

DISEÑO DE SISTEMA DE GESTIÓN DE ENERGIA BASADO EN TARIFA HORARIA Y ESTADO DE CARGA DE BATERIA

Autor (es)

Cristian Andres Mesa Torrijos

Augusto José Núñez Rocha

Universidad de Cundinamarca

Facultad de Ingeniería

Ingeniería Electrónica

Fusagasugá, Colombia

2025

DISEÑO DE SISTEMA DE GESTIÓN DE ENERGIA BASADO EN TARIFA HORARIA Y ESTADO DE CARGA DE BATERIA

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar por el título de
ingeniero electrónico

Autor (es)

Cristian Andres Mesa Torrijos
Augusto José Núñez Rocha

Director:

Dr.-Ing. Andres Felipe Guerrero Guerrero

Línea de investigación:

Aprendizaje, conocimiento, tecnologías, comunicación y digitalización

Universidad de Cundinamarca

Facultad de Ingeniería
Ingeniería Electrónica
Fusagasugá, Colombia
2025

Dedicatoria

Dedico este trabajo con todo mi cariño y gratitud a mis padres, por ser mi base, mi fuerza y mi ejemplo. A mis hermanos, por acompañarme en el camino, por sus ánimos, su paciencia y por ser parte esencial de esta etapa de mi vida.

Gracias a todos por creer en mí.

Augusto José Núñez Rocha

Este logro es para mis **abuelos**, quienes, con su amor incondicional y su ejemplo de vida, sembraron en mí la semilla de la perseverancia y la fe. Su sabiduría y su aliento constante fueron el motor que me impulsó a llegar hasta aquí.

También dedico este trabajo a mis queridos **padres**, por su apoyo inquebrantable, sus sacrificios y su confianza infinita. Gracias por creer siempre en mí y por brindarme las herramientas para alcanzar mis sueños.

A toda mi **familia** por su cariño, su alegría y su constante respaldo. Cada palabra de aliento y cada gesto de apoyo fueron un gran impulso en este camino.

Y, finalmente, a todas aquellas personas que, en algún momento, **creyeron en mí**, me animaron y me brindaron su confianza. Este logro es también suyo

Cristian Andres Mesa Torrijos

Agradecimientos

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a mi familia, y en especial a mis padres, por su amor, comprensión y constante apoyo a lo largo de este proceso. Su respaldo incondicional ha sido fundamental para alcanzar este logro.

Asimismo, extiendo mi más profundo agradecimiento al director de proyecto, el doctor e ingeniero Andrés Felipe Guerrero, por su valiosa orientación, dedicación y, sobre todo, por la paciencia que nos brindó durante el desarrollo de este trabajo.

También quiero agradecer al ingeniero Cristian Santiago Rincón por la ayuda brindada durante la realización del proyecto. Su participación y disposición para colaborar fueron de gran importancia en el desarrollo de este trabajo.

Este logro no solo representa el cumplimiento de un objetivo académico, sino también el resultado de un camino lleno de aprendizajes, desafíos y crecimiento personal.

Augusto José Núñez Rocha

Agradecimientos

En la culminación de este significativo proyecto, mi corazón rebosa de gratitud hacia aquellos que, con su amor, apoyo y guía, hicieron posible la realización de esta tesis.

En primer lugar, elevo mi más sincero agradecimiento a **Dios** por haberme guiado y brindado la fortaleza necesaria en cada paso de este camino. Su infinita misericordia y su amor incondicional han sido mi mayor soporte.

A mis queridos **abuelos**, quienes, con su sabiduría, amor incondicional y constante aliento, me enseñaron el valor de la perseverancia y la fe. Su legado vive en mí y esta tesis es, en gran parte, el fruto de su inspiración y de las incontables bendiciones que me transmitieron. Gracias por ser mis pilares.

A mis amados **padres**, por su amor inquebrantable, su apoyo incondicional y sus sacrificios. Su confianza en mí y su incansable motivación fueron el motor para alcanzar esta meta. A mis queridas **tías**, por su cariño, su alegría y su constante respaldo, que siempre me brindaron un espacio de refugio y comprensión.

A mis invaluable **amigos de carrera universitaria**, con quienes compartí risas, desvelos y aprendizajes. Su camaradería y apoyo mutuo hicieron de cada desafío una experiencia más llevadera y enriquecedora.

A mi **pareja**, por su amor, paciencia y comprensión infinita. Su apoyo incondicional y su compañía han sido un pilar fundamental en este proceso, brindándome la calma y el aliento que tanto necesité.

Finalmente, al profesor **Andrés Felipe Guerrero**, por su invaluable guía, su paciencia y su disposición constante para resolver nuestras dudas y orientar este trabajo. Su conocimiento y profesionalismo fueron clave para la culminación de esta tesis.

A todos ellos, que de una u otra forma contribuyeron a este sueño, mi eterna gratitud.

Cristian Andres Mesa Torrijos

Resumen

El aumento de la demanda energética es una de las problemáticas presente a nivel mundial, que supera la capacidad de generación de las centrales eléctricas, como las de Colombia, ocasionando problemas de estabilidad del flujo energético que usan hogares e industrias, representando afectaciones en la calidad de vida y pérdidas económicas. El gobierno nacional Colombia apuesta por estrategias como el desarrollo de sistemas fotovoltaicos y esquemas de tarifa horaria, sin embargo, la base de la energía fotovoltaica, la irradiancia solar, no está disponible para su uso en las horas en las que se dispara el consumo energético y, por otra parte, aunque se han propuesto algunos esquemas de tarifa horaria, hasta el momento ninguno ha sido implementado, esto mientras la demanda crece constantemente.

El presente trabajo de grado se enfoca en el diseño, en entorno simulado de un sistema de gestión de energía que integra energía fotovoltaica, almacenamiento mediante baterías y conexión a la red eléctrica bajo una lógica de control que toma decisiones en función del estado de carga (SoC) de la batería, la irradiancia solar disponible y la franja horaria.

Las pruebas de funcionamiento del sistema se llevaron a cabo en un entorno de simulación utilizando la herramienta Simulink de MATLAB. Se plantearon dos escenarios para analizar el comportamiento del sistema ante variaciones en la irradiancia solar y el estado de carga (SOC) de la batería. La irradiancia se ajustó 0,3 y 1,2 kW/m², en ambos casos. El primer escenario corresponde a un día parcialmente nublado con un SoC inicial del 50% mientras que el segundo representa un día mayormente despejado con un SoC inicial del 20%, cifras que representan condiciones críticas y permiten evaluar el comportamiento del sistema, que establece un límite mínimo del 20% para proteger la vida útil de la batería. Se registraron corrientes de carga de hasta -100 A, correspondientes al proceso de carga de la batería. En horas punta establecidas, la batería se descarga suministrando energía a la carga, evitando el gasto de aproximadamente 7.572 COP. Adicionalmente, al vender parte de la energía a la red, se obtiene un ingreso extra que representa un 15,6 % adicional respecto al ahorro logrado. Alcanzando un beneficio económico equivalente al 115,6 % con respecto al valor que se habría pagado por la energía comprada, lo que demuestra la eficiencia del sistema tanto en reducción de costos como en generación de ingresos.

Palabras clave: Gestión de energía, Tarifa horaria, Estado de carga (SoC), Minimización de costos, Simulación, Sistemas eléctricos sostenibles

Abstract

The increase in energy demand is one of the problems facing the world today, exceeding the generation capacity of power plants, such as those in Colombia, causing problems with the stability of the energy flow used by households and industries, affecting quality of life and causing economic losses. The Colombian national government is committed to strategies such as the development of photovoltaic systems and time-of-use pricing schemes. However, the basis of photovoltaic energy, solar irradiance, is not available for use during peak energy consumption hours. Furthermore, although some time-of-use pricing schemes have been proposed, none have been implemented to date, while demand continues to grow steadily.

This thesis focuses on the design, in a simulated environment, of an energy management system that integrates photovoltaic energy, battery storage, and connection to the electrical grid under a control logic that makes decisions based on the state of charge (SoC) of the battery, the available solar irradiance, and the time slot.

System performance tests were carried out in a simulation environment using simulink Matlab tool. Two scenarios were considered to analyze the system's behavior in response to variations in solar irradiance and battery state of charge (SOC). Irradiance was set to 0.3 and 1.2 kW/m² in both cases. The first scenario corresponds to a partly cloudy day with an initial SOC of 50%, while the second represents a mostly clear day with an initial SOC of 20%. These figures represent critical conditions and allow for the evaluation of the system's behavior, which sets a minimum limit of 20% to protect the battery's useful life. Charging currents of up to -100 A were recorded, corresponding to the battery charging process. At established peak hours, the battery discharges by supplying energy to the load, avoiding an expense of approximately 7,572 COP. Additionally, by selling part of the energy to the grid, extra income is obtained, representing an additional 15.6% on top of the savings achieved. This results in an economic benefit equivalent to 115.6% of the value that would have been paid for the purchased energy, demonstrating the system's efficiency in both cost reduction and revenue generation.

Keywords: Energy management, Time of use, State of charge (SoC), Cost minimization, Simulation, Sustainable power systems

Índice de figuras

Figura 1. Sistema fotovoltaico on grid.....	22
Figura 2. Sistema fotovoltaico off grid.....	23
Figura 3. Fases para el desarrollo del proyecto	24
Figura 4. Curva de demanda y producción de energía a base de la irradiancia solar en Cundinamarca.....	27
Figura 5. Comparativa de esquemas de tarifa horaria con una curva de demanda promedio del país.....	27
Figura 6. Tarifa horaria empleada	28
Figura 7. Topología general del sistema	30
Figura 8. Panel solar fotovoltaico	32
Figura 9. Convertidor boost	32
Figura 10. Impedancia de batería.....	35
Figura 11. Algoritmo de perturbación y observación	36
Figura 12. Convertidor bidireccional.....	37
Figura 13. Generación de energía renovable	39
Figura 14. Almacenamiento y conversión de energía	39
Figura 15. Bloque de función que contiene el algoritmo de control	40
Figura 16. Sistema de control con base en las franjas horarias.....	42
Figura 17. Franja horaria.....	43
Figura 18. Filtro LCL	44
Figura 19. Punto de conexión común	45
Figura 20. Sistema de gestión de energía	46
Figura 21. Comportamiento de irradiancia escenario 1	47
Figura 22. Resultados del Desempeño del Sistema, primer escenario.....	49
Figura 23. Comportamiento de irradiancia escenario 2	50
Figura 24. Resultados del desempeño del sistema, escenario 2.....	51
Figura 25. Estado de carga de la batería escenario 1, zoom.	53
Figura 26. Estado de carga de batería escenario 2, zoom.....	54

Índice de tablas

Tabla 1 Parámetros de diseño.....	33
Tabla 2 Secuencia de conmutación del inversor.....	38
Tabla 3 Secuencia de conmutación del rectificador.....	38
Tabla 4 Parámetros de diseño del filtro.....	44
Tabla 5 Irradiancia en función del tiempo escenario 1.....	48
Tabla 6 Irradiancia en función del tiempo escenario 2.....	50

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, la conocida 'era digital' ha traído consigo desarrollos tecnológicos en objetos que hacen parte de la cotidianidad de las personas, trayendo a su vez un incremento en la demanda energética, dado que, hoy por hoy la mayoría de estos objetos requieren estar conectados a la corriente eléctrica o almacenar esta misma para su posterior consumo [1]. En Colombia, esta sobredemanda ocasiona que se presenten deficiencias en la prestación de este servicio básico, como lo son las inconsistencias en la continuidad y confiabilidad de este mismo [2], no solo en zonas urbanas sino también en zonas apartadas del país, donde incluso existe un poco o nulo desarrollo de infraestructura de este tipo [3]. Estas pérdidas no solo se reflejan en las afectaciones a la calidad de vida de alrededor de 800 mil usuarios [4], sino también en el sector económico llegando a representar hasta el 1% del PIB del país [5].

Para contrarrestar este aumento en la demanda, que día a día crece, el gobierno nacional plantea estrategias como la implementación de esquemas de tarifa horaria o el desarrollo de proyectos de generación de energías renovables, buscando redistribuir la demanda en otras franjas horarias y descentralizar la generación de energía [6].

Este trabajo de investigación se desarrolla a partir del proyecto marco de investigación "Desarrollo de Microrredes y almacenamiento (ESS) prestadores de servicios complementarios para incrementar la cobertura, eficiencia y confiabilidad del servicio en el departamento de Cundinamarca", y hace parte de la segunda fase de este, la cual se centra en el desarrollo de modelos en simulación que permitan establecer el comportamiento de las microrredes en diferentes escenarios en zonas no interconectadas.

Con este propósito, se plantea el diseño de un sistema de gestión de energía, respondiendo a la creciente demanda energética global y la necesidad de redes más sostenibles. Mediante la integración de fuentes de energía renovables, específicamente solar, la flexibilidad que ofrecen los sistemas de almacenamiento de batería y utilizando las oportunidades que ofrece un esquema de tarifa horaria, a través de un entorno simulado en el cual se verificara la capacidad de respuesta en diferentes escenarios. Este sistema potencialmente permitiría optimizar el consumo y reducir costos del usuario por medio de la venta de energía a la red, bajo la normativa CREG 030 [7], obteniendo así un beneficio económico, incremento de la independencia energética y la contribución a una red eléctrica más resiliente y eficiente.

Este trabajo se organiza de la siguiente manera: un capítulo de introducción, donde se establece la problemática, los objetivos y la justificación de esta investigación, seguido de la búsqueda bibliográfica de los avances relacionados, la metodología planteada, el desarrollo del trabajo y finalizando con los resultados obtenidos, las conclusiones y los trabajos futuros.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Colombia enfrenta tres principales dificultades, interrelacionadas y de suma relevancia en la gestión eficiente en la prestación del servicio de energía eléctrica, como lo son su cobertura, calidad y costo.

La falta de cobertura es uno de los factores más relevantes, con más de 800 mil hogares y negocios que carecen de este servicio público básico, representando así el 18.5% de la población colombiana [4]. La difícil o nula capacidad de los hogares de bajos ingresos o de zonas remotas del país para acceder a un flujo de energía eficiente [8], inducen a los usuarios a limitar su consumo por fallas en la consistencia del flujo energético en determinadas franjas horarias del día, lo cual impacta en su calidad de vida [9] y aún con esto, diversos estudios señalan que el pago de energía representa un porcentaje mayor de los ingresos de estos hogares, lo cual reduce su capacidad para cubrir otras necesidades básicas [10].

Las deficiencias en la infraestructura conllevan a mayores tarifas de conexión y mantenimiento [11], por ejemplo, las fluctuaciones de voltaje pueden reducir la vida útil de equipos en hasta un 20% [12] y compañías de servicios públicos como EPM tienen un promedio de frecuencias de interrupciones (SAIFI) de 6.56 veces, con un promedio de duración (SAIDI) 10.68 horas [13]. Por ende, las mismas tarifas, en la mayoría de los casos, deben ser suficientes para cubrir los costos de distribución, transmisión y generación, de lo contrario las distribuidoras de energía podrían enfrentar problemas financieros [14], afectando su inversión en infraestructura, mantenimiento y expansión de la red [15], esta ambivalencia debe equilibrarse entre una regulación de tarifas que no comprometa la calidad del servicio ni la sostenibilidad del sector energético [16].

Estas fallas se presentan principalmente por el poco o inexistente desarrollo de infraestructura en zonas rurales del país; actualmente se desarrollan programas y fondos que buscan financiar proyectos de infraestructura que beneficien alrededor de 12.429 usuarios, sin embargo, esta solución aún estaría lejos de concretarse [17] y contrasta con la sobredemanda que se presenta en el sector urbano; sin una planeación adecuada de expansión los sistemas existentes se saturan, optando incluso por reformar un cargo adicional por kW/h en las franjas horarias en las que se presentan picos de demanda [18].

Esto se conoce como esquemas de tarifa horaria (Time-of-Use - ToU), dado que eleva (o reducen también) el costo de la tarifa plena del kW/h en horas en donde se presenta esta sobredemanda o, por el contrario, una poca demanda del servicio, dándole un mayor control a la sobrecarga en las redes de energía. Se establece un costo menor en horas en las cuales el promedio de consumo es más bajo, conocidas como horas 'valle', que terminan por beneficiar a las personas de bajos recursos, caso contrario a los 'pico' que elevan el costo en ciertas horas donde el consumo promedio se dispara, sin embargo, el sistema tarifario actual tuvo su última reforma hace 17 años, y hoy por hoy presenta deficiencias como la falta de homogeneidad, la inequidad tarifaria, la baja competencia y la volatilidad de sus precios [19]. Colombia ha sido uno de los países de América Latina que ha venido presentando mayor incremento en el precio de las tarifas de electricidad, el kilovatio creció 15,3% anual en promedio de 2021 a 2024, el más alto en 23 años [20], lo que la posiciona en el top 10 en el ranking de costos, con \$0,14 US kW/h, el cual lidera Guatemala con \$0,27 US kW/h [21].

Por otra parte, actualmente también se considera el impacto ambiental en la generación de energía, buscando reducir la huella de carbono que algunas infraestructuras aún generan, promoviendo prácticas sostenibles como la participación de la energía solar. Este es un mercado que en Colombia tiene tendencias de crecimiento, no solo por la competitividad que representan los módulos solares fotovoltaicos por su asequibilidad sino también por la escalabilidad que permiten, viabilizando desde la construcción de pequeñas instalaciones residenciales hasta granjas o parques solares. Se tiene proyectado un crecimiento de 1,48 GW en 2024 a 12,85 GW para 2029 [22]. Sin embargo, la realidad es que actualmente, la irradiancia solar en el país se presenta desde las 6 horas y presenta su pico en horas de la tarde, en las 13 horas [23], mientras que el consumo promedio de día decrece hasta su punto mínimo [24], por el contrario, en horas de la noche se presenta un incremento en la demanda del flujo energético mientras que la irradiancia solar es prácticamente inexistente. Dado que estas dos no se sincronizan, impide el aprovechamiento de esta energía creada a partir de la irradiancia solar. Hasta el momento, existen pilotos que están integrando el uso de energía solar, estos abordan desafíos importantes por una lenta expansión a pesar de su potencial para cerrar brechas de acceso y reducir la pobreza energética, y pasarán algunos años para un desarrollo más robusto a este tipo de proyectos en zonas rurales del país, que hasta entonces seguirán presentando deficiencias (o incluso inexistencia) del flujo de energía [25].

