

**DOI:** <https://doi.org/10.46296/ig.v7i14edespoc.0235>

## **EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD ÓPTIMA DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO PARA EL CONTROL DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA EN MICRORREDES**

### **EVALUATION OF THE OPTIMAL CAPACITY OF STORAGE SYSTEMS FOR ACTIVE AND REACTIVE POWER CONTROL IN MICROGRIDS**

Changoluisa-Criollo Luis Hernán <sup>1</sup>; Castillo-Fiallos Jessica Nataly <sup>2</sup>;  
Tonato-Paucar Diana Gabriela <sup>3</sup>;

<sup>1</sup> Universidad Técnica de Cotopaxi. Sangolqui, Ecuador.

Correo: luis.changoluisa0557@utc.edu.ec. ORCID ID: <https://orcid.org/0009-0006-8788-8867>

<sup>2</sup> Universidad Técnica de Cotopaxi. Latacunga, Ecuador.

Correo: jessica.castillo@utc.edu.ec. ORCID ID: <https://orcid.org/0000-0002-3120-7229>

<sup>3</sup> Universidad Técnica de Cotopaxi. Latacunga, Ecuador.

Correo: diana.tonato0151@utc.edu.ec. ORCID ID: <https://orcid.org/0009-0009-6106-7755>

#### **Resumen**

**Contexto:** El estudio aborda la optimización de sistemas de almacenamiento de energía (SAE) en microrredes para controlar potencia activa y reactiva. Se enfoca en la importancia del almacenamiento para mejorar la operatividad, integrar energías renovables y reducir costos operativos. Las microrredes son fundamentales en la transición hacia energías limpias, y su variabilidad hace necesaria la implementación de SAE. **Método:** Se utilizó un modelo de optimización basado en programación no lineal entera mixta resuelto a través del software GAMS. Se consideraron diferentes escenarios y restricciones técnicas para ubicar y dimensionar óptimamente los SAE. La evaluación se realizó utilizando el sistema IEEE de 14 nodos, aplicando flujos de potencia en corriente alterna (AC) y modelando la gestión energética en microrredes. **Resultados:** El estudio mostró una reducción significativa en los costos operativos al integrar SAE, con un ahorro estimado de 3.35 millones de dólares anuales. Los SAE contribuyeron a mejorar la estabilidad del sistema, reducir pérdidas energéticas y optimizar la gestión de recursos renovables, especialmente en escenarios de alta demanda. **Conclusiones:** Los resultados sugieren que la integración de SAE mejora la sostenibilidad y eficiencia operativa de microrredes. Estos sistemas no solo reducen costos, sino que facilitan la gestión de fluctuaciones en la generación de energías renovables. El modelo propuesto demuestra ser eficiente para equilibrar la oferta y demanda de energía, subrayando el valor estratégico del almacenamiento en la modernización de redes eléctricas.

**Palabras clave:** Almacenamiento de energía, Microrredes, Optimización, Potencia activa, Potencia reactiva.

#### **Abstract**

**Context:** The study addresses the optimization of energy storage systems (ESS) in microgrids to control active and reactive power. It focuses on the importance of storage to improve operability, integrate renewable energies and reduce operating costs. Microgrids are fundamental in the transition to clean energy, and their variability makes the implementation of ESS necessary. **Method:** An optimization model based on mixed integer nonlinear programming solved through GAMS software was used. Different scenarios and technical constraints were considered to optimally locate and size the ESS. The evaluation was performed using the IEEE 14 - node system, applying alternating current (AC) power flows and modeling energy management in microgrids. **Results:** The study showed a significant reduction in operating costs by integrating ESS, with an estimated savings of US\$3.35 million per year. The ESS contributed to improving

#### **Información del manuscrito:**

**Fecha de recepción:** 15 de julio de 2024.

**Fecha de aceptación:** 05 de septiembre de 2024.

**Fecha de publicación:** 07 de octubre de 2024.



system stability, reducing energy losses and optimizing renewable resource management, especially in high demand scenarios. Conclusions: The results suggest that the integration of ESS improves the sustainability and operational efficiency of microgrids. These systems not only reduce costs, but also facilitate the management of fluctuations in renewable energy generation. The proposed model proves to be efficient in balancing energy supply and demand, underscoring the strategic value of storage in grid modernization.

**Keywords:** Energy storage, Microgrids, Optimization, Active power, Reactive power.

## 1. Introducción

En las últimas décadas, la transición a energías limpias es clave para reducir emisiones, mitigar el cambio climático y mejorar la seguridad energética (Yekini et al., 2014). En este marco, las microrredes han surgido como una solución eficaz para integrar energías renovables y aumentar la resiliencia de los sistemas eléctricos (Shi et al., 2015), operando de forma autónoma o conectadas a la red principal, gestionando generación y demanda local para mayor sostenibilidad y eficiencia.

La variabilidad de la energía solar y eólica complica el control de potencia en microrredes (Mariam et al., 2016). Los sistemas de almacenamiento de energía (SAE) son vitales para equilibrar generación y proporcionar estos servicios auxiliares. Optimizar su capacidad es un desafío que exige un enfoque riguroso (Fossati et al.,

2015a). Los SAE generan beneficios energéticos, económicos y ambientales al reducir la necesidad de centrales de reserva y estabilizar fluctuaciones, facilitando además la integración de energías renovables. Los avances en tecnologías de baterías han ampliado su uso en microrredes, destacando la importancia de ajustar su capacidad para maximizar los beneficios (Olabi et al., 2021).

Numerosos estudios han investigado la optimización de la capacidad de los sistemas de almacenamiento de energía en microrredes para controlar potencia activa y reactiva, enfocándose en técnicas de optimización, estrategias de control y análisis de impacto (Grisales-Noreña et al., 2022). En (Raghavan et al., 2020) se propone un algoritmo genético para optimizar el tamaño de los sistemas de almacenamiento en microrredes, considerando costos y estabilidad de la red. Los resultados

indican que el algoritmo encuentra soluciones eficientes en tamaño y costo. De forma complementaria, (Sharafi & ELMekkawy, 2014) muestra una optimización multiobjetivo para dimensionar sistemas híbridos con almacenamiento de energía, buscando minimizar costos y maximizar eficiencia. Se demuestra que este enfoque mejora el equilibrio y la operación de microrredes. La revisión del estado del arte muestra que optimizar la capacidad de sistemas de almacenamiento en microrredes es esencial para integrar eficientemente energías renovables, mejorar la estabilidad de la red y reducir la dependencia de fuentes convencionales.

El control de la potencia activa y reactiva es esencial para la estabilidad del suministro eléctrico en microrredes. Los sistemas de almacenamiento de energía (SAE) gestionan las fluctuaciones, asegurando un suministro constante. Optimizar la capacidad de los SAE mejora la estabilidad de la microrred, prolonga la vida útil de los equipos y reduce los costos operativos. (Zhu et al., 2020). La optimización de la

capacidad de almacenamiento busca minimizar costos y maximizar beneficios económicos, reduciendo costos energéticos y generando ingresos adicionales mediante servicios auxiliares a la red (Hayajneh et al., 2018).

