

UNIVERSIDAD SANTO TOMÁS

IMPLEMENTACIÓN DE UNA MICRORRED ELÉCTRICA PARA LA GESTIÓN CONFIABLE DEL SUMINISTRO ENERGÉTICO SEGÚN LA PRIORIDAD DE CARGA

Realizado por

Jordan Felipe Cortés Garzón

Brayan Thomas Flórez Mendoza

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



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

Mayo de 2025

IMPLEMENTACIÓN DE UNA MICRORRED ELÉCTRICA PARA LA GESTIÓN CONFIABLE DEL SUMINISTRO ENERGÉTICO SEGÚN LA PRIORIDAD DE CARGA

Realizado por

Jordan Felipe Cortés Garzón
Brayan Thomas Flórez Mendoza

Proyecto enviado en cumplimiento del requisito
para optar por el grado de Ingeniería Electrónica

Dirigido por

Ing. José Luis Paternina Durán, M.Sc

Grupo de Investigación MEM (Modelado-Electrónica-Monitoreo)
Sistemas de Energía y Automática
Facultad de Ingeniería Electrónica
División de Ingenierías

Mayo de 2025

Autoridades de la Universidad

RECTOR GENERAL

R.P. FRAY ÁLVARO 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 CORTÉS GALLEGO, O.P

SECRETARIA GENERAL

Dra. LUCERO GALVIS CANO

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

ING. LEONARDO FABIO YÉPES ARBELÁEZ, PhD.

Nota de aceptación

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 qué 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 a toda mi familia, y en especial a mis padres, cuyo amor y apoyo incondicional me han acompañado en cada paso de este camino. A ellos les debo no solo mi formación, sino también los valores que me han guiado hasta aquí. Hoy, con profundo respeto y gratitud, les ofrezco el fruto de este logro como un homenaje a sus vidas y a todo lo que han sembrado en mí.

Jordan Felipe Cortés Garzón

Quiero dedicar este proyecto a mis padres Jenny y Fredy por su amor, paciencia y apoyo incondicional, que han sido determinantes para llegar hasta donde estoy. A mi hermana Valentina, por sus sabios consejos, sus valiosas sugerencias y por estar siempre dispuesta a escucharme y a mi familia por siempre brindarme su apoyo durante este proceso.

Brayan Thomas Flórez Mendoza

Agradecimientos

En primer lugar, agradezco a Dios por brindarme la sabiduría, la salud y la fuerza necesarias para llevar a cabo este proyecto. Agradezco también a mis padres, Benito y Olga, por su amor, apoyo y guía incondicional, y a mis hermanos, quienes, con su ejemplo, me han enseñado valiosas lecciones para la vida. A todos los docentes que, a lo largo de este proceso formativo, han sembrado en mí conocimientos y valores que han contribuido a formar la persona que soy y el profesional que aspiro a ser. Al director, Ingeniero José Luis Paternina, por su papel fundamental en nuestra formación. A mis compañeros, en especial a mi amigo Thomas Flórez, cuyo apoyo ha sido clave en mi aprendizaje. Finalmente, agradezco a cada persona que, de alguna manera, ha contribuido a formar la persona que soy hoy.

Jordan Felipe Cortés Garzón

Expreso mi más sincero agradecimiento a Dios, por concederme la fortaleza y la claridad necesarias para afrontar cada etapa de este proyecto. A mis padres, por ser el pilar fundamental en mi vida. A mi director José Luis Paternina, por su orientación constante, por compartir generosamente su conocimiento, y por su compromiso y dedicación durante el desarrollo del proyecto. Extiendo también un especial agradecimiento a los docentes de la Facultad de Ingeniería Electrónica, quienes ofrecieron su respaldo en los momentos más retadores de este proceso y a mis compañeros a lo largo de este proceso, en particular a mi amigo Jordan Cortés por su soporte y perseverancia para afrontar cada uno de los retos que se presentaron.

Brayan Thomas Flórez Mendoza

Índice general

Resumen	1
Abstract	2
List of Figures	2
List of Tables	5
Glosario	6
1. Introducción	8
1.1. Planteamiento del problema	8
1.2. Objetivos	9
1.2.1. Objetivo general	9
1.2.2. Objetivos específicos	9
1.3. Justificación	10
1.4. Impacto social	10
2. Estado del arte	12
2.1. Microrredes como mecanismos de integración de DER	12
2.1.1. Normativa para la interconexión de DER con sistemas de energía eléctrica	13
2.2. Diseño de microrredes con enfoque en confiabilidad	13
2.2.1. Metodologías de diseño y planificación de microrredes enfocadas en confiabilidad	14
2.2.2. Evaluación de confiabilidad en microrredes	14
2.2.3. Métodos de optimización en el diseño y control de MG	15
2.2.3.1. Técnicas clásicas de optimización y control:	16
2.2.3.2. Técnicas de optimización heurística	17
2.2.3.3. Técnicas de optimización híbridas:	18
3. Marco Teórico	21
3.1. Microrredes Eléctricas	21
3.2. Despacho Eléctrico	21
3.3. Optimización	21
3.4. Optimización MILP	22
3.5. Distancia Euclidiana	22
3.6. Potencia generada por paneles solares	22
3.7. Confiabilidad en redes eléctricas	23
3.7.1. Indicadores de Confiabilidad	23
4. Diseño Metodológico	25
4.1. Revisión y análisis de metodologías de dimensionamiento	26

4.2.	Dimensionamiento óptimo de la MG	26
4.3.	Implementación de la MG	27
4.4.	Validación de la MG y elaboración del documento final	27
5.	Desarrollo Conceptual	29
5.1.	Fase 1: Revisión y análisis de metodologías de dimensionamiento	29
5.2.	Fase 2: Dimensionamiento óptimo de la MG	29
5.2.1.	Parámetros y Características del Modelo MILP	29
5.2.2.	Caracterización de DER y Equipos	30
5.2.2.1.	Paneles Solares	30
5.2.2.2.	Inversor Híbrido	32
5.2.2.3.	Baterías	34
5.2.2.4.	Analizador de redes Circutor CVM-C10	36
5.2.2.5.	Sensor de Corriente ACS712	37
5.2.2.6.	Conversor Analógico Digital ADS1115	38
5.2.2.7.	Controlador de Carga MPPT	38
5.2.2.8.	Módulo relay 4 canales	39
5.2.2.9.	Contactador SPK LC1D1210	39
5.2.2.10.	Tarjeta de Computo	39
5.2.3.	Caracterización de Cargas	40
5.2.3.1.	Carga Crítica	40
5.2.3.2.	Carga No Crítica 1	41
5.2.3.3.	Carga No Crítica 2	42
5.2.4.	Dimensionamiento Óptimo de la MG	43
5.2.4.1.	Diseño del Problema de Optimización	44
	Planteamiento de Restricciones:	46
5.2.5.	Validación Mediante Simulación	49
5.3.	Fase 3: Implementación de la MG	54
5.3.1.	Instalación física y eléctrica	55
5.3.1.1.	Diseño del Tablero Eléctrico:	55
5.3.1.2.	Cableado y protecciones:	55
	Cableado AC:	56
	Cableado DC:	56
	Protecciones Eléctricas:	57
5.3.1.3.	Plano eléctrico de potencia	57
5.3.1.4.	Circuito de Monitoreo y Gestión	58
	Analizadores de Redes:	58
	MPPT como medidor de tensión:	60
	Sensores de Corriente ACS712:	62
	Plano de circuito de monitoreo y gestión:	64
5.3.1.5.	Montaje Experimental	65
	Emulación de Cargas:	70
5.3.1.6.	Verificación y comprobación de conexiones y cableados	72
5.3.2.	Ejecución de pruebas iniciales	72
5.3.3.	Implementación del algoritmo de optimización en la MG	73
5.3.3.1.	Planteamiento de escenarios:	73
5.3.3.2.	Lógica de funcionamiento y gestión:	74
6.	Resultados y Discusión	76
6.1.	Funcionamiento Día 1	78
6.2.	Funcionamiento Día 2	84

7. Conclusiones y Trabajos Futuros	91
7.1. Conclusiones	91
7.2. Trabajos Futuros	92
8. Anexos	93
8.1. Anexo A:	93
8.2. Anexo B:	99
8.3. Anexo C:	102
 Bibliografía	 128

Resumen

El presente documento presenta el diseño e implementación de una microrred eléctrica en el Laboratorio de Energías de la Universidad Santo Tomás, cuyo objetivo principal fue garantizar la gestión óptima y confiable del suministro energético, priorizando la atención de cargas críticas mediante el aprovechamiento de Recursos Energéticos Distribuidos, como paneles solares fotovoltaicos, baterías y la red eléctrica convencional.

Para la etapa de diseño, se realizó un dimensionamiento óptimo basado en criterios de confiabilidad y minimización de costos operativos, a través de un modelo de Programación Lineal Entera Mixta desarrollado en Python con la librería PuLP. Este modelo consideró variables como el estado de carga de las baterías, la priorización temporal de cargas críticas y no críticas, así como el comportamiento dinámico del inversor cargador y los patrones de generación solar. Durante la simulación y validación del sistema, se logró mantener un funcionamiento ininterrumpido, realizando toma de decisiones en tiempo real.

Los resultados evidencian que una microrred correctamente diseñada y monitoreada puede ofrecer altos niveles de confiabilidad energética especialmente en cargas críticas, incluso en escenarios con limitaciones de recursos. No obstante, la implementación también destacó la relevancia de utilizar dispositivos adecuados para esta aplicación, dado que ciertas restricciones operativas surgieron por la incompatibilidad o escasa documentación técnica de algunos componentes.

Palabras Claves: Microrred Eléctrica, Confiabilidad, Recursos Energéticos Distribuidos, Dimensionamiento Óptimo, MILP, Cargas Críticas.

Abstract

This document presents the design and implementation of an electrical microgrid in the Energy Laboratory of Universidad Santo Tomás, whose main objective was to ensure the optimal and reliable management of energy supply, prioritizing the attention of critical loads through the use of Distributed Energy Resources, such as photovoltaic solar panels, batteries and the conventional electrical grid.

For the design stage, an optimal sizing was performed based on reliability criteria and minimization of operating costs, through a Mixed Integer Linear Programming model developed in Python with the PuLP library. This model considered variables such as the state of charge of the batteries, the temporal prioritization of critical and non-critical loads, as well as the dynamic behavior of the inverter charger and solar generation patterns. During the simulation and validation of the system, it was possible to maintain uninterrupted operation, making decisions in real time.

The results show that a properly designed and monitored microgrid can offer high levels of energy reliability, especially at critical loads, even in resource-constrained scenarios. However, the implementation also highlighted the relevance of using appropriate devices for this application, given that certain operational restrictions arose due to the incompatibility or poor technical documentation of some components.

Key Words: Electric Microgrid, Reliability, Distributed Energy Resources, Optimal Sizing, MILP, Critical Loads.

Lista de Figuras

1.	Clasificación de metodologías de optimización y control Tomado de: [35]	16
2.	Diagrama de la metodología planteada para el desarrollo del proyecto. Tomado de: Autores	26
3.	Curva de descarga para batería 12V - 100Ah Tomado de: [50]	35
4.	Curva de carga para batería 12V - 100Ah Tomado de: [50]	35
5.	Diagrama de Pines de la Raspberry Pi 3 Model B Tomado de: [56]	40
6.	Consumo energético de la carga crítica en el día. Tomado de: Autores	41
7.	Consumo energético de la carga no crítica 1 en el día. Tomado de: Autores	42
8.	Consumo energético de la carga no crítica 2 en el día. Tomado de: Autores	43
9.	Consumo energético de las cargas de la MG en el día. Tomado de: Autores	43
10.	Diagrama de MG eléctrica con bus de 120 [VAC]. Tomado de: Autores	44
11.	Contribución de fuentes a la demanda del sistema (Primera Simulación). Tomado de: Autores	51
12.	Estado de actividad de las cargas no críticas por hora (Primera Simulación). Tomado de: Autores	51
13.	Estado de carga de las baterías (Primera Simulación). Tomado de: Autores	52
14.	Contribución de fuentes a la demanda del sistema (Segunda Simulación). Tomado de: Autores	53
15.	Estado de actividad de las cargas no críticas por hora (Segunda Simulación). Tomado de: Autores	53
16.	Estado de carga de las baterías (Segunda Simulación). Tomado de: Autores	54
17.	Dimensiones y distribución de espacios del tablero eléctrico. Tomado de: [61]	55
18.	Plano eléctrico del circuito de potencia implementado. Tomado de: Autores	58
19.	Bornes del Analizador de Redes. Tomado de: [51]	59
20.	Bornes del controlador de carga ML2430. Tomado de: [54]	61
21.	Terminales puerto DB9. Tomado de: [65]	61
22.	Diagrama de conexiones de los dispositivos de monitoreo. Tomado de: Autores	64
23.	Circuito de Monitoreo y Gestión implementado en la MG. Tomado de: Autores	65
24.	Montaje experimental de los circuitos eléctricos de potencia y monitoreo y gestión. Tomado de: Autores.	66
25.	Montaje experimental de los DER de la MG. Tomado de: Autores.	67
26.	Montaje experimental de disyuntores de gestión FV. Tomado de: Autores.	68
27.	Disposición para las cargas de la MG. Tomado de: Autores	69
28.	Montaje experimental de la MG. Tomado de: Autores	70
29.	Elemento resistivo para emulación de carga crítica. Tomado de: Autores.	71
30.	Elemento resistivo para emulación de carga no crítica 1. Tomado de: Autores.	71
31.	Elemento resistivo para emulación de carga no crítica 2. Tomado de: Autores.	72
32.	Estado de Carga de las baterías - Día 1 Tomado de: Autores	78
33.	Potencia fotovoltaica generada - Día 1. Tomado de: Autores	79

34.	Potencia suministrada por la red eléctrica - Día 1. Tomado de: Autores	80
35.	Funcionamiento de cargas no críticas - Día 1 Tomado de: Autores	81
36.	Funcionamiento de carga crítica - Día 1 Tomado de: Autores	82
37.	Estado de Carga de las baterías - Día 2 Tomado de: Autores	85
38.	Potencia fotovoltaica generada - Día 2. Tomado de: Autores	86
39.	suministrada por la red eléctrica - Día 2. Tomado de: Autores	87
40.	Funcionamiento de cargas no críticas - Día 2 Tomado de: Autores	88
41.	Funcionamiento de carga crítica - Día 2 Tomado de: Autores	89

Lista de Tablas

1.	Tabla comparativa de métodos de optimización para microrredes. Tomado de: Autores	19
2.	Datos eléctricos a Condiciones de Prueba Estándar (STC). Tomado de: [48]	30
3.	Datos eléctricos a Temperatura Nominal de Operación del Módulo (NMOT). Tomado de: [48]	31
4.	Características de temperatura. Tomado de: [48]	31
5.	Clasificaciones máximas. Tomado de: [48]	31
6.	Especificaciones Generales. Tomado de: [49]	32
7.	Especificaciones de Entrada de AC. Tomado de: [49]	32
8.	Especificaciones de la Batería. Tomado de: [49]	33
9.	Especificaciones del Cargador. Tomado de: [49]	33
10.	Especificaciones del Cargador Solar. Tomado de: [49]	33
11.	Otras Especificaciones. Tomado de: [49]	33
12.	Características eléctricas de la batería. Tomado de: [50]	34
13.	Características físicas de la batería. Tomado de: [50]	34
14.	Parámetros de alimentación del Circutor CVM-C10. Tomado de: [51]	36
15.	Parámetros del circuito de medida de tensión delCircutor CVM-C10. Tomado de: [51]	36
16.	Parámetros del circuito de medida de corriente del Circutor CVM-C10. Tomado de: [51]	37
17.	Parámetros eléctricos del sensor de corriente ACS712. Tomado de: [52]	37
18.	Parámetros eléctricos del conversor ADS1115. Tomado de: [53]	38
19.	Parámetros eléctricos del Controlador de carga ML2430. Tomado de: [54]	38
20.	Características físicas del Controlador de carga ML2430. Tomado de: [54]	39
21.	Parámetros eléctricos del módulo relay de 4 canales. Tomado de: Autores	39
22.	Parámetros eléctricos del contactor SPK LC1D1210. Tomado de: Autores	39
23.	Parámetros eléctricos de la carga crítica. Tomado de: Autores	41
24.	Parámetros eléctricos de la carga no crítica 2. Tomado de: Autores	41
25.	Parámetros eléctricos de la carga no crítica 2. Tomado de: Autores	42
26.	Tabla de Costos de Generación de Energía Eléctrica. Tomado de: Autores	46
27.	Mapa de memoria Modbus - Circutor CVM-C10 Tomado de: [51]	60
28.	Mapa de memoria Modbus - MPPT ML2430 Tomado de: [66]	62
29.	Escenarios de optimización establecidos Tomado de: Autores	100
30.	Resultados de los escenarios de optimización establecidos Tomado de: Autores	101

Glosario

Internacional Energy Agency (IEA): La Agencia Internacional de Energía es una organización internacional que promueve políticas energéticas seguras, sostenibles y accesibles a nivel mundial.

Dióxido de Carbono (CO_2): El dióxido de carbono es un gas incoloro y naturalmente presente en la atmósfera, producido por procesos biológicos y actividades humanas como la combustión de combustibles fósiles.

Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME): Es una entidad técnica del gobierno colombiano encargada de formular planes y políticas para el desarrollo sostenible del sector minero-energético en el país.

Gases de Efecto Invernadero (GEI): Son compuestos gaseosos que atrapan el calor en la atmósfera, contribuyendo al calentamiento global y al cambio climático.

Fuentes de Energía Renovable (FER): Son aquellas que provienen de recursos naturales inagotables o que se regeneran constantemente.

Recursos Energéticos Distribuidos (DER): Son fuentes de generación o almacenamiento de energía ubicadas cerca del punto de consumo, que operan de forma descentralizada respecto al sistema eléctrico tradicional.

Generación Distribuida (GD): Es el modelo de producción eléctrica que se realiza cerca del usuario final, normalmente a pequeña escala.

Fotovoltaica (FV): Es una tecnología que convierte la radiación solar directamente en electricidad mediante el uso de celdas solares.

Microrredes (MG): Son sistemas eléctricos locales que integran generación distribuida, almacenamiento y cargas, capaces de operar conectados a la red o de forma aislada.

Energy Storage System (ESS): Es un sistema diseñado para almacenar energía eléctrica y liberarla cuando se requiere.

Zonas No Interconectadas (ZNI): Son regiones del país que no están conectadas al Sistema Interconectado Nacional, y que dependen de soluciones energéticas locales.

Active Distribution Network (ADN): Es una red de distribución eléctrica moderna que permite la operación activa de múltiples fuentes de generación, almacenamiento y cargas.

Energía No Suministrada (ENS): Es la cantidad de energía que deja de entregarse a los usuarios debido a fallas o restricciones en el sistema eléctrico.

Programación Lineal por Enteros Mixtos (MILP): Es una técnica de optimización matemática que permite resolver problemas con variables continuas y discretas bajo ciertas restricciones lineales.

Conversor Analógico-Digital (ADC): Es un dispositivo que transforma señales analógicas en datos digitales, permitiendo su procesamiento por sistemas electrónicos o computacionales.

Balance de Potencia: Es la ecuación que garantiza que, en cada instante de operación de una microrred, la suma de todas las fuentes de generación y almacenamiento sea igual a la demanda de las cargas.

State Of Charge: Es una medida que indica el nivel de energía disponible en una batería con respecto a su capacidad total, expresado generalmente en porcentaje.

Voltaje de circuito abierto: Es la tensión medida entre los terminales de un dispositivo, cuando no hay carga conectada y no circula corriente.

Capítulo 1

Introducción

1.1. Planteamiento del problema

Según informes publicados por la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), el sector de generación de electricidad lidera la transición energética a nivel mundial [1]. Esto se debe a que la electrificación es una de las estrategias clave para reducir las emisiones de dióxido de carbono (CO_2) en el Escenario de Emisiones Netas Cero para 2050. Para alcanzar este objetivo, será necesario que la proporción de electricidad en la demanda energética aumente un 4 % anual [2].

En el panorama colombiano, esta tendencia no difiere de lo mencionado previamente. Según la "Proyección de la demanda de energía eléctrica 2023 - 2037", elaborada por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) [3], se estima que la demanda de este recurso en el escenario medio alcanzó los 80.268 GWh-año en 2023 y se incrementará a 121.648 GWh-año en 2037, lo que representa un crecimiento promedio anual del 3,1 %. Para responder a este crecimiento de la demanda, resulta esencial comprender y/o diversificar los métodos de generación de energía eléctrica en el país.

La producción de energía eléctrica se lleva a cabo en centrales de generación a partir de diversos recursos primarios, ya sean renovables o no renovables [4, 5]. Según [6], en 2021 la matriz energética de Colombia estaba compuesta en un 81.82 % de energía eléctrica generada a partir de recursos hídricos, un 1.58 % proveniente de otros recursos renovables como biomasa, eólica o solar, y el 16.6 % restante corresponde a energía eléctrica proveniente de fuentes no renovables. Un aspecto importante a considerar, es que el sistema eléctrico colombiano presenta un alto nivel de dependencia de la energía hidroeléctrica, lo cual provoca que el país sea vulnerable a factores externos, como el fenómeno de El Niño, el cual puede reducir significativamente los niveles de los embalses, poniendo en riesgo el suministro de electricidad y generando estrés energético [7]. Esta situación ha provocado que el Gobierno Nacional busque diversificar la matriz energética a través de la integración de energías renovables no convencionales mediante el establecimiento de la Ley 2099 de 2021, con el fin de mejorar el desarrollo económico sostenible, disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y la seguridad en el abastecimiento energético [8].

Ante la imperiosa necesidad de diversificar la matriz energética nacional, un desafío que ya no es solo ambiental, sino también social y económico, las fuentes de energía renovable (FER) se presentan como una alternativa para sustituir las estrategias de generación basadas en recursos limitados, las cuales generan graves impactos ambientales [9]. Sin embargo, la integración de Recursos Energéticos Distribuidos (DER), definidos como cualquier tipo de recurso en el sistema de distribución que produce electricidad [10], no solo ofrece potenciales beneficios, sino que también plantea importantes desafíos para la confiabilidad y la flexibilidad de la red [11].

Dentro de los DER se incluyen la Generación Distribuida (GD), la cual consiste en la producción de electricidad a partir de pequeñas o medianas unidades de generación cerca de los puntos de consumo. Estas unidades pueden emplear FER, como paneles solares para la generación fotovoltaica (FV) [12]. La potencia generada por sistemas FV depende directamente de la disponibilidad del recurso primario, en este caso, la irradiancia solar, la cual varía según las condiciones climáticas. Factores como la alta nubosidad o las tormentas pueden reducir los niveles de irradiancia, afectando la energía producida por la instalación y disminuyendo la confiabilidad del sistema [13]. Esta reducción en la confiabilidad impacta directamente el funcionamiento de aquellas cargas que requieren un suministro de energía eléctrica continuo y confiable, también conocidas como cargas críticas [14].

Por lo anterior, es fundamental llevar a cabo estudios para gestionar el suministro energético de acuerdo con la prioridad del tipo de carga presente en la red, con el fin de garantizar a los usuarios un sistema confiable, capaz de mantener el servicio según los requerimientos energéticos, aún en presencia de FER. En este contexto, se plantea la siguiente pregunta problema:

¿Cómo implementar una microrred eléctrica para la gestión del suministro energético de manera confiable, considerando la prioridad del tipo de carga y utilizando los Recursos Energéticos Distribuidos disponibles en el Laboratorio de Energías de la Universidad Santo Tomás?

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Implementar una microrred eléctrica para la gestión óptima del suministro energético de manera confiable, considerando la prioridad del tipo de carga y utilizando los DER disponibles en el Laboratorio de Energías de la Universidad Santo Tomás.

1.2.2. Objetivos específicos

- Seleccionar un método de dimensionamiento de microrred que permita la gestión óptima de los DER, a partir de una revisión bibliográfica.
- Dimensionar de forma óptima la microrred bajo parámetros de confiabilidad, teniendo en cuenta la demanda eléctrica de las cargas presentes garantizando el equilibrio con la oferta del sistema.

- Integrar los componentes de la microrred mediante su implementación práctica en el Laboratorio de Energías de la USTA para la comprobación del diseño del sistema.
- Validar experimentalmente la operación de la microrred en el Laboratorio de Energías de la USTA mediante pruebas de desempeño y análisis de indicadores, para la evaluación de confiabilidad del sistema.

1.3. Justificación

Problemáticas como el aumento de la demanda energética, la necesidad de diversificación de la matriz de generación y de un cambio estructural en los sistemas eléctricos en Colombia, planteadas en el capítulo 1.1, requieren la implementación de acciones estratégicas para contribuir a su solución. Una de estas acciones es la adopción de los beneficios contemplados en la Ley 2099 de 2021, la cual promueve la integración de FER y establece incentivos para el desarrollo de proyectos que impulsen la transición energética del país tal como se menciona en [8].

La implementación de FER en el suministro eléctrico convencional, como la GD mediante paneles solares, representa un gran desafío como lo es la intermitencia inherente a los recursos renovables, especialmente en la generación fotovoltaica, donde la potencia generada depende directamente de la irradiancia solar, que puede variar significativamente debido a condiciones climáticas. De acuerdo a [15], esta variabilidad puede afectar la confiabilidad del suministro eléctrico, particularmente en sistemas que alimentan cargas críticas. Por esta razón, es necesario realizar trabajos de grado como el presente, donde se estudie la implementación de microrredes (MG, por sus siglas en inglés) eléctricas como una solución tecnológica robusta para la integración y gestión de DER. Estas MG, al combinar diversas fuentes de energía y tecnologías de almacenamiento, ofrecen flexibilidad y escalabilidad en la operación del sistema eléctrico, lo que les permite funcionar tanto de manera aislada como conectadas a la red principal y adaptarse eficientemente a las fluctuaciones en la generación y la demanda [16].

La implementación de una MG en el Laboratorio de Energías de la Universidad Santo Tomás (USTA) permitirá explorar y probar soluciones innovadoras para la gestión y optimización del uso de DER, evaluando la confiabilidad del sistema y su respuesta ante contingencias.

Además, este proyecto representa un aporte significativo al grupo de investigación de Modelado, Electrónica y Monitoreo (MEM) de la USTA, al contribuir al avance investigativo y práctico, en particular en áreas como Sistemas de Energía Eléctrica y Automática.

1.4. Impacto social

Según el informe [17], publicado por el Banco Mundial, el aumento de la población y el desarrollo económico generaron un incremento del 34,7 % en las emisiones totales de GEI entre 1990 y 2018, pasando de 225 a 303 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente. Entre los sectores responsables de

dicho aumento se encuentran algunos como el transporte, la agricultura y la energía. Por consiguiente, es pertinente implementar métodos de generación de energía renovables no convencionales mediante MG que permitan la gestión del suministro eléctrico de forma confiable, reduciendo el impacto ambiental de la emisión de GEI. Asimismo, las MG representan un gran avance en materia de confiabilidad para las redes eléctricas, ya que, al gestionar el suministro de la energía se impacta directamente en cualquier comunidad o usuario final que se considere como carga crítica [18], dentro de los cuales se encuentran aquellos que cumplan una labor pública, económica y/o social que requieran continuidad en el servicio eléctrico (tales como hospitales, colegios, industrias, entidades gubernamentales, comunicación de emergencia, entre otros).

Por consiguiente, se considera que este proyecto contribuye a dos Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS): El número 7, que corresponde a Energía Asequible y No Contaminante, cuyo objetivo es garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos; y el número 13, que corresponde a Acción por el Clima, enfocado en adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos [19].

Por otro lado, este proyecto contribuye al marco de proyección social de la USTA al promover la investigación aplicada y el desarrollo tecnológico en el ámbito energético, alineándose con las necesidades sociales y ambientales de la comunidad [20]. Además, fomenta la participación activa de los miembros y equipos subutilizados del semillero de energías, con el propósito de que esta línea de investigación se continúe en proyectos futuros, incrementando y fortaleciendo el impacto de esta temática.

Capítulo 2

Estado del arte

En la búsqueda de un suministro energético más confiable, las microrredes eléctricas han surgido como una solución prometedora para integrar los DER en la red eléctrica. Según [21], una MG es una red de distribución de bajo voltaje, que incluye DER, sistemas de almacenamiento de energía (ESS, por sus siglas en inglés) y cargas que pueden operar sincrónicamente con la red principal (*on-grid*) o desconectadas como una red aislada (*off-grid*) considerando sus condiciones operativas físicas.

En esta sección, se lleva a cabo una revisión de la literatura científica relacionada con mecanismos de integración de DER y diseño de MG con enfoque en confiabilidad, con el objetivo de evaluar las estrategias y metodologías propuestas para optimizar su desempeño, garantizando un suministro energético eficiente y continuo, incluso en presencia de FER con alta variabilidad.

2.1. Microrredes como mecanismos de integración de DER

Debido a la creciente demanda energética a nivel mundial que se presenta actualmente y la necesidad de adoptar nuevas estrategias de electrificación de manera sostenible, en [22], se diseña una MG eléctrica empleando energía solar fotovoltaica para abastecer hasta el 80 % de la demanda energética del sector urbano en la comunidad de San Clemente, Ecuador. En el documento, el autor presenta las MG como mecanismos efectivos para la integración de DER como fuentes de GD y ESS para gestionar de manera sostenible la generación y el consumo de energía en comunidades. Además, se enfatiza la importancia de diseñar MG que no solo cubran la demanda energética local, sino que también sean capaces de operar de manera independiente o en conexión con la red principal, lo que aumenta la fiabilidad del sistema energético.

Así mismo, en [10] se presenta la implementación y diseño de MG en zonas no interconectadas (ZNI) de Colombia, destacando su potencial para mejorar el acceso a la energía eléctrica en comunidades vulnerables. Además, el autor resalta la capacidad de las MG para operar en modo *off-grid* y la vital importancia de considerar la variabilidad que puede presentar la integración de DER renovables, debido

a que esta influye en la eficiencia y confiabilidad del sistema energético. De igual manera, en [23] se realiza un modelo para la operación coordinada de redes de distribución activas (ADN, por sus siglas en inglés) con altos índices de confiabilidad considerando incertidumbres y contingencias. En el estudio se busca determinar las mejores propuestas de expansión y la operación óptima diaria de los DER bajo las peores realizaciones de incertidumbres, utilizando un enfoque de contingencia. También se menciona las MG como un componente importante en la modernización de ADN debido a la integración de DER, las cuales permiten la interconexión y gestión eficiente de diversas fuentes de energía, como generación distribuida y almacenamiento.

2.1.1. Normativa para la interconexión de DER con sistemas de energía eléctrica

A la hora de realizar el diseño de MG, es fundamental contar con un marco de referencia que proporcione un conjunto de normas y prácticas estandarizadas que pueden ser aplicadas de manera consistente en diferentes proyectos y siguiendo los mismos criterios. Por lo cual, en [24], se describe los factores esenciales a considerar al planificar y diseñar MG, incluyendo la incorporación de DER para la configuración del sistema eléctrico, indicando que estas permiten una mayor flexibilidad en el suministro de energía, facilitando la adaptación a las condiciones y demanda locales.

De acuerdo a lo anterior, la norma IEEE Std 1547™-2018 [25] define los requisitos técnicos para la interconexión y la interoperabilidad de los DER con los sistemas eléctricos de potencia asociados, como redes eléctricas y MG. En esta se especifican los requisitos que deben cumplir los DER para conectarse de manera segura y confiable a la red eléctrica, incluyendo la estabilidad, el control de voltaje y frecuencia, la protección contra fallos, y la capacidad de desconexión automática en caso de anomalías. Además se aborda la capacidad de los DER para funcionar de manera eficiente y en coordinación con otros componentes del sistema eléctrico, incluida la comunicación, el control remoto y la compatibilidad con otras tecnologías y protocolos.

2.2. Diseño de microrredes con enfoque en confiabilidad

Como ya es claro, las MG se destacan como una alternativa viable para proporcionar soluciones eléctricas sostenibles y confiables. A futuro, se proyecta que estos sistemas estarán compuestos por FER y estarán interconectados mediante interfaces basadas en electrónica de potencia, por lo cual, es necesario aumentar los criterios de confiabilidad de estos. A lo largo de [26], se destaca la importancia de los procesos de diseño y planificación de las MG para garantizar una alta confiabilidad del sistema, ofreciendo metodologías de diseño que incluyen factores que se suelen obviar durante este proceso, como el impacto por factor de desgaste de materiales. Además, incluye un amplio panorama de normativas inherentemente necesarias al momento de efectuar el proceso de dimensionamiento y desarrollo de una MG confiable, como por ejemplo, la norma IEEE 2030-2011 [27], la cual describe la guía para la integración de la tecnología energética con la operación de las tecnologías de información y comunicaciones en redes inteligentes, incluyendo los sistemas de energía eléctrica, las aplicaciones de uso final y las cargas.

La relevancia de esta norma radica en su enfoque en temas clave como el flujo bidireccional de potencia, la comunicación y los aspectos de control dentro de las redes inteligentes.

De igual manera, en [28] se propone un entorno de simulación que permite evaluar la confiabilidad de una MG aislada, para ello plantea la necesidad de implementar previamente un análisis estocástico (proceso matemático para representar comportamiento de variables aleatorias en un mismo espacio muestral [29]) de los recursos producidos por las FER implementadas en la MG, para este caso específico se emplearon recursos eólicos y solares, con el fin de simular la variabilidad de los mismos, para ello emplea distintos modelos matemáticos y probabilísticos, que permiten dimensionar la capacidad de producción de cada equipo.

2.2.1. Metodologías de diseño y planificación de microrredes enfocadas en confiabilidad

Como es posible observar, existen múltiples metodologías empleadas para el diseño de MG, pues al ser un sistema tan versátil y multifunción, permite dar variabilidad en sus medios de desarrollo, por eso [30] presenta una amplia investigación acerca de distintos métodos de planificación y funcionamiento de una MG con el fin de mejorar su confiabilidad y calidad de la energía. A lo largo del documento es posible observar los diferentes procedimientos en distintos proyectos y sistemas, por ejemplo en [31], se presenta un novedoso método de control destinado a regular varios parámetros, como el voltaje de salida y la potencia de los inversores conectados a GD en el sistema de MG propuesto con el objetivo de mejorar la confiabilidad y calidad de la energía de la red de distribución. Asimismo, en [32] se plantea una estrategia óptima de control de potencia para la operación autónoma de una MG, utilizando un método de autoajuste en tiempo real con la finalidad de mejorar la calidad del suministro de energía en los puntos de conexión entre los recursos de GD y la red.

Por otro lado, [33] plantea otro factor fundamental a la hora de diseñar una MG, el cual es la ubicación y dimensionamiento óptimos para los ESS. Dentro de este artículo, es posible observar que abordan la planificación óptima de ESS como un problema de minimización, cuyo objetivo es reducir tanto el costo de la energía no suministrada (ENS) como los costos asociados al ESS de manera simultánea. Dicho problema se formula matemáticamente mediante una programación no lineal de enteros mixtos y se resuelve utilizando el algoritmo de optimización por enjambre de partículas (PSO), donde después de la validación mediante simulación se demuestra el impacto positivo en el sistema de los ESS.

2.2.2. Evaluación de confiabilidad en microrredes

Teniendo en cuenta la importancia del factor de confiabilidad en la implementación de MG, surge la necesidad de evaluar dicho factor a través de metodologías que permitan cuantificar el potencial de la respuesta del sistema frente a fallos e irregularidades. Es por esto que, [34] presenta una metodología basada en el análisis de redes complejas (CNA) para evaluar los puntos de conexión de múltiples MG dentro de un sistema de distribución, destacando su capacidad para mejorar la confiabilidad del sistema.

Sin embargo, esta evaluación puede tener dos enfoques, el determinístico, que consiste en valorar el comportamiento del sistema frente a anomalías o fallas en el mismo, tales como daño o desconexión de componentes, caídas de energía e incluso niveles de generación atípicos. Dentro de este enfoque, el principio más común es el denominado $N-1$, el cual consiste en valorar la respuesta del sistema ante la falla en uno de sus componentes (por lo general, el de mayor influencia), sin que el suministro se vea afectado. No obstante, este principio puede ser aplicado hasta $N-2$ o $N-3$, de acuerdo a la condiciones de la MG. El otro enfoque se denomina probabilístico, el cual se aplica considerando la incidencia de gran cantidad de variables o elementos con un comportamiento estocástico o aleatorio, por lo que se hace necesario recurrir a modelos probabilísticos que tienen en cuenta factores estadísticos referentes a las fallas, tiempos de reparación o variabilidad en la oferta y demanda del sistema.

Además, [34] presenta los dos métodos más comunes a la hora de evaluar la confiabilidad de una red eléctrica: El método analítico y el de simulación, siendo el primero de estos, el más empleado en las diferentes técnicas de evaluación, esto debido a que representa el sistema mediante un modelo matemático el cual se basa en el análisis de tasas y duración de fallas, el cual ha demostrado ser efectivo para proporcionar variables necesarias para la toma de decisiones objetivas. Mientras que el de simulación requiere una gran cantidad de variables y muestras que deben simularse para alcanzar un nivel aceptable de exactitud en los indicadores de confiabilidad empleados, y como consecuencia un trabajo computacional bastante elevado.

2.2.3. Métodos de optimización en el diseño y control de MG

Para iniciar con la búsqueda de metodologías de dimensionamiento óptimo para MG, se definieron criterios específicos que permiten identificar las investigaciones y estudios más relevantes en esta área. En primer lugar, se seleccionaron palabras clave esenciales, con el fin de cubrir los enfoques principales y técnicas empleadas en el dimensionamiento de MG. La búsqueda se concentró en bases de datos académicas reconocidas, las cuales ofrecen acceso a artículos especializados, estudios de caso y revisiones literarias de alto valor académico.

Un proceso de optimización se realiza cuando se busca resolver una problemática de la manera más eficiente posible. Esta eficiencia puede abordarse desde diferentes perspectivas o áreas según sea necesario, como la económica, social, ambiental u operativa, entre otras. Estos procesos se desarrollan a través de un modelo matemático que integra variables, parámetros y restricciones, fundamentales para garantizar que se cumpla el objetivo planteado. Este modelo permite analizar y evaluar distintos escenarios, asegurando que la solución propuesta sea no solo viable, sino también óptima dentro del contexto específico del problema. De acuerdo con lo anterior, los procesos de optimización y control inteligente se convierten en componente fundamental a la hora de realizar el dimensionamiento y diseño de una MG para una operación y uso eficiente de los DER presentes en la misma.

