



Contribution of Battery Energy Storage in the Ecuadorian Power System to Optimize Its Economic Dispatch

Contribución del Almacenamiento en Baterías en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano para Optimizar su Despacho Económico

A. Bravo¹ 0009-0004-3059-5786A. Villamarín¹ 0000-0002-8923-6479A. Chancusig¹  0009-0006-7625-7410

¹Departamento de Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, Latacunga, Ecuador

E-mail: abbravo1@espe.edu.ec, avillamarin@espe.edu.ec, amchancusig1@espe.edu.ec

Abstract

The increase in renewable generation and the need for a more flexible operation of the National Interconnected System (SNI) pose new challenges for efficient energy management in Ecuador. In this context, Battery Energy Storage Systems (BESS) emerge as a viable solution to optimize power system operation by enabling temporal energy shifting, reducing operational costs, and mitigating unsupplied energy events. This study analyzes the contribution of the BESS to the operational performance of the SNI using a representative four-zone model. An optimization model based on Mixed-Integer Linear Programming (MILP) is developed to determine the optimal location of the storage system. The results indicate that the optimal location is found in the zones with the highest solar generation capacity and demand levels, where the BESS significantly contributes to reducing thermal generation and overall system operating costs, reinforcing its role as a strategic resource to enhance the operational flexibility of the Ecuadorian power system.

Index terms— Battery Energy Storage Systems; optimization; optimal location; operational flexibility; Ecuadorian power system.

Resumen

El incremento de la generación renovable y la necesidad de una operación más flexible del Sistema Nacional Interconectado (SNI) plantean nuevos desafíos para la gestión eficiente de la energía en Ecuador. En este contexto, los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS, por sus siglas en inglés) se presentan como una solución viable para optimizar la operación del sistema eléctrico, al facilitar el desplazamiento temporal de energía, reducir los costos operativos y mitigar los eventos de energía no suministrada. Este estudio analiza la contribución del BESS al despacho económico del SNI utilizando un modelo representativo de cuatro zonas. Se desarrolla un modelo de optimización basado en Programación Lineal Entera Mixta (MILP, por sus siglas en inglés) para determinar la ubicación óptima del sistema de almacenamiento. Los resultados indican que la ubicación óptima se encuentra en las zonas con la mayor capacidad de generación solar y altos niveles de demanda, donde el BESS contribuye significativamente a disminuir el despacho térmico y los costos globales del sistema, reforzando su rol como recurso estratégico para incrementar la flexibilidad operativa del sistema eléctrico ecuatoriano.

Palabras clave— Sistemas de almacenamiento de energía en baterías; optimización; ubicación óptima; flexibilidad operativa; sistema eléctrico ecuatoriano.

Recibido: 09-11-2025, Aprobado tras revisión: 19-01-2026

Forma sugerida de citación: Bravo, A.; Villamarín, A.; Chancusig, A. (2026). "Contribución de los Sistemas de Almacenamiento en Baterías a la Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano: Análisis de Ubicación Óptima". Revista Técnica "energía". No. 22, Issue II, Pp. 54-64

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v22.n2.2026.734>

© 2026 Autores



Esta publicación está bajo una licencia internacional Creative Commons Reconocimiento – No Comercial 4.0



1. INTRODUCCIÓN

El sistema eléctrico ecuatoriano atraviesa una etapa de transformación estructural impulsada por la expansión de la generación renovable, la modernización de la infraestructura y la necesidad de fortalecer la flexibilidad operativa ante condiciones climáticas variables. Al 2024, la capacidad instalada nacional alcanzaba aproximadamente 9.255 MW, de los cuales más del 60% provenía de fuentes renovables, principalmente hidráulica, eólica, solar y biomasa [1]. En años recientes, la participación de energías limpias ha superado el 90% de la generación total, lo que refleja un progreso significativo hacia una matriz eléctrica más sostenible [2]. Sin embargo, la dependencia del régimen hidrológico y la creciente demanda —que alcanzó un máximo histórico de 5.110 MW en 2025 según CENACE— evidencian vulnerabilidades operativas durante los períodos de estiaje prolongados [3].

En este contexto, los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS, por sus siglas en inglés) surgen como una alternativa tecnológica clave para mejorar la gestión del sistema eléctrico [4]. Su capacidad para desplazar energía entre horas de baja y alta demanda permite optimizar el uso de los recursos de generación, reducir el despacho térmico y mitigar eventos de energía no suministrada. Además, los BESS poseen la capacidad técnica de proveer servicios complementarios, tales como regulación de frecuencia y soporte de tensión; no obstante, en este trabajo se analiza exclusivamente su aporte a la flexibilidad operativa del sistema mediante el arbitraje energético horario [5].

La Regulación Nro. ARCONEL-005/25 refuerza esta visión al establecer que los nuevos proyectos de generación solar y eólica incorporen sistemas de almacenamiento equivalentes al 10% de su potencia nominal y una autonomía mínima de cuatro horas, impulsando la integración segura de energías renovables al Sistema Nacional Interconectado (SNI) [6]. Este marco normativo, junto con los lineamientos del Plan Maestro de Electricidad (PME) [7], promueve una operación más flexible, resiliente y sustentable del sistema eléctrico ecuatoriano.

Varios estudios recientes han analizado el rol del almacenamiento energético en Ecuador. En [8] se presenta un modelo de planificación de expansión multianual del sistema eléctrico nacional que incorpora fuentes renovables y sistemas de almacenamiento en un entorno hidro-dominado, demostrando su contribución a la reducción de emisiones y costos operativos. Por su parte, en [9] se modela un sistema BESS conectado al SNI para la regulación primaria de frecuencia, evidenciando mejoras significativas en la estabilidad operativa. En [10] se analiza el aprovechamiento de la energía turbinable vertida mediante tres tecnologías de almacenamiento, confirmando su viabilidad técnica y económica para reducir la generación térmica y mejorar la eficiencia del sistema. Finalmente, en [11] se propone

una estrategia de planificación energética orientada a impulsar el crecimiento de las energías renovables y los sistemas de almacenamiento en países en desarrollo.

Si bien el potencial del almacenamiento energético en Ecuador ha sido reconocido en estudios recientes, la evaluación operativa y espacial de los BESS a nivel de red aún requiere mayor desarrollo. Determinar su ubicación óptima dentro del sistema es esencial para maximizar los beneficios técnicos y económicos que ofrece esta tecnología, especialmente en un sistema hidro-dominado con generación térmica marginal y una operación centralizada.

En este trabajo se propone un modelo de optimización basado en Programación Lineal Entera Mixta (MILP) para determinar la ubicación óptima de un sistema de almacenamiento en baterías en el SNI. El estudio se desarrolla sobre un modelo representativo de cuatro zonas, que simplifica la estructura operativa y geográfica del país. El objetivo es evaluar la contribución del BESS al desempeño operativo del sistema, considerando restricciones técnicas y económicas. Los resultados permiten identificar las zonas donde el almacenamiento ofrece mayor valor sistémico, evidenciando su potencial para reducir costos de operación, disminuir el despacho térmico y aumentar la flexibilidad del sistema eléctrico ecuatoriano.

