

DOI: <https://doi.org/10.63618/omd/revinvlid/v1/n3/17>

Tecnologías emergentes en el almacenamiento energético de larga duración para sistemas renovables.

Emerging technologies in long-duration energy storage for renewable energy systems.

Guerrero-Calero, Juan Manuel ¹

¹ Universidad Estatal del Sur de Manabí; Ecuador; <https://orcid.org/0000-0002-1356-0475>;
juan.querrero@unesum.edu.ec.

Cita: Guerrero-Calero, J. M. (2024). Tecnologías emergentes en el almacenamiento energético de larga duración para sistemas renovables. *Revista De Investigación Y Liderazgo*, 1(3), 18-32. <https://doi.org/10.63618/omd/revinvlid/v1/n3/17>

Resumen

La creciente participación de fuentes renovables y la alta dependencia hidroeléctrica de Ecuador incrementan la necesidad de soluciones capaces de compensar variaciones diarias, déficits multidíarios y eventos hidrológicos prolongados. El estudio tuvo como objetivo analizar la idoneidad técnica, económica, ambiental y operativa de tecnologías emergentes de almacenamiento energético de larga duración para sistemas renovables de Ecuador y América Latina. Se desarrolló una investigación cualitativa, documental, no experimental y longitudinal retrospectiva, mediante análisis deductivo y comparativo de literatura científica, informes institucionales y datos energéticos publicados entre 2021 y 2025. Los resultados mostraron que las tecnologías mecánicas concentraron las mayores capacidades y vidas útiles, las baterías de flujo destacaron por su rapidez de respuesta y el hidrógeno amplió la cobertura hacia escalas estacionales. Asimismo, el 83,3 % de las tecnologías analizadas presentó aplicabilidad entre 8 y 24 horas, mientras las opciones multidíarias y estacionales fueron más limitadas. La discusión evidenció que ninguna tecnología resultó universalmente superior, debido a la influencia conjunta de costos, duración, eficiencia y condiciones territoriales. Se concluyó que la planificación energética requiere portafolios complementarios adaptados al contexto hidrodependiente regional.

Palabras clave: almacenamiento energético, larga duración, energías renovables, resiliencia energética, tecnologías emergentes.

Abstract

The growing share of renewable sources and Ecuador's high reliance on hydroelectric power increase the need for solutions capable of offsetting daily variations, multi-day shortfalls, and prolonged hydroclimatic events. The study aimed to analyze the technical, economic, environmental, and operational suitability of emerging long-duration energy storage technologies for renewable energy systems in Ecuador and Latin America. A qualitative, documentary, non-experimental, and retrospective longitudinal study was conducted using deductive and comparative analysis of scientific literature, institutional reports, and energy data published between 2021 and 2025. The results showed that mechanical technologies offered the highest capacities and longest service lives, flow batteries stood out for their rapid response, and hydrogen expanded coverage to seasonal scales. Furthermore, 83.3% of the technologies analyzed had applicability ranging from 8 to 24 hours, while multi-day and seasonal options were more limited. The discussion revealed that no single technology proved universally superior, due to the combined influence of costs, duration, efficiency, and regional conditions. It was concluded that energy planning requires complementary portfolios adapted to the region's hydro-dependent context.

Keywords: energy storage, long-term storage, renewable energy, energy resilience, emerging technologies

1. Introducción

La transición hacia sistemas eléctricos con mayor participación renovable sitúa al almacenamiento energético de larga duración como un componente estratégico para la seguridad, flexibilidad y resiliencia de las redes. En Ecuador, la generación hidroeléctrica alcanzó 22.956,42 GWh durante 2024 y representó el 67,40 % de la producción eléctrica bruta, mientras la capacidad del sistema aumentó aproximadamente de 6 GW en 2015 a 9 GW en 2025, manteniendo una elevada dependencia del recurso hídrico. Dentro de este contexto latinoamericano, la unidad de análisis comprende las tecnologías emergentes capaces de desplazar energía durante períodos superiores a 8 horas y atender necesidades interdiarias, multidiarias o estacionales en sistemas renovables de escala nacional, regional y aislada (CENACE, 2025; Sterl et al., 2026; Twitchell et al., 2023).

La elevada concentración de la matriz ecuatoriana en la hidroelectricidad incrementa la exposición del sistema frente a sequías prolongadas, variaciones hidrológicas y restricciones operativas de los embalses. Durante la crisis energética de 2024, los déficits de generación provocaron interrupciones de hasta 12 horas diarias, con efectos sobre la actividad productiva, los servicios públicos, la conectividad y el bienestar social. Aunque el costo instalado de los sistemas de baterías a escala de red disminuye un 93 % entre 2010 y 2024, hasta situarse alrededor de USD 192/kWh, las configuraciones convencionales de corta duración no resuelven por sí solas déficits de varios días o estaciones completas. La falta de soluciones complementarias prolongaría la dependencia de generación térmica, elevaría los costos operativos y aumentaría la vulnerabilidad ante futuros eventos climáticos (IRENA, 2025; Sterl et al., 2026).

La ampliación de la flexibilidad requiere considerar un portafolio tecnológico que supera el predominio de las baterías de ion-litio e incorpora almacenamiento hidroeléctrico por bombeo, aire comprimido, baterías de flujo, hidrógeno, sistemas térmicos, tecnologías gravitacionales y soluciones electroquímicas basadas en materiales abundantes. Estas alternativas presentan desempeños diferenciados: el bombeo hidroeléctrico registra eficiencias cercanas al 80 %, el aire comprimido avanzado se sitúa entre 55 % y 75 %, y las baterías de flujo alcanzan aproximadamente entre 65 % y 80 %, mientras el hidrógeno y determinados sistemas térmicos permiten conservar energía durante varios meses. Por ello, la selección tecnológica no depende únicamente de la eficiencia, sino también de la duración, el costo por unidad energética, la vida útil, la disponibilidad territorial y la compatibilidad con los recursos renovables locales (Zeng et al., 2025; Shan et al., 2022).