Abordar estos aspectos podría aportar en la futura masificación de estas alternativas que buscan un acceso de calidad, equitativo y sostenible de electricidad en todo el

país, lo cual va de la mano con la eficiencia e incluso productividad del país, lo que deja el siguiente interrogante: ¿Cómo mejorar la gestión de energía para una curva de demanda promedio aprovechando las oportunidades que ofrecen el esquema de tarifa horaria nacional, el estado de carga de batería y energías renovables?

OBJETIVOS DEL ESTUDIO

Objetivo general

Diseñar un sistema de gestión de energía basado en el estado de carga de las baterías y los requerimientos en un esquema de tarifa horaria con energía solar fotovoltaica.

Objetivos específicos

- Identificar las condiciones del esquema de tarifa horaria a nivel nacional con el fin de definir una estrategia que permita obtener la mayor rentabilidad en la transferencia de potencia a la red.
- Establecer una metodología de interacción entre el sistema batería-panel y la red eléctrica priorizando la rentabilidad y seguridad en la operación.
- Verificar el desempeño de la metodología propuesta mediante escenarios de prueba desarrollados en entornos de simulación.

JUSTIFICACIÓN

Las empresas proveedoras de energía del país presentan deficiencias en la prestación del servicio en industrias y hogares, en especial a los municipios o veredas más aislados. Estas deficiencias se traducen en interrupciones frecuentes, baja calidad del suministro y, en muchos casos, la ausencia parcial o total de acceso a la energía eléctrica, lo que limita significativamente el desarrollo social, la calidad de vida y el desarrollo económico [26]. La dependencia de una infraestructura centralizada, enfocada principalmente a la sobredemanda que se presenta en determinadas franjas horarias, agrava esta problemática y resalta la necesidad urgente de soluciones innovadoras, descentralizadas y enfocadas al desarrollo económico que puede darse del aprovechamiento de la variación del costo dado por un esquema de tarifa horaria, esquema el cual será implementado por el gobierno Nacional para reducir la sobredemanda [27].

Otra solución para reducir estos picos de demanda y descentralizar la generación del suministro eléctrico es la implementación de las energías renovables, en especial la solar fotovoltaica, la cual ha ido desarrollándose e implementándose

poco a poco mediante proyectos piloto en el país [28], aun así, la radiación solar usada para la generación de esta energía no es aprovechada en su totalidad, teniendo en cuenta que las franjas horarias donde se presenta la sobredemanda no coinciden con la máxima presencia de esta radiación o incluso con su disponibilidad [29].

Actualmente, las microrredes se expanden como alternativas de distribución de energía presentando múltiples beneficios. Entre estos, se logra una autonomía y adaptabilidad energética con la integración de energías renovables, reduciendo la dependencia de la red principal y asegurando un suministro continuo incluso ante interrupciones [30], aportando a la transición energética que se pretende en el país [32]. Otros países avanzan en el desarrollo de sistemas que adoptan estas variables; la gestión y distribución inteligente basada en la disponibilidad de energía solar fotovoltaica, pero sin explorar a fondo las ventajas que ofrecen los esquemas de tarifa horaria establecidos por las centrales de energía, contemplando el costo del kWh para su venta dependiendo del consumo por la carga y el almacenamiento o disponibilidad de dicha energía, que puede resultar en una reducción de los costos en el uso de este servicio básico teniendo también una mayor eficiencia de este.

El diseño de un sistema de gestión de energía basado en ToU y estado de carga de batería permite acentuar los parámetros y requerimientos que deben ser considerados para una futura implementación, y por medio de pruebas de funcionamiento en diferentes escenarios planteados en un entorno de simulación verificar las limitaciones existentes que pueden presentarse a nivel económico, como coste de componentes o tecnológicas, como la capacidad de respuesta de estos.

De este modo, este proyecto brinda la oportunidad de contribuir en el estudio y desarrollo de tecnologías en la adopción de energías renovables, ofreciendo la posibilidad de identificar nuevos métodos o estrategias para mejorar la calidad en la red eléctrica y el desarrollo económico de diferentes sectores de la población del país.

ALCANCES Y LIMITACIONES

Alcances

Este trabajo esta implementado mediante simulación en el software Simulink by Matlab, donde la gestión de energía está dada por un convertidor bidireccional, un algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), tipo 'Perturb and Observe' (P&O), un convertidor *Boost* y un conjunto de baterías para el almacenamiento de energía, estas mismas trabajan en el rango del 20% al 50% para preservar su vida útil. Buscando aprovechar una curva de generación

fotovoltaica mediante la distribución de energía solar obtenida de esta, inyectándola a la carga mediante su almacenamiento en un conjunto de baterías o vendiéndola a la red de energía convencional. El modelo permite analizar el flujo de energía, la interacción con la red y estimar beneficios económicos potenciales bajo una estructura de tarifa horaria.

Limitaciones

El sistema cuenta con algunas limitaciones en su funcionamiento y capacidad de respuesta frente a los diferentes escenarios que puedan presentarse en un entorno real, dado el uso de cifras estimadas en variables como la irradiancia y vida útil de las baterías, teniendo en cuenta también el costo de componentes en una futura implementación real.

El modelo se basa en componentes y supuestos simplificados. No considera en detalle aspectos técnicos como la degradación real de las baterías por ciclos de carga/descarga, pérdidas en cables o variaciones inesperadas de irradiancia, lo cual puede afectar la precisión de los resultados. Tampoco incluye un análisis económico preciso que contemple los costos reales de inversión, mantenimiento, conexión a la red ni fluctuaciones tarifarias a largo plazo de un lugar en específico.

Adicionalmente, el sistema no contempla factores ambientales como la temperatura ambiente o la temperatura interna de las baterías, que pueden influir significativamente en su rendimiento y vida útil. Tampoco se considera el comportamiento del sistema ante cortes de energía por parte de la red eléctrica, ni se incluyen variables sociales, como las características de la población o del entorno específico donde se planea implementar. Estas variables pueden generar incertidumbres en la implementación real del sistema y afectar su desempeño respecto a lo observado en simulación.

1. MARCO REFERENCIAL

En este apartado se pretende realizar la revisión bibliográfica de artículos científicos que han abordado temas de interés al tema de investigación, como los avances y desafíos que se han presentado en la implementación de la energía solar, en el diseño e implementación de microrredes y a su vez, de la relevancia que han tenido estrategias como los esquemas de tarifa horaria. Además, como aporte a la comprensión del presente documento se analizan conceptos que son principales para la reflexión.

1.1. ESTADO DEL ARTE

El presente estado del arte explora la evolución e implementación de sistemas fotovoltaicos y su integración de almacenamiento ESS, los desarrollos del esquema tarifario colombiano, y el impacto de estos en la gestión energética y la sostenibilidad.

La energía solar, particularmente a través de paneles fotovoltaicos, se ha consolidado como una fuente crucial para la generación de electricidad de calidad y estable en hogares urbanos también, mejorando significativamente la eficiencia energética residencial. Un estudio reciente, basado en 81 artículos de Scopus y Scielo entre 2019 y 2023, confirma los beneficios de esta tecnología para que edificios y viviendas cumplan sus demandas energéticas de manera sostenible. Los hallazgos revelan que la implementación de sistemas fotovoltaicos incrementa la calidad de la energía en un 33% y la eficiencia energética en un 23%, destacando además la popularidad de los sistemas aislados en casi el 44% de las investigaciones. [33]

Los trabajos mencionados, permiten analizar que los sistemas fotovoltaicos ofrecen autonomía energética al descentralizar la generación de energía, pero su producción es inconsistente debido al clima. El objetivo principal es optimizar el uso de la energía solar, reducir la dependencia de la red eléctrica y minimizar los gastos operativos mediante una gestión inteligente. Además, estudios en industrias pequeñas, como una en Costa Rica, confirman la viabilidad técnica y económica de la energía solar, demostrando ahorros notables, retornos de inversión rápidos y una reducción significativa de la huella de carbono [34].

Aunque resulta ser autónoma, la producción energética es inherentemente variable y no lineal, ya que depende directamente de las condiciones climáticas. Para mitigar

esta intermitencia, se hace esencial el uso de dispositivos de almacenamiento de energía, como baterías, que permitan guardar el excedente generado y utilizarlo cuando la demanda así lo requiera. Para esto, es crucial usar sistemas de almacenamiento de energía como las baterías (BESS). Este factor permite acumular la energía durante los periodos de alta producción solar para su uso en momentos posteriores cuando la generación solar no está disponible. Un adecuado sistema de almacenamiento proporciona flexibilidad al permitir el uso de energía almacenada durante las horas de mayor demanda o cuando los precios de la electricidad de la red son elevados. Esto mejora la eficiencia general del sistema y reduce los costos operativos al sincronizar mejor la generación y el consumo de energía.

Gómez y Bolaños, en una pequeña industria costarricense, mediante un procedimiento de implementación de sistemas fotovoltaicos, evalúan la viabilidad técnica y económica de la energía solar. Se logró establecer parámetros de diseño óptimos, como los ángulos de acimut e inclinación, para maximizar la generación de energía y el uso racional de la electricidad. Los resultados financieros son particularmente atractivos, con ahorros estimados entre 428 y 825 USD y un periodo de recuperación de la inversión de 5 a 9 años, lo que demuestra un retorno de inversión sólido para las pequeñas industrias. Además, la implementación del sistema no solo trae beneficios económicos, sino que también contribuye significativamente a la sostenibilidad ambiental, al reducir la huella de carbono en 3.43 toneladas de CO₂ equivalentes anuales, abriendo la puerta a créditos verdes y opciones de financiación más rentables. Este estudio de caso subraya el potencial transformador de la energía fotovoltaica para el sector industrial, ofreciendo una solución integral que aborda tanto la eficiencia energética como la responsabilidad ambiental. [35]

Rus y colaboradores abordan la problemática de planificar de manera óptima la energía solar fotovoltaica (FV) y el almacenamiento en baterías (BESS) para hogares con vehículos eléctricos (VE), considerando la incertidumbre en la generación solar y las fluctuaciones en el consumo de energía y los costos. La investigación se centra en cómo los hogares con VE pueden maximizar sus beneficios económicos y reducir su huella de carbono mediante una gestión energética inteligente. Un desafío clave es la naturaleza estocástica de la disponibilidad solar y los patrones de carga del VE, que requieren un enfoque de optimización robusto y adaptable a condiciones cambiantes. Los resultados de la investigación demuestran que, al incorporar datos reales y un enfoque de optimización estocástica, los hogares pueden lograr ahorros significativos en los costos de energía. Las simulaciones muestran que la integración de la energía solar

y el almacenamiento en baterías permite a los hogares con VE reducir su dependencia de la red eléctrica y optimizar el uso de la energía generada localmente. En conclusión, el estudio subraya la importancia de un enfoque de planificación integral que considere tanto los aspectos económicos como los ambientales, y valida la eficacia de los modelos de optimización estocástica para mejorar la sostenibilidad y la eficiencia energética en hogares con vehículos eléctricos. [36]

Ahora, es pertinente abordar la tarifa horaria, este esquema determina el costo de la electricidad en función del momento del día, juega un papel crucial en la gestión económica del consumo. Las tarifas eléctricas suelen ser más altas durante las horas pico y más bajas en las horas valle. Aprovechar estas variaciones tarifarias permite minimizar los costos energéticos además de limitar el consumo energético cuando día a día la sobredemanda crece constantemente.

Enrich y colaboradores evaluaron una reforma regulatoria de 2021 en España que dividió los días laborables en horas punta, medias punta y valle, mientras que los fines de semana y festivos se designaron como valle. Se empleó un modelo de Diferencias en Diferencias (DID) para comparar el consumo de electricidad en España con un grupo de control en Portugal. También se empleó aprendizaje automático para identificar y explicar las tendencias de consumo preexistentes. De esta manera se demostró una reducción significativa en el consumo de electricidad durante las horas pico, con algunas especificaciones que muestran una disminución de hasta el 9%, indicando que el programa TOU provocó un cambio en los patrones de consumo no sólo durante las horas pico sino también durante las horas valle, particularmente los fines de semana, lo que sugiere una forma de formación de hábitos o adaptación a la nueva estructura de precios. Los hallazgos sugieren que la tarificación de los TOU puede ser una herramienta eficaz para gestionar la demanda de electricidad, mejorando potencialmente la eficiencia del mercado y facilitando la integración de las energías renovables. El estudio destaca la importancia de considerar los efectos directos e indirectos de estas políticas en el comportamiento del consumidor [37].

En el marco tarifario colombiano para la implementación de Mecanismos de Respuesta de la Demanda (DR) se enfoca en la necesidad de adaptar la regulación tarifaria existente en Colombia para integrar eficazmente los Mecanismos de Respuesta de la Demanda (DR). La idea principal es que, aunque el sistema eléctrico colombiano ya tiene algunas bases, estas no son suficientes ni están completamente alineadas para incentivar la participación de los consumidores en la

gestión de su consumo energético. Se busca una modernización de las tarifas que permita reconocer y recompensar la flexibilidad que los usuarios pueden ofrecer al sistema, ya sea reduciendo su consumo en momentos de alta demanda o trasladándolo a horas de menor congestión. [38]

La producción de energía eléctrica puede ser desarrollada por cualquier agente económico, En Colombia, la matriz energética depende principalmente del recurso hidráulico. En potencia, la capacidad instalada asciende al 68% del parque generador. En términos de energía, la participación oscila entre el 65% y 85%, dependiendo las condiciones climáticas. El restante es cubierto principalmente con capacidad térmica, basada en carbón, gas y combustibles líquidos, mientras que las tecnologías renovables no convencionales han empezado recientemente a abrirse espacios en el mercado [38].

El análisis resalta que una implementación exitosa de los mecanismos de DR requiere una revisión profunda de las estructuras tarifarias actuales, incluyendo aspectos como tarifas por tiempo de uso, precios nodales y la remuneración por la capacidad de respuesta. La meta es crear un marco que sea equitativo, transparente y que envíe las señales económicas correctas para que los consumidores (especialmente los grandes usuarios industriales y comerciales) vean un beneficio directo en participar. Esto no solo ayudaría a la estabilidad y eficiencia del sistema eléctrico, al reducir la necesidad de inversiones en nueva infraestructura de generación o transmisión, sino que también promovería un uso más inteligente y sostenible de la energía en el país.

Los recursos energéticos distribuidos (DER) como la demanda flexible, la generación distribuida (DG) y los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) en hogares bajo esquemas de medición neta (NEM) y con la presencia de cargos por demanda. Se señala que, aunque las empresas proveedoras de energía en Colombia presentan deficiencias en el servicio, especialmente en áreas aisladas, las microrredes pueden ser una solución autónoma. La investigación formula el problema como un programa dinámico estocástico para maximizar el excedente operativo del prosumidor, considerando la incertidumbre de la generación renovable y la complejidad de las tarifas bidireccionales y los cargos por demanda.

Los resultados de las simulaciones demuestran que, si bien la implementación directa de la programación dinámica es poco práctica debido a su complejidad computacional, el aprovechamiento de la estructura de umbral óptima permite el desarrollo de algoritmos casi-óptimos y eficientes. Se compararon algoritmos de

optimización de políticas próximas (PPO) con un modo de respaldo de Tesla y un algoritmo de umbral. El PPO superó al método de umbral con ganancias de superávit de 58.9% a 80.5% frente a 14.0% a 18.4%, mostrando su adaptabilidad a diversas condiciones de generación y demanda. En conclusión, la investigación valida la efectividad del aprendizaje por refuerzo (RL) para aproximar el control óptimo en sistemas de gestión de energía para prosumidores, ofreciendo perspectivas cruciales para la implementación de sistemas de gestión energética bajo estructuras tarifarias complejas [39].

En conclusión, la integración de la energía solar fotovoltaica con sistemas de almacenamiento y una gestión inteligente basada en tarifas horarias y la sincronización de estos, tal como se ha presentado en este estado del arte, se perfila como una solución robusta y económicamente viable para la independencia energética y la sostenibilidad. Los avances tecnológicos, los casos de estudio que demuestran ahorros significativos y la reducción de la huella de carbono, así como la necesidad de marcos regulatorios adaptados, subrayan el potencial transformador de estas soluciones energéticas. La flexibilidad que ofrece el almacenamiento de energía, junto con la optimización de las tarifas horarias, permite a los consumidores no solo reducir costos sino también contribuir a la estabilidad de la red eléctrica. La adopción de estas tecnologías es un paso fundamental hacia un futuro energético más eficiente y respetuoso con el medio ambiente, con un impacto positivo tanto a nivel económico como ambiental.

1.2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

En la siguiente sección se indican los conceptos básicos que respaldan el desarrollo del proyecto con base en los temas principales de la propuesta.

1.2.1. Sistema de almacenamiento de energía por baterías (BESS)

El uso de sistemas de almacenamiento de energía (ESS) inicio a principios del siglo XX, su uso no fue significativo debido a los altos costos de instalación, sin embargo, con la integración de energías renovables no convencionales, ESS se convierte en una tecnología que permite flexibilidad básica para la fusión de energía no renovable. Existen muchas alternativas para implementar ESS, pero las baterías se establecen como el sistema de almacenamiento por excelencia debido a la variedad de servicios que brindan. El sistema de almacenamiento de energía a través de la batería está conectado a la red a través de convertidores, el intercambio de energía

entre el sistema de almacenamiento y la red eléctrica se adapta para controlar el límite del convertidor eléctricos, como resultado, los parámetros y variables de operación de los BESS y los cambios operativos son principalmente dimensiones electromagnéticas. BESS es un dispositivo de almacenamiento de energía electroquímica que brinda flexibilidad en capacidad, ubicación y respuesta instantánea a las solicitudes de aplicaciones realizadas por los sistemas y el almacenamiento [40]

1.2.2. Microrred (MG)

Es una red local y auto-sostenible de energía que puede operar independiente o conjuntamente con la red eléctrica nacional, o microrred. Toda estación eléctrica que cuente con sus propias fuentes de generación y almacenamiento y con una delimitación eléctrica clara y definida, puede ser considerada una microrred. Una microrred es una versión más pequeña de un sistema eléctrico centralizado. En la práctica, funciona igual a una red eléctrica nacional, con la salvedad que la microrred provee energía eléctrica para un área geográfica de menor tamaño, que puede estar conformada por comunidades o conjuntos de edificios [41]

1.2.3. Generación distribuida (DG)

Se define como generación distribuida la energía eléctrica producida por fuentes de energía renovable, en el punto de consumo, por los mismos usuarios que se encuentran conectados a la red de distribución. La incorporación de generación distribuida a partir de fuentes renovables a la matriz eléctrica complementa la infraestructura existente de generación centralizada. Se caracteriza por la energía que se genera en centrales, luego se traslada a largas distancias que existen 10 en nuestra región, y finalmente se transforma a niveles de menor tensión para su distribución en función del consumo remoto de cada consumidor final. En consecuencia, las pérdidas inevitables en este transporte y distribución son significativas. [42]. La generación distribuida se genera principalmente a través de sistemas de autoconsumo con aportación periódica de excedentes de energía a la red de distribución existente. Los usuarios que opten por este método de generación tienen la capacidad de producir energía eléctrica mientras permanecen conectados al suministro que ofrece la red de distribución eléctrica [42].