El resto del artículo está estructurado como sigue: la Sección 2 presenta el modelo de optimización propuesto para la ubicación óptima de las baterías. En la Sección 3 se describe el caso de estudio, y en la Sección 4 se realiza el análisis de resultados. La Sección 5 presenta las principales conclusiones y trabajos futuros. Finalmente, la Sección 6 presenta el Apéndice con la nomenclatura del modelo de optimización.

2. MODELO DE OPTIMIZACIÓN

El modelo propuesto busca determinar la ubicación óptima de sistemas de almacenamiento de energía en baterías con el objetivo de minimizar el costo total de operación del sistema eléctrico. El modelo considera la operación horaria de las tecnologías de generación, la interacción entre zonas eléctricas, las restricciones de transmisión y la dinámica de carga y descarga del almacenamiento. La formulación se desarrolla bajo un esquema de Programación Lineal Entera Mixta (MILP, por sus siglas en inglés), implementado en el software FICO Xpress [12].

2.1 Función objetivo

La función objetivo busca minimizar el costo total de operación del sistema eléctrico durante el horizonte de simulación, expresado como la suma de los costos de generación, los costos asociados a la energía no suministrada (ENS) y los costos de inversión del sistema de almacenamiento en baterías.



$$\min Z = \sum_{t \in T} \left[\sum_{g \in G} \sum_{n \in N} C_g^G \cdot P_{g,n,t} + \sum_{n \in N} C^{NS} \cdot P_{n,t}^{NS} \right] + \sum_{n \in N} C_n^{inv} \cdot y_n \quad (1)$$

En la ecuación (1), $P_{g,n,t}$ representa la potencia generada por el generador g en el nodo n y en el instante de tiempo t ; C_g corresponde al costo unitario de generación asociado a cada tecnología; $P_{n,t}^{NS}$ denota la energía no suministrada en el nodo n durante el tiempo t ; y C^{NS} es el costo unitario asignado a la energía no servida. Por su parte, C_n^{inv} representa el costo anualizado de inversión del sistema de almacenamiento en baterías en el nodo n , mientras que y_n es una variable binaria que toma el valor de uno si el BESS se instala en dicho nodo y cero en caso contrario. En este estudio se asume que los costos variables de carga y descarga del BESS son despreciables frente a los costos de generación térmica y se representan implícitamente mediante la eficiencia del sistema. La descripción completa de los parámetros y variables utilizadas en el modelo se presenta en la Sección 6.

2.2 Ecuación de Balance Nodal

Las restricciones de balance de potencia aseguran el equilibrio entre la generación, los flujos de potencia, la carga y descarga del BESS, y la demanda en cada nodo del sistema y periodo de tiempo.

$$\sum_{g \in G_n} P_{g,n,t} + \sum_{l \in L | to(l)=n} F_{l,t} - \sum_{l \in \Omega^L | fr(l)=n} F_{l,t} + (P_{n,t}^{DIS} - P_{n,t}^{CH}) = D_{n,t} - P_{n,t}^{NS} \quad (2)$$

$$\forall n \in N, \forall t \in T$$

La ecuación (2) representa el balance nodal de potencia activa en cada nodo n y para cada instante de tiempo t . En ella, la suma de la potencia generada por todas las unidades conectadas al nodo, junto con los flujos de potencia que ingresan desde las líneas adyacentes, debe ser igual a la suma de los flujos que salen del nodo, la demanda local y la energía no suministrada, considerando además los intercambios asociados al sistema de almacenamiento. De esta forma, los términos $P_{n,t}^{DIS}$ y $P_{n,t}^{CH}$ representan la potencia descargada y cargada por el BESS, respectivamente, los cuales modifican el balance local dependiendo de su modo de operación. La igualdad asegura que la potencia generada, más la potencia neta intercambiada por las líneas y el almacenamiento, satisfaga la demanda efectiva del nodo $D_{n,t}$, descontando la energía no servida $p_{n,t}^{NS}$. Este conjunto de restricciones garantiza el equilibrio energético horario del sistema para todas las zonas y periodos de simulación considerados.

2.3 Restricciones de Energía no Suministrada

Las restricciones de ENS limitan la cantidad máxima de demanda que puede quedar insatisfecha en cada nodo y período de tiempo, asegurando que no exceda el valor total de la demanda de cada zona.

$$0 \leq P_{n,t}^{NS} \leq D_{n,t}; \quad \forall n \in N, \forall t \in T \quad (3)$$

En esta expresión, $P_{n,t}^{NS}$ representa la potencia no suministrada en el nodo n y tiempo t , mientras que $D_{n,t}$ corresponde a la demanda total del nodo en el mismo período. Esta restricción garantiza que la ENS se mantenga dentro de límites físicamente admisibles del sistema.

2.4 Restricciones de Flujos de Potencia

Las restricciones de flujos de potencia se basan en el modelo DC, donde los flujos activos entre nodos se determinan a partir de la diferencia de ángulos de fase y la reactancia de las líneas. Además, se limita el flujo máximo permitido en cada enlace para representar la capacidad térmica de transmisión.

$$F_{l,t} = \frac{\theta_{fr(l),t} - \theta_{to(l),t}}{X_l}; \quad \forall l \in L, \forall t \in T \quad (4)$$

$$-F_l^{max} \leq F_{l,t} \leq F_l^{max}; \quad \forall l \in L, \forall t \in T \quad (5)$$

En estas expresiones, $F_{l,t}$ representa el flujo de potencia activa en la línea l durante el período t ; $\theta_{fr(l),t}$ y $\theta_{to(l),t}$ son los ángulos de fase en los nodos de envío y recepción, respectivamente; X_l corresponde a la reactancia de la línea; y F_l^{max} define el límite máximo de flujo permitido según la capacidad de transmisión.

2.5 Límites de Generación

Las restricciones de generación definen los límites operativos de cada tecnología, considerando su potencia mínima, máxima y, en el caso de las fuentes renovables e hidráulicas, los factores de disponibilidad o perfiles horarios del recurso.

$$P_g^{min} \leq P_{g,n,t} \leq P_g^{max}; \quad \forall g \in G_{term}; \quad \forall n \in N, \quad \forall t \in T \quad (6)$$

$$P_g^{min} \leq P_{g,n,t} \leq P_g^{max} \cdot fd_t^H; \quad \forall g \in G_{hidro}, \quad \forall n \in N, \forall t \in T \quad (7)$$

$$P_g^{min} \leq P_{g,n,t} \leq P_g^{max} \cdot \alpha_t; \quad \forall g \in G_{ernc}, \quad \forall n \in N, \forall t \in T \quad (8)$$

Las ecuaciones (6), (7) y (8) establecen las restricciones de capacidad para las unidades de generación térmica, hidroeléctrica y de energías renovables no convencionales (ERNC), respectivamente. En estas expresiones, $P_{g,n,t}$ corresponde a la potencia generada por la unidad g en el nodo n y tiempo t ; P_g^{min} y P_g^{max} son los límites mínimo y máximo de generación, respectivamente; mientras que fd_t^H y α_t representan los factores de disponibilidad temporal del recurso hídrico y renovable no convencional (solar o eólico). Estas



restricciones aseguran que la generación de cada tecnología se mantenga dentro de sus márgenes técnicos y del recurso disponible.