La literatura reciente reconoce que todavía no existe una definición universal del almacenamiento de larga duración, aunque distingue aplicaciones diarias de aproximadamente 10 a 20 horas y soluciones orientadas a períodos semanales, mensuales o estacionales. Esta diversidad conceptual dificulta la comparación homogénea entre tecnologías y limita la transferencia directa de resultados obtenidos principalmente en sistemas de Norteamérica, Europa y Asia hacia contextos hidrodependientes de América Latina. Además, los modelos suelen analizar costos o eficiencias de manera aislada y prestan menor atención a la interacción entre sequía, operación de embalses, restricciones de transmisión y disponibilidad renovable. En un

sistema modelado, una reducción del 50 % de la generación hidroeléctrica incrementa en 65 % la capacidad energética de almacenamiento requerida y eleva la duración media de 6,3 a 23 horas, evidencia que no puede extrapolarse a Ecuador sin una evaluación territorial específica (Staaecker et al., 2024; Twitchell et al., 2023).

La evaluación económica también presenta resultados sensibles a los supuestos tecnológicos y a la configuración de cada red. Las simulaciones muestran que, al reducir el costo de capacidad energética desde USD 102/kWh hasta USD 0,5/kWh, la duración económicamente óptima puede variar de 8,9 horas a aproximadamente 34 días; asimismo, costos inferiores a USD 5/kWh favorecen soluciones estacionales de 20 a 400 horas. Sin embargo, numerosos estudios omiten de forma conjunta la degradación, el costo nivelado del almacenamiento, el financiamiento, la disponibilidad de materiales, el uso de suelo y agua, y los impactos del ciclo de vida. Esta brecha adquiere relevancia porque el objetivo internacional de disminuir en 90 % el costo de tecnologías superiores a 10 horas y aproximarse a USD 0,05/kWh-ciclo hacia 2030 exige métricas comparables y condiciones de despliegue realistas (Departamento de Energía de Estados Unidos [DOE], 2024; Sepulveda et al., 2021; Staaecker et al., 2024).

La pertinencia regional del análisis se fortalece por la limitada madurez institucional y comercial del almacenamiento en América Latina y el Caribe. Un inventario regional identificó 150 proyectos en 36 países y territorios, con predominio de baterías de ion-litio y una elevada concentración de instalaciones menores a 1 MWh, lo cual evidencia que la experiencia acumulada se orienta principalmente a microrredes y aplicaciones de pequeña escala. Aunque este registro constituye una línea base de 2021, los diagnósticos posteriores continúan señalando barreras relacionadas con altos costos iniciales, regulación fragmentada, infraestructura insuficiente y escasos mecanismos de remuneración de la flexibilidad. La disponibilidad de estadísticas públicas, literatura científica y modelos energéticos permite desarrollar una evaluación documental viable, sin involucrar participantes humanos ni generar riesgos éticos directos, y con utilidad para la planificación académica, empresarial e institucional (Graham et al., 2021; OLACDE, 2025).

Frente a estas limitaciones, el estudio tiene como objetivo general analizar la idoneidad técnica, económica, ambiental y operativa de las tecnologías emergentes de almacenamiento energético de larga duración para su integración en sistemas renovables de Ecuador y América Latina. Para alcanzar este propósito, se plantea como primer objetivo específico comparar seis familias tecnológicas mediante ocho indicadores: duración de descarga, eficiencia, costo de inversión, costo nivelado, vida útil, autodescarga, madurez tecnológica e impacto ambiental. El segundo objetivo específico consiste en determinar escenarios de aplicabilidad para necesidades de 8 a 24 horas, períodos multidiarios y almacenamiento estacional, considerando la variabilidad hidrológica, la complementariedad solar-eólica y las restricciones de red. Esta estructura permite relacionar el desempeño tecnológico con condiciones sistémicas concretas, en lugar de establecer jerarquías universales desvinculadas del territorio (Shan et al., 2022; Zeng et al., 2025).

La contribución esperada reside en articular la ingeniería de almacenamiento con la resiliencia climática y la planificación renovable regional, superando evaluaciones

centradas exclusivamente en eficiencia o costo de capital. La originalidad del trabajo consiste en vincular una matriz ecuatoriana con 67,40 % de generación hidroeléctrica en 2024 y antecedentes de interrupciones de hasta 12 horas con un marco comparativo que abarca desde soluciones superiores a 8 horas hasta alternativas multidurias y estacionales. Esta integración permite identificar complementariedades entre almacenamiento, hidroelectricidad, energía solar y energía eólica, así como orientar prioridades de investigación, inversión y regulación. De este modo, el estudio responde a la ausencia de evaluaciones integrales adaptadas a sistemas hidrodependientes latinoamericanos y aporta criterios reproducibles para seleccionar tecnologías bajo escenarios de incertidumbre climática, económica y operativa (CENACE, 2025; Staadecker et al., 2024; Sterl et al., 2026).

2. Materiales y Métodos

La investigación se estructuró desde una perspectiva cualitativa orientada a interpretar las características, posibilidades de integración y limitaciones de las tecnologías emergentes de almacenamiento energético de larga duración en sistemas renovables. La elección permitió examinar relaciones técnicas, económicas, ambientales y territoriales que no podían reducirse únicamente a indicadores numéricos, debido a la diversidad de principios de funcionamiento y niveles de madurez tecnológica. El análisis se concentró en la comprensión comparativa de baterías de flujo, almacenamiento térmico, hidrógeno, aire comprimido, bombeo hidroeléctrico y sistemas gravitacionales. La información cuantitativa disponible se utilizó como evidencia contextual, sin transformar el estudio en una evaluación estadística de relaciones causales. Esta orientación facilitó la identificación de patrones, convergencias y discrepancias entre fuentes científicas e institucionales mediante categorías interpretativas previamente definidas (Braun & Clarke, 2021; Shan et al., 2022).

El seguimiento de la evidencia se organizó mediante un diseño no experimental y longitudinal retrospectivo aplicado exclusivamente a fuentes secundarias. No se manipularon variables tecnológicas, económicas ni ambientales, debido a que se examinaron resultados previamente publicados, registros energéticos y documentos institucionales disponibles para Ecuador y América Latina. La dimensión longitudinal se estableció mediante una ventana documental comprendida entre enero de 2021 y diciembre de 2025, lo que permitió reconocer cambios en definiciones, costos, niveles de desarrollo y aplicaciones del almacenamiento de larga duración. Esta organización temporal no correspondió al seguimiento de individuos o instalaciones específicas, sino a la evolución documentada del conocimiento y de las condiciones de adopción tecnológica. La decisión resultó pertinente porque la valoración del almacenamiento dependió de transformaciones progresivas en los sistemas renovables, los costos y las necesidades de flexibilidad de las redes (Twitchell et al., 2023; Staadecker et al., 2024).