A través de un planteamiento adecuado de un modelo de optimización para microrredes, el sistema puede tomar decisiones operativas de manera informada, considerando los diferentes parámetros definidos en el modelo. Esto permite identificar la combinación óptima de componentes para cumplir con los objetivos de diseño. Además, la implementación de estas estrategias en sistemas interconectados a la

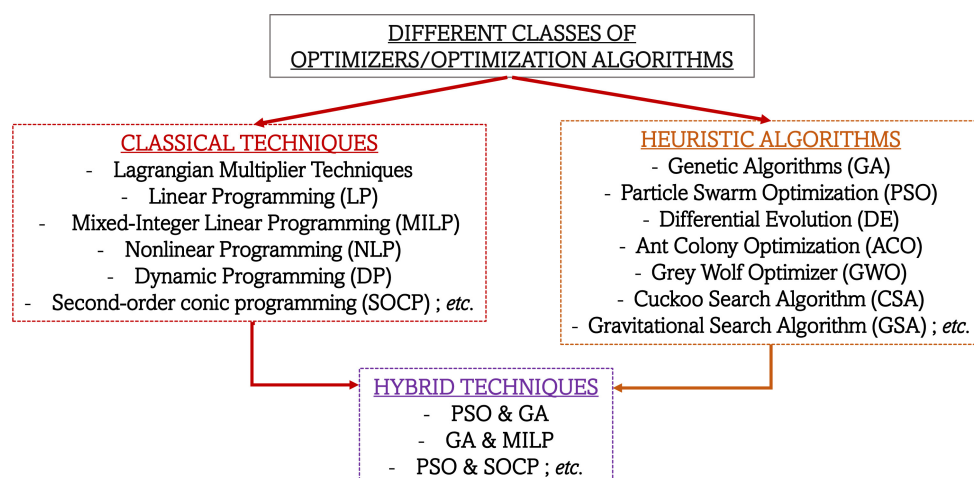


FIGURA 1: Clasificación de metodologías de optimización y control Tomado de: [35]

red eléctrica (on-grid) facilita la gestión de la interacción energética con la red, estableciendo condiciones óptimas de operación y estabilidad, mejorando de esta forma incluso la calidad del suministro de la energía.[35]

Existen diversas metodologías para la optimización de microrredes. En [35] se presenta un análisis y comparación de estos métodos, destacándose tres grandes categorías: las técnicas clásicas, las técnicas heurísticas y las técnicas mixtas, que combinan aspectos de ambas.

2.2.3.1. Técnicas clásicas de optimización y control:

Las técnicas clásicas de optimización se aplican cuando las funciones objetivo y de restricción son continuas y diferenciables. Estas técnicas buscan identificar soluciones óptimas mediante el análisis algebraico y numérico, garantizando la convergencia a resultados globales precisos. Su principal fortaleza radica en la aplicación de teorías matemáticas bien establecidas, lo que las hace ideales para problemas con restricciones claras y funciones bien definidas. Sin embargo, presentan limitaciones cuando se enfrentan a problemas no diferenciables o de alta complejidad computacional. A continuación, se presenta una breve descripción de las técnicas clásicas mas comunes:

■ Multiplicadores de Lagrange:

Se emplea generalmente en problemas en los cuales haya presencia de restricciones, pues se emplean estos modelos matemáticos para eliminar dichas restricciones. Este método es especialmente útil si estas restricciones son de igualdad.

■ Programación Lineal (LP):

Esta técnica se aplica cuando la función objetivo y las restricciones son lineales. Su objetivo es maximizar o minimizar una función lineal sujeta a un conjunto de restricciones lineales. Es ampliamente utilizada en problemas de asignación de recursos y logística.

- **Programación Lineal por Enteros Mixtos (MILP):**

Extensión de la programación lineal donde algunas variables deben ser enteras. Se utiliza para problemas más complejos, como la planificación óptima de microrredes, donde es necesario decidir la activación o desactivación de ciertos elementos del sistema.

- **Programación No Lineal (NLP):**

Aplicable cuando la función objetivo o las restricciones son no lineales. Este método es crucial para resolver problemas más realistas donde las relaciones entre variables no son necesariamente lineales.

- **Programación Dinámica (DP):**

Método que descompone un problema complejo en subproblemas más simples y resuelve cada uno de ellos de forma recursiva. Es útil para problemas que presentan estructura secuencial o de etapas.

- **Programación Cónica de Segundo Orden (SOCP):**

Técnica utilizada para resolver problemas de optimización con restricciones cónicas de segundo orden. Es una extensión de la programación lineal y cuadrática, y permite manejar problemas que incluyen incertidumbres o estructuras no lineales específicas.

2.2.3.2. Técnicas de optimización heurística

Las técnicas de optimización heurística son métodos iterativos que no dependen de un análisis matemático estricto, como ocurre con las técnicas clásicas. En su lugar, emplean reglas heurísticas inspiradas en fenómenos naturales y comportamientos sociales para encontrar soluciones aproximadas a problemas de gran complejidad. Estos métodos son especialmente útiles cuando las funciones objetivo y de restricción no son lineales, continuas ni diferenciables, lo que los hace ideales para abordar problemas con gran dimensionalidad y múltiples objetivos, a diferencia de las técnicas clásicas, la optimización heurística ofrece mayor flexibilidad para manejar restricciones y permite la exploración de amplios espacios de búsqueda. A continuación, algunos de los mas comunes:

- **Algoritmos Genéticos (GA):**

Los Algoritmos Genéticos son técnicas de optimización basadas en el proceso de evolución biológica. Simulan mecanismos como la selección, el cruce y la mutación para buscar soluciones en espacios complejos. Los GA son útiles para resolver problemas de gran dimensionalidad con múltiples objetivos y restricciones. Su ventaja radica en su capacidad para evitar quedarse atrapados en mínimos locales, explorando ampliamente el espacio de búsqueda.

- **Optimización de Enjambre de Partículas (PSO):**

Este método se inspira en el comportamiento colectivo de grupos en la naturaleza, como bandadas de aves o cardúmenes de peces. Cada "partícula" representa una posible solución que ajusta su posición en función de su propia experiencia y la de sus vecinas. PSO es conocido por su facilidad de implementación y su capacidad para encontrar soluciones rápidas en problemas complejos.

- **Evolución Diferencial (DE):**

La Evolución Diferencial es un algoritmo evolutivo que utiliza diferencias entre vectores de soluciones para guiar la búsqueda hacia el óptimo. Es especialmente efectivo para problemas de optimización continua y no lineal, y destaca por su simplicidad y efectividad en la exploración global del espacio de búsqueda.

- **Optimización de Colonias de Hormigas (ACO):**

Inspirado en el comportamiento de las hormigas al buscar rutas óptimas hacia una fuente de alimento, el ACO utiliza feromonas para guiar la búsqueda de soluciones. Este método es eficaz para problemas de optimización combinatoria, como el problema del viajero o la planificación de rutas.

- **Optimizador de Lobo Gris (GWO):**

El GWO imita la estructura social y el comportamiento de caza de los lobos grises. Clasifica las soluciones como "lobos alfa, beta, delta y omega" para dirigir la búsqueda de la solución óptima. Este enfoque es útil para problemas no lineales y complejos.

- **Algoritmo de Búsqueda del Cuco (CSA):**

Este algoritmo se inspira en el comportamiento parasitario de las aves cuco al depositar sus huevos en los nidos de otras aves. Utiliza la estrategia de aleatorización basada en el vuelo de Lévy para explorar el espacio de búsqueda de manera eficiente. Es especialmente útil en problemas con espacios de solución muy amplios.

- **Algoritmo de Búsqueda Gravitacional (GSA):**

El GSA modela las interacciones gravitacionales entre masas como soluciones potenciales. Cada solución mejora su calidad al interactuar con otras, siendo atraída hacia las mejores soluciones encontradas hasta el momento. Este algoritmo se aplica principalmente en problemas dinámicos y multidimensionales.

2.2.3.3. Técnicas de optimización híbridas:

Las técnicas híbridas básicamente combinan dos o más métodos de optimización para aprovechar las fortalezas individuales de cada uno y mitigar sus limitaciones.

De acuerdo con la información presentada anteriormente, se realiza un análisis comparativo de algunos métodos de optimización para microrredes que se evidencian en la Figura 1 en donde se destacan criterios como su descripción, ventajas y desventajas. El análisis comparativo se presenta en la Tabla 1.

TABLA 1: Tabla comparativa de métodos de optimización para microrredes. **To-**
mado de: Autores

Método	Descripción	Ventajas	Desventajas	Complejidad Computacional
Programación Lineal por Enteros Mixtos (MILP)	Combina variables continuas y enteras, resuelve problemas lineales con restricciones mixtas.	Alta precisión, solución óptima global.	Alta complejidad, el tiempo de resolución aumenta con el tamaño del problema.	Alta
Programación Lineal (LP)	Optimización de funciones objetivo lineales sujetas a restricciones lineales.	Solución rápida, eficiente para problemas pequeños y lineales.	Limitada a funciones y restricciones lineales, no maneja variables enteras.	Baja
Programación No Lineal (NLP)	Manejo de funciones objetivo o restricciones no lineales.	Flexible para modelos complejos, puede manejar funciones no lineales.	Posibilidad de soluciones locales en lugar de globales, requiere algoritmos iterativos complejos.	Alta
Programación Dinámica (DP)	Descompone un problema en subproblemas más pequeños y resuelve recursivamente.	Maneja problemas de optimización multi-etapa, útil para problemas con incertidumbre temporal.	Alta demanda computacional para problemas grandes.	Alta
Técnicas del Multiplicador Lagrangiano	Optimización basada en multiplicadores de Lagrange para manejar restricciones.	Simplifica problemas de optimización con restricciones.	No siempre garantiza soluciones globales, requiere derivadas exactas.	Media
Optimización de Enjambre de Partículas (PSO)	Algoritmo heurístico inspirado en el comportamiento de enjambres.	Fácil de implementar y gran eficiencia en problemas no lineales y de búsqueda global.	Puede converger prematuramente, rendimiento sensible a la parametrización.	Media
Algoritmos Genéticos (GA)	Algoritmo que utiliza principios de selección natural para encontrar la mejor solución.	Bueno para problemas no lineales, evita mínimos locales	Tiempo de cálculo alto, requiere ajuste de parámetros.	Alta
Evolución Diferencial	Algoritmo que optimiza funciones mediante mutación y recombinación.	Eficiencia en problemas no diferenciables o no lineales.	Dependencia de parámetros iniciales, puede ser lento en converger a la solución óptima.	Media

Por otro lado, de acuerdo con el proyecto de grado que se presenta en [36], se busca determinar el diseño óptimo de microrredes eléctricas mediante la metodología MILP, considerada adecuada para abordar problemas lineales que involucran variables binarias y continuas, características que se ajustan a las topologías planteadas para la microrred. En [37] se desarrolla una herramienta de programación llamada MIDIC, la cual fue realizada en Python y emplea una metodología de tipo MILP para realizar una minimización del Costo Presente Neto (CPN) y establece múltiples restricciones asociadas a las DER que se emplean en la microrred. Además en [10], se genera una estrategia de diseño para microrredes que emplean paneles solares, en la cual el autor indica que para el dimensionamiento óptimo de los recursos energéticos se utiliza el modelo MILP debido a que este presenta un resultado óptimo para una sola función objetivo, es altamente aceptado en la literatura científica y al estar planteado a partir de fundamentos teóricos, hace que este modelo no se limite únicamente a la investigación, sino también a su implementación.

Finalmente, en [35] se establece un estudio en el que se realiza una investigación de los diferentes modelos de optimización y su correspondiente aplicación a microrredes. En este documento, el autor resalta

que las metodologías PSO y MILP han sido implementadas ampliamente en varios problemas de diseño e implementación de microrredes.

Capítulo 3

Marco Teórico

3.1. Microrredes Eléctricas

Una microrred es un sistema de generación, distribución y consumo de energía eléctrica que puede operar como una red local con capacidad de funcionar de manera autónoma o conectada a la red principal. Estas microrredes son empleadas para funcionar en caso de apagones o para suplir la demanda de los usuarios finales, disminuyendo los costos de energía y aportando beneficios en términos de sostenibilidad ambiental [16, 38].

3.2. Despacho Eléctrico

El despacho eléctrico es el proceso de determinación, programación y coordinación de la operación del día siguiente de las unidades de generación de energía eléctrica para satisfacer la demanda energética de manera confiable y segura. Este proceso toma en cuenta las restricciones técnicas, económicas y ambientales del sistema eléctrico, buscando garantizar un suministro confiable a los usuarios finales [39].

3.3. Optimización

La optimización es el proceso de mejorar o distribuir de la mejor manera los recursos que se tienen disponibles en un caso específico. Un problema de optimización consta de cuatro elementos básicos: una serie de parámetros de entrada que no se modifican, un vector de variables de decisión que determina la dimensión del problema, una función objetivo (generalmente asociada a minimizar o maximizar costos) y un conjunto de restricciones técnicas. Las particularidades de estos componentes definen la naturaleza del problema de optimización y la estrategia metodológica más adecuada para resolverlo [40].

3.4. Optimización MILP

La optimización por Programación Lineal Entera Mixta (MILP, por sus siglas en inglés) es una técnica matemática en la que al menos una de las variables dentro del problema de optimización es de tipo discreto (comúnmente binarias) y otras pueden ser continuas, además la relación entre estas variables está representada por funciones lineales. Este tipo de optimización es aplicado cuando se emplean variables de tipo binario, por ejemplo, en problemas de asignación de recursos [41].

3.5. Distancia Euclidiana

La distancia euclidiana es una métrica fundamental en espacios geométricos, definida como la longitud del segmento de recta que une dos puntos en un plano o espacio multidimensional [42]. Matemáticamente, para puntos $P = (p_1, p_2, \dots, p_n)$ y $Q = (q_1, q_2, \dots, q_n)$, se calcula como:

$$d(P, Q) = \sqrt{\sum_{i=1}^n (p_i - q_i)^2} \quad (3.1)$$

En el contexto de esta investigación, la distancia euclidiana se emplea como métrica cuantitativa para comparar el estado actual de la microrred con los escenarios optimizados.

3.6. Potencia generada por paneles solares

La potencia real generada por un panel solar depende de las condiciones ambientales, principalmente la irradiancia y la temperatura. Para estimar la temperatura de operación del módulo fotovoltaico (T_c), se emplea la siguiente expresión: [36]

$$T_c = T_{\text{amb}} + \left(\frac{G}{800} \right) \cdot (\text{NMOT} - 20) \quad (3.2)$$

Donde:

- T_{amb} : Temperatura ambiente
- G : Irradiancia solar en W/m^2
- NMOT: Temperatura nominal de operación del módulo.

Con base en T_c , la potencia real generada por un conjunto de paneles se puede calcular mediante:

$$P_{\text{real}} = P_{\text{STC}} \cdot \left(\frac{G}{1000} \right) \cdot [1 + \alpha \cdot (T_c - T_{\text{STC}})] \cdot N \quad (3.3)$$

Donde:

- P_{STC} : Potencia bajo condiciones estándar.
- α : Coeficiente de temperatura.
- T_{STC} : Temperatura estándar (25°C)
- N : Número de módulos
- T_c : Temperatura de operación del módulo fotovoltaico.
- G : Irradiancia solar en W/m^2

3.7. Confiabilidad en redes eléctricas

En el campo de la ingeniería, la confiabilidad se entiende como la probabilidad de que un elemento realice las funciones para las que fue diseñado durante el intervalo de tiempo previsto y bajo las condiciones de operación establecidas [43].

La confiabilidad en redes eléctricas se refiere a la capacidad del sistema para suministrar energía de manera continua y satisfacer la demanda bajo condiciones normales y de contingencia. En microrredes, la confiabilidad adquiere mayor relevancia debido a su operación autónoma y dependencia de fuentes renovables intermitentes [44].

3.7.1. Indicadores de Confiabilidad

Estos indicadores son medidas cuantitativas que evalúan la probabilidad de que un sistema o componente funcione de acuerdo a lo establecido como confiabilidad para cada sistema.

- **Índice de Energía No Suministrada (ENS):**

El ENS representa la cantidad de energía que, durante un periodo determinado, se esperaba entregar a los usuarios, pero que no fue posible suministrar debido a indisponibilidades en los sistemas de generación o en la red eléctrica, dentro de un horizonte temporal específico [45]. La ecuación para determinar el ENS se presenta a continuación.

$$\sum_{i=1}^N P_{NCLn_i} \cdot (1 - X_{NCLn_i}) \quad (3.4)$$

En donde N corresponde al horizonte temporal establecido, P_{NCLn_i} a la potencia que se espera sea suministrada a las cargas no críticas y X_{NCLn} a la variable binaria de funcionamiento de la carga correspondiente.

- **Disponibilidad del sistema:**

De acuerdo con [46], la disponibilidad del sistema representa el porcentaje de tiempo durante el cual la microrred opera de manera adecuada dentro de un periodo determinado. En este caso, este indicador refleja la capacidad del sistema para mantener el funcionamiento adecuado las cargas, sin interrupciones ni fallos, lo cual es esencial para garantizar un suministro eléctrico confiable.

$$Disponibilidad = \frac{TiempoOperativo}{TiempoOperativo + TiempoInactivo} \cdot 100 \quad (3.5)$$

- **Criterio N -1:**

El criterio N-1 es un principio de confiabilidad aplicado en el diseño y operación de sistemas eléctricos, el cual establece que el sistema debe ser capaz de continuar operando de manera segura y estable ante la falla inesperada de uno de sus componentes principales. Este criterio garantiza que, incluso en caso de una contingencia simple, el suministro eléctrico no se vea interrumpido [47].

En este criterio se establece que N corresponde al número total de componentes principales en un sistema eléctrico.

Capítulo 4

Diseño Metodológico

Para dar cumplimiento al presente proyecto, se realiza un diseño metodológico que permita proporcionar una estructura clara para llevar a cabo las fases y actividades necesarias que conducirán al cumplimiento de los objetivos planteados. El propósito de esta sección es presentar el desarrollo metodológico que se llevará a cabo en el anteproyecto, facilitando la planificación y ejecución de las actividades, garantizando que las decisiones tomadas se efectúen adecuadamente para que este avance de manera coherente y alineada con los objetivos propuestos.

En este proyecto se empleará un diseño experimental de enfoque cuantitativo, caracterizado por la medición de fenómenos. Además, el proceso investigativo seguirá una metodología secuencial y probatoria, lo que permitirá evaluar los fenómenos evidenciados.

Para la metodología, se plantea una serie de fases, cada una con sus respectivas actividades. Estas fases representan el cumplimiento de los objetivos específicos planteados en el capítulo anterior, lo que permite establecer un orden adecuado para el desarrollo y ejecución del proyecto. En la Figura 2 se presenta un diagrama que ilustra la metodología, comenzando con el objetivo general, el cual está compuesto por 4 objetivos específicos, y cada uno de ellos, a su vez, se desglosa en una serie de fases y actividades correspondientemente.

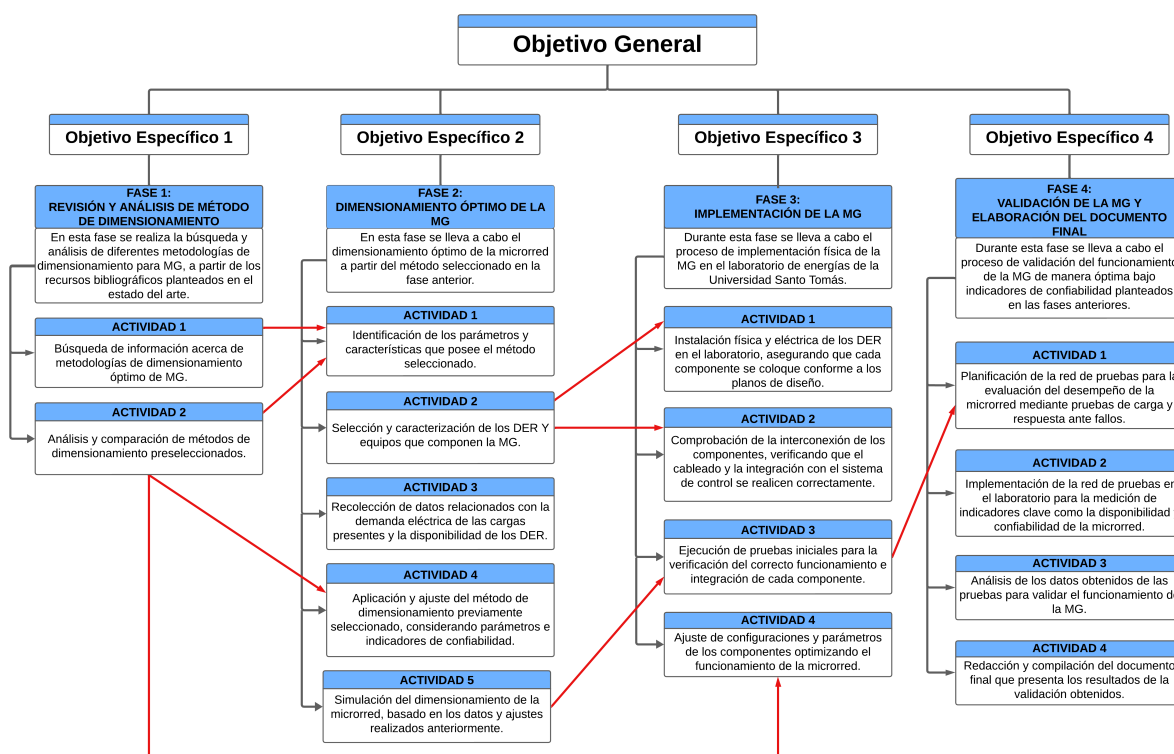


FIGURA 2: Diagrama de la metodología planteada para el desarrollo del proyecto.

Tomado de: Autores

4.1. Revisión y análisis de metodologías de dimensionamiento

La primera fase se enfoca en la búsqueda y análisis de diferentes metodologías de dimensionamiento para MG, utilizando los recursos bibliográficos necesarios. A través de esta fase, se desarrollarán varias actividades orientadas a la selección del método más adecuado para el dimensionamiento óptimo de la MG. Las actividades que componen esta fase son:

- Búsqueda de información acerca de metodologías de dimensionamiento óptimo de MG.
- Análisis y comparación de métodos de dimensionamiento preseleccionados.

4.2. Dimensionamiento óptimo de la MG

En esta fase se procede al dimensionamiento óptimo de MG, utilizando el método previamente seleccionado, determinando la configuración y los parámetros más adecuados para garantizar que la MG cumpla con los requisitos de confiabilidad y rendimiento establecidos. Esta etapa incluye un análisis de los componentes y recursos necesarios, así como la evaluación de su interacción y funcionamiento dentro del sistema. A continuación, se describen las actividades a llevar a cabo:

- Identificación de los parámetros y características que posee el método seleccionado.
- Selección y caracterización de los DER y equipos que componen la MG.
- Recolección de datos relacionados con la demanda eléctrica de las cargas presentes y la disponibilidad de los DER.
- Aplicación y ajuste del método de dimensionamiento previamente seleccionado, considerando parámetros e indicadores de confiabilidad.
- Simulación del dimensionamiento de la microrred, basado en los datos y ajustes realizados anteriormente.

4.3. Implementación de la MG

La fase de implementación se centra en la instalación y puesta en marcha física de la MG eléctrica en el laboratorio de energías de la USTA. Esta fase implica la conexión e integración de los diferentes componentes y DER siguiendo las especificaciones previamente diseñadas, asegurando el correcto funcionamiento del sistema. Se llevarán a cabo cuatro actividades clave para el cumplimiento de la fase planteada, las cuales se presentan a continuación:

- Instalación física y eléctrica de los DER en el laboratorio, asegurando que cada componente se coloque conforme al dimensionamiento previo.
- Comprobación de la interconexión de los componentes, verificando que el cableado y la integración con el sistema de control se realicen correctamente.
- Ejecución de pruebas iniciales para la verificación del correcto funcionamiento e integración de cada componente.
- Ajuste de configuraciones y parámetros de los componentes optimizando el funcionamiento de la MG.

4.4. Validación de la MG y elaboración del documento final

La fase final se enfoca en la validación del funcionamiento óptimo de la MG utilizando los indicadores de confiabilidad definidos en las fases anteriores. Esta fase abarca desde la planificación y ejecución de pruebas hasta la elaboración del documento final que contiene los resultados obtenidos. A continuación, se detallan las tareas asignadas:

- Planificación de la red de pruebas para la evaluación del desempeño de la microrred mediante pruebas de carga y respuesta ante fallos.

- Implementación de la red de pruebas en el laboratorio para la medición de indicadores clave como la confiabilidad de la microrred.
- Análisis de los datos obtenidos de las pruebas para validar el funcionamiento de la MG.
- Redacción y compilación del documento final que presenta la totalidad del desarrollo del proyecto.

Capítulo 5

Desarrollo Conceptual

5.1. Fase 1: Revisión y análisis de metodologías de dimensionamiento

Con base en el análisis comparativo realizado y consignado previamente en la subsección 2.2.3 del Estado del arte, se opta por la elección de una de las técnicas clásicas de optimización, ya que estas permiten abordar problemas con restricciones y objetivos bien definidos, garantizando soluciones óptimas mediante un enfoque matemático riguroso. En este caso, se selecciona el modelo MILP como el más adecuado para llevar a cabo el dimensionamiento del sistema.

La elección del modelo MILP se fundamenta en su capacidad para manejar variables discretas y continuas, así como para representar de manera precisa las relaciones lineales entre las variables de decisión. Además, su flexibilidad permite incorporar múltiples restricciones y objetivos, lo que lo hace particularmente útil en problemas complejos como el diseño de sistemas energéticos. Es por esto, que a continuación se presentará una descripción de los parámetros y características de este modelo.

5.2. Fase 2: Dimensionamiento óptimo de la MG

5.2.1. Parámetros y Características del Modelo MILP

La Programación Lineal Entera Mixta es una técnica de optimización que aborda problemas donde la función objetivo y las restricciones son lineales, y algunas variables de decisión deben asumir valores enteros. Este enfoque es particularmente útil en el dimensionamiento de sistemas, como las MG, permitiendo determinar la configuración óptima de componentes bajo restricciones específicas. A continuación, se presentan algunas de las características de este modelo.

- **Función objetivo lineal:** Busca maximizar o minimizar una combinación lineal de variables de decisión, permitiendo modelar objetivos como la minimización de costos o la maximización de eficiencia.
- **Coeficientes de la función objetivo:** Determinan la influencia de cada variable de decisión en el objetivo total, ayudando a priorizar aspectos clave del diseño.
- **Restricciones lineales:** Representan las limitaciones del problema mediante ecuaciones o inecuaciones lineales, que definen relaciones entre las variables de decisión y establecen sus valores permitidos.
- **Variables mixtas:** Incluyen tanto variables continuas como enteras, permitiendo modelar decisiones discretas y continuas en un mismo problema.
- **Variables de decisión:** Representan los valores a determinar, como el número de componentes o el flujo de energía, que serán ajustados para cumplir con la función objetivo y las restricciones del modelo.

5.2.2. Caracterización de DER y Equipos

En esta sección se lleva a cabo la caracterización de cada uno de los DER implementados en la MG. Es importante resaltar que, en el marco del proyecto de grado y en concordancia con los objetivos establecidos, los DER utilizados son propiedad de la USTA.

5.2.2.1. Paneles Solares

Para el recurso fotovoltaico se dispone de paneles solares de la referencia HELIOS PLUS 425-450 W / 144 Cells / 9 Bus Bars Monocrystalline Module [48]. A continuación, se presentan los parámetros y características técnicas y mecánicas relevantes.

TABLA 2: Datos eléctricos a Condiciones de Prueba Estándar (STC). **Tomado de:** [48]

Parámetro	Valor
Potencia de salida (Pmax) [W]	425
Tolerancia de potencia [W]	0~+5
Eficiencia del módulo [%]	19.4
Voltaje a potencia máxima (Vmp) [V]	40.40
Corriente a potencia máxima (Imp) [A]	10.52
Voltaje de circuito abierto (Voc) [V]	49.00
Corriente de cortocircuito (Isc) [A]	11.09

En la Tabla 2 se presentan los parámetros eléctricos bajo STC (**Irradiancia:** 1000 W/m^2 , **Temperatura de celda:** 25°C , **AM:** 1.5), donde se observa una potencia máxima de salida de 425 W y una eficiencia del

módulo del 19.4 %. Estos valores son fundamentales al momento de dimensionar el sistema fotovoltaico, ya que determinan la cantidad de energía que puede producir cada panel bajo condiciones ideales.

TABLA 3: Datos eléctricos a Temperatura Nominal de Operación del Módulo (NMOT). Tomado de: [48]

Parámetro	Valor
Potencia de salida (Pmax) [W]	316.16
Voltaje a potencia máxima (Vmp) [V]	38.00
Corriente a potencia máxima (Imp) [A]	8.32
Voltaje de circuito abierto (Voc) [V]	46.00
Corriente de cortocircuito (Isc) [A]	8.93

Sin embargo, es importante considerar que, los módulos operan en condiciones ambientales distintas a las ideales. Por ello, en la Tabla 3 se detallan los datos eléctricos del panel a NMOT (**Irradiancia:** 800 W/m^2 , **Temperatura de celda:** 20°C, **AM:** 1.5, **Velocidad del viento:** 1 m/s), donde se evidencia una disminución en la potencia de salida y en los valores de corriente y voltaje, lo cual permite tener una estimación más realista del desempeño del sistema.

Además, las características térmicas presentadas en la Tabla 4 ofrecen información clave sobre cómo afecta la temperatura al rendimiento del módulo. En esta se observa un coeficiente de temperatura negativo para la potencia máxima y el voltaje de circuito abierto, lo que significa que a medida que aumenta la temperatura, el desempeño del panel puede verse afectado.

TABLA 4: Características de temperatura. Tomado de: [48]

Parámetro	Valor
NMOT [°C]	41 ± 3
Coef. temp. de Pmax [%/°C]	-0.35
Coef. temp. de Voc [%/°C]	-0.30
Coef. temp. de Isc [%/°C]	+0.05

Por último, la Tabla 5 presenta los límites de operación seguros del módulo, como el rango de temperaturas ambientales soportadas, el voltaje máximo del sistema y las cargas máximas admisibles por nieve o viento.

TABLA 5: Clasificaciones máximas. Tomado de: [48]

Parámetro	Valor
Rango de temperatura de operación [°C]	-40 a +85
Voltaje máximo del sistema [V/DC]	1000 (IEC) / 1500 (IEC)
Clasificación de fusible en serie [A]	20
Carga máxima (frontal - nieve) [Pa]	5400
Carga máxima (trasera - viento) [Pa]	2400

5.2.2.2. Inversor Híbrido

Para integrar los sistemas de ESS en la MG, es necesario emplear un dispositivo que no solo facilite el acoplamiento a la red principal, sino que también permita gestionar eficientemente la carga y descarga de las baterías según las necesidades del sistema. Para cumplir con estos requisitos, se hace uso de un inversor híbrido de la serie PV3000 LVHM de la marca MUST, con una potencia nominal de 2 kW, que permite tanto la conversión de energía fotovoltaica como la gestión del almacenamiento energético. Este inversor es adecuado para optimizar el rendimiento del ESS en la MG [49].

A continuación, se presentan las Tablas que detallan las especificaciones técnicas más relevantes del dispositivo. Estas especificaciones incluyen características eléctricas y de funciones generales que facilitan la comprensión del funcionamiento del equipo.

La Tabla 6 muestra las especificaciones generales del inversor, donde se resumen parámetros clave relacionados con su capacidad operativa, eficiencia, voltajes de salida y tolerancias ante sobrecargas. Esta información es fundamental para entender su comportamiento bajo distintas condiciones de carga.

TABLA 6: Especificaciones Generales. **Tomado de:** [49]

Parámetro	Valor
Voltaje nominal del sistema de batería [VDC]	12 / 24
Potencia nominal [KW]	2
Capacidad de sobrecarga [VA]	6000
Motor eléctrico de arranque [hp]	1.5
Voltaje nominal de salida RMS	110V / 115V / 120VAC ($\pm 10\%$ RMS)
Frecuencia de salida [Hz]	50 / 60 (± 0.3)
Eficiencia del inversor (máxima) [%]	>88
Eficiencia en modo línea [%]	>95
Factor de potencia	1.0
Tiempo típico de transferencia [ms]	10 (máx)
Sobrecarga	100 % < Carga < 110 % (alarma 5 min, detiene salida + código de error 07) 110 % < Carga < 125 % (alarma 60 seg, detiene salida + código de error 07) Carga > 125 % (alarma 10 segs, detiene salida + código de error 07)

A continuación, la Tabla 7 expone las especificaciones correspondientes a la entrada de corriente alterna (AC), indicando los rangos de voltaje y frecuencia aceptados por el inversor, lo cual permite conocer su compatibilidad con la red eléctrica convencional.

TABLA 7: Especificaciones de Entrada de AC. **Tomado de:** [49]

Parámetro	Valor
Voltaje [VAC]	110/120
Rango de voltaje seleccionable [VAC]	75~135 (Para computadoras personales)
Rango de frecuencia [Hz]	50 / 60 (Auto detección), 40 ~ 80

La Tabla 8 presenta las características relacionadas con la batería, tales como niveles de alarma, voltajes de corte y recuperación, así como parámetros vinculados al modo de ahorro energético. Estos datos son esenciales para garantizar una correcta gestión del banco de baterías.

TABLA 8: Especificaciones de la Batería. Tomado de: [49]

Parámetro	Valor
Voltaje mínimo de arranque [V]	$(10 / 10.5 / 11 / 11.5 / 12) + 0.5$
Alarma de batería baja [V]	$(10 / 10.5 / 11 / 11.5 / 12) + 0.5$
Corte por batería baja [V]	$10 / 10.5 / 11 / 11.5 / 12$
Alarma de batería alta [V]	$(12 \sim 14.5) + 1$
Recuperación por batería alta [V]	$(12 \sim 14.5) + 0.5$
Modo de búsqueda de consumo inactivo [W]	$\text{Carga} \leq 50 \pm 20 (120V)$

Por otro lado, la Tabla 9 especifica las condiciones de operación del cargador integrado en el equipo, destacando su voltaje de salida y capacidad de carga, junto con los niveles de protección ante sobrecarga.

TABLA 9: Especificaciones del Cargador. Tomado de: [49]

Parámetro	Valor
Voltaje de salida	Depende del tipo de batería
Protección contra sobrecarga [VDC]	15.7
Corriente máxima de carga [A]	45

Asimismo, en la Tabla 10 se encuentran las especificaciones del cargador solar, en donde se indican el tipo de controlador, el voltaje y la corriente máxima de entrada permitidos por el inversor cuando se conecta directamente a paneles solares.

TABLA 10: Especificaciones del Cargador Solar. Tomado de: [49]

Parámetro	Valor
Tipo de controlador	MPPT
Voltaje máximo de entrada del panel solar [VDC]	145
Corriente máxima de carga [A]	80

Finalmente, la Tabla 11 resume otras especificaciones relevantes como el rango de temperaturas, el nivel de ruido, el tipo de pantalla incorporada en el equipo y la garantía proporcionada por el fabricante.

TABLA 11: Otras Especificaciones. Tomado de: [49]

Parámetro	Valor
Temperatura de funcionamiento [°C]	0 a 40
Temperatura de almacenamiento [°C]	-15 a 60
Ruido audible [dB]	60 MAX
Display	LED + LCD
Garantía estándar	1 Año

5.2.2.3. Baterías

Para el ESS de la MG se emplean dos baterías de plomo-ácido de 12V - 100Ah conectadas en serie y fabricada por la empresa CSB [50]. Las características eléctricas correspondientes de las baterías se evidencian en la Tabla que se presenta a continuación.

TABLA 12: Características eléctricas de la batería. Tomado de: [50]

Parámetro	Valor
Tensión nominal [V]	12
Potencia nominal [W]	390
Resistencia interna [Ω]	0.004
Máx. corriente de carga [A]	39
Máx. corriente de descarga (5s) [A]	800
Temperatura ambiente (°C)	Descarga: -15 - 50
	Carga: -15 - 40
	Almacenamiento: -15 - 40
Tensión de carga [V]	13.5 a 13.8 por unidad a 25°C
Profundidad de descarga [%]	60

Como se observa en la Tabla 12, la batería utilizada cuenta con una tensión nominal de 12 [V] y una potencia nominal de 390 [W]. Sin embargo, de acuerdo con las especificaciones del fabricante, estos valores no garantizan una polarización estable durante toda la descarga. De hecho, a potencia nominal, la batería alcanza un voltaje de 1.67 [V] por celda, es decir, 10.02 [V] de tensión nominal después de 15 minutos de operación. Esto indica que, si el consumo de potencia en la carga supera el valor nominal, el tiempo de descarga será aún menor; mientras que, si el consumo es inferior, el tiempo de descarga se prolongará, permitiendo un mayor aprovechamiento de la energía almacenada.

Por otro lado, la Tabla 13 presenta las características físicas de las baterías, donde se destaca un peso de 33 kg y dimensiones que deben considerarse al momento de su montaje. Estos valores permiten realizar una adecuada distribución del espacio para el sistema de almacenamiento.

TABLA 13: Características físicas de la batería. Tomado de: [50]

Parámetro	Valor
Dimensiones [mm]	Largo: $343,0 \pm 2,5$
	Ancho: $170,0 \pm 2,0$
	Alto: $217,3 \pm 2,0$
Peso [kg]	33

Además de los parámetros eléctricos y físicos, se presenta el comportamiento de la batería en diferentes condiciones de operación. En la Figura 3 se evidencia la curva de descarga, la cual muestra cómo varía la tensión en función del tiempo.