2.6 Restricciones de Operación e Inversión del Sistema de Almacenamiento en Baterías (BESS)

Las restricciones de operación e inversión del BESS determinan su ubicación óptima, su comportamiento dinámico de carga y descarga, y los límites asociados al estado de carga (SOC, por sus siglas en inglés). La formulación considera una variable binaria que activa la instalación del almacenamiento en una única zona del sistema y garantiza la operación factible en cada período de simulación.

$$\sum_{n \in N} y_n = 1; \quad (9)$$

$$y_n \in \{0,1\} \quad (10)$$

$$E_{n,0} = SOC_0 \cdot P_n^{BESS} \cdot \Lambda \cdot y_n; \quad (11)$$

$$E_{n,t|T} = E_{n,0}; \quad (12)$$

$$SOC^{min} \cdot P_n^{BESS} \cdot \Lambda \cdot y_n \leq E_{n,t} \leq SOC^{max} \cdot P_n^{BESS} \cdot \Lambda \cdot y_n; \quad \forall n \in N, \forall t \in T \quad (13)$$

$$E_{n,t} = E_{n,0} + P_{n,t}^{CH} \cdot \eta^{CH} - \frac{P_{n,t}^{DIS}}{\eta^{DIS}}; \quad \forall n \in N, t = 1 \quad (14)$$

$$E_{n,t} = E_{n,t-1} + P_{n,t}^{CH} \cdot \eta^{CH} - \frac{P_{n,t}^{DIS}}{\eta^{DIS}}; \quad \forall n \in N, \forall t \geq 2 \in T \quad (15)$$

$$0 \leq \frac{P_{n,t}^{DIS}}{\eta^{DIS}} \leq P_n^{BESS} \cdot y_n; \quad \forall n \in N, \forall t \in T \quad (16)$$

$$P_{n,t}^{DIS} \leq (1 - \beta_{n,t}) \cdot \Psi; \quad \forall n \in N, \forall t \in T \quad (17)$$

$$0 \leq P_{n,t}^{CH} \cdot \eta^{CH} \leq P_n^{BESS} \cdot y_n; \quad \forall n \in N, \forall t \in T \quad (18)$$

$$P_{n,t}^{CH} \leq \beta_{n,t} \cdot \Psi; \quad \forall n \in N, \forall t \in T \quad (19)$$

$$\beta_{n,t} \in \{0,1\} \quad \forall n \in N, \forall t \in T \quad (20)$$

En las ecuaciones (9)-(18), la variable binaria y_n define la decisión de inversión, tomando el valor 1 cuando el BESS se instala en el nodo n , y 0 en caso contrario. La ecuación (9) garantiza que el almacenamiento solo pueda instalarse en una zona del sistema. Las ecuaciones (11) y (12) fijan las condiciones iniciales y finales del estado de carga, asegurando operación cíclica. La ecuación (13) impone los límites mínimo y máximo de energía almacenada, definidos por los niveles de carga SOC^{min} y SOC^{max} . Las ecuaciones (14) y (15) representan la dinámica temporal del almacenamiento, considerando las eficiencias de carga (η^{CH}) y descarga (η^{DIS}). Finalmente, las ecuaciones (16)–(19) limitan la potencia máxima de carga y descarga, y utilizan la variable binaria $\beta_{n,t}$ para evitar la operación simultánea de ambos procesos en un mismo período.

3. CASOS DE ESTUDIO

3.1 Descripción del Sistema de Prueba

El modelo propuesto se aplica a un sistema representativo de cuatro zonas que caracteriza la estructura y comportamiento operativo del SNI del Ecuador, con una proyección al año 2029, conforme a los lineamientos del PME [7]. Las zonas corresponden a Z1 (Noroccidental), Z2 (Nororiental), Z3 (Suroccidental) y Z4 (Suroriental). La Figura 1 muestra la configuración simplificada del sistema, incluyendo los porcentajes de participación de la demanda punta, la generación hidráulica, térmica y de ERNC en cada zona, junto con los principales enlaces de transmisión entre zonas. Cada zona agrupa un conjunto de nodos del SNI que reflejan la distribución geográfica de la demanda y la capacidad instalada por tipo de generación. Los datos utilizados se encuentran disponibles en [8]. Se considera que la red de 500 kV y 230 kV mantiene suficiente capacidad de transferencia, por lo que no se incluyen expansiones futuras en el horizonte de análisis. Asimismo, se excluyen los intercambios internacionales con Colombia y Perú, a fin de evaluar la capacidad interna del sistema ecuatoriano. Esta representación zonal del SNI permite capturar adecuadamente los principales intercambios de potencia, los patrones de demanda y la disponibilidad de generación, manteniendo una complejidad computacional compatible con modelos de optimización de horizonte anual.

Para verificar la consistencia del modelo propuesto, se comparó la curva de generación-demanda obtenida mediante el modelo con la información oficial reportada por el Operador Nacional de Electricidad CENACE para un día representativo del sistema (6 de noviembre de 2025). La Figura 2 muestra una correspondencia adecuada entre la generación observada y la estimada, validando la capacidad del modelo para reproducir las condiciones operativas del sistema sin incluir almacenamiento.

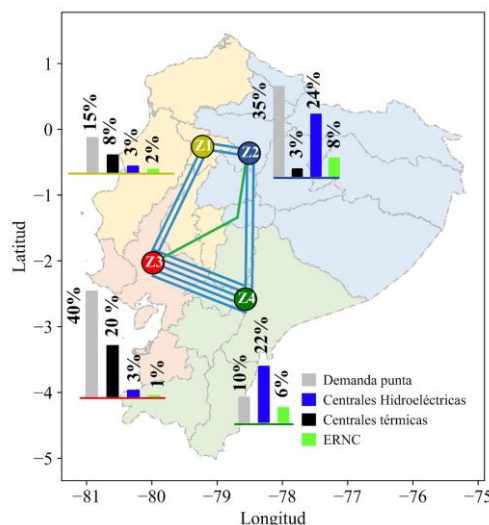


Figura 1: Red Simplificada del SNI para el Año 2029.