El trabajo se desarrolló como una investigación documental sustentada en procedimientos deductivos y analíticos. El razonamiento deductivo partió de conceptos consolidados sobre almacenamiento de larga duración, integración renovable, flexibilidad eléctrica y resiliencia energética, para posteriormente examinar su correspondencia con las condiciones observadas en Ecuador y América Latina. De

forma complementaria, el método analítico permitió desagregar cada tecnología según su duración de descarga, eficiencia, costo, vida útil, escalabilidad, requerimientos territoriales, madurez e impacto ambiental. El alcance se mantuvo descriptivo, porque se buscó caracterizar y comparar tecnologías, identificar tendencias y establecer posibles escenarios de aplicabilidad, sin atribuir causalidad ni proyectar resultados financieros determinísticos. La organización del proceso documental siguió criterios de transparencia, trazabilidad y reproducibilidad compatibles con las recomendaciones contemporáneas para la síntesis estructurada de evidencia (Aromataris et al., 2024; Page et al., 2021).

El contexto empírico-documental se delimitó al sistema eléctrico ecuatoriano y a experiencias tecnológicas relevantes de América Latina y el Caribe, considerando que la estructura renovable, la dependencia hidroeléctrica y las condiciones regulatorias regionales influían en la viabilidad de cada alternativa. La unidad de análisis estuvo constituida por artículos científicos, estudios técnico-económicos, informes energéticos y documentos de planificación relacionados con almacenamiento superior a ocho horas, aplicaciones multidurias o soluciones estacionales. También se consideraron como unidades tecnológicas las principales familias electroquímicas, mecánicas, térmicas y químicas vinculadas con generación solar, eólica e hidroeléctrica. Los documentos nacionales permitieron contextualizar la estructura y operación del sistema ecuatoriano, mientras los informes regionales aportaron información sobre proyectos, barreras regulatorias, oportunidades de inversión y capacidades institucionales. Esta delimitación favoreció una interpretación territorial de la evidencia, en lugar de extrapolar de manera directa resultados obtenidos en sistemas eléctricos con configuraciones diferentes (CENACE, 2025; Graham et al., 2021; OLACDE, 2025).

El corpus documental se conformó mediante búsquedas estructuradas en Scopus, Web of Science, ScienceDirect e IEEE Xplore, complementadas con repositorios oficiales de CENACE, OLACDE, IRENA, el Banco Interamericano de Desarrollo y el Departamento de Energía de Estados Unidos. Se combinaron los términos *long-duration energy storage*, *renewable energy systems*, *emerging storage technologies*, *seasonal storage*, *energy storage Latin America*, *almacenamiento energético de larga duración* y *sistemas renovables*, mediante operadores booleanos AND y OR. Se incluyeron publicaciones comprendidas entre 2021 y 2025, disponibles en español o inglés, con acceso al texto completo y exposición verificable de variables técnicas, económicas, ambientales o regulatorias. Se excluyeron documentos duplicados, notas comerciales sin respaldo metodológico, publicaciones sin autoría identificable y estudios centrados exclusivamente en almacenamiento portátil o movilidad eléctrica. La selección se efectuó por pertinencia temática y cumplimiento de criterios, por lo que no se calculó una muestra probabilística ni se realizó inferencia hacia una población estadística (Aromataris et al., 2024; Page et al., 2021).

El procesamiento de la información se apoyó en una matriz de extracción que integró autor, año, ubicación geográfica, tecnología, principio de funcionamiento, duración de descarga, eficiencia de ciclo, capacidad, costo de potencia, costo energético, vida útil, autodescarga, madurez tecnológica y requerimientos de infraestructura. Las cifras se conservaron en las unidades reportadas por cada fuente y únicamente se normalizaron cuando existió información suficiente para efectuar conversiones transparentes, sin estimar valores ausentes ni completar datos mediante supuestos no documentados. La

comparación se organizó en cuatro dimensiones: desempeño técnico, viabilidad económica, sostenibilidad ambiental y adecuación al contexto energético regional. Posteriormente, se aplicó una codificación temática para identificar ventajas, limitaciones, barreras de adopción, condiciones habilitantes y oportunidades de integración con fuentes renovables. La interpretación reconoció que la duración, la eficiencia, el uso del territorio y el costo debían analizarse conjuntamente, debido a que ninguna métrica aislada permitía establecer una superioridad tecnológica universal (Shan et al., 2022; U.S. Department of Energy, 2024).

La consistencia metodológica se fortaleció mediante una segunda lectura de las fuentes seleccionadas, la verificación cruzada de los datos técnicos y la comparación entre publicaciones científicas e informes institucionales. Los documentos se valoraron según claridad del objetivo, descripción metodológica, trazabilidad de los datos, actualidad, pertinencia regional y coherencia entre resultados y conclusiones. No se aplicó metaanálisis debido a la heterogeneidad de tecnologías, escalas, supuestos económicos, duraciones operativas y métodos de estimación identificados en la literatura. El procedimiento priorizó una síntesis cualitativa comparativa y mantuvo explícitas las diferencias entre evidencia experimental, simulaciones, proyectos demostrativos y proyecciones institucionales. Como el estudio utilizó información pública y no involucró participantes humanos, datos personales, intervenciones físicas ni experimentación ambiental, no requirió consentimiento informado; no obstante, se respetaron la propiedad intelectual, la citación académica y la integridad en el tratamiento de la evidencia (Aromataris et al., 2024; Page et al.,

3. Resultados

Caracterización técnico-operativa de las tecnologías emergentes de almacenamiento de larga duración

La caracterización se orientó a identificar los atributos operativos que diferenciaron a las tecnologías con capacidad de atender ciclos diarios extendidos, requerimientos interdiarios y necesidades estacionales de los sistemas renovables. La matriz analítica quedó integrada por seis alternativas distribuidas en cuatro familias: tres tecnologías mecánicas —aire comprimido, bombeo hidroeléctrico y almacenamiento gravitacional—, equivalentes al 50,0 % del conjunto; una electroquímica, una térmica y una química, cada una con una participación del 16,7 %. La duración constituyó el principal criterio de clasificación, debido a que se distinguieron aplicaciones de aproximadamente 10 a 20 horas y soluciones destinadas a cubrir períodos semanales o mensuales. Esta organización permitió diferenciar tecnologías orientadas al desplazamiento diario de energía de aquellas destinadas a compensar déficits renovables prolongados (Twitchell et al., 2023; Shan et al., 2022).