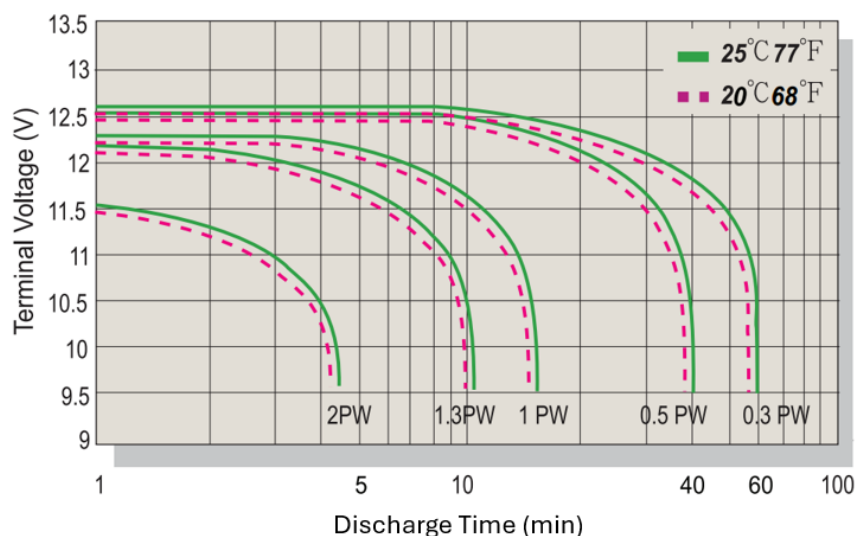


FIGURA 3: Curva de descarga para batería 12V - 100Ah Tomado de: [50]

Teniendo en cuenta la gráfica anterior, es posible evidenciar que el rango de voltaje esta entre 13.5V (carga completa) hasta 9V (descarga profunda) y se presentan varias curvas de descarga a diferentes potencias. En este caso, es posible evidenciar que cuanto mayor es la potencia de descarga (PW), más rápido cae el voltaje de la batería.

Asimismo, en la Figura 4 se ilustra las curva de voltaje, corriente y porcentaje de carga, las cuales indica el comportamiento de estas variables en el proceso de carga de la batería.

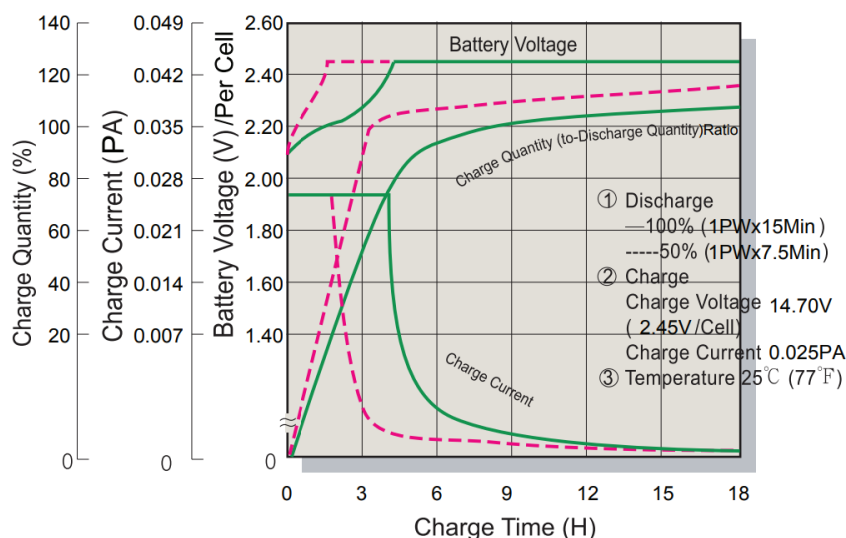


FIGURA 4: Curva de carga para batería 12V - 100Ah Tomado de: [50]

En la Figura que se evidencia anteriormente, es posible evidenciar curvas para cada uno de los parámetros mencionados anteriormente en dos colores, verde para una descarga completa (100%) y rosa segmentado para una descarga parcial (50%). En esta se observa que, dependiendo del nivel de carga,

se puede tomar entre 1 y 4 horas en alcanzar la tensión máxima para cada celda y se estabiliza. En este mismo tiempo, la corriente de carga es alta y luego desciende exponencialmente.

5.2.2.4. Analizador de redes Circutor CVM-C10

El CVM-C10-ITF-485-ICT2 es un analizador de redes trifásico de montaje en carril DIN, diseñado para la supervisión y gestión de parámetros eléctricos en sistemas de baja y media tensión. Este dispositivo permite la medición precisa de variables eléctricas como tensiones, corrientes, potencias (activa, reactiva y aparente), energías, factor de potencia y frecuencia [51].

Este dispositivo puede ser alimentado tanto con AC como con corriente continua, lo que aumenta su versatilidad de uso. A continuación, en la Tabla 14 se presentan los rangos de tensión de operación según el tipo de alimentación.

TABLA 14: Parámetros de alimentación del Circutor CVM-C10. Tomado de: [51]

Parámetro	Tipo de alimentación	Valor
Tensión nominal	Alterna	95 ... 240 V $\sim \pm 10\%$
Frecuencia	Alterna	50 ... 60 Hz
Consumo	Alterna	4 ... 6 VA
Categoría de la instalación	Alterna	CAT III 300 V
Tensión nominal	Continua	105 ... 272 V c.c. $\pm 10\%$
Consumo	Continua	2 ... 6 W
Categoría de la instalación	Continua	CAT III 300 V

El circuito de medida de tensión de este equipo está diseñado para operar en sistemas eléctricos trifásicos, bifásicos o monofásicos, permitiendo una monitorización precisa de los valores de tensión y frecuencia dentro de un amplio rango. Este circuito garantiza lecturas confiables incluso a bajos niveles de tensión, lo que lo hace adecuado para diversas condiciones de operación. En la Tabla 15 se presentan los principales parámetros técnicos relacionados con los rangos de medición.

TABLA 15: Parámetros del circuito de medida de tensión del Circutor CVM-C10. Tomado de: [51]

Parámetro	Valor
Tensión nominal	300 V F-N, 520 V F-F
Margen medida tensión	5 ... 120% U_n
Margen medida frecuencia	45 ... 65 Hz
Tensión mín. medida (V_{start})	15 V
Categoría de instalación	CAT III 300 V

Del mismo modo, el circuito de medida de corriente admite transformadores con salidas normalizadas de 5 A o 1 A, lo que facilita su adaptación a una amplia variedad de instalaciones. Es capaz de detectar

valores desde los 10 mA, permitiendo un seguimiento preciso incluso en condiciones de baja carga. Además, soporta impulsos de hasta 100 A y mantiene un bajo consumo energético en sus entradas, lo cual contribuye a la eficiencia general del sistema. En la Tabla 16 se detallan los parámetros técnicos correspondientes.

TABLA 16: Parámetros del circuito de medida de corriente del Circutor CVM-C10. Tomado de: [51]

Parámetro	Valor
Corriente nominal (In)	.../5 A, .../1 A
Margen medida corriente de fase	2 ... 120 % In
Corriente máxima de impulso	100 A
Corriente mínima de medida	10 mA
Consumo máx. en entrada de corriente	0,9 VA
Categoría de la instalación	CAT III 300 V

Este equipo también cuenta con capacidades de comunicación serial mediante la tecnología RS-485 y es compatible con el estándar BACnet, soportando los protocolos de comunicación ModBus/RTU y BACnet, lo que permite, aplicarlos en algoritmos de gestión eléctrica como el presente.

5.2.2.5. Sensor de Corriente ACS712

El sensor ACS712 es un dispositivo utilizado para la medición de corriente eléctrica en sistemas de corriente AC o DC, proporcionando una salida de tensión proporcional a la corriente medida [52]. En este caso, este sensor se emplea para detectar la corriente generada por los paneles solares y la corriente suministrada por las baterías. En la Tabla 17 se presentan sus parámetros eléctricos y condiciones de operación.

TABLA 17: Parámetros eléctricos del sensor de corriente ACS712. Tomado de: [52]

Parámetro	Valor
Voltaje de alimentación [V]	4.5 ~ 5.5
Corriente de alimentación [mA]	10 - 13
Sensibilidad [mV/A]	66
Salida de voltaje sin corriente [V]	Vcc/2
Voltaje de salida [V]	0.5 ~ Vcc-0.5 (-30A ~ 30A)
Tiempo de subida [μ s]	5
Ancho de banda [kHz]	80
Resistencia interna [$m\Omega$]	1.2
Error total de salida [%]	1.5 a Temperatura Ambiente 25°C
Dimensiones [mm]	31 x 14

5.2.2.6. Conversor Analógico Digital ADS1115

El Conversor Analógico-Digital (ADC) ADS1115 es un componente que permite la adquisición de señales analógicas en sistemas de monitoreo [53]. Este se utiliza para digitalizar las señales provenientes obtenidas por los sensores de corriente, los cuales entregan una salida analógica, es decir, la corriente entregada por los paneles solares y las baterías. A continuación, se presenta las características del dispositivo.

TABLA 18: Parámetros eléctricos del conversor ADS1115. Tomado de: [53]

Parámetro	Valor
Voltaje de alimentación [V]	2 ~ 5.5
Corriente [μ A]	150
Velocidad de muestreo [Hz]	8 ~ 860
Número de canales	4 individuales / 2 diferenciales
Protocolo de comunicación	Interfaz I2C
Dimensiones [mm]	28 x 17

5.2.2.7. Controlador de Carga MPPT

El controlador de carga MPPT ML2430 permite realizar la medición de los parámetros eléctricos de los paneles solares y las baterías. En el caso de este proyecto, este dispositivo será empleado para realizar las mediciones de tensión de los componentes previamente mencionados [54]. A continuación, se presentan las características eléctricas del dispositivo.

TABLA 19: Parámetros eléctricos del Controlador de carga ML2430. Tomado de: [54]

Parámetro	Valor
Voltaje del sistema [V]	12 / 24
Corriente nominal de carga [A]	30
Pérdidas en vacío [W]	0.7 ~ 1.2
Voltaje de las baterías [V]	9 ~ 35
Voltaje máximo de paneles solares [V]	100 (25 °C)
Potencia máxima de entrada fotovoltaica [W]	400 para sistemas de 12V 800 para sistemas de 24V
Temperatura de funcionamiento	-35°C ~ +45°C
Grado de protección	IP32
Interfaz de comunicación	RS232

Por otro lado, en la Tabla 20 se presentan las características físicas del MPPT, las cuales permiten tener una idea general sobre sus dimensiones y peso, aspectos importantes para su correcta instalación y funcionamiento dentro del sistema.

TABLA 20: Características físicas del Controlador de carga ML2430. **Tomado de:** [54]

Parámetro	Valor
Dimensiones [mm]	Largo: 173
	Ancho: 72.5
	Alto: 238
Peso [kg]	2

5.2.2.8. Módulo relay 4 canales

Para el control de la activación y desactivación de los contactores, se utiliza un módulo que cuenta con 4 relés simples de la referencia SRD-05VDC. Este dispositivo permite gestionar el flujo de corriente hacia estos componente de forma segura y automatizada. A continuación, se presentan las especificaciones eléctricas del dispositivo.

TABLA 21: Parámetros eléctricos del módulo relay de 4 canales. **Tomado de:** Autores

Parámetro	Valor
Voltaje de operación DC [V]	5
Voltaje máximo del relay [VAC]	250
Corriente máxima del relay [A]	10
Corriente de activación por relé [mA]	15 ~ 20

5.2.2.9. Contactor SPK LC1D1210

Este dispositivo electromecánico se emplea para la conmutación de las cargas que componen la MG. Sus características eléctricas se presentan en la Tabla 22.

TABLA 22: Parámetros eléctricos del contactor SPK LC1D1210. **Tomado de:** Autores

Parámetro	Valor
Tensión nominal [V]	110
Corriente nominal [A]	25
Potencia nominal [W]	560

5.2.2.10. Tarjeta de Computo

Como tarjeta de computo se utiliza la Raspberry Pi 3 Model B, una tarjeta de desarrollo equipada con un procesador de cuatro núcleos a 1.2 GHz y 1 GB de memoria RAM, que ofrece un rendimiento adecuado

para tareas de procesamiento moderadas. Integra conectividad inalámbrica Wi-Fi y Bluetooth 4.1, lo que facilita la comunicación con dispositivos externos y redes sin cables. Además, cuenta con cuatro puertos USB 2.0, un puerto Micro SD, un puerto Ethernet, salida HDMI y 40 pines de propósito general (GPIO), lo que la hace ideal para aplicaciones que requieren conectividad y expansión [55].

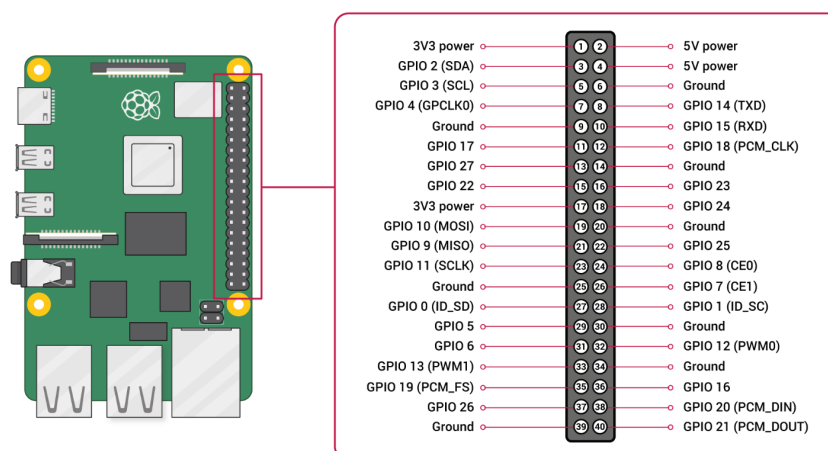


FIGURA 5: Diagrama de Pines de la Raspberry Pi 3 Model B Tomado de: [56]

La Figura que se presenta anteriormente corresponde a los pines de salida de la Raspberry Pi 3 Model B y la funcionalidad específica que tiene cada uno de ellos.

5.2.3. Caracterización de Cargas

Con el fin de diseñar y operar de manera óptima la MG eléctrica propuesta, es fundamental identificar las cargas que forman parte del sistema. Esta caracterización permite conocer el comportamiento energético de cada una de ellas, su demanda específica y su nivel de prioridad en cuanto a suministro eléctrico. En esta sección se presenta la descripción técnica y funcional de las cargas conectadas a la MG, incluyendo su clasificación según la criticidad y su consumo energético estimado con base en sus parámetros operacionales.

Cabe destacar que para aumentar la capacidad de respuesta ante variaciones del sistema se plantea un sobre dimensionamiento del 10 % para cada carga presente en la MG. Esta ligera ampliación permite incorporar un margen de seguridad que contribuye a priorizar la confiabilidad operativa de la MG

5.2.3.1. Carga Crítica

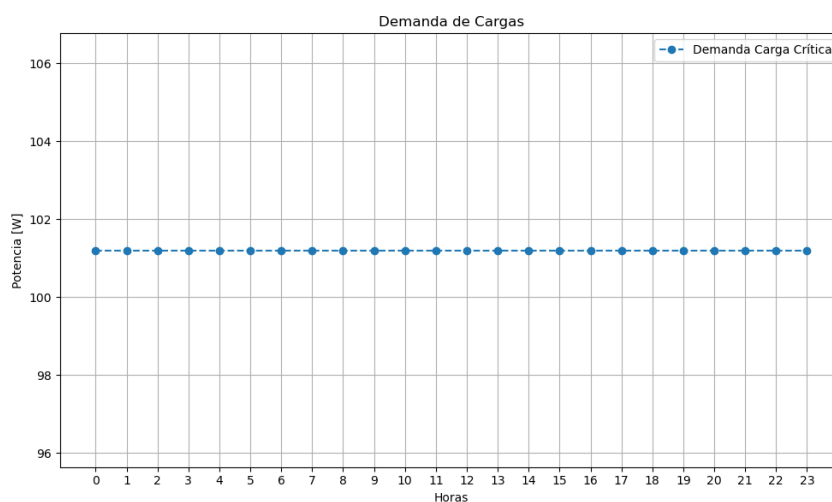
En primera instancia, la carga crítica de la MG corresponde a una bombilla incandescente, la cual tiene un consumo energético aproximado de 92 [W]. Dado su carácter prioritario, esta debe tener un suministro eléctrico ininterrumpido; por esta razón, se modela que el comportamiento de la carga será constante durante las 24 horas del día. Sus características eléctricas se presentan a continuación.

TABLA 23: Parámetros eléctricos de la carga crítica. **Tomado de:** Autores

Parámetro	Valor
Tensión [V]	120
Corriente [A]	0.766
Potencia [W]	92

Al consumo de la carga presentada anteriormente se le aplica el sobredimensionamiento del 10 %, mencionado anteriormente. Como resultado, el consumo energético estimado para la carga crítica es de 101.2 [W].

La gráfica 6 presenta el consumo energético de la carga crítica.

FIGURA 6: Consumo energético de la carga crítica en el día. **Tomado de:** Autores

5.2.3.2. Carga No Crítica 1

La carga no crítica 1 de la MG corresponde a dos bombillas incandescentes conectadas en paralelo, cuyo consumo energético es de 186 [W]. Para efectos del modelo, se considera que esta carga permanece activa dentro de una franja horaria comprendida entre las 6:00 a.m. y las 7:00 p.m. A continuación, se presentan sus principales características eléctricas.

TABLA 24: Parámetros eléctricos de la carga no crítica 2. **Tomado de:** Autores

Parámetro	Valor
Tensión [V]	120
Corriente [A]	1.55
Potencia [W]	186

Al igual que con la carga anterior, se realiza un sobredimensionamiento del 10 % sobre el consumo energético estimado para esta carga. Como resultado, se estima un consumo energético para la carga no crítica 1 de 204.6 [W].

La gráfica 7 presenta el consumo energético de la carga no crítica 1.

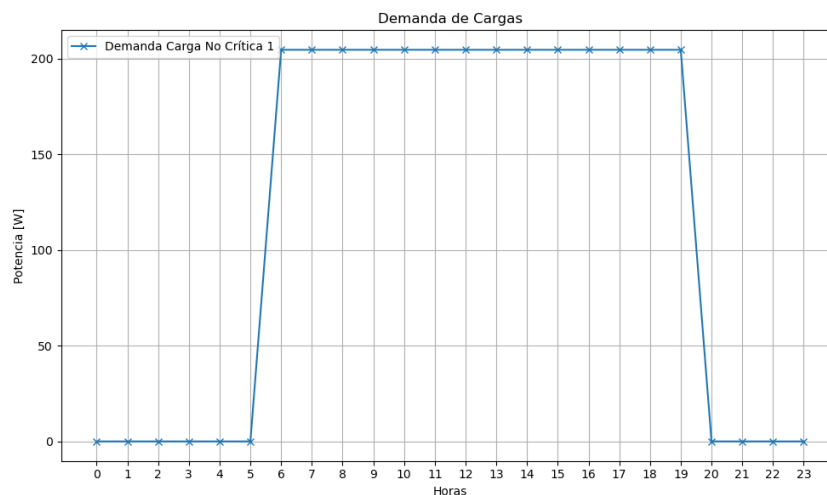


FIGURA 7: Consumo energético de la carga no crítica 1 en el día. **Tomado de:** Autores

5.2.3.3. Carga No Crítica 2

La carga no crítica 2 de la MG corresponde a una resistencia u hornilla eléctrica, cuyo consumo energético es de 182.4 [W]. Para el modelado de su comportamiento, se considera que esta carga se activa de manera intermitente durante el día, encendiéndose cada tres horas a partir de las 2:00 a.m. (a las 2:00, 5:00, 8:00, 11:00, etc.). A continuación, se detallan sus características eléctricas más relevantes.

TABLA 25: Parámetros eléctricos de la carga no crítica 2. **Tomado de:** Autores

Parámetro	Valor
Tensión [V]	120
Corriente [A]	1.52
Potencia [W]	182.4

Así como se realizó anteriormente, se realiza un sobredimensionamiento del 10 % para esta carga. Como resultado, el consumo energético estimado para la carga crítica es de 200.64 [W].

La gráfica 8 presenta el consumo energético de la carga crítica.

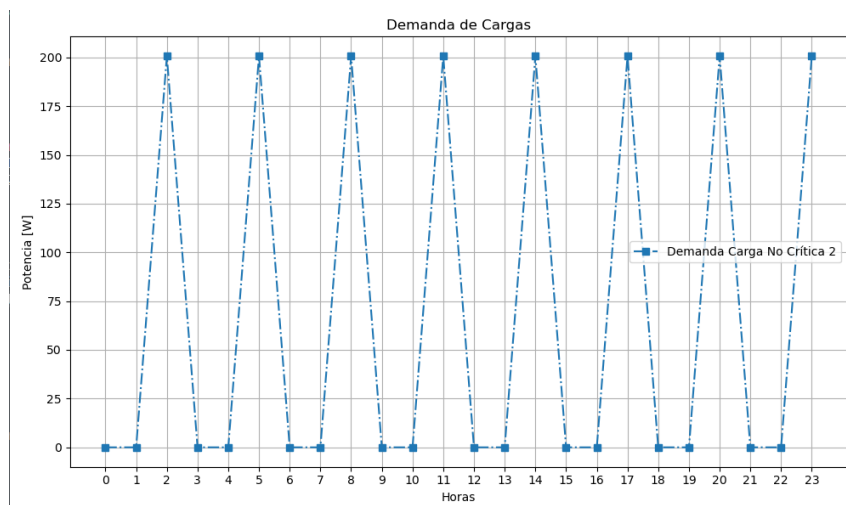


FIGURA 8: Consumo energético de la carga no crítica 2 en el día. **Tomado de:**
Autores

Teniendo en cuenta lo anterior, la demanda total de la MG por hora, cuando las tres cargas que la componen están en funcionamiento es de aproximadamente 506.44 [W]. La gráfica que se presenta a continuación, permite evidenciar el comportamiento simultáneo de las tres cargas durante el día.

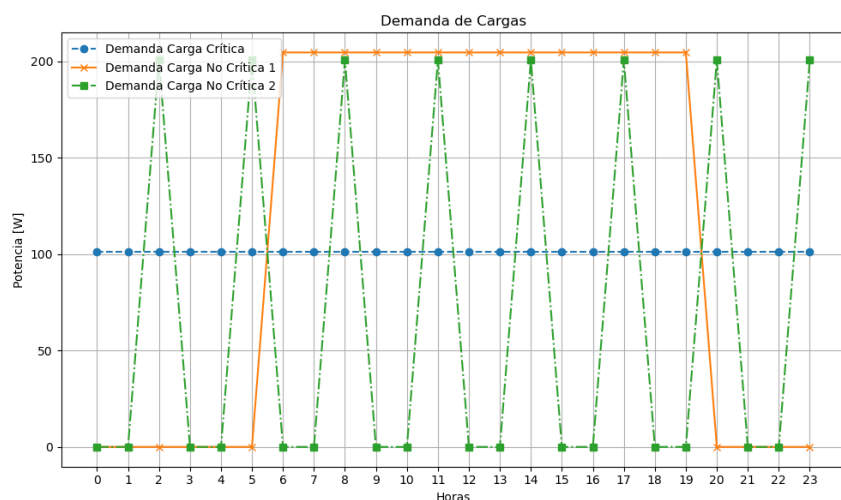


FIGURA 9: Consumo energético de las cargas de la MG en el día. **Tomado de:**
Autores

5.2.4. Dimensionamiento Óptimo de la MG

Con base en la información recopilada previamente acerca de las cargas y los DER presentes en MG, se procede a realizar el dimensionamiento de la misma. Para ello, es necesario definir la topología del flujo eléctrico dentro del sistema. Dicha topología se muestra en la Figura 10, donde se observa que el voltaje del bus o de la línea principal es de 120 [VAC].

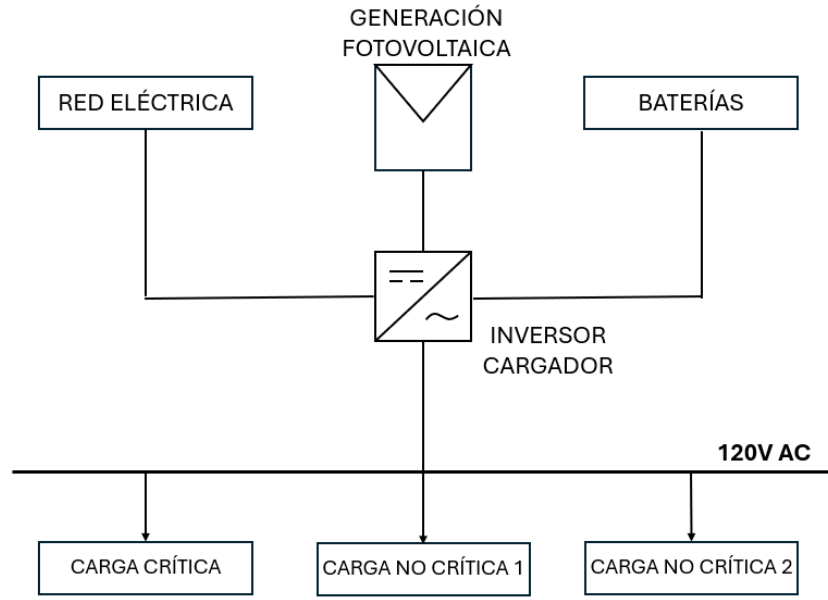


FIGURA 10: Diagrama de MG eléctrica con bus de 120 [VAC]. **Tomado de:** Autores

Posteriormente, se diseña el problema de optimización, que permite al sistema regular su funcionamiento según la oferta y demanda de energía existentes. De esta manera, se garantiza que el comportamiento del sistema sea el óptimo, alineado con el objetivo para el cual se ha modelado.

5.2.4.1. Diseño del Problema de Optimización

Como se planteó previamente, para el diseño de este problema de optimización se emplea el modelo MILP. Con base en lo anterior, en primer lugar, se define la función objetivo, la cual tiene como finalidad minimizar los costos operativos (C_{OP}) del sistema, garantizando la confiabilidad energética para la carga crítica.

$$MIN(C_{OP}) \quad (5.1)$$

$$C_{OP} = \sum_{i \in t} C_{grid} \cdot P_{grid_t} \cdot \Delta_t + C_{bat_dis} \cdot P_{bat_dis_t} \cdot \Delta_t + C_{bat_ch} \cdot P_{bat_ch_t} \cdot \Delta_t + C_{ENS} \cdot ENS_t \quad (5.2)$$

Para facilitar la comprensión y entendimiento del diseño del problema de optimización, a lo largo de la explicación de los componentes de cada ecuación se dispondrán de dos leyendas. Estas leyendas permitirán identificar si un componente corresponde a un parámetro de entrada (P) o a una variable de decisión (VD) dentro del modelo. Este aspecto es relevante para validar la coherencia con el tipo de

modelo empleado en este proceso. También es importante destacar que C_{OP} (ecuación (5.2)), está en Pesos Colombianos.

Por otro lado, se debe tener en cuenta que las unidades de medida para el sistema son las siguientes: Potencia en Watts [W], Costos asociados a la operación de los DER [COP/Wh] y un intervalo de tiempo (Δ_t) de 1 hora.

Donde:

- (P) C_{grid} : Costo de la energía proveniente de la red.
- (P) C_{bat_dis} : Costo de descarga de las baterías.
- (P) C_{bat_ch} : Costo de carga de las baterías.
- (P) C_{ENS} : Costo asociado a la energía no suministrada.
- (VD) P_{grid_t} : Potencia suministrada desde la red.
- (VD) $P_{bat_dis_t}$: Potencia descargada de las baterías.
- (VD) $P_{bat_ch_t}$: Potencia cargada a las baterías.
- (VD) ENS_t : Energía No Suministrada.

Para determinar el costo de la red eléctrica, se realizó una búsqueda del tarifario de energía eléctrica proporcionado por Enel Colombia para el año 2025, en el cual se establece el costo en pesos colombianos por vatio-hora [COP/Wh] para sectores residenciales y no residenciales, clasificados según el estrato socioeconómico. En este caso, el costo es de 0.85392 [COP/Wh], correspondiente a la ubicación del Laboratorio de Energías de la Universidad Santo Tomás, que se encuentra en una zona residencial de estrato 4 en la ciudad de Bogotá.

El costo de carga y descarga de las baterías empleadas como ESS se obtuvo a partir de un aplicativo web proporcionado por la UPME, en el cual se establecen los costos nivelados de generación de electricidad para diferentes tecnologías. El modelo utilizado es "Baterías BESS", y establece el costo de esta tecnología en 0.579621 [COP/Wh] (considerando una tasa de cambio de 4200 [COP] por dólar) para cada uno de los estados de funcionamiento de las baterías.

En cuanto al costo asociado a la energía no suministrada, se utilizó un informe publicado por la UPME en el año 2015, en el cual se desarrolló una metodología para establecer el costo de la interrupción de electricidad no programada en zonas residenciales. El costo correspondiente para la ubicación del Laboratorio de Energías era de 1.25 [COP/Wh] en el año 2015. Por lo tanto, considerando una tasa de inflación constante del 5.8 %, el costo asociado a la energía no suministrada asciende a 2.19667 [COP/Wh] para el año 2025.

A continuación, se presenta una Tabla de costos que resume de manera clara y concisa la información detallada previamente. Esta Tabla tiene como objetivo facilitar la visualización de los valores asociados al costo de la red eléctrica, el costo de carga y descarga de las baterías empleadas como ESS, y el

costo relacionado con la energía no suministrada, considerando las metodologías y datos presentados anteriormente.

TABLA 26: Tabla de Costos de Generación de Energía Eléctrica. **Tomado de:** Autores

Categoría	Costo Asociado	Referencia
Costo de la red eléctrica [COP/Wh]	0.85392	Tarifario de energía eléctrica Enel [57]
Costo de carga de baterías [COP/Wh]	0.579621	Costos nivelados de generación de electricidad en Colombia (UPME) [58]
Costo de descarga de baterías [COP/Wh]	0.579621	Costos nivelados de generación de electricidad en Colombia (UPME) [58]
Costo de energía no suministrada [COP/Wh]	2.19667	Informe Final (UPME) [59]

Planteamiento de Restricciones:

Con la función objetivo ya definida, el siguiente paso consiste en establecer las restricciones del problema de optimización. Estas restricciones son necesarias para delimitar el espacio de soluciones factibles, asegurando que el modelo se ajuste a las condiciones operativas reales del sistema. Estas restricciones permiten garantizar que las soluciones obtenidas no solo sean óptimas desde el punto de vista matemático, sino también viables y aplicables en un contexto práctico.

1. Balance de Potencia:

En primer lugar, se establece la restricción que describe el balance de potencia bajo el cual debe operar el sistema. Esta restricción asegura que la oferta energética sea suficiente para satisfacer la demanda del sistema, permitiendo, en caso de ser necesario, desconectar las cargas no críticas para priorizar el suministro a la carga crítica.

$$P_{PV_t} + P_{grid_t} + P_{bat_dis_t} - P_{bat_ch_t} - P_{cl_d_t} - P_{ncl_{d1_t}} \cdot X_{ncl1_t} - P_{ncl_{d2_t}} \cdot X_{ncl2_t} = 0 \quad (5.3)$$

Donde:

- (P) P_{PV_t} : Potencia fotovoltaica.
- (P) $P_{cl_d_t}$: Potencia demandada por la carga crítica.
- (P) $P_{ncl_{d1_t}}$: Potencia demandada por la carga no crítica 1.
- (P) $P_{ncl_{d2_t}}$: Potencia demandada por la carga no crítica 2.
- (VD) X_{ncl1_t} : Variable binaria que indica si la carga no crítica 1 está encendida.
- (VD) X_{ncl2_t} : Variable binaria que indica si la carga no crítica 2 está encendida.

2. Funcionamiento del ESS en función del Estado de Carga (SOC):

Las siguientes restricciones están directamente relacionadas con las baterías que conforman el ESS, ya que definen su principio de funcionamiento según su SOC. Para esta restricción, se plantea una ecuación

que asigna un valor porcentual inicial al SOC y, a partir de este, se calcula su evolución sumando la potencia que ingresa a la batería y restando la potencia que se extrae de ella, todo ello en función del estado de carga en cada instante de tiempo t .

- Cuando $t = 0$

$$SOC_t = 100 + \left(\frac{P_{bat_ch_t}}{P_{bat_max}} \cdot 100 \right) - \left(\frac{P_{bat_dis_t}}{P_{bat_max}} \cdot 100 \right) \quad (5.4)$$

- Cuando $t > 0$

$$SOC_t = SOC_{t-1} + \left(\frac{P_{bat_ch_t}}{P_{bat_max}} \cdot 100 \right) - \left(\frac{P_{bat_dis_t}}{P_{bat_max}} \cdot 100 \right) \quad (5.5)$$

Donde:

- (P) P_{bat_max} : Potencia máxima de las baterías.
- (VD) SOC_t : Estado de carga de las baterías en el instante de tiempo t .

Mediante la restricción se establece el límite de funcionamiento del SOC del ESS. Con base en la caracterización previa de los equipos, y considerando el material de las baterías, se determina que el SOC debe mantenerse dentro de un rango operativo del 50 % al 100 %, con el objetivo de preservar su integridad y prolongar su vida útil.

$$SOC_t \geq SOC_{min} \quad (5.6)$$

$$SOC_t \leq SOC_{max} \quad (5.7)$$

Donde:

- (P) SOC_{min} : Estado mínimo de carga de baterías.
- (P) SOC_{max} : Estado máximo de carga de baterías.

En la siguiente restricción, se define el límite de potencia para la carga y descarga del ESS, asegurando que no exceda el valor máximo permitido.

$$P_{bat_dis_t} \leq P_{bat_max} \quad (5.8)$$

$$P_{bat_ch_t} \leq P_{bat_max} \quad (5.9)$$

3. Actividad de la red eléctrica:

Estas restricciones modelan el comportamiento que debería tener el sistema en cuanto al uso de la red eléctrica dentro de la operación de la MG. Se busca gestionar y limitar cuándo y cómo se accede a la red, de acuerdo con la disponibilidad de otras fuentes de energía y el estado de carga del sistema. Para ello, se emplea una variable binaria de activación que determina el estado en el que se encuentra el recurso energético. En primer lugar, se establece una restricción que asegura que la potencia extraída desde la red eléctrica no supere su capacidad máxima:

$$P_{grid_t} \leq X_{grid_t} \cdot P_{grid_{max}} \quad (5.10)$$

Donde:

- (VD) X_{grid_t} : Variable binaria que indica si la red eléctrica está activa.
- (P) $P_{grid_{max}}$: Máxima potencia ofertada por la red eléctrica.

Para evitar que la variable binaria (X_{grid_t}) permanezca activa sin que exista un consumo real, se establece un valor mínimo cuando la red está en uso:

$$P_{grid_t} \geq X_{grid_t} \cdot 1e^{-3} \quad (5.11)$$

Adicionalmente, durante el periodo de mayor presencia del recurso solar (entre las 08:00 y las 16:00), se restringe el uso de la red eléctrica, con la finalidad de aprovechar la mayor cantidad de producción solar fotovoltaica disponible. Es decir, si el recurso fotovoltaico está activo ($X_{PPV_t} = 1$) la red no se utilizará:

- Cuando $8 < t < 16$:

$$P_{grid_t} \leq (1 - X_{PPV_t}) \cdot P_{grid_{max}} \quad (5.12)$$

Finalmente, se establecen dos restricciones que fuerzan el funcionamiento de las cargas no críticas 1 y 2 (según sea necesario) siempre que la red eléctrica esté activa, asegurando que, en caso de utilizarse la red, estas cargas aprovechen la disponibilidad de energía:

$$X_{NCL1_t} \geq X_{grid_t} \quad (5.13)$$

$$X_{NCL2_t} \geq X_{grid_t} \quad (5.14)$$

4. Actividad del recurso FV:

Esta restricción limita la potencia entregada por el sistema FV. Específicamente, establece que la potencia generada por el recurso solar no puede superar el valor máximo permitido si la variable binaria indica que el sistema está activo. Es decir, el sistema solo puede entregar energía si ha sido activado mediante la variable X_{PPV_t} , y en ese caso, su potencia está acotada por el límite técnico del generador solar definido en la sección 5.2.2.1.

$$P_{PV_t} \leq X_{PPV_t} \cdot P_{PV_{max}} \quad (5.15)$$

Donde:

- (VD) X_{PPV} : Variable binaria que indica si el recurso FV está activo.
- (P) $P_{PV_{max}}$: Potencia máxima entregada por la red eléctrica.

5. ENS a las cargas no críticas:

Por medio de la siguiente restricción se modela el comportamiento del uno de los indicadores de confiabilidad, correspondiente a la energía no suministrada. Este indicador únicamente tomará valores cuando alguna carga no disponga del recurso energético necesario para satisfacer su demanda. No obstante, en esta restricción solo se consideran las cargas no críticas, ya que son las únicas que el sistema puede desconectar en caso de ser necesario.

$$ENS_t = P_{ncl_{d1_t}} \cdot (1 - X_{ncl1_t}) \cdot \Delta_t + P_{ncl_{d2_t}} \cdot (1 - X_{ncl2_t}) \cdot \Delta_t \quad (5.16)$$

6. Principio de funcionamiento para VD binarias:

Las siguientes restricciones se formulan con el objetivo de garantizar la coherencia y el correcto funcionamiento de las variables binarias planteadas previamente, las cuales indican si un recurso está en uso o no. Para ello, se limita su comportamiento a tomar únicamente estos dos valores (0 ó 1), reforzando su definición como indicadores del estado operativo de cada componente del sistema.

$$X_{PPV} \in \{0, 1\} \quad (5.17)$$

$$X_{grid} \in \{0, 1\} \quad (5.18)$$

$$X_{NCL1} \in \{0, 1\} \quad (5.19)$$

$$X_{NCL2} \in \{0, 1\} \quad (5.20)$$

5.2.5. Validación Mediante Simulación

Después de realizar el planteamiento del problema de optimización tal y como se explica en el apartado anterior, se realiza la codificación de la optimización empleando el software de programación Python.

Para ello, se utiliza la librería PuLP, la cual permite la formulación y resolución de problemas de optimización de tipo MILP, permitiendo la simulación del comportamiento que tendrá el sistema establecido para validar su funcionamiento [60].