En este contexto debido a la relevancia de cada aspecto, el presente estudio presenta un modelo de optimización que considera simultáneamente la potencia activa y reactiva para evaluar de manera precisa la ubicación óptima y la capacidad de los sistemas de almacenamiento de energía. Este enfoque no solo reduce los costos operativos, sino que también genera beneficios económicos en relación a la reducción de costos operativos, para el efecto se resuelve un modelo basado en programación no lineal entera mixta, optimizando la gestión de flujos de potencia y minimizando los costos operativos).

### **Marco teórico**

#### ***El almacenamiento en sistemas energéticos***

El almacenamiento de energía ha sido parte de los sistemas eléctricos durante siglos, alcanzando un

desarrollo maduro en varias tecnologías. Estos sistemas ofrecen diversas ventajas para los sistemas energéticos como (Mitali et al., 2022): mayor integración de energías renovables, mejor rentabilidad económica, permiten la nivelación de la carga y la reducción de picos, minimiza la congestión en las redes, compensa durante contingencias, contribuyen a la regulación de la frecuencia, almacena energía para momentos de alta demanda y mejora la calidad y confiabilidad del suministro energético.

Un desafío importante en la incorporación de tecnologías de almacenamiento es garantizar su viabilidad, lo que requiere un entendimiento profundo de los aspectos técnicos y una evaluación cuidadosa de su viabilidad económica en diferentes contextos (Ould Amrouche et al., 2016; Zhao et al., 2015), (Gür, 2018).

El dimensionamiento y la asignación de los SAE representan un desafío complejo pero crucial para mejorar la estabilidad de la red eléctrica y reducir costos operativos. La ubicación y el tamaño óptimos del sistema dependen de factores como

los precios de mercado, la variabilidad de las energías, los requisitos normativos y la distribución de la demanda. Un sistema de almacenamiento bien dimensionado puede optimizar el uso de energías renovables y aumentar la confiabilidad del sistema. (Zhu et al., 2020).

Para abordar estos desafíos, se están desarrollando técnicas avanzadas de optimización y modelos multiobjetivo que mejoran la eficiencia y el rendimiento del sistema eléctrico, el presente estudio plasma una modelación para afrontar este último desafío de la ubicación y capacidad de los sistemas de almacenamiento en microrredes que posteriormente se detalla.

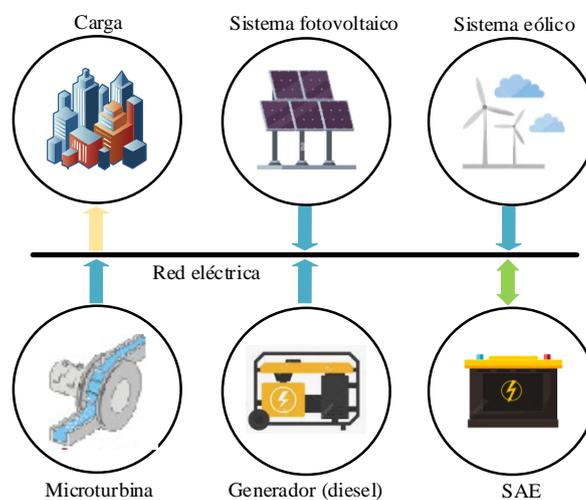
### ***Características del SAE en el contexto de las microrredes***

El crecimiento de las energías renovables a nivel global puede causar efectos significativos a corto y mediano plazo, como la congestión en las redes de transmisión de electricidad y fluctuaciones en los precios del mercado energético. A medida que aumenta la penetración de diversas fuentes de energía, es esencial incluir soluciones

adaptables como los sistemas de almacenamiento de energía, que ayudan a equilibrar la oferta y la demanda de energía (Kalavani et al., 2019). En las microrredes, el almacenamiento se convierte en un factor crucial para integrar eficazmente los recursos energéticos y minimizar las pérdidas de producción debido a las restricciones de la red eléctrica convencional, en la Figura 1 se ilustra dicho sistema (Fossati et al., 2015).

Las microrredes son clave en la transición hacia un modelo económico sostenible, permitiendo una gestión eficiente de cargas y recursos energéticos. La integración de fuentes renovables, como la eólica y la fotovoltaica, requiere tecnologías complementarias, como generadores diésel, microturbinas y sistemas de gestión de energía, que aumentan la flexibilidad del sistema energético y proporcionan beneficios económicos, técnicos y medioambientales (Álvarez-Arroyo et al., 2024).

**Figura 1.** Sistema energético de microrred.



(Álvarez-Arroyo et al., 2024)

Las tecnologías de almacenamiento de energía se pueden configurar de manera agregada, con flujo constante hacia un punto común, o distribuida, conectándose

directamente a fuentes específicas (Aneke & Wang, 2016). La integración de sistemas de almacenamiento de energía (SAE) en microrredes mejora la eficiencia al

gestionar la generación excedente y proporcionar funciones como arbitraje de energía y soporte de voltaje y frecuencia. La elección y gestión óptima del SAE son clave para reducir anomalías y mejorar la confiabilidad del sistema (Chen et al., 2011).

Cada tecnología tiene características y aplicaciones distintas. Sin embargo, el dimensionamiento adecuado de los SAE es fundamental para evitar costos innecesarios. Además, el desarrollo de microrredes con SAE enfrenta desafíos legales, ambientales y de regulación que deben ser superados para garantizar una implementación exitosa y sostenible (Mashayekh et al., 2017).

Dimensionamiento óptimo de los sistemas de almacenamiento de energía

Este proceso implica determinar la capacidad adecuada del SAE para maximizar la estabilidad de la red, reducir costos operativos y mejorar la integración de energías limpias, evitando tanto el sobredimensionamiento como la falta de capacidad (Khalid Mehmood et al., 2017). El dimensionamiento óptimo del SAE es una solución

definitiva para mejorar el rendimiento de la microrred, el determinar la capacidad adecuada del sistema es indispensable para satisfacer las necesidades de almacenamiento sin incurrir en sobrecostos ni desperdiciar recursos, varios métodos y algoritmos se presentan a continuación.