Dentro de las alternativas con mayor capacidad de descarga continua, el almacenamiento por aire comprimido presentó duraciones de 10 a 100 horas, capacidades energéticas de 10 a 10.000 MWh y potencias comprendidas entre 1 y 300 MW. Su eficiencia de ciclo se situó entre 55 % y 75 %, mientras la vida útil alcanzó entre 20 y 30 años y la autodescarga diaria osciló entre 0,5 % y 1 %. Las baterías de flujo registraron períodos de descarga de 4 a 24 horas, respuestas del orden de

milisegundos, eficiencias de 65 % a 85 % y vidas operativas de 5 a 20 años. El bombeo hidroeléctrico mostró el mayor intervalo de capacidad, con valores de 100 a 20.000 MWh, potencias de 10 a 3.000 MW, eficiencias de 60 % a 85 % y una vida útil estimada entre 25 y 100 años (Shan et al., 2022).

La revisión de las tecnologías gravitacionales identificó configuraciones ferroviarias y basadas en bloques con duraciones de 4 a 24 horas y tiempos de respuesta del orden de segundos. Los sistemas ferroviarios registraron capacidades de 100 a 20.000 MWh, eficiencias de 75 % a 80 % y una vida útil aproximada de 40 años, mientras los sistemas de bloques alcanzaron eficiencias de 80 % a 85 % y capacidades de 4 a 10.000 MWh. El almacenamiento térmico presentó intervalos de descarga de 4 a 24 horas, capacidades de 0,1 a 2.000 MWh y potencias de 1 a 300 MW, aunque exhibió una amplitud económica considerable, con costos energéticos reportados entre USD 50 y USD 7.000/kWh. El hidrógeno se ubicó principalmente en la categoría de almacenamiento semanal, mensual o estacional, debido a su capacidad de conservar grandes volúmenes de energía durante períodos superiores a los ciclos diarios convencionales (Shan et al., 2022; Twitchell et al., 2023).

La síntesis de los indicadores económicos proyectados para 2030 mostró diferencias asociadas al principio de almacenamiento y al nivel de desarrollo esperado. El costo nivelado posterior a innovaciones se estimó en USD 0,022/kWh para bombeo hidroeléctrico, USD 0,026/kWh para aire comprimido y USD 0,055/kWh para baterías de flujo, con reducciones proyectadas de 85 %, 60 % y 66 %, respectivamente. El almacenamiento térmico con sales fundidas alcanzó USD 0,112/kWh, mientras el hidrógeno presentó valores de USD 0,115/kWh en almacenamiento subterráneo y USD 0,160/kWh en instalaciones superficiales. En conjunto, los hallazgos describieron un portafolio heterogéneo: las tecnologías mecánicas concentraron las mayores capacidades y vidas útiles, las baterías de flujo destacaron por su respuesta rápida y modularidad, y las alternativas térmicas y químicas ampliaron la cobertura hacia períodos prolongados de almacenamiento (U.S. Department of Energy, 2024; Shan et al., 2022).

Comparación multidimensional del desempeño técnico, económico y ambiental

La comparación multidimensional se orientó a establecer los patrones de desempeño de las seis tecnologías consideradas mediante indicadores de duración, eficiencia de ciclo, costo de capital, costo nivelado del almacenamiento, autodescarga y requerimientos territoriales. Los resultados técnicos mostraron que las alternativas mecánicas concentraron los mayores intervalos de capacidad y duración, mientras las baterías de flujo conservaron tiempos de respuesta del orden de milisegundos. Entre las cuatro tecnologías con intervalos homogéneos de eficiencia, tres alcanzaron límites superiores de 85 %, equivalentes al 75 % del conjunto comparable. El almacenamiento gravitacional presentó el límite inferior más elevado, con eficiencias de 75 % a 85 %, seguido por las baterías de flujo, con 65 % a 85 %, y el almacenamiento hidroeléctrico por bombeo, con 60 % a 85 %. El aire comprimido registró un intervalo de 55 % a 75 %, aunque extendió su descarga hasta 100 horas en determinadas configuraciones (Shan et al., 2022).

La integración de las dimensiones evidenció una dispersión amplia entre tecnologías y subtipos, particularmente en los costos de capital y las condiciones territoriales. Como

se observa en la Tabla 1, el almacenamiento hidroeléctrico por bombeo presentó el menor límite de costo energético, con valores entre USD 5 y USD 200/kWh, mientras el aire comprimido adiabático se situó entre USD 40 y USD 90/kWh. Las baterías de flujo de vanadio registraron un intervalo de USD 160 a USD 1.150/kWh y el almacenamiento térmico asociado a concentración solar mostró la mayor amplitud, entre USD 50 y USD 7.000/kWh. Las configuraciones gravitacionales exhibieron diferencias internas, debido a que el sistema ferroviario alcanzó aproximadamente USD 1.300/kWh, mientras los sistemas basados en bloques no dispusieron de un valor promedio homogéneo. Esta variabilidad coincidió con diferencias en escala, duración, madurez y dependencia de infraestructura específica (Shan et al., 2022).