Para la formulación del problema de optimización en la codificación realizada, inicialmente se crea el modelo y se establecen los parámetros, variables de decisión, la función objetivo y las restricciones adecuadas. En el caso de los parámetros estos se inicializan con el valor correspondiente, mientras que para las variables de decisión (diferenciando si son de tipo continuo o discreto), las función objetivo y las restricciones, se emplean características propias de la librería empleada. El horizonte temporal fijado en este caso es de 24 horas, es decir, se evidenciará el funcionamiento óptimo para cada hora.

Después de establecer el problema de optimización, la librería cuenta con un solucionador que presenta si el estado de la solución es "óptimo", el valor asociado al modelo establecido (en este caso, el costo) y cada uno de los valores asignados a las variables de decisión durante todo el horizonte temporal. La codificación del problema de optimización implementado evidencia en el Anexo A.

Con el objetivo de evidenciar la simulación del problema de optimización y validar su solución, se generaron gráficas basadas en los resultados obtenidos, las cuales permitieron comprobar el funcionamiento adecuado del modelo. Para ello, la codificación desarrollada establece como parámetros iniciales la potencia máxima de la red eléctrica, el SOC del ESS, y la potencia fotovoltaica, la cual se calcula (utilizando las ecuaciones (3.2) y (3.3)) a partir del promedio de irradiancia de un histórico de datos correspondientes a los meses de Febrero a Mayo. Estos datos fueron extraídos de la base de datos de la NASA.

Para la primera simulación, se establecen 1000 [W] como la potencia máxima que puede proporcionar la red y las baterías completamente cargadas, es decir, con un SOC del 100 %. En este caso, el resultado obtenido es una solución óptima con un costo total de 3380.72 [COP].

Para validar su funcionamiento, la Figura 11 permite evidenciar cual es la solución óptima a los requerimientos establecidos, presentando cuanta potencia debería proporcionar cada uno de los recursos que proporcionan energía a la red.

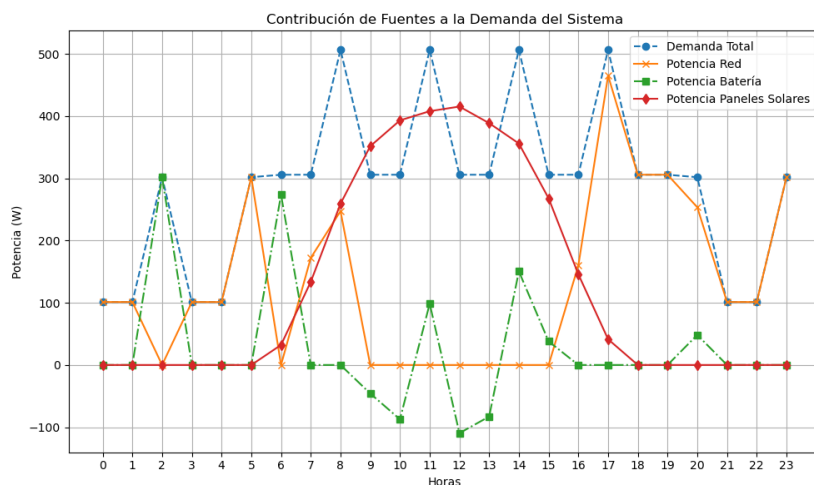


FIGURA 11: Contribución de fuentes a la demanda del sistema (Primera Simulación). **Tomado de:** Autores

Como se puede evidenciar en la Figura anterior, los picos más altos de demanda se presentan a las 8:00, 11:00, 14:00 y 17:00, los cuales corresponden a horas del día en el que, según el modelo realizado, las tres cargas deben estar en funcionamiento. También es posible evidenciar que se descargan las baterías principalmente en la madrugada y que cuando aumenta la potencia fotovoltaica, esta es utilizada en su totalidad para cubrir la demanda y los excedentes los emplea para cargar las baterías (potencias negativas). Además es posible evidenciar que el comportamiento de la red eléctrica se ajusta a las restricciones establecidas.

Por otro lado, se genera la gráfica 12, en la que se puede observar los dos posibles estados en los que se pueden encontrar las cargas no críticas, encendido o apagado. Este comportamiento se establece a partir de las variables de decisión X_{NCL1} y X_{NCL2} .

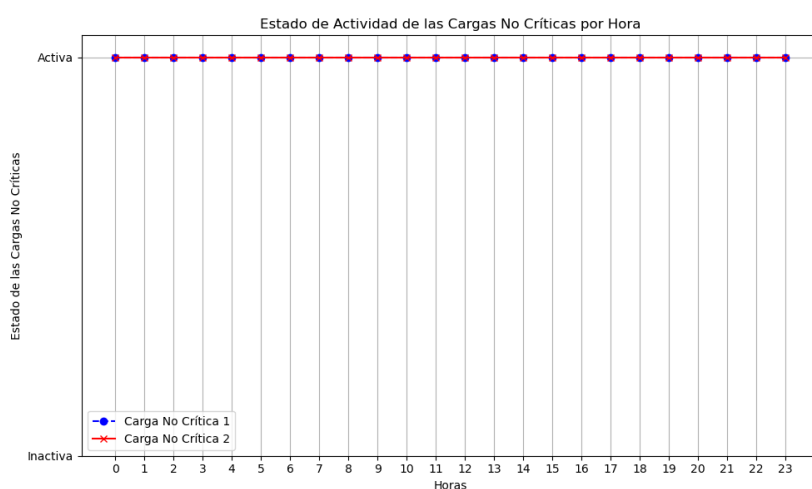


FIGURA 12: Estado de actividad de las cargas no críticas por hora (Primera Simulación). **Tomado de:** Autores

Teniendo en cuenta la Figura anterior, es posible evidenciar que el sistema está en la capacidad de mantener encendidas las dos cargas críticas y suministrar la potencia correspondiente sin presentar afectaciones para la carga crítica.

Por último, la Figura 13 permite evidenciar el comportamiento que tienen el SOC del ESS, alineándose adecuadamente con la potencia de carga y descarga que se observó anteriormente.

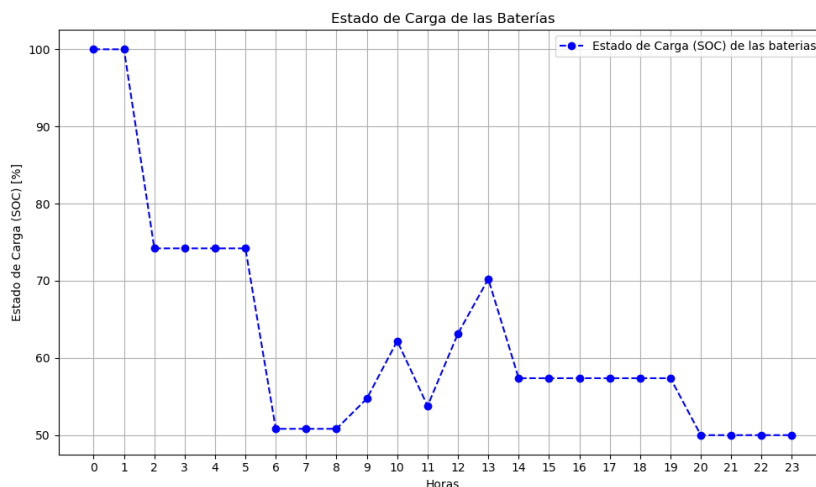


FIGURA 13: Estado de carga de las baterías (Primera Simulación)). Tomado de:
Autores

Con base a la Figura anterior, es posible evidenciar que el comportamiento de la batería a lo largo del horizonte temporal es acorde con la restricción establecida anteriormente. Además, se presenta carga de las baterías en las horas donde se presenta mayor predominancia de potencia fotovoltaica.

Para validar que realmente se está realizando una minimización de costos de operación con respecto al funcionamiento común empleando únicamente la red eléctrica, se determina que, el consumo total en el día por las cargas es de 6898.32 [W]. Si se determina el costo asociado de este consumo empleando la red eléctrica, el valor correspondiente es de 5891.17 [COP], lo que representa un ahorro de 2510.45 [COP] con la gestión del modelo óptimo.

Para la segunda simulación, se opta por emplear parámetros iniciales más bajos, los cuales permitan evidenciar las decisiones tomadas por el modelo establecido. Para ello, se establecen 200 [W] como la potencia máxima que puede proporcionar la red y un SOC del 50 %. En este caso, el resultado obtenido es una solución óptima con un costo total de 4716.78 [COP].

Para validar su funcionamiento, la Figura 14 permite evidenciar cuanta potencia debería proporcionar cada uno de los recursos que componen la MG para cumplir con las restricciones establecidas y asegurar el funcionamiento ininterrumpido de la carga crítica.

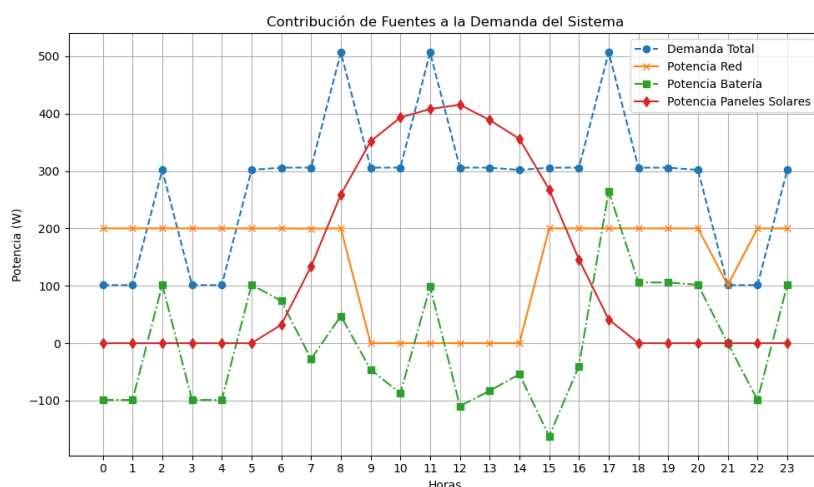


FIGURA 14: Contribución de fuentes a la demanda del sistema (Segunda Simulación). **Tomado de:** Autores

Como se puede evidenciar en la Figura anterior, la curva de demanda total presenta valores un poco más bajos que en la simulación anterior, esto se debe a que este valor está directamente relacionado con el comportamiento de las cargas no críticas, por lo que una disminución de este, indica que para garantizar la confiabilidad de la carga crítica se debe gestionar el comportamiento de las cargas no críticas. Por otro lado, se observa que, siempre que el modelo cuenta con la capacidad de proporcionar la totalidad de la potencia demandada —es decir, cuando la oferta energética es suficiente—, se suministra la carga completa.

La gráfica 15 permite observar los posibles estados en los que se pueden encontrar las cargas no críticas, encendido y apagado.

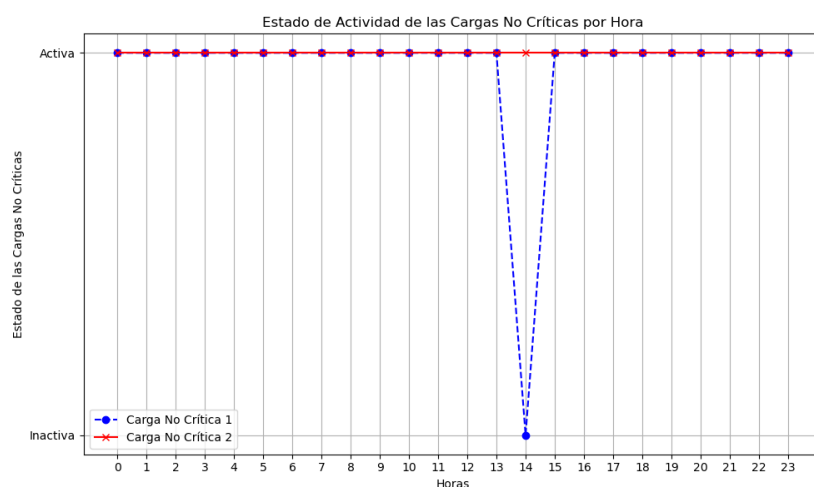


FIGURA 15: Estado de actividad de las cargas no críticas por hora (Segunda Simulación)). **Tomado de:** Autores

Teniendo en cuenta la Figura anterior, es posible evidenciar que, a diferencia de la simulación anterior, el sistema tiene que optar por encender y apagar las cargas no críticas. En este caso, a las 14:00 no es posible proporcionar la potencia necesaria para el funcionamiento de la carga no crítica, por lo cual, el sistema la apaga y emplea los excedentes para cargar las baterías.

Por último, la Figura 16 permite evidenciar el comportamiento que tiene el SOC de las baterías.

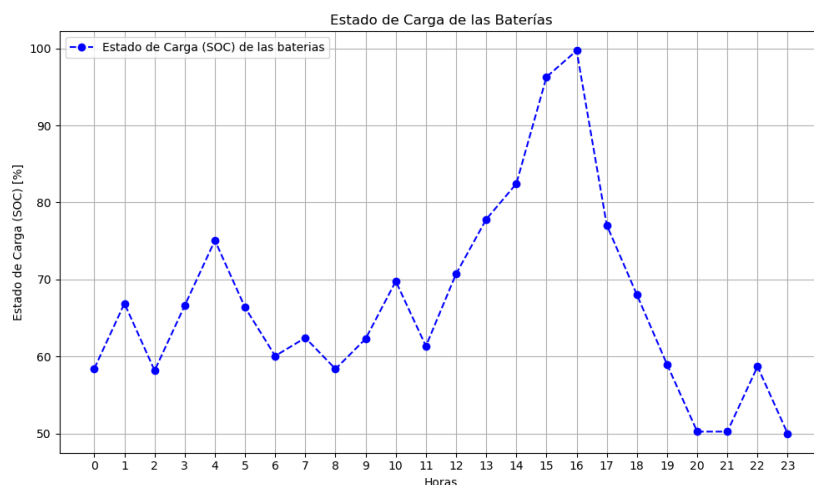


FIGURA 16: Estado de carga de las baterías (Segunda Simulación)). Tomado de: Autores

Como se puede evidenciar en la Figura anterior, a pesar de las condiciones establecidas para el modelo, el comportamiento de SOC de las baterías corresponde al rango de funcionamiento establecido y además se alinea adecuadamente con al potencia proporcionada o recibida según al Figura 14.

Al igual que en el caso anterior, para validar la minimización de costos de operación con respecto al funcionamiento común empleando la red eléctrica, se determina que el consumo total en el día es exactamente el mismo que para la primera simulación. Por lo anterior, el valor correspondiente es de 5891.17 [COP], lo que representa un ahorro de 1174.39 [COP], incluso en condiciones menos favorables para el despacho eléctrico.

5.3. Fase 3: Implementación de la MG

En esta sección se describe de forma breve el proceso de diseño e instalación, tanto física como eléctrica, de la MG en el laboratorio del Grupo de Investigación de Sistemas de Energía y Automatización de la USTA.

5.3.1. Instalación física y eléctrica

En esta sección se presenta de manera general la disposición física y la configuración eléctrica de los componentes del sistema. Se abordan los aspectos básicos relacionados con la ubicación de los equipos y las conexiones necesarias para el funcionamiento de la MG.

5.3.1.1. Diseño del Tablero Eléctrico:

Para la implementación de la MG planteada, se utiliza una caja de distribución eléctrica diseñada y construida en un proyecto de grado previo desarrollado en la USTA. En [61] se describen las características físicas y técnicas del tablero eléctrico implementado, el cual cumple con los requisitos establecidos por el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) para el diseño de cajas o tableros de distribución [62]. En la Figura 17 se presentan las dimensiones y la distribución de espacios de la caja utilizada.

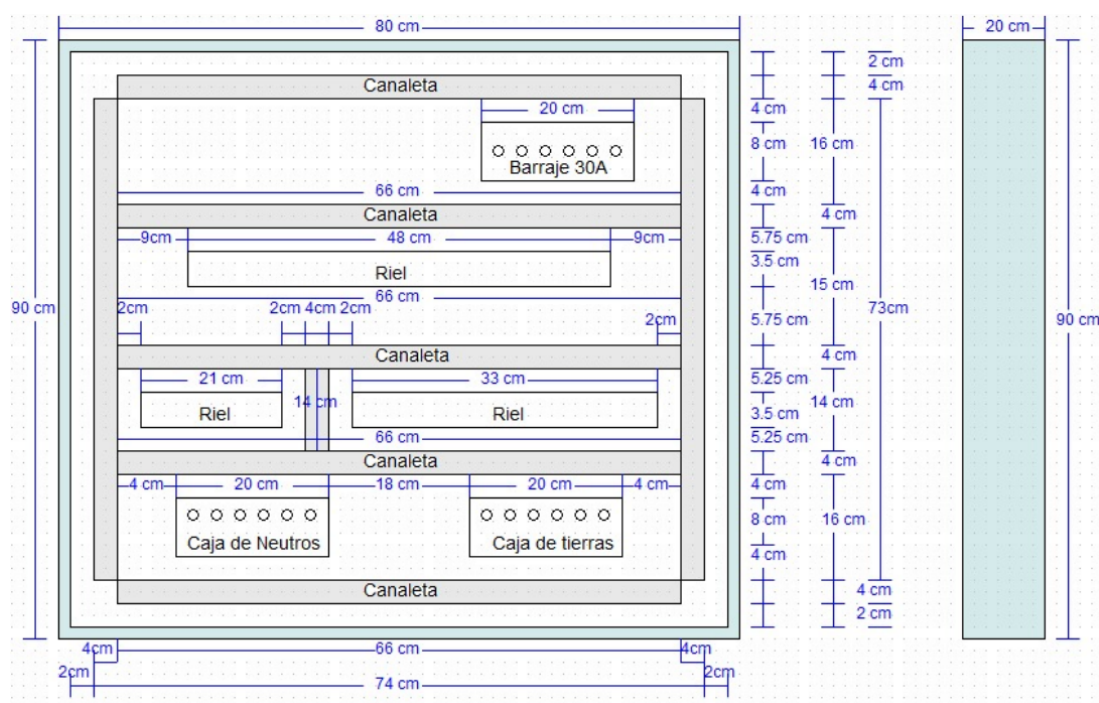


FIGURA 17: Dimensiones y distribución de espacios del tablero eléctrico. Tomado de: [61]

5.3.1.2. Cableado y protecciones:

Esta sección aborda el dimensionamiento del cableado y la selección de los dispositivos de protección eléctrica para los distintos componentes de la MG. El diseño adecuado del sistema de conductores es fundamental para garantizar la seguridad y la integridad de los equipos frente a condiciones de operación normal o ante fallas. Para ello, es fundamental seleccionar adecuadamente el calibre del conductor que interconecta los componentes de la MG con base en la corriente que circula por este.

Cableado AC:

Como criterio general, se considera un sobredimensionamiento del 20 % en la AC del sistema, con el fin de garantizar márgenes de seguridad adecuados, minimizar la caída de tensión y permitir cierta flexibilidad ante futuras ampliaciones o condiciones de carga más exigentes.

Para este caso, se consideran dos conexiones en específico: una de ellas corresponde a la conexión de la red eléctrica a la entrada del inversor, y la otra, a la conexión del bus AC de salida del mismo. Teniendo en cuenta que el sistema está configurado para que, al activarse la red eléctrica en la MG, ésta opere en modo bypass —es decir, permitiendo que la red fluya directamente hacia las cargas sin pasar por el proceso de conversión del inversor—, es necesario considerar que el ESS cambia su comportamiento, pasando de ser una fuente de respaldo a comportarse como una carga. Por ello, debe incluirse la corriente requerida para el proceso de carga del ESS en el dimensionamiento del cableado eléctrico.

Dado que este proceso implica una conversión AC/DC, es necesario incorporar el factor de eficiencia de dicha conversión en el cálculo. En las ecuaciones (5.21) y (5.22) se presenta el procedimiento matemático correspondiente.

$$I_{ACInvIn} = \frac{2000[W]}{120[V_{AC}]} + \frac{24[V_{DC}] \times 10[A]}{120[V_{AC}] \times \eta} \times 1,2 \quad (5.21)$$

$$I_{ACInvIn} = \frac{2000[W]}{120[V_{AC}]} + \frac{24[V_{DC}] \times 10[A]}{120[V_{AC}] \times 0,88} \times 1,2 = 22,73[A] \quad (5.22)$$

Para el caso del bus AC de salida, es necesario considerar únicamente la potencia nominal del inversor, ya que esta permite determinar la corriente máxima que puede suministrar a las cargas de la MG. El cálculo correspondiente se presenta en la ecuación (5.23).

$$I_{ACInvOut} = \frac{2000[W]}{120[V]} \times 1,2 = 20[A] \quad (5.23)$$

Con base en los cálculos realizados previamente, se procede a determinar el calibre del cable con el que se implementará el sistema. Para ello, se utiliza la Tabla 310-16 del NTC 2050 (Código Eléctrico Colombiano) [63]. Esta norma establece las ampacidades máximas permitidas para conductores aislados con tensiones de hasta 2000 voltios.

De acuerdo con lo anterior, se selecciona un calibre mínimo 12 AWG (American Wire Gauge, por su traducción al inglés) para la conexión AC de entrada al inversor y un calibre mínimo 14 AWG para la conexión de salida del mismo.

Cableado DC:

Como se ha mencionado a lo largo del documento, esta MG cuenta con la presencia de DER que operan en DC, tales como el ESS del sistema y el recurso FV aprovechado a través de paneles. Por esta razón,

también es necesario dimensionar adecuadamente el cableado eléctrico requerido para la instalación de estos dispositivos.

En el caso del ESS, el manual de usuario del inversor implementado [64] sugiere el calibre del conductor que debe conectarse al dispositivo, con base en la tensión nominal del banco de baterías y la potencia del modelo del inversor. Teniendo en cuenta que el voltaje del ESS es de 24 [V_{DC}] y la potencia del dispositivo es de 2000 [W], se recomienda realizar la instalación utilizando cable calibre 4 AWG.

Para el caso del conductor correspondiente al recurso fotovoltaico, es necesario calcular la corriente máxima que podría circular a través de él. Para ello, se consideran los parámetros técnicos establecidos previamente en la caracterización de los paneles solares, presentada en la Sección 5.2.2. Además, al igual que en otros conductores del sistema, se aplica un sobredimensionamiento del 20 % sobre la corriente calculada, con el fin de garantizar mayor seguridad y confiabilidad en la operación del sistema. El procedimiento matemático se observa en la ecuación (5.24).

$$I_{FV} = 10,52[A] \times 1,2 = 12,624[A] \quad (5.24)$$

Con base en este valor y considerando la normativa técnica mencionada previamente, se define un calibre mínimo de conductor de 14 AWG

Protecciones Eléctricas:

Con base en los cálculos realizados para el dimensionamiento de los conductores, se requiere la instalación de disyuntores y fusibles de 20 [A] como dispositivos de protección para la implementación de la MG. Estos elementos garantizan la desconexión oportuna ante sobrecorrientes, contribuyendo a la seguridad del sistema.

5.3.1.3. Plano eléctrico de potencia

En la Figura 18 se presenta el plano eléctrico de la MG, la cual muestra de manera detallada la conexión entre los diferentes componentes del sistema, incluyendo las fuentes de generación, almacenamiento, cargas y dispositivos de protección.

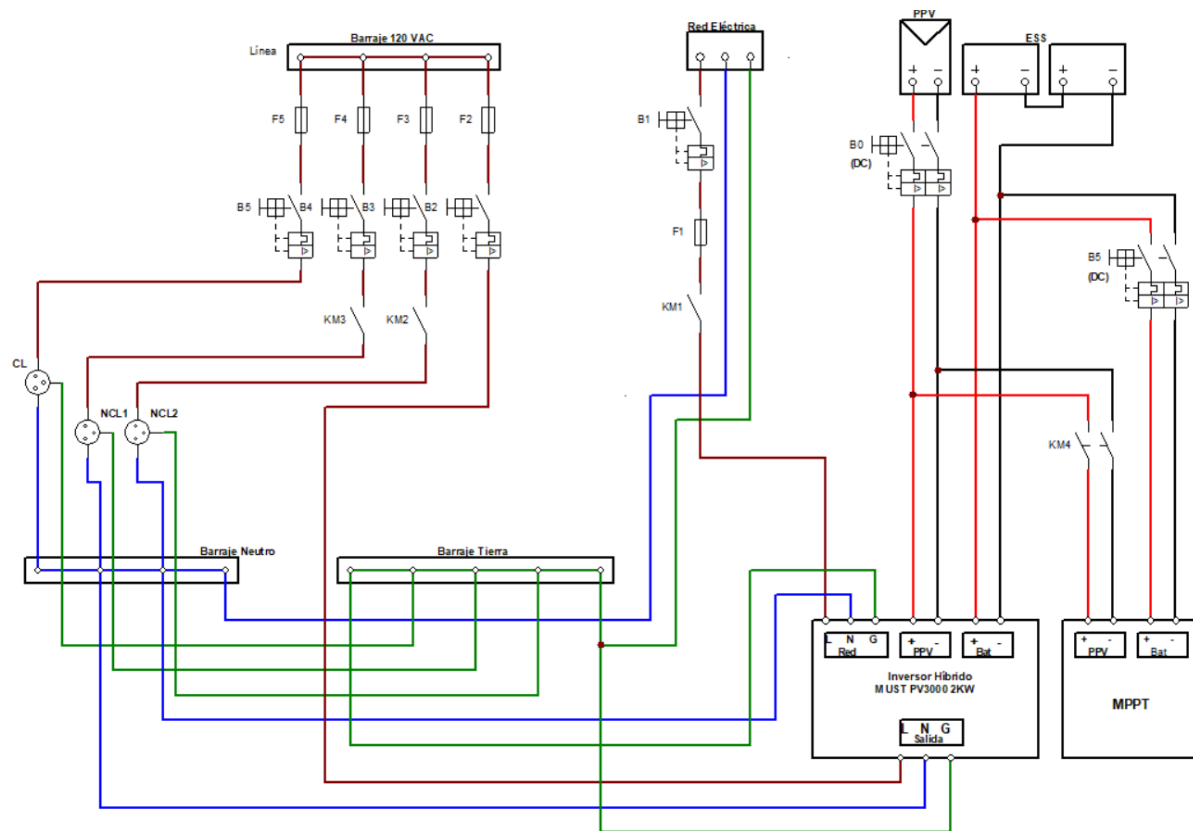


FIGURA 18: Plano eléctrico del circuito de potencia implementado. **Tomado de:**
Autores

5.3.1.4. Circuito de Monitoreo y Gestión

Para el circuito de monitoreo, se emplean tres dispositivos que cumplen la función de proporcionar la información de las mediciones correspondientes a la tarjeta de computo, para que esta pueda ser empleada en el algoritmo de gestión desarrollado.

Analizadores de Redes:

El primer dispositivo corresponde a los analizadores de red Circutor (5.2.2.4), los cuales permiten realizar mediciones de sistemas que funcionan con AC. En este caso, se utilizan tres analizadores para realizar la medición del consumo energético de cada una de las cargas que componen la MG.

Estos dispositivos cuentan con un protocolo de comunicación Modbus de tipo RS485, el cual permite la comunicación de datos mediante dos hilos diferenciales (A y B) y establecer el envío de tramas para diferentes dispositivos esclavos conectados en paralelo a los hilos de comunicación. Para su interconexión con la Raspberry, se utiliza un adaptador que permite convertir la señal de USB a RS485 para que pueda ser adaptada a la red que se está creando; este adaptador presenta una bornera de dos terminales que corresponden a la señal A y a la señal B.

Estas señales diferenciales del adaptador se conectan en la parte superior trasera del analizador de redes Circutor, el cual indica que son terminales para comunicación por RS-485 y el espacio para la conexión de las señales A y B. Al realizar estas conexiones, es posible comunicarse entre los dispositivos por los protocolos establecidos.

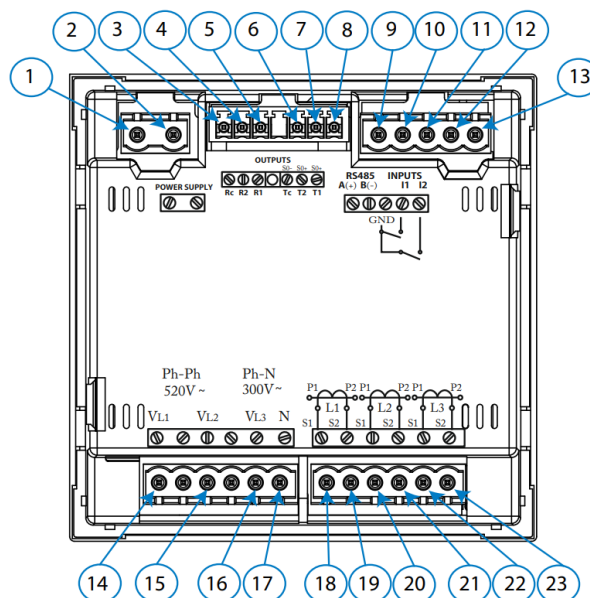


FIGURA 19: Bornes del Analizador de Redes. Tomado de: [51]

Como se puede evidenciar en la Figura 19, los bornes número 9 y 10 corresponden a la comunicación RS485.

De acuerdo con el manual de usuario del dispositivo, para realizar una correcta comunicación mediante el protocolo Modbus, para la lectura de las mediciones se encuentra establecida la función 0x04 "Lectura de Registros de Entrada". Además, es necesario establecer las configuraciones de comunicación en el dispositivo, para la cual se establece el ID o dirección de esclavo como 2, 3 y 4 (uno para cada dispositivo), una velocidad de 9600 baudios, sin paridad, 8 bits de comunicación y un stop bit; es importante tener en cuenta estos valores para que la transmisión y recepción se realice correctamente.

La trama de transmisión está compuesta por la dirección del esclavo, la función del protocolo, el registro inicial que se desea leer, la cantidad o número de registros y el carácter de Comprobación de Redundancia Cíclica (CRC). Por otro lado, la trama de recepción está compuesta por la dirección del esclavo, la función del protocolo, el número de bytes recibidos, los registros solicitados y el carácter de Comprobación de Redundancia Cíclica (CRC) para detectar errores.

Todas las direcciones del mapa Modbus están en hexadecimal y se encuentran disponibles únicamente para lectura de registros. En este caso se realiza la medición de los valores instantáneos de voltaje, corriente y potencia para la línea 1 de cada uno de los dispositivos. Las direcciones de los registros para las mediciones a realizar se evidencian a continuación.

TABLA 27: Mapa de memoria Modbus - Circutor CVM-C10 Tomado de: [51]

Parámetro	Símbolo	Instantáneo	Máximo	Mínimo	Unidades
Tensión fase L1	V 1	00-01	106-107	164-165	V x 10
Corriente L1	A 1	02-03	108-109	166-167	mA
Potencia Activa L1	kW 1	04-05	10A-10B	168-169	W

MPPT como medidor de tensión:

El segundo dispositivo corresponde a un controlador de carga MPPT, el cual permite la interconexión de los recursos que emplean corriente directa (DC), es decir, los paneles solares y las baterías. En este caso, este dispositivo se encontraba sin uso en el Laboratorio de Energías de la Universidad Santo Tomás y se utiliza únicamente para realizar la medición del voltaje de los paneles solares, el voltaje de las baterías y su SOC correspondiente.

Al igual que el dispositivo anterior, este cuenta con un protocolo de comunicación Modbus, con la diferencia de que en este caso es de tipo RS232. Este protocolo de comunicación está diseñado para comunicaciones de punto a punto y es necesario conectar la línea de transmisión (Tx) del maestro con la línea de recepción (Rx) del esclavo y viceversa. Para su interconexión con la Raspberry, se utiliza un cable adaptador USB a niveles de tensión RS232 mediante puerto serial DB9 y además construir un cable que permita la interconexión de la MPPT con el adaptador.

La Figura 20 permite evidenciar que la entrada correspondiente al protocolo de comunicación es la número 15. Para realizar la conexión correspondiente, es necesario emplear un conector de cable de tipo RJ12, el cual cuenta con los seis pines que se observan en la Figura y solamente se necesitan los cables para la línea Tx, Rx y la señal de tierra (GND).

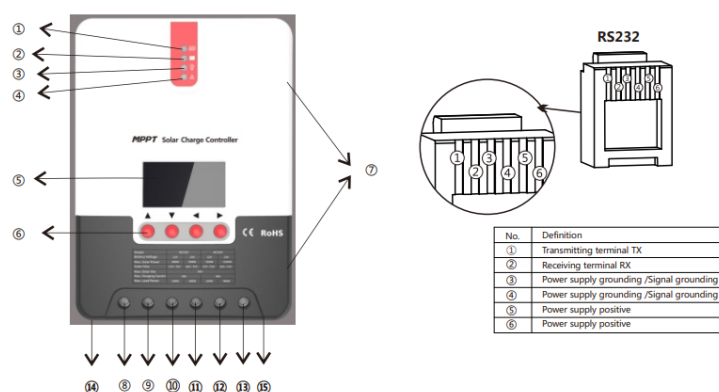


Fig. 1-1 Product appearance and interfaces

No.	Item	No.	Item
①	Charging indicator	⑩	Battery "+" interface
②	Battery indicator	⑪	Battery "-" interface
③	Load indicator	⑫	Load "+" interface
④	Abnormality indicator	⑬	Load "-" interface
⑤	LCD screen	⑭	External temperature sampling interface
⑥	Operating keys	⑮	RS232 communication interface
⑦	Installation hole		
⑧	Solar panel "+" interface		
⑨	Solar panel "-" interface		

FIGURA 20: Bornes del controlador de carga ML2430. Tomado de: [54]

En el otro extremo del cable comunicación se emplea un puerto serial DB9 hembra, el cual permitirá la conexión adecuada con el conversor USB. La Figura 21 permite evidenciar la definición de pines del serial DB9 para comunicaciones RS232.

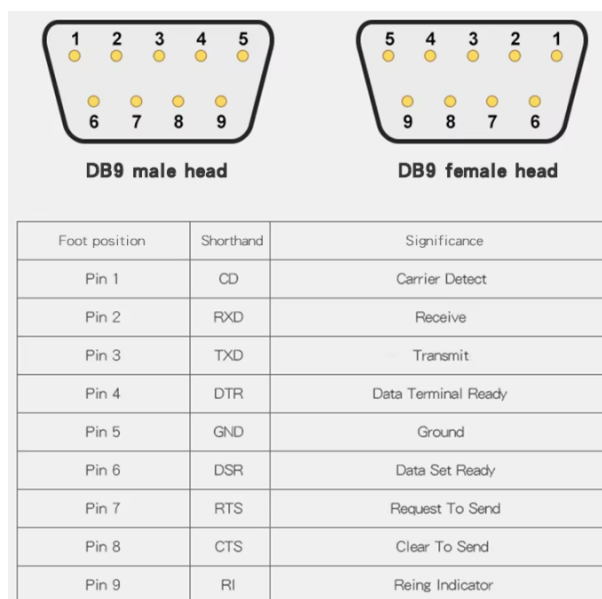


FIGURA 21: Terminales puerto DB9. Tomado de: [65]

Como se puede evidenciar en la Figura anterior, en estos conectores se define el Pin 2 como RX, el Pin 3 como Tx y el pin 5 como GND. En el pin hembra se realiza el cruce entre las líneas de transmisión y recepción como se establece en el protocolo.

De acuerdo con las especificaciones del protocolo Modbus establecidas por el fabricante del dispositivo, este tiene establecidos como configuración para comunicación un ID o dirección de esclavo 1, una velocidad de 9600 baudios, sin paridad, 8 bits de comunicación y un stop bits. Para este dispositivo, para la lectura de las mediciones, se encuentra establecida la función 0x03 "Lectura de Registros de Sostentamiento".

Las tramas de Tx y Rx están compuesta de la misma manera que para los analizadores de redes. Sin embargo, las direcciones del mapa Modbus en donde se encuentran las mediciones son diferentes.

Las direcciones de los registros se encuentran en formato hexadecimal y únicamente están disponibles para lectura de registros con la función mencionada anteriormente. En este caso, se realiza las mediciones de los valores instantáneos para los parámetros mencionados anteriormente. Las direcciones de los registros para las mediciones a realizar se evidencian a continuación.

TABLA 28: Mapa de memoria Modbus - MPPT ML2430 Tomado de: [66]

Parámetro	Dirección	Análisis	Unidades
SOC de las baterías	100	Valor actual de la capacidad de las baterías	%
Voltaje de batería	101	Voltaje de batería x 0.1	V
Voltaje de paneles solares	107	Voltaje de paneles solares x 0.1	V

Para realizar una correcta comunicación con los dos dispositivos mencionados anteriormente empleando la Raspberry, se realizó la codificación del código empleando la librería pymodbus de Python, la cual, implementa el protocolo Modbus permitiendo que los dispositivos puedan comunicarse utilizando este estándar y las funciones que lo componen. Con esta librería se configura la comunicación correspondiente de cada uno de los dispositivos (incluyendo los puertos USB al que se conectaron) y se emplea la función del protocolo adecuada para realizar el envío de la trama; si el dispositivo se conecta y responde, es posible guardar las mediciones de cada dirección en variables para el monitoreo.

Sensores de Corriente ACS712:

El último dispositivo empleado para el monitoreo de la MG es el sensor de corriente ACS712, el cual, permite medir la AC o DC que fluye a través de un cable hasta 30A. Este sensor entrega una salida de tipo analógica, la cual corresponde a un voltaje proporcional a la corriente medida.

Debido a que la salida es analógica y que la tarjeta de computo que se está empleando no cuenta con un convertidor analógico-digital (ADC), para la medición se utiliza el ADC ADS 1115, el cual, realiza la conversión en la medición con 16 bits de resolución. Para su funcionamiento, se realizan las conexiones correspondientes de alimentación, salidas analógicas a los pines y los puertos de comunicación de la interfaz I2C (SDA para línea de datos y SCL como línea de reloj).

Este sensor cuenta con una bornera de dos terminales en las que se conectan los paneles solares y las baterías para realizar la medición de la corriente que fluye por el cable en el instante de tiempo. El sensor presenta una salida de $\frac{V_{cc}}{2}$ cuando la corriente es 0, eso indica que, el sensor detecta el sentido de flujo, lo que es ideal para determinar si la batería esta cargando o descargándose. La sensibilidad de variación en la medición para este modelo es de $\frac{66mV}{A}$, midiendo un rango entre -30 A y 30 A.