- Dimensionamiento de SAE mediante métodos óptimos: se dividen en dos categorías principales: métodos de optimización de un solo objetivo y de múltiples objetivos. En los primeros, el enfoque principal es minimizar los costos, mientras que en los de multiobjetivo se busca, además, maximizar la confiabilidad del sistema energético (Aghamohammadi & Abdolahinia, 2014). Algunos posibles métodos de dimensionamiento óptimo de SAE son: basado en filtros, basado en la transformada de Fourier, modelo de selección decisiva y modelos de simulación.
- Dimensionamiento de SAE mediante algoritmos óptimos: Existen varias programaciones dirigidas al problema de optimización para ubicar y

dimensionar los sistemas de almacenamiento, estos son los más efectivos (Hannan et al., 2020): despacho económico y flujos de carga, algoritmo de programación lineal entera mixta, algoritmo de control predictivo, de ramificación paralela y acotación, optimización por enjambres de partículas, y optimización híbrida

El dimensionamiento óptimo de los sistemas de almacenamiento de energía (SAE) busca enfrentar desafíos como la incertidumbre en la generación renovable, fluctuaciones de frecuencia, optimización de costos y capacidad, y reducción de emisiones. Su operación puede ser conectada a la red o aislada, lo que complica la elección de métodos y algoritmos adecuados. Por lo tanto, este documento se centra en formular un modelo de optimización para determinar la ubicación óptima y la capacidad de los SAE en la operación de microrredes. Este modelo abordará tanto el control de la potencia activa como de la reactiva, buscando minimizar los costos operativos.

## 2. Materiales y métodos

### Modelo matemático y sistema de prueba

#### Target

El propósito del modelo es minimizar los costos de producción de energía, asegurando una generación óptima de los recursos despachados y considerando la contribución de los sistemas de almacenamiento dentro de la red simulada, utilizando flujos de potencia AC. Su formulación corresponde a:

$$CV = \sum_{g \in T,H,ERNC} CV_g \quad (1)$$

$$CV_T = \sum_h \sum_{g \in T} \alpha_g \cdot P_{g,h}^2 + \beta_g \cdot P_{g,h} + \gamma_g \quad (2)$$

$$CV_H = \sum_h \sum_{g \in H} \vartheta_g \cdot P_{g,h} \quad (3)$$

$$C_{ERNC} = \sum_h \sum_{g \in ERNC} \tau_g \cdot P_{g,h} \quad (4)$$

Donde CV es el costo operativo total,  $CV_T$ ,  $CV_H$ ,  $CV_{ERNC}$  corresponden a los costos operativos de las centrales térmicas, hidroeléctricas y de energías renovables no convencionales, respectivamente. Así mismo,  $\alpha_g$ ,  $\beta_g$  y  $\gamma_g$  son los coeficientes aplicables a la función cuadrática de costos para los generadores térmicos,  $\vartheta_g$  y  $\tau_g$  son los precios asociados a la

producción de energía de los generadores hidroeléctricos y los que usan energías renovables,  $P_{g,h}$  es la potencia despachada de cada generador de tipo  $g$  en cada hora  $h$ .

## Restricciones

Las restricciones se asocian a las características técnicas y operatividad de la red, de los generadores y de los sistemas de almacenamiento. En este contexto se describen las restricciones modeladas.

*Balance nodal de potencia:* el balance de potencia activa y reactiva en cada nodo garantiza que la energía generada y transmitida se distribuya adecuadamente para satisfacer las necesidades de consumo en toda la red, manteniendo la estabilidad y eficiencia del sistema eléctrico.

$$\sum_{g \forall g \in i} P_{g,h} - DP_{i,h} + Pd_{i,h} - Pc_{i,h} = \sum_j p_{i,j,h} \quad (5)$$

$$\sum_{g \forall g \in i} Q_{g,h} - DQ_{i,h} = \sum_j q_{i,j,h} \quad (6)$$

$$p_{i,j,h} = \frac{V_{i,h}^2}{Z_{i,j}} \cdot \cos(\theta_{i,j}) - \frac{V_{i,h} \cdot V_{j,h}}{Z_{i,j}} \cdot \cos(\delta_{i,h} - \delta_{j,h} + \theta_{i,j}) \quad (7)$$

$$q_{i,j,h} = \frac{V_{i,h}^2}{Z_{i,j}} \cdot \sin(\theta_{i,j}) - \frac{V_{i,h} \cdot V_{j,h}}{Z_{i,j}} \cdot \sin(\delta_{i,h} - \delta_{j,h} + \theta_{i,j}) - \frac{b_{i,j} \cdot V_{i,h}^2}{2} \quad (8)$$

Donde  $DP_{i,h}$  y  $DQ_{i,h}$  corresponden a la demanda de potencia activa y reactiva en cada nodo  $i$  para cada hora  $h$ , respectivamente,  $p_{i,j,h}$  y  $q_{i,j,h}$  son los flujos de potencia activa y reactiva que circulan entre el nodo  $i$  y el nodo  $j$ , respectivamente,  $Pd_{i,h}$  y  $Pc_{i,h}$  son la potencia de carga y de descarga del sistema de almacenamiento ubicado en el nodo  $i$ ,  $Z_{i,j}$  impedancia del vínculo conectado entre dos nodos,  $V_{i,h}$  y  $\delta_{i,h}$  son el voltaje y ángulo en el nodo  $i$  a la hora  $h$ , respectivamente y  $\theta_{i,j}$  es el Ángulo relacionado con la impedancia del vínculo.

*Rampas de carga:* Determinan cómo un generador puede ajustar su producción de potencia en respuesta a las necesidades del sistema eléctrico, su modelación corresponde a:

$$P_{g,h+1} - P_{g,h} \leq R_g^+ \quad (9)$$

$$P_{g,h-1} - P_{g,h} \leq R_g^- \quad (10)$$

Donde  $R_g^+$  y  $R_g^-$  corresponden a las rampas de subida o bajada de los generadores obtenidas por sus condiciones constructivas.

*Límites de potencia de generación:* se refieren a las restricciones máximas y mínimas en la cantidad de potencia eléctrica que un generador puede producir y son esenciales para asegurar que el generador opere dentro de sus capacidades técnicas. Su modelación es la siguiente:

$$P_g^{min} \leq P_{g,h} \leq P_g^{max} \quad (11)$$

$$Q_g^{min} \leq Q_{g,h} \leq Q_g^{max} \quad (12)$$

Donde  $P_g^{min}$ ,  $P_g^{max}$ ,  $Q_g^{min}$  y  $Q_g^{max}$  son los límites técnicos de potencia activa y reactiva de los generadores que son en función de la construcción de dichos equipos.

*Restricciones aplicables a los sistemas de almacenamiento:* La modelación matemática que se presenta a continuación corresponden a los parámetros de los sistemas de almacenamiento de energía. Primero, se modelará el Estado de Carga (SoC) de las baterías, con el objetivo de preservar

la vida útil del sistema y evitar una degradación acelerada.

$$SoC_{i,h} = SoC_0 \cdot u_i \prod_{h=1}^{i,h} + SoC_{i,h-1} \prod_{h \geq 1} + P_{C_{i,h}} \cdot \varepsilon_{C_{SA}} - \frac{P_{D_{i,h}}}{\varepsilon_{D_{SA}}} \quad (13)$$

Donde  $SoC_{i,h}$  es el estado de carga del sistema de almacenamiento ubicado en el nodo  $i$  para cada hora  $h$ ,  $SoC_0$  es el estado inicial de carga del sistema de almacenamiento,  $\varepsilon_{C_{SA}}$  y  $\varepsilon_{D_{SA}}$  es la eficiencia de la carga y descarga del sistema de almacenamiento y  $u_i$  es la variable binaria que selecciona la ubicación y la capacidad del sistema de almacenamiento.