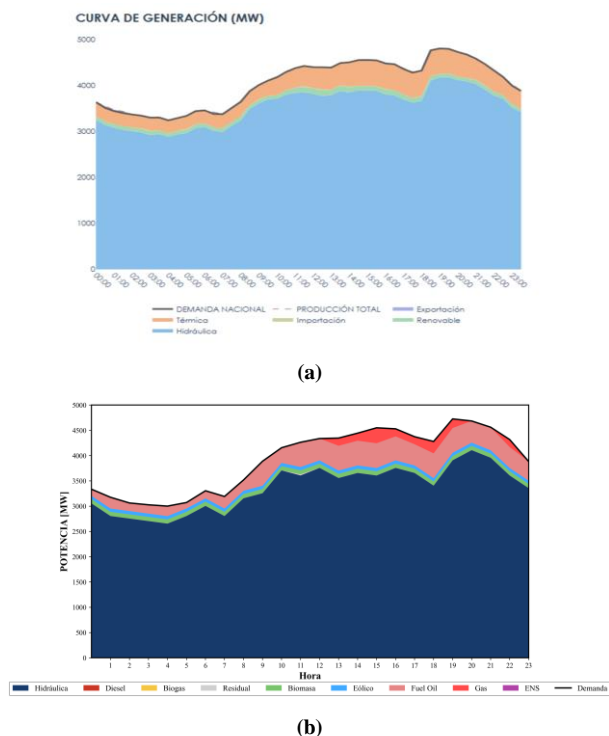


Figura 2: Comparación de la Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano Correspondiente al Jueves 6 de Noviembre de 2025: (a) Curva de Generación Reportada por el Operador Nacional de Electricidad CENACE y (b) Curva de Generación Obtenida con el Modelo de Optimización Propuesto, sin Considerar Sistemas de Almacenamiento.

La Tabla 1 presenta la capacidad instalada proyectada por tecnología y por zona para el año 2029, de acuerdo con la planificación establecida en el PME [7]. La Tabla 2 presenta los parámetros de las líneas de transmisión inter-zonales del sistema de prueba utilizado.

Tabla 1: Potencia Instalada por Tecnología y Zona Proyectada para el Año 2029.

	Tecnología	Z1 [MW]	Z2 [MW]	Z3 [MW]	Z4 [MW]
Térmica	Gas	200	0	501.2	0
	Fuel Oil	532.5	50	855.9	0
	Diesel	35.1	125.8	692.7	8.1
	Residual	51.6	109.5	21	19.2
Renovables	Hidráulica	336.2	2,552.2	321.8	2,328.2
	Eólica	0	0	0	601.5
	Solar	200	818	0	0
	Biomasa	0	0	110	0
	Biogás	0	1.1	0	0.85

Tabla 2: Parámetros de las Líneas de Transmisión Inter-zonales

Línea	Desde	Hacia	Reactancia (p.u.)	Capacidad (MVA)
Santo Domingo 230 - Santa Rosa 230	Z1	Z2	0.0727	342
Santo Domingo 230 - Santa Rosa 230	Z1	Z2	0.0727	342
Quevedo 230 - Chorrillos 230	Z1	Z3	0.1281	353
Quevedo 230 - Chorrillos 230	Z1	Z3	0.1281	332
Tisaleo 500 - Chorrillos 500	Z2	Z3	0.0289	1732
Totoras 230 - Riobamba	Z2	Z4	0.1655	342

230				
Totoras 230 - Tisaleo 230	Z2	Z4	0.1655	342
Pascuales 230 - Molino 230	Z3	Z4	0.1684	342
Pascuales 230 - Molino 230	Z3	Z4	0.1684	342
Milagro 230 - Sopladora 230	Z3	Z4	0.0990	494
Milagro 230 - Zhoray 230	Z3	Z4	0.1060	342
Milagro 230 - Zhoray 230	Z3	Z4	0.1060	342

Se emplearon perfiles de disponibilidad horaria de los recursos hidráulico, solar y eólico. Los perfiles hidrológicos corresponden a un año medio húmedo, caracterizado por una disponibilidad hidroenergética equivalente al 65% de la capacidad máxima anual, según estimaciones basadas en fuentes oficiales [3]. Para las tecnologías solar y eólica, se utilizaron series horarias de 8,760 horas por ubicación, obtenidas de una plataforma internacional especializada en estudios de planificación energética [13], garantizando una representación adecuada del recurso en cada zona.

El análisis considera un sistema de almacenamiento en baterías con una potencia de 200 MW y una capacidad energética de 800 MWh (equivalente a 4 horas de autonomía), con una eficiencia round-trip del 95% y un SOC limitado entre un 20% mínimo y un 90% máximo [14]. Los costos variables de generación térmica, el valor de ENS, y los factores de emisión de gases de efecto invernadero se basan en datos de referencia del operador nacional y estudios del sector [15].

Los costos de inversión del sistema BESS fueron tomados del reporte anual del National Renewable Energy Laboratory (NREL) [16].

3.2 Descripción de los Casos de Estudio

El modelo se resuelve para un horizonte anual con resolución horaria, considerando dos escenarios hidrológicos representativos del sistema eléctrico ecuatoriano: un escenario de año medio húmedo y un escenario de año seco, con el objetivo de evaluar la sensibilidad de los resultados frente a variaciones en la disponibilidad del recurso hídrico. Para cada escenario hidrológico se analizan los siguientes casos de estudio:

- **Caso base:** operación del sistema sin almacenamiento.
- **Caso con BESS:** incorporación de un sistema de baterías instalado en la zona identificada como óptima determinada por el modelo de optimización.

Este enfoque permite evaluar cómo la contribución del BESS en términos de reducción de costos operativos, energía gestionada y emisiones varía bajo distintas condiciones hidrológicas.

4. RESULTADOS Y ANÁLISIS

El despacho económico del sistema eléctrico ecuatoriano con y sin almacenamiento se evalúa considerando dos escenarios hidrológicos, húmedo y seco, y dos casos de estudio por escenario: operación sin BESS (caso base) e incorporación de BESS en las distintas zonas del sistema. El análisis se realiza a partir de una semana representativa para la visualización de los resultados operativos y de indicadores anuales de costo, energía gestionada y emisiones.

4.1 Escenario Hidrológico Húmedo

La Figura 3 muestra el despacho de generación del sistema sin la incorporación del BESS para una semana representativa utilizada en la visualización de los resultados. Se observa que la generación hidráulica cubre la mayor parte de la demanda, mientras que las unidades térmicas (fuel oil, gas y diésel) se despachan principalmente durante las horas de mayor consumo, especialmente en los días laborales. Asimismo, durante los períodos de mayor irradiación solar, el sistema aprovecha la contribución de esta fuente de generación renovable, reduciendo parcialmente la necesidad de generación térmica.

Por otro lado, la Figura 4 presenta el despacho de generación con la implementación del sistema BESS. Se evidencia que la batería opera en modo de carga durante las horas de baja demanda y mayor contribución de generación solar, y en modo de descarga en los períodos de mayor consumo, reduciendo así la necesidad de despacho térmico. Esta operación contribuye a una utilización más eficiente de los recursos renovables, disminuye los costos de operación al limitar la generación térmica y aumenta la flexibilidad operativa del sistema eléctrico.

La Figura 5 muestra la potencia de carga y descarga del sistema BESS a lo largo de la semana representativa. Se evidencia un comportamiento cíclico y selectivo, donde el sistema almacena energía durante las horas valle (principalmente en la madrugada y fines de semana) y la libera en los períodos de mayor demanda o mayor participación de generadores térmicos. Cabe señalar que el modelo de optimización considera un costo de inversión anualizado fijo para el BESS y no incorpora explícitamente costos asociados al ciclado ni a la degradación del sistema. No obstante, el modelo propuesto permite capturar adecuadamente el impacto operativo y económico del almacenamiento en el despacho del sistema a nivel zonal. La incorporación de modelos de degradación dependientes del ciclado se plantea como una extensión del presente trabajo para estudios de largo plazo.

