keys()),
                                           esc['dur'], pc, pi, pt, ventana)
            costo_total = 0.0

        # Intento de solución OpenDSS (no estrictamente necesario para ENS)
        try:
            dss.Command('Solve')
            if not dss.Solution.Converged():
                print(" ⚠ OpenDSS no converge; los flujos pueden ser aproximados.")
        except Exception as e:
            print(f" ⚠ Error al resolver OpenDSS: {e}")

        detalles[esc['nombre']] = dict(ventana=ventana,
                                       resultados_subs=resultados_subs,
                                       ENS=ens_total,
                                       Costo=costo_total)

        resultados.append((esc['nombre'], esc['dur'], costo_total, ens_total))

    # --- impresión inmediata de ventana crítica ---
    i, f, c = ventana['inicio'], ventana['fin'], ventana['centro']
    print(f" Ventana crítica seleccionada: inicio={i}, fin={f}, centro={c}, "
          f"índice={ventana['indice']:.3f}")

    df = pd.DataFrame(resultados,
                      columns=['Caso', 'Dur_h', 'Costo_USD', 'ENS_kWh'])
    return df, detalles

def calcular_costo_ens_casos_base(detalles, voll_usd_kwh=35):
```

Figura 21. Simulación de caso base y escenarios parte 2. Fuente propia.

```
"""
Calcula el costo económico de la ENS en casos base usando VoLL
"""
costos_ens = {}

for caso, datos in detalles.items():
    if caso.startswith('Base-'):
        ens_kwh = datos['ENS']
        costo_ens = ens_kwh * voll_usd_kwh
        costos_ens[caso] = {
            'ENS_kwh': ens_kwh,
            'VoLL_USD_kwh': voll_usd_kwh,
            'Costo_ENS_USD': costo_ens
        }

return costos_ens
```

8.3.7. Creación de gráficos.

Figura 22. Creación de gráficos. Fuente propia.

```
# ----- #
# 11. GRÁFICOS #
# ----- #
def graficar(df: pd.DataFrame, detalles: dict):
    """Genera PNG con ENS, costos, capacidades y comparaciones."""
    fig, ax = plt.subplots(2, 2, figsize=(15, 10))
    fig.suptitle('Resultados - Resiliencia con 3 contingencias', fontweight='bold')

    # --- ENS ---
    ax[0, 0].bar(df['Caso'], df['ENS_kWh'], color='salmon')
    ax[0, 0].set_ylabel('ENS (kWh)')
    ax[0, 0].set_title('Energía No Suministrada')
    for i, v in enumerate(df['ENS_kWh']):
        ax[0, 0].text(i, v * 1.02, f'{v:.0f}', ha='center')

    # --- Costos ---
    ax[0, 1].bar(df['Caso'], df['Costo_USD'], color='skyblue') #df['Costo_USD']/ 1e6
    ax[0, 1].set_ylabel('Costo (USD)')
    ax[0, 1].set_title('Costo total')
    for i, v in enumerate(df['Costo_USD']):
        ax[0, 1].text(i, v * 1.02, f'${v:,.2f}', ha='center', va='bottom') #v * 1.02

    # --- Capacidades instaladas ---
    caps = []
    for c in ['R-6h', 'R-120h']:
        res = detalles[c]['resultados_subs']
        caps.append((
            c,
            sum(d['P_PV'] for d in res.values()),
            sum(d['E_BEES'] for d in res.values()),
            sum(d['P_DG'] for d in res.values())
        ))
    cap_df = pd.DataFrame(caps, columns=['Caso', 'PV_kW', 'BEES_kWh', 'DG_kW'])
    x = np.arange(len(cap_df))
    w = 0.25
    ax[1, 0].bar(x - w, cap_df['PV_kW'], w, label='PV (kW)', color='gold')
    ax[1, 0].bar(x, cap_df['BEES_kWh'] / 10, w, label='BEES (kWh/10)', color='blue')
    ax[1, 0].bar(x + w, cap_df['DG_kW'], w, label='DG (kW)', color='red')
    ax[1, 0].set_xticks(x)
    ax[1, 0].set_xticklabels(cap_df['Caso'])
    ax[1, 0].set_title('Capacidades instaladas')
    ax[1, 0].legend()