Además, la operación de los sistemas de almacenamiento (SA) está condicionada por el valor del Estado de Carga (SoC), con el objetivo de mantener una operación óptima del sistema sin comprometer la vida útil del almacenamiento. En este contexto, los límites que deben ser modelados son los siguientes:

$$SoC_i^{max} \cdot u_i \geq SoC_{i,h} \geq \% \rho_{min} \cdot SoC_i^{max} \cdot u_i \quad (14)$$

$$\% \pi_{max} \cdot u_i \cdot SoC_i^{max} \geq P_{D_{i,h}} \geq 0 \quad (15)$$

$$\% \mu_{max} \cdot u_i \cdot SoC_{bus}^{max} \geq P_{C_{i,h}} \geq 0 \quad (16)$$

Donde,  $SoC_i^{max}$  es el estado de carga máximo del sistema de

almacenamiento,  $\% \rho_{min}$  corresponde al porcentaje mínimo permitido para el estado de carga,  $\% \pi_{max}$  es el porcentaje máximo permitido para la descarga y  $\% \mu_{max}$  es el porcentaje máximo permitido para la carga.

#### Restricciones aplicables la red:

Estas restricciones se asocian a las variables eléctricas de la red, como son los niveles de voltaje, Angulo de los nodos y límite de transferencia, sus formulaciones matemáticas son las siguientes:

$$P_{enlace}^{min} \leq p_{i,j,h} \leq P_{enlace}^{max} \quad (17)$$

$$Q_{enlace}^{min} \leq q_{i,j,h} \leq Q_{enlace}^{max} \quad (18)$$

$$V_i^{min} \leq V_{i,h} \leq V_i^{max} \quad (19)$$

$$\delta_i^{min} \leq \delta_{i,h} \leq \delta_i^{max} \quad (20)$$

Donde,  $P_{enlace}^{min}$ ,  $P_{enlace}^{max}$ ,

$Q_{enlace}^{min}$  y  $Q_{enlace}^{max}$  son los límites máximos y mínimos de potencia activa y reactiva que pueden circular por un enlace,  $V_i^{min}$ ,  $V_i^{max}$ ,  $\delta_i^{min}$  y  $\delta_i^{max}$  son los niveles de voltaje y de ángulo nodal máximo y mínimo para mantener la estabilidad del sistema.

#### Sistema eléctrico modelo

El modelo de optimización se validará utilizando la red del Sistema Eléctrico IEEE de 14 nodos. Los datos específicos de cada elemento, incluidas la red y las unidades de generación, se encuentran detallados a continuación.

#### Datos del Sistema IEEE 14 Bus

Datos de Generadores							
	Nodo	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Qmax (MVar)	Qmin (MVar)	Ru (MW/h)	Rd (MW/h)
G1	1	155	0	116.25	-116.25	75	75
G2	2	75	10	56.25	-56.25	50	50
G3	3	55	5	41.25	-41.25	35	35
G4	6	81	0	39.23	-39.23	81	81
G5	8	55	0	26.64	-26.64	55	55

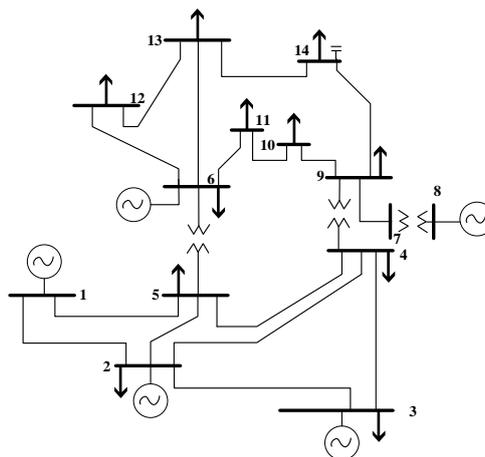
Datos de nodos				
Nodo	Tipo	Pd (MW)	Qd (MVar)	Qs (MVar)
1	3	0	0	0
2	2	21.7	12.7	0
3	2	94.2	19	0
4	2	47.8	-3.9	0
5	2	7.6	1.6	0
6	2	11.2	7.5	0
7	2	0	0	0

8	2	0	0	0
9	2	29.5	16.6	0
10	2	9	5.8	0
11	2	3.5	1.8	0
12	2	6.1	1.6	0
13	2	13.5	5.8	0
14	2	14.9	5	25

**Datos de la red**

Nodo i	Nodo j	r (pu)	x (pu)	bl (pu)	Limit (MW)
1	2	0.01938	0.05917	0.0528	120
1	5	0.05403	0.22304	0.0492	65
2	3	0.04699	0.19797	0.0438	36
2	4	0.05811	0.17632	0.0374	65
2	5	0.05695	0.17388	0.034	50
3	4	0.06701	0.17103	0.0346	65
4	5	0.01335	0.04211	0.0128	45
4	9	0	0.55618	0	32
5	6	0	0.25202	0	45
6	11	0.09498	0.1989	0	18
6	12	0.12291	0.25581	0	32
6	13	0.06615	0.13027	0	32
7	8	0	0.17615	0	32
7	9	0.09711	0.11038	0	32
9	10	0.03181	0.0845	0	32
9	14	0.12711	0.27038	0	32
10	11	0.08205	0.19207	0	15
12	13	0.22092	0.19988	0	15
13	14	0.17093	0.34802	0	15

**Diagrama Unifilar**



**Parámetros para el modelado**

Los aspectos económicos asociados a las unidades de generación han

sido definidos usando los reportes de la International Renewable Energy Agency (IRENA) y de la información

establecida en Power System Analysis. Los valores a usarse son los siguientes.