Por su parte, la Figura 6 ilustra la evolución del estado de carga de la batería, con variaciones entre los límites operativos establecidos (20% y 90%). El SOC se mantiene elevado durante la mayor parte del período analizado, indicando una reserva energética suficiente

para cubrir picos de demanda y eventuales reducciones de la generación hidráulica.

4.2 Escenario Hidrológico Seco

El impacto del almacenamiento resulta más pronunciado bajo condiciones hidrológicas desfavorables. La Figura 7 muestra el despacho del sistema sin BESS en el escenario seco, donde la menor disponibilidad hidráulica incrementa significativamente la participación de generación térmica para satisfacer la demanda. Esta condición se traduce en mayores costos operativos y un aumento sustancial de las emisiones.

La Figura 8 presenta el despacho con la incorporación del BESS en la zona Z2. En este escenario, el almacenamiento cumple un rol más activo, desplazando generación térmica en horas críticas y suavizando los picos de demanda. La operación de carga y descarga del BESS, ilustrada en la Figura 9, muestra ciclos más frecuentes e intensivos en comparación con el escenario húmedo, mientras que la Figura 10 evidencia una mayor variabilidad del SOC, coherente con una operación orientada a mitigar la escasez hidráulica.

4.3 Análisis Comparativo

La Tabla 3 presenta los resultados comparativos del costo total anual de operación, la energía gestionada por el BESS y las emisiones de GEI del sistema, considerando los escenarios hidrológicos húmedo y seco y las distintas alternativas de ubicación del BESS.

En el escenario húmedo, la incorporación del BESS en cualquiera de las zonas analizadas genera una reducción del costo total de operación en comparación con el caso base sin almacenamiento. En particular, las zonas Z2 y Z4 presentan los mayores beneficios económicos, con disminuciones cercanas al 3% respecto del escenario sin BESS, lo que evidencia una operación más eficiente del sistema ante una mayor disponibilidad del recurso hídrico.

Por su parte, en el escenario seco, el efecto del almacenamiento resulta aún más relevante debido a la mayor dependencia de generación térmica. En este caso, la instalación del BESS en las zonas Z1 y Z2 conduce a las mayores reducciones de costo operativo, con ahorros del orden del 2% respecto al caso base.

En términos de utilización del almacenamiento, la Z2 concentra la mayor energía gestionada por el BESS en ambos escenarios, alcanzando 79,267.6 MWh en el escenario húmedo y 81,119.9 MWh en el escenario seco, lo que refleja un mayor grado de aprovechamiento operativo del BESS en esta zona. Adicionalmente, la incorporación del BESS permite una reducción moderada de las emisiones de GEI, asociada principalmente a la disminución del despacho térmico durante las horas de mayor demanda, evidenciando beneficios ambientales consistentes con los resultados económicos.



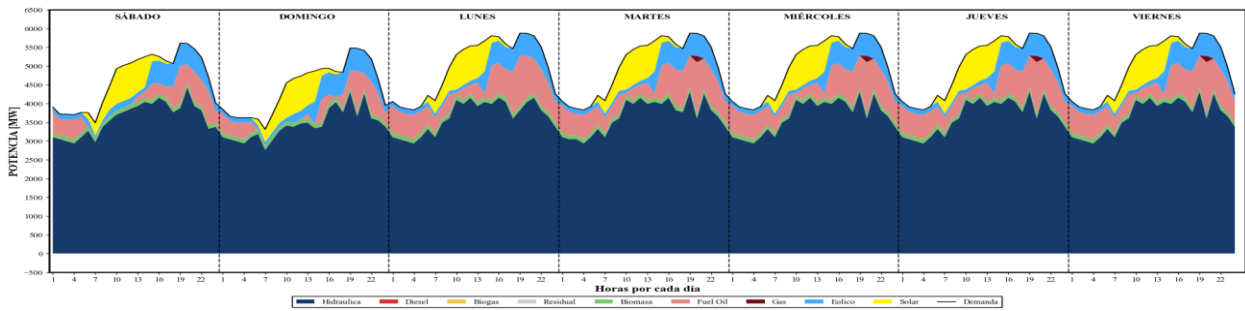


Figura 3: Despacho de Generación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano sin Incorporación de BESS (Escenario Húmedo).

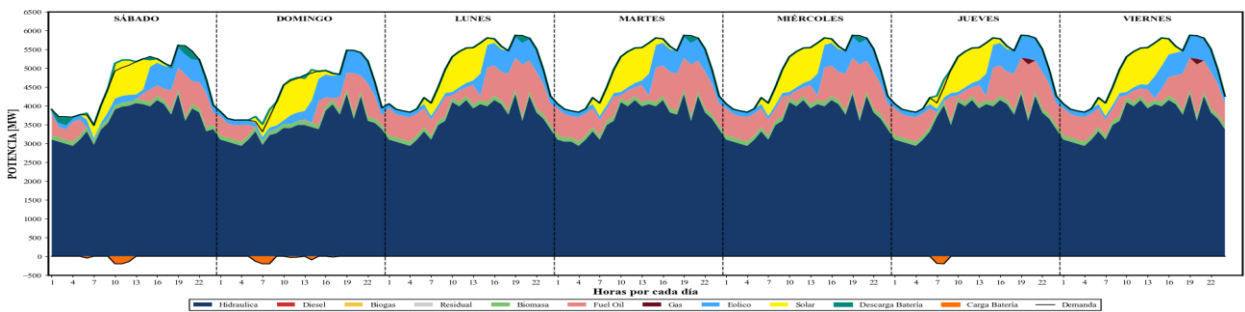


Figura 4: Despacho de Generación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano con Incorporación del BESS en la Zona Z2 (Escenario Húmedo).

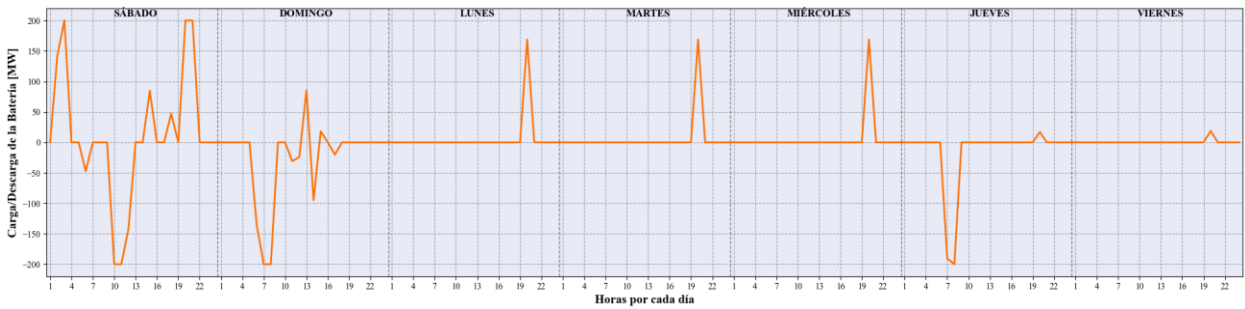


Figura 5: Potencia de Carga y Descarga del BESS Ubicado en la Zona Z2 (Escenario húmedo).