Tabla 1

Comparación técnica, económica y ambiental de las tecnologías de almacenamiento de larga duración

Tecnología	Duración de descarga	Eficiencia de ciclo (%)	Costo capital reportado (USD/kWh)	de LCOS proyectado después de innovación (USD/kWh)	Indicador ambiental o territorial
Baterías de flujo de vanadio	4–24 h	65–85	160–1.150	0,055	Autodescarga de 0–1 % diario
Aire comprimido adiabático	10–100 h	55–75	40–90	0,026	Huella superficial de 0,27–0,30 m ² /kWh; no incluyó estructuras subterráneas
Almacenamiento gravitacional	4–24 h	75–85	≈1.300 sistemas ferroviarios	en NR	Huella aproximada de 20 m ² /kWh en sistemas ferroviarios y 0,16 m ² /kWh en sistemas de bloques
Bombeo hidroeléctrico	10–100 h	60–85	5–200	0,022	Autodescarga de 0–0,02 % diario; dependencia de agua, relieve y disponibilidad territorial
Almacenamiento térmico	4–24 h	39–65*	50–7.000	0,112	Huella de 0,03–1,20 m ² /kWh en sistemas de concentración solar; pérdidas térmicas de 3–10 % semanal
Hidrógeno	Multidiaria o estacional	NR	NR	0,115 subterráneo; 0,160 superficial	Pérdidas por evaporación de 1–5 % diario para hidrógeno líquido; desempeño ambiental condicionado por la fuente eléctrica

Nota: LCOS = costo nivelado del almacenamiento; NR = no reportado mediante una métrica homogénea. Los costos de capital correspondieron a configuraciones tecnológicas actuales recopiladas en la literatura, mientras los valores de LCOS representaron proyecciones para 2030 posteriores a la aplicación de portafolios de innovación. Los valores térmicos integraron configuraciones distintas dentro de la misma familia y, por ello, se conservaron como rangos descriptivos sin asumir equivalencia directa (Shan et al., 2022; U.S. Department of Energy, 2024).

La evaluación económica de seis configuraciones con información homogénea de LCOS mostró valores comprendidos entre USD 0,022 y USD 0,160/kWh después de la incorporación de innovaciones proyectadas para 2030. El promedio descriptivo alcanzó USD 0,0817/kWh y la mediana se situó en USD 0,0835/kWh, sin aplicación de pruebas inferenciales debido a la naturaleza documental y heterogénea de los datos. El bombeo hidroeléctrico y el aire comprimido registraron valores inferiores al objetivo de USD 0,05/kWh, por lo que representaron el 33,3 % de las configuraciones examinadas; las baterías de flujo alcanzaron USD 0,055/kWh y constituyeron otro 16,7 % próximo a dicho umbral. Las reducciones proyectadas oscilaron entre 12 % para el hidrógeno subterráneo y 85 % para el bombeo hidroeléctrico, con una disminución media calculada de 45,5 %. Los costos estimados para implementar los portafolios de innovación variaron entre USD 325 millones y USD 759 millones en las tecnologías centrales analizadas, con períodos aproximados de 7 a 10 años (U.S. Department of Energy, 2024).

Los indicadores ambientales y territoriales mostraron que el desempeño no siguió una relación lineal con la eficiencia ni con el costo. El aire comprimido presentó una huella superficial de 0,27 a 0,30 m²/kWh, aunque esta estimación no incorporó las estructuras subterráneas requeridas, mientras los sistemas gravitacionales variaron desde aproximadamente 0,16 m²/kWh en configuraciones de bloques hasta 20 m²/kWh en alternativas ferroviarias. El bombeo hidroeléctrico mantuvo la menor tasa de autodescarga, entre 0 % y 0,02 % diario, pero quedó condicionado por la disponibilidad de agua, desnivel topográfico y superficie de implantación. Las baterías de flujo registraron pérdidas de hasta 1 % diario, mientras el almacenamiento térmico presentó pérdidas estimadas de 3 % a 10 % semanal y el hidrógeno líquido alcanzó tasas de evaporación de 1 % a 5 % diario. La síntesis descriptiva evidenció que las tecnologías mecánicas combinaron los menores LCOS proyectados con altas capacidades, mientras las alternativas electroquímicas ofrecieron mayor rapidez de respuesta y las soluciones térmicas y químicas ampliaron la cobertura temporal con mayores costos y pérdidas energéticas asociadas (Shan et al., 2022; Hunter et al., 2021).

Escenarios de aplicabilidad en sistemas renovables de Ecuador y América Latina

El análisis de aplicabilidad se orientó a relacionar la escala temporal del almacenamiento con las condiciones operativas observadas en sistemas renovables hidrodependientes, interconectados y aislados. En Ecuador, la generación hidroeléctrica alcanzó 22.956,42 GWh y representó el 67,40 % de la producción eléctrica bruta durante 2024, por lo que la variabilidad hidrológica constituyó el principal condicionante para la selección tecnológica. En el ámbito latinoamericano, la capacidad instalada de almacenamiento se aproximó a 2,5 GW: 1,5 GW correspondieron a sistemas de baterías y 1 GW a bombeo hidroeléctrico, equivalentes al 60 % y 40 % del total regional, respectivamente. Estos resultados permitieron organizar la aplicabilidad en tres escalas: intradiaria, multidiaria y estacional (CENACE, 2025; OLACDE, 2025).

La clasificación técnico-temporal mostró que cinco de las seis tecnologías evaluadas, equivalentes al 83,3 %, presentaron capacidad operativa dentro del intervalo de 8 a 24 horas: baterías de flujo, aire comprimido, almacenamiento gravitacional, bombeo hidroeléctrico y almacenamiento térmico. Tres alternativas —aire comprimido, bombeo hidroeléctrico e hidrógeno—, correspondientes al 50,0 % del conjunto, extendieron su aplicabilidad hacia períodos multidiarios, mientras el hidrógeno constituyó la tecnología

con capacidad explícitamente estacional, equivalente al 16,7 % de la matriz analizada. Las categorías no fueron mutuamente excluyentes, debido a que una misma tecnología cubrió más de una duración según su configuración. Como se observa en la Tabla 2, la distribución evidenció una reducción progresiva del número de alternativas conforme aumentó el período requerido de descarga (Shan et al., 2022).