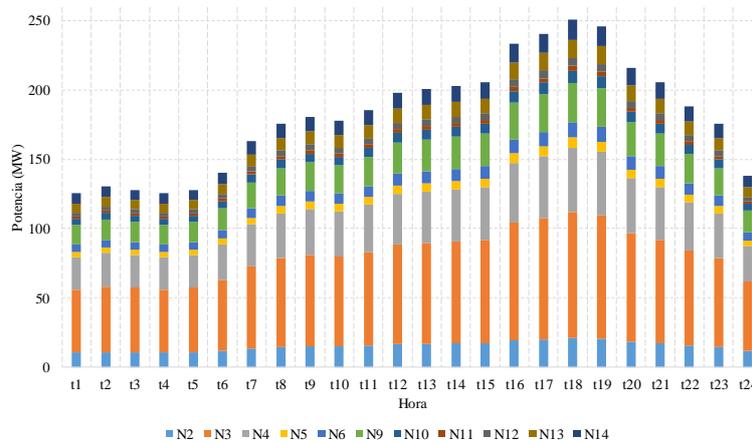
**Tabla 1.** Datos económicos de las unidades de generación.

	bus	$\alpha$ [USD/MWh <sup>2</sup> ]	$\beta$ [USD/MWh]	$\Gamma$ [USD]
G1-H	1	-	25.29	0
G2- T	2	0.00735	61.73	12
G3- T	3	0.00482	108.39	25
G5 -E	6	-	36	-
G6- FV	8	-	51	-

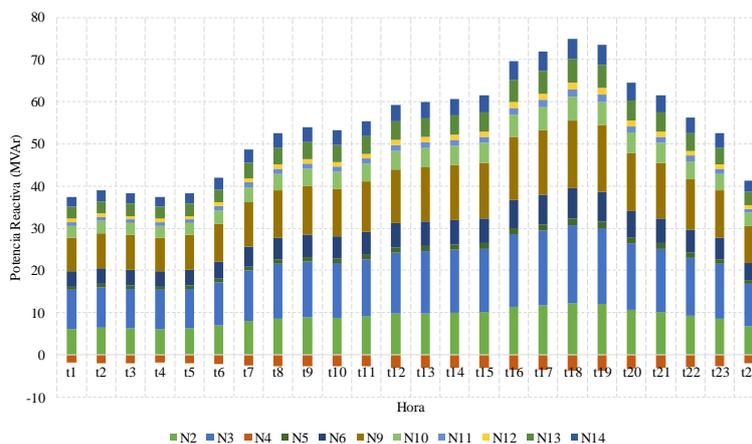
(IRENA, 2021)

Los porcentajes aplicados a cada carga, una vez acumulados, definen la curva de carga tanto para la potencia activa como para la reactiva, presentadas en la Figura 2 y Figura 3, respectivamente.

**Figura 2.** Curva de potencia activa - IEEE 14 bus.



**Figura 3.** Curva de potencia reactiva - IEEE 14 bus.



Los sistemas de almacenamiento, configurados en modalidad stand-alone, serán seleccionados para cualquiera de los 14 nodos. Sus datos generales, se describen a continuación:

**Tabla 2.** Datos técnicos para los sistemas de almacenamiento.

Parámetro	Valor
$E_l^{Co}$	$0.2 \cdot E_l^{c-max}$
$Pd_{ss}^{max}$	$0.7 \cdot E_l^{c-max}$
$Pd_{ss}^{min}$	0 MW
$Pc_{ss}^{max}$	$0.5 \cdot E_l^{c-max}$
$Pc_{ss}^{min}$	0 MW
$\rho c_{ss}$	95%
$\rho d_{ss}$	90%

(Autores)

### Escenarios de Estudio

Para analizar las variaciones operativas que resultan de la integración de sistemas de almacenamiento en el sistema eléctrico modelado, se han definido los siguientes escenarios de estudio:

- Evaluación energética y costos: Se analizarán la energía despachada y los costos operativos, comparando el funcionamiento del sistema eléctrico con y sin sistemas de almacenamiento.
- Evaluación por escenario de carga: Se evaluarán las variables técnicas y económicas en

escenarios de baja y alta demanda, comparando el sistema eléctrico operando con y sin sistemas de almacenamiento.

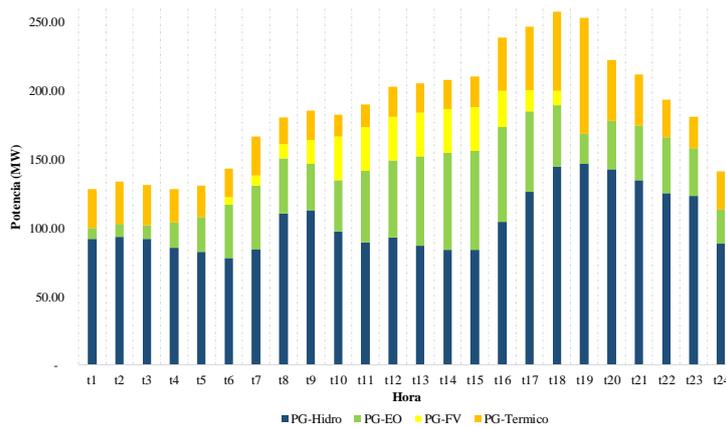
### 3. Resultados y discusión

Dados los escenarios propuestos y con base a los resultados de las variables a ser analizadas, a continuación, se procede con el análisis correspondiente:

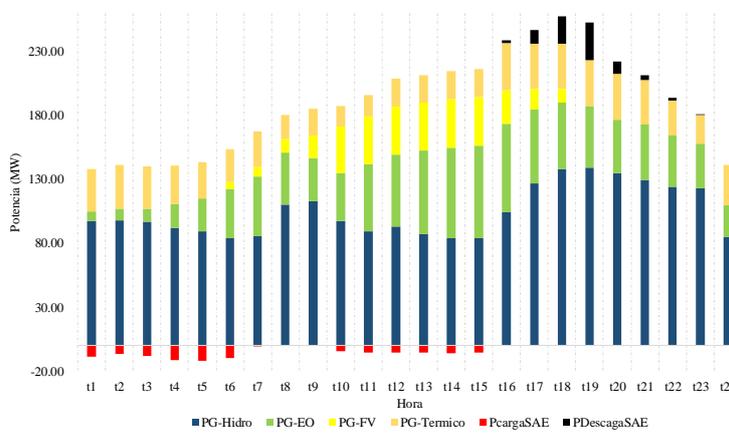
#### Evaluación energética y costos asociados

La evaluación se centra en el análisis energético y el despacho de potencia de las unidades de generación, considerando la red y las restricciones impuestas. La Figura 4 muestra el despacho sin incluir los sistemas de almacenamiento, mientras que la Figura 5 presenta el despacho de las unidades de generación junto con la interacción de los sistemas de almacenamiento.

**Figura 4.** Despacho de generación del sistema IEEE 14 bus.



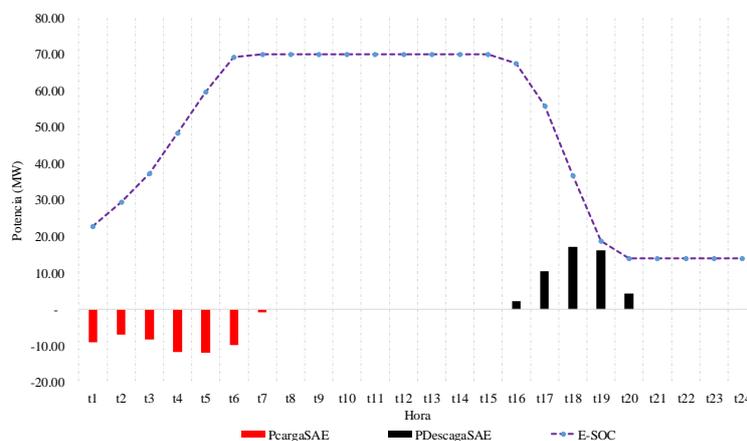
**Figura 5.** Despacho de generación del sistema IEEE 14 con Sist. de Almacenamiento.