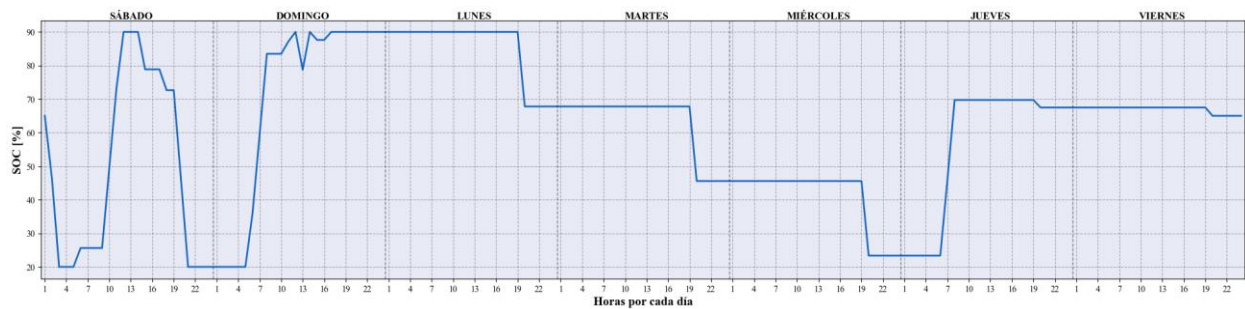


Figura 6: Estado de Carga del BESS Ubicado en la Zona Z2 (Escenario Húmedo).

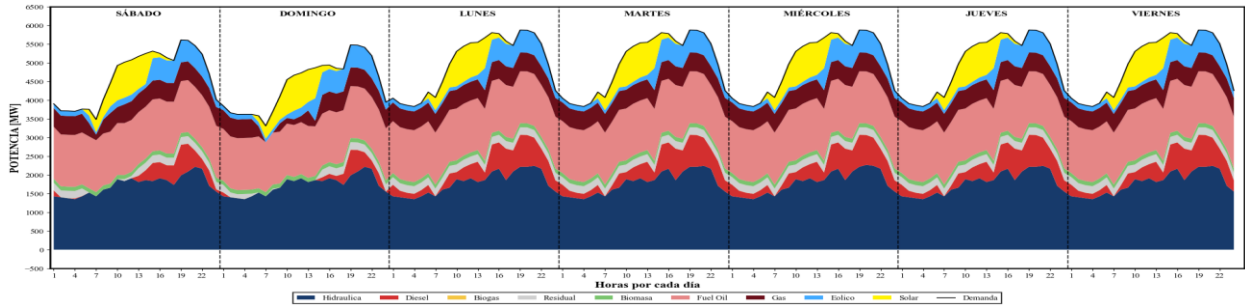


Figura 7: Despacho de Generación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano sin Incorporación de BESS (Escenario seco).

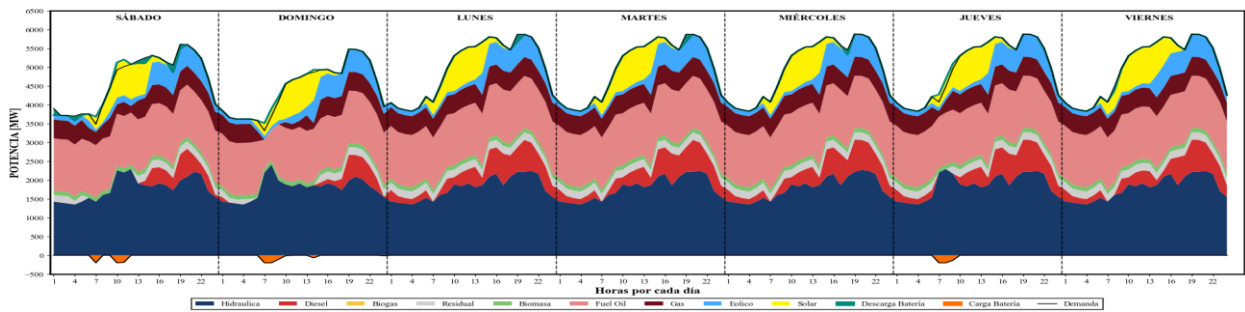


Figura 8: Despacho de Generación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano con Incorporación del BESS en la Zona Z2 (Escenario seco).

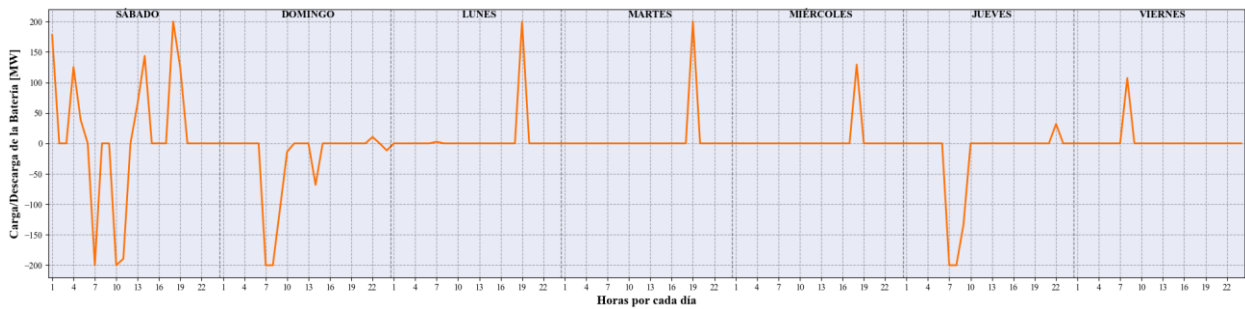


Figura 9: Potencia de Carga y Descarga del BESS Ubicado en la Zona Z2 (Escenario Seco).

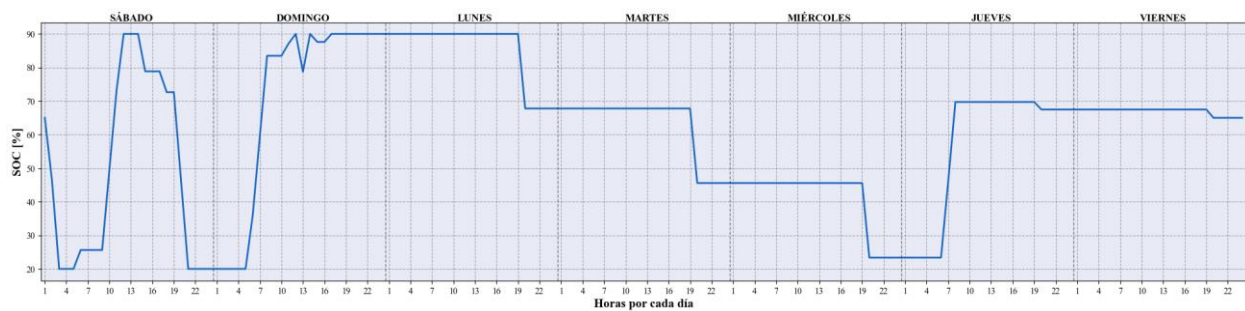


Figura 10: Estado de Carga del BESS Ubicado en la Zona Z2 (Escenario Seco).