1.2.4. Sistema conectado a la red y aislado de la red

El sistema On-Grid, Grid-Tied o conectado a la red utiliza paneles solares e inversores que están en paralelo a la red eléctrica existente y proporcionan energía

eléctrica una vez que las condiciones ambientales son óptimas. Estos sistemas, que permanecen conectados a la red, no requieren baterías ya que la red se utiliza en momentos en que los paneles no están generando energía. Entonces, son sistemas solares fotovoltaicos que generan electricidad solo después de que la red pública está disponible, es decir, tienen que estar conectados a la red para funcionar, lo que hace que este tipo de sistemas sean especiales es que tienen la posibilidad de devolver el exceso de electricidad generada a la red eléctrica cuando genera demasiado, lo que le permite acreditarlo para uso futuro [43]. Debido al diseño del inversor y medidor bidireccional, estos sistemas no proporcionan electricidad durante un corte de energía, por lo que estos sistemas no funcionan en caso de un corte de energía, ya que por su diseño solo proporcionan energía eléctrica en sincronismo con la red eléctrica existente, por lo tanto, cuando se detecta un corte de energía, para la estabilidad del sistema deja de suministrar energía. En la Figura 1 se observa el uso de un sistema de energía solar en la red (on grid).

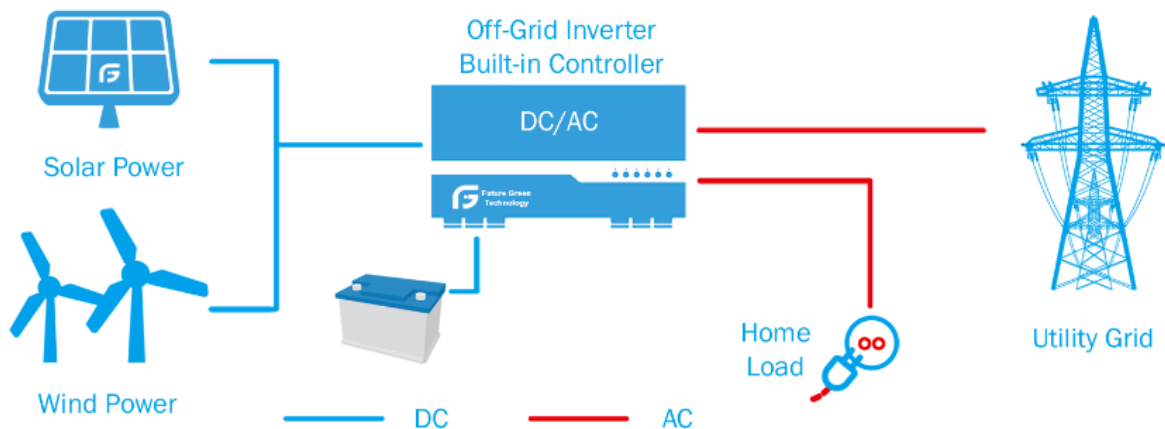


Figura 1. Sistema fotovoltaico on grid

por otra parte el sistema off grid o aislado se utiliza en lugares donde no hay energía, es decir, en lugares donde por su relieve o por estar alejados de los centros de distribución no es posible el trabajo de una red de energía eléctrica, por lo que se genera un punto de generación y autoconsumo por placas fotovoltaicas que almacenan su energía solar en baterías porque, al estar completamente aislados, requieren acumular energía para que pueda ser utilizada en periodos sin sol en las horas de la noche. Como puede verse, estos sistemas son completamente autónomos y se utilizan comúnmente en áreas remotas sin acceso a la red o en casos en los que se desea total libertad. Consiste en paneles solares, controladores, inversores y baterías con capacidad suficiente para cubrir un

período de consumo calculado. En la Figura 2 se observa el uso de un Sistema de energía solar híbrido fuera de la red (off grid) [43].

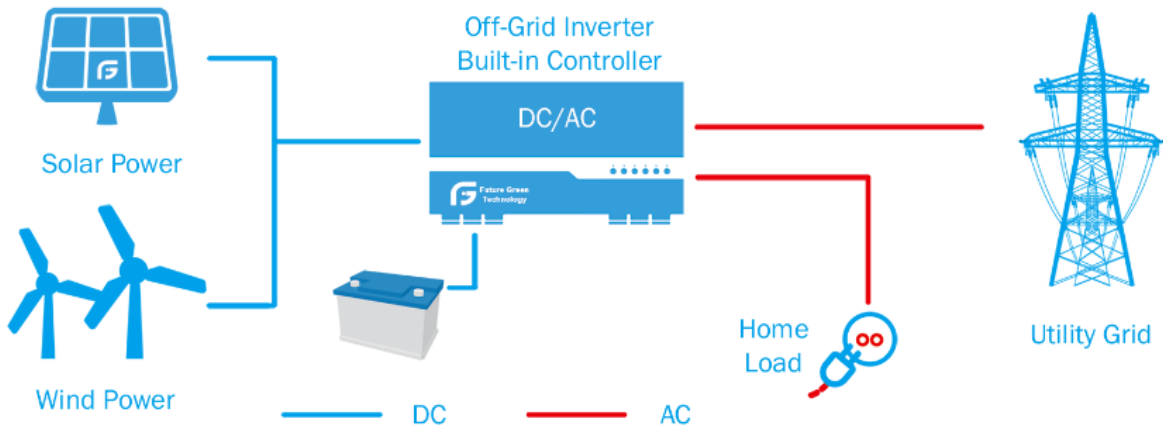


Figura 2. Sistema fotovoltaico off grid

1.2.5. Tarifa horaria

La Resolución CREG 079 de 1997 permite a las organizaciones minoristas aplicar un precio monomial con diferenciación horaria o, en su defecto, una tarifa estática por tiempo de uso. Ciertos usuarios regulados no residenciales (industriales y comerciales) tienen acceso, de forma voluntaria, a tarifas horarias reguladas sujetas a la oferta y ubicación del proveedor contratado. [44].

El capítulo 9 de la Resolución CREG 015 de 2018 define los criterios para el establecimiento de bloques de tiempo. Un bloque se define en función de la carga máxima de la curva de carga. Además, en el mismo capítulo se definen fórmulas para el cálculo de los cargos horarios, incluyendo la importancia del componente de cargo horario (fch) para incrementar la diferencia entre bloques horarios. En Colombia se utilizan cuatro tipos de tarifa horaria. Cada uno tiene un sistema de costos estático. El costo permanece ajustado en función del precio unitario de la ubicación correspondiente.

La diferencia de costo entre las horas pico y las horas valle es un criterio crítico para considerar. Con doble tarifa tipo 1 los costos están entre 630 y 645 \$ COP por kWh, con doble tarifa tipo 2 entre 621 y 624 \$ COP; para la tarifa triple va de 618 \$ a 624 \$ y para la tarifa horaria múltiple de 8 periodos de 678 \$ a 700 \$. Tomando como precio unitario de referencia una media entre los dos costes, el aumento o disminución del coste de cada tarifa podría ser: 1,17 % para doble tarifa Tipo 1, 0,24 % para doble tarifa Tipo 2, 0,48 % para la tasa triple y 1,59 % para la tasa múltiple de 8 períodos [44].

2. DISEÑO METODOLÓGICO

2.1. METODOLOGÍA

El desarrollo de la metodología se divide en etapas consecutivas ejecutadas ordenadamente, que permiten el cumplimiento de cada objetivo específico detallando las actividades necesarias para su cumplimiento. Se describen en la Figura 3.

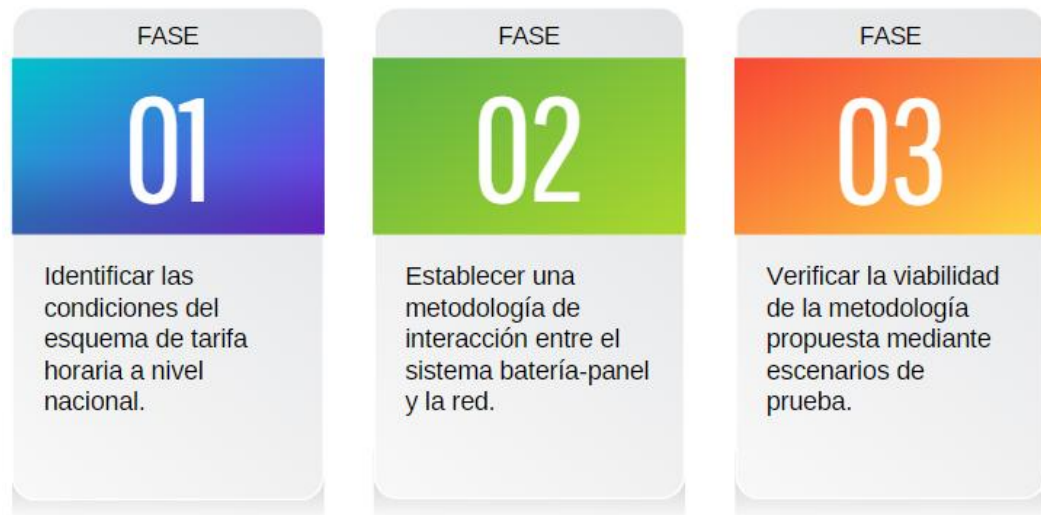


Figura 3. Fases para el desarrollo del proyecto

En la primera fase se identificaron las condiciones del esquema de tarifa horaria a nivel nacional. Esto se realizó por medio de consultas de revistas especializadas, normas y artículos que brinden información de datos relevantes con respecto a las tarifas horarias manejadas en Colombia y en otros países, para generar la estrategia control que conllevo a obtener una mayor rentabilidad, puesto que se busca no solo reducir los costos en cuanto al uso de la red de energía sino también la venta de energía a la red.

Posteriormente, en la segunda fase, de acuerdo con el análisis de los datos obtenidos previamente, se procedió a establecer una metodología que permite la interacción entre el sistema batería-panel y la red, priorizando la eficiencia, rentabilidad y seguridad en la operación.

Finalmente, en la tercera fase, con el uso de la herramienta de simulación *Simulink by Matlab* se diseñó el sistema teniendo en cuenta las librerías y componentes disponibles, verificando la viabilidad de la metodología propuesta por medio de pruebas de escenarios, variando parámetros para ver su comportamiento.

3. DESARROLLO DEL TRABAJO

3.1. ANÁLISIS

En el contexto actual de la creciente demanda energética presente no solo en Colombia sino también en varios países de Europa y la necesidad de redes cada vez más sostenibles, el diseño de sistemas de gestión de energía eficientes se ha convertido en una prioridad. Un enfoque innovador para optimizar el consumo de energía es la integración de fuentes de energía renovables, como la solar, con la red eléctrica convencional, utilizando un esquema de tarifa horaria, es una estrategia avanzada para optimizar el consumo y reducir costos.

En este análisis, se detallan los factores clave considerados en el diseño del sistema, subrayando la importancia de cada uno en una gestión energética eficiente y con beneficios económicos.

La generación de energía solar es fundamental en el diseño del sistema, la capacidad de generación está influenciada por factores como la ubicación geográfica que radican en la intensidad de la radiación solar a lo largo del año. La energía solar ofrece una fuente renovable que disminuye la dependencia de fuentes no renovables y reduce las emisiones de gases de efecto invernadero. Integrar esta fuente de energía en el sistema genera una mayor independencia energética, reduciendo significativamente los costos de operación.

El almacenamiento de energía, mediante sistemas como baterías, es esencial para garantizar un suministro constante de electricidad y para maximizar el uso de la energía solar generada. Este factor permite acumular la energía durante los periodos de alta producción solar para su uso en momentos posteriores cuando la generación solar no está disponible. Un adecuado sistema de almacenamiento proporciona flexibilidad al permitir el uso de energía almacenada durante las horas de mayor demanda o cuando los precios de la electricidad de la red son elevados. Esto mejora la eficiencia general del sistema y reduce los costos operativos dado que permitiría sincronizar mejor la generación y el consumo de energía.

Por otra parte, el esquema de tarifa horaria, que determina el costo de la electricidad en función del momento del día, juega un papel crucial en la gestión económica del consumo. Las tarifas eléctricas suelen ser más altas durante las horas pico y más bajas en las horas valle. Aprovechar estas variaciones tarifarias permite minimizar

los costos energéticos al utilizar la energía solar durante los periodos de precios elevados y recurrir a la red eléctrica en momentos de tarifas reducidas. Esta estrategia optimiza el gasto en energía y asegura una utilización económica de los recursos, adaptando el consumo a las fluctuaciones tarifarias para lograr una gestión más eficiente y rentable. Dicho esquema, se divide en tres rangos: hora valle, hora llana y hora punta.

Durante la hora valle, el consumo de energía es menor, y por lo tanto, el costo reflejado en el recibo de la luz también es más bajo. En esta franja, el sistema suministra energía a la carga y la red eléctrica proporciona energía al sistema, es decir, a las baterías. Se pretende cargar las baterías mediante la red eléctrica durante las horas de la noche, cuando no hay energía solar disponible y las baterías tienen un cierto porcentaje de descarga. Esto optimiza el uso de energía y garantiza que las baterías estén completamente cargadas para el día siguiente.

En la hora llana, el costo de la energía por hora es intermedio. En este período, el sistema debe evaluar la necesidad de cargar las baterías a través de la red si es necesario y suministrar energía a la carga mediante las baterías o directamente desde la red. La flexibilidad en esta franja permite una gestión eficiente de la energía y evita costos elevados.

Durante la hora punta, el kilovatio-hora es más costoso. En estos momentos, se planea que las baterías suministren energía tanto a la red como a la carga. Esto permite compensar la energía utilizada de la red durante las horas valle o llana, reduciendo así el costo total de energía. Este enfoque no solo ahorra dinero, sino que también contribuye a una mejor estabilidad de la red al reducir la demanda en momentos de alta carga.

Sin embargo, determinar la distribución de estas franjas horarias es clave, debido a que deben coincidir y adaptarse al consumo energético real que presentan los usuarios en el país. Este consumo energético puede promediarse y condensarse en una curva de demanda, la cual permite observar el consumo de los usuarios a través de las distintas horas del día y contrastarlo con la oportunidad de generación de energía; energía solar dada por la irradiancia solar, determinando así que estas dos no coinciden, en las horas en las que el consumo energético se eleva, existe poca o nula irradiancia. En la Figura 4, se puede apreciar la curva de demanda promedio de usuarios en el departamento de Cundinamarca y su contraste con la irradiancia solar presente [24].

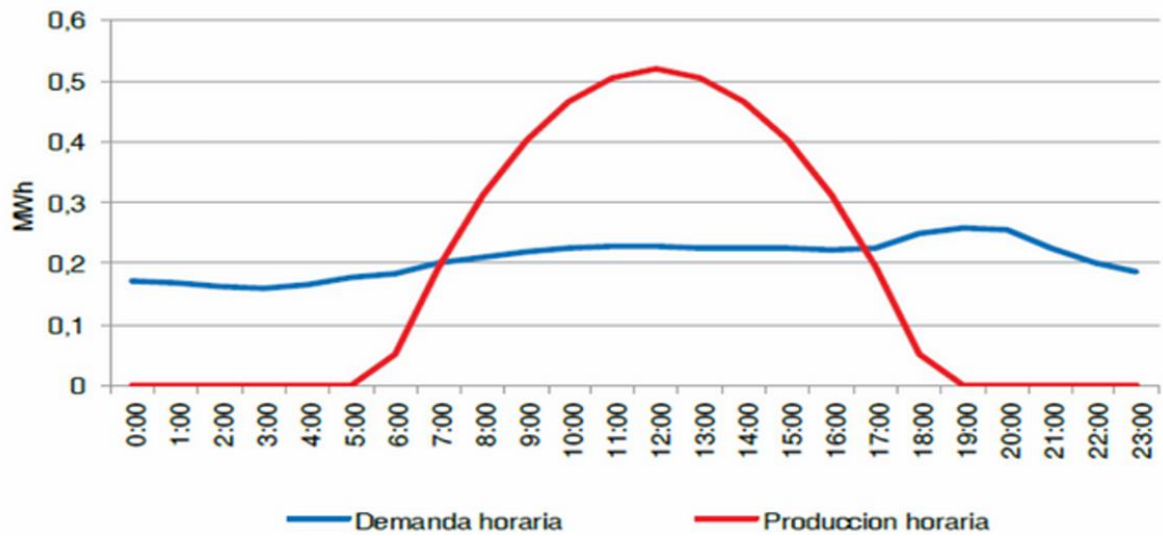


Figura 4. Curva de demanda y producción de energía a base de la irradiancia solar en Cundinamarca

El gobierno en conjunto con las industrias del país ha determinado no solo la curva de demanda promedio sino también diferentes esquemas de tarifa horaria en base al consumo de hogares e industrias que podrían llegar a ser implementados. En la Figura 5, se puede observar dos propuestas de esta distribución de franjas horarias que en su implementación en otros países suramericanos demostraron generar mayores beneficios[45].