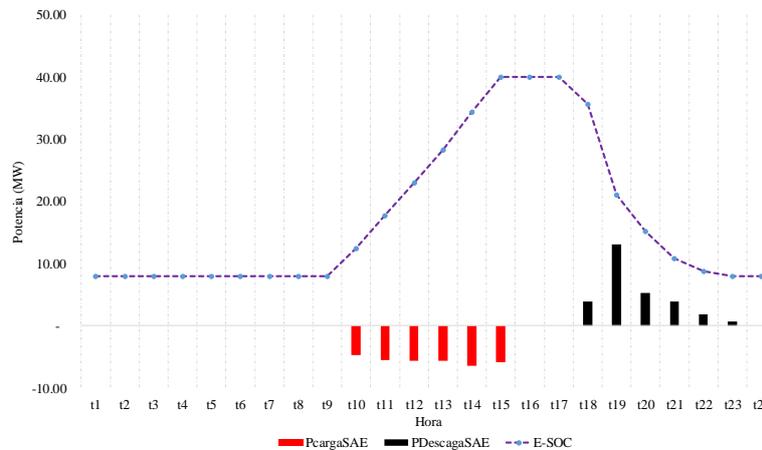
Del proceso de optimización, el optimizador selecciono dos sistemas de almacenamiento uno ubicado en el nodo 3 y otro en el nodo 8 de

capacidades máximas de 70 y 40 MW. Los procesos de su operación de carga y descarga se presentan en las Figura 6 y Figura 7.

**Figura 6.** Sistema de almacenamiento- Nodo 3.



**Figura 7. Sistema de almacenamiento- Nodo 8.**



Para evaluar el aporte energético de cada fuente de generación, del sistema de almacenamiento y las pérdidas en el sistema, se presentan los valores en la Tabla 5. Es necesario indicar que la demanda energética total asciende a 4,360.52 MWh.

En ninguno de los casos el generador hidroeléctrico supera los 2,5 GWh, según su factor de planta. Al incorporar los sistemas de almacenamiento, el modelo asigna la carga de estos sistemas al generador eólico y a los generadores térmicos, que suministran 78,12 MWh diarios. A su vez, los sistemas de almacenamiento entregan 79,20 MWh diarios, según lo optimizado por costos. La energía producida cubre la demanda, con pérdidas generales del 2,55% en promedio

para ambos sistemas. Del análisis de los costos operativos y el impacto de los sistemas de almacenamiento se revela que la incorporación de sistemas de almacenamiento reduce los costos operativos en 9.186,09 USD diarios. Esto se traduce en un ahorro anual estimado de 3,352,921.50 USD.

### Evaluación por escenario de carga

Para validar las variables eléctricas y económicas, se realizará un análisis en dos escenarios de carga: demanda baja y demanda alta.

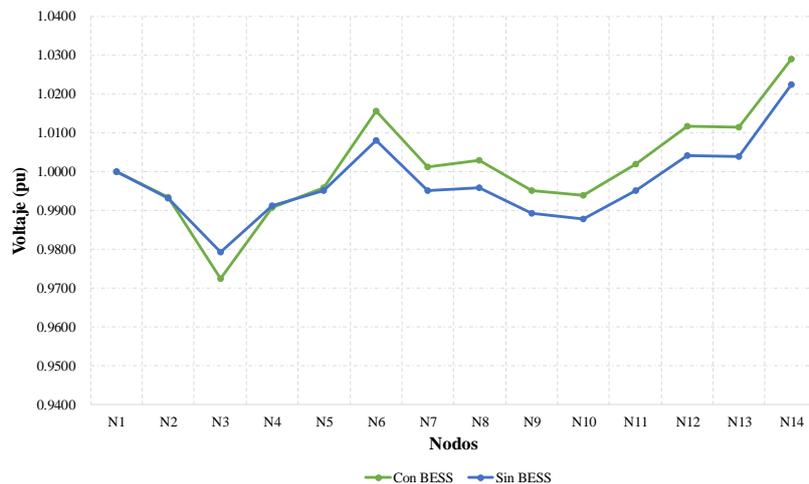
- **Análisis – Demanda baja**

Los resultados muestran que el modelo de optimización, al considerar las restricciones y los costos, favorece la generación de más energía hidroeléctrica y térmica para cargar los sistemas de

almacenamiento. Esta estrategia redirige los flujos de potencia, cubriendo la demanda con un ligero aumento en las pérdidas, que suben del 1,99% al 2,36%. Además, la Figura 8 muestra el perfil de voltaje del sistema eléctrico tanto con o sin los sistemas de almacenamiento, señalando que los voltajes nodales se mantienen dentro del rango establecido por el modelo de

optimización. La inclusión de sistemas de almacenamiento permite redirigir los flujos de potencia, lo que incluso aumenta el voltaje en la gran parte de los nodos del sistema. El resultado de los flujos de potencia activa y reactiva en la red durante la demanda mínima con los sistemas de almacenamiento se muestra en la Figura 10 en el diagrama unifilar.

**Figura 8.** Perfil de voltaje comparativo– Demanda baja.



Del análisis de los costos operativos obtenidos en demanda baja se revela que el modelo requiere que los sistemas de almacenamiento se carguen para luego usar la energía almacenada. Esto genera un costo adicional de 794,30 USD en comparación con el sistema sin almacenamiento. Sin embargo, según el análisis energético y de costos, este costo extra se

compensa cuando los sistemas de almacenamiento aportan energía al sistema, reduciendo el costo operativo total durante el período de análisis.