Tabla 2*Escenarios de aplicabilidad temporal y sistémica del almacenamiento energético*

Escenario aplicación	de Horizonte operativo	Tecnologías clasificadas	Participación en la matriz analizada	Aplicación identificada en sistemas renovables
Regulación y desplazamiento intradiario	8–24 h	Baterías de flujo, aire comprimido, almacenamiento gravitacional, bombeo hidroeléctrico y almacenamiento térmico	5 de 6 tecnologías (83,3 %)	Desplazamiento de excedentes solares, reducción de picos, estabilización de microrredes y soporte diario a generación renovable
Respaldo multidiario	24–100 h	Aire comprimido, bombeo hidroeléctrico e hidrógeno	3 de 6 tecnologías (50,0 %)	Cobertura de déficits renovables prolongados, apoyo ante restricciones de red y reducción de dependencia termoeléctrica
Compensación estacional	Semanas o meses	Hidrógeno y esquemas complementarios de almacenamiento hidráulico con generación solar-eólica	1 de 6 tecnologías con capacidad estacional explícita (16,7 %)	Conservación de excedentes energéticos y respuesta ante sequías prolongadas o variaciones hidroclimáticas

Nota: Los porcentajes se calcularon sobre las seis tecnologías incluidas en la matriz documental. Las categorías fueron acumulativas; por ello, una tecnología pudo registrarse en más de un escenario. La clasificación se basó en los intervalos de duración y las aplicaciones operativas reportadas para almacenamiento de larga duración (Shan et al., 2022; OLACDE, 2025).

La evaluación específica del sistema ecuatoriano mostró que la complementariedad entre generación renovable y almacenamiento hidráulico modificó la exposición operativa durante condiciones de sequía. El escenario exclusivamente solar incorporó 367 MW, mientras el escenario combinado integró 270 MW solares y 270 MW eólicos; la configuración ampliada alcanzó 613 MW de cada recurso. Los meses con niveles críticos en los embalses disminuyeron de ocho en el escenario de referencia a seis con la combinación solar-eólica y a cuatro con la configuración ampliada, lo que representó una reducción máxima del 50 %. De forma paralela, el tiempo acumulado de inactividad de la Central Paute Molino descendió de 57 a 30 días, equivalente a una disminución del 47 % (Sterl et al., 2026).

La ampliación de la generación solar-eólica y la operación prudente de los embalses redujeron la expectativa de pérdida de carga desde 27 hasta 4 días, equivalente a una disminución calculada del 85,2 %. Durante el período más crítico, el déficit máximo de capacidad pasó de 1.210 a 580 MW, con una reducción del 52 %, mientras el déficit de generación disminuyó de 200 a 20 GWh, equivalente al 90 %. La capacidad renovable integrada presentó un crédito indirecto de capacidad del 59 %, con un intervalo de sensibilidad comprendido entre 50 % y 65 %. Estos resultados ubicaron el almacenamiento intradiario como soporte para la integración renovable y reservaron las soluciones multidiarias o estacionales para déficits que excedieron la escala diaria (Sterl et al., 2026).

La síntesis regional mostró que las baterías concentraron la mayor capacidad instalada y se asociaron con aplicaciones modulares, microrredes y desplazamiento diario de energía, mientras el bombeo hidroeléctrico mantuvo correspondencia con sistemas interconectados de gran escala. El aire comprimido y el almacenamiento térmico quedaron vinculados a contextos con condiciones geológicas, industriales o solares específicas, y el hidrógeno se mantuvo en la categoría de cobertura multidiaria y estacional. En conjunto, el patrón identificado estableció una estructura escalonada: las tecnologías electroquímicas, gravitacionales y térmicas cubrieron principalmente requerimientos de 8 a 24 horas; las alternativas mecánicas ampliaron la cobertura hasta 100 horas; y el almacenamiento químico extendió el horizonte hacia semanas o meses (Shan et al., 2022; OLACDE, 2025).

4. Discusión

El estudio analiza la idoneidad técnica, económica, ambiental y operativa de las tecnologías emergentes de almacenamiento de larga duración para sistemas renovables de Ecuador y América Latina, y los hallazgos sugieren que ninguna alternativa presenta una superioridad universal. La utilidad de cada tecnología depende principalmente del horizonte de descarga, la escala del sistema, la velocidad de respuesta y las condiciones territoriales. Las tecnologías mecánicas concentran las mayores capacidades y vidas útiles, mientras las baterías de flujo ofrecen respuestas rápidas y las soluciones térmicas y químicas amplían la cobertura hacia períodos prolongados. La concentración del 83,3 % de las alternativas en aplicaciones de 8 a 24 horas, frente al menor número de opciones multidiarias y estacionales, evidencia que la disponibilidad tecnológica disminuye conforme aumenta la duración requerida. Este patrón coincide con la literatura que plantea la necesidad de diferenciar el almacenamiento diario, multidiario y estacional, en lugar de aplicar una definición única basada exclusivamente en horas de descarga (Shan et al., 2022; Twitchell et al., 2023).

La comparación económica confirma que el costo no puede interpretarse de forma aislada respecto de la duración, la eficiencia y los requerimientos de infraestructura. Los valores proyectados de USD 0,022/kWh para bombeo hidroeléctrico y USD 0,026/kWh para aire comprimido se sitúan por debajo del objetivo de USD 0,05/kWh, mientras las baterías de flujo se aproximan a este umbral con USD 0,055/kWh. Estos resultados convergen con los análisis que atribuyen mayor competitividad a las tecnologías cuyo costo de capacidad energética aumenta lentamente al extender la duración, especialmente en sistemas con alta penetración renovable (Hunter et al., 2021; Sepulveda et al., 2021). No obstante, las diferencias territoriales modifican esta ventaja aparente, porque el bombeo depende de agua y relieve, el aire comprimido requiere condiciones geológicas apropiadas y el hidrógeno mantiene costos proyectados superiores, entre USD 0,115 y USD 0,160/kWh. Por tanto, los hallazgos parecen indicar que la selección debe sustentarse en portafolios complementarios y no en jerarquías determinadas únicamente por el costo nivelado o la eficiencia de ciclo (U.S. Department of Energy, 2024; Shan et al., 2022).