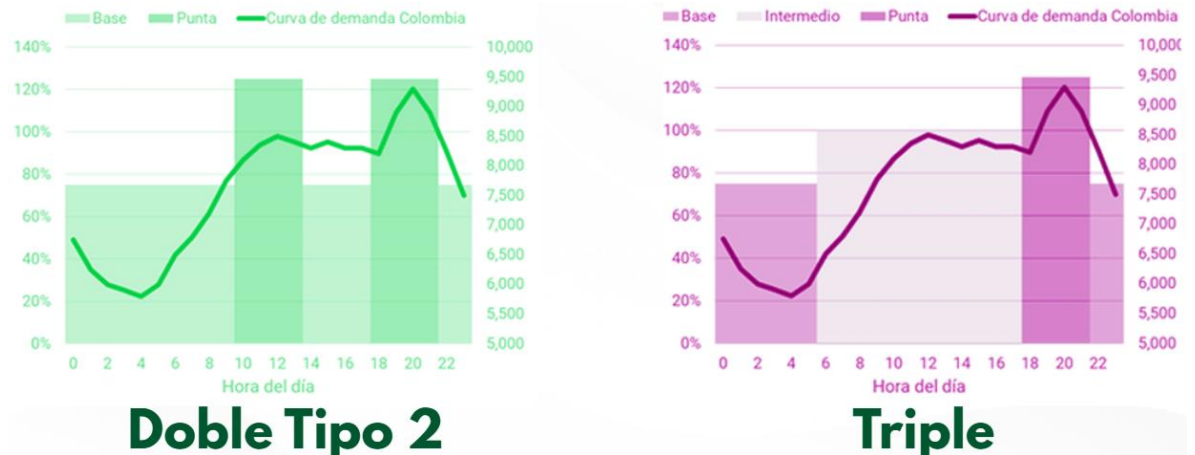


Figura 5. Comparativa de esquemas de tarifa horaria con una curva de demanda promedio del país.

Sin embargo, España y otros países del continente europeo han demostrado una mayor eficacia con una distribución de franjas horarias que toma lo mejor de los dos esquemas tarifarios observados anteriormente. En la Figura 6 se observa el esquema tarifario propuesto que logra reducir la sobredemanda dada en las horas pico y que brinda una mayor oportunidad de beneficio económico para el sistema que se diseñara.

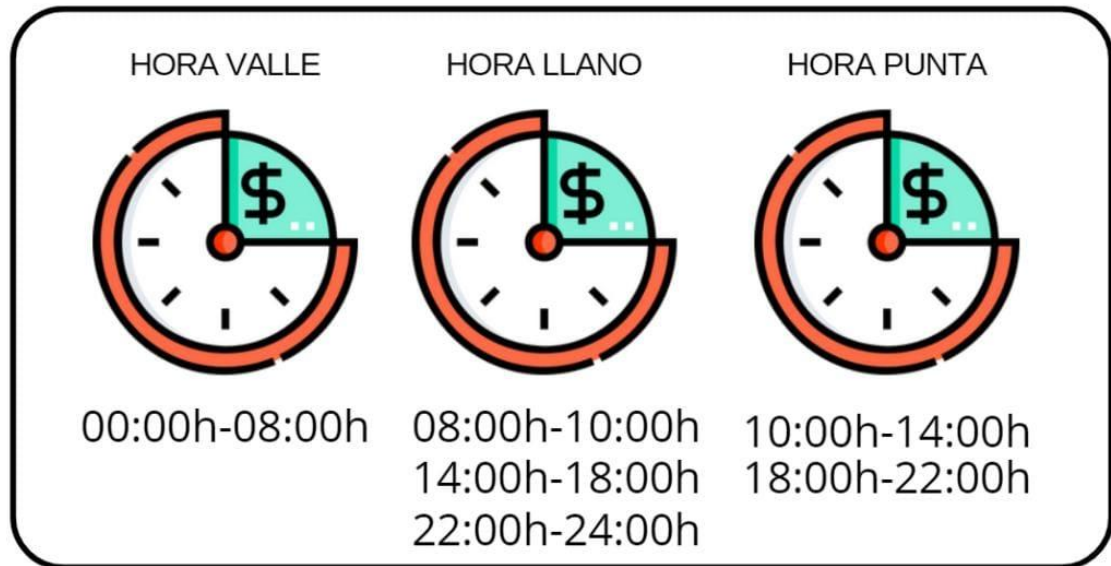


Figura 6. Tarifa horaria empleada

El control y gestión inteligente del sistema se dará mediante un inversor bidireccional, que mediante algoritmos con las condiciones específicas antes expuestas optimizarán el rendimiento del sistema en tiempo real. Este componente permitirá ajustar dinámicamente el flujo de energía según la disponibilidad solar, las tarifas eléctricas y el estado de carga de las baterías. La integración de estas tecnologías contribuye a una administración más eficaz de los recursos energéticos, resultando en una reducción de los costos operativos y en una gestión más eficiente.

El diseño de un sistema de gestión de energía que combina energía solar y de la red eléctrica, fundamentado en un esquema de tarifa horaria, requiere la consideración de varios factores clave. La correcta integración de la generación solar, la gestión de tarifas horarias, el almacenamiento de energía y el control es esencial para optimizar el sistema. Este enfoque integral no solo permite una gestión más económica y sostenible del consumo energético, sino que también mejora la eficiencia operativa y la adaptabilidad del sistema, abordando eficazmente los desafíos actuales en la gestión y disposición de la energía.

Para abordar esta problemática, se identifican las necesidades del sistema para que asegure un flujo de energía constante y asequible y se cumplen con los requerimientos:

- **Compatibilidad y sincronización con la red trifásica:** El sistema debe ser compatible y eficaz en configuraciones eléctricas trifásicas, proporcionando una solución versátil y adaptable a diversas topologías de red. Asimismo, debe sincronizarse con la red eléctrica, garantizando un funcionamiento continuo al mantener una conexión constante a los valores estándar de 220 V y 60 Hz, comúnmente reconocidos en la red comercial.
- **Curva de demanda:** Es necesario establecer el consumo promedio de la población objetivo para diseñar un sistema sostenible
- **Integración de baterías:** El sistema debe asegurar un flujo de energía sin fluctuaciones, brindando un respaldo para la demanda con energía almacenada.
- **Disponibilidad de radiación solar:** El enfoque principal del sistema es su provecho de energía solar, por ende, la disponibilidad apta de este recurso renovable es primordial
- **Control del sistema:** El sistema debe operar bajo un algoritmo que establezca las distintas condiciones de funcionamiento dependiendo de los diversos escenarios que puedan presentarse por la disponibilidad de radiación solar y estado de carga de la batería y las distintas franjas de tarifa horaria.

3.2. DISEÑO

El diseño propuesto busca desarrollar un sistema de gestión de energía que optimice el consumo eléctrico mediante la integración de generación fotovoltaica, almacenamiento en baterías y la aplicación de un esquema de tarifa horaria. Esto permite mejorar la eficiencia energética, reducir costos y garantizar un suministro estable, cumpliendo con los requerimientos establecidos en la fase de análisis.

Compatibilidad y sincronización con la red eléctrica: Está diseñado para operar a una red de 220 V a 60 Hz asegurando la conexión con la red existente y la conexión se gestiona mediante un inversor bidireccional, que permite el intercambio de energía con la red.

Curva de demanda: La integración de energía renovable al sistema con ayuda de baterías garantiza que la demanda sea eficiente incluso en periodos de baja irradiancia solar.

Integración de baterías: Se implementa un sistema de almacenamiento basado en baterías, permitiendo gestionar los picos de demanda y utilizar la energía almacenada durante las horas de mayor consumo, el uso de las baterías permite reducir los costos durante las horas de mayor demanda, debido al inversor bidireccional.

Control de sistema: Se emplea un algoritmo de gestión energética que toma en cuenta la tarifa horaria, la disponibilidad de energía solar y el estado de carga de las baterías. Este diseño no solo cumple con los requerimientos definidos, sino que también proporciona una solución adaptable y eficiente para mejorar la calidad del suministro eléctrico y reducir los costos para los usuarios.

En esta sección se presenta el desarrollo de cada una de las fases que integran el sistema de gestión de energía basado en tarifa horaria. Se aborda la selección de componentes y se expone la estructura diseñada. En la Figura 7 se visualiza un diagrama de bloques que muestra la topología general del sistema.

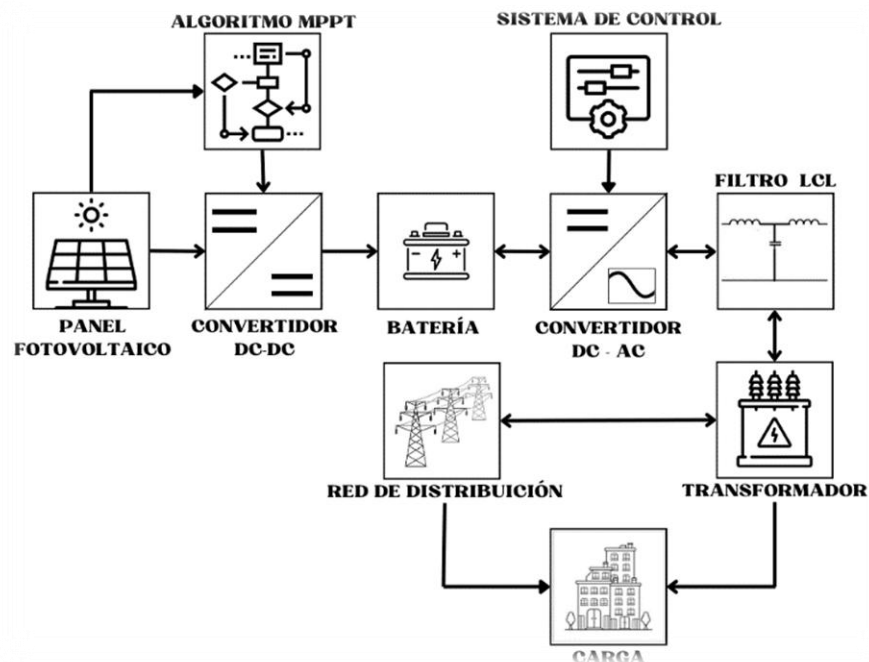


Figura 7. Topología general del sistema

El sistema de gestión de energía ayuda a controlar y mejorar la forma en que se utiliza la energía. Está diseñado para controlar y regular el uso de energía en un espacio determinado. Además, el sistema cuenta con la capacidad de gestionar el flujo bidireccional de energía, permitiendo el consumo interno como la inyección de energía a la red. El sistema representado en la Figura 7 está compuesto por varios elementos que le permiten operar de manera autónoma.

En este caso, se utilizó una de las energías renovables más comunes, que es la fotovoltaica. La función del sistema es suministrar energía a las baterías según la demanda. Además, incluye un algoritmo MPPT que permite mantener una potencia estable, mientras que el convertidor DC-DC permite mantener un voltaje y corriente óptimos para el correcto funcionamiento. Dentro del sistema, el inversor actúa como el componente principal de control, operando de forma bidireccional para regular el intercambio de energía. Esto permite el suministro de energía desde la red hacia las baterías cuando sea necesario, así como el correcto funcionamiento de todas las funciones del sistema.

A continuación, se describe el proceso de diseño de cada una de las secciones del sistema, dividiéndose en etapas. Esta descripción aborda los componentes clave del sistema. Cada etapa del diseño será desglosada para ofrecer una visión completa de cómo se desarrolla e integra cada elemento.

3.2.1. Etapa de energía renovable

Panel solar fotovoltaico: Se utilizó un arreglo de paneles fotovoltaicos compuesto por módulos definidos en simulink, como se observa en la Figura 8, cada uno con una potencia máxima de 213.15 W. Los módulos presentan una tensión de circuito abierto de 36,3 V. Cada módulo cuenta con 60 celdas y fue caracterizado con condiciones estándar. La configuración del sistema consta de 9 módulos conectados en serie por rama, y 40 ramas conectadas en paralelo.

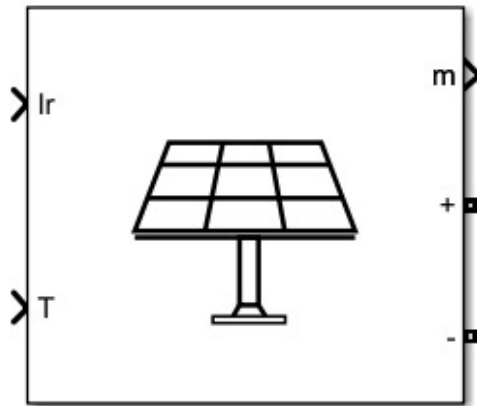


Figura 8. Panel solar fotovoltaico

Convertidor Boost: El convertidor tipo Bboost es un circuito elevador de tensión que utiliza un inductor y un capacitor para regular el flujo de energía. Su función principal es aumentar el voltaje de la fuente de alimentación mientras reduce la corriente de salida, manteniendo la potencia dentro de los límites del sistema. La topología de este convertidor se muestra en la Figura 9.

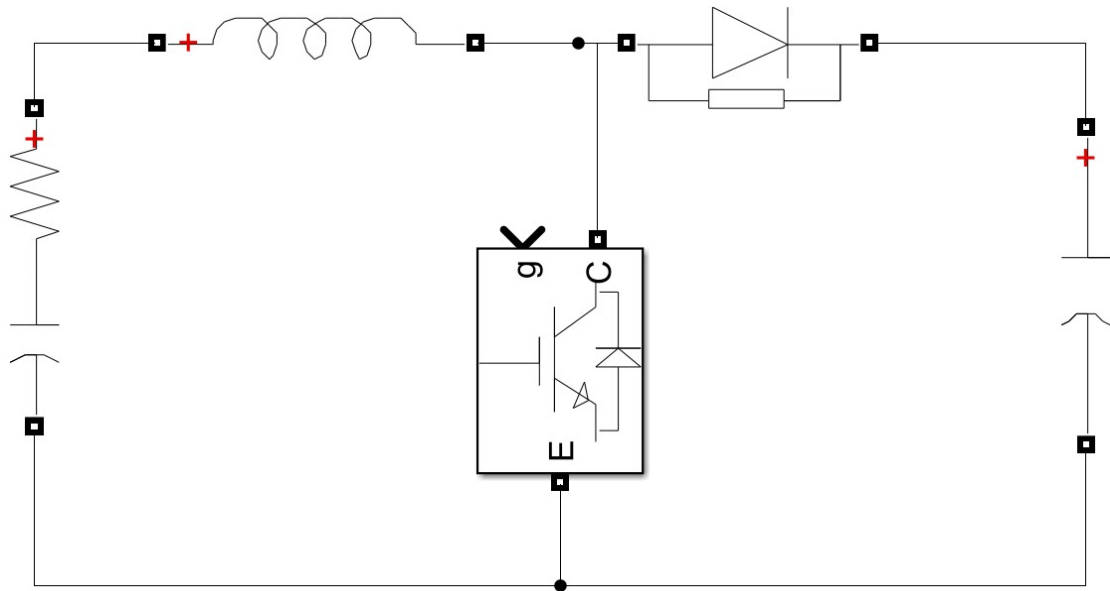


Figura 9. Convertidor boost

Para la implementación del convertidor boost es necesario que este se encuentre en lazo cerrado para ello se requiere conocer los voltajes máximo y mínimo del panel solar fotovoltaico. los cuales pueden variar con la irradiación solar. Con esta información, se ajusta el ciclo de trabajo del convertidor para optimizar la eficiencia y maximizar la potencia entregada al sistema. Además, dado que la salida del

convertidor se dirige hacia las baterías, es importante considerar la resistencia equivalente de carga.

Esta resistencia debe ser calculada teniendo en cuenta los valores máximo y mínimo del porcentaje de carga de la batería. Con estos valores, se espera obtener a la salida una tensión aproximada de 460 V. En la Tabla 1 se pueden observar los valores tomados para el desarrollo del convertidor.

Tabla 1 Parámetros de diseño.

Descripción	Valor
Voltaje máximo de entrada	320 V
Voltaje mínimo de entrada	210 V
Voltaje de salida	530 V
Frecuencia	20 kHz

En este caso se obtienen dos ciclos de trabajo en función del valor máximo y mínimo de entrada esto para obtener el rango deseado para ajustar el ciclo de trabajo en el sistema.

$$D_1 = 1 - \frac{V_{in_{max}}}{V_{out}}$$

$$D_2 = 1 - \frac{V_{in_{min}}}{V_{out}}$$

$$D_1 = 1 - \frac{320 V}{460 V}$$

$$D_2 = 1 - \frac{210 V}{460 V}$$

$$D_1 = 0,30$$

$$D_2 = 0,54$$

Para este convertidor se maneja una frecuencia de conmutación de 20 kHz por lo cual el periodo será:

$$T = \frac{1}{f}$$

$$T = \frac{1}{20 \text{ kHz}}$$

$$T = 50 \mu_s$$

Con estos datos se calcula el tiempo de encendido:

$$t_{on1} = D_1 * T$$

$$t_{on1} = (0,30)(50 \mu_s)$$

$$t_{on1} = 15 \mu_s$$

$$t_{on2} = D_2 * T$$

$$t_{on2} = (0,54)(50 \mu_s)$$

$$t_{on2} = 27 \mu_s$$

Con los datos anteriores, se calculan los valores de inductancia y capacitancia utilizando las ecuaciones (1) y (2), asumiendo un rizado de tensión en la salida de $\Delta V(\text{out}) = 1\%$. Además, se tienen en cuenta los valores máximos y mínimos de impedancia que se manejan en la batería. Para ello, se procedió a observar el comportamiento de la impedancia al cargar la batería desde un 0 % hasta un 99.5 %. En la Figura 10, se puede observar que, para la mínima impedancia, se tiene un valor de 3Ω y para la máxima impedancia escogida, se obtiene un valor de 101Ω . La potencia de salida del convertidor Boost depende de la resistencia equivalente de la batería.

- Batería descargada (alta demanda de corriente): $R = 3 \Omega$

$$P_{out} = \frac{530^2}{3} \approx 93,633 \text{ kW}$$

- Batería casi llena (baja demanda): $R = 101 \Omega$

$$P_{out} = \frac{530^2}{101} \approx 2,781 \text{ kW}$$

Considerando una tensión de salida constante de 530 V, la potencia varía entre aproximadamente 2.78 kW ($R = 101 \Omega$) y 93.6 kW ($R = 3 \Omega$), dependiendo del estado de carga de la batería.

La Figura 10 muestra la variación de la impedancia interna de una batería de ion de litio en función del porcentaje de carga (SoC). La batería utilizada en la simulación es de litio, con una capacidad de 20 Ah. Este bloque toma como referencia datos del fabricante, como el voltaje y la resistencia interna, en función del estado de carga.

La simulación permite observar cómo varía la impedancia interna a medida que la batería se carga o descarga, lo que me permitió visualizar con precisión la relación entre el nivel de carga y la impedancia.