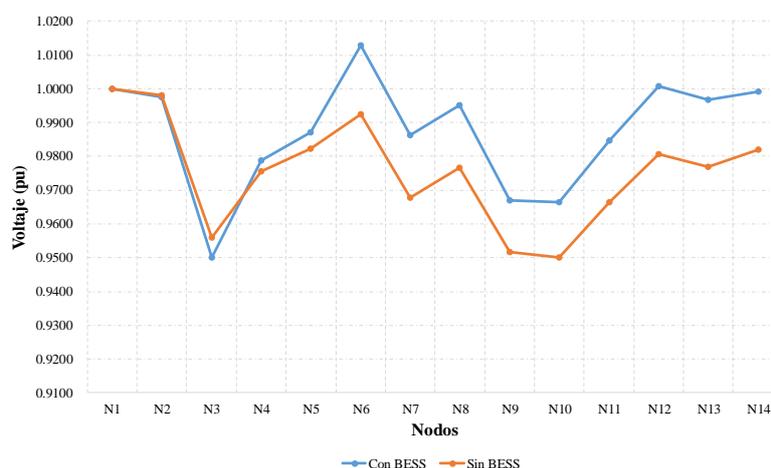
#### • **Análisis – Demanda alta**

De forma similar al análisis realizado, en demanda alta el primer análisis se enfoca al despacho de las unidades de generación y la interacción de los sistemas de almacenamiento. Los

resultados muestran que, en demanda alta, el modelo de optimización sugiere utilizar los sistemas de almacenamiento para ayudar a cubrir la demanda. Esto reduce la necesidad de energía hidroeléctrica y térmica en 6.79 GWh y 21.83 GWh, lo que disminuye el costo operativo. La incorporación de los sistemas de almacenamiento también redirige los flujos de potencia y disminuye las pérdidas en comparación con el caso sin almacenamiento, confirmando que estos sistemas benefician la operación de los sistemas eléctricos. La Figura 9 presenta el perfil de

voltaje del sistema tanto con como sin los sistemas de almacenamiento. Señalando que los voltajes nodales se mantienen dentro del rango establecido por el modelo de optimización. La incorporación de los sistemas de almacenamiento ayuda a redirigir los flujos de potencia, cumpliendo con esta restricción e incrementando los valores en pu a comparación del caso donde no existe almacenamiento. El resultado de los flujos de potencia activa y reactiva en la red durante la demanda máxima con los sistemas de almacenamiento se muestra en la Figura 11.

**Figura 9.** Perfil de voltaje comparativo– Demanda alta.

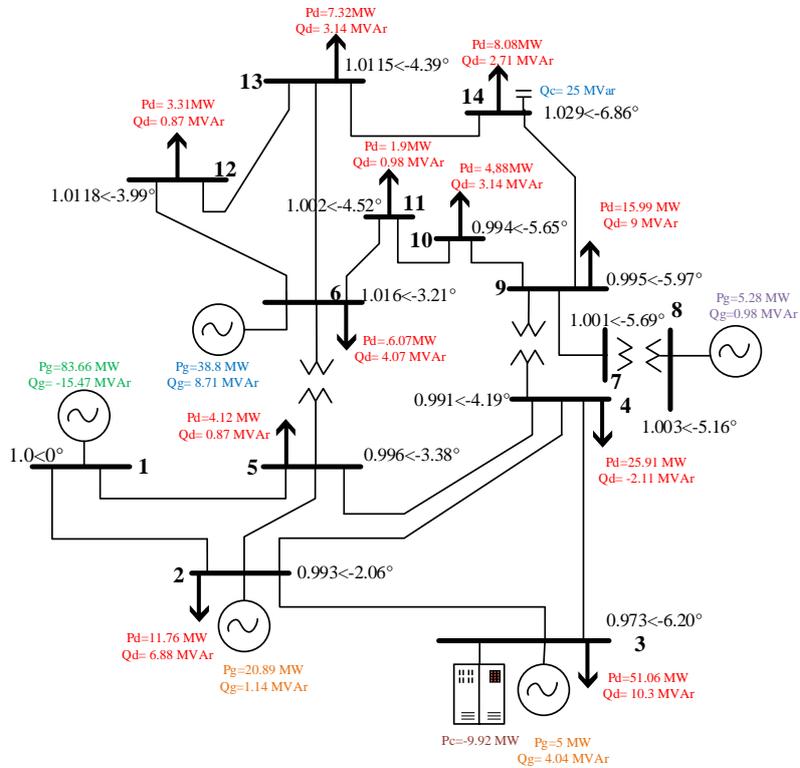


Del análisis de los costos operativos obtenidos en demanda alta se revela que el modelo requiere que los sistemas de almacenamiento entreguen su energía, lo que ahorra

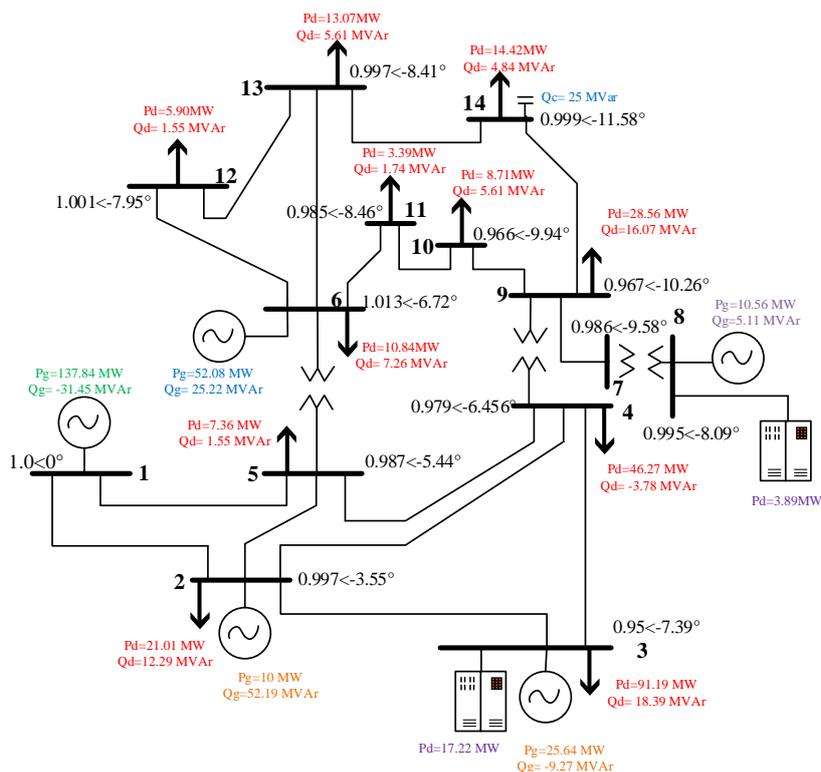
4,496.53USD en costos operativos en comparación con un sistema sin almacenamiento lo que anualmente representa 1,641,231.95USD. Este hallazgo está alineado con el análisis

previo, que demuestra que los sistemas de almacenamiento ayudan a reducir los costos operativos en el sistema eléctrico.

**Figura 10. Diagrama unifilar – Demanda Baja.**



**Figura 11. Diagrama unifilar – Demanda Alta.**



#### 4. Conclusiones

La investigación evalúa el uso de Sistemas de Almacenamiento de Energía en sistemas eléctricos de potencia a través de un modelo de optimización evaluado con la red estándar IEEE de 14 nodos. Los resultados muestran una reducción significativa en los costos operativos, con un ahorro diario de 9.186,09 USD en comparación con un escenario sin estos sistemas de almacenamiento, lo que representa en un año 3,352,921.50 USD.