    # --- Comparaciones ---
    comp = []
    for esc, base in [('R-6h', 'Base-6h'), ('R-120h', 'Base-120h')]:
        de = df.loc[df['Caso'] == base, 'ENS_kWh'].values[0] \
            - df.loc[df['Caso'] == esc, 'ENS_kWh'].values[0]
        dc = df.loc[df['Caso'] == esc, 'Costo_USD'].values[0] \
            - df.loc[df['Caso'] == base, 'Costo_USD'].values[0]
        comp.append((esc.replace('R-', ''), de, dc / 1e6))
    comp_df = pd.DataFrame(comp,
                           columns=['Dur', 'ENS_evitable_kWh', 'Costo_extra_MUSD'])
    ax[1, 1].bar(comp_df['Dur'], comp_df['ENS_evitable_kWh'], color='limegreen')
    ax[1, 1].set_ylabel('ENS evitada (kWh)')
    ax2 = ax[1, 1].twinx()
    ax2.plot(comp_df['Dur'], comp_df['Costo_extra_MUSD'],
             marker='o', color='purple', label='Costo extra (M USD)')
    ax2.set_ylabel('Costo extra (M USD)')
    ax[1, 1].set_title('Beneficio (ENS evitada) vs. Costo extra')
    plt.tight_layout()
    plt.savefig('resultados_resiliencia_ieee34.png', dpi=300)
    plt.show()
    print('✓ Gráfico guardado: resultados_resiliencia_ieee34.png')
```

8.3.8. Impresión en consola

Figura 23. Impresión en consola. Fuente propia.

```
# ----- #
# 12. IMPRESIÓN DETALLADA EN CONSOLA #
# ----- #
def imprimir_detalles(df_res: pd.DataFrame, det: dict):
    """Muestra en consola tablas y comparaciones exhaustivas."""
    print("\n" + "=" * 125)
    print("RESUMEN GLOBAL DE ESCENARIOS")
    print("=" * 125)
    print(df_res.to_string(index=False, float_format="%.1f"))

    # Ventanas críticas
    print("\nVentanas críticas seleccionadas:")
    datos_v = []
    for c, d in det.items():
        v = d['ventana']
        datos_v.append((c, v['inicio'], v['fin'], v['centro'], v['indice']))
    df_v = pd.DataFrame(datos_v,
                        columns=['Caso', 'Inicio', 'Fin', 'Centro', 'Índice'])
    print(df_v.to_string(index=False, float_format="%.3f"))

    # Capacidades subsistema por escenario con DER
    for c in ['R-6h', 'R-120h']:
        print(f"\nCapacidades por subsistema - {c}")
        subs_data = []
        for s, r in det[c]['resultados_subs'].items():
            subs_data.append((s, r['P_PV'], r['E_BESS'], r['P_DG'],
                             r['ENS'], r['Costo']))
        df_s = pd.DataFrame(subs_data, columns=['Subsistema', 'PV_kWh',
                                                'BESS_kWh', 'DG_kWh',
                                                'ENS_kWh', 'Costo_USD'])
        print(df_s.to_string(index=False, float_format="%.2f"))
        tot = df_s[['PV_kWh', 'BESS_kWh', 'DG_kWh', 'ENS_kWh', 'Costo_USD']].sum()
        print("-" * 75)
        print(f"Totales {c}: PV={tot['PV_kWh']:.1f} kW      "
              f"BESS={tot['BESS_kWh']:.1f} kWh DG={tot['DG_kWh']:.1f} kW      "
              f"ENS={tot['ENS_kWh']:.1f} kWh Costo={tot['Costo_USD'] / 1e6:.3f} M USD")