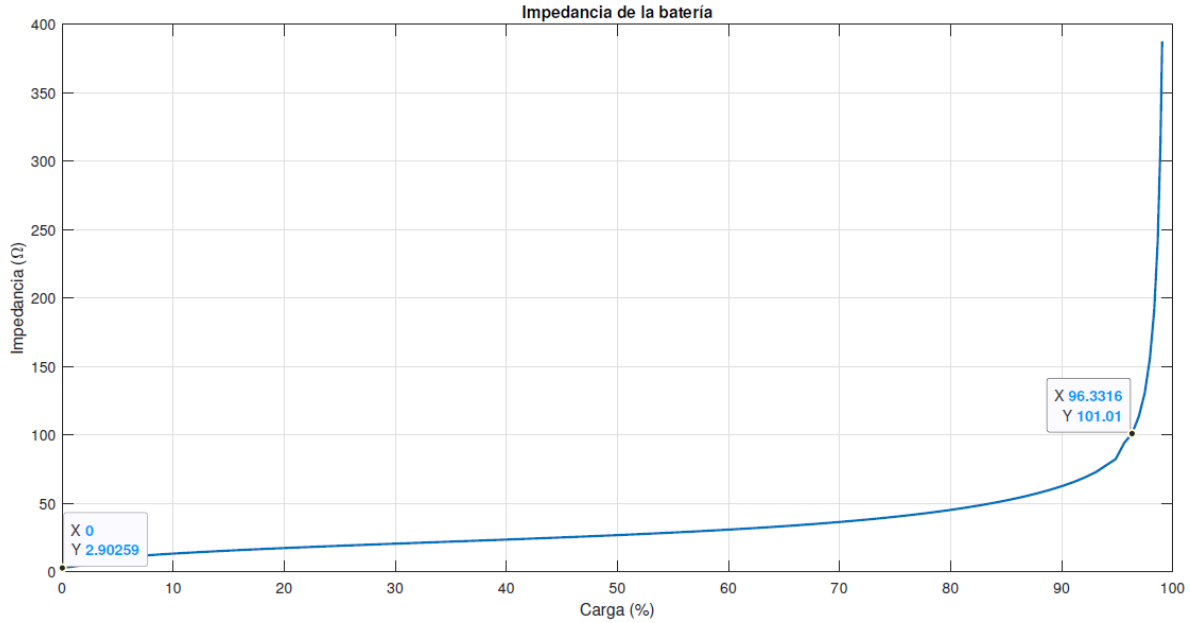


Figura 10. Impedancia de batería.

$$L \geq \frac{t_{on1}(1 - D_1)^2 R}{2} \quad (1)$$

$$C \geq \frac{V_{out} t_{on1}}{R \Delta V_{out}} \quad (2)$$

A continuación, se procede a calcular los valores adecuados de inductancia y capacitancia para garantizar el correcto funcionamiento del convertidor Boost.

Para trabajar en lazo cerrado se debe tener un ciclo de trabajo variable y mantener una potencia máxima para ello se usa el algoritmo MPPT (seguimiento del punto de máxima potencia) que es esencial en sistemas fotovoltaicos para incrementar la eficiencia energética. Al ajustar el ciclo de trabajo del convertidor DC-DC, el MPPT permite que los paneles solares operen en su punto óptimo de potencia, maximizando así la producción de energía. Existen varios tipos de algoritmos utilizados en el seguimiento del punto de máxima potencia, algunos de los más usados son el de Perturbación y Observación (P&O), Conductancia incremental, Control basado en la corriente máxima de potencia y métodos basados en inteligencia artificial [46]. En este caso, se utilizó el algoritmo **Perturbación y Observación (P&O)**, como se muestra en la Figura 11. Este algoritmo ajusta de forma incremental el punto de operación y analiza cómo varía la potencia de salida

del panel solar. Si la potencia aumenta, la perturbación continúa en la misma dirección; en caso contrario, se invierte. De esta manera, el sistema logra alcanzar y mantener el **punto de máxima potencia (MPP)**.

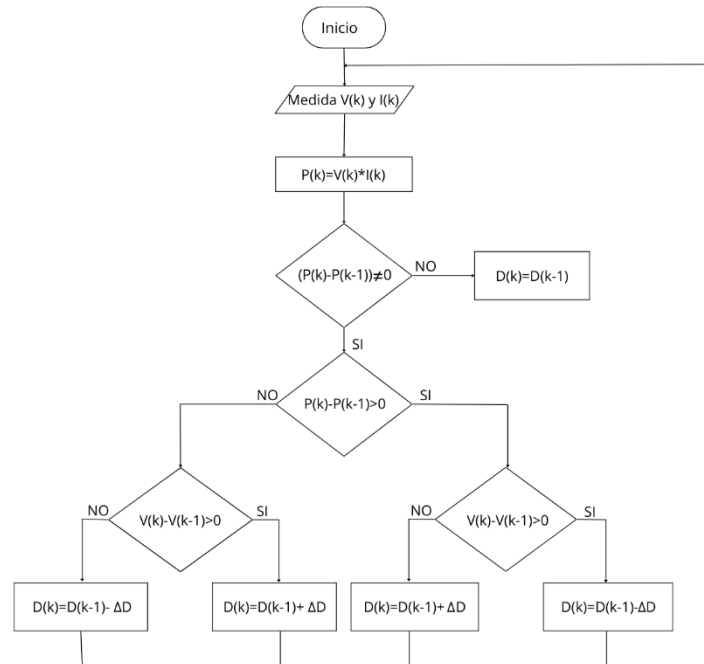


Figura 11. Algoritmo de perturbación y observación

3.2.2. Convertidor bidireccional

Para el sistema, fue necesario diseñar un convertidor bidireccional, el cual permite la transferencia de energía en ambas direcciones. Este tipo de convertidor puede convertir corriente continua en corriente alterna y viceversa, según los requerimientos del sistema. Se utiliza comúnmente en sistemas donde se requiere que la corriente fluya en ambas direcciones. El convertidor que se puede observar en la Figura 12 consta de 6 IGBT (Transistores Bipolares de Puerta Aislada), los cuales permiten la conmutación necesaria para la conversión bidireccional de energía eléctrica.

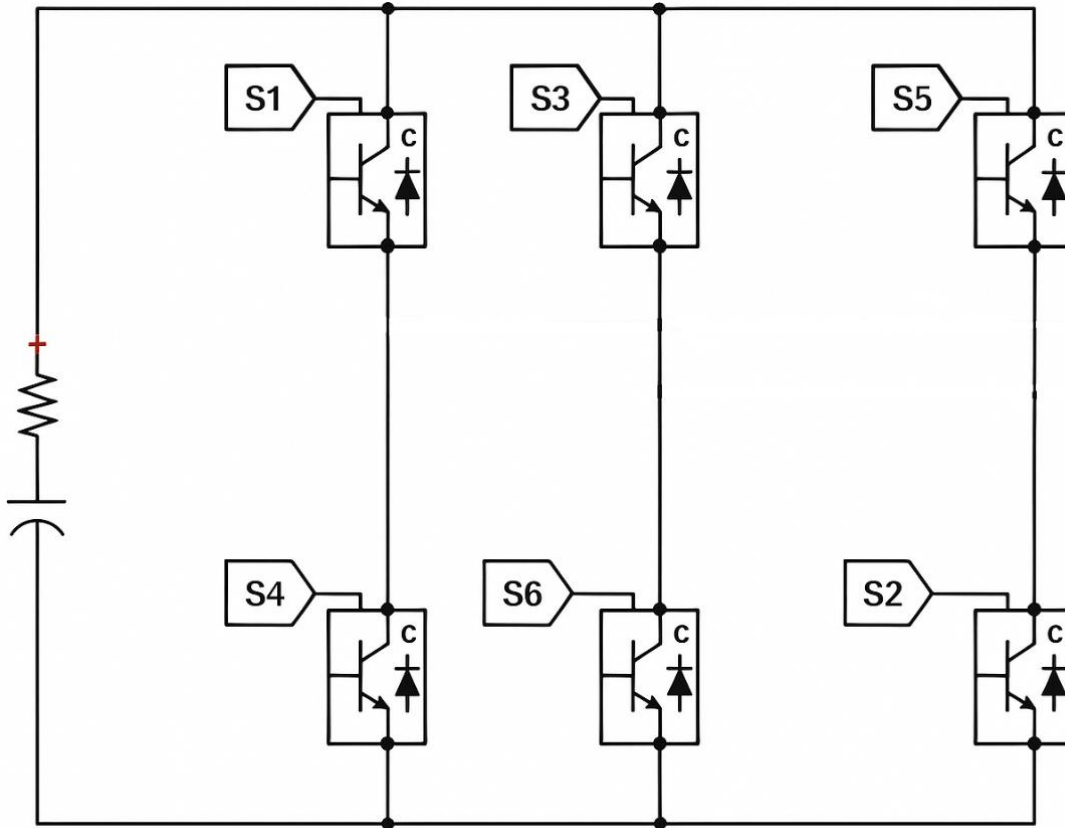


Figura 12. Convertidor bidireccional

Para que el convertidor pueda operar tanto como inversor como rectificador según sea necesario, es esencial desarrollar dos algoritmos de control distintos: uno para el modo inversor y otro para el modo rectificador. Estos algoritmos generan señales de activación de los transistores durante cada modo de conmutación, teniendo en cuenta el ángulo de disparo de los IGBT. Esto permite observar la secuencia de conmutación necesaria para el correcto funcionamiento del convertidor en modo inversor y rectificador. Esta secuencia permite el paso de corriente en fases específicas, encendiendo y apagando los IGBT. La Tabla 2 y Tabla 3 detallan la secuencia de conducción en ambos modos de operación. Cada tabla está dividida en intervalos de 60° eléctricos, cubriendo así un ciclo completo de 360° . En ellas, el valor "1" indica que el interruptor correspondiente (S1 a S6) está en conducción (encendido) durante ese intervalo, mientras que el valor "0" indica que el interruptor está apagado.

Tabla 2 Secuencia de conmutación del inversor

	0° - 60°	60° - 120°	120° - 180°	180° - 240°	240° - 300°	300° - 360°
S1	1	1	1	0	0	0
S2	0	1	1	1	0	0
S3	0	0	1	1	1	0
S4	0	0	0	1	1	1
S5	1	0	0	0	1	1
S6	1	1	0	0	0	1

Tabla 3 Secuencia de conmutación del rectificador

	0° - 60°	60° - 120°	120° - 180°	180° - 240°	240° - 300°	300° - 360°
S1	0	1	1	0	0	0
S2	0	0	1	1	0	0
S3	0	0	0	1	1	0
S4	0	0	0	0	1	1
S5	1	0	0	0	0	1
S6	1	1	0	0	0	0

3.3. IMPLEMENTACIÓN

En esta sección se describen las herramientas utilizadas para implementar el sistema, incluyendo las librerías y bloques utilizados en el entorno de simulación seleccionado.

3.3.1. Topología

Para la estructura del sistema de gestión de energía se utilizaron algunos bloques prediseñados que facilitaron el diseño. A continuación, se describe su funcionamiento en el entorno de simulación.

Generación de energía renovable: El panel solar proporcionado por la herramienta de simulación Simulink genera corriente continua, como debe hacerlo un panel fotovoltaico. Para mejorar el rendimiento del sistema y adaptarlo al convertidor Boost, en este caso, se conectan varios paneles en serie. Es importante determinar cuántos paneles deben ir en serie y cuántos en paralelo. Esta disposición permite optimizar el flujo de energía hacia el convertidor, manteniendo una corriente continua estable y adecuada para su funcionamiento. Este conjunto de paneles

fotovoltaicos se conecta en serie al convertidor Boost, como se observa en la Figura 7.

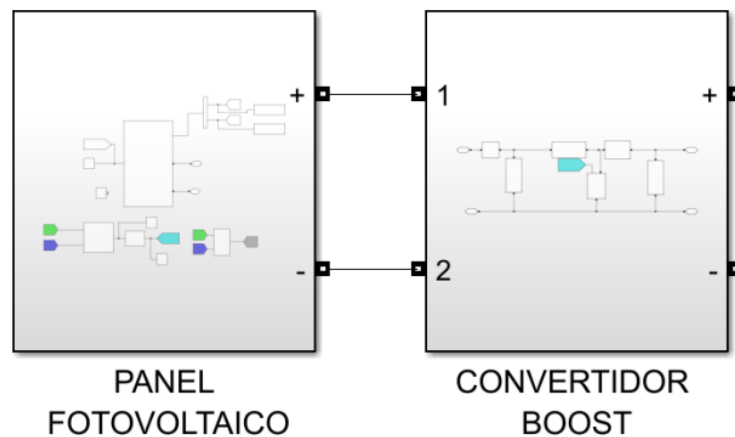


Figura 13. Generación de energía renovable

Lo que permite que los paneles generen un voltaje más alto, adecuado tanto para la carga como para el almacenamiento, según sea necesario. Esta topología permite aprovechar el mayor voltaje generado por la conexión en serie de los paneles.

Almacenamiento y conversión de energía: En la F Se visualiza la conexión del sistema de almacenamiento, inversor batería y filtro LCL.

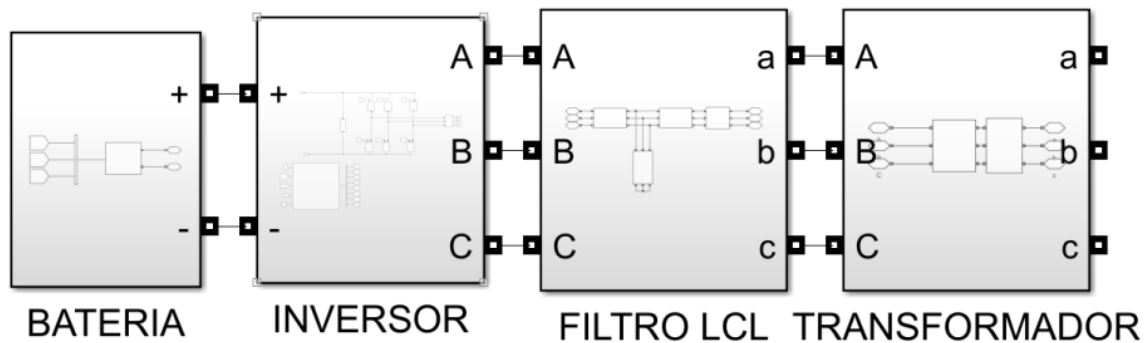


Figura 14. Almacenamiento y conversión de energía

El sistema se basa en la conexión en paralelo del inversor con la batería, que convierte la energía en corriente continua (DC) o corriente alterna (AC) según corresponda, Para controlar el funcionamiento del inversor, se realizaron dos algoritmos de control que permiten controlar en qué momento en el tiempo debe de funcionar como inversor o rectificador, se han desarrollado utilizando un código de programación en Matlab y se aplican como un bloque de función "fcn" en Simulink. Esto permite observar la secuencia de conmutación necesaria para el correcto funcionamiento del convertidor en modo inversor y rectificador. Esta secuencia

permite el paso de corriente en fases específicas, encendiendo y apagando los IGBT.

Para el bloque de control del sistema mostrado en la Figura 9, se diseñó un código que utiliza la estructura switch, el cual se basa en la franja horaria. Este bloque contiene el algoritmo principal que permite al inversor operar en dos modos de funcionamiento. El código implementado se encarga de gestionar el cambio de modo del inversor de forma automática, según lo requiera.

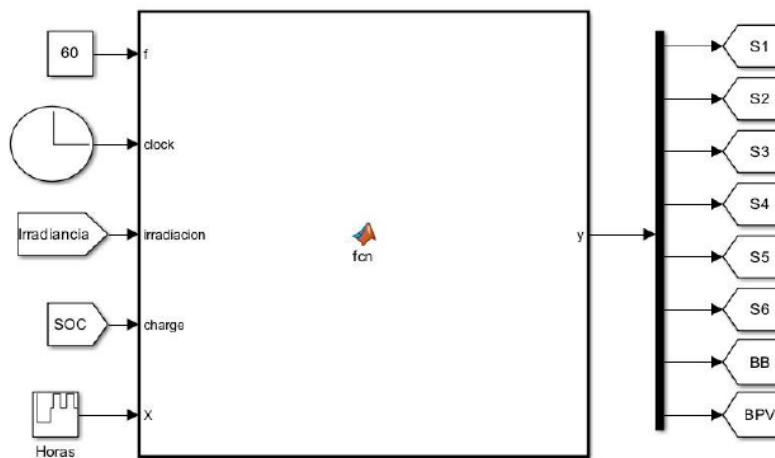


Figura 15. Bloque de función que contiene el algoritmo de control

La lógica de funcionamiento de este bloque consiste en recibir múltiples señales de entrada, procesarlas mediante un script personalizado escrito en MATLAB y generar varias salidas agrupadas en un bus.

En el lado izquierdo del bloque se encuentran las entradas, que incluyen:

- La frecuencia del sistema.
- Una señal de reloj para el control del tiempo.
- Entrada de valores de irradiancia de la zona de estudio
- El estado de carga (SOC) de la batería.
- La hora actual, que se utiliza para determinar la tarifa horaria.

En el lado derecho se ubican las salidas, que corresponden principalmente a:

- Señales de disparo para los IGBT que controlan el inversor.
- El estado de la batería.
- El estado de funcionamiento del panel solar.

Internamente, el bloque utiliza un código que implementa la estructura switch, con la cual activa o desactiva distintas salidas, como el panel solar (BPV), la batería (BB) o los IGBT.

Las decisiones de conmutación se basan en la hora del día, obtenida mediante el bloque Clock de Simulink. Gracias a esto, el bloque puede integrarse con el sistema para determinar:

- Qué fuente debe alimentar la carga.
- Si se debe cargar o descargar la batería.
- Cuándo debe priorizarse el uso de la red eléctrica, según la franja horaria

En la Figura 16 se puede evidenciar la estructura del código por medio de un diagrama de flujo. Dicho código consta de 3 casos:

Caso 1: En esta situación, se gestiona la franja horaria conocida como “hora punta”, caracterizada por un aumento significativo en el consumo energético. Esto ocurre en las horas de la noche como en las de la mañana, cuando la demanda energética alcanza su punto máximo. Para ello se crearon unas condiciones, para tener el menor coste posible en la factura de energía eléctrica.

Caso 2: En este caso, se gestionó la franja horaria conocida como “hora llana”. Esta se caracteriza por tener un costo energético mediano, ya que abarca las horas en las cuales hay poco consumo. Igualmente, para este caso se crearon unas condiciones en las cuales el sistema decide en qué momento debe funcionar el convertidor.

Caso 3: En este período del día, conocido como “hora valle”, la demanda energética disminuye teniendo un costo significativamente bajo debido a la menor actividad industrial y comercial, así como al menor uso de electrodomésticos en los hogares.