El uso de sistemas de almacenamiento con capacidades medianas provoca una redistribución de los flujos de potencia, lo que resulta en un aumento del 2,57% en las pérdidas del sistema eléctrico durante el análisis. Este incremento es apenas del 0,04% en comparación con un sistema sin almacenamiento. Estos resultados demuestran que el modelo asegura una operación técnica adecuada sin problemas significativos y refleja con precisión el impacto de los sistemas de almacenamiento en la gestión de flujos de potencia en corriente alterna (AC).

El análisis por demanda muestra que, en demanda baja, el modelo de optimización requiere cargar los sistemas de almacenamiento, lo que incrementa el costo operativo en 794,30 USD en comparación con un sistema sin almacenamiento. Sin embargo, en demanda alta, este costo adicional se compensa, ya que los sistemas de almacenamiento aportan energía, reduciendo el costo operativo total durante el período de análisis, mismo que asciende a 4,496.53USD, es decir q se genera un ahorro de aproximadamente 6 veces el valor de costo incurrido.

Con base a los resultados, se colige que la integración de sistemas de almacenamiento en los sistemas eléctricos de potencia es crucial para mejorar la eficiencia y sostenibilidad de la red, ya que ofrecen flexibilidad al gestionar la oferta y la demanda, facilitan la integración de fuentes de energía renovable al suavizar las variaciones, y optimizan tanto los costos operativos como la utilización de la infraestructura existente. Además, almacenar energía para periodos de altos costos de generación genera beneficios económicos importantes.

## Bibliografía

- Aghamohammadi, M. R., & Abdolahinia, H. (2014). A new approach for optimal sizing of battery energy storage system for primary frequency control of islanded microgrid. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 54, 325–333.
- Álvarez-Arroyo, C., Vergine, S., de la Nieta, A. S., Alvarado-Barrios, L., & D'Amico, G. (2024). Optimising microgrid energy management: Leveraging flexible storage systems and full integration of renewable energy sources. *Renewable Energy*, 229, 120701. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.120701>
- Aneke, M., & Wang, M. (2016). Energy storage technologies and real life applications—A state of the art review. *Applied Energy*, 179, 350–377.
- Chen, S. X., Gooi, H. B., & Wang, M. Q. (2011). Sizing of energy storage for microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(1), 142–151.
- Fossati, J. P., Galarza, A., Martín-Villate, A., & Fontan, L. (2015a). A method for optimal sizing energy storage systems for microgrids. *Renewable Energy*, 77, 539–549.
- Fossati, J. P., Galarza, A., Martín-Villate, A., & Fontan, L. (2015b). A method for optimal sizing energy storage systems for microgrids. *Renewable Energy*, 77, 539–549.
- Grisales-Noreña, L. F., Restrepo-Cuestas, B. J., Cortés-Cacedo, B., Montano, J., Rosales-Muñoz, A. A., & Rivera, M. (2022). Optimal location and sizing of distributed generators and energy storage systems in microgrids: A review. *Energies*, 16(1), 106.
- Gür, T. M. (2018). Review of electrical energy storage technologies, materials and systems: challenges and prospects for large-scale grid storage. *Energy & Environmental Science*, 11(10), 2696–2767.
- Hannan, M. A., Faisal, M., Jern Ker, P., Begum, R. A., Dong, Z. Y., & Zhang, C. (2020). Review of optimal methods and algorithms for sizing energy storage systems to achieve decarbonization in microgrid applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 131, 110022. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110022>
- Hayajneh, H. S., Bashetty, S., Salim, M. N. B., & Zhang, X. (2018). Techno-economic analysis of a battery energy storage system with combined stationary and mobile applications. 2018 IEEE

- Conference on Technologies for Sustainability (SusTech), 1–6.
- IRENA. (2021). Renewable Power Generation Costs in 2020. International Energy Agency. [www.irena.org](http://www.irena.org)
- Kalavani, F., Mohammadi-Ivatloo, B., Karimi, A., & Kalavani, F. (2019). Stochastic optimal sizing of integrated cryogenic energy storage and air liquefaction unit in microgrid. *Renewable Energy*, 136, 15–22.
- Khalid Mehmood, K., Khan, S. U., Lee, S., Haider, Z. M., Rafique, M. K., & Kim, C. (2017). Optimal sizing and allocation of battery energy storage systems with wind and solar power DGs in a distribution network for voltage regulation considering the lifespan of batteries. *IET Renewable Power Generation*, 11(10), 1305–1315.
- Mariam, L., Basu, M., & Conlon, M. F. (2016). Microgrid: Architecture, policy and future trends. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 64, 477–489.
- Mashayekh, S., Stadler, M., Cardoso, G., & Heleno, M. (2017). A mixed integer linear programming approach for optimal DER portfolio, sizing, and placement in multi-energy microgrids. *Applied Energy*, 187, 154–168.
- Mitali, J., Dhinakaran, S., & Mohamad, A. A. (2022). Energy storage systems: a review. *Energy Storage and Saving*, 1(3), 166–216. <https://doi.org/10.1016/j.enss.2022.07.002>
- Olabi, A. G., Onumaegbu, C., Wilberforce, T., Ramadan, M., Abdelkareem, M. A., & Al – Alami, A. H. (2021). Critical review of energy storage systems. *Energy*, 214, 118987. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118987>
- Ould Amrouche, S., Rekioua, D., Rekioua, T., & Bacha, S. (2016). Overview of energy storage in renewable energy systems. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41(45), 20914–20927. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.06.243>
- Raghavan, A., Maan, P., & Shenoy, A. K. B. (2020). Optimization of day-ahead energy storage system scheduling in microgrid using genetic algorithm and particle swarm optimization. *Ieee Access*, 8, 173068–173078.
- Sharafi, M., & ELMekkawy, T. Y. (2014). Multi-objective optimal

- design of hybrid renewable energy systems using PSO-simulation based approach. *Renewable Energy*, 68, 67–79.
- Sheibani, M. R., Yousefi, G. R., Latify, M. A., & Hacopian Dolatabadi, S. (2018). Energy storage system expansion planning in power systems: a review. *IET Renewable Power Generation*, 12(11), 1203–1221.
- Shi, W., Li, N., Chu, C.-C., & Gadh, R. (2015). Real-time energy management in microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 8(1), 228–238.
- Yekini, M., Wazir, M., & Bashir, N. (2014). Energy storage systems for renewable energy power sector integration and mitigation of intermittency. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 35, 499–514.  
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.04.009>
- Zhao, H., Wu, Q., Hu, S., Xu, H., & Rasmussen, C. N. (2015). Review of energy storage system for wind power integration support. *Applied Energy*, 137, 545–553.
- Zhu, H., Li, H., Liu, G., Ge, Y., Shi, J., Li, H., & Zhang, N. (2020). Energy storage in high variable renewable energy penetration power systems: technologies and applications.
- CSEE Journal of Power and Energy Systems, 9(6), 2099–2108.