En ambos escenarios hidrológicos, los resultados confirman que la zona Z2 (Nororiental) constituye la alternativa más favorable para la incorporación del BESS desde una perspectiva de despacho económico zonal. Esta zona concentra altos niveles de demanda y una elevada participación de generación solar e hidráulica (ver Tabla 1), lo que permite maximizar el uso del almacenamiento para absorber excedentes renovables y reducir la dependencia de generación térmica.

Si bien la incorporación del BESS no modifica sustancialmente el perfil de generación hidráulica, sí mejora de manera consistente el aprovechamiento de las tecnologías ERNC y la flexibilidad operativa del sistema, especialmente bajo condiciones hidrológicas secas. En conjunto, los resultados evidencian que el almacenamiento en baterías aporta beneficios económicos y ambientales frente a variaciones hidrológicas, reforzando su rol como herramienta estratégica para apoyar la operación del sistema eléctrico ecuatoriano, caracterizado por una alta dependencia del recurso hídrico.

Tabla 3: Resultados Comparativos de Costo Total de Operación, Energía Gestionada por el BESS, y Emisiones del Sistema Eléctrico Ecuatoriano al 2029, para los Escenarios Hidrológicos Húmedo y Seco

Escenario	Caso	Costo total de operación (MMUSD)	Energía del BESS [MWh]	GEI [MtCO _{2eq}]
Húmedo	Sin BESS	246.3	-	3,173.8
	BESS en Z1	246.9	69,140.0	3,067.2
	BESS en Z2	239.7	79,267.6	3,062.7
	BESS en Z3	242.6	58,174.2	3,106.4
	BESS en Z4	241.6	46,229.1	3,083.8
Seco	Sin BESS	1,018.1	-	13,073.6
	BESS en Z1	1,000.6	79,882.9	12,875.9
	BESS en Z2	1,000.3	81,119.9	12,870.5
	BESS en Z3	1,003.1	73,587.1	12,896.8
	BESS en Z4	1,005.7	70,024.8	12,931.3

5. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

En este estudio se analiza la contribución del almacenamiento en baterías en el sistema eléctrico ecuatoriano para optimizar su despacho económico utilizando un modelo representativo de cuatro zonas. Los resultados muestran que la incorporación del almacenamiento permite mejorar la eficiencia del despacho económico del sistema, aportando mayor flexibilidad operativa y un uso más eficiente de los recursos de generación disponibles. La formulación basada en programación lineal entera mixta (MILP)

permitió evaluar de manera consistente el impacto del BESS bajo distintas condiciones operativas y escenarios hidrológicos.

El análisis comparativo identificó a la zona Z2 (Nororiental) como la alternativa más favorable para la incorporación del BESS desde una perspectiva de despacho económico zonal. Esta zona concentra altos niveles de demanda y una elevada participación de generación hidráulica y solar, lo que favorece una mayor utilización del almacenamiento para absorber excedentes renovables y reducir el despacho de generación térmica. En términos agregados, los resultados evidencian reducciones del orden del 3% en el costo total anual de operación, junto con una disminución moderada de las emisiones de gases de efecto invernadero, asociada al desplazamiento de generación térmica.

Asimismo, se observó que el BESS opera de manera coherente con los principios de arbitraje energético, almacenando excedentes de generación solar durante las horas de mayor irradiación y liberándolos en los períodos de mayor demanda. Este comportamiento contribuye a optimizar el aprovechamiento de las tecnologías ERNC y a suavizar la operación del sistema bajo distintas condiciones hidrológicas, particularmente en escenarios de mayor estrés hídrico.

Por lo tanto, los resultados indican que la implementación de sistemas BESS en el sistema eléctrico ecuatoriano constituye una alternativa técnica y económicamente viable para apoyar la operación del despacho económico en un sistema hidro-dominado, reforzando la flexibilidad operativa y la integración de energías renovables variables.

En trabajos futuros, se propone extender el análisis hacia horizontes multianuales que incorporen la evolución proyectada de la demanda y de la expansión renovable contemplada en el Plan Maestro de Electricidad. Adicionalmente, resulta relevante incluir modelos explícitos de degradación y reposición de baterías, así como realizar comparaciones con otras tecnologías de almacenamiento, tales como el bombeo hidroeléctrico. Finalmente, se plantea como una extensión natural evaluar los beneficios del almacenamiento desde una perspectiva eléctrica más detallada, incluyendo indicadores de confiabilidad y restricciones de red, especialmente bajo escenarios de variabilidad climática y eventos extremos.

6. APÉNDICE

A continuación, se detalla la nomenclatura del modelo de optimización descrito en la Sección 2.

6.1 Conjuntos

G : Conjunto de tecnologías de generación.

G_{tem} : Subconjunto de generadores térmicos.

G_{hidro} : Subconjunto de generadores hidroeléctricas.



G_{ernc} : Subconjunto de generadores ERNC.

G_n : Conjunto de tecnologías disponibles en el nodo n .

L : Conjunto de líneas de transmisión.

N : Conjunto de nodos del sistema.

T : Número de horas en el horizonte de evaluación.

6.2 Parámetros

C_g^g : Costo de generación del generador g [\$/MWh].

C^{NS} : Costo de energía no servida [\$/MWh].

C_n^{inv} : Costo anualizado de inversión de un BESS en el nodo n [\$/MW].

$D_{n,t}$: Demanda eléctrica en el nodo n durante el instante t [MW].

$E_{n,t}$: Energía almacenada en la batería en el nodo n en el instante t [MWh].

$E_{n,(t-1)}$: Energía almacenada en la batería en el nodo n en el instante anterior [MWh].

$E_{n,T}$: Energía al final del horizonte de evaluación [MWh].

$E_{n,(0)}$: Energía al inicio del horizonte de evaluación [MWh].

Fp_t : Factor de disponibilidad hídrica en el instante t [p.u.].

P_g^{max} : Capacidad instalada de la tecnología g [MW].

P_g^{min} : Potencia mínima técnica de la tecnología g [MW].

P_n^{BESS} : Capacidad de potencia del BESS en el nodo n [MW].

SOC_0 : Estado de carga inicial [p.u.].

SOC^{max} : Estado de carga máximo permitido [p.u.].

SOC^{min} : Estado de carga mínimo permitido [p.u.].

X_l : Reactancia de la línea l [p.u.].

α_t : Factor de disponibilidad de recursos renovables no convencionales (solar o eólico) en el instante t .

η^{CH} : Eficiencia de carga [p.u.].

η^{DIS} : Eficiencia de descarga [p.u.].

Λ : Duración de la batería [horas].

Ψ : Constante suficientemente grande (Big-M).