Con los casos anteriores, el código diseñado con la función “switch” permite controlar en qué momento el convertidor bidireccional debe operar como inversor o rectificador, esto lo hace teniendo en cuenta la irradiancia generada y el estado de carga de la batería, adaptándose así a las diferentes franjas horarias.

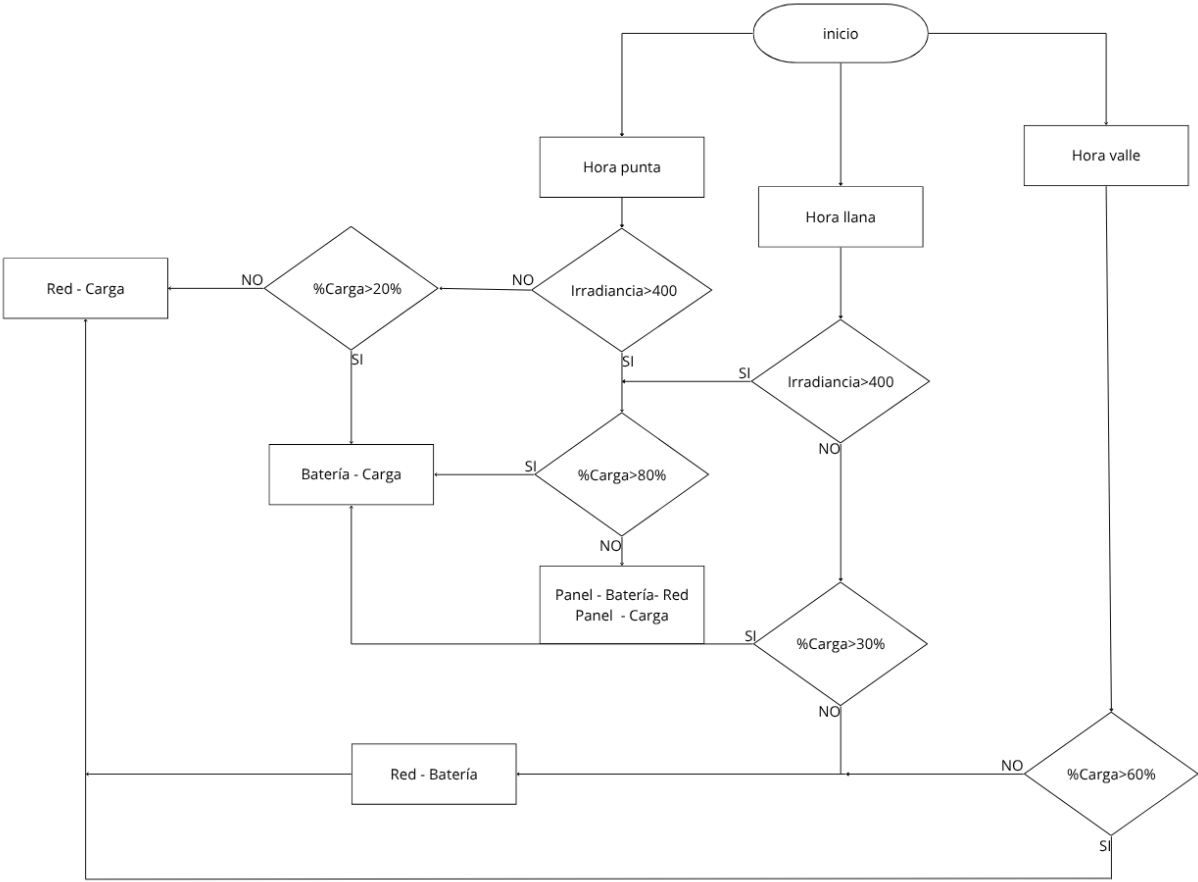


Figura 16. Sistema de control con base en las franjas horarias

Además, en el bloque de funciones que contiene el algoritmo de control se puede evidenciar el rango horario manejado; este rango funciona de acuerdo con las 3 franjas horarias mencionadas anteriormente. En la Figura 17 se pueden evidenciar las horas tenidas en cuenta para el funcionamiento del sistema.

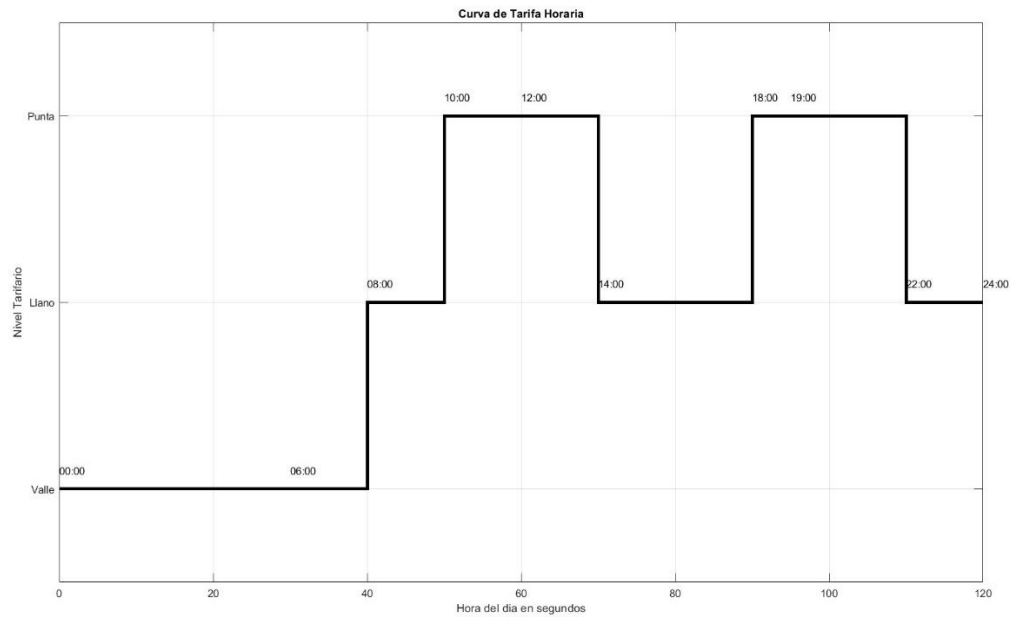


Figura 17. Franja horaria

La batería de Simulink incluye parámetros que permiten definir características específicas, como su capacidad nominal, voltaje nominal y estado de carga (SoC), entre otros. A través del SoC, se puede observar el comportamiento de carga y descarga de la batería, lo que facilita una representación precisa del comportamiento del sistema. Además, a la salida se conecta un filtro LCL que suaviza la señal, reducir armónicos y mejorar la calidad de la energía suministrada tanto a la carga como a la red. La razón más importante para seleccionar este filtro es que se puede utilizar a bajas frecuencias de conmutación, funciona combinando inductancias y capacitancias para proporcionar una impedancia selectiva a diferentes frecuencias. En la Figura 18 se muestra el filtro LCL.

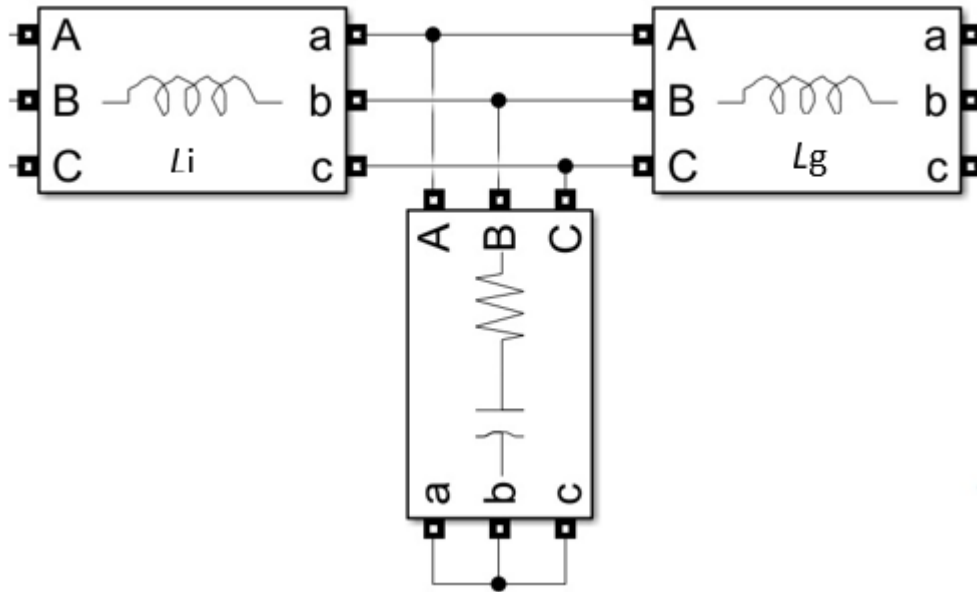


Figura 18. Filtro LCL

Para seleccionar los valores adecuados de inductancia y capacitancia se debe tener en cuenta los parámetros de entrada del sistema que se encuentran en la Tabla 4

Tabla 4 Parámetros de diseño del filtro

Parámetros	Valor
Tensión de red	230 V
Tensión nominal de batería	400 V
Frecuencia de red	60 Hz
Frecuencia de conmutación	10 kHz
Potencia de salida del inversor	1 kW

El primer paso en el diseño es calcular la inductancia L_i , que es la que se encuentra del lado del inversor. Funciona para limitar la ondulación de la corriente de salida a un máximo del 10% de la amplitud nominal, dicha inductancia se calcula con la ecuación 3.

$$L_i = \frac{V_{DC}}{f_s * \Delta I_{L_{MAX}}} \quad (3)$$

Donde $\Delta I_{L_{max}}$ es la fluctuación de corriente que se encuentra limitada al 10 %.

$$\Delta I_{Max} = 0,001 \frac{P_{out} * \sqrt{2}}{V_{red}} \quad (4)$$

Dado que la red eléctrica acepta una variación máxima del factor de potencia de un 5 %. se diseña el capacitor con base en este criterio.

$$C_f = \frac{0,05 * P_{out}}{(V_{red})^2 * w_{red}} \quad (5)$$

La inductancia del lado de la red L_g se calcula de la siguiente manera.

$$L_g = r * L_i \quad (6)$$

Finalmente, se calcula el valor de la resistencia de amortiguación esta se conecta en serie al capacitor para reducir las oscilaciones y los estados inestables del filtro:

$$R_d = \frac{1}{3w_{red} * C_f} \quad (7)$$

Por último, la configuración del transformador adapta la tensión mediante la relación de devanados. El devanado primario está conectado a la salida del filtro LCL que recibe la señal de corriente alterna trifásica filtrada, mientras que el secundario está conectado a la red eléctrica.

Punto de Conexión Común (PCC): Es el nodo del sistema donde convergen la red eléctrica, las cargas y los sistemas de almacenamiento y conversión de energía. En La Figura 19 muestra cómo se establece la conexión.

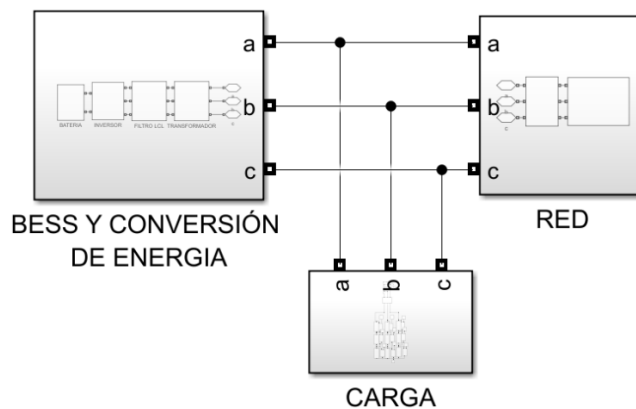


Figura 19. Punto de conexión común

En esta conexión se encuentra el bloque correspondiente a la red eléctrica. Para ello, se utilizó el bloque "**Three-Phase Source**" de Simulink, el cual representa una fuente de voltaje sinusoidal equilibrada de tres fases, común en los sistemas eléctricos de potencia. Su función principal es generar señales de voltaje trifásicas simétricas para la simulación de sistemas eléctricos en Simulink.

Dentro del bloque se pueden especificar parámetros clave como la magnitud del voltaje y la frecuencia. Esta fuente está conectada en paralelo con el sistema de almacenamiento (BESS), permitiendo el flujo de energía hacia la carga, ya sea desde la red eléctrica o desde el sistema de baterías.

Vista general del sistema de gestión de energía

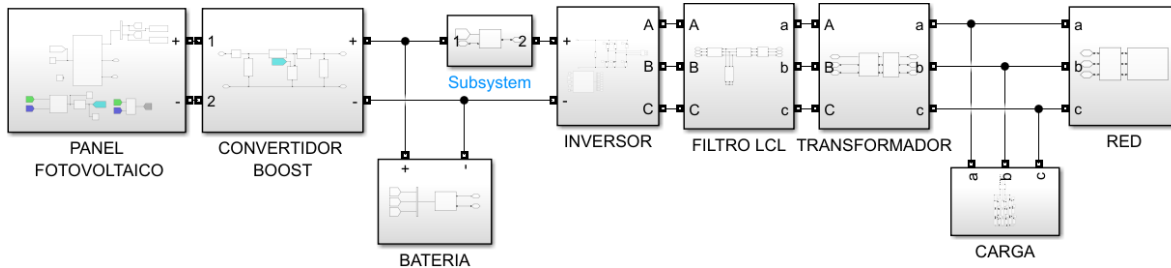


Figura 20. Sistema de gestión de energía

La **Figura 20** presenta la estructura general del sistema de gestión de energía desarrollado. Este sistema está conformado por un panel fotovoltaico conectado a un convertidor Boost, una batería con su respectivo convertidor bidireccional, un filtro LCL, un transformador y la carga, todos integrados a un nodo común donde también se conecta la red eléctrica. El control del sistema regula el flujo de energía entre las fuentes disponibles según la franja horaria.

3.4. PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO Y/O DESEMPEÑO

En esta sección se presentan las pruebas de rendimiento del sistema, considerando 2 escenarios de prueba distintos que tienen en cuenta la irradiancia solar y el estado de carga de la batería. Estas pruebas permiten evaluar el comportamiento del sistema según la franja horaria indicada en la Figura 11, lo que facilita comprender cómo responde ante variaciones en la disponibilidad de energía solar y en el nivel de carga de la batería a lo largo del día.

En los escenarios definidos, se ha establecido un rango horario que abarca las 24 horas del día. En esta simulación, cada hora del día está representada directamente por un intervalo de **5 segundos**, lo que permite reducir el tiempo total de simulación a **2 minutos**. Este ajuste se realiza porque el simulador no permite ejecutar una simulación completa de 24 horas de forma práctica.

Así, se logran resultados significativos y representativos dentro de un tiempo de simulación razonable.

El valor de la hora se introduce como una entrada al bloque de control, tal como se muestra en la Figura 15, donde se identifica con el nombre hora.

Para el presente estudio, se trabajó con una carga constante, asumiendo que en los escenarios analizados la demanda energética del sistema es la misma. Específicamente, se utilizó una carga tipo PQ, con un consumo fijo de 1 kW de potencia activa y 200 VAR de potencia reactiva, representando una carga RL convencional.

Este tipo de carga mantiene su consumo constante a lo largo del tiempo, independientemente de las condiciones del sistema o de la fuente de alimentación, lo que permite evaluar el comportamiento del sistema bajo una demanda estable y controlada. En el modelo de simulación, esta carga se implementa idealmente como un bloque de potencia constante, por lo que su consumo no varía ante fluctuaciones de voltaje, a diferencia de una carga RL física real, cuyo consumo dependería directamente del voltaje aplicado.

Primer escenario: Se realiza una evaluación del comportamiento del sistema bajo un escenario hipotético que experimenta un día parcialmente nublado. Con base en esta suposición, se definió un perfil de irradiancia representado en la Figura 21, en el cual se observa el comportamiento de la irradiancia en función del tiempo, asemejando un día parcialmente nublado.

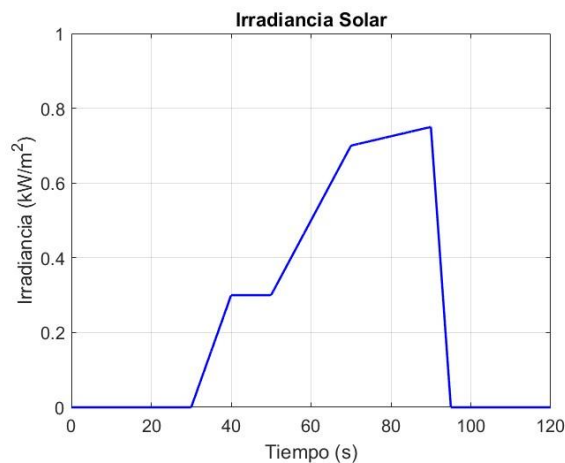


Figura 21. Comportamiento de irradiancia escenario 1

En la Tabla 5 se puede ver el comportamiento de la irradiancia inicia en 0 W/m² durante la noche. Comienza a aumentar en t=30 s, con un ascenso relativamente rápido. Alcanza su máximo a las t=90 s con 750 W/m². Cae bruscamente a 0 justo después (entre 90 s y 95 s), asemejando el anochecer en los 2 escenarios se realizó una simulación de irradiancia similar, Este enfoque permite evaluar el desempeño del sistema bajo condiciones climáticas variables.

Tabla 5 Irradiancia en función del tiempo escenario 1

Tiempo (s)	Hora (aprox)	Irradiancia (W/m ²)
0	00:00	0
30	06:00	0
40	08:00	300
50	10:00	300
60	12:00	500
70	14:00	700
90	18:00	750
95	19:00	0
120	24:00	0

Se realizó una comparación de los resultados obtenidos mediante gráficos que ilustran el comportamiento del sistema a lo largo del día. En la Figura 22 se muestran la irradiancia solar, el estado de carga (SoC) de la batería, la corriente de carga/descarga y la curva de tarifa horaria.

Esta representación conjunta permite analizar la influencia de la irradiancia y las variaciones tarifarias sobre el proceso de carga y descarga de la batería.