Para calcular la corriente correspondiente a partir del voltaje medido, se emplea la ecuación de la recta, debido a que este sensor presenta un comportamiento lineal de Voltaje vs Corriente, en donde la pendiente es la sensibilidad. La ecuación que determina la corriente medida por el sensor se presenta a continuación.

$$V = mI + \frac{V_{cc}}{2} \quad (5.25)$$

Despejando la corriente de la ecuación anterior:

$$I = \frac{V - \frac{V_{cc}}{2}}{0,066} \quad (5.26)$$

El voltaje proporcional entregado en la salida analógica del sensor se digitaliza y se guarda como variable en la tarjeta de computo utilizando una librería de Adafruit para Python, la cual fue creada específicamente para el conversor ADC que se está empleando. Posteriormente, se calcula la corriente a partir de la ecuación (5.26).

Las conexiones realizadas para la comunicación y correcta medición de todos los dispositivos de monitoreo para la MG se presenta en la Figura 22.

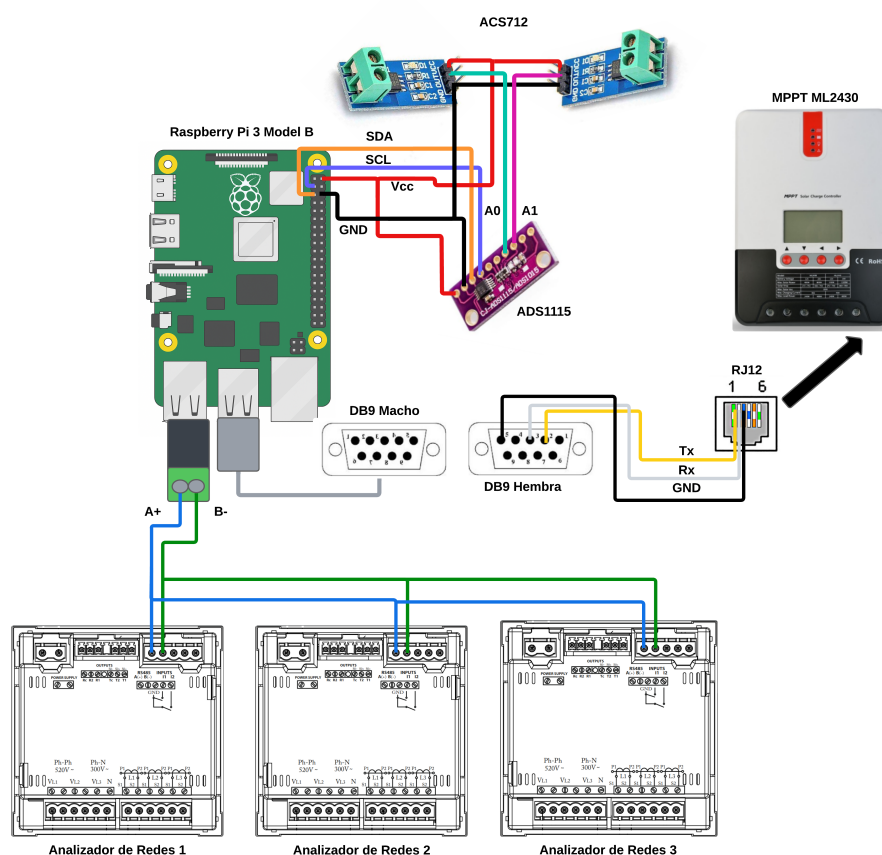


FIGURA 22: Diagrama de conexiones de los dispositivos de monitoreo. **Tomado de:** Autores

Plano de circuito de monitoreo y gestión:

Posteriormente, se plantea el circuito de gestión y monitoreo, el cual se encarga de la gestión y el despacho eléctrico óptimo de la MG hacia las cargas. Este circuito está conformado por la tarjeta de computo, la cual, permite monitorear y operar la MG de acuerdo con el algoritmo de gestión óptima propuesto. Además, cuenta con un sistema de activación de cargas compuesto por una tarjeta de relés, la cual energiza las bobinas de los contactores para activar o desactivar las cargas de la MG.

Teniendo en cuenta la Figura 23, es posible evidenciar que para la gestión de la MG se emplean los pines de propósito general (GPIO) número 14 y el contactor KM1 para la red eléctrica, el número 15 y el contactor KM2 para la carga no crítica 1, el número 18 y el contactor KM3 para la carga no crítica 2 y el número 23 y el contactor KM4 para los paneles solares.

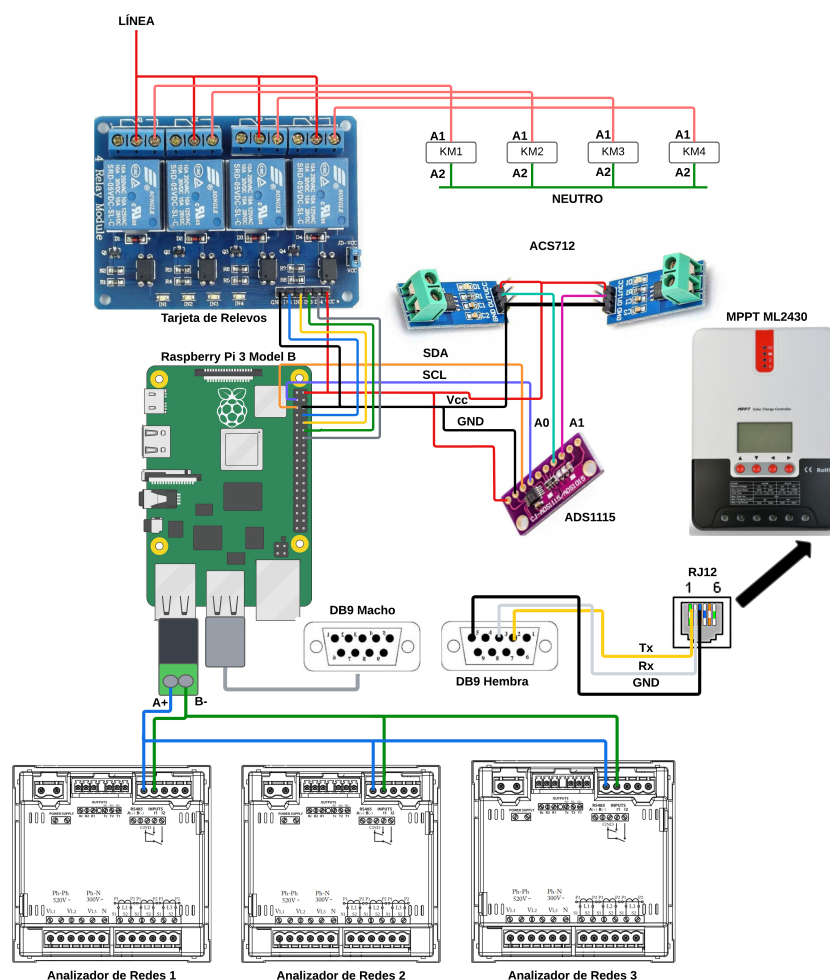


FIGURA 23: Circuito de Monitoreo y Gestión implementado en la MG. **Tomado de:** Autores

5.3.1.5. Montaje Experimental

Con base en los circuitos diseñados previamente, se llevó a cabo el montaje experimental de la MG. Este proceso puede observarse en las Figuras 24, 25, 26 y 27, donde se evidencian los distintos componentes instalados.

En particular, la Figura 24 muestra la implementación tanto del circuito eléctrico de potencia como del circuito de monitoreo y gestión, integrados dentro de la caja de distribución eléctrica diseñada para el sistema. Destacando las dos pequeñas aperturas laterales dispuestas para realizar la interconexión con los DER (costado derecho de la Figura), las cargas y dispositivos de visualización de monitoreo (costado izquierdo de la Figura).



FIGURA 24: Montaje experimental de los circuitos eléctricos de potencia y monitoreo y gestión. **Tomado de:** Autores.

Asimismo, en la Figura 25 se presenta el montaje experimental de los DER que conforman la MG, entre ellos el inversor híbrido y el ESS. Aunque estos dispositivos se encuentran ubicados en el exterior de la caja de distribución eléctrica, su interconexión se realiza mediante una abertura lateral dispuesta en la misma, lo que permite una conexión segura y ordenada con el sistema interno.



FIGURA 25: Montaje experimental de los DER de la MG. **Tomado de:** Autores.

Del mismo modo, en la Figura 26 se presenta el conjunto de disyuntores dedicados al recurso fotovoltaico. Se observa un total de cuatro disyuntores montados sobre un riel metálico, correspondientes a las dos cadenas fotovoltaicas, de los cuales solo se encuentra activo el ubicado en el costado derecho, al ser el único considerado en la operación de la MG. Las etiquetas PV1-, PV1+, PV2- y PV2+ indican claramente la polaridad y la cadena a la que pertenece cada conductor. En la parte inferior del tablero se encuentra el barraje de puesta a tierra, donde se conectan los conductores de protección, garantizando la seguridad eléctrica de la instalación.

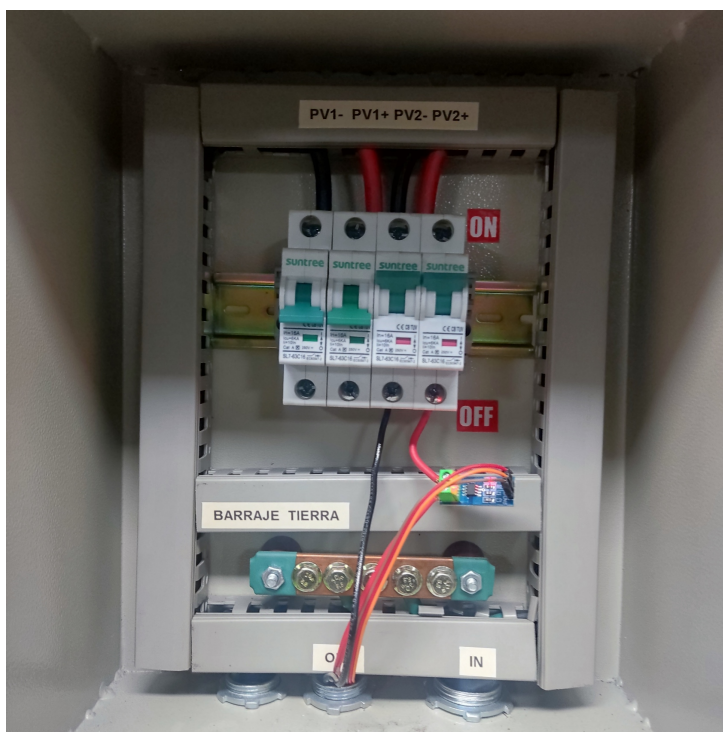


FIGURA 26: Montaje experimental de disyuntores de gestión FV. **Tomado de:** Autores.

Asimismo, en la Figura 27 se observa la disposición asignada a las cargas del sistema. Esta incluye dos tomas de corriente destinadas a las cargas no críticas, y una conexión hembra AC para la carga crítica, diferenciando claramente su uso dentro de la MG.



FIGURA 27: Disposición para las cargas de la MG. **Tomado de:** Autores

Finalmente, en la Figura 28 se observa la totalidad del montaje experimental, en la cual se muestra la interconexión del DER y las cargas con la caja de distribución eléctrica.



FIGURA 28: Montaje experimental de la MG. Tomado de: Autores

Emulación de Cargas:

Con el objetivo de verificar el comportamiento operativo de la MG sin depender de las cargas reales del sistema, se implementó una emulación de cargas durante el montaje experimental. Esta estrategia permitió reproducir las condiciones de consumo mediante el uso de dispositivos eléctricos comerciales conectados a las salidas correspondientes.

Para la carga crítica se utilizó una bombilla incandescente de 100 [W], conectada directamente a la salida exclusiva definida para este tipo de carga. La bombilla dispuesta para esta carga se muestra en la Figura 29.

Asimismo, para las cargas no críticas se emplearon elementos puramente resistivos. En el caso de la carga no crítica 1, se utilizaron dos bombillas con las mismas características que la utilizada en la carga crítica. Para la carga no crítica 2, se empleó una hornilla de estufa eléctrica con una potencia aproximada de 170 [W]. Estas cargas pueden observarse en las Figuras 29, 30 y 31, respectivamente.



FIGURA 29: Elemento resistivo para emulación de carga crítica. **Tomado de:** Autores.



FIGURA 30: Elemento resistivo para emulación de carga no crítica 1. **Tomado de:** Autores.



FIGURA 31: Elemento resistivo para emulación de carga no crítica 2. **Tomado de:** Autores.

5.3.1.6. Verificación y comprobación de conexiones y cableados

Una vez finalizado el montaje de los circuitos de potencia y gestión, se procedió a la verificación del cableado con el objetivo de asegurar la correcta implementación del sistema. Para ello, se utilizó un multímetro digital, empleando la función de medición de continuidad con el circuito completamente desenergizado, garantizando así la seguridad del procedimiento.

La verificación se realizó siguiendo detalladamente los planos eléctricos previamente diseñados, comprobando punto por punto cada conexión entre los componentes. Este proceso permitió identificar posibles errores de cableado, conexiones mal realizadas o interrupciones en el circuito.

5.3.2. Ejecución de pruebas iniciales

Con el fin de verificar el correcto funcionamiento del montaje experimental desarrollado, se realizaron pruebas iniciales enfocadas en la validación del cableado, las protecciones eléctricas y la integridad de las conexiones. Para ello, se energizó el circuito de forma manual, activando cada punto de conexión mediante accionamiento mecánico directo, con el objetivo de comprobar que la tensión llegara adecuadamente a cada componente del sistema y que las cargas respondieran conforme a lo esperado.

Durante estas pruebas también se evaluaron los niveles de voltaje en los distintos puntos del sistema, utilizando analizadores de redes para asegurar que se mantuvieran dentro de los parámetros establecidos, específicamente 120 [V_{AC}] a 60 [Hz]. La correcta activación de las cargas y el cumplimiento de los

valores eléctricos de diseño permitieron validar que el sistema está en condiciones operativas adecuadas para la posterior implementación del algoritmo de monitoreo y gestión.

5.3.3. Implementación del algoritmo de optimización en la MG

En esta sección se describe la implementación del algoritmo de optimización en la MG eléctrica del Laboratorio de Energías, a partir de escenarios preestablecidos diseñados de acuerdo al algoritmo de optimización, para reducir la carga computacional en tiempo real. Cada escenario representa condiciones típicas de operación, y su selección se basa en la comparación con las mediciones obtenidas mediante el sistema de monitoreo en tiempo real, eligiendo aquel cuyos parámetros se asemejen más a la situación actual. Asimismo, se detalla la lógica del código desarrollado para el funcionamiento y gestión de la MG, incluyendo la gestión de fuentes de energía, prioridades de carga y toma de decisiones operativas.

5.3.3.1. Planteamiento de escenarios:

Con el objetivo de reducir la carga computacional durante la operación en tiempo real de la MG, se estableció una estrategia basada en escenarios de optimización predefinidos. Esta aproximación permite que, en lugar de resolver el modelo de optimización en cada instante, se seleccione el escenario óptimo más cercano de acuerdo con las condiciones actuales de operación obtenidas mediante el sistema de monitoreo. De esta manera, se logra una respuesta más rápida del sistema de gestión de recursos.

Los escenarios se definieron a partir de la combinación de tres variables operativas fundamentales: la potencia generada por el sistema fotovoltaico, el SOC del ESS y la disponibilidad de la red eléctrica. En cuanto a la potencia fotovoltaica, se consideraron siete niveles representativos, que van desde 0 W hasta 850 W. Estos niveles fueron elegidos con incrementos de 150 W entre cada uno, salvo en el último intervalo, entre 750 W y 850 W, donde se utilizó un incremento de 100 W para capturar mejor el comportamiento en condiciones cercanas al máximo de generación.

El segundo parámetro considerado fue el SOC de las baterías, para el cual se definieron tres valores representativos: 60 %, 80 % y 100 %. Estos niveles permiten identificar diferentes grados de disponibilidad energética en el sistema de almacenamiento, lo cual influye directamente en la estrategia de operación de la MG. Por último, se incluyó el estado de la red eléctrica, considerando dos situaciones posibles: activa (disponible) o inactiva (no disponible).

Combinando los siete niveles de potencia fotovoltaica, los tres niveles de SOC y los dos estados de la red eléctrica, se construyeron un total de 42 escenarios posibles de operación de la MG. Para cada uno de estos escenarios se determinó, mediante el algoritmo de optimización, el comportamiento óptimo de los principales elementos controlables: la carga no crítica 1, la carga no crítica 2 y el uso de la red eléctrica. Cada uno de los escenarios establecidos, así como el comportamiento óptimo de la MG se evidencia en las Tablas del Anexo B.

Para determinar cual de los escenarios preestablecidos y previamente optimizados corresponde con mayor precisión a las condiciones en tiempo real y monitoreadas de la MG, se emplea el método de

la distancia euclidiana, explicado en la sección 3.5. El proceso se realiza considerando las tres variables previamente mencionadas, calculando la distancia euclidiana entre el vector actual y los vectores asociados a cada uno de los 42 escenarios definidos. El escenario que presenta la menor distancia se identifica como el más cercano y, en consecuencia, se adopta su configuración óptima para la toma de decisiones en tiempo real.

5.3.3.2. Lógica de funcionamiento y gestión:

Para gestionar el funcionamiento de la MG de acuerdo con los parámetros establecidos, se desarrolló un código en lenguaje Python que define tanto el comportamiento como la secuencia de operación del sistema. A través de este script, la MG accede a cada uno de los escenarios definidos, determina el estado de los DER y las cargas que la componen, y realiza de forma continua el monitoreo de las variables necesarias para la toma de decisiones.

Inicialmente, se establece el número de esclavo correspondiente para cada uno de los dispositivos que utilizan comunicación por protocolo Modbus, los canales del ADC que se emplean para la medición, se establece el encendido/apagado de la red eléctrica de acuerdo con las restricciones establecidas y se inicia un bucle infinito que ejecuta la función principal del código.

En este bucle se determina la hora actual, se activa el contactor de los paneles solares, y se accede a la función de control de GPIO, encargada de modelar el comportamiento establecido para cada una de las cargas no críticas. Posteriormente se accede a la función de lectura de parámetros, en la cual, se crea como cliente 0 las características para la comunicación de la MPPT y como cliente 1 las características para la comunicación con los analizadores de redes, guarda las mediciones correspondientes y cierra la comunicación hasta la próxima medición.

Posteriormente, se desactiva el contactor de los paneles solares (el dispositivo solo se utiliza para mediciones) y se accede al voltaje proporcionado por los dos sensores ACS712 y el cálculo correspondiente de la corriente en cada caso. Después se calcula teóricamente la potencia de las baterías (para determinar la variación del SOC) y la potencia de los paneles solares.

Se realiza la actualización del parámetro del SOC del ESS de acuerdo con las mediciones realizada y se accede a la función de optimización, en la que se crea un vector de tres posiciones con los parámetros de la red eléctrica, el estado de carga de las baterías y la potencia de los paneles solares. Además, se realiza la función de distancia euclidiana, de acuerdo con la ecuación (3.1) establecida en el marco teórico.

La distancia euclidiana se realiza para cada uno de los 42 escenarios de optimización y se determina cual de estos es el de menor valor y, por lo tanto, el escenario más cercano. En la codificación se condiciona cada uno de los escenarios y se actualiza el funcionamiento de la red eléctrica y las cargas de acuerdo con los resultados obtenidos mediante el algoritmo de optimización. Después de determinar el escenario, se calcula matemáticamente la demanda total de la MG (considerando el estado de las cargas no críticas) y se almacenan las mediciones en arreglos para guardar el histórico de datos a lo largo del día.

Finalmente, dentro de la codificación se verifica si la hora actual corresponde a la última medición del día (11:55 horas en el periodo de prueba). En ese caso, se accede a una función encargada de graficar los históricos de datos recopilados, los cuales representan información valiosa para validar el funcionamiento del sistema. Estas gráficas se guardan automáticamente como imágenes en el dispositivo, y los arreglos de almacenamiento de datos se reinician para iniciar un nuevo ciclo diario. Como último paso del proceso, la ejecución del código se detiene durante 5 minutos, tras lo cual se repite el funcionamiento definido dentro del bucle infinito. El código completo implementado para el funcionamiento y la gestión adecuada de la MG eléctrica se presenta en el Anexo C.

Es importante tener en cuenta que, si bien el algoritmo de optimización fue diseñado con un horizonte temporal de 24 horas y actualizaciones cada hora, en la implementación práctica de la MG en el Laboratorio de Energías de la USTA se optó por realizar mediciones cada 5 minutos. Esta decisión fue facilitada por la estructura de escenarios preestablecidos y responde a las características de las baterías utilizadas, las cuales presentan una alta tasa de carga y descarga. Establecer intervalos de medición más prolongados podría haber generado descargas excesivas en periodos cortos, agotando prematuramente la capacidad del ESS y comprometiendo la operación del sistema. Además, los intervalos reducidos permiten preservar la vida útil de las baterías al evitar ciclos de carga y descarga abruptos o innecesarios.

Es importante tener en cuenta que, según la curva de descarga proporcionada por el fabricante de las baterías, un consumo continuo a potencia nominal puede agotar completamente la carga del ESS en aproximadamente 15 minutos. En consecuencia, si el sistema detecta una alta demanda repentina y las otras fuentes como la red eléctrica o los paneles fotovoltaicos no se encuentran disponibles para suplir esta necesidad de manera inmediata, la descarga de las baterías se acelera considerablemente, incluso si se están tomando mediciones en intervalos cortos.

Si bien en el algoritmo de optimización se estableció una restricción que fija un SOC mínimo del 50 % para las baterías, este valor representa un escenario ideal que busca garantizar la confiabilidad del sistema y preservar la vida útil de los acumuladores. Sin embargo, en la operación real de la MG pueden presentarse condiciones dinámicas que pueden ocasionar que, pese a las medidas preventivas del algoritmo, el SOC descienda por debajo del umbral establecido. Por tanto, aunque esta restricción actúa como una guía dentro del proceso de optimización, en la práctica su cumplimiento absoluto puede verse comprometido por la naturaleza dinámica y no ideal de la operación en tiempo real.

Capítulo 6

Resultados y Discusión

Con el objetivo de evaluar el desempeño operativo de la MG implementada, se llevaron a cabo pruebas de funcionamiento continuo durante un periodo de 48 horas. Durante este tiempo, se registraron y analizaron datos cada 5 minutos, lo que permitió obtener una resolución temporal de 12 mediciones por hora. Este nivel de detalle permitió mejorar la capacidad de respuesta de la MG ante posibles variaciones, tales como, el comportamiento tan variable del SOC del ESS implementado debido a la capacidad de alta descarga con la que cuenta.

Sin embargo, incluso al reducir el horizonte temporal y realizar la comparación de escenarios en intervalos más cortos, continúa siendo complejo calcular el SOC de la batería en tiempo real, debido a que el comportamiento del ESS durante los procesos de carga o descarga no es lineal. En la Figura 4 se observa que la curva de carga, en términos de capacidad de SOC, presenta un comportamiento logarítmico; mientras que, en términos de corriente, sigue una tendencia exponencial decreciente. Es decir, al iniciar el proceso de carga, la corriente es elevada, pero al tomar una nueva medición cinco minutos después, esta habrá disminuido considerablemente. Esto provoca que el valor de potencia cargada estimado por el algoritmo resulte menor al que realmente ha ingresado al sistema.

Con base en lo anterior, fue necesario realizar un ajuste en el cálculo del SOC para el algoritmo de gestión. Este ajuste se fundamenta en las curvas de carga y descarga, así como en la unidad de potencia empleada en la ficha técnica del ESS (PW), la cual se explica con mayor detalle en la caracterización previa de los equipos. Se sabe que P equivale a 780, lo cual representa el valor numérico de la capacidad nominal en potencia del ESS; es decir, un PW equivale a 390 W.

Asimismo, según la Figura 3, se puede observar que la batería se descargaría completamente en 15 minutos con una demanda de 1 PW. Con base en lo anterior, se realizaron una serie de cálculos sencillos utilizando la regla de tres simple y compuesta (inversa y directa), con el fin de convertir estos datos a la potencia demandada por la MG. Para ejemplificar el proceso y dar validez al cálculo realizado, se procede a realizarse para la demanda total de cargas (433 [W]).

$$PW_{eq}[PW] = \frac{P_{cargas}}{780[W]}$$

$$PW_{eq}[PW] = \frac{433[W]}{780[W]} = 0,555[PW] \quad (6.1)$$

Posteriormente se calcula el tiempo de descarga con este valor de potencia aplicando regla de tres simple inversa.

$$t_{dis}[min] = \frac{15 \times 1}{PW_{eq}}$$

$$t_{dis}[min] = \frac{15 \times 1}{0,555[PW]} = 27,02[min] \quad (6.2)$$

Con este tiempo se calcula el porcentaje de SOC que se descargaría en 5 minutos empleando una regla de tres compuesta directa.

$$SOC_{dis5min} = \frac{PW_{eq} \times 5 \times 100}{PW_{eq} \times t_{dis}}$$

$$SOC_{dis5min}[\%] = \frac{0,555[PW] \times 5 \times 100}{0,555[PW] \times 27,02[min]} = 18,5[\%] \quad (6.3)$$

De esta forma, con cada medición de voltaje y corriente del ESS es posible aproximar el valor de carga o descarga en términos de porcentaje de SOC de forma mas cercana al comportamiento en la realidad según la ficha técnica del dispositivo.

Ahora bien, como se mencionó anteriormente, este cálculo permite aproximar el valor de la potencia de descarga. Sin embargo, debido a la tendencia de la curva de carga, el valor obtenido siempre será menor al real, ya que la corriente disminuye de forma exponencial a medida que avanza el tiempo. Como resultado, pasados cinco minutos, la corriente alcanza su valor más bajo durante el período de medición.

Teniendo en cuenta esta información, y considerando que a través del dispositivo MPPT (el cual permite la medición de la tensión de los recursos en corriente continua (DC)), es posible acceder al valor del SOC calculado por el propio dispositivo en función del nivel de voltaje, se puede decir que, aunque este valor tampoco es completamente preciso, ofrece una estimación más cercana al SOC real. Por lo tanto, se considera adecuado tomar ambos valores y calcular su promedio en cada medición, con el fin de reducir de forma constante el margen de error y mejorar la capacidad de respuesta del sistema ante posibles fallos.

Con base en la información anterior se procede a mostrar los resultados experimentales como prueba de funcionamiento de la MG:

6.1. Funcionamiento Día 1

Durante el primer día de operación, se llevó a cabo la puesta en marcha del sistema, permitiendo observar el comportamiento de la MG.

En la Figura 32 se puede observar el comportamiento del SOC del ESS a lo largo del día. Con base en este gráfico, se evidencia que durante la mayor parte del tiempo el porcentaje de carga no desciende del 50 %, lo cual indica que el procedimiento de ajuste aplicado a este parámetro, aunque en general es positivo, aún presenta variaciones que podrían afectar negativamente la vida útil del ESS a largo plazo. Esto se debe a que en algunas mediciones el SOC cae por debajo de este umbral, como resultado de la característica de alta descarga del dispositivo y del margen de error en la medición de los parámetros de corriente y voltaje, errores que se acentúan debido a la calibración de los dispositivos y a medida que la información se transmite a través del circuito de control.

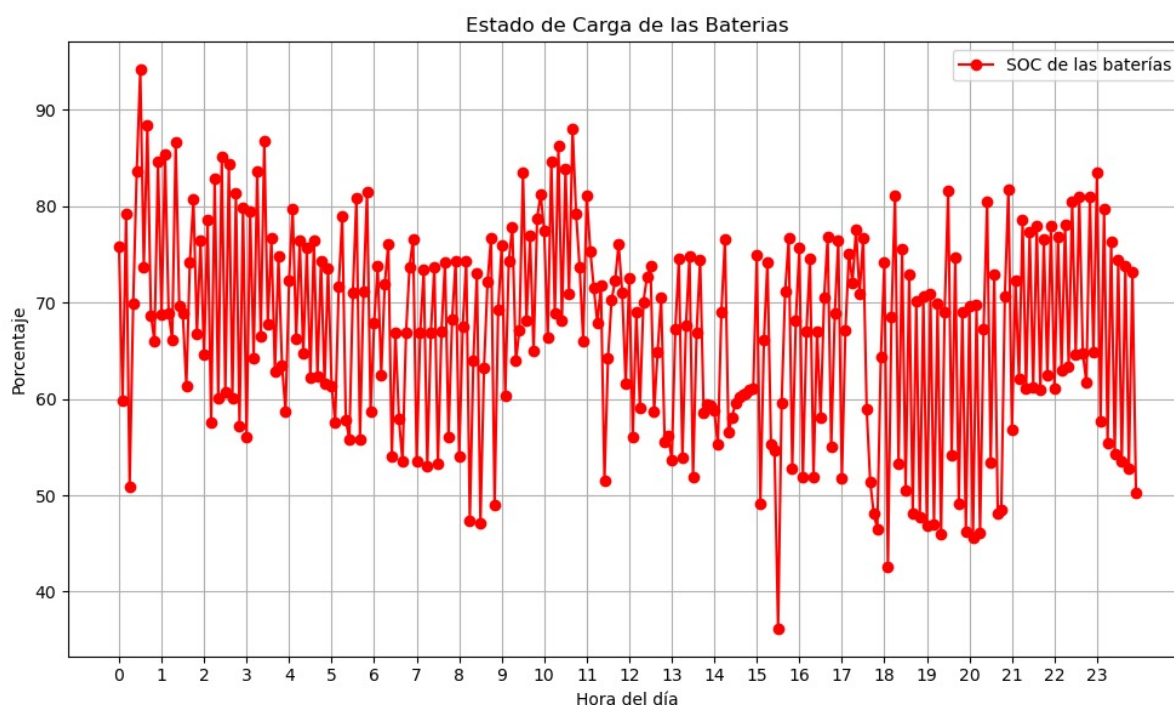


FIGURA 32: Estado de Carga de las baterías - Día 1 **Tomado de:** Autores

No obstante, en la Figura 32 también se observan descensos pronunciados entre mediciones consecutivas, como ocurre entre las 00:00 y las 01:00, entre las 06:00 y las 07:00, entre las 15:00 y las 16:00 y entre las 20:00 y las 21:00 horas. Estas caídas abruptas del SOC se deben a errores en la lectura del valor de V_{CC} (tensión de alimentación) de los sensores de corriente —ver ecuación (5.26)—, lo que provoca que el algoritmo de gestión utilice un valor fijo predefinido (4.44 [V] en este caso) para realizar el cálculo. Esta desviación, sumada a la alta sensibilidad del sensor de corriente, genera una sobreestimación de la potencia de descarga en mediciones específicas, lo cual impacta directamente en el cálculo del SOC y explica los saltos negativos observados.

En la Figura 33 se presenta gráficamente la potencia fotovoltaica medida a lo largo del Día 1. En esta imagen se observa un comportamiento coherente con el patrón típico de la irradiancia solar en un punto específico de la superficie terrestre, visualizando entre las 9:00 y las 13:00 horas el pico de generación del día. Sin embargo, los valores de potencia registrados durante este intervalo no fueron tan altos como se esperaba, debido principalmente a las condiciones climáticas, que se mantuvieron considerablemente variables. Esta variabilidad se hace aún más evidente entre las 13:00 y las 16:00 horas, periodo en el cual la potencia presentó oscilaciones pronunciadas como consecuencia de la alta y cambiante nubosidad que caracterizó la tarde y gran parte de la mañana del Día 1.

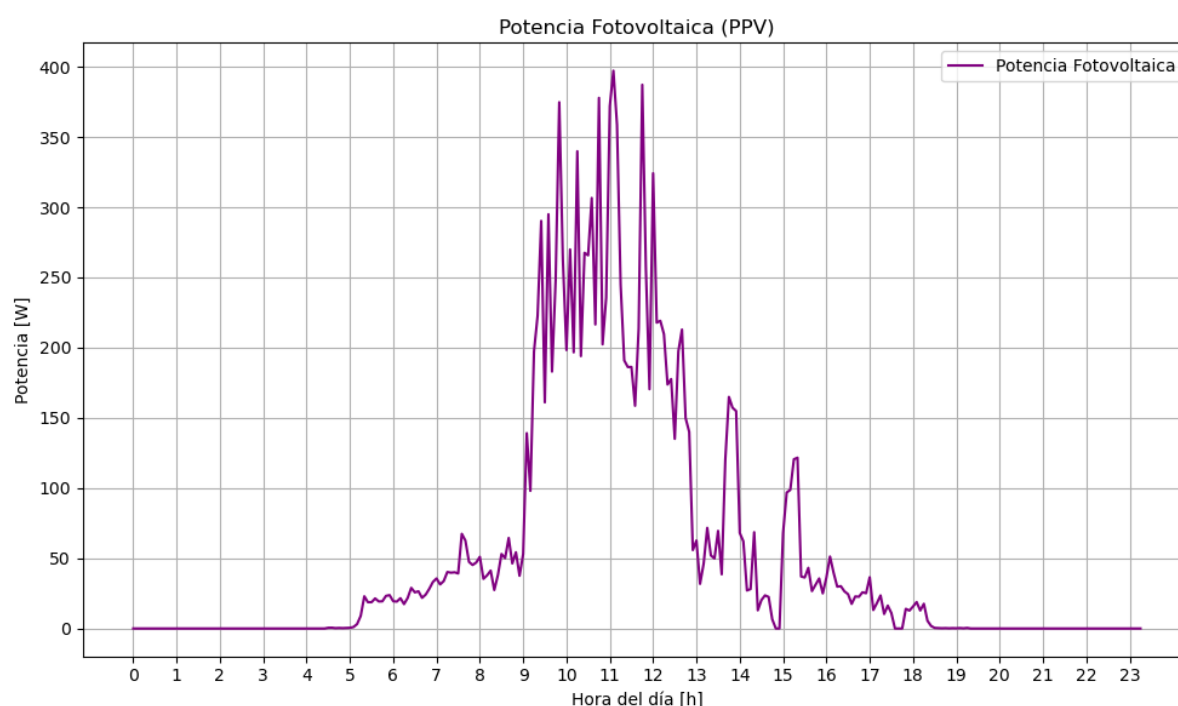


FIGURA 33: Potencia fotovoltaica generada - Día 1. **Tomado de:** Autores

Continuando con el análisis de las potencias ofertadas por los DER de la MG, en la Figura 34 se presenta gráficamente la cantidad de potencia suministrada por la red eléctrica a lo largo del Día 1. Durante este periodo, se evidencia que en las horas de la noche y la madrugada la red entró en operación exclusivamente para abastecer la carga crítica. Esta condición permite concluir que, en dichos intervalos, el sistema ingresó al escenario 1 definido en el algoritmo de gestión (ver Anexo 8.2), en el cual la red eléctrica se activa únicamente para garantizar el suministro a la carga crítica y que el SOC del ESS no disminuya más del 60 %.

En esta Figura también se puede observar la coherencia y correspondencia con la gráfica de la potencia fotovoltaica (Figura 33), ya que se evidencia cómo entre las 9:00 y las 13:00 horas el sistema aprovecha por completo el recurso solar, sin necesidad de activar la red eléctrica. Además, durante este intervalo se cumple con la restricción establecida para la desactivación de la red en el horario comprendido entre las 9:00 y las 15:00 horas. No obstante, entre las 13:00 y las 15:00 horas se observa una violación a esta

restricción, la cual se justifica por la disminución de la potencia fotovoltaica disponible y la necesidad de evitar una caída del SOC del ESS, garantizando así la continuidad en el suministro a las cargas críticas.

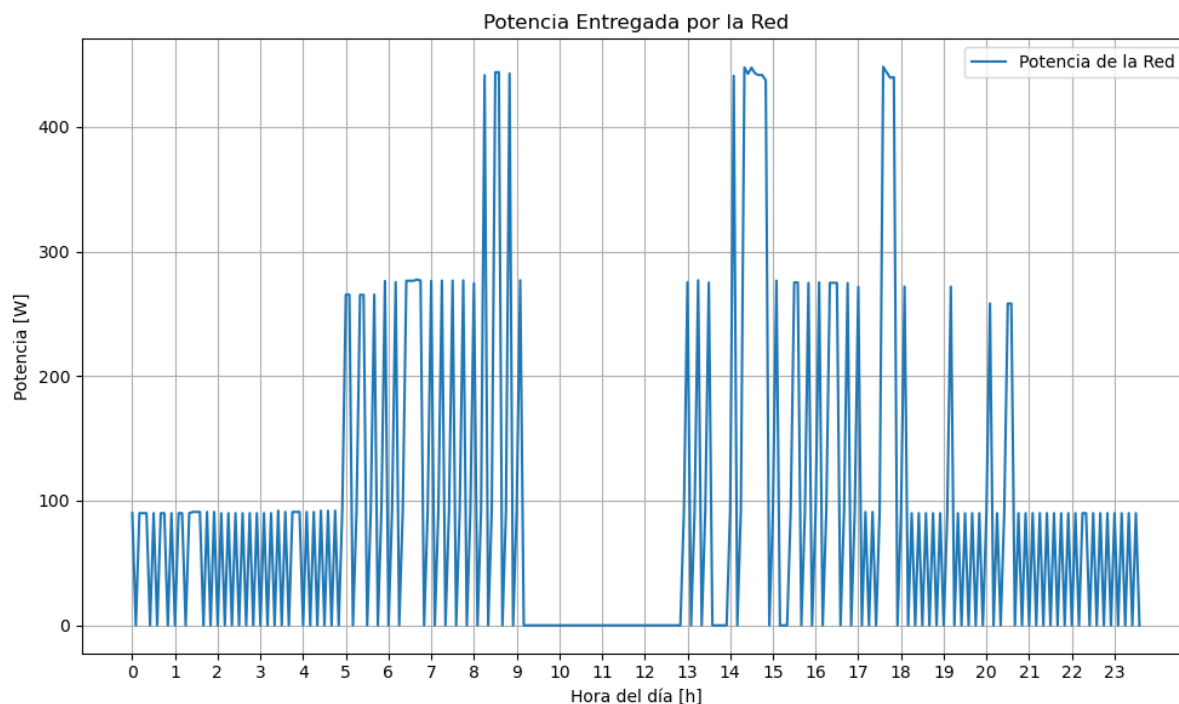


FIGURA 34: Potencia suministrada por la red eléctrica - Día 1. **Tomado de:** Autores

En cuanto al funcionamiento de las cargas, se observa un balance positivo en el desempeño del sistema. En la Figura 35 se puede ver cómo las cargas no críticas se activan de acuerdo con el horario programado durante su caracterización, pero también cómo gestionan su encendido y apagado en función de la oferta energética del sistema, presentando variaciones a lo largo del período de activación. No obstante, en la mayoría de las 12 mediciones realizadas por hora, se evidencia que la carga permanece la mayor parte del tiempo activa cuando le corresponde, lo que contribuye a disminuir el costo de ENS para el sistema.