6.3 Variables

$P_{n,t}^{NS}$: Energía no servida en el nodo n en el instante t [MW].

$F_{l,t}$: Flujo de potencia activa en la línea l en el instante t [MW].

$P_{g,n,t}$: Potencia generada por el generador g en el nodo n

en el instante t [MW].

$P_{n,t}^{CH}$: Potencia de carga del BESS en el nodo n , en el instante t [MW].

$P_{n,t}^{DIS}$: Potencia de descarga del BESS en el nodo n , en el instante t [MW].

$\theta_{fr(l),t}$: Ángulo de voltaje en el nodo de envío de la línea l en el instante t [rad].

$\theta_{to(l),t}$: Ángulo de voltaje en el **nodo de recepción** de la línea l en el instante t [rad].

$\beta_{n,t}$: Variable binaria que indica el estado operativo del sistema BESS en el nodo n y tiempo t (1 si está en descarga, 0 si está en carga).

y_n : Variable binaria de inversión que indica si se instala un BESS en el nodo n (1 si se invierte, 0 en caso contrario).

7. REFERENCIAS

- [1] Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2024, Quito, Ecuador, 2024. [En línea]. Disponible en: <https://arconel.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2025/05/Atlas-2024-NEW.pdf>
- [2] Ministerio de Ambiente y Energía, "En 2021 el sector eléctrico dinamizó la economía nacional con un 93.2 % de generación renovable y la exportación de más de 500 GWh," 14 ene. 2022. [En línea]. Disponible: <https://www.ambienteyenergia.gob.ec/en-2021-el-sector-electrico-dinamizo-la-economia-nacional-con-un-93-2-de-generacion-renovable-y-la-exportacion-de-mas-de-500-gwh/>
- [3] Operador Nacional de Electricidad (CENACE), "Informe Anual 2024," Quito, Ecuador, 2024. [En línea]. Disponible en: https://www.cenace.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2025/04/Informe-Anual-CENACE-2024-vf-1-88_c.pdf
- [4] C. Suazo, R. Moreno, E. Pereira y A. Villamarín, Hacia un sistema 100 % renovable: Almacenamiento de larga duración, Santiago de Chile, 2023. [En línea]. Disponible en: <https://generadoras.cl/wp-content/uploads/2025/01/es23.pdf>
- [5] G. Strbac et al., "Opportunities for Energy Storage: Assessing Whole-System Economic Benefits of Energy Storage in Future Electricity Systems," in IEEE Power and Energy Magazine, vol. 15, no. 5, pp. 32-41, Sept.-Oct. 2017.
- [6] Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), "Resolución N° ARCONEL-005/25: Normativa para incentivar generación con Energía Renovable No Convencional mayor a 10 MW y



- menor o igual a 100 MW," Ecuador, 16 oct. 2025. [En línea]. Disponible: <https://arconel.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2025/10/Resolucion-ARCONEL-014-25.pdf>
- [7] Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, "Plan Maestro de Electricidad (PME)," Acuerdo Nro. MERNNR-VEER-2021-0008-AM, Ecuador, 2024. [En línea]. Disponible: <https://www.cenace.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>
- [8] A. Villamarín-Jácome, M. Saltos-Rodríguez, D. Espín-Sarzosa, R. Haro, G. Villamarín, and M. O. Okoye, "Deploying renewable energy sources and energy storage systems for achieving low-carbon emissions targets in hydro-dominated power systems: A case study of Ecuador," *Renewable Energy*, vol. 241, p. 122198, 2025.
- [9] S. Chamba, W. Vargas, D. Echeverría, y J. Riofrio, "Regulación Primaria de Frecuencia Mediante Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano", *re*, vol. 19, n.º 1, pp. 13–21, jul. 2022.
- [10] F. Posso Rivera, J. Zalamea, J. L. Espinoza y L. G. González, "Sustainable use of spilled turbinable energy in Ecuador: Three different energy storage systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 156, 2022.
- [11] P. Arévalo, A. Cano, D. Benavides, J. A. Aguado, and F. Jurado, "Energy transition in Ecuador: A proposal to improve the growth of renewable energy and storage systems in a developing country," in *Energy Efficiency of Modern Power and Energy Systems*, S. H. E. Abdel Aleem, M. E. Balci, and M. J. H. Rawa, Eds., 1st ed., Elsevier, 2024, pp. 19–31.
- [12] FICO, "FICO® Xpress Optimization," Accessed: Oct. 31, 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.fico.com/fico-xpress-optimization/docs/latest/overview.html>
- [13] National Renewable Energy Laboratory (NREL), National Solar Radiation Database (NSRDB) Data Viewer, 2024. [En línea]. Disponible en: <https://nsrdb.nrel.gov/data-viewer>
- [14] A. R. Dehghani-Sanij, E. Tharumalingam, M. B. Dusseault, and R. Fraser, "Study of energy storage systems and environmental challenges of batteries," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 104, pp. 192–208, Apr. 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.01.02.
- [15] Ministerio de Energía y Minas del Ecuador, Informe: Factor de emisión de CO₂ del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, Comisión Técnica de Determinación de Factores de Emisión de Gases de Efecto Invernadero, Quito, Ecuador, 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.ambienteyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2024/09/Factor-de-emision-de-CO2-del-Sistema-Nacional-Interconectado-de-Ecuador-Informe-2023-comprimido.pdf>
- [16] National Renewable Energy Laboratory (NREL), Annual technology base line, 2022. [En línea]. Disponible en: <https://atb.nrel.gov/electricity/2024/data>



Angie Bravo Montenegro. - Nació en Tulcán en 1997. Actualmente se encuentra finalizando sus estudios en la carrera de Ingeniera Electromecánica de la Universidad de las Fuerzas Armadas - ESPE. Sus áreas de interés académico se centran en el modelamiento y optimización de sistemas eléctricos de potencia, enfocándose en la integración de energías renovables y almacenamiento de energía, priorizando estudios que contribuyan al desarrollo energético sostenible del Ecuador.



Alex Villamarín. - Obtuvo su título de Ingeniero en Electromecánica en la Universidad de las Fuerzas Armadas – ESPE, Ecuador. Es Magíster en Ciencias de la Ingeniería y Doctor en Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Chile, Chile. Trabajó en CELEC EP – UN Transelectric en el área de subestaciones de Extra Alta Tensión. Actualmente es profesor en el área de sistemas eléctricos de potencia en la Universidad de las Fuerzas Armadas – ESPE, Ecuador, e investigador en el Centro Latinoamericano y del Caribe de Energía - ENLACE, y en el Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI), Chile. Su campo de investigación incluye la planificación y operación de sistemas eléctricos resilientes, la optimización de sistemas de energía eléctrica y la integración de energías renovables y almacenamiento.



Ariel Chancusig. - Nació en Latacunga en 2003. Actualmente se encuentra finalizando sus estudios en la carrera de Ingeniera Electromecánica de la Universidad de las Fuerzas Armadas - ESPE. Sus intereses académicos se orientan hacia el estudio, modelado y optimización de los sistemas eléctricos de potencia, con especial énfasis en la integración de fuentes renovables, y almacenamiento energético.