    # Comparaciones ENS / costos
    comp = []
    for esc, base in [('R-6h', 'Base-6h'), ('R-120h', 'Base-120h')]:
        ens_e = df_res.loc[df_res['Caso'] == esc, 'ENS_kWh'].values[0]
        ens_b = df_res.loc[df_res['Caso'] == base, 'ENS_kWh'].values[0]
        cos_e = df_res.loc[df_res['Caso'] == esc, 'Costo_USD'].values[0]
        cos_b = df_res.loc[df_res['Caso'] == base, 'Costo_USD'].values[0]
        comp.append((esc.replace('R-', ''),
                    ens_b - ens_e,
                    cos_e - cos_b))
    df_c = pd.DataFrame(comp, columns=['Duración', 'ENS evitada (kWh)', 'Costo extra (USD)'])
    print("\nComparaciones escenario vs. caso base:")
    print(df_c.to_string(index=False, float_format="%.1f"))

    voll_seleccionado = 35 # USD/kWh (valor intermedio)
    costos_ens = calcular_costo_ens_casos_base(det, voll_seleccionado)

    print("Costos económicos de la ENS en casos base:")
    for caso, datos in costos_ens.items():
        print(f"{caso}: {datos['ENS_kWh']:.1f} kWh x {datos['VoLL_USD_kWh']} USD/kWh = {datos['Costo_ENS_USD']:.0f} USD")
```

8.3.9. Ejecución principal

Figura 24. Ejecución principal. Fuente propia.

```
# ----- #
# 13. MAIN #
# ----- #
if __name__ == '__main__':
    try:
        ARCHIVO_DSS = r'C:\\Users\\Diego\\Desktop\\ieee34v3.dss' # <-- ajuste ruta local
        if not os.path.isfile(ARCHIVO_DSS):
            raise FileNotFoundError(f'No se encuentra {ARCHIVO_DSS}')

        print("=" * 125)
        print("SIMULADOR IEEE-34 - Resiliencia con 3 contingencias (versión detallada)")
        print("=" * 125)

        df_res, det = simular(ARCHIVO_DSS)
        imprimir_detalles(df_res, det)
        graficar(df_res, det)