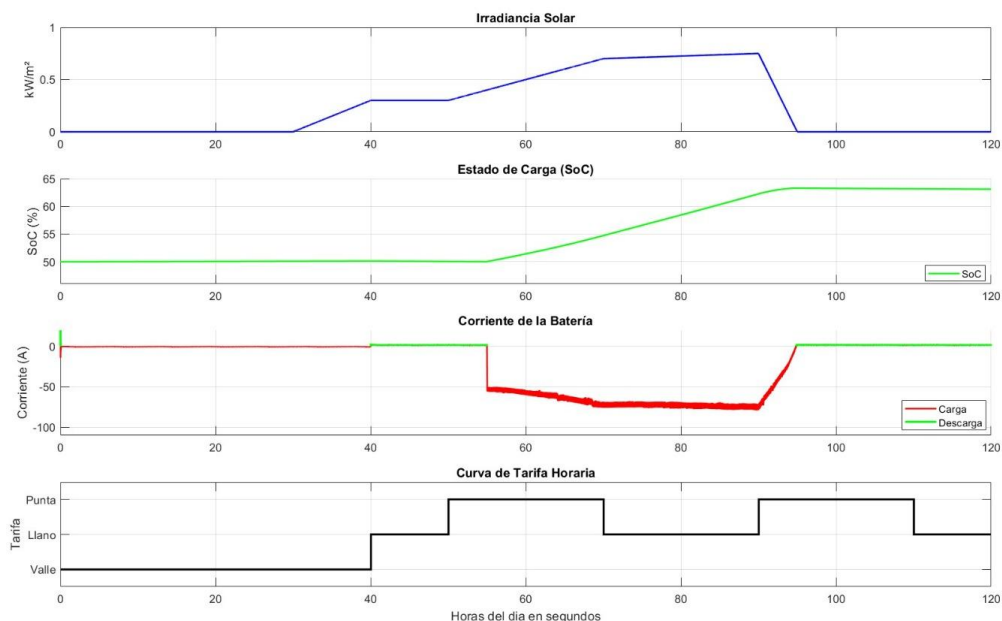


Figura 22. Resultados del Desempeño del Sistema, primer escenario

El sistema responde de manera adecuada según la curva de tarifa horaria, en función del esquema de control representado en la Figura 16. Durante el periodo de tarifa valle, si el estado de carga de la batería es inferior al 60%, la red eléctrica debe encargarse de cargarla. Esto se observa en los resultados, donde la simulación inicia con una batería al 50% de carga. Este comportamiento ocurre entre $t = 0$ s y $t = 40$ s, lo que también se refleja en la gráfica de corriente, donde se presenta un valor negativo, indicando que la batería está en proceso de carga.

Posteriormente, durante el periodo tarifa llana, el sistema permite que, si la irradiancia supera los 400 W/m^2 , la batería suministre energía a la carga. En la tarifa punta, si la irradiancia es mayor a 400 W/m^2 , los paneles solares alimentan tanto a la batería como a la carga, optimizando el uso de la energía solar disponible.

Finalmente, al llegar la noche y desaparecer la irradiancia, se observa cómo el sistema deja de recibir energía solar, y la batería comienza a descargarse para suministrar energía a la carga. Esto se refleja en la corriente positiva hacia el final de la gr, confirmando el proceso de descarga.

Segundo escenario: Se utiliza una irradiancia que simula un día con condiciones mayormente despejadas. Se observa un incremento gradual desde las primeras horas del día (alrededor de las 8:00 a.m.), alcanzando un máximo de 1200 W/m^2 hacia el mediodía. Posteriormente, la irradiancia disminuye progresivamente hasta llegar nuevamente a cero, cerca del anochecer.

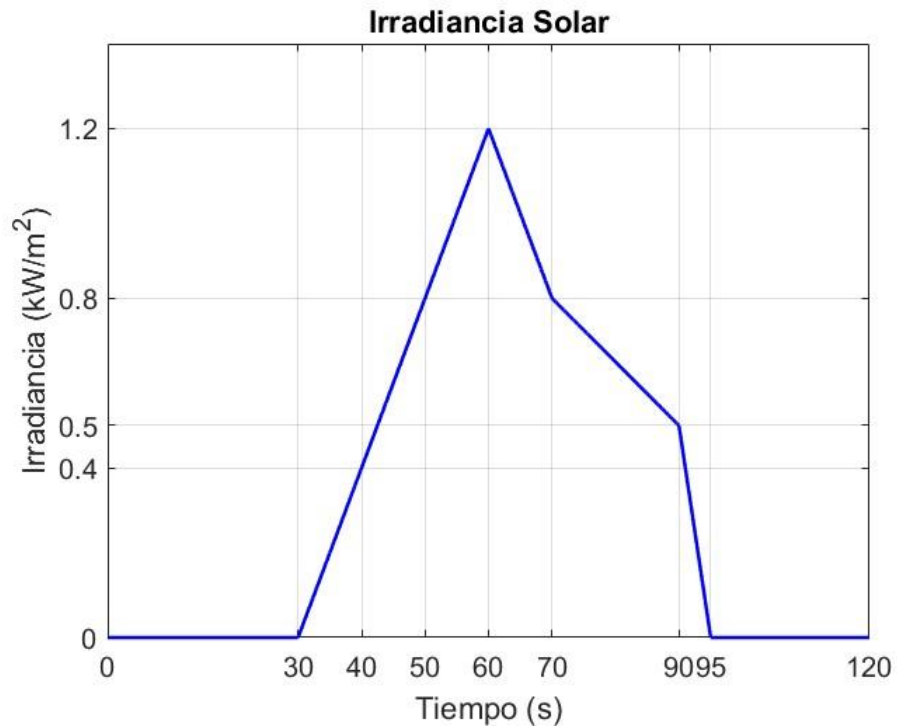


Figura 23. Comportamiento de irradiancia escenario 2

En la Tabla 6 se puede observar la irradiancia en función del tiempo. En este enfoque, cada hora del día está reducida en solo 5 segundos de simulación donde se observa un aumento progresivo de la irradiancia en el transcurso del día.

Tabla 6 Irradiancia en función del tiempo escenario 2

Tiempo (s)	Hora (aprox)	Irradiancia (W/m²)
0	00:00	0
30	06:00	0
40	08:00	400
50	10:00	800
60	12:00	1200
70	14:00	800
90	18:00	500
95	19:00	0

120	24:00	0
-----	-------	---

Para este escenario también se realizó una comparación de los resultados obtenidos mediante gráficas, con el objetivo de analizar el comportamiento del sistema. Estas gráficas muestran la evolución de la irradiancia solar, el estado de carga (SoC) de la batería, la corriente de carga/descarga y la curva de tarifa horaria.

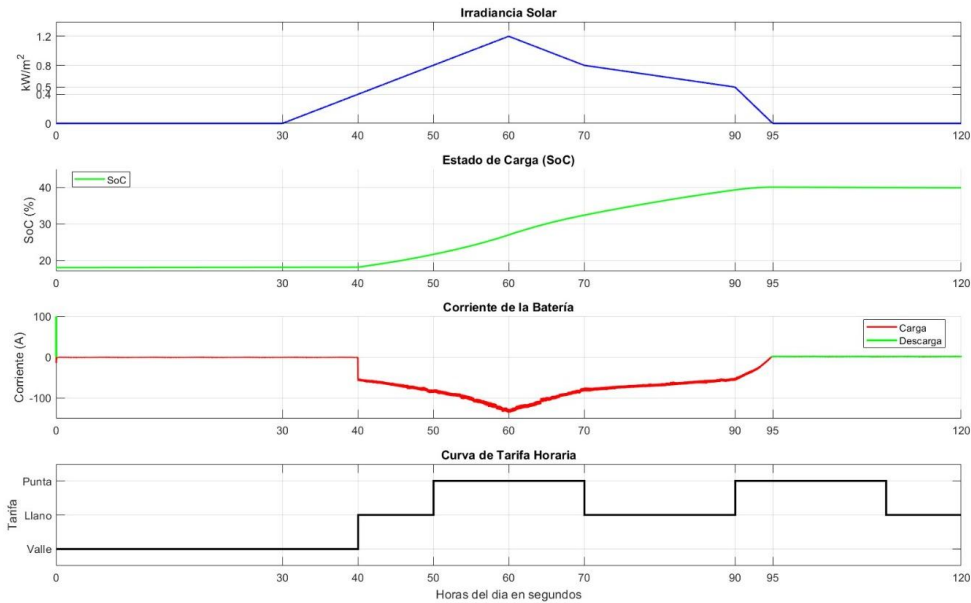


Figura 24. Resultados del desempeño del sistema, escenario 2.

Se planteó un estado de carga inicial inferior al 20% con el objetivo de analizar la respuesta del sistema ante una condición crítica de batería. De acuerdo con la lógica del sistema de control, durante el periodo comprendido entre la medianoche y las 8:00 a.m. correspondiente a la hora valle, si la carga de la batería se encuentra por debajo de un porcentaje, la batería debe cargarse a través de la red. Esto se evidencia en la gráfica del SoC, donde se observa un incremento progresivo del estado de carga. Dicho comportamiento también se refleja en la gráfica de la corriente de la batería, la cual muestra valores negativos indicativos del proceso de carga.

Posteriormente, durante los periodos correspondientes a la hora llana y punta, se observa que la batería continúa su proceso de carga, esta vez con el apoyo de la energía generada por los paneles solares, gracias al aumento de la irradiancia. Hacia el final del día, cuando la irradiancia cae, el sistema comienza a utilizar la energía almacenada en la batería para suministrar energía a la carga, lo cual se refleja en el cambio de la corriente hacia valores positivos.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y DISCUSIÓN

El sistema de gestión energía propuesto fue evaluado mediante una simulación en la cual se evaluaron dos escenarios con una irradiancia y un estado de carga inicial diferente. Un día parcialmente nublado (Escenario 1) y un día mayormente despejado (Escenario 2).

Por limitaciones del simulador, se abarcó el tiempo correspondiente a un día completo (24 horas) en un intervalo de 120 segundos, asignando 5 segundos por cada hora. Esta configuración permitió observar el comportamiento dinámico del sistema frente a las variaciones horarias de irradiancia y las condiciones de tarifa eléctrica. Para este análisis, se consideró la curva de tarifa horaria seleccionada, la cual fue implementada en el sistema de control encargado de gestionar el funcionamiento del convertidor bidireccional. Este opera de forma adecuada según las condiciones del sistema, tal como se muestra en la Figura 16, donde se define claramente la lógica de operación del sistema de gestión energética, considerando la franja horaria (punta, llana y valle), la irradiancia solar y el estado de carga (SoC) de la batería.

4.1. Escenario 1 día parcialmente nublado

En este escenario se observó un comportamiento esperado del sistema, donde la carga de la batería se ve directamente influenciada por los cambios en la irradiancia y el estado inicial de carga. Diseñado para evaluar el comportamiento del sistema tanto en modo rectificador como en modo inversor. Al analizar la gráfica correspondiente y considerando la lógica de control implementada (Figura 16), se puede apreciar que el comportamiento de carga y descarga de la batería se ajusta al rango horario definido.

Inicialmente, la batería comienza a cargarse de forma progresiva, Como se observa en la Figura 25, luego presenta una leve disminución, y posteriormente retoma el proceso de carga, lo cual concuerda con lo planteado en el algoritmo del sistema.

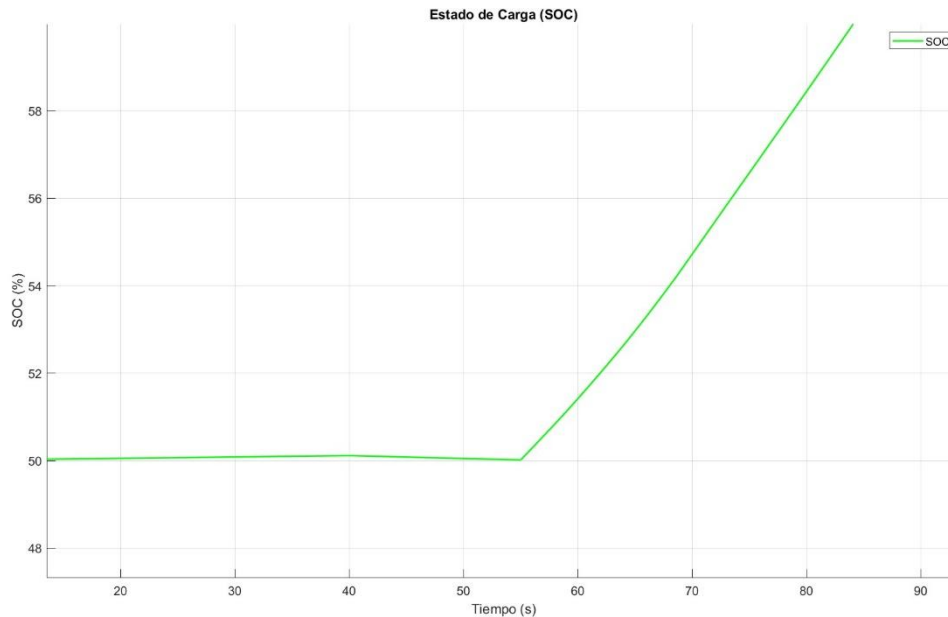


Figura 25. Estado de carga de la batería escenario 1, zoom.

En cuanto a la corriente, esta presenta un comportamiento consistente con el modo de operación del inversor, variando según si se encuentra funcionando como rectificador (durante la carga de la batería) o como inversor (durante la descarga). Los cambios de polaridad en la corriente reflejan las transiciones entre estos modos, lo cual es coherente con la lógica de control establecida en el sistema.

4.2. Escenario 2 día mayormente despejado:

Al analizar los resultados obtenidos en el escenario 2, se evidencia un comportamiento más estable y progresivo en la carga de la batería. A lo largo de la simulación, la batería incrementa su estado de carga de manera continua, reflejando condiciones más favorables.

En los primeros segundos de la simulación, el aumento de carga es poco perceptible debido a los tiempos manejados de 2 minutos para la simulación del sistema; sin embargo, al observar la Figura 26, se puede notar una ligera elevación inicial en el nivel de carga.

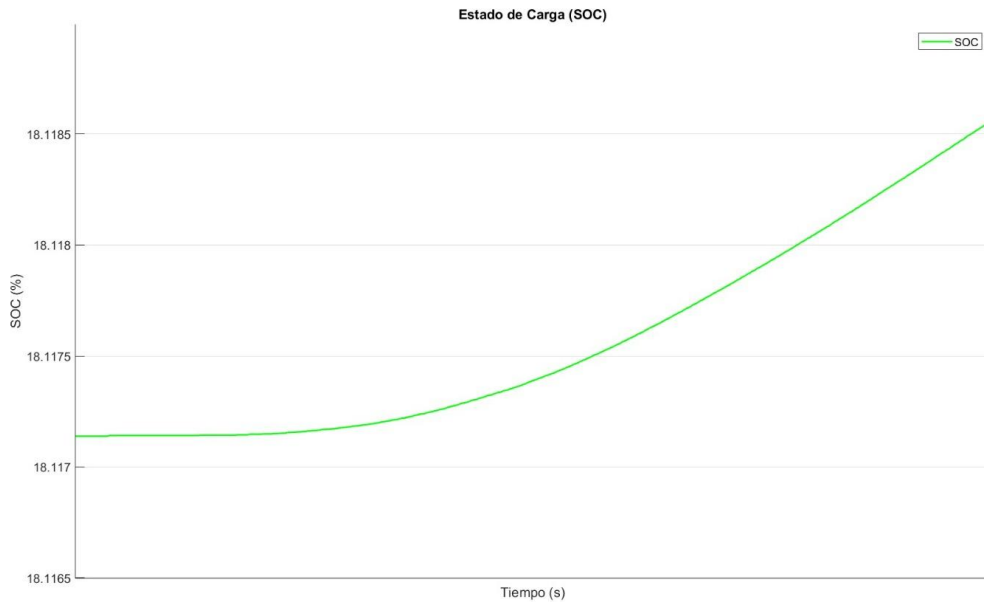


Figura 26. Estado de carga de batería escenario 2, zoom

Conforme avanza el tiempo, se observa una mayor pendiente en la curva de carga de la batería, lo que indica una mayor entrada de energía proveniente del sistema. Este comportamiento es coherente con el sistema de control implementado, el cual opera en función de la tarifa horaria. Durante las horas de baja tarifa (horas valle), el sistema prioriza la carga de la batería con la red, mientras que durante las horas de alta demanda (horas punta) gestiona el uso de la carga de la batería, evitando el consumo directo de la red.

En cuanto al comportamiento de la corriente de la batería, este se mantiene dentro de lo esperado, siguiendo una dinámica similar a la observada en el escenario 1. En la Figura 24 se puede apreciar que, inicialmente, la corriente tiene valores negativos, lo que indica que la batería se encuentra en proceso de carga. Posteriormente, a medida que avanza la simulación y la irradiancia disminuye hacia el anochecer, la corriente comienza a tornarse positiva, lo cual refleja el inicio del proceso de descarga de la batería para abastecer la carga del sistema.

Ambos escenarios permiten validar el correcto funcionamiento del sistema bajo diferentes condiciones de irradiancia. Los resultados confirman que el sistema de gestión energía responde adecuadamente a las condiciones del entorno.

Los resultados obtenidos demuestran claramente la importancia de la disponibilidad de energía solar y su integración con un sistema de gestión basado en tarifas horarias. En el Escenario 1, la variabilidad de la irradiancia condujo a una gestión menos eficiente, con transiciones frecuentes entre carga y descarga de la batería

Por el contrario, el Escenario 2 permitió un mayor aprovechamiento energético de la fuente solar. La batería se cargó durante las horas de mayor irradiancia (cuando la energía solar es abundante y la tarifa es baja).

Esto valida que un sistema de gestión de energía, que toma en cuenta tanto la tarifa horaria como las condiciones solares, puede optimizar el uso de energía renovable y minimizar la dependencia de la red, especialmente si se combina con almacenamiento energético (batería). Además, la estabilidad del recurso solar tiene un impacto directo sobre la eficiencia del sistema y su capacidad para operar en modo autónomo durante períodos prolongados.

En los dos escenarios simulados, la irradiancia solar estuvo entre 0,3 y 1,2 kW/m², lo que permitió cargar las baterías desde un SoC inicial de 20 % a 50 %, con corrientes de carga de hasta -100 A. En horas punta, principalmente de 11:00 a 14:00 y de 18:00 a 21:00, la batería se descarga para suministrar energía a la carga y, además, inyectar energía a la red como parte de la estrategia para optimizar el ahorro y aprovechar la diferencia de tarifas.

El costo de la energía comprada al operador está entre 621 y 641 COP/kWh, mientras que la venta a la red se paga a un precio de bolsa promedio de 236 COP/kWh, es decir, solo un 37 % de lo que cuesta comprarla. Por eso, el beneficio principal es reducir el consumo de la red y complementar con la venta programada de energía.