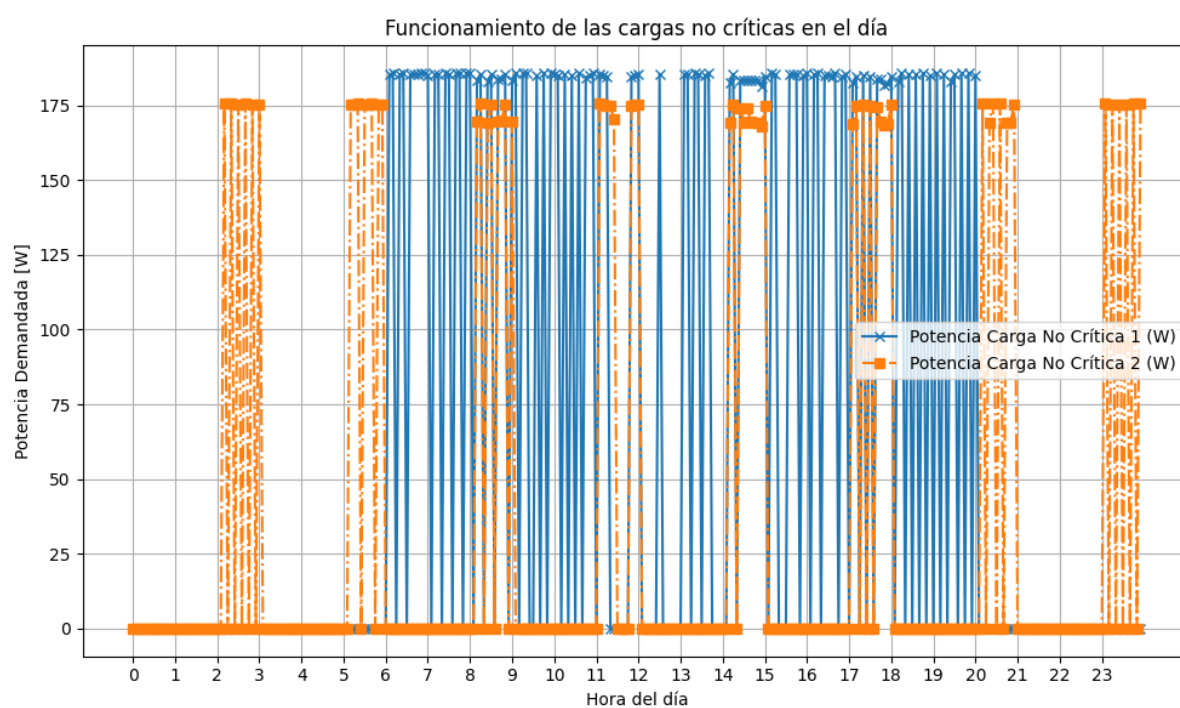


FIGURA 35: Funcionamiento de cargas no críticas - Día 1 **Tomado de:** Autores

Por último, en la Figura 36 se observa el comportamiento de la carga crítica a lo largo del día. Aunque presenta pequeñas variaciones en la potencia demandada, se mantuvo encendida durante las 24 horas, según las mediciones realizadas.

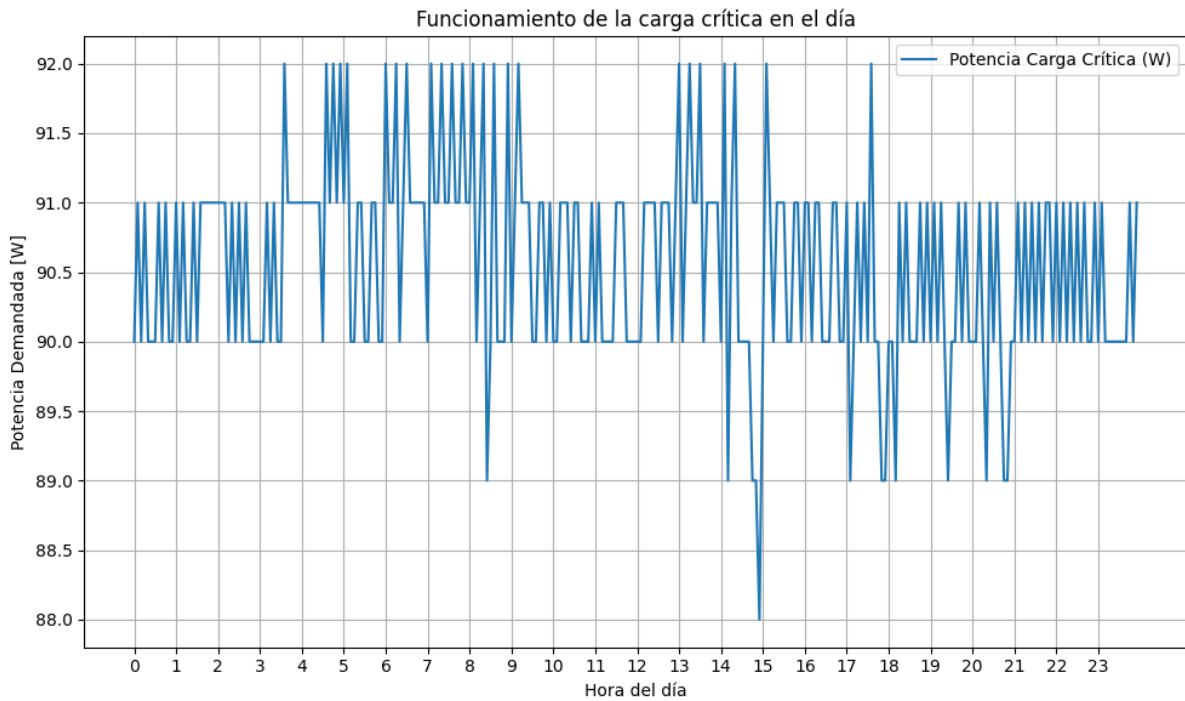


FIGURA 36: Funcionamiento de carga crítica - Día 1 **Tomado de:** Autores

Con el fin de determinar el costo asociado al comportamiento de la MG para los resultados presentados anteriormente, se establecen los costos asociados a cada uno de los recursos y se determina la contribución de potencia correspondiente.

Con respecto al uso de la red eléctrica, se asocia que este recurso se encarga de la demanda total (por el comportamiento by-pass) de la MG siempre y cuando este encendida. Cada una de las mediciones obtenidas para cada hora se guardan en un arreglo y se reestructura el arreglo para que este se convierta en una matriz con 24 columnas (horas del día) y 12 filas (mediciones por hora), con el fin de calcular el promedio del consumo para cada hora del día, es decir, a cada columna. Finalmente, se multiplica el consumo de cada hora por el costo asociado a la red eléctrica tal como se hace en la Ecuación (6.4) y se suman los valores obtenidos para determinar el costo de red.

$$\text{Costo Red} = C_{grid} \times P_{grid} \quad (6.4)$$

Por otro lado, para determinar el costo asociado al uso de las baterías a lo largo del día, al igual que en el caso anterior, se guarda el valor absoluto de cada una de las mediciones realizadas (para tener en cuenta carga y descarga) y se reestructura el arreglo para que se convierta en una matriz con las mismas características que el de la red eléctrica. Se realiza el promedio de los datos para determinar el consumo por hora y se multiplica el valor correspondiente por el costo asociado tal como se muestra en la Ecuación (6.5).

$$\text{Costo ESS} = C_{bat} \times P_{bat} \quad (6.5)$$

Finalmente, para determinar el costo asociado, se determina la ENS para cada medición empleando la ecuación (5.16) establecida como restricción en el problema de optimización y al igual que con las mediciones anteriores, se guarda en un arreglo, se redimensiona como matriz y se calcula el valor de ENS promedio para cada hora.

De acuerdo con lo anterior, para determinar el costo total del consumo energético de las cargas que componen la MG a lo largo del día, se calcula la suma total de cada uno de los costos determinados anteriormente:

$$\text{Costo Red}_{Dia_1} = 0,85392 \left[\frac{C_{OP}}{Wh} \right] \times 2148,75 [Wh] = 1834,86 C_{OP}$$

$$\text{Costo ENS}_{Dia_1} = 2,19667 \left[\frac{C_{OP}}{Wh} \right] \times 1563,85 [Wh] = 3435,26 C_{OP}$$

$$\text{Costo ESS}_{Dia_1} = 0,578445 \left[\frac{C_{OP}}{Wh} \right] \times 4701,7925 [Wh] = 2719,73 C_{OP}$$

$$\text{Costo Total}_{Dia_1} = \text{Costo Red}_{Dia_1} + \text{Costo ENS}_{Dia_1} + \text{Costo ESS}_{Dia_1}$$

$$\text{Costo Total}_{Dia_1} = 7989,85 C_{OP} \quad (6.6)$$

El Costo Total de Operación de la MG para el Día 1 es de 7989.85 COP, lo que indica que, aunque este valor supera el costo que se tendría si se abasteciera la demanda únicamente desde la red eléctrica convencional (el cual asciende a 5891.17 COP), es importante precisar que, en el caso de la MG, el cálculo incluye no solo el costo del consumo proveniente de la red eléctrica, sino también los costos asociados a la operación de las baterías (carga y descarga) y al ENS. En consecuencia, el valor que efectivamente se transfiere al usuario final corresponde únicamente al consumo de energía desde la red eléctrica, que para este caso es de 1834.86 COP. Esto representa una reducción de 4056.31 COP respecto al costo que se tendría si se dependiera exclusivamente de la red. Por tanto, aunque el costo total del sistema parezca mayor, este refleja una distribución del suministro, en la que otros elementos del sistema absorben parte de la operación, permitiendo reducir considerablemente la dependencia y el gasto directo en energía convencional.

El hecho de que el Costo Total de Operación de la MG sea mayor que el costo directo del uso exclusivo de la red eléctrica no contradice el objetivo de minimización planteado. Esto se debe a que el modelo no busca únicamente minimizar el costo de la energía proveniente de la red, sino el costo total de operación del sistema.

En cuanto al índice de disponibilidad del sistema, este permite obtener el porcentaje de tiempo en el que estuvo disponible la carga crítica a lo largo del día, lo que deja establecer una métrica cuantitativa de la confiabilidad del suministro energético para esta carga.

Teniendo en cuenta la Figura 36, es posible evidenciar que las 288 mediciones realizadas a la carga crítica a lo largo del día, indican que esta estuvo en funcionamiento de manera ininterrumpida, oscilando las mediciones entre 88 W y 92 W. A continuación, se realiza el cálculo del índice de disponibilidad del sistema para el funcionamiento de la carga crítica en las primeras 24 horas del día.

$$Disp.CL = \frac{24horasdeOperacion}{24horasdeOperacion + 0horasInactivo} \cdot 100 \quad (6.7)$$

$$Disp.CL = 100 \% \quad (6.8)$$

Teniendo en cuenta el índice de confiabilidad calculado anteriormente, es posible evidenciar que para el periodo de operación analizado la confiabilidad en el suministro de energía para la carga crítica a través de la MG fue del 100 %. Esto indica que la carga crítica funcionó de manera adecuada las 24 horas del día.

Durante el análisis de la MG, se tuvo en cuenta el criterio N-1 como una forma de verificar su confiabilidad operativa. Aunque no se realizaron desconexiones intencionadas de ningún componente, se observó el comportamiento del sistema en momentos del día en los que, de manera natural, uno de los recursos energéticos no estaba disponible. Por ejemplo, entre las 8:00 a.m. y las 3:00 p.m. se emuló la desconexión de la red eléctrica, y durante las horas sin irradiancia solar se asumió la pérdida temporal de la generación fotovoltaica. En cada caso, se evaluó cómo respondía la MG cuando uno de los recursos quedaba fuera de operación. Esta aproximación permitió identificar que el sistema seguía funcionando correctamente, priorizando el suministro a las cargas críticas y gestionando las cargas no críticas de acuerdo con la energía realmente disponible.

6.2. Funcionamiento Día 2

Teniendo en cuenta el funcionamiento del Día 1, consignado previamente, a lo largo del Día 2 no se observaron grandes variaciones en cuanto al comportamiento de las cargas, ya que se evidenció un patrón de encendido y apagado muy similar al del día anterior.

Por otra parte, en la Figura 37 se aprecia que la proporción entre el porcentaje de SOC que supera el 50 % y el que no, es ligeramente más estrecha. No obstante, es importante destacar que, aunque se presenta este comportamiento durante el Día 2, el SOC no descendió por debajo del 40 %, situación que sí ocurrió en horas de la tarde del Día 1 debido al error de medición provocado por descalibración del sensor de corriente.

También es importante destacar que, en el Día 2, el ESS presentó un comportamiento más favorable en comparación con el Día 1. Aunque aún se registran valores porcentuales de SOC por debajo del 50 %, la frecuencia con la que se presentan es menor, lo cual refleja una reducción en los errores de medición, una mejor transición entre escenarios y un mejor aprovechamiento de los recursos disponibles.

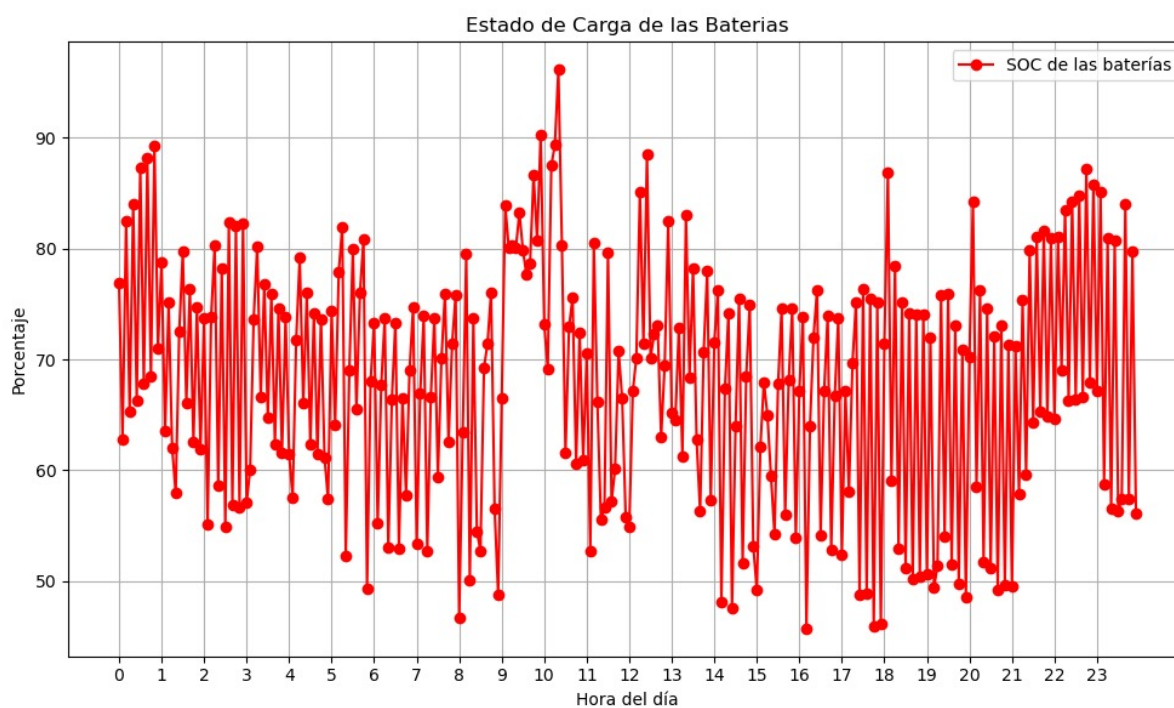


FIGURA 37: Estado de Carga de las baterías - Día 2 **Tomado de:** Autores

En la Figura 38 se presenta gráficamente la potencia generada por el recurso fotovoltaico a lo largo del Día 2. Al igual que en el Día 1, el comportamiento mostrado es coherente con el patrón típico de la irradiancia solar sobre la superficie terrestre. Sin embargo, en este caso, la curva de potencia presenta una campana más amplia, iniciando aproximadamente a las 8:00 horas y extendiéndose hasta las 13:40 horas. Esto indica que las condiciones climáticas y de irradiancia solar durante la mañana fueron más favorables que en el Día 1, alcanzando incluso valores superiores a los 400 [W]. No obstante, en horas de la tarde se volvió a registrar presencia de nubosidad, lo que generó una caída significativa en la potencia, sostenida durante aproximadamente una hora.

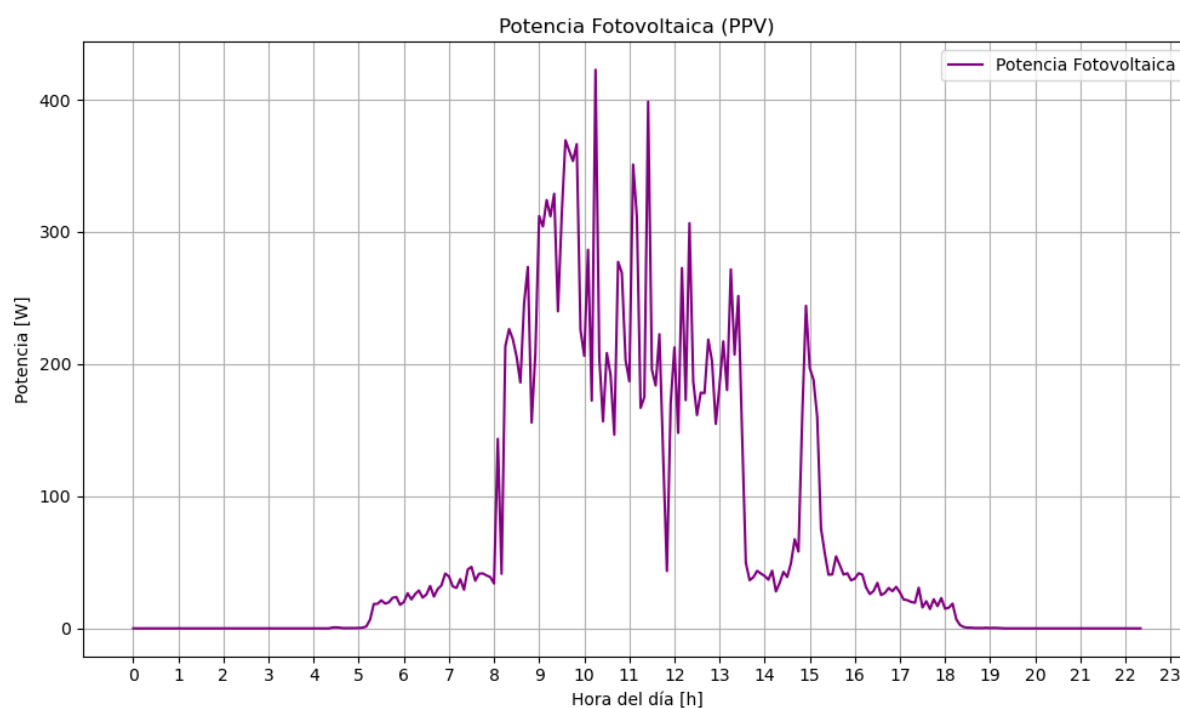


FIGURA 38: Potencia fotovoltaica generada - Día 2. **Tomado de:** Autores

Del mismo modo que en el Día 1, se realizó un análisis de la potencia suministrada por la red eléctrica durante el Día 2, la cual se representa gráficamente en la Figura 39. A partir de este análisis, se puede observar que el comportamiento es muy similar al del Día 1; sin embargo, se evidencia una menor cantidad de violaciones a la restricción de uso de la red durante el intervalo de disponibilidad del recurso fotovoltaico. Esto se debe a que, como se mencionó previamente, la cantidad de potencia generada por el recurso solar fue mayor en comparación con el Día 1. También es importante destacar que, en algunas ocasiones durante la noche y la madrugada, la red eléctrica llegó a suplir la carga no crítica correspondiente a ese horario, lo cual representa un factor positivo al momento de calcular el valor del costo por ENS para dicha carga.

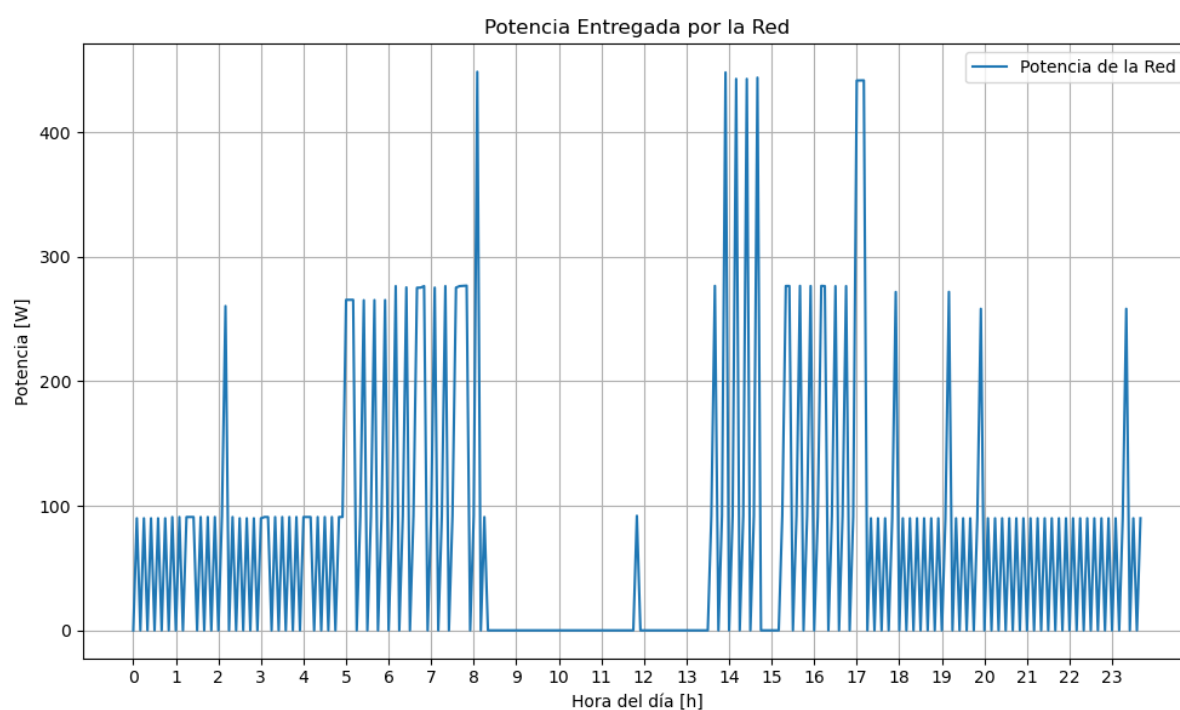


FIGURA 39: suministrada por la red eléctrica - Día 2. **Tomado de:** Autores

Por otro lado, es importante resaltar que, de acuerdo con la Figura 40, se observa un comportamiento ligeramente más estable por parte de ambas cargas en comparación con el Día 1. Esta diferencia podría atribuirse a las condiciones climáticas, las cuales influyeron en el funcionamiento del sistema durante ambos días.

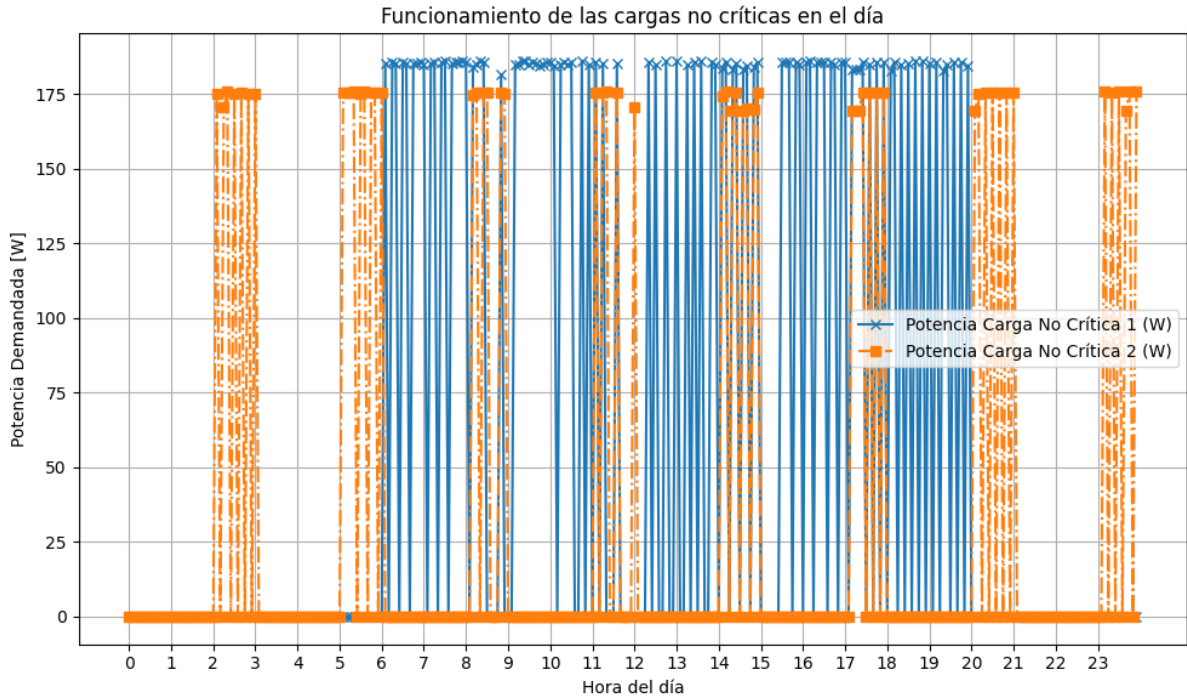


FIGURA 40: Funcionamiento de cargas no críticas - Día 2 **Tomado de:** Autores

Para determinar el Costo Total asociado al funcionamiento de la MG para el segundo día de funcionamiento, el procedimiento realizado es exactamente el mismo que se describió en la sección anterior:

$$\text{Costo Red}_{Dia_2} = 0,85392 \left[\frac{C_{OP}}{Wh} \right] \times 1716,85 [Wh] = 1466,05 C_{OP}$$

$$\text{Costo ENS}_{Dia_2} = 2,19667 \left[\frac{C_{OP}}{Wh} \right] \times 1757,2 [Wh] = 3859,99 C_{OP}$$

$$\text{Costo ESS}_{Dia_2} = 0,578445 \left[\frac{C_{OP}}{Wh} \right] \times 4596,27 [Wh] = 2658,69 C_{OP}$$

$$\text{Costo Total}_{Dia_2} = 7984,73 C_{OP} \quad (6.9)$$

Considerando lo anterior, el Costo Total de Operación de la MG es de 7984.73 COP, de los cuales, se tiene un costo por uso de red eléctrica de 1466.05 COP. Este valor indica una reducción de 4425.12 COP con respecto al costo asociado al emplear únicamente la red eléctrica. Al igual que en el análisis de funcionamiento del día anterior, el costo cálculo esta directamente relacionado con parámetros operativos de los recursos que componen la MG y no corresponde al costo establecido para el usuario final.

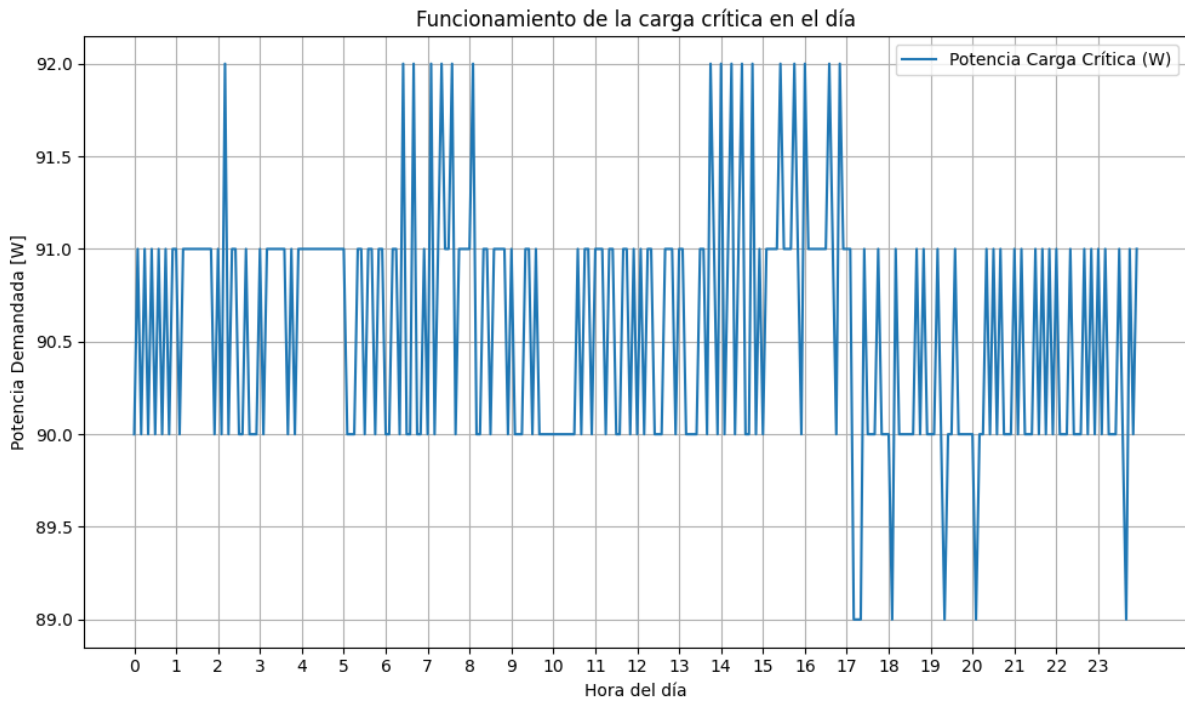


FIGURA 41: Funcionamiento de carga crítica - Día 2 **Tomado de:** Autores

Teniendo en cuenta la Figura 41, es posible evidenciar que las 288 mediciones realizadas a la carga crítica a lo largo del día, indican que esta estuvo en funcionamiento de manera ininterrumpida, oscilando las mediciones entre 89 W y 92 W. A continuación, se realiza el cálculo del índice de disponibilidad del sistema para el funcionamiento de la carga crítica en las primeras 24 horas del día.

$$Disp.CL = \frac{24horasdeOperacion}{24horasdeOperacion + 0horasInactivo} \cdot 100 \quad (6.10)$$

$$Disp.CL = 100\% \quad (6.11)$$

A partir del índice de confiabilidad calculado anteriormente, es posible evidenciar que para el periodo de operación analizado la confiabilidad en el suministro de energía para la carga crítica a través de la MG fue del 100%. Esto permite evidenciar que la carga crítica funcionó de manera adecuada durante las 48 horas del analizadas.

Al aplicar nuevamente el criterio N-1 bajo las mismas condiciones previamente mencionadas, se confirmó que la MG mantuvo una operación adecuada. Tal como se evidenció en el análisis anterior, el sistema fue capaz de reorganizar su funcionamiento de forma efectiva frente a la pérdida de uno de los recursos principales, gracias al diseño anticipado de los escenarios de operación óptima. Esto permitió una gestión dinámica de las cargas no críticas según la disponibilidad energética, garantizando al mismo

tiempo el suministro continuo a las cargas críticas. Así, se reafirma que la MG responde de manera confiable ante contingencias individuales, validando el enfoque adoptado para la optimización y control de su operación.

Capítulo 7

Conclusiones y Trabajos Futuros

7.1. Conclusiones

La revisión bibliográfica realizada permitió identificar y comparar diversas metodologías de optimización aplicables al diseño de MG, concluyendo que la Programación Lineal Entera Mixta (MILP) ofrece una base sólida para abordar problemas energéticos con múltiples fuentes y restricciones técnicas. Esta estrategia metodológica no solo permitió estructurar un modelo, replicable y alineado con principios de operación segura de los DER, sino que también facilitó su implementación computacional, demostrando ser una herramienta adecuada para la gestión energética con enfoque en confiabilidad.

El proceso de dimensionamiento óptimo de la MG permitió modelar con precisión la interacción entre los DER y las cargas diferenciadas por criticidad, asegurando un balance técnico adecuado entre oferta y demanda. Sin embargo, la implementación experimental reveló que, a pesar de una planificación teórica sólida, el uso de dispositivos que carecen de respaldo técnico confiable o documentación detallada puede comprometer el funcionamiento del sistema. La falta de datos precisos sobre el comportamiento real de elementos como inversores o sistemas de almacenamiento conlleva errores de modelación que afectan tanto el rendimiento energético como la capacidad de respuesta ante fallos. Esta experiencia resalta la necesidad de emplear componentes certificados, con información técnica clara y adecuados a la normativa del país de instalación, para garantizar la confiabilidad, seguridad y replicabilidad de este tipo de soluciones energéticas.

La integración de los componentes de la MG en el entorno de laboratorio permitió comprobar de forma efectiva la aplicabilidad del diseño teórico propuesto. Durante este proceso se presentaron desafíos relacionados con la conexión de componentes de distintas marcas y modelos, así como con la ausencia de información técnica detallada para algunos dispositivos, lo que exigió adaptaciones prácticas durante el montaje. Aun así, el sistema logró una operación estable y funcional, y esta fase permitió identificar oportunidades de mejora en términos de documentación técnica, estandarización de protecciones y selección de componentes certificados, aspectos clave para futuras implementaciones reales. La MG logró operar de forma continua durante 48 horas bajo condiciones de prueba, lo que permitió validar su

funcionalidad y consolidar un aprendizaje técnico significativo sobre instalación, cableado y puesta en marcha de soluciones energéticas distribuidas.

La validación experimental del sistema evidenció la capacidad de la MG para mantener un suministro confiable a las cargas críticas, priorizando su alimentación incluso bajo condiciones variables de operación. Las pruebas realizadas durante 48 horas de funcionamiento continuo permitieron evaluar el desempeño del sistema de forma sostenida, mientras que el esquema de monitoreo en intervalos de 5 minutos facilitó un análisis detallado del comportamiento del SOC y la gestión de cargas en tiempo real. Estos resultados demostraron la efectividad del algoritmo implementado; sin embargo, también revelaron que su precisión podría incrementarse mediante el uso de dispositivos de medición más avanzados, capaces de registrar parámetros eléctricos con mayor resolución y frecuencia, lo cual abriría nuevas posibilidades de optimización y control más fino del sistema.

El desarrollo del presente proyecto representa no solo una contribución técnica al estudio y aplicación de MG en entornos controlados, sino también una base valiosa para futuras implementaciones que busquen integrar energías renovables, almacenamiento y control con criterios de confiabilidad.

7.2. Trabajos Futuros

A partir del desarrollo y validación experimental de la microrred, se identifican diversas oportunidades de mejora y expansión que podrían abordarse en futuros trabajos, tanto en el ámbito académico como en proyectos reales de implementación. Entre las más relevantes se destacan:

- **Incorporación de dispositivos de medición de mayor precisión:** Implementar analizadores de redes y sensores de corriente/voltaje con mayor resolución permitiría mejorar la precisión de los datos recopilados y, por ende, aumentar la efectividad de los algoritmos de monitoreo, predicción y control implementados.
- **Evaluación de otros escenarios de carga y generación:** Incluir nuevos perfiles de demanda o distintas configuraciones de recursos renovables permitiría analizar el comportamiento del sistema ante condiciones más complejas o cercanas a un entorno residencial, comercial o industrial.
- **Optimización del sistema de almacenamiento:** Analizar e implementar tecnologías de baterías con mayor eficiencia, vida útil y curvas de carga mejor definidas permitiría reducir la incertidumbre del modelo y mejorar la confiabilidad energética de la MG.