La relevancia de esta interpretación aumenta en Ecuador, donde la hidroelectricidad representa el 67,40 % de la producción eléctrica bruta y la exposición a variaciones hidrológicas condiciona la seguridad operativa del sistema. Los escenarios examinados

muestran que la combinación de generación solar, eólica y gestión hidráulica se asocia con una reducción de la expectativa de pérdida de carga de 27 a 4 días, mientras el déficit máximo de capacidad disminuye de 1.210 a 580 MW y el déficit energético pasa de 200 a 20 GWh. Estas variaciones deben interpretarse con cautela, porque proceden de escenarios modelados y no demuestran relaciones causales ni garantizan resultados equivalentes bajo otras condiciones hidrológicas, regulatorias o de demanda. Aun así, la evidencia respalda una arquitectura escalonada en la que las soluciones intradiarias atienden variaciones diarias, las tecnologías mecánicas cubren déficits multidiarios y el hidrógeno amplía la respuesta hacia períodos estacionales. Esta lectura coincide con la necesidad de adaptar la valoración del almacenamiento a las características de cada red y refuerza la conveniencia de integrar la planificación renovable con criterios de resiliencia hidroclimática (CENACE, 2025; Staadecker et al., 2024; Sterl et al., 2026; OLACDE, 2025).

La interpretación de los resultados permanece limitada por el carácter documental y descriptivo del estudio, la heterogeneidad de escalas, supuestos económicos y configuraciones tecnológicas, así como por la utilización de costos proyectados hacia 2030 que todavía dependen de innovaciones, condiciones financieras y ritmos de comercialización inciertos. La ausencia de metaanálisis, validación experimental y evaluación detallada del ciclo de vida impide establecer diferencias estadísticamente significativas o formular recomendaciones determinísticas para emplazamientos específicos. Las investigaciones futuras deberían integrar series horarias de demanda y generación del sistema ecuatoriano, escenarios de sequía, tasas de descuento, degradación, restricciones de transmisión y análisis ambientales territorializados, además de contrastar los modelos mediante proyectos piloto. También resulta necesario examinar mecanismos regulatorios y de remuneración capaces de reconocer el valor de la flexibilidad multidiaria y estacional en América Latina. A pesar de estas limitaciones, el estudio aporta un marco comparativo que vincula duración, costo, desempeño ambiental y condiciones territoriales, contribuyendo a reducir la brecha de evaluaciones integrales aplicadas a sistemas renovables hidrodependientes de la región (Aromataris et al., 2024; Page et al., 2021; Zeng et al., 2025).

5. Conclusiones

Los resultados permiten concluir que la idoneidad de las tecnologías emergentes de almacenamiento energético de larga duración dependió de la interacción entre duración de descarga, capacidad, eficiencia, costo, vida útil y condiciones territoriales, por lo que no se identificó una alternativa universalmente superior. Las tecnologías mecánicas mostraron mayor aptitud para aplicaciones de gran escala y períodos prolongados, mientras las baterías de flujo destacaron por su rapidez de respuesta y modularidad. A su vez, las soluciones térmicas y basadas en hidrógeno ampliaron la cobertura hacia necesidades multidiarias o estacionales, aunque con mayores exigencias económicas y operativas. En consecuencia, la integración en sistemas renovables requirió una selección contextualizada y orientada a portafolios tecnológicos complementarios.

La comparación de las tecnologías evidenció que los indicadores técnicos, económicos y ambientales debieron interpretarse de manera conjunta. El bombeo hidroeléctrico y el aire comprimido presentaron los costos nivelados proyectados más bajos, mientras las

baterías de flujo se aproximaron al umbral internacional de USD 0,05/kWh. En paralelo, se observó que las tecnologías aplicables entre 8 y 24 horas fueron más numerosas que aquellas capaces de cubrir déficits multidiarios o estacionales, lo que reveló una reducción progresiva de opciones conforme aumentó el horizonte de almacenamiento. Estos hallazgos sugieren que la duración operativa constituye un criterio decisivo para diferenciar funciones dentro de los sistemas renovables.

La aplicación de estos resultados al contexto ecuatoriano mostró que una matriz con elevada participación hidroeléctrica requiere complementar la gestión de embalses con generación solar, eólica y almacenamiento de distintas duraciones. La reducción observada en indicadores de déficit bajo escenarios combinados sugirió que la diversificación renovable puede fortalecer la resiliencia frente a variaciones hidroclimáticas, aunque estos valores deben interpretarse dentro del alcance documental y descriptivo del estudio. El principal aporte consistió en integrar dimensiones técnicas, económicas, ambientales y territoriales dentro de un mismo marco comparativo, útil para apoyar decisiones académicas, profesionales e institucionales. De esta manera, la investigación contribuyó a disminuir la brecha de análisis adaptados a sistemas hidrodependientes de Ecuador y América Latina.

A partir de los hallazgos, se recomienda profundizar en evaluaciones técnico-económicas específicas para el sistema ecuatoriano mediante series horarias de generación, demanda, disponibilidad hídrica y restricciones de transmisión. También se considera pertinente desarrollar proyectos piloto que permitan contrastar el desempeño real de baterías de flujo, aire comprimido, almacenamiento térmico e hidrógeno bajo condiciones regionales. Las investigaciones futuras deberían incorporar degradación, tasas de descuento, análisis de ciclo de vida y mecanismos regulatorios para valorar la flexibilidad multidiaria y estacional. En conjunto, estas líneas permitirían fortalecer la planificación de sistemas renovables resilientes y consolidar la contribución del almacenamiento de larga duración frente a la vulnerabilidad energética e hidroclimática de la región.