    except Exception as exc:
        print(f"\n❌ Error crítico: {exc}")
        traceback.print_exc()
        sys.exit(1)
```

9. Referencias bibliográficas

- [1] IEA. World Energy Balances: Overview. 2024. URL: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-balances>
- [2] IEA. World Energy Outlook 2023. 2023. URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>
- [3] Naciones Unidas. Causas y efectos del cambio climático. URL: <https://www.un.org/es/climatechange/science/causes-effects-climate-change>
- [4] D. Chemisana Chr. Lamnatou C. Cristofari. «Renewable energy sources as a catalyst for energy transition: Technological innovations and an example of the energy transition in France». En: Renewable Energy 221 (2024). DOI: 10.1016/j.renene.2023.119600.
- [5] Joint Task Force on Methods for Analysis y Quantification of Power System Resilience. Methods for Analysis and Quantification of Power System Resilience. 2023. URL: https://resourcecenter.ieee-pes.org/publications/technical-reports/pes_tp_tr108_psd_p_amps_052223
- [6] Sherry Stout Nathan Lee. «Planificación de un Sector Energético Resiliente: Como Asegurar Electricidad Confiable, Segura y Asequible (Spanish Translation)». En: Laboratorio Nacional de Energía Renovable (2018). DOI: 10.2172/1482165.
- [7] Patrick Gasser et al. «A review on resilience assessment of energy systems». En: Sustainable and Resilient Infrastructure 6.5 (2022), págs. 273-299. DOI: 10.1080/23789689.2019.1610600.
- [8] Yue Xiang & Junyong Liu & Furong Li & Yong Liu & Youbo Liu & Rui Xu & Yunche Su & Lei Ding. «Optimal Active Distribution Network Planning: A Review». En: Electric Power Components and Systems 44.10 (2016), págs. 1075-1094. DOI: 10.1080/15325008.2016.1156194. 24 25
- [9] Hasan Rastegar Reza Sheikhejad G.B. Gharehpetian. «Active distribution network expansion planning considering microgrids for supplying critical loads». En: Sustainable Energy, Grids and Networks 38 (2024). DOI: 10.1016/j.segan.2024.101281.
- [10] Javier Arboleda García. Colombia entró en la era de la transición energética. 2020. URL: <https://www.eafit.edu.co/investigacion/noticias/Paginas/colombia-entro-en-la-era-de-la-transicion-energetica.aspx>
- [11] Comisión Europea. Causas del cambio climático. URL: https://climate.ec.europa.eu/climate-change/causes-climate-change_es

- [12] Naciones Unidas. Objetivos de desarrollo sostenible. 2015. URL: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>
- [13] M. Kamruzzaman N. Bhusal M. Abdelmalak y M. Benidris. «Power System Resilience: Current Practices, Challenges, and Future Directions». En: IEEE Access 8 (2020), págs. 18064-18086. DOI: 10.1109/ACCESS.2020.2968586.
- [14] IEEE PES Industry Technical Support Task Force. The Definition and Quantification of Resilience. 2018. URL: <https://grouper.ieee.org/groups/transformers/subcommittees/distr/C57.167/F18-Definition&QuantificationOfResilience.pdf>
- [15] The IEEE Power Energy Society Industry Technical Support Leadership Committee Task Force. Resilience Framework, Methods, and Metrics for the Electricity Sector. 2020. URL: https://resourcecenter.ieee-pes.org/publications/technical-reports/pes_tp_tr83_itslc_102920
- [16] Jose M. Yusta Jesus Beyza. «Characterising the security of power system topologies through a combined assessment of reliability, robustness, and resilience». En: Energy Strategy Reviews 43 (2022). DOI: 10.1016/j.esr.2022.100944.
- [17] S. Islam T. Surinkaew R. Shah. «Risk and Resiliency Assessments of Renewable Dominated Edge of Grid Under High-Impact Low-Probability Events -A Review». En: IEEE Global Conference on Computing, Power and Communication Technologies (GlobConPT) (2022), págs. 1-6. DOI: 10.1109/GlobConPT57482.2022.9938343.
- [18] N. -K. C. Nair L. Lakshita. «High Impact Low Probability Weatherization Impact Analysis for Electricity Infrastructure». En: TENCON 2021 - 2021 IEEE Region 10 Conference (TENCON) (2021), págs. 958-963. DOI: 10.1109/TENCON54134.2021.9707369.
- [19] Miguel Saltos et al. «Planificación Óptima de Recursos Energéticos Distribuidos para Mejorar la Resiliencia de Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica frente a Desastres Naturales: Caso en Lahares Volcánicos». En: Revista Técnica "energía" 18.2 (2022), págs. 13-24. DOI: 10.37116/revistaenergia.v18.n2.2022.488. 26
- [20] Alex Villamarín et al. «Evaluación de Resiliencia en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano frente a Eventos Sísmicos». En: Revista Técnica "energía" 17.2 (2021), págs. 18-28. DOI: 10.37116/revistaenergia.v17.n2.2021.440.
- [21] Zekai Wang et al. «Multi-stage stochastic programming for resilient integrated electricity and natural gas distribution systems against typhoon natural disaster attacks». En: Renewable and Sustainable Energy Reviews 159 (2022). DOI: 10.1016/j.rser.2021.111784.