Capítulo 8

Anexos

8.1. Anexo A:

En esta sección se presenta el código de Python en el que se establece el problema de optimización establecido para el funcionamiento de la microrred eléctrica implementada en el Laboratorio de Energías de la Universidad Santo Tomás.

```
1 import pulp
2 import pandas as pd
3 import matplotlib.pyplot as plt
4 from datetime import datetime, timedelta
5
6 plt.close('all')
7
8 datos_dia = [None] * 24 # Lista para almacenar 24 datos
9
10 # Modelo de optimizacion
11 model = pulp.LpProblem("Optimizacion_Microrred", pulp.LpMinimize)
12
13 horas = range(24) # Horizonte temporal de 24 horas
14 demanda_final = 0
15
16 #Numero de Paneles
17 num_paneles = 2
18
19 # Cargar el archivo Excel
20 df = pd.read_excel('Avg_Irr.xlsx')
21
22 # Variables de decision
23 Pgrid = pulp.LpVariable.dicts("Pgrid", horas, lowBound=0) # Potencia desde la red
24 Pbat_ch = pulp.LpVariable.dicts("Pbat_ch", horas, lowBound=0) # Potencia de carga de la
    bateria
25 Pbat_dis = pulp.LpVariable.dicts("Pbat_dis", horas, lowBound=0) # Potencia de descarga de la
    bateria
```

```

26 ENS = pulp.LpVariable.dicts("ENS", horas, lowBound=0) # Energia no suministrada
27 SOC = pulp.LpVariable.dicts("SOC", horas, lowBound=0) # Estado de carga de la bateria
28 XPPV = pulp.LpVariable.dicts("XPPV", horas, cat="Binary") # Generacion fotovoltaica
29 Xgrid = pulp.LpVariable.dicts("Xgrid", horas, cat="Binary") # Uso de la red
30 Xncl_d1 = pulp.LpVariable.dicts("Xncl_d1", horas, cat="Binary") # Carga no critica 1
31 Xncl_d2 = pulp.LpVariable.dicts("Xncl_d2", horas, cat="Binary") # Carga no critica 2
32
33 # Parametros del panel solar
34 P_STC = 425 # Potencia a STC (W)
35 NMOT = 41 # NMOT ( C )
36 T_STC = 25 # Temperatura estandar ( C )
37 alpha = -0.0035 # Coeficiente de temperatura de potencia (%/ C )
38
39 # Temperatura de la celda (Tc)
40 df['T_celda'] = df['Temperatura a 2m ( C )'] + (df['Irradiancia (Wh/m^2)'] / 800) * (NMOT -
    20)
41
42 # Potencia Real
43 df['Potencia (W)'] = P_STC * (df['Irradiancia (Wh/m^2)'] / 1000) * (1 + alpha * (df['T_celda']
    - T_STC)) * num_paneles
44
45 PPV = df['Potencia (W)'].tolist()
46
47 # Parametros
48 PPV_max = 850 # Potencia fotovoltaica maxima
49 SOC_MAX = 100 # Estado maximo de carga de la bateria
50 SOC_MIN = 50 # Estado minimo de carga de la bateria
51 Pbat_max = 2400 # Potencia maxima de carga/descarga de la bateria
52 Pgrid_max = 1000
53 Pcl_d = [101.2, 101.2, 101.2, 101.2, 101.2, 101.2, 101.2, 101.2, 101.2, 101.2, 101.2, 101.2,
    101.2, 101.2, 101.2, 101.2, 101.2, 101.2, 101.2, 101.2, 101.2, 101.2, 101.2] #
    Carga critica
54 Pncl_d1 = [0, 0, 0, 0, 0, 0, 204.6, 204.6, 204.6, 204.6, 204.6, 204.6, 204.6, 204.6, 204.6,
    204.6, 204.6, 204.6, 204.6, 204.6, 0, 0, 0, 0] # Carga no critica 1
55 Pncl_d2 = [0, 0, 200.64, 0, 0, 200.64, 0, 0, 200.64, 0, 0, 200.64, 0, 0, 200.64, 0, 0, 200.64,
    0, 0, 200.64, 0, 0, 200.64] # Carga no critica 2
56 Cgrid = 0.854 # Costo de energia de la red (por unidad)
57 CENS = 2.196 # Costo de energia no suministrada (por unidad)
58 Cbat_dis = 0.579 # Costo de descarga de la bateria
59 Cbat_ch = 0.579 # Costo de carga de la bateria
60
61 # Funcion objetivo
62 model += pulp.lpSum([
63     Cgrid * Pgrid[t] + CENS * ENS[t] + Cbat_dis * Pbat_dis[t] + Cbat_ch * Pbat_ch[t]
64     for t in horas
65 ])
66
67 # Restricciones
68 for t in horas:
69     # Balance de potencia
70     model += (
71         PPV[t] + Pgrid[t] + Pbat_dis[t] - Pbat_ch[t] - Pcl_d[t] == Pncl_d1[t] * Xncl_d1[t] +
            Pncl_d2[t] * Xncl_d2[t] ,

```

```

72         f"Balance_Potencia_{t}"
73     )
74
75     # Activacion de cargas no criticas
76     model += (Xncl_d1[t] >= Xgrid[t], f"Activar_NCL1_{t}")
77     model += (Xncl_d2[t] >= Xgrid[t], f"Activar_NCL2_{t}")
78
79     PW_ch = (5 * 100) / (390 * 15)
80     charge = Pbat_ch[t] * PW_ch
81
82     PW_dis = ((5 * 100) / (390 * 15)) * -1
83     discharge = Pbat_dis[t] * PW_dis
84
85     # Estado de carga de la bateria
86     if t > 0:
87         model += (
88             SOC[t] == SOC[t-1] + charge + discharge,
89             f"Estado_Carga_{t}"
90         )
91     else:
92         model += (
93             SOC[t] == 100 + charge + discharge,
94             f"Estado_Carga_Inicial"
95         )
96
97     # Restricciones de SOC
98     model += (SOC_MIN <= SOC[t], f"SOC_Min_{t}")
99     model += (SOC[t] <= SOC_MAX, f"SOC_Max_{t}")
100
101     # Restriccion de potencia maxima de la bateria
102     model += (Pbat_dis[t] <= Pbat_max, f"Pbat_Dis_Max_{t}")
103     model += (Pbat_ch[t] <= Pbat_max, f"Pbat_Ch_Max_{t}")
104
105     # Uso de la red si esta activa
106     model += (Pgrid[t] <= Xgrid[t] * Pgrid_max, f"Uso_Red_{t}")
107
108     # Uso de generacion fotovoltaica si esta activa
109     model += (PPV[t] <= XPPV[t] * PPV_max, f"Uso_FV_{t}")
110
111     # Costo ENS
112     model += ENS[t] == Pncl_d1[t] * (1 - Xncl_d1[t]) + Pncl_d2[t] * (1 - Xncl_d2[t]), f"
113         ENS_NoCriticas_{t}"
114
115     #Variable X_grid
116     model += (Pgrid[t] >= Xgrid[t] * 1e-3, f"Uso_Red_Activa_{t}")
117
118     # Activacion de red electrica
119     if 8 < t < 15:
120         model += (Pgrid[t] <= (1 - XPPV[t]) * Pgrid_max, f"Uso_Red_SOL_{t}")
121
122     # Solucion del modelo
123     model.solve()

```

```

124 # Resultados
125 print("Estado de la solucion:", pulp.LpStatus[model.status])
126 print("Costo total:", pulp.value(model.objective))
127 costo = pulp.value(model.objective)
128
129 for t in horas:
130     print(f"Hora {t}: Pgrid = {Pgrid[t].varValue}, Pbat_ch = {Pbat_ch[t].varValue}, Pbat_dis =
        {Pbat_dis[t].varValue}, ENS = {ENS[t].varValue}, SOC = {SOC[t].varValue}, XPPV = {XPPV[t]
        }.varValue, Xgrid = {Xgrid[t].varValue}, PPV = {PPV[t]}, Nc11 = {Xnc1_d1[t].varValue},
        Nc12 = {Xnc1_d2[t].varValue}")
131
132 # Calcular los datos para las graficas
133 horas_lista = list(horas)
134 demanda_total = [Pcl_d[t] + Pnc1_d1[t] * Xnc1_d1[t].varValue + Pnc1_d2[t] * Xnc1_d2[t].
        varValue for t in horas]
135 potencia_red = [Pgrid[t].varValue for t in horas]
136 potencia_bateria = [Pbat_dis[t].varValue - Pbat_ch[t].varValue for t in horas]
137 potencia_paneles = PPV
138
139 # Grafica 1 (Funcionamiento de la microrred)
140 plt.figure(figsize=(10, 6))
141 plt.plot(horas_lista, demanda_total, label="Demanda Total", linestyle='--', marker='o')
142 plt.plot(horas_lista, potencia_red, label="Potencia Red", linestyle='-', marker='x')
143 plt.plot(horas_lista, potencia_bateria, label="Potencia Bateria", linestyle='-.', marker='s')
144 plt.plot(horas_lista, potencia_paneles, label="Potencia Paneles Solares", linestyle='-',
        marker='d')
145
146 plt.xlabel("Horas")
147 plt.ylabel("Potencia (W)")
148 plt.title("Contribucion de Fuentes a la Demanda del Sistema")
149 plt.legend()
150 plt.grid(True)
151 plt.xticks(horas_lista)
152 plt.tight_layout()
153
154 plt.show()
155
156 estado_carga1 = [Xnc1_d1[t].varValue for t in horas] # Carga critica 1
157 estado_carga2 = [Xnc1_d2[t].varValue for t in horas] # Carga critica 2
158
159 # Grafica 2 (Estado de cargas no criticas)
160 plt.figure(figsize=(10, 6))
161
162 plt.plot(horas, estado_carga1, label="Carga No Critica 1", marker='o', linestyle='--', color='
        blue')
163 plt.plot(horas, estado_carga2, label="Carga No Critica 2", marker='x', linestyle='-', color='
        red')
164
165 plt.xlabel("Horas")
166 plt.ylabel("Estado de las Cargas No Criticas")
167 plt.title("Estado de Actividad de las Cargas No Criticas por Hora")
168 plt.yticks([0, 1], ["Inactiva", "Activa"]) # Etiquetas para los estados
169 plt.legend()

```

```

170 plt.grid(True)
171 plt.xticks(horas)
172 plt.tight_layout()
173
174 plt.show()
175
176 soc_baterias = [SOC[t].varValue for t in horas]
177
178 # Grafica 3 (Estado de Carga (SOC)
179 plt.figure(figsize=(10, 6))
180
181 plt.plot(horas, soc_baterias, label="Estado de Carga (SOC) de las baterias", marker='o',
182         linestyle='--', color='blue')
183
184 plt.xlabel("Horas")
185 plt.ylabel("Estado de Carga (SOC) [%]")
186 plt.title("Estado de Carga de las Baterias")
187 plt.legend()
188 plt.grid(True)
189 plt.xticks(horas)
190 plt.tight_layout()
191 plt.show()
192
193 demanda_carga_critica = [Pcl_d[t] for t in horas]
194 demanda_carga_no_critica_1 = [Pncl_d1[t] for t in horas]
195 demanda_carga_no_critica_2 = [Pncl_d2[t] for t in horas]
196
197 # Grafica 4 (Demanda de cargas)
198 plt.figure(figsize=(10, 6))
199
200 plt.plot(horas, demanda_carga_critica, label="Demanda Carga Critica", linestyle='--', marker='
o')
201 plt.plot(horas, demanda_carga_no_critica_1, label="Demanda Carga No Critica 1", linestyle='-',
202         marker='x')
203 plt.plot(horas, demanda_carga_no_critica_2, label="Demanda Carga No Critica 2", linestyle='-.',
204         marker='s')
205
206 # Configuracion de la grafica
207 plt.xlabel("Horas")
208 plt.ylabel("Potencia [W]")
209 plt.title("Demanda de Cargas")
210 plt.legend()
211 plt.grid(True)
212 plt.xticks(horas)
213 plt.tight_layout()
214 plt.show()
215
216 print("Estado de la solucion:", pulp.LpStatus[model.status])
217 if pulp.LpStatus[model.status] == 'Infeasible':
218     model.writeLP("modelo_infactible.lp")

```

```

219 print("Estado de la solucion:", pulp.LpStatus[model.status])
220 if pulp.LpStatus[model.status] == 'Optimal':
221     model.writeLP("modelo_optimo.lp")
222
223 # Almacenamiento de datos
224 resultados = []
225
226 for t in horas:
227     fila = {
228         "Hora": t,
229         "Pgrid": Pgrid[t].varValue,
230         "Pbat_ch": Pbat_ch[t].varValue,
231         "Pbat_dis": Pbat_dis[t].varValue,
232         "PPV": PPV[t],
233         "ENS": ENS[t].varValue,
234         "SOC": SOC[t].varValue,
235         "XPPV": XPPV[t].varValue,
236         "Xgrid": Xgrid[t].varValue,
237         "Ncl1": Xncl_d1[t].varValue,
238         "Ncl2": Xncl_d2[t].varValue
239     }
240     resultados.append(fila)
241
242 df = pd.DataFrame(resultados)
243
244 df.to_excel("Resultados.xlsx", index=False, engine="openpyxl")
245
246 print("Resultados guardados en 'Resultados.xlsx'")

```

LISTING 8.1: Código de optimización MILP para MG eléctrica

8.2. Anexo B:

En esta sección se presentan los escenarios de optimización predefinidos a partir de la combinación de tres variables operativas de la MG. La Tabla 29 presenta los parámetros operativos correspondientes a cada escenario, mientras que la 30 presenta el comportamiento óptimo para cada escenario.

TABLA 29: Escenarios de optimización establecidos **Tomado de:** Autores

No. de Escenario	PPV [W]	SOC [%]	Red Eléctrica
Escenario 1	0	60	Apagada
Escenario 2	150	60	Apagada
Escenario 3	300	60	Apagada
Escenario 4	450	60	Apagada
Escenario 5	600	60	Apagada
Escenario 6	750	60	Apagada
Escenario 7	850	60	Apagada
Escenario 8	0	80	Apagada
Escenario 9	150	80	Apagada
Escenario 10	300	80	Apagada
Escenario 11	450	80	Apagada
Escenario 12	600	80	Apagada
Escenario 13	750	80	Apagada
Escenario 14	850	80	Apagada
Escenario 15	0	100	Apagada
Escenario 16	150	100	Apagada
Escenario 17	300	100	Apagada
Escenario 18	450	100	Apagada
Escenario 19	600	100	Apagada
Escenario 20	750	100	Apagada
Escenario 21	850	100	Apagada
Escenario 22	0	60	Encendida
Escenario 23	150	60	Encendida
Escenario 24	300	60	Encendida
Escenario 25	450	60	Encendida
Escenario 26	600	60	Encendida
Escenario 27	750	60	Encendida
Escenario 28	850	60	Encendida
Escenario 29	0	80	Encendida
Escenario 30	150	80	Encendida
Escenario 31	300	80	Encendida
Escenario 32	450	80	Encendida
Escenario 33	600	80	Encendida
Escenario 34	750	80	Encendida
Escenario 35	850	80	Encendida
Escenario 36	0	100	Encendida
Escenario 37	150	100	Encendida
Escenario 38	300	100	Encendida
Escenario 39	450	100	Encendida
Escenario 40	600	100	Encendida
Escenario 41	750	100	Encendida
Escenario 42	850	100	Encendida

TABLA 30: Resultados de los escenarios de optimización establecidos **Tomado de:**
Autores

No. de Escenario	X_Grid	X_NCL1	X_NCL2
Escenario 1	Encendida	Apagada	Apagada
Escenario 2	Apagada	Apagada	Apagada
Escenario 3	Apagada	Apagada	Encendida
Escenario 4	Apagada	Encendida	Encendida
Escenario 5	Apagada	Encendida	Encendida
Escenario 6	Apagada	Encendida	Encendida
Escenario 7	Apagada	Encendida	Encendida
Escenario 8	Encendida	Encendida	Encendida
Escenario 9	Apagada	Encendida	Encendida
Escenario 10	Apagada	Encendida	Encendida
Escenario 11	Apagada	Encendida	Encendida
Escenario 12	Apagada	Encendida	Encendida
Escenario 13	Apagada	Encendida	Encendida
Escenario 14	Apagada	Encendida	Encendida
Escenario 15	Apagada	Encendida	Encendida
Escenario 16	Apagada	Encendida	Encendida
Escenario 17	Apagada	Encendida	Encendida
Escenario 18	Apagada	Encendida	Encendida
Escenario 19	Apagada	Encendida	Encendida
Escenario 20	Apagada	Encendida	Encendida
Escenario 21	Apagada	Encendida	Encendida
Escenario 22	Encendida	Encendida	Encendida
Escenario 23	Encendida	Encendida	Encendida
Escenario 24	Encendida	Encendida	Encendida
Escenario 25	Apagada	Encendida	Encendida
Escenario 26	Apagada	Encendida	Encendida
Escenario 27	Apagada	Encendida	Encendida
Escenario 28	Apagada	Encendida	Encendida
Escenario 29	Apagada	Encendida	Encendida
Escenario 30	Apagada	Encendida	Encendida
Escenario 31	Apagada	Encendida	Encendida
Escenario 32	Apagada	Encendida	Encendida
Escenario 33	Apagada	Encendida	Encendida
Escenario 34	Apagada	Encendida	Encendida
Escenario 35	Apagada	Encendida	Encendida
Escenario 36	Apagada	Encendida	Encendida
Escenario 37	Apagada	Encendida	Encendida
Escenario 38	Apagada	Encendida	Encendida
Escenario 39	Apagada	Encendida	Encendida
Escenario 40	Apagada	Encendida	Encendida
Escenario 41	Apagada	Encendida	Encendida
Escenario 42	Apagada	Encendida	Encendida

8.3. Anexo C:

En esta sección se presenta el código de Python en el que se establece el funcionamiento y gestión de los DER y cargas que componen la microrred eléctrica implementada en el Laboratorio de Energías de la Universidad Santo Tomás.

```

1  import RPi.GPIO as GPIO
2  import time
3  import numpy as np
4  from datetime import datetime
5  import board
6  import busio
7  import matplotlib.pyplot as plt
8  import math
9  import subprocess
10 import sys
11 from pymodbus.client import ModbusSerialClient
12 from pymodbus.exceptions import ModbusException
13 import adafruit_ads1x15.ads1115 as ADS
14 from adafruit_ads1x15.analog_in import AnalogIn
15
16 PINS = [14, 15, 18, 23]
17 # PIN 14 - RED ELECTRICA
18 # PIN 15 - CARGA NO CRITICA 1
19 # PIN 18 - CARGA NO CRITICA 2
20 # PIN 23 - PANELES SOLARES
21
22 escenarios = {
23     'Escenario 1': [0, 60, 0],
24     'Escenario 2': [150, 60, 0],
25     'Escenario 3': [300, 60, 0],
26     'Escenario 4': [450, 60, 0],
27     'Escenario 5': [600, 60, 0],
28     'Escenario 6': [750, 60, 0],
29     'Escenario 7': [850, 60, 70],
30     'Escenario 8': [0, 80, 0],
31     'Escenario 9': [150, 80, 0],
32     'Escenario 10': [300, 80, 0],
33     'Escenario 11': [450, 80, 0],
34     'Escenario 12': [600, 80, 0],
35     'Escenario 13': [750, 80, 0],
36     'Escenario 14': [850, 80, 0],
37     'Escenario 15': [0, 100, 0],
38     'Escenario 16': [150, 100, 0],
39     'Escenario 17': [300, 100, 0],
40     'Escenario 18': [450, 100, 0],
41     'Escenario 19': [600, 100, 0],
42     'Escenario 20': [750, 100, 0],
43     'Escenario 21': [850, 100, 0],
44     'Escenario 22': [0, 60, 100],
45     'Escenario 23': [150, 60, 100],
46     'Escenario 24': [300, 60, 100],

```

```

47     'Escenario 25': [450, 60, 100],
48     'Escenario 26': [600, 60, 100],
49     'Escenario 27': [750, 60, 100],
50     'Escenario 28': [850, 60, 100],
51     'Escenario 29': [0, 80, 100],
52     'Escenario 30': [150, 80, 100],
53     'Escenario 31': [300, 80, 100],
54     'Escenario 32': [450, 80, 100],
55     'Escenario 33': [600, 80, 100],
56     'Escenario 34': [750, 80, 100],
57     'Escenario 35': [850, 80, 100],
58     'Escenario 36': [0, 100, 100],
59     'Escenario 37': [150, 100, 100],
60     'Escenario 38': [300, 100, 100],
61     'Escenario 39': [450, 100, 100],
62     'Escenario 40': [600, 100, 100],
63     'Escenario 41': [750, 100, 100],
64     'Escenario 42': [850, 100, 100]
65 }
66
67 esclavo1_id = 1 # ID del primer dispositivo
68 esclavo2_id = 2 # ID del segundo dispositivo
69 esclavo3_id = 3 # ID del tercer dispositivo
70 esclavo4_id = 4 # ID del cuarto dispositivo
71
72 hora_actual = None
73 minuto_actual = None
74 red = None
75 soc = 70
76 soc1 = 0
77 eficiencia = 0.388
78 voltage_panel = None
79 current_panel = None
80 voltage_battery = None
81 current_battery = None
82 Potencia_CL = None
83 Potencia_NCL1 = None
84 Potencia_NCL2 = None
85 Potencia_Paneles = None
86 Potencia_Baterias = None
87 VCC = None
88 RNCL1 = None
89 RNCL2 = None
90
91 hora_actual = datetime.now().hour
92 minuto_actual = datetime.now().minute
93
94 # Arreglos para almacenamiento
95 historial_soc = [0] * 288
96 historial_Potencia_CL = [0] * 288
97 historial_Potencia_NCL1 = [0] * 288
98 historial_Potencia_NCL2 = [0] * 288
99 historial_Potencia_Paneles = [0] * 288

```

```

100 historial_Potencia_Baterias = [0] * 288
101 historial_demanda_total = [0] * 288
102 historial_ENS = [0] * 288
103 historial_red = [0] * 288
104 historial_fotovoltaica = [0] * 288
105
106
107 # Configuracion de GPIO
108 GPIO.setmode(GPIO.BCM)
109 for pin in PINS:
110     GPIO.setup(pin, GPIO.OUT)
111
112 i2c = busio.I2C(board.SCL, board.SDA)
113
114 ads = ADS.ADS1115(i2c)
115
116 ads.gain = 1
117
118 canal_A0 = AnalogIn(ads, ADS.P0)
119 canal_A1 = AnalogIn(ads, ADS.P1)
120 canal_A2 = AnalogIn(ads, ADS.P2)
121
122 if 8 < hora_actual < 14:
123     GPIO.output(14, GPIO.HIGH)
124     red = 0
125 else:
126     GPIO.output(14, GPIO.LOW)
127     red = 100
128
129 def controlar_gpios():
130     global red, hora_actual
131
132     print(f"red: {red}")
133
134     if hora_actual % 3 == 2:
135         GPIO.output(18, GPIO.LOW)
136         print(f"Carga No Critica 2 Activa")
137         RNCL2 = 175.4
138     else:
139         GPIO.output(18, GPIO.HIGH)
140         print(f"Carga No Critica 2 Apagada")
141         RNCL2 = 0
142
143     if 6 <= hora_actual <=19:
144         GPIO.output(15, GPIO.LOW)
145         print(f"Carga No Critica 1 Activa")
146         RNCL1 = 185.4
147     else:
148         GPIO.output(15, GPIO.HIGH)
149         print(f"Carga No Critica 1 Apagada")
150         RNCL1 = 0
151
152

```

```

153 def lectura_parametros():
154     global soc, voltage_panel, voltage_battery, Potencia_CL, Potencia_NCL1, Potencia_NCL2,
        soc1
155
156     client0 = ModbusSerialClient(
157         port="/dev/ttyUSB1",
158         baudrate=9600,
159         parity="N",
160         stopbits=1,
161         bytesize=8,
162         timeout=1
163     )
164
165     client1 = ModbusSerialClient(
166         port='/dev/ttyUSB0',
167         baudrate=9600,
168         parity='N',
169         stopbits=1,
170         bytesize=8,
171         timeout=1
172     )
173
174     if client0.connect():
175         print("Conectado al MPPT LM2430:")
176
177         try:
178             # Leer 8 registros desde la direccion 256 del esclavo 1
179             response = client0.read_holding_registers(address=256, count=8, slave=esclavo1_id)
180
181             if hasattr(response, 'registers'):
182                 soc1 = response.registers[0]
183                 voltage_battery = response.registers[1] / 10.0
184                 voltage_panel = response.registers[7] / 10.0
185
186                 print(f"SOC MPPT: {soc1}")
187                 print(f"Voltaje de bateria: {voltage_battery:.1f} V")
188                 print(f"Voltaje de panel: {voltage_panel:.1f} V")
189             else:
190                 print(f"Error en la respuesta Modbus: {response}")
191
192             client0.close()
193
194         except ModbusException as me:
195             print(f"Excepcion Modbus: {me}")
196             client0.close()
197         except Exception as e:
198             print(f"Error general: {e}")
199             client0.close()
200
201     else:
202         print("No se pudo establecer la conexion con el MPPT")
203
204

```

```

205     if client1.connect():
206         print("Conectado a los analizadores de red Circutor:")
207
208     try:
209         # Leer 7 registros desde la direccion 1 del esclavo 2
210         response1 = client1.read_input_registers(address=1, count=7, slave=esclavo2_id)
211
212         if not response1.isError():
213             Voltaje_NCL2 = response1.registers[1]/10
214             Corriente_NCL2 = response1.registers[3]/1000
215             Potencia_NCL2 = Voltaje_NCL2 * Corriente_NCL2
216
217             print(f"Voltaje NCL2: {Voltaje_NCL2:.1f} V")
218             print(f"Corriente NCL2: {Corriente_NCL2:.1f} A")
219             print(f"Potencia NCL2: {Potencia_NCL2:.1f} W")
220         else:
221             print("Error en la lectura del dispositivo 2:", response1)
222
223         # Leer 7 registros desde la direccion 1 del esclavo 3
224         response2 = client1.read_input_registers(address=1, count=7, slave=esclavo3_id)
225
226         if not response2.isError():
227             Voltaje_NCL1 = response2.registers[1]/10
228             Corriente_NCL1 = response2.registers[3]/1000
229             Potencia_NCL1 = Voltaje_NCL1 * Corriente_NCL1
230
231             print(f"Voltaje NCL1: {Voltaje_NCL1:.1f} V")
232             print(f"Corriente NCL1: {Corriente_NCL1:.1f} A")
233             print(f"Potencia NCL1: {Potencia_NCL1:.1f} W")
234         else:
235             print("Error en la lectura del dispositivo 3:", response2)
236
237         # Leer 7 registros desde la direccion 1 del esclavo 4
238         response3 = client1.read_input_registers(address=1, count=7, slave=esclavo4_id)
239
240         if not response3.isError():
241             Voltaje_CL = response3.registers[1]/10
242             Corriente_CL = response3.registers[3]/1000
243             Potencia_CL = response3.registers[5]
244
245             print(f"Voltaje CL: {Voltaje_CL:.1f} V")
246             print(f"Corriente CL: {Corriente_CL:.1f} A")
247             print(f"Potencia CL: {Potencia_CL:.1f} W")
248         else:
249             print("Error en la lectura del dispositivo 3:", response3)
250
251         client1.close()
252
253     except Exception as e:
254         print("Error al leer los analizadores")
255         Potencia_NCL2 = 0.0
256         Potencia_NCL1 = 0.0
257         Potencia_CL = 0.0

```

```

258         client1.close()
259
260     else:
261         print("No se pudo conectar al bus Modbus")
262
263 def leer_vcc():
264     global VCC
265
266     try:
267         VCC = canal_A2.voltage + 0.38
268         return VCC
269     except Exception as e:
270         return 4.5
271
272 def leer_corriente(canal):
273     try:
274         OFFSET_VOLTAGE = VCC/2
275         SENSITIVITY = 0.066
276
277         voltaje = canal.voltage
278
279         # Calcular la corriente
280         corriente = (voltaje - OFFSET_VOLTAGE)/SENSITIVITY
281         return corriente
282
283     except Exception as e:
284         print("Error al leer corriente")
285         return 0
286
287 def calcular_potencia():
288     Potencia0 = voltage_panel * current_panel * eficiencia
289     print(f"Potencia Paneles Solares: {Potencia0:.2f} W")
290     Potencial = voltage_battery * current_battery
291     print(f"Potencia Baterias: {Potencial:.2f} W")
292     return Potencia0, Potencial
293
294 def optimizacion():
295     global hora_actual, minuto_actual, red
296
297     medicion = [Potencia_Paneles, soc, red]
298     print(f"red: {red}")
299     print(f"SOC: {soc}")
300     print(f"Paneles: {Potencia_Paneles}")
301
302     escenario_mas_cercano = min(escenarios, key=lambda k: distancia_euclidiana(medicion,
303                                     escenarios[k]))
304
305     print(f"El escenario mas cercano es el: {escenario_mas_cercano}")
306
307     indice = hora_actual * 12 + minuto_actual // 5
308
309     print(f"Red antes: {red}")
310     if red == 100:

```

```
310         red = 1
311         historial_red[indice] = red
312         red = 100
313     else:
314         red = 0
315         historial_red[indice] = red
316
317     print(f"Red despues: {red}")
318
319
320     if escenario_mas_cercano == 'Escenario 1':
321         GPIO.output(14, GPIO.LOW)
322         GPIO.output(15, GPIO.HIGH)
323         GPIO.output(18, GPIO.HIGH)
324         NCL1 = 0
325         NCL2 = 0
326         red = 100
327         print("Solucion optima")
328
329     elif escenario_mas_cercano == 'Escenario 2':
330         GPIO.output(14, GPIO.HIGH)
331         GPIO.output(15, GPIO.HIGH)
332         GPIO.output(18, GPIO.HIGH)
333         NCL1 = 0
334         NCL2 = 0
335         red = 0
336         print("Solucion optima")
337
338     elif escenario_mas_cercano == 'Escenario 3':
339         GPIO.output(14, GPIO.HIGH)
340         GPIO.output(15, GPIO.HIGH)
341
342         if hora_actual % 3 == 2:
343             GPIO.output(18, GPIO.LOW)
344             NCL2 = 1
345         else:
346             GPIO.output(18, GPIO.HIGH)
347             NCL2 = 0
348
349         NCL1 = 0
350         red = 0
351         print("Solucion optima")
352
353     elif escenario_mas_cercano == 'Escenario 4':
354         GPIO.output(14, GPIO.HIGH)
355
356         if 6 <= hora_actual <=19:
357             GPIO.output(15, GPIO.LOW)
358             NCL1 = 1
359         else:
360             GPIO.output(15, GPIO.HIGH)
361             NCL1 = 0
362
```

```
363         if hora_actual % 3 == 2:
364             GPIO.output(18, GPIO.LOW)
365             NCL2 = 1
366         else:
367             GPIO.output(18, GPIO.HIGH)
368             NCL2 = 0
369
370         red = 0
371         print("Solucion optima")
372
373     elif escenario_mas_cercano == 'Escenario 5':
374         GPIO.output(14, GPIO.HIGH)
375
376         if 6 <= hora_actual <=19:
377             GPIO.output(15, GPIO.LOW)
378             NCL1 = 1
379         else:
380             GPIO.output(15, GPIO.HIGH)
381             NCL1 = 0
382
383         if hora_actual % 3 == 2:
384             GPIO.output(18, GPIO.LOW)
385             NCL2 = 1
386         else:
387             GPIO.output(18, GPIO.HIGH)
388             NCL2 = 0
389
390         red = 0
391         print("Solucion optima")
392
393     elif escenario_mas_cercano == 'Escenario 6':
394         GPIO.output(14, GPIO.HIGH)
395
396         if 6 <= hora_actual <=19:
397             GPIO.output(15, GPIO.LOW)
398             NCL1 = 1
399         else:
400             GPIO.output(15, GPIO.HIGH)
401             NCL1 = 0
402
403         if hora_actual % 3 == 2:
404             GPIO.output(18, GPIO.LOW)
405             NCL2 = 1
406         else:
407             GPIO.output(18, GPIO.HIGH)
408             NCL2 = 0
409
410         red = 0
411         print("Solucion optima")
412
413     elif escenario_mas_cercano == 'Escenario 7':
414         GPIO.output(14, GPIO.HIGH)
415
```

```
416         if 6 <= hora_actual <=19:
417             GPIO.output(15, GPIO.LOW)
418             NCL1 = 1
419         else:
420             GPIO.output(15, GPIO.HIGH)
421             NCL1 = 0
422
423         if hora_actual % 3 == 2:
424             GPIO.output(18, GPIO.LOW)
425             NCL2 = 1
426         else:
427             GPIO.output(18, GPIO.HIGH)
428             NCL2 = 0
429
430         red = 0
431         print("Solucion optima")
432
433     elif escenario_mas_cercano == 'Escenario 8':
434         GPIO.output(14, GPIO.LOW)
435
436         if 6 <= hora_actual <=19:
437             GPIO.output(15, GPIO.LOW)
438             NCL1 = 1
439         else:
440             GPIO.output(15, GPIO.HIGH)
441             NCL1 = 0
442
443         if hora_actual % 3 == 2:
444             GPIO.output(18, GPIO.LOW)
445             NCL2 = 1
446         else:
447             GPIO.output(18, GPIO.HIGH)
448             NCL2 = 0
449
450         red = 0
451         print("Solucion optima")
452
453     elif escenario_mas_cercano == 'Escenario 9':
454         GPIO.output(14, GPIO.HIGH)
455
456         if 6 <= hora_actual <=19:
457             GPIO.output(15, GPIO.LOW)
458             NCL1 = 1
459         else:
460             GPIO.output(15, GPIO.HIGH)
461             NCL1 = 0
462
463         if hora_actual % 3 == 2:
464             GPIO.output(18, GPIO.LOW)
465             NCL2 = 1
466         else:
467             GPIO.output(18, GPIO.HIGH)
468             NCL2 = 0
```

```
469
470     red = 0
471     print("Solucion optima")
472
473 elif escenario_mas_cercano == 'Escenario 10':
474     GPIO.output(14, GPIO.HIGH)
475
476     if 6 <= hora_actual <=19:
477         GPIO.output(15, GPIO.LOW)
478         NCL1 = 1
479     else:
480         GPIO.output(15, GPIO.HIGH)
481         NCL1 = 0
482
483     if hora_actual % 3 == 2:
484         GPIO.output(18, GPIO.LOW)
485         NCL2 = 1
486     else:
487         GPIO.output(18, GPIO.HIGH)
488         NCL2 = 0
489
490     red = 0
491     print("Solucion optima")
492
493 elif escenario_mas_cercano == 'Escenario 11':
494     GPIO.output(14, GPIO.HIGH)
495
496     if 6 <= hora_actual <=19:
497         GPIO.output(15, GPIO.LOW)
498         NCL1 = 1
499     else:
500         GPIO.output(15, GPIO.HIGH)
501         NCL1 = 0
502
503     if hora_actual % 3 == 2:
504         GPIO.output(18, GPIO.LOW)
505         NCL2 = 1
506     else:
507         GPIO.output(18, GPIO.HIGH)
508         NCL2 = 0
509
510     red = 0
511     print("Solucion optima")
512
513 elif escenario_mas_cercano == 'Escenario 12':
514     GPIO.output(14, GPIO.HIGH)
515
516     if 6 <= hora_actual <=19:
517         GPIO.output(15, GPIO.LOW)
518         NCL1 = 1
519     else:
520         GPIO.output(15, GPIO.HIGH)
521         NCL1 = 0
```

```
522
523     if hora_actual % 3 == 2:
524         GPIO.output(18, GPIO.LOW)
525         NCL2 = 1
526     else:
527         GPIO.output(18, GPIO.HIGH)
528         NCL2 = 0
529
530     red = 0
531     print("Solucion optima")
532
533 elif escenario_mas_cercano == 'Escenario 13':
534     GPIO.output(14, GPIO.HIGH)
535
536     if 6 <= hora_actual <=19:
537         GPIO.output(15, GPIO.LOW)
538         NCL1 = 1
539     else:
540         GPIO.output(15, GPIO.HIGH)
541         NCL1 = 0
542
543     if hora_actual % 3 == 2:
544         GPIO.output(18, GPIO.LOW)
545         NCL2 = 1
546     else:
547         GPIO.output(18, GPIO.HIGH)
548         NCL2 = 0
549
550     red = 0
551     print("Solucion optima")
552
553 elif escenario_mas_cercano == 'Escenario 14':
554     GPIO.output(14, GPIO.HIGH)
555
556     if 6 <= hora_actual <=19:
557         GPIO.output(15, GPIO.LOW)
558         NCL1 = 1
559     else:
560         GPIO.output(15, GPIO.HIGH)
561         NCL1 = 0
562
563     if hora_actual % 3 == 2:
564         GPIO.output(18, GPIO.LOW)
565         NCL2 = 1
566     else:
567         GPIO.output(18, GPIO.HIGH)
568         NCL2 = 0
569
570     red = 0
571     print("Solucion optima")
572
573 elif escenario_mas_cercano == 'Escenario 15':
574     GPIO.output(14, GPIO.HIGH)
```

```
575
576     if 6 <= hora_actual <=19:
577         GPIO.output(15, GPIO.LOW)
578         NCL1 = 1
579     else:
580         GPIO.output(15, GPIO.HIGH)
581         NCL1 = 0
582
583     if hora_actual % 3 == 2:
584         GPIO.output(18, GPIO.LOW)
585         NCL2 = 1
586     else:
587         GPIO.output(18, GPIO.HIGH)
588         NCL2 = 0
589
590     red = 0
591     print("Solucion optima")
592
593 elif escenario_mas_cercano == 'Escenario 16':
594     GPIO.output(14, GPIO.HIGH)
595
596     if 6 <= hora_actual <=19:
597         GPIO.output(15, GPIO.LOW)
598         NCL1 = 1
599     else:
600         GPIO.output(15, GPIO.HIGH)
601         NCL1 = 0
602
603     if hora_actual % 3 == 2:
604         GPIO.output(18, GPIO.LOW)
605         NCL2 = 1
606     else:
607         GPIO.output(18, GPIO.HIGH)
608         NCL2 = 0
609
610     red = 0
611     print("Solucion optima")
612
613 elif escenario_mas_cercano == 'Escenario 17':
614     GPIO.output(14, GPIO.HIGH)
615
616     if 6 <= hora_actual <=19:
617         GPIO.output(15, GPIO.LOW)
618         NCL1 = 1
619     else:
620         GPIO.output(15, GPIO.HIGH)
621         NCL1 = 0
622
623     if hora_actual % 3 == 2:
624         GPIO.output(18, GPIO.LOW)
625         NCL2 = 1
626     else:
627         GPIO.output(18, GPIO.HIGH)
```

```
628         NCL2 = 0
629
630     red = 0
631     print("Solucion optima")
632
633     elif escenario_mas_cercano == 'Escenario 18':
634         GPIO.output(14, GPIO.HIGH)
635
636         if 6 <= hora_actual <=19:
637             GPIO.output(15, GPIO.LOW)
638             NCL1 = 1
639         else:
640             GPIO.output(15, GPIO.HIGH)
641             NCL1 = 0
642
643         if hora_actual % 3 == 2:
644             GPIO.output(18, GPIO.LOW)
645             NCL2 = 1
646         else:
647             GPIO.output(18, GPIO.HIGH)
648             NCL2 = 0
649
650     red = 0
651     print("Solucion optima")
652
653     elif escenario_mas_cercano == 'Escenario 19':
654         GPIO.output(14, GPIO.HIGH)
655
656         if 6 <= hora_actual <=19:
657             GPIO.output(15, GPIO.LOW)
658             NCL1 = 1
659         else:
660             GPIO.output(15, GPIO.HIGH)
661             NCL1 = 0
662
663         if hora_actual % 3 == 2:
664             GPIO.output(18, GPIO.LOW)
665             NCL2 = 1
666         else:
667             GPIO.output(18, GPIO.HIGH)
668             NCL2 = 0
669
670     red = 0
671     print("Solucion optima")
672
673     elif escenario_mas_cercano == 'Escenario 20':
674         GPIO.output(14, GPIO.HIGH)
675
676         if 6 <= hora_actual <=19:
677             GPIO.output(15, GPIO.LOW)
678             NCL1 = 1
679         else:
680             GPIO.output(15, GPIO.HIGH)
```



```
681         NCL1 = 0
682
683         if hora_actual % 3 == 2:
684             GPIO.output(18, GPIO.LOW)
685             NCL2 = 1
686         else:
687             GPIO.output(18, GPIO.HIGH)
688             NCL2 = 0
689
690         red = 0
691         print("Solucion optima")
692
693     elif escenario_mas_cercano == 'Escenario 21':
694         GPIO.output(14, GPIO.HIGH)
695
696         if 6 <= hora_actual <=19:
697             GPIO.output(15, GPIO.LOW)
698             NCL1 = 1
699         else:
700             GPIO.output(15, GPIO.HIGH)
701             NCL1 = 0
702
703         if hora_actual % 3 == 2:
704             GPIO.output(18, GPIO.LOW)
705             NCL2 = 1
706         else:
707             GPIO.output(18, GPIO.HIGH)
708             NCL2 = 0
709
710         red = 0
711         print("Solucion optima")
712
713     elif escenario_mas_cercano == 'Escenario 22':
714         GPIO.output(14, GPIO.LOW)
715
716         if 6 <= hora_actual <=19:
717             GPIO.output(15, GPIO.LOW)
718             NCL1 = 1
719         else:
720             GPIO.output(15, GPIO.HIGH)
721             NCL1 = 0
722
723         if hora_actual % 3 == 2:
724             GPIO.output(18, GPIO.LOW)
725             NCL2 = 1
726         else:
727             GPIO.output(18, GPIO.HIGH)
728             NCL2 = 0
729
730         red = 100
731         print("Solucion optima")
732
733     elif escenario_mas_cercano == 'Escenario 23':
```

```
734         GPIO.output(14, GPIO.LOW)
735
736         if 6 <= hora_actual <=19:
737             GPIO.output(15, GPIO.LOW)
738             NCL1 = 1
739         else:
740             GPIO.output(15, GPIO.HIGH)
741             NCL1 = 0
742
743         if hora_actual % 3 == 2:
744             GPIO.output(18, GPIO.LOW)
745             NCL2 = 1
746         else:
747             GPIO.output(18, GPIO.HIGH)
748             NCL2 = 0
749
750         red = 100
751         print("Solucion optima")
752
753     elif escenario_mas_cercano == 'Escenario 24':
754         GPIO.output(14, GPIO.LOW)
755
756         if 6 <= hora_actual <=19:
757             GPIO.output(15, GPIO.LOW)
758             NCL1 = 1
759         else:
760             GPIO.output(15, GPIO.HIGH)
761             NCL1 = 0
762
763         if hora_actual % 3 == 2:
764             GPIO.output(18, GPIO.LOW)
765             NCL2 = 1
766         else:
767             GPIO.output(18, GPIO.HIGH)
768             NCL2 = 0
769
770         red = 100
771         print("Solucion optima")
772
773     elif escenario_mas_cercano == 'Escenario 25':
774         GPIO.output(14, GPIO.HIGH)
775
776         if 6 <= hora_actual <=19:
777             GPIO.output(15, GPIO.LOW)
778             NCL1 = 1
779         else:
780             GPIO.output(15, GPIO.HIGH)
781             NCL1 = 0
782
783         if hora_actual % 3 == 2:
784             GPIO.output(18, GPIO.LOW)
785             NCL2 = 1
786         else:
```

```
787         GPIO.output(18, GPIO.HIGH)
788         NCL2 = 0
789
790         red = 0
791         print("Solucion optima")
792
793     elif escenario_mas_cercano == 'Escenario 26':
794         GPIO.output(14, GPIO.HIGH)
795
796         if 6 <= hora_actual <=19:
797             GPIO.output(15, GPIO.LOW)
798             NCL1 = 1
799         else:
800             GPIO.output(15, GPIO.HIGH)
801             NCL1 = 0
802
803         if hora_actual % 3 == 2:
804             GPIO.output(18, GPIO.LOW)
805             NCL2 = 1
806         else:
807             GPIO.output(18, GPIO.HIGH)
808             NCL2 = 0
809
810         red = 0
811         print("Solucion optima")
812
813     elif escenario_mas_cercano == 'Escenario 27':
814         GPIO.output(14, GPIO.HIGH)
815
816         if 6 <= hora_actual <=19:
817             GPIO.output(15, GPIO.LOW)
818             NCL1 = 1
819         else:
820             GPIO.output(15, GPIO.HIGH)
821             NCL1 = 0
822
823         if hora_actual % 3 == 2:
824             GPIO.output(18, GPIO.LOW)
825             NCL2 = 1
826         else:
827             GPIO.output(18, GPIO.HIGH)
828             NCL2 = 0
829
830         red = 0
831         print("Solucion optima")
832
833     elif escenario_mas_cercano == 'Escenario 28':
834         GPIO.output(14, GPIO.HIGH)
835
836         if 6 <= hora_actual <=19:
837             GPIO.output(15, GPIO.LOW)
838             NCL1 = 1
839         else:
```

```
840         GPIO.output(15, GPIO.HIGH)
841         NCL1 = 0
842
843         if hora_actual % 3 == 2:
844             GPIO.output(18, GPIO.LOW)
845             NCL2 = 1
846         else:
847             GPIO.output(18, GPIO.HIGH)
848             NCL2 = 0
849
850         red = 0
851         print("Solucion optima")
852
853     elif escenario_mas_cercano == 'Escenario 29':
854         GPIO.output(14, GPIO.HIGH)
855
856         if 6 <= hora_actual <=19:
857             GPIO.output(15, GPIO.LOW)
858             NCL1 = 1
859         else:
860             GPIO.output(15, GPIO.HIGH)
861             NCL1 = 0
862
863         if hora_actual % 3 == 2:
864             GPIO.output(18, GPIO.LOW)
865             NCL2 = 1
866         else:
867             GPIO.output(18, GPIO.HIGH)
868             NCL2 = 0
869
870         red = 0
871         print("Solucion optima")
872
873     elif escenario_mas_cercano == 'Escenario 30':
874         GPIO.output(14, GPIO.HIGH)
875
876         if 6 <= hora_actual <=19:
877             GPIO.output(15, GPIO.LOW)
878             NCL1 = 1
879         else:
880             GPIO.output(15, GPIO.HIGH)
881             NCL1 = 0
882
883         if hora_actual % 3 == 2:
884             GPIO.output(18, GPIO.LOW)
885             NCL2 = 1
886         else:
887             GPIO.output(18, GPIO.HIGH)
888             NCL2 = 0
889
890         red = 0
891         print("Solucion optima")
892
```

```
893     elif escenario_mas_cercano == 'Escenario 31':
894         GPIO.output(14, GPIO.HIGH)
895
896         if 6 <= hora_actual <=19:
897             GPIO.output(15, GPIO.LOW)
898             NCL1 = 1
899         else:
900             GPIO.output(15, GPIO.HIGH)
901             NCL1 = 0
902
903         if hora_actual % 3 == 2:
904             GPIO.output(18, GPIO.LOW)
905             NCL2 = 1
906         else:
907             GPIO.output(18, GPIO.HIGH)
908             NCL2 = 0
909
910         red = 0
911         print("Solucion optima")
912
913     elif escenario_mas_cercano == 'Escenario 32':
914         GPIO.output(14, GPIO.HIGH)
915
916         if 6 <= hora_actual <=19:
917             GPIO.output(15, GPIO.LOW)
918             NCL1 = 1
919         else:
920             GPIO.output(15, GPIO.HIGH)
921             NCL1 = 0
922
923         if hora_actual % 3 == 2:
924             GPIO.output(18, GPIO.LOW)
925             NCL2 = 1
926         else:
927             GPIO.output(18, GPIO.HIGH)
928             NCL2 = 0
929
930         red = 0
931         print("Solucion optima")
932
933     elif escenario_mas_cercano == 'Escenario 33':
934         GPIO.output(14, GPIO.HIGH)
935
936         if 6 <= hora_actual <=19:
937             GPIO.output(15, GPIO.LOW)
938             NCL1 = 1
939         else:
940             GPIO.output(15, GPIO.HIGH)
941             NCL1 = 0
942
943         if hora_actual % 3 == 2:
944             GPIO.output(18, GPIO.LOW)
945             NCL2 = 1
```

```
946         else:
947             GPIO.output(18, GPIO.HIGH)
948             NCL2 = 0
949
950         red = 0
951         print("Solucion optima")
952
953     elif escenario_mas_cercano == 'Escenario 34':
954         GPIO.output(14, GPIO.HIGH)
955
956         if 6 <= hora_actual <=19:
957             GPIO.output(15, GPIO.LOW)
958             NCL1 = 1
959         else:
960             GPIO.output(15, GPIO.HIGH)
961             NCL1 = 0
962
963         if hora_actual % 3 == 2:
964             GPIO.output(18, GPIO.LOW)
965             NCL2 = 1
966         else:
967             GPIO.output(18, GPIO.HIGH)
968             NCL2 = 0
969
970         red = 0
971         print("Solucion optima")
972
973     elif escenario_mas_cercano == 'Escenario 35':
974         GPIO.output(14, GPIO.HIGH)
975
976         if 6 <= hora_actual <=19:
977             GPIO.output(15, GPIO.LOW)
978             NCL1 = 1
979         else:
980             GPIO.output(15, GPIO.HIGH)
981             NCL1 = 0
982
983         if hora_actual % 3 == 2:
984             GPIO.output(18, GPIO.LOW)
985             NCL2 = 1
986         else:
987             GPIO.output(18, GPIO.HIGH)
988             NCL2 = 0
989
990         red = 0
991         print("Solucion optima")
992
993     elif escenario_mas_cercano == 'Escenario 36':
994         GPIO.output(14, GPIO.HIGH)
995
996         if 6 <= hora_actual <=19:
997             GPIO.output(15, GPIO.LOW)
998             NCL1 = 1
```

```
999         else:
1000             GPIO.output(15, GPIO.HIGH)
1001             NCL1 = 0
1002
1003         if hora_actual % 3 == 2:
1004             GPIO.output(18, GPIO.LOW)
1005             NCL2 = 1
1006         else:
1007             GPIO.output(18, GPIO.HIGH)
1008             NCL2 = 0
1009
1010         red = 0
1011         print("Solucion optima")
1012
1013     elif escenario_mas_cercano == 'Escenario 37':
1014         GPIO.output(14, GPIO.HIGH)
1015
1016         if 6 <= hora_actual <=19:
1017             GPIO.output(15, GPIO.LOW)
1018             NCL1 = 1
1019         else:
1020             GPIO.output(15, GPIO.HIGH)
1021             NCL1 = 0
1022
1023         if hora_actual % 3 == 2:
1024             GPIO.output(18, GPIO.LOW)
1025             NCL2 = 1
1026         else:
1027             GPIO.output(18, GPIO.HIGH)
1028             NCL2 = 0
1029
1030         red = 0
1031         print("Solucion optima")
1032
1033     elif escenario_mas_cercano == 'Escenario 38':
1034         GPIO.output(14, GPIO.HIGH)
1035
1036         if 6 <= hora_actual <=19:
1037             GPIO.output(15, GPIO.LOW)
1038             NCL1 = 1
1039         else:
1040             GPIO.output(15, GPIO.HIGH)
1041             NCL1 = 0
1042
1043         if hora_actual % 3 == 2:
1044             GPIO.output(18, GPIO.LOW)
1045             NCL2 = 1
1046         else:
1047             GPIO.output(18, GPIO.HIGH)
1048             NCL2 = 0
1049
1050         red = 0
1051         print("Solucion optima")
```

```
1052
1053     elif escenario_mas_cercano == 'Escenario 39':
1054         GPIO.output(14, GPIO.HIGH)
1055
1056         if 6 <= hora_actual <=19:
1057             GPIO.output(15, GPIO.LOW)
1058             NCL1 = 1
1059         else:
1060             GPIO.output(15, GPIO.HIGH)
1061             NCL1 = 0
1062
1063         if hora_actual % 3 == 2:
1064             GPIO.output(18, GPIO.LOW)
1065             NCL2 = 1
1066         else:
1067             GPIO.output(18, GPIO.HIGH)
1068             NCL2 = 0
1069
1070         red = 0
1071         print("Solucion optima")
1072
1073     elif escenario_mas_cercano == 'Escenario 40':
1074         GPIO.output(14, GPIO.HIGH)
1075
1076         if 6 <= hora_actual <=19:
1077             GPIO.output(15, GPIO.LOW)
1078             NCL1 = 1
1079         else:
1080             GPIO.output(15, GPIO.HIGH)
1081             NCL1 = 0
1082
1083         if hora_actual % 3 == 2:
1084             GPIO.output(18, GPIO.LOW)
1085             NCL2 = 1
1086         else:
1087             GPIO.output(18, GPIO.HIGH)
1088             NCL2 = 0
1089
1090         red = 0
1091         print("Solucion optima")
1092
1093     elif escenario_mas_cercano == 'Escenario 41':
1094         GPIO.output(14, GPIO.HIGH)
1095
1096         if 6 <= hora_actual <=19:
1097             GPIO.output(15, GPIO.LOW)
1098             NCL1 = 1
1099         else:
1100             GPIO.output(15, GPIO.HIGH)
1101             NCL1 = 0
1102
1103         if hora_actual % 3 == 2:
1104             GPIO.output(18, GPIO.LOW)
```

```

1105         NCL2 = 1
1106     else:
1107         GPIO.output(18, GPIO.HIGH)
1108         NCL2 = 0
1109
1110     red = 0
1111     print("Solucion optima")
1112
1113 elif escenario_mas_cercano == 'Escenario 42':
1114     GPIO.output(14, GPIO.HIGH)
1115
1116     if 6 <= hora_actual <=19:
1117         GPIO.output(15, GPIO.LOW)
1118         NCL1 = 1
1119     else:
1120         GPIO.output(15, GPIO.HIGH)
1121         NCL1 = 0
1122
1123     if hora_actual % 3 == 2:
1124         GPIO.output(18, GPIO.LOW)
1125         NCL2 = 1
1126     else:
1127         GPIO.output(18, GPIO.HIGH)
1128         NCL2 = 0
1129
1130     print("Solucion optima")
1131
1132     demanda_total = Potencia_CL + Potencia_NCL1 * NCL1 + Potencia_NCL2 * NCL2
1133
1134     if 6 <= hora_actual <=19:
1135         if Potencia_NCL1 < 0.5:
1136             NCL1 = 0
1137         else:
1138             NCL1 = 1
1139
1140     if hora_actual % 3 == 2:
1141         if Potencia_NCL2 < 0.5:
1142             NCL2 = 0
1143         else:
1144             NCL2 = 1
1145
1146     if NCL1 != RNCL1:
1147         ENS1 = 0
1148     else:
1149         ENS1 = 1
1150
1151     if NCL2 != RNCL2:
1152         ENS2 = 0
1153     else:
1154         ENS2 = 1
1155
1156     ENS = Potencia_NCL1 * (1 - ENS1) + Potencia_NCL2 * (1 - ENS2)
1157

```

```

1158     historial_soc[indice] = soc
1159     historial_Potencia_CL[indice] = Potencia_CL
1160     historial_Potencia_NCL1[indice] = Potencia_NCL1
1161     historial_Potencia_NCL2[indice] = Potencia_NCL2
1162     historial_Potencia_Paneles[indice] = Potencia_Paneles
1163     historial_Potencia_Baterias[indice] = Potencia_Baterias
1164     historial_demanda_total[indice] = demanda_total
1165     historial_ENS[indice] = ENS
1166     historial_fotovoltaica[indice] = Potencia_Paneles
1167
1168     calculo_costos()
1169
1170     print("\n-----")
1171
1172     if hora_actual == 11 and minuto_actual >= 55:
1173         calculo_costos()
1174         graficar_y_reiniciar()
1175
1176
1177 def graficar_y_reiniciar():
1178     horas = list(range(24))
1179     ticks = list(range(0, 288, 12))
1180
1181     # Grafica de comportamiento de Carga Critica
1182     plt.figure(figsize=(10, 6))
1183     plt.plot(historial_Potencia_CL, label='Potencia Carga Critica (W)')
1184
1185     plt.xticks(ticks=ticks, labels=horas)
1186     plt.xlabel('Hora del dia [h]')
1187     plt.ylabel('Potencia Demandada [W]')
1188     plt.title('Funcionamiento de la carga critica en el dia')
1189     plt.legend()
1190     plt.grid(True)
1191     plt.tight_layout()
1192
1193     nombre_archivo = f"grafica_critical_load_{datetime.now().date()}.png"
1194     plt.savefig(nombre_archivo)
1195     plt.close()
1196
1197     # Grafica de estado de cargas no criticas
1198     plt.figure(figsize=(10, 6))
1199     plt.plot(historial_Potencia_NCL1, label='Potencia Carga No Critica 1 (W)', linestyle='--',
1200             marker='x')
1201     plt.plot(historial_Potencia_NCL2, label='Potencia Carga No Critica 2 (W)', linestyle='-.',
1202             marker='s')
1203
1204     plt.xticks(ticks=ticks, labels=horas)
1205     plt.xlabel('Hora del dia [h]')
1206     plt.ylabel('Potencia Demandada [W]')
1207     plt.title('Funcionamiento de las cargas no criticas en el dia')
1208     plt.legend()
1209     plt.grid(True)
1210     plt.tight_layout()

```

```

1209
1210     nombre_archivo = f"grafica_no_critical_load_{datetime.now().date()}.png"
1211     plt.savefig(nombre_archivo)
1212     plt.close()
1213
1214     # Grafica de SOC
1215     plt.figure(figsize=(10, 6))
1216     plt.plot(historial_soc, label='SOC de las baterias', linestyle='-', marker='o', color='red')
1217
1218     plt.xticks(ticks=ticks, labels=horas)
1219     plt.xlabel('Hora del dia [h]')
1220     plt.ylabel('Estado de Carga [%]')
1221     plt.title('Estado de Carga de las Baterias')
1222     plt.legend()
1223     plt.grid(True)
1224     plt.tight_layout()
1225
1226     nombre_archivo = f"grafica_soc_{datetime.now().date()}.png"
1227     plt.savefig(nombre_archivo)
1228     plt.close()
1229
1230     # Grafica Fotovoltaica
1231     plt.figure(figsize=(10, 6))
1232     plt.plot(historial_fotovoltaica, label='Potencia Fotovoltaica', color='purple')
1233
1234     plt.xticks(ticks=ticks, labels=horas)
1235     plt.xlabel('Hora del dia [h]')
1236     plt.ylabel('Potencia [W]')
1237     plt.title('Potencia Fotovoltaica (PPV)')
1238     plt.legend()
1239     plt.grid(True)
1240     plt.tight_layout()
1241
1242     nombre_archivo = f"grafica_fotovoltaica_{datetime.now().date()}.png"
1243     plt.savefig(nombre_archivo)
1244     plt.close()
1245
1246     # Reiniciar arreglos
1247     for i in range(24):
1248         historial_soc[i] = 0
1249         historial_Potencia_CL[i] = 0
1250         historial_Potencia_NCL1[i] = 0
1251         historial_Potencia_NCL2[i] = 0
1252         historial_Potencia_Paneles[i] = 0
1253         historial_Potencia_Baterias[i] = 0
1254         historial_demanda_total[i] = 0
1255         historial_ENS[i] = 0
1256         historial_red[i] = 0
1257         historial_demanda_total[i] = 0
1258         historial_fotovoltaica[i] = 0
1259
1260     print("Arreglos reiniciados para el nuevo dia")

```

```

1261
1262 def distancia_euclidiana(a, b):
1263     return math.sqrt(sum((ai - bi) ** 2 for ai, bi in zip(a, b)))
1264
1265 def calculo_costos():
1266     C_ENS = 2.19667
1267     C_Red = 0.86392
1268     C_Baterias = 0.57844
1269     P_Bat = np.array(historial_Potencia_Baterias)
1270     Demanda_T = np.array(historial_demanda_total)
1271     X_red = np.array(historial_red)
1272     EENS = np.array(historial_ENS)
1273
1274     Consumo_red = X_red * Demanda_T
1275     P_red = Consumo_red.reshape(12, 24, order = 'F')
1276     Pro_red = np.mean(P_red, axis = 0)
1277
1278     Costo_Red = np.sum(C_Red * Pro_red)
1279     print(f"El Costo de Red es: {Costo_Red}")
1280
1281     abs_bat = np.abs(P_Bat)
1282     P_baterias = abs_bat.reshape(12, 24, order = 'F')
1283     Pro_Bat = np.mean(P_baterias, axis = 0)
1284
1285     Costo_Bat = np.sum(C_Baterias * Pro_Bat)
1286     print(f"El Costo de baterias es: {Costo_Bat}")
1287
1288     R_ENS = EENS.reshape(12, 24, order = 'F')
1289     Pro_ENS = np.mean(R_ENS, axis = 0)
1290     Costo_ENS = np.sum(C_ENS * Pro_ENS)
1291     print(f"El Costo de ENS es: {Costo_ENS}")
1292
1293     Costo_Total = Costo_Red + Costo_Bat + Costo_ENS
1294     print(f"El Costo Total es: {Costo_Total}")
1295
1296
1297 def main():
1298     global current_panel, current_battery, Potencia_Paneles, Potencia_Baterias, hora_actual,
1299     minuto_actual, soc, VCC, soc1
1300
1301     while True:
1302         hora_actual = datetime.now().hour
1303         minuto_actual = datetime.now().minute
1304         print(f"Funcionamiento de microrred a las {datetime.now()}")
1305         GPIO.output(23, GPIO.LOW)
1306         time.sleep(10)
1307         lectura_parametros()
1308         GPIO.output(23, GPIO.HIGH)
1309         VCC_SENSOR = leer_vcc()
1310         current_battery = leer_corriente(canal_A0)
1311         current_panel = leer_corriente(canal_A1)
1312         print(f"Corriente Baterias: {current_battery:.2f} A")
1313         print(f"Corriente Paneles Solares: {current_panel:.2f} A")

```

```
1313     Potencia_Paneles, Potencia_Baterias = calcular_potencia()
1314
1315     PWatt = Potencia_Baterias / 780
1316     T_ch = 15 / PWatt
1317     charge = (5 * PWatt * 100) / (T_ch * PWatt)
1318     soc = soc - charge
1319     print(f"SOC Calculado: {soc}")
1320
1321     if soc >= 100:
1322         soc = 100
1323
1324     soc = (soc + soc1) / 2
1325
1326     print(f"SOC_")
1327
1328     controlar_gpios()
1329     optimizacion()
1330
1331     time.sleep(290)
1332
1333 if __name__ == "__main__":
1334     main()
```

Bibliografía

- [1] International Energy Agency. *Electricity Market Report*. en. Inf. téc. OECD, dic. de 2020. DOI: 10.1787/f0aed4e6-en. URL: https://www.oecd-ilibrary.org/energy/electricity-market-report_f0aed4e6-en.
- [2] *Electrification - Energy System*. es. URL: <https://www.iea.org/energy-system/electricity/electrification>.
- [3] Jaime Fernando Andrade Mahecha y Grigory Ibrahim Massy Sánchez. *República de Colombia Ministerio de Minas y Energía*. es. Inf. téc.
- [4] *Enel Expedición E*. Enel Expedición E. URL: <https://expedicione.enel.com>.
- [5] *Proceso de generación de energía | Enel Colombia*. es. URL: <https://enel.com.co/content/enel-co/es/megamenu/conoce-enel/enel-generacion/generacion-energia.html>.
- [6] *Generación del SIN*. URL: <https://informeanual.xm.com.co/informe/pages/xm/21-generacion-del-sin.html>.
- [7] Maria Alejandra Tamayo Rincón. «PANORAMA ACTUAL DE LA GENERACIÓN HIDRÁULICA EN COLOMBIA Y ANTIOQUIA ANTE EL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA». es. En: ().
- [8] *Ley 2099 de 2021 - Gestor Normativo*. es. URL: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=166326>.
- [9] A.G. Olabi y Mohammad Ali Abdelkareem. «Renewable energy and climate change». en. En: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 158 (abr. de 2022), pág. 112111. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2022.112111. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032122000405>.
- [10] Luis Miguel León Gil et al. «Estrategia para el diseño de una microrred enfocada en el abastecimiento de energía a cargas críticas bajo condiciones de intermitencia de generación». Tesis doct. Universidad Nacional de Colombia, 2021.

-
- [11] North American Electric Reliability Corporation. «Distributed Energy Resource Strategy». En. En: (2022). URL: https://www.nerc.com/comm/RSTC/Documents/NERC_DER%20Strategy_2022.pdf.
 - [12] *LÍNEAMIENTO DE POLÍTICAS DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS Y ARENERAS REGULATORIAS*. es. 2021. URL: https://www.minenergia.gov.co/documents/6322/11261121_MJ1_Lineamientos_incorporaci%C3%B3n_de_los_recurso_energ%C3%A9ticos_distribuidos.pdf.
 - [13] Ely Pastor Dueñas Melo. «IMPACTO DE LAS FLUCTUACIONES DE POTENCIA FOTOVOLTAICA DE MUY CORTO PLAZO CAUSADAS POR LA NUBOSIDAD, DENTRO DE UN SISTEMA IEEE DE 24 NODOS Y SU POSIBLE MITIGACIÓN MEDIANTE CENTRAL DE GAS». es. En: (2022).
 - [14] *Carga crítica: descripción general | Temas de ScienceDirect*. URL: <https://www.sciencedirect.com/crai-ustadigital.usantotomas.edu.co/topics/engineering/critical-load>.
 - [15] Enrique Vivanco Font. «Ventajas y desventajas de ambos tipos de energía». es. En: ().
 - [16] *Qué es una microrred y cómo funciona*. es. URL: <https://corporate.enelx.com/es/question-and-answers/what-is-a-microgrid-and-how-does-it-work>.
 - [17] Grupo Banco Mundial. *Informe sobre clima y desarrollo del país*. 2023.
 - [18] Alexander A. Anderson y Siddharth Suryanarayanan. «Review of energy management and planning of islanded microgrids». En: *CSEE Journal of Power and Energy Systems* 6.2 (jun. de 2020). Conference Name: CSEE Journal of Power and Energy Systems, págs. 329-343. ISSN: 2096-0042. DOI: 10.17775/CSEJJPES.2019.01080. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8928274/?arnumber=8928274>.
 - [19] Maria Jose Gamez. *Objetivos y metas de desarrollo sostenible*. es. URL: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>.
 - [20] Juan José Gómez Acosta et al. «Documento marco Proyección social». En: (2016).
 - [21] Gevork B. Gharehpetian, Hamid Reza Baghaee y Masoud M. Shabestary. «Chapter 1 - Introduction». En: *Microgrids and Methods of Analysis*. Ed. por Gevork B. Gharehpetian, Hamid Reza Baghaee y Masoud M. Shabestary. Academic Press, 2021, págs. 1-6. ISBN: 978-0-12-816172-2. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-816172-2.00001-8>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128161722000018>.
 - [22] Jefferson Eduardo Cruel González. «Desarrollo de una micro-red solar fotovoltaica para el sector residencial de la comunidad San Clemente». B.S. thesis. 2022.

-
- [23] Rafael S. Pinto, Clodomiro Unsihuay-Vila y Fabricio H. Tabarro. «Coordinated operation and expansion planning for multiple microgrids and active distribution networks under uncertainties». En: *Applied Energy* 297 (2021), pág. 117108. ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117108>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261921005523>.
 - [24] «IEEE Recommended Practice for the Planning and Design of the Microgrid». En: *IEEE Std 2030.9-2019* (2019), págs. 1-46. DOI: 10.1109/IEEESTD.2019.8746836.
 - [25] «IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces». En: *IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003)* (2018), págs. 1-138. DOI: 10.1109/IEEESTD.2018.8332112.
 - [26] Monika Sandelic et al. «Reliability aspects in microgrid design and planning: Status and power electronics-induced challenges». en. En: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 159 (mayo de 2022), pág. 112127. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2022.112127. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032122000557>.
 - [27] «IEEE Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS), End-Use Applications, and Loads». En: *IEEE Std 2030-2011* (2011), págs. 1-126. DOI: 10.1109/IEEESTD.2011.6018239.
 - [28] Laura Rocío Landaeta Chinchilla, Mario Alejandro Suarez Sierra y Oscar David Flórez Cediel. «Evaluación de la confiabilidad de microrredes eléctricas aisladas por el método de árbol de fallas». es. En: *Revista Politécnica* 11.20 (jun. de 2015). Number: 20, págs. 89-98. ISSN: 2256-5353. URL: <https://revistas.elpoli.edu.co/index.php/pol/article/view/492>.
 - [29] Luis Rincón. *Introducción a los procesos estocásticos*. Vol. 63. UNAM, Facultad de Ciencias, 2012.
 - [30] Zakariya Rajab et al. «Optimum Microgrid Planning and Operation for Improving Reliability and Power Quality: Review». En: *2020 11th International Renewable Energy Congress (IREC)*. 2020, págs. 1-6. DOI: 10.1109/IREC48820.2020.9310384.
 - [31] T. John et al. «Coordinated operation of a microgrid with a distribution network device». En: *2015 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT ASIA)*. 2015, págs. 1-6. DOI: 10.1109/ISGT-Asia.2015.7387070.
 - [32] Waleed Al-Saedi et al. «Power quality improvement in autonomous microgrid operation using particle swarm optimization». En: *2011 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*. 2011, págs. 1-6. DOI: 10.1109/ISGT-Asia.2011.6257101.

-
- [33] Hedayat Saboori, Reza Hemmati y Mehdi Ahmadi Jirdehi. «Reliability improvement in radial electrical distribution network by optimal planning of energy storage systems». En: *Energy* 93 (2015), págs. 2299-2312. ISSN: 0360-5442. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.10.125>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544215015030>.
- [34] Fabián Andrés Rodríguez Fajardo. «Análisis de confiabilidad de múltiples microrredes en sistemas de distribución basada en teoría de redes complejas». Tesis doct. Universidad Nacional de Colombia.
- [35] Oludamilare Bode Adewuyi y Senthil Krishnamurthy. «Appraisal of viable optimization techniques for efficient design and control planning of renewable energy-based micro-grid systems». En: *Computers and Electrical Engineering* 120 (dic. de 2024), pág. 109652. ISSN: 0045-7906. DOI: [10.1016/j.compeleceng.2024.109652](https://doi.org/10.1016/j.compeleceng.2024.109652). URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0045790624005792>.
- [36] Nicolás Lozano Moya. *DISEÑO ÓPTIMO DE TOPOLOGÍAS EN MICRORREDES ELÉCTRICAS BAJO CONSIDERACIONES DE EFICIENCIA Y ACOPLA SECTORIAL*. 2024.
- [37] Nicolas Merchan, David Romero-Quete y Camilo Cortes. «Herramienta para el dimensionamiento óptimo de microrredes híbridas PF/Baterías/Viento/Diésel con inversores híbridos». En: *2022 IEEE Biennial Congress of Argentina (ARGENCON)*. 2022, págs. 1-8. DOI: [10.1109/ARGENCON55245.2022.9940110](https://doi.org/10.1109/ARGENCON55245.2022.9940110).
- [38] Universidad de Sevilla. *IMPLANTACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN UNA PLANTA DE PRODUCCIÓN DE AMONIACO-¿Qué es una microrred?* URL: <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/5145/fichero/3.+%C2%BFQu%C3%A9+es+una+microrred.pdf>.
- [39] *Despacho*. es. URL: <https://www.xm.com.co/generacion/despacho>.
- [40] Alejandro Garcés Ruiz. «Optimización convexa: aplicaciones en operación y dinámica de sistemas de potencia». En: (2020).
- [41] Reza Fachrizal et al. «Smart charging of electric vehicles considering photovoltaic power production and electricity consumption: A review». En: *eTransportation* 4 (2020), pág. 100056. ISSN: 2590-1168. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.etrans.2020.100056>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2590116820300138>.
- [42] Fabián M Hernández Arellano y Millward Brown México. «El Concepto de Distancia y su Aplicación en Estadística Multivariada». En: *Datos Diagnosticos y Tendencias* (1970).

-
- [43] Diana Valdéz Barboza, Oscar Torres Larrosa y José Vallejos. «Análisis de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Paraguayo como herramienta de priorización de Obras de Transmisión». En: *2022 IEEE Biennial Congress of Argentina (ARGENCON)*. 2022, págs. 1-6. DOI: 10.1109/ARGENCON55245.2022.9939950.
 - [44] *La confiabilidad del sistema eléctrico: más allá de la generación*. 2019. URL: <https://www.enlaza.red/revista-inergia/invitado/la-confiabilidad-del-sistema-electrico-mas-alla-de-la-generacion#:~:text=El%20concepto%20de%20%27Confiabilidad%27%20en,energ%C3%ADa%20el%C3%A9ctrica%20de%20los%20usuarios..>
 - [45] Jose Alberto Bueno Orjuela y Edgar Efren Tibaudiza Rincon. «Alternativas para el mejoramiento del índice de energía no suministrada en sistemas de distribución local». spa. En: (2017). Publisher: Universidad Industrial de Santander. URL: <https://noesis.uis.edu.co/handle/20.500.14071/37438>.
 - [46] catherineramirez. *Disponibilidad de un sistema: qué es, cómo se calcula y en qué se diferencia de las métricas de confiabilidad*. es. Mar. de 2023. URL: <https://biblus.accasoftware.com/es/disponibilidad-de-un-sistema-que-es-como-se-calcula/>.
 - [47] Jimmy Stiven Bueno Colmenares y Andrés Felipe Cardona. «Análisis de contingencias simples (n-1)». es. En: ().
 - [48] Eco Green Energy. *HELIOS PLUS 425-450 W / 144 Cells / 9 Bus Bars Monocrystalline Module EGE-425-450W-144M (M6)*. URL: <https://cdn.autosolar.co/pdf/HELIOS-PLUS-425-450M.pdf>.
 - [49] *Inversor Híbrido Must PV30-1.5KW Off-Grid 1500W-24V*. URL: <https://ineldec.com/wp-content/uploads/2023/11/Ficha-Tecnica-Inversor-Off-Grid-1500W-24V-Hibrido-Must-PV30-1.5KW-LVHM.pdf>.
 - [50] *HRL12390W CSB | Mouser*. es-co. URL: <https://co.mouser.com/ProductDetail/CSB/HRL12390W?qs=pz0eHrWKk7noFBRTUh%2F9%2Fw%3D%3D> (visitado 25-03-2025).
 - [51] *Manual de instrucciones - Analizador de Redes CVM-C10*. URL: <https://docs.circutor.com/docs/M001B01-01.pdf>.
 - [52] *Sensor de Corriente de efecto Hall ACS712*. URL: <https://cdn.sparkfun.com/assets/4/a/a/0/8/ACS712.pdf>.
 - [53] *Ultra-Small, Low-Power, 16-Bit Analog-to-Digital Converter with Internal Reference*. URL: <https://cdn-shop.adafruit.com/datasheets/ads1115.pdf>.
 - [54] *MPPT-Solar-Charge-Controller-ML2430-40-Instructions*. URL: <https://www.srnesolar.com/wp-content/uploads/2020/11/MPPT-Solar-Charge-Controller-ML2430-40-Instructions.pdf>.

-
- [55] Raspberry Pi Ltd. *Raspberry Pi 3 Model B*. es. URL: <https://www.raspberrypi.com/products/raspberry-pi-3-model-b/>.
 - [56] *Raspberry Pi hardware - Raspberry Pi Documentation*. en. URL: <https://www.raspberrypi.com/documentation/computers/raspberry-pi.html>.
 - [57] *TARIFARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA REGULADAS POR LA CREG ENERO 2025*. URL: [https://www.enel.com.co/content/dam/enel-co/espas/B101/personas/1-17-1/2025/Pliego%20Tarifario%20Enel%20ENERO_2025_15%2021,5x30%20\(1\).pdf](https://www.enel.com.co/content/dam/enel-co/espas/B101/personas/1-17-1/2025/Pliego%20Tarifario%20Enel%20ENERO_2025_15%2021,5x30%20(1).pdf).
 - [58] *COSTOS NIVELADOS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN COLOMBIA*. URL: <https://lcoev2.upme.gov.co/results/16>.
 - [59] Unidad de Planeación Minero Energética. *Informe Final Desarrollo de una metodología para determinar los costos de racionamiento de los sectores de electricidad y gas natural*. URL: https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Estudios%202014-2016/Informe_Final_Desarrollo_de_una_metodolog%C3%ADa_para_determinar_los_costos.pdf.
 - [60] *Optimización con PuLP — Documentación de PuLP 3.0.2*. URL: <https://coin-or.github.io/pulp/>.
 - [61] Camargo Castillo y Gabriela. *Gestión del Consumo Energético Para Motores de Inducción Mediante una Microrred Eléctrica*. Dic. de 2022. URL: <https://repository.usta.edu.co/items/ef38c6b5-f011-4cd1-b7ad-3f41d231951e>.
 - [62] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). *Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, RETIE*. Adoptado mediante Resolución 180398 del 7 de abril de 2004 y modificado parcialmente con la Resolución 180498 del 29 de abril de 2005 y la Resolución 181419 del 1 de noviembre de 2005. Bogotá: UPME, 2005.
 - [63] Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC). *Norma Técnica Colombiana NTC 2050: Código Eléctrico Colombiano*. Colombia: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC), 1998.
 - [64] MUST Power. *User's Manual for Solar Inverter PV3000 (1KW 6KW)*. 2025. URL: https://sw.mustpower.com/Manual/001%20PV_Solar_Inverter/4200-030024-04A1%20PV3000%20VHM%2CLVHM%2C1-6KW%2C%2CMUST%2CT1.4.pdf.
 - [65] *Fabricantes, fábrica de Pinout Db9 Rs232 personalizado de China - KABASI*. es. URL: <https://www.kbs-connector.com/signal-connector/pinout-db9-rs232.html>.
 - [66] *srne_modbus_protocol-3.8-english.pdf*. URL: https://drive.google.com/file/d/1BiNfqSA68az88jlvzayHbKAxXB5gJ150/view?usp=embed_facebook.