Referencias Bibliográficas

- Aromataris, E., Lockwood, C., Porritt, K., Pilla, B., & Jordan, Z. (Eds.). (2024). *JB1 manual for evidence synthesis*. JBI. <https://doi.org/10.46658/JBIMES-24-01>
- Braun, V., & Clarke, V. (2021). *Thematic analysis: A practical guide*. SAGE Publications. <https://uk.sagepub.com/en-gb/eur/thematic-analysis/book248481>
- Centro Nacional de Control de Energía. (2025). *Informe anual CENACE 2024*. https://www.cenace.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2025/04/Informe-Anual-CENACE-2024-vf-1-88_c.pdf
- Graham, N., Malagón, E., Viscidi, L., & Yépez, A. (2021). *State of charge: Energy storage in Latin America and the Caribbean*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://publications.iadb.org/publications/english/document/State-of-Charge-Energy-Storage-in-Latin-America-and-the-Caribbean.pdf>
- Guerrero-Calero, J. M., Diego Raul, D. R., Marco Antonio, M. A., & Gema Elizabeth, G. E. (2023). Energías limpias y desarrollo sostenible una revisión sobre las

- tendencias y desafíos actuales. *Innova Science Journal*, 1(1), 38-50. <https://doi.org/10.63618/omd/isi/v1/n1/9>
- Guerrero-Calero, J. M., Moran-González, M., Zapata-Velasco, M. L., Mieles-Giler, J. W., & Cárdenas-Baque, D. A. (2024). Potencial fotovoltaico para sistemas de bombeo de agua para la comuna de Joa, Manabí, Ecuador. *Journal of Economic and Social Science Research*, 4(3), 32–45. <https://doi.org/10.55813/gaea/jessr/v4/n3/119>
- Hunter, C. A., Penev, M. M., Reznicek, E. P., Eichman, J., Rustagi, N., & Baldwin, S. F. (2021). Techno-economic analysis of long-duration energy storage and flexible power generation technologies to support high-variable renewable energy grids. *Joule*, 5(8), 2077–2101. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2021.06.018>
- Mieles-Giler, J. W., Guerrero-Calero, J. M., Moran-González, M. R., & Zapata-Velasco, M. L. (2024). Evaluación de la degradación ambiental en hábitats Naturales. *Journal of Economic and Social Science Research*, 4(3), 65–88. <https://doi.org/10.55813/gaea/jessr/v4/n3/121>
- Moran-Gonzalez, M. R., Guerrero-Calero, J. M., Mieles-Giler, J. W., & Cabrera-Verdesoto, C. A. (2024). Evaluación de Indicadores para la Gestión Integrada de Recursos Hídricos en Cuencas Hidrográficas. *Journal of Economic and Social Science Research*, 4(4), 25–38. <https://doi.org/10.55813/gaea/jessr/v4/n4/129>
- Organización Latinoamericana y Caribeña de Energía. (2025). *Libro blanco del almacenamiento de energía en América Latina y el Caribe 2025*. <https://www.olade.org/publicaciones/libro-blanco-del-almacenamiento-en-america-latina-y-el-caribe-2025/>
- Page, M. J., McKenzie, J. E., Bossuyt, P. M., Boutron, I., Hoffmann, T. C., Mulrow, C. D., Shamseer, L., Tetzlaff, J. M., Akl, E. A., Brennan, S. E., Chou, R., Glanville, J., Grimshaw, J. M., Hróbjartsson, A., Lalu, M. M., Li, T., Loder, E. W., Mayo-Wilson, E., McDonald, S., ... Moher, D. (2021). The PRISMA 2020 statement: An updated guideline for reporting systematic reviews. *BMJ*, 372, n71. <https://doi.org/10.1136/bmj.n71>
- Palacios-López, L. A., Zapata-Velasco, M. L., Pardo-Reyes, P. S., & Pinargote-Bravo, V. J. (2024). Estrategias para un modelo Territorial sostenible para la comuna Sancán. *Journal of Economic and Social Science Research*, 4(4), 39–55. <https://doi.org/10.55813/gaea/jessr/v4/n4/131>
- Sarango-Ordóñez, J. P., Arellano-Reinoso, K. G., Arias-Ramirez, B. J., & Ureta-Leones, D. A. (2024). Distribución geográfica y estado de conservación actual de *Cedrela odorata* y *Cedrelinga cateniformis* en la Amazonía ecuatoriana. *Journal of Economic and Social Science Research*, 4(4), 89–106. <https://doi.org/10.55813/gaea/jessr/v4/n4/134>
- Sepulveda, N. A., Jenkins, J. D., Edington, A., Mallapragada, D. S., & Lester, R. K. (2021). The design space for long-duration energy storage in decarbonized power systems. *Nature Energy*, 6, 506–516. <https://doi.org/10.1038/s41560-021-00796-8>
- Shan, R., Reagan, J., Castellanos, S., Kurtz, S., & Kittner, N. (2022). Evaluating emerging long-duration energy storage technologies. *Renewable and*

Sustainable Energy Reviews, 159, 112240.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112240>.

Staadecker, M., Szinai, J., Sánchez-Pérez, P. A., Kurtz, S., & Hidalgo-Gonzalez, P. (2024). The value of long-duration energy storage under various grid conditions in a zero-emissions future. *Nature Communications*, 15, 9501. <https://doi.org/10.1038/s41467-024-53274-6>.

Sterl, S. H., Pineda, L. E., Mast, T., Rodríguez, Y., Muñoz, P., & Thiery, W. (2026). Variable renewables fortify Ecuador's power system against recurrences of drought-driven energy crises. *Nature Water*, 4(5), 571–585. <https://doi.org/10.1038/s44221-026-00617-w>

Torres-Cobo, L. E., Alcázar-Espinoza, J. A., Vera-Guerrero, D. I., & Verdugo-Arcos, J. A. (2024). Propuesta de diseño de una planta de tratamiento de aguas residuales domesticas a escala piloto. *Journal of Economic and Social Science Research*, 4(4), 107–121. <https://doi.org/10.55813/gaea/jessr/v4/n4/135>

Twitchell, J., DeSomber, K., & Bhatnagar, D. (2023). Defining long duration energy storage. *Journal of Energy Storage*, 60, 105787. <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.105787>.

U.S. Department of Energy, Office of Electricity. (2024). *Achieving the promise of low-cost long duration energy storage*. https://www.energy.gov/sites/default/files/2024-08/Achieving%20the%20Promise%20of%20Low-Cost%20Long%20Duration%20Energy%20Storage_FINAL_08052024.pdf

Zeng, Y., Zhou, T., Wang, T., Zhang, M., Zhang, S., & Yang, H. (2025). Long-duration energy storage: A critical enabler for renewable integration and decarbonization. *Energies*, 18(3), 466. <https://doi.org/10.3390/en18030466>

CONFLICTO DE INTERESES

“Los autores declaran no tener ningún conflicto de intereses”.