- [22] National Renewable Energy Laboratory. Using Distributed Energy Resources: A How-To Guide for Federal Facility Managers. 2002. URL: <https://docs.nrel.gov/docs/fy02osti/31570.pdf>
- [23] U.S. Department of Energy. PV Cells 101: A Primer on the Solar Photovoltaic Cell. 2019. URL: <https://www.energy.gov/eere/solar/articles/pv-cells-101-primer-solar-photovoltaic-cell>
- [24] María Isabel Giménez Herman Fernández; Abelardo Martínez Víctor Manuel Guzmán. MODELO GENÉRICO DE CELDAS FOTOVOLTAICAS. 2008. URL: https://ve.scielo.org/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1316-48212008000300006
- [25] BasenGreen. What is the equivalent circuit of an ideal photovoltaic cell? URL: <https://www.basengreen.com/what-is-the-equivalent-circuit-of-an-ideal-photovoltaic-cell/>
- [26] Matthew DiDomizio Jens Conzen; Sunil Lakshmipathy; Anil Kapahi Stefan Kraft. «Lithium ion battery energy storage systems (BESS) hazards». En: Journal of Loss Prevention in the Process Industries 81 (2023). DOI: 10.1016/j.jlp.2022.104932.
- [27] Mathworks. Estado de carga de una batería. 2025. URL: <https://la.mathworks.com/discovery/battery-state-of-charge.html>
- [28] Jack Pleavin. How Does A Diesel Generator Work? 2024. URL: <https://pleavinpower.co.uk/news/how-does-a-diesel-generator-work>
- [29] G. Gutiérrez-Ramírez A. Deluque-Pinto E. Pérez-González. «Sistema de gestión de energía para una microrred con almacenamiento en baterías e incorporación de biomasa.» En: TecnoLógicas 22 (2022). DOI: 10.22430/22565337.2356.
- [30] Reinaldo Tonkoski Santosh Chalise; Jason Sternhagen Timothy M. Hansen. «Energy management of remote microgrids considering battery lifetime». En: The Electricity Journal 29 (2016). DOI: 10.1016/j.tej.2016.07.003.
- [31] Dike B. Igbogidi O. N. y D. C Idoniboyeobu. «Determination of Energy Not Supplied in Power System». En: American Journal of Engineering Research (AJER) 12 (2023).
- [32] European Union Emissions Trading System. Expected Energy Not Served (EENS). 2025. URL: <https://www.emissions-euets.com/internal-electricity-market-glossary/451-expected-energy-unserved-eeu>
- [33] G. Pescaroli, L. McMillan, M. Gordon, N.Y. Aydin, T. Comes, M. Maraschini, J. Palma Oliveira, S. Torresan, B. Trump, M. Pelling, I. Linkov, Definitions and taxonomy for High Impact Low Probability (HILP) and outlier

- events, International Journal of Disaster Risk Reduction, Volume 127, (2025). DOI: 10.1016/j.ijdr.2025.105504.
- [34] National Geographic. ¿Qué es un huracán y qué tipos existen? 2024. URL: <https://www.nationalgeographicla.com/medio-ambiente/2022/10/que-es-un-huracan-y-que-tipos-existen>
- [35] City of Fort Lauderdale Florida. ¿Qué es un Huracán? 2025. URL: <https://www.fortlauderdale.gov/government/departments-a-h/firerescue/emergency-services/hurricane-preparedness/informacion-enespanol/que-es-un-huracan>
- [36] M. Panteli G. De Vanna; M. Longo; F. Foiadelli y M. Galeela. «Reliability and Resilience Analysis and Comparison of Off-Grid Microgrids». En: 55th International Universities Power Engineering Conference (UPEC) (2020). DOI: 10.1109/UPEC49904.2020.9209845.
- [37] SLSQP. 2016. URL: <https://degenerateconic.com/slsqp.html>
- [38] What is: Nonconvex Optimization. URL: <https://statisticseasily.com/glossario/what-is-nonconvex-optimization/>
- [39] Institute of Electrical, Computing Electronics Engineers Power System Analysis y Economics Committee. IEEE 34 Node Test Feeder. 2000. URL: <https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>
- [40] NASA Prediction Of Worldwide Energy Resources (POWER). NASA POWER | Data Access Viewer (DAV). 2024. URL: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- [41] Nauman A. Zaffar Waleed Aslam; Muhammad Soban Farwa Akhtar. «Smart meters for industrial energy conservation and efficiency optimization in Pakistan: Scope, technology and applications». En: Renewable and Sustainable Energy Reviews 44 (2015). DOI: 10.1016/j.rser.2015.01.004.
- [42] Marta Mañá Sánchez. Efecto del cambio horario en la demanda de energía eléctrica. 2019. URL: https://oa.upm.es/56796/1/TFG_MARTA_MANA_SANCHEZ.pdf
- [43] Faster Capital. La ciencia detrás de la variación estacional de la temperatura. 2025. URL: <https://fastercapital.com/es/contenido/Grados-dia-de-calefaccion--comprension-de-la-variacion-estacional-de-la-temperatura.html#La-ciencia-detrs-de-la-variacion-estacional-de-la-temperatura>
- [44] London Economics. The Value of Lost Load (VoLL) for Electricity in Great Britain. (2013). URL: https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2013/07/london-economics-value-of-lost-load-for-electricity-in-gb_0.pdf