Por ejemplo, en una hora punta se pueden dejar de comprar unos 12 kWh (ahorro de ~7.600 COP) y vender 5 kWh a la red (~1.100 COP adicionales), logrando un beneficio estimado de unos 8.800 COP por hora.

Finalmente, se destaca que, se modeló el sistema de 24 horas en tan solo 120 segundos, el sistema mostró un comportamiento coherente y representativo. No obstante, se sugiere realizar pruebas con simulaciones más prolongadas para observar con mayor detalle los ciclos completos de carga y descarga, especialmente en condiciones intermedias. En este caso no se pudo realizar debido al equipo utilizado que no permite simular más tiempo.

5. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

En esta sección se presentan las conclusiones del trabajo. Se describen los resultados obtenidos y se destacan los aspectos más relevantes en el desarrollo del sistema de gestión de energía. Por último, se realiza un análisis de posibles trabajos futuros que se podrían realizar a partir de los datos surgidos de este proyecto.

5.1. CONCLUSIONES

En el presente documento se abordó la propuesta de un sistema de gestión energía, en el cual se analizaron factores clave, principalmente relacionados con el almacenamiento y la carga de la batería. Esto fue posible gracias al algoritmo de control del sistema, implementado en una simulación que incluyó un inversor bidireccional controlado mediante la función FCN de Simulink en MATLAB.

En esta función se configuraron varios parámetros vinculados a las tarifas horarias de venta de energía por parte de la compañía prestadora del servicio. Se analizaron dos casos de irradiancia solar, simulando un día completo en un periodo de 2 minutos. En el primer caso se consideró un día parcialmente nublado, y en el segundo, un día completamente despejado.

Estos escenarios permitieron poner a prueba el algoritmo de control previamente descrito. A partir del análisis realizado, se pueden destacar las siguientes conclusiones:

A partir del estudio de la tarifa horaria se determinó que principalmente existen 3 franjas horarias que se denominan hora valle, hora llana y hora punta, en donde cada una de ellas corresponde a un consumo energético dentro de determinado periodo de tiempo, asimismo, con un precio asignado, para la hora valle comprende desde las 00:00 a 8:00 y tiene un precio por kW/h de 621 COP. La hora llana comprendida desde 8:00 a 10:00, de 14:00 a 18:00 y de 22:00 a 00:00, en donde el precio kW/h esta por el orden de 624 COP. Y por último la hora punta comprendida de 10:00 a 14:00 y de 18:00 a 22:00 con un precio promedio de 641 COP. Estas varían para usuarios regulados y no regulados a nivel nacional.

Se puede cuantificar las horas de consumo y así mismo proyectar la necesidad energética de un país, departamento, ciudad o municipio, con lo cual se pueden aplicar tecnologías de energía renovable en conjunto con tecnologías de eficiencia energética cumpliendo así con la demanda y necesidades de una población.

Para lograr una interacción entre los elementos necesarios de una red fotovoltaica y la red comercial, se necesita principalmente un inversor bidireccional, el cual

realiza un paso a paso para conectarse a la red eléctrica, como por ejemplo la sincronización de la señal generada con la de la tensión eléctrica comercial, aparte permite la rectificación de la misma para poder alimentar la batería, sin contar con el controlador de carga que tiene integrado, lo que lo convierte en un elemento principales en el proyecto.

Para el proyecto, se implementó un bloque de funciones en simulink MATLAB, gracias al cual podemos modelar una serie de condicionales establecidos en el diagrama de flujo del algoritmo y comunicarnos “directamente” al inversor, este bloque se puede trasladar a un ejemplo real por medio de un microcontrolador, PLC o un computador, y se podría comunicar al inversor bidireccional por medio de algún protocolo de comunicación, como lo puede ser Modbus, Rs-485, Ethernet o CAN.

El algoritmo, es funcional contemplando escenarios básicos, en donde tenemos ciclos de carga y descarga de la batería, así mismo suministrando y consumiendo energía de la red eléctrica.

Por medio de los dos escenarios simulados, se puede apreciar el funcionamiento del algoritmo, gracias al cual tiene como enfoque principal, las franjas horarias, a partir de estas el sistema toma decisiones obteniendo una eficiencia en cuanto a irradiación y costo de la energía comercial.

Finalmente, el sistema desarrollado demostró un desempeño satisfactorio en las pruebas realizadas, especialmente en el funcionamiento del inversor bidireccional bajo estos dos escenarios de irradiancia. El sistema de control respondió de manera adecuada, evidenciando un comportamiento coherente en la gestión de la carga de la batería según las tarifas horarias definidas. Sin embargo, se identifica la oportunidad de mejorar el algoritmo de control para ampliar su capacidad de respuesta ante una mayor variedad de condiciones, incrementando así su eficiencia y adaptabilidad en entornos reales.

En definitiva, este trabajo de grado proporciona una guía para el desarrollo e implementación de un sistema de gestión de energía capaz de responder de manera eficiente a condiciones variables de generación. A través del uso de algoritmos de control y la integración de tecnologías como el inversor bidireccional, el diseño desarrollado permite una adecuada gestión del almacenamiento energético y el aprovechamiento de tarifas horarias. Además, este trabajo sienta las bases para futuros desarrollos enfocados en fortalecer la sostenibilidad y eficiencia energética en redes de distribución inteligentes, mediante el uso de estrategias de control avanzadas, integración de fuentes renovables y una gestión más flexible del consumo y almacenamiento energético

5.2. PERSPECTIVAS DE TRABAJO FUTURO

De acuerdo con lo desarrollado en este proyecto, se logró diseñar un sistema de gestión de energía basado en la tarifa horaria y el estado de carga de la batería. Sin embargo, aún es posible realizar mejoras y ampliaciones que permitan optimizar su funcionamiento y adaptabilidad a distintos escenarios.

Una posible mejora de este diseño se centraría en el fortalecimiento del algoritmo de control, haciéndolo más robusto frente a condiciones anormales. Específicamente, se propone que el sistema sea capaz de detectar fallas o cortes en la red eléctrica y, en respuesta, activar automáticamente el suministro desde la batería hacia la carga. Esto permitiría mantener la continuidad del servicio y evitar apagones, mejorando así la confiabilidad del sistema ante interrupciones del suministro comercial.

Otra mejora posible sería hacer el algoritmo de control más robusto ante situaciones críticas, por ejemplo, cuando no hay energía de la red y además la irradiancia solar es baja. En ese caso, el sistema debería ser capaz de gestionar de forma más eficiente la energía disponible en la batería, priorizando el suministro a las cargas más importantes y evitando apagones totales. Esto haría que el sistema sea más confiable en condiciones reales y menos ideales.

Otro aspecto que se podría explorar es la implementación de inteligencia artificial y aprendizaje automático en el sistema de control. Esto permitiría al sistema adaptarse y mejorar su rendimiento con el tiempo, aprendiendo de los patrones de consumo, generación solar y comportamiento de la red. Con estas herramientas, el sistema podría anticipar escenarios de baja generación o alta demanda y optimizar la gestión de la batería de forma más precisa y autónoma.

BIBLIOGRAFIA

- [1] “El incremento de la demanda de energía en la era digital - Dynatec.” Accessed: Jul. 23, 2025. [Online]. Available: <https://dynatec.es/2024/06/14/el-incremento-de-la-demanda-de-energia-en-la-era-digital/>
- [2] “Energía eléctrica: Protege tu hogar y negocio hoy.” Accessed: Jul. 23, 2025. [Online]. Available: <https://franciscomurillo.com.co/2024/09/30/los-problemas-de-la-calidad-de-la-energia-electrica/>
- [3] “Redes eléctricas del país están en condiciones deplorables - Defensoría.” Accessed: Jul. 23, 2025. [Online]. Available: <https://www.defensoria.gov.co/-/redes-el%C3%A9ctricas-del-pa%C3%ADs-est%C3%A1n-en-condiciones-deplorables>
- [4] “IMPE 2022 - Fundación Promigas.” Accessed: Jun. 11, 2025. [Online]. Available: <https://fundacionpromigas.org.co/impe-2022/>
- [5] IEA, “Marcos analíticos para la seguridad eléctrica – Análisis - AIE.” Accessed: Jun. 10, 2025. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/analytical-frameworks-for-electricity-security>
- [6] “Colombia frente a una posible crisis energética: desafíos y soluciones - Noticias UNAD.” Accessed: Jul. 23, 2025. [Online]. Available: <https://noticias.unad.edu.co/index.php/2019/7131-colombia-frente-a-una-posible-crisis-energetica-desafios-y-soluciones>
- [7] “Alejandría - Resolución 30 de 2018 CREG.” Accessed: Jul. 23, 2025. [Online]. Available: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0030_2018.htm
- [8] G. Petro *et al.*, “INFORME SOBRE POBREZA ENERGÉTICA MULTIDIMENSIONAL EN COLOMBIA M I N I S T E R I O D E M I N A S Y E N E R G Í A Presidente de la República Vicepresidenta de la República Ministro de Minas y Energía Viceministro de Energía Viceministra de Minas MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA,” 2022.
- [9] VISALIA, “El impacto de la Pobreza Energética | La realidad de los hogares.” Accessed: Jun. 10, 2025. [Online]. Available: <https://visalia.es/blog/tendencias/el-impacto-de-la-pobreza-energetica-la-realidad-de-los-hogares/>

- [10] I. López de Maturana, “Pobreza energética en tiempos de precios altos de la energía,” 2022, 2022, Accessed: Jun. 10, 2025. [Online]. Available: <http://www.hegoa.ehu.eus>
- [11] PERS Caqueta., “Plan de Energización Rural Sostenible PERS – Departamento de Caquetá.” Accessed: Jun. 10, 2025. [Online]. Available: <https://visionamazonia.minambiente.gov.co/content/uploads/2023/04/PER-Plan-de-Trabajo-Recomendaciones.pdf>
- [12] ESMAP, “ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAM,” 2019.
- [13] EPM, “EPM mejora la calidad del servicio de energía eléctrica.” Accessed: Jun. 10, 2025. [Online]. Available: <https://www.epm.com.co/institucional/sala-de-prensa/noticias-y-novedades/epm-mejora-calidad-servicio-energia-electrica/>
- [14] A. y R. J. Einstoss, “Redefinición de las tarifas y subsidios para un sector energético sostenible.” Accessed: Jun. 10, 2025. [Online]. Available: <https://www.cippec.org/publicacion/redefinicion-de-las-tarifas-y-subsidios-para-un-sector-energetico-sostenible/>
- [15] A. K. L. M. Yopez A, “Subsidios y sostenibilidad: Perspectivas del mercado energético en América Latina y el Caribe - Energía para el Futuro.” Accessed: Jun. 10, 2025. [Online]. Available: <https://blogs.iadb.org/energia/es/subsidios-y-sostenibilidad-perspectivas-del-mercado-energetico-en-america-latina-y-el-caribe/>
- [16] N. y R. R. Castro, “BOLETÍN TARIFARIO Dirección Técnica de Gestión de Energía-Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible,” 2024.
- [17] Ministerio de Minas y Energía, “Acuerdo Final para la Terminación del Conflicto y la Construcción de una Paz Estable y Duradera CONTENIDO,” 2025.
- [18] ESSA, “Avanza electrificación rural en Santander en este 2024.” Accessed: Jun. 10, 2025. [Online]. Available: <https://www.essa.com.co/site/blog/detalle-articulo/avanza-electrificacion-rural-en-santander-en-este-2024>
- [19] J. Sebastián, B. Silva, C. Jaime, and F. Cardona, “Reformas al Sistema Tarifario Eléctrico en Colombia,” 2025.
- [20] Corfi Colombiana, “Una mirada a la evolución tarifaria de la energía.” Accessed: Jun. 10, 2025. [Online]. Available: <https://investigaciones.corfi.com/analisis-sectorial-y->

sostenibilidad/perspectiva-sectorial-energia/una-mirada-a-la-evolucion-tarifaria-de-la-energia/informe_1546720

- [21] Calderon C., “Perú por encima de Chile y Colombia: ¿Cuáles son los países en Latinoamérica que más gastan en electricidad? - Infobae.” Accessed: Jun. 10, 2025. [Online]. Available: <https://www.infobae.com/peru/2024/11/21/peru-por-encima-de-chile-y-colombia-cuales-son-los-paises-en-latinoamerica-que-mas-gastan-en-electricidad/>
- [22] N. J. Rincón N, “Hacia una sociedad movida por el sol y el viento: Los retos y avances de la transición energética justa para la superación de las brechas energéticas.” Accessed: Jun. 10, 2025. [Online]. Available: <https://www.dnp.gov.co/publicaciones/Planeacion/Paginas/transicion-energetica.aspx>
- [23] “ENERGIA SOLAR EN EL DEPARTAMENTO DE CUNDINAMARCA.”.
- [24] U. Distrital Francisco José de Caldas *et al.*, “Equipo Técnico: Coordinadora Grupo/Semillero de Investigación.”
- [25] “La transición energética es una oportunidad única para cerrar brechas de género en el acceso a la energía y aprovechar las capacidades de las mujeres | Comisión Económica para América Latina y el Caribe.” Accessed: Jun. 11, 2025. [Online]. Available: <https://www.cepal.org/es/comunicados/la-transicion-energetica-es-oportunidad-unica-cerrar-brechas-genero-acceso-la-energia>
- [26] “América Latina se apaga: a 12 países de la región los golpea su peor crisis energética en años.” Accessed: Jun. 11, 2025. [Online]. Available: <https://www.elcolombiano.com/negocios/crisis-energetica-en-america-latina-los-paises-que-sufren-apagones-ED25734770>
- [27] “¿A qué hora es más cara la energía en Colombia? No uses los electrodomésticos en estos tramos - AS Colombia.” Accessed: Jul. 21, 2025. [Online]. Available: <https://colombia.as.com/actualidad/a-que-hora-es-mas-cara-la-energia-en-colombia-no-uses-los-electrodomesticos-en-estos-tramos-n/>
- [28] “Ministra Irene Vélez Torres inauguró proyecto piloto de planta solar flotante ‘Aguasol’ en Córdoba.” Accessed: Jul. 22, 2025. [Online]. Available: <https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/ministra-irene-v%C3%A9lez-torres-inaugur%C3%B3-proyecto-piloto-de-planta-solar-flotante-aguasol-en-c%C3%B3rdoba/>

- [29] U. Distrital Francisco José de Caldas *et al.*, “Equipo Técnico: Coordinadora Grupo/Semillero de Investigación.”
- [30] “Microred: ¿Qué es y Cómo Funciona?” Accessed: Jun. 11, 2025. [Online]. Available: <https://ematchile.com/que-es-una-microred-y-como-funciona/>
- [31] “Objetivos y metas de desarrollo sostenible - Desarrollo Sostenible.” Accessed: Jul. 22, 2025. [Online]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>
- [32] “Innovación y tecnología: tendencias del sector eléctrico.” Accessed: Jul. 22, 2025. [Online]. Available: <https://www.bancolombia.com/empresas/capital-inteligente/tendencias/sostenibilidad/tendencias-sector-electrico>
- [33] E. R. C. Silva, Y. N. T. Inche, C. O. L. Cerna, and A. C. N. Ayala, “Energía fotovoltaica para el mejoramiento de la eficiencia energética en hogares y edificios: RSL,” *Llamkasun*, vol. 4, no. 2, pp. 37–47, Dec. 2023, doi: 10.47797/llamkasun.v4i2.123.
- [34] C. E. Aristizábal, J. L. González, C. E. Aristizábal, and J. L. González, “Energía solar fotovoltaica en instituciones educativas: caso de estudio ITM campus Robledo,” *Semestre Económico*, vol. 24, no. 57, pp. 30–57, Apr. 2021, doi: 10.22395/SEEC.V24N57A2.
- [35] G. A. Gómez-Ramírez and C. A. Bolaños-Jiménez, “Metodología para la implementación de sistemas fotovoltaicos con almacenamiento para pequeñas industrias,” *Revista Tecnología en Marcha*, vol. 36, no. 1, p. Pág. 18-32, Dec. 2022, doi: 10.18845/tm.v36i1.5843.
- [36] C. Rus-Casas, C. Gilabert-Torres, and J. I. Fernández-Carrasco, “Optimizing Energy Management and Sizing of Photovoltaic Batteries for a Household in Granada, Spain: A Novel Approach Considering Time Resolution,” *Batteries*, vol. 10, 2024, doi: 10.3390/xxxxx.
- [37] “Measuring the Impact of Time-of-Use Pricing on Electricity Consumption: Evidence from Spain,” 2023.
- [38] C. Esteban Casallas Buitrago Dirección and A. Lucio Chaustre David Felipe Celeita Rodriguez, “REVISIÓN DEL MARCO TARIFARIO COLOMBIANO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE MECANISMOS DE RESPUESTA DE LA DEMANDA”.
- [39] S. Merrington, R. Khezri, and A. Mahmoudi, “Optimal planning of solar photovoltaic and battery storage for electric vehicle owner households with

time-of-use tariff," *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 16, no. 3, pp. 535–547, Feb. 2022, doi: 10.1049/gtd2.12300.

- [40] Medina F, "SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN BATERÍA (BESS) Y SU INFLUENCIA EN LA DEMANDA ELÉCTRICA DIARIA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SE0062 (HUANCAYO)," 2021.
- [41] SOLARTIA, "¿Qué es una Microrred? - Solartia." Accessed: Jun. 10, 2025. [Online]. Available: <https://solartia.com/que-es-una-microrred/>
- [42] B. N. M. M. L. D. Navntoft C, "INTRODUCCIÓN A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍAS RENOVABLES," 2019.
- [43] Vertys Solar Group, "Diferencias entre Generadores Fotovoltaicos On-Grid, Off-Grid y Híbridos." Accessed: Jun. 11, 2025. [Online]. Available: <https://vertyssolargroup.com.br/es/pages/blog/diferencias-entre-geradores-fotovoltaicos-on-grid-off-grid-e-hibridos/15>
- [44] CARBON TRUST, "Beneficios Económicos de las Tarifas Horarias para los Usuarios Finales," 2022.
- [45] CARBON TRUST, "Beneficios Económicos de las Tarifas Horarias para los Usuarios Finales." Accessed: Jun. 11, 2025. [Online]. Available: https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Estudio_Beneficios_econ%C3%B3micos_de_las_TH_para_usuarios_finales.pdf
- [46] A. B. Djilali *et al.*, "Enhanced variable step sizes perturb and observe MPPT control to reduce energy loss in photovoltaic systems," *Sci Rep*, vol. 15, no. 1, Dec. 2025, doi: 10.1038/S41598-025-95309-Y,.